



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLANTACIÓN DE  
UN SISTEMA DE TELECONTROL EN LAS EMPRESAS  
DEOCSA/DEORSA**

**Carlos Adolfo Chojolán Prillwitz**  
Asesorado por Ing. Erwin Rolando Barrios Torres

Guatemala, septiembre de 2003

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLANTACIÓN DE  
UN SISTEMA DE TELECONTROL EN LAS EMPRESAS  
DEOCSA/DEORSA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**CARLOS ADOLFO CHOJOLAN PRILLWITZ**

ASESORADO POR ING. ERWIN ROLANDO BARRIOS TORRES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2003  
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



## **NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II	Ing. Amahám Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

## **TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
EXAMINADOR	Ing. Edgar Florencio Montúfar Urízar
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
SECRETARIA	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

### **ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA DE TELECONTROL EN LAS EMPRESAS DEOCSA/DEORSA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 28 de octubre de 2002.

Carlos Adolfo Chojolán Prillwitz

Guatemala, 29 de julio de 2,003.

Ing. Erwin Segura  
Coordinador Area de Electrotecnia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala  
Su despacho

Respetable Ing. Erwin Segura

Al saludarle, me dirijo a usted para informarle que ha sido concluido satisfactoriamente el trabajo de graduación **ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA DE TELECONTROL EN LAS EMPRESAS DEOCSA/DEORSA**, elaborado por el estudiante Carlos Adolfo Chojolán Prillwitz, tema para el cual fui asignado como asesor.

Considero que se han cumplido las metas propuestas al inicio del trabajo, por lo que recomiendo se apruebe en el entendido de que el autor y el suscrito son los responsables de lo tratado y de las conclusiones del mismo.

Atentamente,

Ing. Erwin Rolando Barrios Torres  
Colegiado No. 3,680  
ASESOR

## **DEDICATORIA**

- A Dios** Por permitirme lograr un objetivo más en mi vida y darme sabiduría para andar por el camino correcto.
- A mis padres** Mario y Teresa, que juntos han luchado cada día por darnos a toda la familia un futuro mejor y que gracias a sus consejos hoy estoy dando un paso más, a ellos debo todo esto.
- A mis hermanos** Edgar y Mayra, por alegrar mi vida y compartir de los sacrificios por lo que hoy estoy logrando.
- A mis abuelos** Augusto y Cristina, por su cariño y consejos.
- A mi asesor** Ing. Erwin Barrios por su valiosa colaboración y tiempo dedicado a la revisión de este trabajo de graduación.
- A la familia** Madríz Bolaños, por brindarme su cariño, consejos y apoyo.
- A mis amigos** Luís, Jorge, Hugo, Oscar, Renato, Otoniel, Francisco y Alejandro por su ayuda incondicional.
- Y muy especialmente a** María José, por todo el apoyo y cariño brindado en estos últimos años.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XII
OBJETIVOS	XIV
HIPOTESIS	XVI
INTRODUCCIÓN	XVII
<b>1. GENERALIDADES</b>	<b>1</b>
1.1. Surgimiento de las empresas DEOCSA/DEORSA.....	1
1.2. Marco normativo de la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica.....	1
1.2.1. Ley General de Electricidad decreto 93-96.....	1
1.2.2. Tiempo Total de Interrupción por Potencia Instalada (TTIK).....	2
1.2.3. Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).....	4
1.3. Análisis de la situación de las empresas DEOCSA/DEORSA.....	5
1.3.1. Dimensionamiento de la red eléctrica	6
1.3.2. Caracterización de la red eléctrica	10
1.3.3. Evaluación de las infraestructuras	10
1.4. ¿Qué es un sistema de telecontrol?.....	11
1.5. Arquitectura de telecontrol .....	12
1.6. Especificación de las señales a telecontrolar .....	15

1.7.	Plan de implantación del telecontrol .....	20
1.8.	Equipos interdisciplinarios involucrados en un proyecto de Telecontrol .....	21
1.9.	Subestaciones a telecontrolar .....	23

## **2. ESTRUCTURA DE TELECOMUNICACIONES      25**

2.1	Introducción .....	25
2.2	Introducción a protocolos de telecontrol .....	25
2.3.	Factores a tomar en cuenta en la elección del protocolo .....	28
2.4.	Elección del protocolo de comunicación .....	29
2.5.	Comparación técnica de servicios de comunicación propuestos para DEOCSA/DEORSA.....	29
2.6.	Necesidades de las comunicaciones para telecontrol .....	33
2.6.1.	Factores a tomar en cuenta	33
2.7.	Elección del esquema de telecontrol usado por DEOCSA/DEORSA .....	34
2.7.1.	Modelo simplificado de comunicación vía satélite	34
2.7.2	Soluciones analizadas	36
2.8.	Solución telecontrol en subestaciones existentes	42

## **3. SISTEMA DE SUPERVISIÓN CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)45**

3.1.	¿Qué es un sistema SCADA?.....	45
3.2.	Arquitectura del sistema.....	47
3.3.	Características técnicas del SCADA.....	49

3.4.	Funcionalidad básica del SCADA.....	50
3.5.	Administración de datos históricos .....	53
3.5.1.	Históricos de datos analógicos	55
3.5.2.	Históricos de mensajes de operación	55
3.5.3.	Interacción con el usuario	56
3.6.	Adquisición de datos .....	56
3.6.1	Metodología y muestreo de datos	59
3.6.2.	Tratamiento de errores	60
3.6.3.	Estadísticas de comunicación	61
3.6.4.	Alarmas de comunicación	62
3.6.5.	Estación remota en servicio/fuera de servicio	62
3.6.6.	Utilidad para análisis de datos de comunicación	63
3.7.	Otros beneficios asociados .....	63
3.7.1.	Aislamiento y reconfiguración de la red en un tiempo óptimo	63
3.7.2.	Satisfacción del usuario al reducir los tiempos muertos	63

#### **4.EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA DE TELECONTROL 65**

4.1.	Evaluación de costos asociados a la implantación.....	65
4.1.1.	Costos de operación del sistema	65
4.1.2.	Personal a cargo de la administración y operación del sistema	67
4.1.3.	Costos de mantenimiento del sistema	68
4.2.	Reducción de los costos de operación.....	72
4.2.1.	Ahorro por pago a un operador fijo	72
4.2.2.	Ahorro por desplazamientos de brigadas	73
4.3.	Reducción de los costos asociados a la mala calidad del servicio	74

4.3.1.	Indemnizaciones por incumplimiento de indicadores	75
4.4.	Reducción de los costos asociados a la energía no suministrada	78
4.4.1.	Ingresos por energía suministrada al reducir los índices de calidad del servicio	78
4.5.	Evaluación económica	85

**CONCLUSIONES** 90

**RECOMENDACIONES** 92

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS** 94

**BIBLIOGRAFÍA** 95

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1	Arquitectura del telecontrol	14
2	Comparación de modelos de referencia	27
3	Esquema de comunicaciones en protocolo DNP3	28
4	Tiempo de propagación de las señales	35
5	Ciclo pregunta-respuesta con 3 remotas (Solución I)	36
6	Ciclo pregunta-respuesta con 3 remotas (Solución II)	37
7	Esquema de doble salto satélital	42
8	Solución implantada por Unión Fenosa en Guatemala	44
9	Elementos de un sistema SCADA	45
10	Arquitectura del despacho de distribución	48
11	Pantalla del libro diario de servicio de occidente	54
12	Visualización en tiempo real de la subestación Tactic	58
13	Diagrama de flujo de efectivo	85

## TABLAS

I	Indicador global TTIK	3
II	Indicador individual TIU	4
III	Características de la red eléctrica de DEOCSA y DEORSA	7
IV	Estructura de señales	16
V	Listado modelo de señales tipo a telecontrolar	19
VI	Comparación técnica de los servicios de comunicaciones	32
VII	Relación calidad/costo de las soluciones de comunicación	39
VIII	Ventajas e inconvenientes a las soluciones de comunicación	40
IX	Funciones de los servidores	49
X	Especificaciones de <i>hardware</i>	65
XI	Especificaciones de <i>software</i>	66
XII	Nómina de personal de operación y mantenimiento del sistema	68
XIII	Cuadro de flujo de egresos	71
XIV	Costo de tener un operador en la subestación	73
XV	Costo por brigadista	74
XVI	Proyección de indemnizaciones para el primer semestre 2002	77
XVII	Cuadro de flujos netos de efectivo para el proyecto de Telecontrol	88

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>DEOCSA</b>	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima
<b>DEORSA</b>	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima
<b>INDE</b>	Instituto Nacional de Electrificación
<b>FMIK</b>	Frecuencia media de interrupción por KVA promedio
<b>TTIK</b>	Tiempo medio de interrupción por KVA promedio
<b>AMM</b>	Administrador de mercado de mayoristas
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
<b>NTSD</b>	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
<b>TIU</b>	Tiempo de Interrupción por usuario
<b>SCADA</b>	Sistema de Control y Adquisición de Datos
<b>CPD</b>	Centro de Procesamiento de Datos
<b>kV</b>	Kilovoltio
<b>SOAL</b>	Sistema de Operación y Adquisición Local
<b>UCI</b>	Unidad Concentradora de Información
<b>PER</b>	Proyecto de Electrificación Local
<b>COR</b>	Centro de Operación de la Red
<b>P&amp;A</b>	Protecciones y Automatización
<b>FAT</b>	<i>Field Acceptance Test</i>
<b>IDU</b>	<i>Indoor Unit</i>
<b>SAT</b>	<i>Site Acceptance Test</i>
<b>TCP</b>	<i>Transmission Control Protocol</i>
<b>IP</b>	<i>Internet Protocol</i>
<b>MTBF</b>	<i>Mean Time Between Fails</i>
<b>RTU</b>	<i>Remote Terminal Unit</i>
<b>UDP</b>	<i>User Data Protocol</i>
<b>VSAT</b>	<i>Very Small Aperture Terminal</i>
<b>PAD</b>	<i>Package Assembler Data</i>

<b>SGD</b>	Sistema de Gestión de Distribución
<b>LAN</b>	<i>Local Area Network</i>
<b>CO</b>	Confirmado
<b>NE</b>	No Ejecutado
<b>A+D</b>	Analógica y Digital
<b>VPN</b>	Valor presente neto
<b>P/A</b>	Valor presente a partir de un valor futuro
<b>US\$</b>	Dólar de los Estados Unidos de América

## GLOSARIO

<b>Actuación de mantenimiento</b>	Actividad relacionada con un plan de mantenimiento, tendente a mejorar la instalación a la que se aplica.
<b>Beneficio</b>	Cambio a favor en el estado de las condiciones económicas de una distribuidora.
<b>Causa</b>	Circunstancia por la cual una instalación ha tenido una interrupción.
<b>Cliente usuario</b>	Persona individual o jurídica que recibe el servicio de energía eléctrica del distribuidor, en media o baja tensión.
<b>Caracterización</b>	Define las características de la red propiedad de DEOCSA/DEORSA.
<b>Distribuidora</b>	Ente privado o estatal que se dedica a la distribución de la energía eléctrica.

<b>Flujo de egresos</b>	Movimiento de los desembolsos a realizarse.
<b>Incidencia</b>	Interrupción del suministro de energía eléctrica.
<b>Indicador de calidad</b>	Índices normados por la CNEE para determinar la calidad del servicio técnico de una distribuidora.
<b>Mantenimiento</b>	Conjunto de actividades que se realizan para mejorar la vida útil de las instalaciones por medio de planes que hacen eficiente el proceso de la industria.
<b>Media tensión</b>	Nivel de tensión superior a mil voltios (1,000 V) y menor o igual a sesenta mil voltios (60,000 V).
<b>Penalización</b>	Sanción que se aplica al distribuidor por haber sobrepasado los límites de los indicadores de calidad.

**Tasa Interna de Rendimiento**

Es la tasa de descuento que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

**Telemedida**

Acto de recibir y monitorear datos que se producen en equipos.

**Transportista**

Ente privado o estatal que se encarga de transportar en alta tensión la energía que le entrega el generador y que la suministra a los distribuidores.

**Valor Presente Neto**

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

## **RESUMEN**

La implantación de un sistema de telecontrol conlleva la mejor utilización de los recursos y a prestar un buen servicio, en este caso le corresponde a las distribuidoras de electricidad DEOCSA/DEORSA. Con dicha implantación se logra la normalización de las instalaciones y se definen las actividades de mantenimiento que buscarán la reducción de los indicadores de calidad normados y que en este momento requieren de las distribuidoras una nueva dirección en sus criterios para lograr la mejora de su gestión.

Para ello es necesario incorporar el telecontrol de las instalaciones, orientado a reducir estos indicadores para que no sólo se tenga una buena imagen ante el cliente, sino también evitar ser penalizados si se sobrepasan los límites establecidos para estos indicadores.

Algo muy importante que no se puede dejar a un lado, es la evaluación económica, elemento vital y que sirve para tomar decisiones de carácter financiero que en algún momento será el respaldo para evaluar la rentabilidad global del proyecto.

El buen desempeño del sistema de telecontrol vendrá dado por la disponibilidad de los canales de comunicación que enlazan a los equipos, del correcto funcionamiento y parametrización de los mismos, así como de la certeza con que se apliquen los diferentes tipos de mantenimiento, predictivo, preventivo y correctivo con el plan respectivo elaborado para ello. Este plan estará basado en un buen análisis de incidencias registradas por el SCADA que muestra las mismas en forma clara, breve y verídica.

## OBJETIVOS

- **General**

La elaboración de un trabajo de tesis que permita a toda aquella persona que trabaje en el área de la distribución de energía eléctrica o bien, aquellas personas que deseen conocer un poco más acerca de las herramientas con que se cuenta hoy en día para llevar a cabo la operación de la red y que nos permiten aislar rápidamente y con gran precisión un tramo donde se ha presentado una falla, mediante la utilización de equipo estratégicamente distribuido, consiguiéndose de esta forma mejorar significativamente la calidad del servicio suministrado al usuario y así optimizar la explotación de la red.

- **Específicos**

1. Presentar al lector las ventajas que proporciona la recolección de datos en tiempo real de parámetros significativos.
2. Dar a conocer como se pueden reducir los tiempos de reposición del servicio con un sistema de telecontrol contra uno que no posee dicho sistema.
3. Mostrar como se puede evitar que fallas transitorias se conviertan en fallas permanentes y de tipo crítico para la operación de la red cuando éstas son registrables y localizables.
4. Presentar también al lector la facilidad con que se puede configurar y aislar una sección de red con defecto en el menor tiempo posible.
5. Destacar uno de los mayores beneficios que se obtienen con el telecontrol, con el propósito de obtener la satisfacción de los clientes favoreciéndolos directamente con la reducción de tiempos muertos sobre todo en las industrias y áreas comerciales, dando apoyo de manera directa para que mejoren su productividad y calidad en los productos que ofrecen.

## HIPÓTESIS

- La implementación de un sistema de telecontrol en DEOCSA/DEORSA mejorará sustancialmente la gestión de dichas empresas y permitirá efficientar y optimizar los costos de inversión y operación de instalaciones, tanto actuales como futuras en un mediano plazo, reduciendo el Tiempo Total de Interrupción por Potencia Instalada (TTIK), las indemnizaciones y los costos de mantenimiento correctivo.

## INTRODUCCIÓN

El proyecto de telecontrol constituye el resultado de la aplicación de muchos años de experiencia de Unión Fenosa para lograr la tecnificación y eficiencia de la operación de redes de distribución cada día más efectiva, como parte de su plan de mejora de gestión.

El beneficio directo que busca conseguir este proyecto es la eficiencia en la operación de la red de distribución de DEOCSA / DEORSA, pues el contar con la información permanente, permite una apreciación real de las condiciones y una toma de decisiones acertadas en un tiempo óptimo. Esto resulta en un aumento de la fiabilidad y disponibilidad de las instalaciones y la reducción de los costos asociados. Además, como el sistema es capaz de manejar la información recabada, también es muy útil para el análisis de incidencias que resultan en el mejoramiento de procedimientos y acciones futuras. El proyecto de telecontrol tiene por objeto entonces, contar con un sistema que realizará el control remoto y la adquisición de datos en tiempo real, con una operación simple y con mejor rendimiento, basado en las dimensiones y características de la red y sus expectativas de expansión; así como la información sobre las infraestructuras existentes y condiciones necesarias.

El proyecto de telecontrol representa la coordinación de un equipo multidisciplinario de ingeniería para lograr un solo propósito asegurar la continuidad y la calidad de las actividades; el telecontrol de las subestaciones ya existentes y las contempladas en el Proyecto de Electrificación Rural -PER-.

A la fecha están integradas doce de estas (Mayuelas, El Rancho, Moyuta, Jalapa, Chisec, Champerico, Ixtahuacán, Zacualpa, San Rafael las Flores, Río Dulce, San Juan Ixcoy y Tejutla), que fueron parte de la fase inicial de implantación del proyecto, y se continúa trabajando en el plan trazado.

El telecontrol y el sistema SCADA como herramienta principal tiene como fin ejecutar las funciones de supervisión y control de las subestaciones dentro de la red de telecontrol, desde el Centro de Operación de la Red (COR). La información se genera en la subestación en equipos locales, y es transmitida por distintos medios de comunicación desde cada punto hasta las oficinas de la distribuidora en Guatemala. Es aquí donde radica lo complejo de este sistema, pues necesita que cada parte de este proceso funcione adecuadamente en cada instante con absoluta fiabilidad. En la subestación existen una serie de equipos para la medición de los parámetros importantes o críticos, estos coinciden en un equipo concentrador que está conectado al medio de comunicación y que emite la información permanentemente al SCADA localizado en las oficinas en Guatemala, este se encarga de almacenarla y desplegarla gráficamente en los puestos de operación del COR.

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1. Surgimiento de las empresas DEOCSA/DEORSA**

Las compañías DEOCSA y DEORSA, que forman parte del sector privado mediante el proceso de privatización de las redes de Distribución del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) desde el 15 de diciembre de 1998, poseen un área de concesión que cubre prácticamente el 95% del interior del país. Su principal característica es la dispersión de las cargas y, consiguientemente, la longitud de las líneas y el amplio radio de acción de las subestaciones.

### **1.2. Marco normativo de la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica**

#### **1.2.1. Ley General de Electricidad Decreto No. 93-96**

La Ley General de Electricidad entra en vigencia el 21 de noviembre de 1996, ley con la cual el gobierno de la República de Guatemala como ente coordinador del desarrollo nacional, apoya la descentralización y desmonopolización de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica para agilizar el crecimiento de la oferta ante una demanda de servicio cada vez mayor y así mejorar el nivel de vida de los guatemaltecos satisfaciendo sus necesidades sociales y productivas.

Esta Ley tiene como finalidad normar las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad; y para ello establece la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica que velará por el cumplimiento de dicha Ley y sus Reglamentos. Asimismo, establece también el proceso de integración.

Se definen aquí las bases para la determinación de los precios de la electricidad, incluyendo las tarifas por el servicio y los diferentes peajes entre el sistema de transmisión y el de distribución.

### **1.2.2. Tiempo Total de Interrupción por Potencia Instalada (TTIK)**

El TTIK, es uno de los índices utilizados para evaluar la calidad del servicio técnico de distribución estipulado el 7 de abril de 1999, por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

Representa el tiempo total en horas en que cada KVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki \quad ( 1 )$$

En donde:

$\sum_j$ : Suma de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$ : Cantidad de KVA fuera de servicio en la interrupción j.

$Qki$ : Cantidad de KVA instalados.

Tfsj: Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los KVA en la interrupción j.

Las NTSD fijan los límites de dicho indicador en los cuales debe permanecer una distribuidora, diferenciando las instalaciones en urbanas y rurales ( ver Tabla I).

**Tabla I. Indicador global TTIK**

**ETAPA DE RÉGIMEN**

	TTIK	
	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCIÓN	10	15
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCIÓN	20	

**A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE RÉGIMEN**

(Para usuarios conectados en baja tensión)

	TTIK	
	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCIÓN	8	10
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCIÓN	12	

### 1.2.3. Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

Al igual que el TTIK otro indicador de importancia y que se ve favorablemente afectado con un sistema de telecontrol es el TIU, que es el Tiempo de Interrupción por Usuario definido por las NTSD de la siguiente forma:

$$TIU = \sum Tfsuj \quad (2)$$

Donde:

Tfsuj: es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada usuario.

#### Tabla II. Indicador individual TIU

A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE RÉGIMEN (Para usuarios conectados en media y alta tensión)

	TIU	
	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSIÓN	-	-
USUARIOS EN MEDIA Y ALTA TENSIÓN	12	14

A PARTIR DEL MES TRECE DE LA ETAPA DE RÉGIMEN (Para todos los usuarios)

	TIU	
	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSIÓN	12	14
USUARIOS EN MEDIA TENSIÓN	8	10
USUARIOS EN ALTA TENSIÓN	6	

Atendiendo lo que dicta la NTSD, a partir de la etapa de transición se controlarán las interrupciones mediante los indicadores globales. Para tal fin, cada distribuidor deberá tener actualizado el registro de la capacidad en KVA de

todos los transformadores y mantener un registro de los transformadores afectados en cada interrupción y del tiempo que estuvieron fuera de servicio.

### **1.3. Análisis de la situación de las empresas DEOCSA/DEORSA**

El estado de la red de media tensión es el resultado de un desarrollo no uniforme a lo largo del tiempo. Este desarrollo principalmente ha permitido satisfacer puntualmente los nuevos suministros y en garantizar el servicio frente al crecimiento de la demanda.

Existen problemas de todo tipo entre los que se pueden destacar los siguientes:

- Existe un abuso de los valores de tensión en el servicio de distribución donde se sobrepasan los límites de eficiencia
- Redes con desequilibrios importantes, esto como consecuencia al punto anterior
- Existencia de fusibles en serie en las líneas
- Alimentación de zonas urbanas y rurales a través de una misma salida, lo cual no es coherente con lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución
- Los interruptores de cabecera de línea no responden a un criterio uniforme de protección

- No está garantizada la coordinación entre la protección de cabecera y los fusibles de derivación o los fusibles de transformadores de distribución

### **1.3.1. Dimensionamiento de la red eléctrica**

El análisis y determinación de las dimensiones de la red eléctrica es un factor decisivo para la parametrización de las dimensiones de la Base de Datos del sistema, también nos sirve para identificar aquellas áreas que requieren mayor atención basado en el número de clientes afectados por instalación, potencia instalada (KVA), número de centros de transformación (CT's), tensión de servicio de esa instalación, longitud de línea y toda aquella información que permita aprovechar el telecontrol para actividades de mantenimiento y operativa de la red en un área determinada, tal y como se muestra en la Tabla III.

Tabla III. Características de la red eléctrica de DEOCSA y DEORSA

Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.										
SECTOR	SUBESTACIÓN	TENSIÓN SERV.	MONOFASICA (KM)	BIFASICA (KM)	TRIFASICA (KM)	LONGITUD (KM)	No CLIENTES EXCLUSIVOS	POTENCIA - TRAFOS DE LINEA (KVA)	No. CTS	No. CLIENTES EXCLUSIVOS
CENTRO OCCIDENTE =	CHIMALTENANGO	34.5	741.45	56.81	232.15	1,030.75	85,319	77,222.30	2,797	748
	QUICHE	13.8	625.35	19.79	64.45	709.59	34,959	22,665.50	1,397	285
	SOLOLA	34.5	533.05	17.31	86.07	636.43	55,086	35,007.90	1,713	115
	SAN GASPAR SAC	13.8	5.97	0.00	4.25	10.21	27	325.10	13	0
CENTRO OCCIDENTE I	ZACUALPA	13.8	362.08	1.65	26.10	389.82	7,166	8,127.70	664	0
	LA CUCHILLA	13.8	1,043.32	11.94	84.33	1,139.68	37,135	27,845.20	2,285	133
	LA ESPERANZA	34.5/13.8	670.62	18.52	209.87	899.75	69,205	52,871.00	2,397	325
	POLOGUA	13.8	778.54	8.35	60.89	847.78	36,333	26,867.80	1,873	69
CENTRO OCCIDENTE II	SAN MARCOS	13.8	165.42	8.95	22.82	197.19	9,165	7,393.80	429	14
	SANTA MARIA	13.8/2.3	18.41	3.16	27.48	50.46	3,023	3,137.80	110	9
	TOTONICAPAN	34.5/13.8/4.16	318.04	28.61	99.86	446.69	33,072	20,610.40	1,097	73
	HUEHUETENANGO	34.5/13.8	1,061.58	21.38	252.21	1,335.17	65,882	40,043.90	2,444	15
CENTRO OCCIDENTE III	SACAPULAS	13.8	404.61	25.48	78.90	508.99	22,417	14,811.20	903	42
	SOLOMA	13.8	423.94	10.27	79.23	513.44	22,896	14,715.30	859	2
	NIMAPA	4.16	6.70	4.37	0.00	11.06	1,564	375.10	26	0
	IXTAHUACAN	13.8	594.84	8.69	117.15	720.69	22,032	22,609.20	1,467	53
SUR-OCCIDENTE	COATEPEQUE.	13.8	309.38	30.68	148.30	488.37	38,752	37,605.60	1,367	404
	COCALES	34.5/13.8	158.84	11.45	134.11	304.40	19,140	23,991.80	735	200
	EL PORVENIR	13.8	35.41	1.20	1.13	37.73	3,306	1,850.20	92	35
	LA NORIA	13.8	534.04	23.23	91.81	649.11	20,869	21,221.20	1,056	159
SUR-OCCIDENTE	MALACATAN	13.8	278.72	26.24	64.76	369.72	26,371	18,683.80	918	30
	MAZATENANGO	13.8	426.80	40.99	189.35	657.14	55,151	58,515.20	2,089	946
	MELENDRES	13.8	252.21	26.96	122.07	401.24	25,670	23,690.80	991	147
	SAN FELIPE	2.4	0.33	3.43	9.29	13.04	1,156	918.00	36	0
SUR-OCCIDENTE	SAN SEBASTIÁN	13.8/2.4	580.62	29.80	235.16	845.80	37,906	50,859.60	1,827	299
	RETALHULEU	2.3	2.45	0.27	6.33	9.05	295	1,265.20	49	22
	CHAMPERICO	13.8	124.12	14.88	77.40	216.40	7,196	12,529.70	456	40

Continuación

Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.										
SECTOR	SUBESTACIÓN	TENSIÓN SERV.	MONOFÁSICA (KM)	BIFÁSICA (KM)	TRIFÁSICA (KM)	LONGITUD (KM)	No CLIENTES	No CLIENTES EXCLUSIVOS	POTENCIA-TRAFOS DE LINEA (KVA)	No. CTS
CENTRO-ORIENTE	SANTA ELENA	13.8	59.83	23.87	27.56	111.26	3,965	1	3,736.60	221
	SAN JULIAN	13.8	241.34	10.98	134.58	386.91	18,046	127	19,099.30	850
	COBAN	34.5/13.8	230.30	43.83	134.54	408.98	25,921	780	37,148.00	1,328
	FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS	34.5/13.8	74.52	13.06	7.74	95.31	2,676	0	2,193.70	118
	SECACAO	13.8	94.66	2.97	65.75	163.37	5,882	1	5,442.10	275
	SALAMA	13.8	540.24	32.31	126.11	698.66	28,027	128	31,204.20	1,380
	CHISEC	34.5		2.04	149.27	271.57	4,682	3	4,669.70	269
	CABANAS	34.5/13.8	156.39	20.82	51.46	228.67	8,279	0	5,567.70	339
	PANALUYA	34.5/13.8	273.80	11.99	222.45	508.49	23,183	263	43,872.70	1,217
	QUEZALTEPEQUE	34.5/13.8	276.92	16.67	117.90	411.49	14,225	41	15,007.80	768
NOR-ORIENTE	VADO HONDO	13.8	197.15	3.32	45.35	245.82	7,124	33	6,935.10	429
	LA RUIDOSA	34.5	308.32	36.15	184.25	528.72	19,062	237	27,416.70	1,007
	CHIQUIMULA	34.5	97.28	7.33	45.78	150.42	14,388	339	15,682.80	553
	EL RANCHO 13.8 KV	13.8	16.37	0.23	8.63	25.22	2,986	1	2,644.60	92
	IPALA	13.8	227.98	15.48	87.20	330.65	17,832	23	10,596.20	532
	SANARATE	34.5/13.8	134.31	2.66	37.03	174.13	14,246	26	8,862.30	361
	ELESTOR	13.8	6.27	0.00	7.76	14.03	1,807	0	1,699.60	73
	PUERTO BARRIOS	13.8	33.60	13.74	43.27	90.61	4,921	168	9,361.60	267
	ESQUIPULAS	34.5	15.58	4.83	21.19	41.60	7,302	266	7,505.10	240
	EL RANCHO	34.5		4.84	77.59	154.58	6,473	26	11,881.20	264
PETEN	MAYUELAS	34.5		25.55	112.17	349.56	10,454	91	11,429.20	554
	JALAPA	34.5		8.10	59.40	281.84	7,628	105	8,040.20	460
	SANTA ELENA PETEN	13.8	198.14	6.80	283.38	488.32	20,420	839	27,723.20	1,001
	POPTUN	13.8	62.82	2.23	65.39	130.43	10,060	92	5,313.70	267
	MELCHOR DE MENCOS	13.8	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0.00	0

Continuación

<b>Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.</b>											
SECTOR	SUBESTACIÓN	TENSIÓN SERV.	MONOFASICA (KM)	BIFASICA (KM)	TRIFASICA (KM)	LONGITUD (KM)	No CLIENTES	No CLIENTES EXCLUSIVOS	POTENCIA- TRAFOS DE LINEA (KVA)	No. CTS	
SUR-ORIENTE	LOS ESCLAVOS	13.8	442.79	25.51	198.09	666.39	40,155	167	39,441.90	1,596	
	EL PROGRESO	13.8	440.75	19.15	214.22	674.12	44,316	236	35,505.10	1,537	
	EMPRESA ELECTRICA MUNICIPAL	34.5	57.08	5.43	43.63	106.15	2,329	0	3,528.10	139	
	CHIQUIMULILLA	13.8	365.42	16.85	190.35	572.63	23,468	205	24,715.30	1,234	
	ARIMANY	13.8	3.44	7.70	14.16	25.31	41	9	1,412.70	29	
	AGUACAPA	13.8	49.17	7.37	52.40	108.94	2,426	2	4,721.10	175	
	EL JICARO	13.8	129.10	28.96	42.90	200.96	10,616	14	7,110.30	384	
	PASTORIA	13.8	25.84	8.43	62.31	96.59	6,434	39	13,874.20	241	
	MOYUTA	13.8		5.99	71.89	270.69	11,394	9	9,139.70	494	
	SAN RAFAEL LAS FLORES	13.8		0.00	0.12	0.12	0	0	0.00	0	

### **1.3.2. Caracterización de la red eléctrica**

De la misma forma, la parametrización de la Base de Datos dentro del sistema SCADA requiere de la definición previa de los elementos básicos característicos (tipología de los elementos de corte), número y tipología de las posiciones de salida de las subestaciones, código de identificación de cada elemento, parámetros relativos a las medidas y cálculos realizados con las mismas (medidas medias, máximas, mínimas), a continuación se detallan algunos puntos que deben tomarse en cuenta para tal parametrización.

- Tipología de los elementos básicos de control remoto, medidas y eventos
- Unifilares de las subestaciones
- Criterios de nomenclatura del punto de telecontrol, subestaciones, líneas de distribución
- Tipificación de la estructura de las líneas de distribución. Conexiones entre Subestaciones y denominación
- Medidas: Límites de vigilancia de medidas, unidades métricas
- Criterio de coloreo de líneas, según el nivel de tensión (norma nacional utilizada para la representación unifilar)
- Fórmulas de cálculo
- Ventana Básica de Señalización

### **1.3.3. Evaluación de las infraestructuras**

En este aspecto hay que evaluar las necesidades en los siguientes apartados:

- Infraestructuras de comunicaciones

- Canales de comunicaciones: ancho de banda
- Equipos de transmisión de datos: *routers*, tomas de voz/datos
- Infraestructuras en la edificación: dimensiones, equipos de alimentación segura, armarios de comunicaciones
- Centro de Procesamiento de Datos (CPD)
- Sala de control

#### 1.4. ¿Qué es un sistema de telecontrol?

Es el sistema que permite principalmente cumplir con los requerimientos de datos en una empresa de distribución, que abarcan funciones tan variadas como las de operación y control de la red eléctrica, atención a clientes (reportes de fallas de energía), mantenimiento, análisis de incidencias, planeación y construcción, con el propósito de optimizar costos de inversión y operación de instalaciones, tanto actuales como futuras.

La supervisión y control de la red eléctrica se realiza desde un centro de control a través de un sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition* por sus siglas en inglés) que es la base fundamental de éste trabajo de graduación.

Los datos son recibidos en tiempo real y presentados al operador en una consola (pantalla gráfica a color), en la que el operador de red puede ver la información desplegada en diagramas esquemáticos de la red que muestran el estado de diferentes dispositivos, como interruptores, seccionadores, etc., así como los valores en tiempo real de corrientes, voltajes y flujos de energía; desde aquí también se puede telemandar acciones sobre algunos elementos de la red, como la apertura y cierre de interruptores y la conexión o desconexión de seccionadores.

Es de importancia también para la atención de incidencias, ya que cuadrillas de mantenimiento requieren datos sobre fallas; y su posible localización, así como diagramas para localizar el equipo de seccionamiento para aislar las fallas y poder repararlas.

### **1.5. Arquitectura de telecontrol**

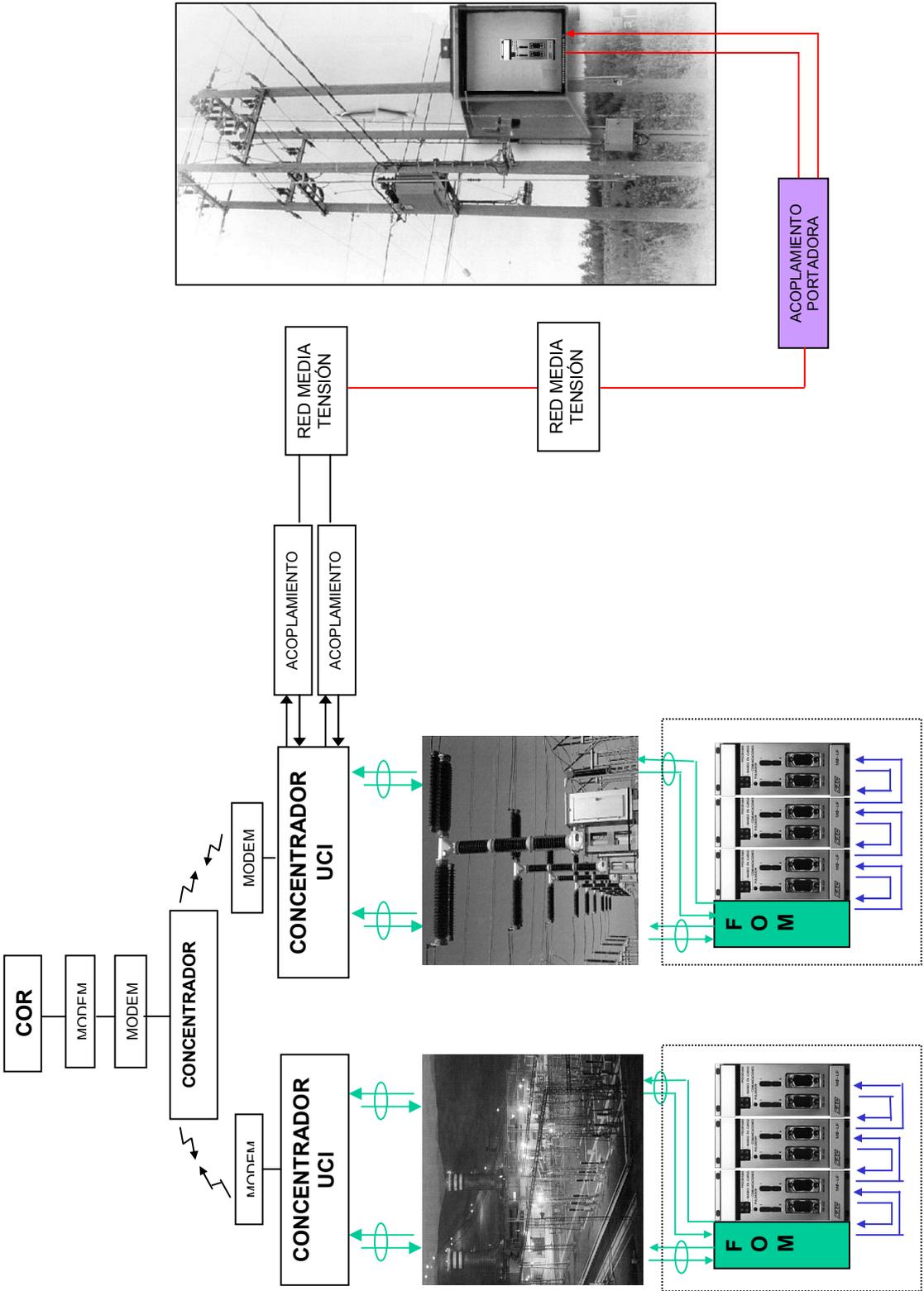
La arquitectura de telecontrol estará delimitada desde el Sistema de Operación y Adquisición Local (SOAL), que no es más que un SCADA local en el cual se puede visualizar en pantalla en tiempo real las alarmas y eventos que ocurran en el parque de la Subestación transmitidos por el medio de comunicación elegido hasta un concentrador de comunicaciones instalado en el centro de operaciones de la red.

La Unidad Concentradora de Información (UCI) es el equipo instalado dentro del parque de las subestaciones y tiene como finalidad recabar toda la información analógica y digital generada por instrumentos de monitoreo y control conectados a los equipos de protección instalados en la red de Media Tensión. Este equipo registra las variaciones causadas por fallos electromecánicos, factores humanos o por alguna perturbación en la red telecontrolada, entiéndase por perturbación: Cortocircuitos, Sobrecargas, Sobre tensiones, Subtensiones, Desequilibrios, Baja Frecuencia, etc.

Es la UCI entonces la que detecta los cambios ocurridos en cada uno de los parámetros eléctricos que se desean controlar dentro de la subestación y los envía por canales de comunicación hacia un sistema que interpretará ésta información la cual será observada en el Centro de Operación de la Red; donde se representará como alarmas y eventos.

En la figura 1, se puede observar la forma en que es recolectada y enviada toda la información en campo y como es tratada y enviada a través del medio de comunicación hasta que llega al concentrador ubicado en el Centro de Operación.

Figura I. Arquitectura del Telecontrol



## **1.6. Especificación de las señales a telecontrolar**

El objetivo de especificar las señales a telecontrolar es definir los criterios para la captación y tratamiento de las mismas, así como establecer los sistemas de captación, control y operación local de las subestaciones.

Quedan bajo el ámbito de esta especificación todas aquellas posiciones de nueva construcción al igual que la renovación de instalaciones existentes de cualquier tipo en donde los listados incluidos en esta especificación se deberán aplicar en todo lo posible.

La captación de las señales en campo se realizará mediante las unidades remotas tipo SAC para las subestaciones nuevas contempladas en el Proyecto de Electrificación Rural.

Estas remotas cuentan con la siguiente capacidad:

- 20 entradas digitales
- 5 entradas analógicas
- 5 salidas digitales

Los listados de señales han sido estructurados siguiendo los siguientes criterios:

1. Subestación convencional: Instalación AT del tipo intemperie convencional.
2. Subestación modular: Instalación AT del tipo intemperie con módulos compactos.

3. Subestación blindada: Instalación AT del tipo interior blindado.

El resultado de la aplicación de estos criterios ha dado lugar a la estructura de listados representada en la siguiente Tabla:

**Tabla IV. Estructura de señales**

POSICIÓN	TIPO	CONVENCIONAL	MODULAR	BLINDADA
LÍNEA	PRIMER NIVEL	X	X	X
	SEGUNDO NIVEL	X	X	X
	TERCER NIVEL	X	X	X
	M.T.	X		
	M.T. CON AUTOGENERADOR	X		
	M.T. DEDICADA A AUTOGENERADOR	X		
	M.T. SERVICIOS AUXILIARES	X		
ACOPLAMIENTO TRANSVERSAL	230 ó 138 kV	X		X
	69 ó 13.8 kV	X		X
	MT	X		
ACOPLAMIENTO LONGITUDINAL	MT	X		
BARRAS	230, 138, 69, 13.8, MT	X	X	X
TRANSFORMADOR	PRIMARIO	X	X	X
	SECUNDARIO	X	X	X
	SECUNDARIO M.T.	X		
	BANCO PRIMARIO	X	X	
	BANCO SECUNDARIO	X	X	
CONDENSADORES	69, 13.8 kV, M.T.	X	X	X
SERVICIOS AUXILIARES	CUADROS TRANSPORTE TIPOS I y II	X		
	CUADROS URBANO y RURAL	X		
OTRAS	SEGURIDAD INDUSTRIAL	X		
	POSICIÓN DE CIA ELECTRICA EN SUB. UFD	X	X	X
	POSICION OPERADA POR TERCERO	X	X	X

En la Tabla anterior, se señala mediante una (X), la existencia del tipo de posición indicada para cada uno de los tres tipos de subestaciones consideradas.

Asimismo, en aquellos casos en que los listados de señales para un tipo de posición son idénticos para varios tipos de subestaciones, el cuadro refleja una sola (X).

En la columna “ESTADO” de los listados (ver Tabla II), se indica el tipo de presentación en el Centro de Control y Operación de Red, diferenciándose según lo siguiente:

### **Entradas Digitales**

Señales fugitivas (F)	Aparece solamente un estado para esta señal cuando se produce no indicándose cuando deja de darse
Señales Aparece + Desaparece (A+D)	Se refleja la aparición de la señal al producirse y la posterior desaparición cuando deja de darse
Abierto	Aparece esta señal cuando el equipo está abierto
Cerrado	Aparece esta señal cuando el equipo está cerrado
Auto	Aparece esta señal cuando la regulación está en modo automático
Manual	Aparece esta señal cuando la regulación está en modo manual
Normal	Aparece esta señal cuando todas las remotas de una posición están comunicando
Perturb	Aparece esta señal cuando alguna de las remotas de una posición deja de comunicar

## Salidas Digitales

Abierto CO	Aparece esta señal cuando se ha recibido confirmación de orden ejecutada
Cerrado CO	Aparece esta señal cuando se ha recibido confirmación de orden ejecutada
Manual CO	Aparece esta señal cuando se ha recibido confirmación de orden ejecutada
Auto CO	Aparece esta señal cuando se ha recibido confirmación de orden ejecutada
Abierto NE	Aparece esta señal cuando no se ha recibido confirmación de orden ejecutada
Cerrado NE	Aparece esta señal cuando no se ha recibido confirmación de orden ejecutada
Manual NE	Aparece esta señal cuando no se ha recibido confirmación de orden ejecutada
Auto NE	Aparece esta señal cuando no se ha recibido confirmación de orden ejecutada
Sube	Aparece esta señal cuando se sube una toma en los reguladores de los transformadores
Baja	Aparece esta señal cuando se baja una toma en los reguladores de los transformadores
OR	Aparece esta señal cuando se da la salida efectiva de la orden
Extraído	Hace referencia a los carretones de interruptor en las posiciones
Insertado	Hace referencia a los carretones de interruptor en las posiciones

### **Entradas Analógicas**

kV	Indicación de la medida de tensión en campo
MW	Indicación de la medida de potencia activa en campo



**Tabla V. Listado modelo de señales tipo a telecontrolar**

SUBESTACION CONVENCIONAL						R.T.U.
LÍNEAS DE PRIMER NIVEL						Nº 1
SEÑALES EN CAMPO	SEÑALES LOCALES	TIPO	Nº	TEXTOS EN EL CENTRO DE CONTROL Y OPERACIÓN DE RED	ESTADO	
Según Proyecto Tipo Protecciones	ACTUACIÓN PROT DISTANCIA □	ED	1	Protección Distancia	F	
	ACTUACIÓN PROT DIFERENCIAL DE LÍNEA	ED	2	Prot. Diferencial	F	
	ACTUACIÓN DIRECCIONAL DE TIERRA	ED	3	Direccional Tierra	F	
	FALLO PROT DISTANCIA	ED	4	Fallo Protección (1)	A+D □	
	FALLO PROT DIFERENCIAL DE LÍNEA	ED	5			
	REENGANCHE BLOQUEADO POR FIN DE CICLO	ED	6	Reenganche Bloqueado	A+D	
	FALTA SINCRONISMO	ED	7	Falta sincronismo	A+D	
	ORDEN DISPARO MONOFÁSICO	ED	8	Disparo monofásico	F	
	FALLO EQUIPO TELECOMUNICACIÓN	ED	9			
	FALLO CANAL DE TELEPROT	ED	10	Fallo Protección (1)	A+D	
	FALLO CANAL DE PROT DIFERENCIAL	ED	11			
	REENGANCHE EN SERVICIO	ED	12	Reenganche en servicio	A+D	
REENGANCHE DESCONECTAR	SD	1	Reenganche desconectar	OR		
REENGANCHE CONECTAR	SD	2	Reenganche conectar	OR		
INTERRUPTOR ABRIR	SD	3	INT	Abierto CO ó NE		
INTERRUPTOR CERRAR	SD	4	INT	Cerrado CO ó NE		
TM-1 INTENSIDAD	EA	1	I	A		
TM-2 TENSIÓN	EA	2	U	kV		

### **1.7. Plan de implantación del Telecontrol**

En el plan de coordinación del proyecto de telecontrol se pretende establecer la logística de las actividades que deberán realizarse durante la fase de instalación del sistema SCADA en DEOCSA/DEORSA, así como las pruebas en campo en que intervienen todos los equipos involucrados en el proyecto para, finalmente, poner en servicio el sistema en general.

En este punto se definen los grupos participantes en el proyecto de telecontrol así como los responsables de cada equipo de trabajo en las distintas actividades que les competen. Debe definirse también el organigrama del proyecto, con la finalidad de establecer las directrices a seguir y presentar al coordinador y responsable funcional ante la unidad ejecutora del proyecto.

Se definirán aquí el número y las subestaciones que se incorporarán al sistema en primera instancia atendiendo las limitaciones que se tengan en algunas de ellas, como pueden ser: la alimentación de alta tensión o media tensión en las subestaciones del PER; y los trabajos, pruebas y compra de equipos de las subestaciones existentes.

En esta fase inicial de implantación pueden seleccionarse las subestaciones, que por su ubicación geográfica, permitan una atención más pronta que otras en caso de una falla y donde la comunicación no sea un inconveniente al momento de realizarse las pruebas punto a punto. Luego se continuaría con el resto de subestaciones del plan establecido para cada año hasta que todas las subestaciones estén integradas al sistema.

## **1.8. Equipos interdisciplinarios involucrados en un proyecto de Telecontrol**

Los equipos involucrados en la implantación del Telecontrol en Deocsa/Deorsa serán los siguientes:

- Soporte y sistemas operativos
- Administración y mantenimiento SCADA
- Protecciones y Automatización, P&A.
- Operación de red, unidad ejecutora Gestión de Energía
- Telecomunicaciones
- Personal del Proyecto de Electrificación Rural PER

Durante la primera fase de implantación del Telecontrol las responsabilidades y atribuciones de cada uno de los equipos estarán delimitadas de la siguiente manera:

- En la instalación y montaje de los equipos así como en la regeneración del sistema participan personal de Soporte y sistemas operativos y también de Administración y mantenimiento SCADA, quienes estarán a cargo de instalar y conectar todos los equipos según una distribución previamente establecida tanto en el Centro de Procesamiento de Datos (CPD) como en el Centro de Operación de la Red (COR).

Al estar todos los equipos debidamente ubicados, se procederá a probar cada uno de ellos; *hardware* (integridad de equipos: estaciones, servidores, equipos de red, etc.), conexiones y direcciones de red, verificación del

*software* de SCADA, *software* de aplicaciones, interfaces de *software*, herramientas de desarrollo y mantenimiento del sistema, etc.

- En la instalación del disco duro de las UCI/SOAL con el protocolo de comunicación seleccionado y la revisión de los equipos de telecontrol local y la verificación de su funcionalidad estará a cargo de P&A, PER y telecomunicaciones.
- Al terminar con la regeneración del sistema, se procederá a realizar las pruebas de funcionalidad de este en el COR. Para este punto ya deben estar terminados los cambios, correcciones y puntos pendientes definidos en las pruebas FAT (*Field Acceptance Test*), esto estará a cargo de la administración de SCADA y personal de operación.
- Personal del PER será el encargado de informar del avance y finalización de las acometidas de MT a las subestaciones, ya que este hito condiciona definitivamente el avance y puesta en servicio, tanto de los equipos de telecontrol local como los de comunicaciones de dichas subestaciones.
- Seguidamente de la alimentación de MT de las subestaciones del PER, se procederá a instalar los discos duros de las UCI/SOAL y otros elementos de telecontrol. Se realizará la regeneración del sistema y aplicaciones para continuar con las pruebas de campo del equipo de telecontrol local y la puesta en servicio de este. En este punto todos los equipos deben participar.
- También se realizarán las pruebas finales de comunicaciones de las subestaciones a Guatemala, verificando la conexión de la IDU a la UCI / SOAL y el punto de alimentación.

- Posterior a estas actividades, personal de P&A y de Administración SCADA comprobarán una por una en cada una de las subestaciones todas las señales, entradas y salidas análogas y digitales del sistema, verificando su funcionamiento.

Esto incluye todas las posibles condiciones de alarma y/o evento que se puede generar en el sistema, y se realizará utilizando las condiciones definitivas de comunicaciones y configuración de *hardware* y *software*, forzando estas señales y/o eventos mediante las condiciones reales en el campo o simulando dichas señales.

- Por parte de Administración y mantenimiento se deberá impartir la formación a los operadores en cuanto a la funcionalidad y operación del sistema SCADA, así como de los procedimientos mínimos de resolución de problemas.
- Finalizadas las pruebas SAT (*Site Acceptance Test*), se documentarán todas las pruebas efectuadas y se buscará la conformidad con Deocsa/Deorsa en cuanto a la funcionalidad y eficiencia del sistema.

### **1.9. Subestaciones a Telecontrolar**

En este sentido la situación de las empresas DEOCSA/DEORSA referente a la red eléctrica y perspectivas de crecimiento es como sigue:

- Hay subestaciones donde la operación es compartida con el transportista.
- Existen subestaciones de responsabilidad íntegra de DEOCSA/DEORSA.

- Por último, y de acuerdo al PER, se construirán nuevas subestaciones cuya responsabilidad será compartida con el transportista.

En la actualidad, se cuenta con 70 subestaciones de las cuales, 31 son responsabilidad de DEOCSA, y las 39 restantes responsabilidad de DEORSA.

El objetivo es telecontrolar la totalidad de dichas subestaciones, así como las que se vayan construyendo. De ahora en adelante, será necesario equipar aquellas subestaciones que no pertenezcan al PER con todos los elementos de telecontrol y comunicaciones requeridos, así como adecuar los equipos instalados a la normalización de señales establecidas por las empresas.

## **2. ESTRUCTURA DE TELECOMUNICACIONES**

### **2.1. Introducción**

Los primeros sistemas de telecontrol en entornos eléctricos datan de los años 40. Los sistemas de supervisión y adquisición de datos (SCADA) fueron adquiriendo mayor complejidad.

Cada fabricante ofrecía sus sistemas propietarios, lo que obligaba a recurrir siempre a los mismos para el desarrollo, ampliación y actualización de todo el sistema, por ser sus elementos incompatibles con los de otros fabricantes. Estas dificultades hicieron que se comenzara a estandarizar las interfaces entre los equipos.

En este capítulo se trata de analizar los distintos protocolos de telecontrol y su implementación en un sistema SCADA. Es importante señalar que únicamente se estudiarán los protocolos desde el punto de vista de las telecomunicaciones.

Entre los protocolos posibles se encuentran los asincronos puros, como el SAP-20, IEC.870-5-101 y en DNP 3.0, y el protocolo de red basado en TCP/IP estandarizado por el IEC denominado IEC 870-5-104, implementado en las subestaciones de nueva construcción para el PER.

El presente capítulo expone y describe los aspectos técnicos necesarios a tomar en cuenta en las instalaciones basados sobre soluciones de telecomunicaciones en Telecontrol utilizando terminales VSAT, protocolos estándares de telecontrol, análisis de las implicaciones de los distintos

protocolos de telecontrol en las redes de comunicaciones, esquemas de comunicaciones con doble salto y salto único.

## **2.2. Introducción a protocolos de Telecontrol**

En los sistemas SCADA suele existir, en una misma línea de comunicación compartida, varias estaciones remotas que se comunican con un equipo “maestro”. Los mensajes intercambiados tienen una longitud variable comprendida entre unos pocos *bytes* y varios cientos de *bytes*. Por otra parte, el entorno ruidoso en el que se encuentran los equipos, y el hecho de que estas comunicaciones son críticas, requiere que los estándares de comunicaciones desarrollados sean muy robustos. Esto favorece que los tiempos de establecimiento de la comunicación sean muy cortos, lo cual es importante en líneas compartidas, debido a que permite interrogar sucesivamente a todos los equipos remotos en muy poco tiempo. Una vez establecida la comunicación con un equipo remoto, no es necesario que la velocidad de transmisión sea elevada, porque los mensajes son cortos. Típicamente, las velocidades están comprendidas entre 600 y 1200 bits/s.

Es bien sabido que para aislar a los programas de aplicación de la complejidad inherente a la comunicación con otras máquinas se han desarrollado modelos de referencia como el OSI de ISO, que está compuesto por siete capas. La implementación de este modelo de siete capas requiere una considerable capacidad de proceso, y afecta a la eficiencia en términos de No. de bits de información/No. Total de bits.

Esto no es adecuado para los sistemas SCADA. Por ello, el Comité Técnico No. 57 de la Comisión Electrónica Internacional (IEC TC57) estableció el grupo de trabajo WG03, para desarrollar estándares de comunicación en

estándares eléctricos. Este grupo de trabajo ha elaborado la serie de estándares IEC 60870.

El IEC 60875-5 define un marco para la elaboración de protocolos de comunicaciones. Introduce un modelo reducido de tres niveles: Se trata de una arquitectura optimizada (*Enhanced Performance Architecture, EPA*) pensada para sistemas con requisitos temporales estrictos y canales de comunicación dedicados. El modelo se muestra en la siguiente figura:

**Figura 2. Comparación de modelos de referencia**

MODELO OSI	NIVEL	MODELO EPA
Aplicación	Nivel 7	Aplicación
Presentación	Nivel 6	
Sesión	Nivel 5	
Transporte	Nivel 4	
Red	Nivel 3	
Enlace	Nivel 2	Enlace
Físico	Nivel 1	Físico

Para cada nivel del modelo se han desarrollado normas. Sin embargo, antes de publicarse la correspondiente al nivel de aplicación, la compañía GE-Harris publicó el estándar DNP V3.00, basado en el IEC 60870-5. DNP se convirtió en el estándar de-facto en Norteamérica.

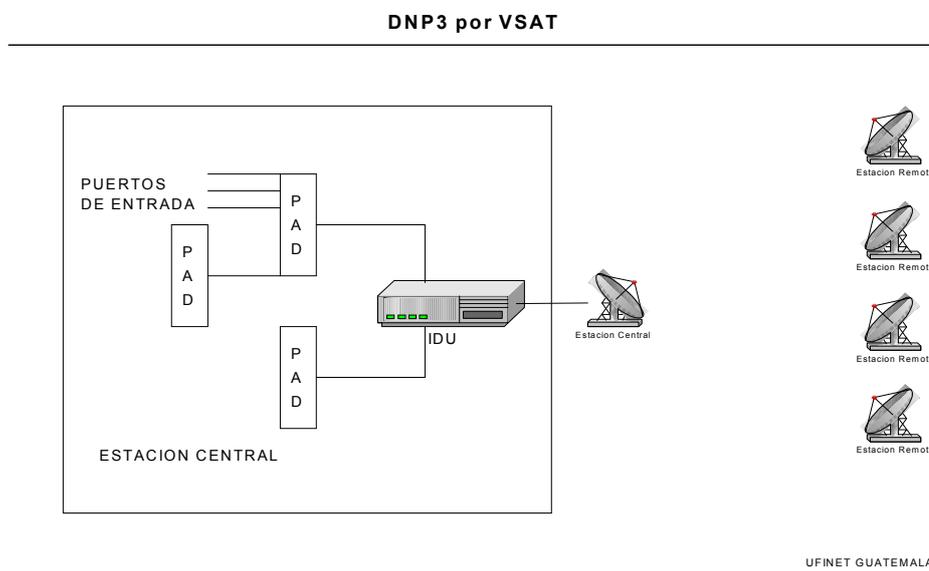
En 1995 se publicó el IEC 60875-5-101, estándar del nivel de aplicación, que es una especificación del IEC 60875-5 para realizar las funciones básicas del telecontrol. Es el protocolo más extendido en Europa. En Norteamérica, por las razones históricas mencionadas anteriormente, el protocolo predominante es el DNP3.0.

El IEC 101 y el DNP son protocolos similares. No se puede decir que uno sea mejor que otro. Simplemente, cada uno tiene sus peculiaridades.

### 2.3. Factores a tomar en cuenta en la elección del protocolo

Tanto el protocolo DNP como el IEC – 101 y el IEC –104 son protocolos enfocados a eventos. Es decir, las estaciones remotas inician la comunicación con la central cuando se produce alguna incidencia. En cuanto si es más eficiente el IEC – 104 que el DNP3 en comunicación VSAT es necesario mencionar que: El DNP3 exige habilitar un puerto para cada comunicación (esto difícilmente es escalable al caso de que existan cientos de estaciones remotas). Esta problemática se ilustra en la Figura 3, obsérvese que en este caso la IDU solo tiene dos puertos.

**Figura 3. Esquema de comunicación en protocolo DNP3**



Habrá que instalar el número suficiente de PAD's (*Package Assembler Data*) para comunicarse con todas las estaciones remotas. Sin embargo, el IEC –104 es un protocolo para acceder a una red, y esta es la que se encarga de

encaminar los mensajes al destino. En el sistema final todos los mensajes salen por la misma vía.

#### **2.4. Elección del protocolo de comunicación**

Tomando en cuenta una visión a futuro, desde el punto de vista de las telecomunicaciones donde se evolucione a una red global basada en tráfico de datos de Unión Fenosa, se ha apostado por el protocolo IEC-60870-5-104 en la comunicación entre el centro de control y remotas de telecontrol. Es importante recordar, que el presente capítulo analiza únicamente la repercusión de los distintos tipos de protocolo respecto a la red de telecomunicaciones. Sin embargo, la elección de un protocolo, tiene implicaciones tanto en el diseño de SCADA como en la parte de subestaciones y que también deben de ser valoradas, tomándose una decisión de manera conjunta.

#### **2.5. Comparación técnica de servicios de comunicación propuestos para DEOCSA/DEORSA**

Entre las opciones que se manejan para el servicio de comunicación requerido por DEOCSA/DEORSA para el telecontrol de las subestaciones de su red de distribución se encuentran:

- Operadores Públicos
- Fibra Óptica
- Radioenlaces
- Onda Portadora
- VSAT

La elección entre uno u otro tipo de estos servicios de comunicaciones para el telecontrol estará ligada a las necesidades que existan en un área en

particular, así como los costos asociados a dicha implementación, como características principales de cada uno pueden mencionarse las siguientes:

### **Operadores Públicos**

- Cuando no existe una forma rentable de establecer las comunicaciones mediante Red Privada
- Solución local

### **Fibra Óptica**

- En tendidos de pocos kilómetros, cuando se emplea para comunicaciones corporativas de otros centros de la empresa o cuando existen planes de alquilar la capacidad excedentaria a terceros
- Solución local

### **Radioenlaces**

- Cuando se aprovechan infraestructuras existentes y/o cuando se emplea para comunicaciones corporativas de otros centros de la empresa
- Solución local

### **Onda Portadora**

- Por la naturaleza de las redes eléctricas es una solución sólo aplicable en empresas con red de transporte
- Se instalarán nuevos enlaces cuando no sea rentable hacerlo con otras tecnologías
- Solución local

## **VSAT**

- Cuando no se accede con cualquier otro de los medios anteriores o cuando la inversión necesaria para dotar de estas comunicaciones es superior a las comunicaciones vía VSAT
- Solución corporativa global, complementaria al resto de tecnologías

**Tabla VI. Comparación técnica de los servicios de comunicaciones**

Solución	Ventajas	Limitaciones
Contratar a Operador Público	<ul style="list-style-type: none"> <li>No son necesarios recursos para implantar, operar y mantener el servicio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No se garantiza la calidad del servicio</li> <li>No se garantizan los tiempos de provisión o reposición</li> <li>En muchas poblaciones no ofrecen los servicios necesarios</li> <li>Costos, generalmente, elevados</li> </ul>
Fibra óptica	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permite cualquier servicio de cualquier capacidad</li> <li>Calidad de servicio alta</li> <li>Posibilidad de negocio con terceros</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto coste del tendido y equipos de transmisión</li> <li>Baja utilización de la red óptica con un uso exclusivo para la explotación eléctrica.</li> <li>No todas las líneas eléctricas permiten el tendido de fibra óptica.</li> <li>Dificultades para el mantenimiento en zonas montañosas o boscosas</li> </ul>
Radioenlace	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permite cualquier servicio de cualquier capacidad</li> <li>Calidad de servicio alta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto coste de adecuación de infraestructuras, equipos y uso del espectro radioeléctrico</li> <li>Alto coste de mantenimiento preventivo</li> </ul>
Onda portadora	<ul style="list-style-type: none"> <li>Todos los equipos se instalan en subestaciones.</li> <li>No hay otras infraestructuras intermedias</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Muy bajo ancho de banda disponible (típicamente 2400 bps)</li> <li>Baja calidad de la comunicación</li> <li>Tecnología no válida en una red eléctrica de distribución</li> </ul>
SAT	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rápido despliegue de comunicaciones (1 subestación / día)</li> <li>Independiente de la orografía</li> <li>Infraestructuras necesarias en subestación mínimas</li> <li>Alta disponibilidad</li> <li>Tiempos de interrupción bajos</li> <li>Fácil trasladabilidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Retardo mayor que en el resto de tecnologías</li> <li>Capacidad limitada. Tráfico saliente de la subestación inferior a 64 kbps</li> </ul>

## **2.6. Necesidades de las comunicaciones para Telecontrol**

Es necesario establecer como primer punto las necesidades de las comunicaciones para el telecontrol, de las cuales se destacan las siguientes:

- Elevada disponibilidad de las comunicaciones (superior al 99.9%)
- Alta disponibilidad de los equipos (alto MTBF, *Mean Time Between Fails*)
- Tiempo de reposición ante incidencias muy bajo
- Comunicaciones en cualquier población del país
- Velocidad necesaria muy baja (1200 bps)
- Retardos inferiores a un umbral.

### **2.6.1. Factores a tomar en cuenta**

Al utilizar el protocolo TCP/IP y la variante del doble salto como esquema de telecomunicaciones para telecontrol de cara a buscar siempre la solución idónea, es necesario tomar en cuenta los siguientes factores:

- Conectividad
- Tiempos de respuesta
- Respuesta del sistema con carga de tráfico alta/número máximo de RTU's por portadora.
- Capacidad de ruteo IP del VSAT y HUB
- Broadcast, UDP multicast.
- Rango de direcciones IP.

Es necesario probar el funcionamiento e interfaces del sistema, realizar una estimación del rendimiento del servicio de telecontrol sobre la red VSAT. Debido a ello, el principal parámetro que caracteriza los resultados de las pruebas es el retardo. El telecontrol es un servicio muy sensible al retardo, por

tal razón es indispensable obtener una estimación del retardo mínimo, máximo y medio garantizado por la red. Es muy importante saber de antemano como será el comportamiento de la red una vez esté funcionando con un número elevado de terminales de telecontrol generando tráfico. En definitiva, interesa caracterizar la respuesta de la red en condiciones de elevada carga de tráfico.

## **2.7 Elección del esquema de telecontrol usado por DEOCSA/DEORSA**

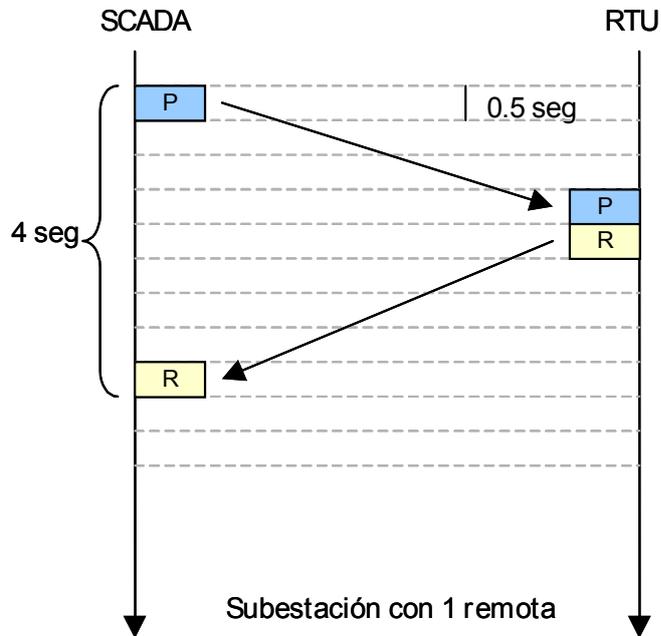
El esquema utilizado para telecontrolar las subestaciones de Unión Fenosa es una variante de doble salto, tanto el PRT como la RTU estarán conectadas a terminales VSAT, siendo el HUB el elemento de conmutación necesario para poder establecer la comunicación entre los dos elementos anteriormente descritos.

El protocolo utilizado entre el PRT y RTU es el IEC 60870-5-104, el protocolo de comunicaciones con el VSAT es TCP/IP, en este caso no es necesario el uso del PAD como cuando se utiliza protocolo asíncrono.

### **2.7.1. Modelo simplificado de comunicación vía satélite**

Para una subestación convencional con una remota, suponemos un modelo simplificado como el de la figura 4. En ella, se representa cómo se establece el ciclo pregunta respuesta entre SCADA y la RTU. Según se ha indicado, se necesita 1 segundo para comunicar la información de una subestación, por lo que se supone medio segundo en cada sentido. A este tiempo hay que añadir 1,5 segundos como tiempo máximo de propagación en cada sentido. Por tanto el tiempo necesario para un ciclo es de 4 segundos.

**Figura 4. Tiempo de propagación de las señales**



Se han despreciado los tiempos de procesamiento, muy inferiores a los de transmisión. Con este modelo, cada remota es interrogada 900 veces cada hora.

Debido a que cada subestación tiene más de una remota, se plantean varias alternativas para su comunicación vía satélite. Las alternativas que se presentan en este punto son posibles técnicamente, diferenciándose en su costo. Cada una de ellas ofrece diferente calidad.

En este estudio, el concepto de calidad indica un mayor o menor refresco de la información y en los costos sólo se reflejan los asociados al proveedor del servicio.

## 2.7.2. Soluciones analizadas

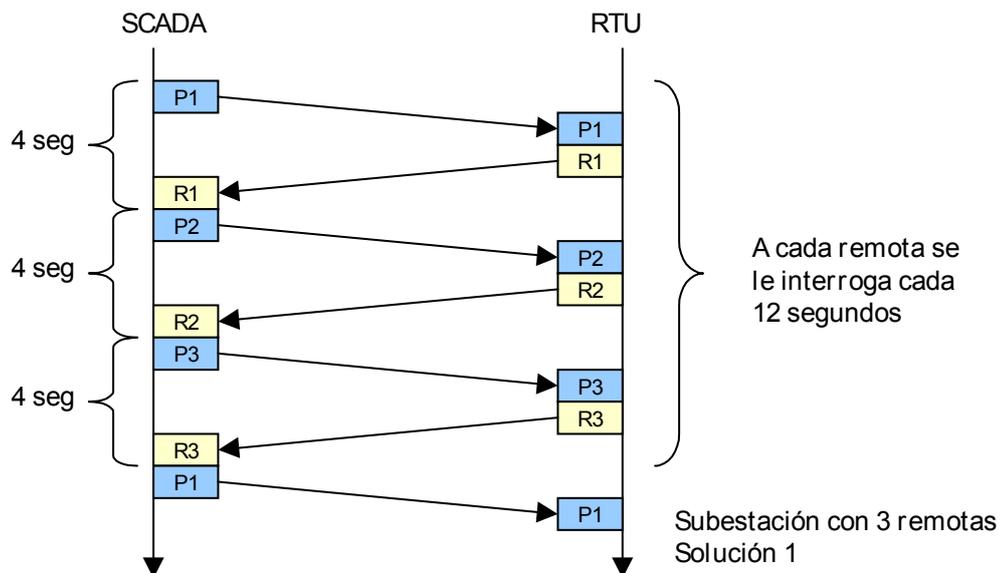
### Solución I

Para una subestación con N remotas, se aumenta N veces el tiempo entre dos preguntas consecutivas a cada remota. Es decir, se mantiene en 4 segundos el tiempo de un ciclo pregunta respuesta, por lo que se necesitan 4N segundos para interrogar a todas las remotas de la subestación.

Para que esta solución sea posible, SCADA debe tener la inteligencia suficiente para diferenciar las diferentes remotas conectadas a un único canal de comunicaciones (un puerto físico único).

En la figura 5, se muestra un ejemplo para una subestación con 3 remotas.

**Figura 5. Ciclo pregunta respuesta con 3 remotas, solución I**



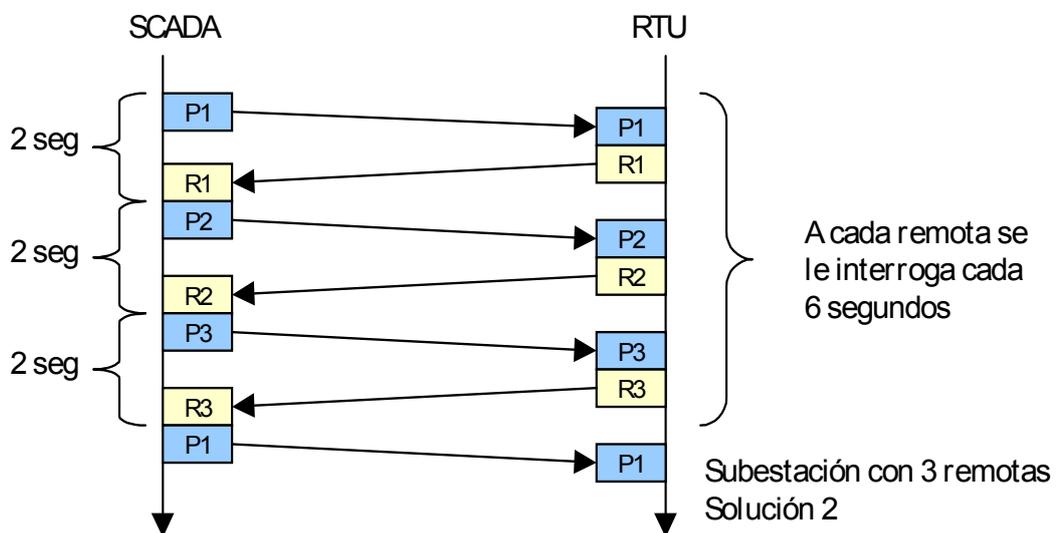
En esta figura, se puede observar que el tiempo entre dos interrogaciones sucesivas a una remota es de 12 segundos. Por lo que cada remota es interrogada 300 veces en una hora.

En esta solución no se consume más ancho de banda ni son necesarios más puertos en los equipos terminales, por lo que el coste será el mismo que para una subestación con una única remota.

### Solución II

Se disminuyen al máximo los tiempos de propagación para minimizar los tiempos entre preguntas consecutivas a una remota.

**Figura 6. Ciclo pregunta-respuesta con 3 remotas, solución II**



El tiempo de propagación mínimo para una comunicación con doble salto es de 0,5 segundos. Por tanto, para una pregunta y una respuesta, es

necesario un mínimo de 1 segundo. Este es un valor límite, pero lo emplearemos como aproximación en esta solución.

Para poder garantizar este tiempo hay que reservar un ancho de banda satelital en permanencia. Con esta configuración, un ciclo pregunta respuesta necesita 2 segundos. En la figura anterior, se puede observar como los tiempos se han reducido a la mitad respecto de la solución anterior. Con tres remotas en la subestación, se interroga a cada una 600 veces en una hora.

El coste de esta solución es muy superior al de una única remota debido a la reserva en permanencia del ancho de banda necesario.

### **Solución III**

Se establecen canales independientes para cada remota. En la subestación cada remota se conecta a un puerto diferente del terminal VSAT y SCADA tiene puertos independientes para cada una.

El coste de esta solución vendrá determinado por la necesidad de más *hardware* (puertos en ambos extremos), el aumento de ancho de banda necesario y el requerimiento de repuestos específicos para centros con más de un puerto de comunicaciones.

### **Solución IV**

Se implanta una UCI para concentrar las remotas de la subestación en una única comunicación.

A efectos de comunicaciones, esta solución es similar a una única remota. Únicamente habrá que analizar las diferencias que existan en la naturaleza de los mensajes. Como primera aproximación, no tendrá un coste superior a la solución de una remota, siempre que se mantengan los mismos criterios de calidad que para una única remota.

En la siguiente tabla se han comparado, de forma aproximada, la calidad y el coste de cada una de las soluciones respecto de la comunicación para una subestación con una remota. Si la calidad de una solución es 2 indica que es 2 veces mejor que para una remota. En la tabla VII, n indica el número de remotas de la subestación, para n mayor o igual a 2.

**Tabla VII. Relación calidad/costo de las soluciones de comunicación**

<b>Solución</b>	<b>Calidad</b>	<b>Coste</b>
I	1/n	1
II	2/n	3
III	*	1.5
IV	1	1

\* Pendiente de determinar

Además de comparar la calidad y el coste de las diferentes soluciones, en la Tabla VIII, se indican las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas.

**Tabla VIII. Ventajas e inconvenientes a las soluciones de comunicación**

Solución	Ventajas	Inconvenientes
I y II	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil implantación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necesidad de instalar varios PAD. Un puerto de PAD por cada subestación.</li> <li>• Protocolo pregunta-respuesta, sin posibilidad de transmisión espontánea por parte de la remota.</li> <li>• Uso ineficiente del canal satelital (recurso escaso y caro)</li> <li>• Tiempos de interrogación superiores a los normales, proporcionales al número de remotas</li> </ul>
III	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil implantación</li> <li>• Transmisión espontánea desde la remota</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento considerable del número de canales de comunicación.</li> <li>• Aumento del hardware necesario (PAD's y puertos en VSAT).</li> <li>• Dificil evolución futura. Las capacidades satelitales se contratan por periodos mínimos de 5 años.</li> </ul>
IV (Asíncrono)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transmisión espontánea desde la remota</li> <li>• Fácil implantación</li> <li>• Homogeneización de todos los protocolos que emplean la red VSAT.</li> <li>• Mejor aprovechamiento de los recursos satelitales</li> <li>• Fácil implantación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Hardware</i> adicional en subestación (UCI).</li> <li>• Un canal por subestación en SCADA a través de PAD's</li> <li>• Enlaces punto a punto con cada subestación.</li> <li>• Dificultades para configurar redundancias</li> </ul>

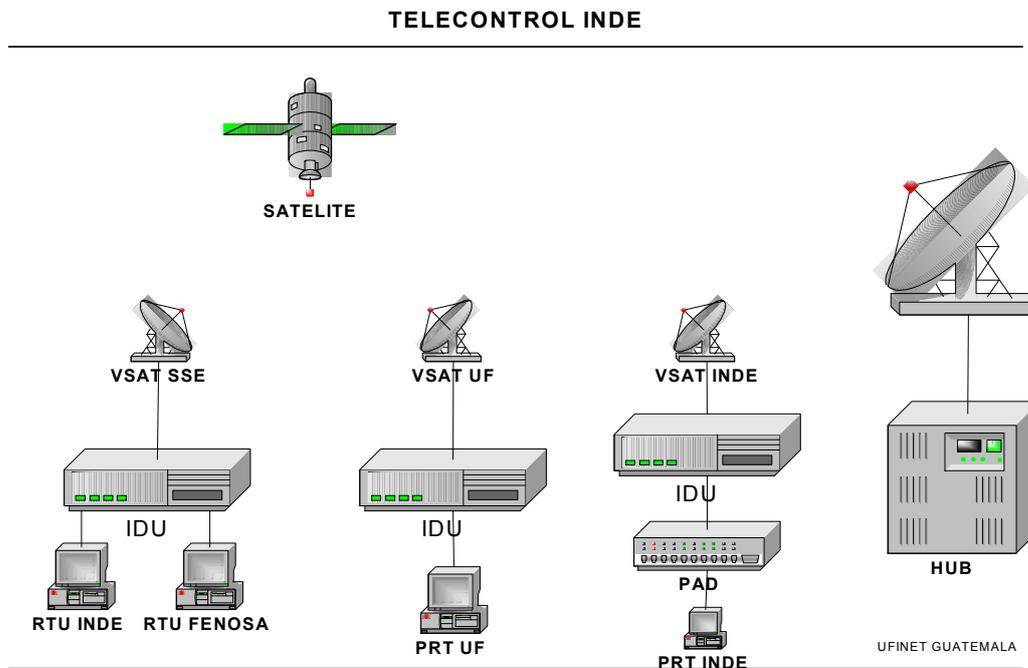
### Continuación

Solución	Ventajas	Inconvenientes
IV (IP)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Homogeneización de todos los protocolos que emplean la red VSAT. Mejor aprovechamiento de los recursos satelitales</li> <li>• Estándar de Unión Fenosa</li> <li>• Protocolo IP estándar</li> <li>• Transmisión espontánea por la remota</li> <li>• Menor consumo de ancho de banda</li> <li>• No son necesarios PAD's</li> <li>• Posibilidad de compartir el terminal VSAT con otro tráfico IP</li> <li>• Posibilidad de emplear cualquier vía de comunicación IP estándar.</li> <li>• Si existe vía alternativa, conmutación entre vías robusta.</li> <li>• Facilidad de crecimiento y evolución</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Hardware</i> adicional en subestación (UCI)</li> <li>• Parametrización más compleja</li> </ul>

## 2.8 Solución telecontrol en subestaciones existentes

La solución de telecontrol sugerida al INDE consiste en un esquema de comunicación de doble salto, es decir que en las subestaciones se instalará una terminal VSAT (*very small aperture terminals*), que no es más que una microestación de bajo costo, con tarjetas habilitadas para comunicación IP y asíncrona conectadas a las RTU de INDE y UF, en UF se encuentra instalada una terminal VSAT maestra que concentra las comunicaciones de las remotas de Unión Fenosa. En el INDE se encuentra otra terminal VSAT maestra que recibe las comunicaciones de las RTU del INDE, el protocolo utilizado en telecontrol del INDE, DNP3.0 requiere intercalar un PAD entre el terminal VSAT y el PRT del INDE para su funcionamiento, básicamente el esquema de doble salto se muestra en la figura 7.

Figura 7. Esquema de doble salto satelital



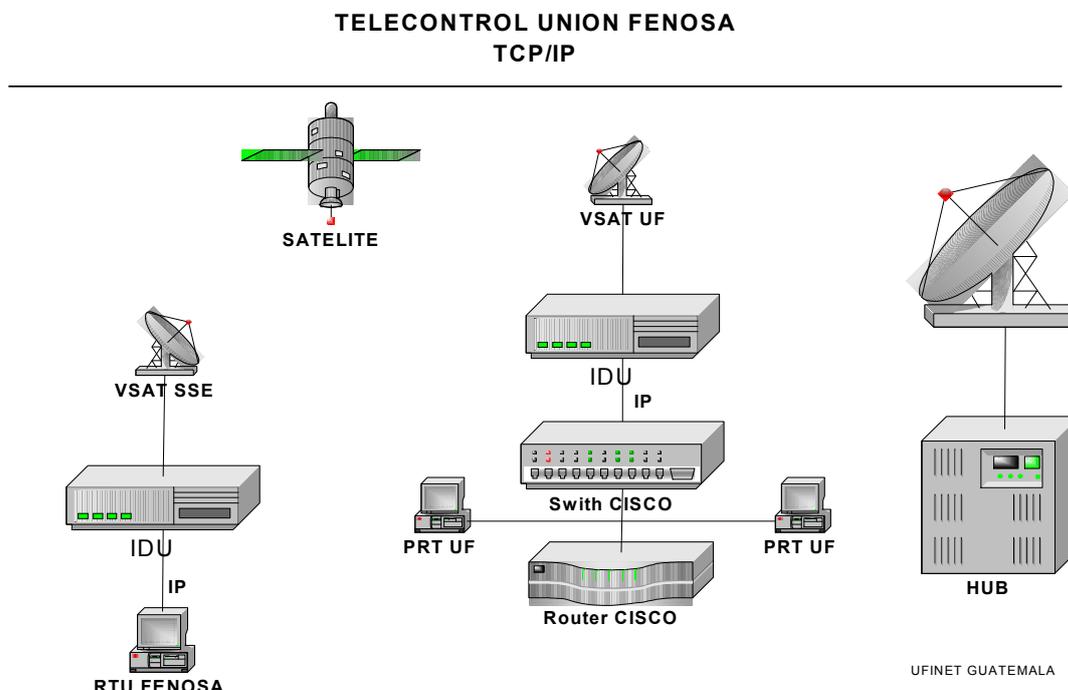
Como es bien sabido el protocolo de telecontrol IEC 60870-5-104 se soporta sobre protocolo TCP/IP (*Transmission Control Protocol / Internet Protocol*) y es la solución implementada en las subestaciones que ha instalado Unión Fenosa en Guatemala garantizando el buen funcionamiento de TCP/IP de los equipos VSAT.

Las pruebas de funcionalidad de enlace que se realizan consisten en ejecutar varios comandos PING usando doble salto, para observar si los retardos se encuentran en los rangos requeridos, se han medido estos tiempos de respuesta del sistema, haciendo uso del equipamiento necesario para ello, es interesante señalar que estas pruebas de medida de tiempo varían según se van instalando puntos y aumentando el tráfico.

Se ha verificado el rango de direcciones IP a utilizar para los subestaciones y ya se tienen definidas las direcciones IP de los dispositivos que las requieren, IDU, UCI1 y UCI2.

A continuación en la figura 8, se muestra en detalle la solución implantada en Unión Fenosa.

**Figura 8. Solución implantada por Unión Fenosa en Guatemala**



### 3. SISTEMA DE SUPERVISIÓN CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)

#### 3.1. ¿Qué es un sistema SCADA?

Un sistema SCADA integra la adquisición masiva de datos con el control en “tiempo real”. Dicho de otra forma se trata de un sistema que centraliza la información dispersa en una red de telecontrol-teleseñalización y la procesa de forma adecuada y segura.

A la vez, el sistema consigue la integración de la operación de la red dentro de la estructura de los Sistemas de Gestión Corporativa de Unión Fenosa, destacando la integración con la Base de Datos de Instalaciones (BDI) que es el conjunto de las instalaciones eléctricas pertenecientes a la red de distribución, además de ser una herramienta gráfica de trabajo para los operadores, analistas y encargados de mantenimiento de dicha red eléctrica. La visión gráfica de la red debe ser siempre una copia exacta de la situación real en campo, por tanto, permite gestionar, controlar y supervisar en todo momento la explotación, mantenimiento y estudio de dicha red.

**Figura 9. Elementos de un Sistema SCADA**



## **Adquisición de Datos**

Un conjunto de Sistemas de Adquisición de datos (RTU's, Concentradores, UCI's), se encarga de recoger la información de los puntos de medida. La información que se recoge y controla suele ser de tres tipos:

- Estados (abierto, cerrado) y alarmas
- Medidas analógicas
- Contadores (medidas digitales)

## **Proceso de Datos**

Es el encargado de la gestión de:

- Base de Datos en tiempo real
- Motor de Cálculo
- Sistema de Refresco de datos
- Gestor de Alarmas
- Datos históricos - tendencias
- Elaboración de Informes

## **Representación de Datos**

Permite representar de forma gráfica e intuitiva la información de los puntos de la red y su control.

Entre las funciones principales del sistema SCADA, se puede mencionar la adquisición de datos y control en tiempo real, que integren funciones de ayuda a la operación para facilitar la tarea de mantener la configuración óptima

de la red proporcionando una respuesta rápida ante los cambios e incidencias que se produzcan.

- Adquisición masiva de datos
- Trabajo en tiempo real
- Necesidad de operar durante las 24 horas
- Integración con la Base de SGD (Sistemas de Gestión de Distribución)

Entre los beneficios que brinda el Sistema SCADA se encuentran los siguientes:

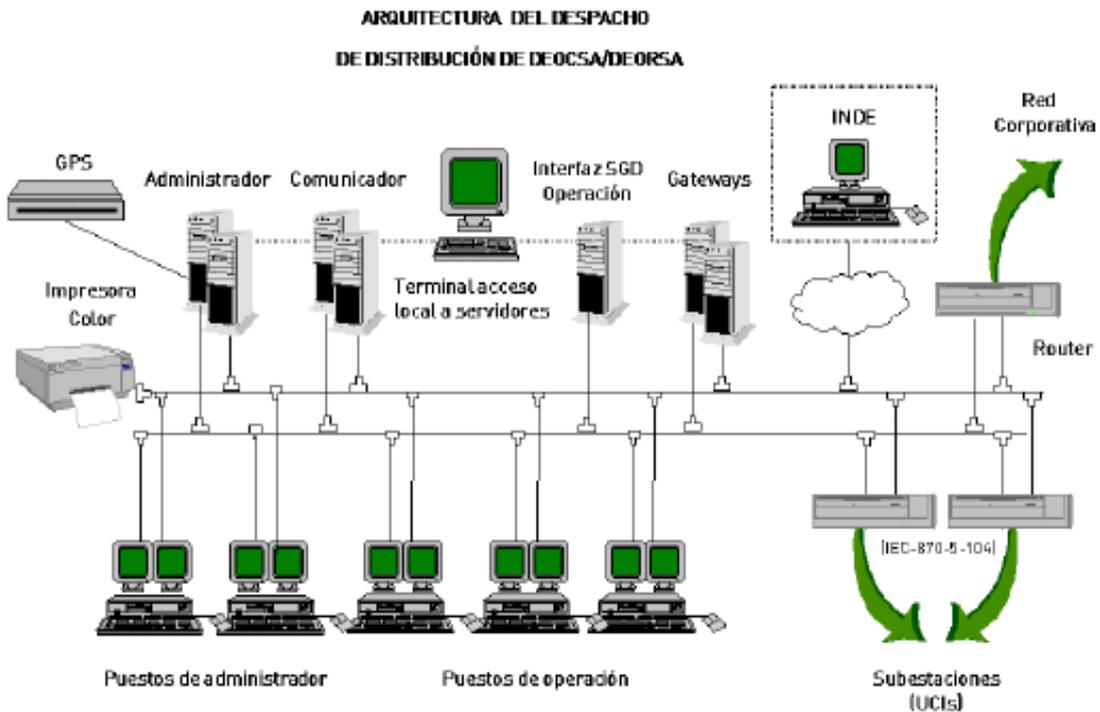
- Mejora de la calidad de servicio por reducción en la duración de las interrupciones.
- Mejora de la fiabilidad de la red, gracias a configuraciones más adecuadas.
- Reducción de costes de operación.
- Mejora de la seguridad de personas e instalaciones.
- Mejor conocimiento del funcionamiento de la red.

### **3.2. Arquitectura del Sistema**

Debido a los requerimientos operativos del COR, se define una configuración totalmente redundante, con disponibilidad para funcionar de forma continua en modo autónomo y *on line*.

La configuración propuesta es totalmente distribuida y consta de 13 servidores distribuidos de la siguiente manera:

**Figura 10. Arquitectura del despacho de distribución**



Las máquinas deberán estar protegidas contra corte de suministro eléctrico, alojadas en un Centro de Procesamiento de Datos (CPD) con buenas condiciones de trabajo referentes a temperatura, humedad, etc., excepto MMI's, y con acceso a la doble LAN del SCADA. Las máquinas del CPD no tendrán monitor propio, pero sí una consola de acceso para todas ellas compuesta por un monitor de 17", un teclado / ratón y un conmutador de puertos para poder conectarlas y acceder a ellas localmente en caso de necesidad.

**Tabla IX. Funciones de los servidores**

Servidor	Cantidad	Función
Administrador	2	Soportan la base de datos principal del sistema, la gestión y mantenimiento de la misma y el archivo histórico. Los datos históricos se almacenan en el disco duro local (20 GB de capacidad)
Comunicador	2	Se encargan del procesamiento en tiempo real de toda la información proveniente de los dispositivos de campo.
Gateway	2	Son el front end de adquisición de datos en tiempo real. Convierten el protocolo de telecontrol (IEC 60870-5-104 o SAP20) a mensajería interna interpretable por el SCADA.
MMI	6	Presentan los datos en modo gráfico, permitiendo la interacción con el usuario. Tres de estas MMI's conforman el Centro de Operación. Una es para la estación remota del INDE y dos para los puestos de los administradores del sistema. Todos los puestos cuentan con dos monitores de 21' excepto el del INDE, que sólo dispone de uno.
Interfaz	1	Realiza la conexión del Sistema SCADA con otro de los sistemas corporativos como lo es el Open SGD-Operación, a través de protocolo ICMP ( <i>Internet Control Message Protocol</i> , protocolo de control de mensajes de Internet).

### **3.3. Características técnicas del SCADA**

- El sistema sugerido consiste en un SCADA SINAUT Spectrum 1.8.2 de Siemens sobre plataforma SUN ULTRA Sparc 10 y sistema operativo Solaris 2.6.
- La arquitectura del sistema está basada en una red LAN 10/100 Base T dual, a la que se conectan los diversos equipos del Centro de Operaciones. Esta LAN aísla al sistema SCADA del resto de sistemas corporativos de DEOCSA/DEORSA, permitiendo únicamente el acceso a algunos componentes externos al sistema SCADA mediante un router.

- El sistema propuesto está basado en plataformas hardware de SUN modelo ULTRA 10 con procesador 440-MHz UltraSPARC-III, 2-MB L2 cache, 128-MB DRAM y 20GB de disco duro local. Todas las estaciones de trabajo tendrán doble tarjeta de red Ethernet para la conexión a la doble LAN. El sistema operativo usado es UNIX: SUN Solaris 2.6.
- El código fuente utiliza lenguajes de programación Pascal y ANSI C y permite realizar modificaciones sobre el mismo.
- La base de datos en tiempo real tiene una estructura y diseño adaptado a los requerimientos de tiempo real y consta de una librería de funciones de acceso optimizadas para el fácil y rápido manejo de lecturas y escrituras.
- El sistema contempla aplicaciones específicas para el acceso a la base de datos histórica y elaboración de informes temporales.
- Toda modificación de base de datos es reversible en caso de encontrar algún error una vez actualizados los cambios. Para realizar las modificaciones se dispone de editores gráficos fáciles de utilizar y con menús de seguimiento. La información es comprobada por los editores antes de ser actualizada para asegurar su coherencia.

### **3.4. Funcionalidad básica del SCADA**

Este sistema comprende la supervisión, control y adquisición de datos de la red eléctrica de DEOCSA/DEORSA. Las funciones más destacables son:

- Tareas de telecontrol (enviar datos a elementos remotos de las subestaciones).
- Tareas de telemedida (recibir y monitorear datos que se producen en las subestaciones).
- Tratamiento de las alarmas que se producen en el sistema.
- Control de las comunicaciones con el exterior.
- Análisis de la red para informar, en cada momento, de la situación de la misma.

La plataforma de *software* soporta una estructura distribuida para la supervisión y control de datos en tiempo real, el almacenamiento de datos históricos y la adquisición de datos desde los dispositivos de captura de campo. Cada funcionalidad se ejecuta en un servidor independiente, que a su vez presenta redundancia de equipo (salvo los puestos MMI que son únicos).

El sistema se basa en una filosofía de comunicaciones TCP/IP utilizando el intercambio de información entre los distintos servidores por *Softbus*. El *Softbus* es un bus virtual de direccionamiento de mensajes mediante el cual se pueden hacer intercambios de mensajes punto a punto (*softbus transmit*) o multipunto (*multicomputer transmit*). Se establecen unas direcciones de *softbus* (colas de mensajes) y los servidores se intercambian la información haciendo uso de estas colas y con direccionamientos de cabecera en los mensajes. Este intercambio de información optimiza el paso de datos en tiempo real entre los distintos servidores (por ejemplo, *Gateway*, Comunicador, MMI's).

La interfaz hombre máquina (MMI) se ejecuta sobre un servidor específico, con lo que la operación gráfica no ralentiza los tiempos de procesamiento.

La gestión de las comunicaciones la realiza el *Gateway*, que controla los posibles errores de comunicación con cada dispositivo de campo, realizando reintentos periódicos de comunicación en caso de fallo; a su vez, se encarga de sacar o poner en servicio las remotas con la consiguiente gestión de peticiones generales y envía esta información al Comunicador. Otra de sus funciones es mantener una base de datos en tiempo real en modo local, imagen de la que dispone el Comunicador para cualquier consulta que éste quiera realizar al *front end* sobre datos de una remota.

Las funciones del servidor Administrador (ADM) son principalmente el soporte de la base de datos principal del sistema y su mantenimiento, así como la gestión del archivo histórico.

La base de datos completa del sistema se almacena aquí, pero no se actualiza la información en tiempo real proveniente de campo. Todos los editores se ejecutan en el ADM aunque su funcionalidad gráfica esté en las MMI's. La doble copia de base de datos en éste permite tener todas las modificaciones en una copia a la que se le conoce como "copia 1" y luego la actualiza a la copia de respaldo o "copia 0", con posibilidad de rápida vuelta a atrás.

Si existe un reloj externo que envía paquetes de tiempo en la LAN, todas las máquinas se sincronizarán con esta marca de tiempo. Pero si no lo hay, el ADM será el responsable enviar los paquetes de reloj en la red para el resto de máquinas.

### **3.5. Administración de datos históricos**

El sistema es capaz de almacenar en tiempo real datos analógicos y mensajes de operación, permitiendo tanto su consulta, por parte del operador, como la generación de informes. Los datos almacenados en la base de datos son almacenados cronológicamente con precisión de segundos.

Será el administrador del sistema el que defina el tiempo de almacenamiento de los archivos del sistema. Inicialmente estos archivos tendrán el siguiente tamaño:

- Para mensajes de operación, 15 días aproximadamente, definido en número de mensajes a almacenar.
- Para datos analógicos, el período de tiempo de almacenamiento varía en función del período de muestreo que se haya definido para el fichero:  
Para almacenamiento cada 15 minutos, se guarda 1 semana.  
Para almacenamiento horario, se guarda 1 mes.
- Para almacenamiento diario, se guardan 3 meses.

Estos tamaños son orientativos y podrán modificarse según las necesidades del sistema, en función de la cantidad de disco duro disponible en la propia máquina administradora.

Estos cronológicos a corto plazo son los accesibles desde las herramientas gráficas en la MMI, pero diariamente toda la información de operación y los datos analógicos se almacenan en ficheros ASCII y podrán ser consultados o tratados por aplicaciones especialmente diseñadas para ello. Por defecto se

almacena la información de un año completo hacia atrás desde la fecha actual. Los ficheros se almacenan con fecha de mes/día y se sobrescriben.

La recuperación de esta información constituye entonces una herramienta de gran valor que permite estudiar el comportamiento de los distintos parámetros eléctricos y las fallas en la red de distribución, tal y como se aprecia en la figura 11.

**Figura 11. Pantalla del Libro Diario de Servicio de Occidente**

Fecha	Hora	Lugar	Estado	Detalle	
09.06	14:50:26	SanSebas 13.8	708	F/Prot. Sobrintens. Desapar	
09.06	15:32:39	INTAHUAL	13.8	708	Seenganche Bloqueo Desapar
09.06	15:32:38	MAZATEPA	13.8	706	INT cerrado
09.06	15:32:56	MAZATEPA	13.8	709	INT cerrado
09.06	15:34:55	MAZATEPA	13.8	709	INT abierto
09.06	15:34:55	MAZATEPA	13.8	709	Falta 110 V c.a. Aparece
09.06	15:36:20	MAZATEPA	13.8	704	INT abierto
09.06	15:36:20	MAZATEPA	13.8	704	INT cerrado
09.06	15:39:10	MAZATEPA	13.8	709	Falta 110 V c.a. Desapar
09.06	15:39:10	MAZATEPA	13.8	709	INT cerrado
09.06	15:04:04	SanSebas 13.8	708	INT abierto	
09.06	15:04:04	SanSebas 13.8	708	F/Prot. Sobrintens. Aparece	

### **3.5.1. Históricos de datos analógicos**

El responsable del sistema tiene la capacidad de definir los datos analógicos que desea almacenar mediante utilidades gráficas.

Permite el almacenamiento de datos analógicos de tipo:

- Valor máximo en el intervalo de tiempo
- Valor mínimo en el intervalo de tiempo
- Valor medio en el intervalo de tiempo
- Valor instantáneo en el momento de la captura del dato
- El instante de almacenamiento del valor
- El instante en el que se produjo el máximo, mínimo
- El *flag* de calidad de ese valor

Estos datos son almacenados en tiempo real en el disco duro de la máquina y podrán ser utilizados a partir de ese momento por las utilidades del sistema.

### **3.5.2. Históricos de mensajes de operación**

Son los mensajes generados por las alarmas, los acontecimientos del sistema y las maniobras de control del operador, que se muestran en los libros de diario de la aplicación.

Estos eventos se almacenan con fecha y hora, evento, en tiempo real en el disco duro de la máquina y podrá ser utilizado a partir de ese momento por las utilidades del sistema.

### **3.5.3. Interacción con el usuario**

El usuario dispone de herramientas gráficas para acceder a toda la información almacenada en los archivos del sistema. En el caso de datos anteriores a los almacenados en el archivo actual, el administrador del sistema podrá recuperar de disco la información, que previamente haya sido guardada, para ponerla a disposición del usuario que la necesite.

Las principales herramientas gráficas disponibles por el operador son:

- Recuperación de mensajes de operación, con la posibilidad de realizar búsquedas selectivas de información en un determinado período de tiempo.
- Recuperación de medidas, que permiten mostrar en tablas los valores analógicos de una determinada dirección tecnológica (TA, *technological address*), durante un período de tiempo determinado.
- Despliegue gráfico de valores, para mostrar las curvas de valores (tendencias).

### **3.6. Adquisición de datos**

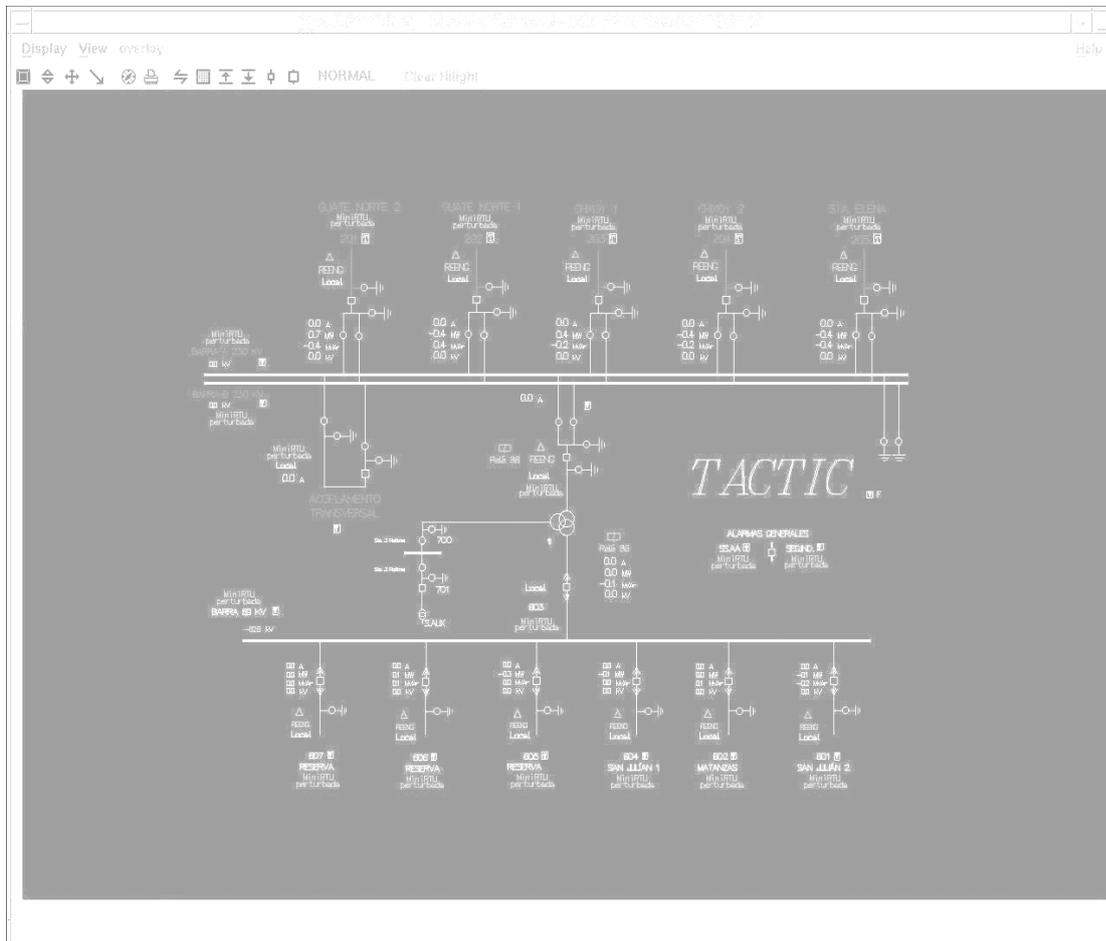
Su función principal es coleccionar datos telemetrados para ser usados por las funciones del Sistema. Además, la Adquisición de Datos, se encarga de procesar, monitorear los cambios y propagar los datos dentro de la base de datos.

La aplicación SINAUT Spectrum usa técnicas de procesamiento distribuido para obtener datos de varias fuentes incluyendo de Unidades

Terminales Remotas (RTU's). Todas las subfunciones de la Adquisición son manejadas por la base de datos. Como resultado de esto, si el número de entradas al subsistema de Adquisición aumenta, el sistema se puede expandir sin ningún cambio en el software de aplicación. Por ejemplo, al momento de inicialización del sistema, los mapas de barridos (scan maps) son descargados (downloaded). La fuente de su información, el apropiado protocolo, la tasa de barrido y la cantidad de datos a obtener son transmitidos hacia Adquisición a través de la base de datos. Similarmente, el procesamiento, monitoreo y cálculo son parte del procesamiento de la base de datos, además de proveer un subsistema de mantenimiento flexible y fácil.

Como se puede observar en la figura 12, se presenta la pantalla de señalización de SCADA con la subestación Tactic con un valor de tensión a la entrada de 230 kV y una salida de 69 kV, de esta forma se aprecian los cambios espontáneos que pueden darse en los elementos de corte, también se tienen los valores analógicos renovándose constantemente lo que permite identificar problemas en la red y tomar una pronta acción. De la misma forma se representan cada una de las subestación incorporadas al sistema SCADA por DEOCSA/DEORSA, dicha ventana de visualización nos permite también observar cuando existen marcas de trabajos permitidos o bien de elementos bloqueados, marcas que permiten al operador identificar en que elementos se están realizando trabajos de mantenimiento o bien que presentan alguna falla que deberá solucionarse.

Figura 12. Visualización en tiempo real de la subestación Tactic



La comunicación con una estación remota conlleva la ejecución de un número determinado de intentos continuos de establecerla, y cuando no es posible, y se da la terminación de dicha conexión junto con la generación de una alarma / evento con campo de descripción no vacío se debe suministrar todos los componentes de *software*, servicios de comunicación, y utilidades necesarias para obtener una comunicación fiable y eficiente con las estaciones remotas.

A la hora de ejecutar un comando sobre una estación remota cuyas comunicaciones aparecen en fallo, será necesario que el sistema chequee previamente la comunicación con dicha estación remota, por si se hubieran recuperado, y de esta manera no esperar que le llegara el turno de interrogación.

### **3.6.1. Metodología y muestreo de datos**

El Sistema SCADA es capaz de funcionar tanto en modo muestreo como en modo no solicitado de reporte.

En modo muestreo el Sistema SCADA actúa preguntando a cada instalación remota si tiene algo que comunicarle. En caso afirmativo, se trae los últimos cambios acaecidos, en caso negativo, no se trae nada. Cada cierto tiempo, que debe ser configurable, el sistema realiza una petición de integridad, trayéndose de la instalación toda la información.

La petición de integridad o demanda general, consiste en pedir a la estación remota toda la información que tiene, independientemente de si se han producido cambios en ella o no. Este tipo de peticiones se realiza:

- Al principio de la comunicación, o al restablecerse las comunicaciones tras una pérdida de las mismas
- A petición del operador
- Cada cierto tiempo, que debe ser configurable

En modo no solicitado de reporte, el Sistema SCADA realiza una petición de integridad al principio de la comunicación, para después limitarse a esperar que

alguna instalación remota tenga algo que transmitirle. Se debe poder configurar cada cuánto tiempo se va a realizar una petición de integridad.

Es necesario describir de forma detallada el comportamiento del proceso de comunicaciones. Dicha descripción debe contemplar todas las posibilidades: petición / envío de integridad, petición / envío de incidencias digitales, petición / envío de cambios analógicos, petición / envío de contadores, envío / respuesta de mandos o consignas, reporte no solicitado, instalación remota en fallo de comunicaciones, instalación remota fuera de servicio.

### **3.6.2. Tratamiento de errores**

Todo los datos de entrada son validados, de acuerdo a los siguientes chequeos mínimos:

- El mensaje ha sido recibido
- Ha respondido el dispositivo remoto apropiado
- La longitud del mensaje es la adecuada
- El mensaje tiene un código de seguridad válido

Ante fallo de algún chequeo, los últimos valores correctos deberán permanecer. Todos los puntos esperados en el mensaje incorrecto son marcados como no actualizados en la base de datos, y así se muestran a todo usuario, y en toda pantalla e informe que haga referencia a dicho valor.

### **3.6.3. Estadísticas de comunicación**

La integridad de cada circuito de comunicación lógico y físico de cada estación remota debe ser chequeado por el sistema. Al final de cada muestreo, o después de haber expirado el tiempo de respuesta no solicitada de un mensaje esperado, las estadísticas de comunicación respecto al estado del canal (lógico y físico) y a la estación remota deben ser adecuadamente actualizadas, proporcionándose como mínimo los siguientes datos estadísticos:

- Tiempo conectado / no conectado
- Número total de respuestas válidas
- Número total de respuestas perdidas
- Número total de mensajes con longitud inválida
- Número total de mensajes con códigos de seguridad erróneos
- Porcentaje de tiempo en servicio / fuera de servicio
- Porcentaje de respuestas válidas
- Porcentaje de respuestas perdidas
- Porcentaje de mensajes con longitud inválida
- Porcentaje de mensajes con códigos de seguridad erróneos

Las estadísticas de comunicación son almacenadas en la base de datos histórica. Al final de cada hora, día y mes los totales correspondientes a cada periodo mencionado deberán ser salvados y puestos a cero.

Se debe describir cualquier otra estadística de comunicación disponible en el sistema.

#### **3.6.4. Alarmas de comunicación**

El sistema genera un mensaje (configurable) de alarma o evento cuando el estado de la comunicación con cualquier estación remota o canal de comunicación cambie. Dichas alarmas pertenecen a un área de responsabilidad distinta a la del operador del sistema. Como mínimo, el mensaje debe incluir indicadores de pérdida de comunicación, de comunicación restablecida, de calidad de datos de mensaje y violaciones de seguridad. La pérdida o restablecimiento en la comunicación con una estación remota provoca la generación de un mensaje de alarma / evento, mientras que todos los datos asociados a la estación remota son marcados con los indicadores de calidad correspondientes. Los cambios en el estado de actualización del punto no generan mensajes de alarma / evento.

#### **3.6.5. Estación remota en servicio / fuera de servicio**

El sistema ofrece la posibilidad de detener el proceso de recepción de datos de una estación remota mediante la habilidad de poner en estado de fuera de servicio a dicha estación remota. Cuando una estación remota se encuentre en este estado, no será interrogada, o el sistema no esperará que responda ante un reporte no solicitado, y todos sus datos serán marcados como no disponibles hasta que la estación remota sea puesta de nuevo en servicio y sus datos hayan sido adquiridos de nuevo. El estado de no disponibilidad es reconocible por todas las aplicaciones.

### **3.6.6. Utilidad para análisis de datos de comunicación**

El sistema cuenta con una herramienta que permita recoger los mensajes de entrada y/o salida hacia y desde los dispositivos de campo, y mostrar el contenido de los mensajes originales puros, bien de forma *on line*, bien permitiendo su volcado a un fichero de log para un posterior análisis. Los datos se muestran de una manera legible.

## **3.7. Otros beneficios asociados**

### **3.7.1. Aislamiento y reconfiguración de red en un tiempo óptimo**

El poder aislar y reconfigurar la red de distribución es otra de las ventajas que brinda un sistema de telecontrol ya que permite visualizar de manera inmediata una falla en una salida de media tensión, y a la vez permite restaurar el servicio al sector afectado alimentando la red de ser posible desde otra salida de la subestación que presentó la falla, o bien, desde otra subestación, todo ello en un tiempo muy corto en comparación con el tiempo que tomaría a un equipo de brigadas desplazarse hasta el punto y realizar dicho trabajo.

### **3.7.2. Satisfacción del usuario al reducir los tiempos muertos**

El objetivo principal del sistema de telecontrol es básicamente poder reducir el tiempo muerto o tiempo en que el usuario permanece sin energía eléctrica y que genera molestia y descontento entre los usuarios, además de ello es necesario considerar las pérdidas debidas al daño en los equipos

eléctricos y electrónicos de cada uno de los usuarios y que se incrementan con la demanda que requieren cada uno de ellos.

La satisfacción de los usuarios dependerá entonces del poder brindar un servicio de calidad al reducir al máximo los tiempos muertos o indisponibilidad del servicio, así como del control en los parámetros de distribución de energía a cada usuario, a la vez que se reducen sustancialmente como ya vimos, los índices de calidad que penalizan a la empresa distribuidora.

#### 4. EVALUACIÓN ECONOMICA PARA LA IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA DE TELECONTROL

##### 4.1 Evaluación de costos asociados a la implantación

##### 4.1.1 Costos de operación del sistema

En ésta parte se detallan todos los costos implícitos en la puesta en marcha de un sistema de telecontrol, que van desde la adquisición de los equipos (*Hardware*) y de la parte intangible (*Software*) como lo son el sistema operativo y el *software* de aplicación. A continuación se detallan el costo de inversión y costos conexos a la implantación:

**Tabla X. Especificaciones de *Hardware***

<i>HARDWARE</i>	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Total (USD)
Armarios de 200*80*80	2	2,195.00	4,390.00
SUN Ultra 10 Model 440 256 MB 20 GB, placa gráfica VGA, cable de poder, teclado y ratón	2	5,862.00	11,724.00
SUN Ultra 10 Model 440 256 MB 20 GB, cable de poder, teclado y ratón	2	5,563.00	10,030.00
SUN Ultra 10 Model 440 128 MB 20 GB, placa gráfica VGA, cable de poder, teclado y ratón	2	5,015.00	11,126.00
SUN Ultra 10 Model 440 128 MB 20 GB, cable de poder, teclado y ratón	7	4,716.00	33,012.00
Monitores 21"	11	2,118.00	23,298.00
Unidad de cinta 12 GB 4 mm, Placa PCI-Unidades Cinta, Cable 68-68 PIN	2	1,689.00	3,378.00

## Continuación

<i>HARDWARE</i>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario (USD)</b>	<b>Total (USD)</b>
Server Switch 8 puertos y accesorios (cables y monitor de 17")	1	5,000.00	5,000.00
Impresora chorro color LexMark DINA3 45N	2	1,896.00	3,792.00
Dual 10/100 Ethernet Router, CISCO 2621, GigaStackin GBIC y 50 cm cable, tarjeta serie WAN, WIC-1T, cables V35	2	3,514.00	7,028.00
Switch CISCO 24 p Catalyst 3524 XL Enterprise Edition, cables de red	2	3,585.00	7,170.00
Dual 10/100 Ethernet Router, CISCO 2621, 1 Port fast Ethernet Network Module, NM- 1FE-TX	1	6,417.00	6,417.00
SICLOCK TM con Receptor-GPS para 100-240 V de tensión de alimentación. Cable de red de 5 m, módulo de antena activa: soporte de pie, cable de conexión 0,5 m. Versión para montaje en carcasa de sobremesa	1	45,835.00	45,835.00
Cable coaxial	90	2.00	180.00
<b>Subtotal</b>		<b>USD 174,575.00</b>	

## Tabla XI. Especificaciones de Software

<i>SOFTWARE</i>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario (USD)</b>	<b>Total (USD)</b>
SINAUT Spectrum de SIEMENS	13	7,482.67	97,274.00
CD Solaris	2	163.96	328.00
Licencias y SW de Compiladores Pascal, C, C++, SUN workshop	1	19,770.00	19,770.00
Licencias y SW de la Interfaz SCADA-OPERACIÓN	1	30,131.00	30,131.00
Licencia de SW de protocolos IEC 104, DNP 3.0	1	44,907.00	44,907.00
<b>Subtotal</b>		<b>USD 192,411.00</b>	

Se puede observar que como inversión inicial, se tendrían que prever **USD 366,986.00** o su equivalente Q 2,917, 538.70<sup>1</sup> que corresponde a la compra de los equipos, el sistema operativo, la aplicación y las licencias.

Para el montaje e instalación de los equipos se empleará a personal técnico de la misma empresa a fin de reducir costos.

Entiéndase que la adecuación de las instalaciones y equipos en las subestaciones es un costo que queda atado a la división de Gestión de Red, de UEF, siendo ellos los encargados del mantenimiento y mejora de la red, de esta forma se limita este trabajo de tesis al análisis únicamente de las instalaciones y equipo del Centro de Operación de Red.

#### **4.1.2. Personal a cargo de la administración y operación del Sistema**

Se debe realizar la formación de 1 ó 2 personas que serán los futuros administradores del sistema. Dichas personas serán formadas por parte del suministrador, en la funcionalidad básica del sistema y por otra parte adquirirán los conocimientos necesarios para la administración del sistema de acuerdo con la normativa de Unión Fenosa.

De esta forma vemos que los sueldos para un administrador funcional y un administrador técnico serían de alrededor de USD 1,000.00, es decir aproximadamente Q 7,950.00. A esto habrá que adicionar las prestaciones adicionales que contempla la ley.

Para la operación del telecontrol será necesario contar con cuatro equipos de trabajo conformados cada uno por un jefe de turno y dos

---

<sup>1</sup> Tasa de cambio Q 7.95 por dólar

operadores, donde uno de ellos se encargará de monitorear las incidencias que resulten en la zona Oriente y el otro las de Occidente, el personal de operación y en especial el jefe de turno deberán contar con un profundo conocimiento de la configuración de la red eléctrica de distribución para ambas empresas.

**Tabla XII. Nómina de personal de operación y mantenimiento del sistema**

<b>GASTOS FIJOS DEL TELECONTROL</b>									
Cantidad	Cargo	Sueldo / Salario	IGSS	IRTRA	INTECAP	Bono 14	Vacaciones	Aguinaldo	Indemnización
1	Administrador Funcional	7,950.00		1,007.27		662.50	326.71	662.50	662.50
1	Administrador Técnico	7,950.00		1,007.27		662.50	326.71	662.50	662.50
4	Jefe de Turno del COR	28,620.00		3,626.15		2,385.00	1,176.16	2,385.00	2,385.00
8	Operadores del COR	38,160.00		4,834.87		3,180.00	1,568.22	3,180.00	3,180.00
	<b>Totales</b>	<b>82,680.00</b>		<b>10,475.56</b>		<b>6,890.00</b>	<b>3,397.81</b>	<b>6,890.00</b>	<b>6,890.00</b>

#### 4.1.3. Costo de mantenimiento del sistema

El mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos instalados en UEF estará a cargo de una empresa con técnicos debidamente certificados que garanticen una resolución pronta a una incidencia o falla.

A continuación se detallan las actividades de mantenimiento con su respectivo costo asociado y las tareas implícitas en cada una de ellas. El valor de los servicios a continuación presentados es mensual.

Mantenimiento Correctivo de Equipos	<b>USD 200.00</b>
-------------------------------------	-------------------

- Atención técnica en menos de dos horas
- Asesoría telefónica ilimitada en caso de fallas en el equipo

- Visita de técnicos para la resolución de los problemas en sus equipos
- Ajustes, limpieza, lubricación o cualquier otra acción para corregir problemas mecánicos
- Mano de obra en reparación
- Verificación del funcionamiento del equipo
- Instrucción básica para la prevención del problema
- Envío del reporte de la falla

Soporte Técnico en Sistemas Operativos	<b>USD 175.00</b>
--	-------------------

- Instalación y reinstalación (en caso de falla) del sistema operativo
- Soporte en el diagnóstico de fallas
- Soporte en la configuración de dispositivos y conectividad
- Consultas técnicas telefónicas ilimitadas
- Diagnóstico remoto de fallas
- Asesoría en el afinamiento básico del sistema operativo
- Aplicación de programas de mejora (parches) para corrección de fallas si se encuentran disponibles

Préstamo de Equipos	<b>USD 100.00</b>
---------------------	-------------------

- Préstamo por un máximo de un mes de equipo similar al contratado
- Instalación del equipo en préstamo
- Pruebas de funcionalidad del equipo prestado

Mantenimiento Preventivo de Equipos	<b>USD 175.00</b>
-------------------------------------	-------------------

- Visitas periódicas (según el tipo de equipo) y preprogramadas

- Limpieza interior y exterior del equipo
- Lubricación de las partes que lo necesiten
- Verificación del funcionamiento integral del equipo por medio de diagnósticos especializados que podrán ser ejecutados en el sitio o de manera remota

Por la importancia que posee este sistema de telecontrol, por las grandes cantidades de información que se almacenan y que se actualizan constantemente para representar el funcionamiento de la red eléctrica, se hace necesario contar con un adecuado plan de mantenimiento que puede ser delegado a una empresa certificada y en donde los servicios y disponibilidad se tenga las 24 horas del día durante todo el año.

De esta forma vemos que un adecuado mantenimiento estaría alrededor de los USD 650.00 (Q 5,167.50) de cuota mensual, lo que representa al año **USD7,800.00** (Q 62,010.00) anuales.

Resumiendo, para el análisis económico es necesario considerar todos los egresos que se tienen con la implantación del sistema de telecontrol tal y como se representa en la Tabla XIII, es necesario destacar que esta proyección esta basada en un año de operación y que el personal de operación y administración no devenga horas extras por tener horarios rotativos debidamente acordados.

**Tabla XIII. Cuadro de flujo de egresos**

<b>FLUJO DE EGRESOS CON TELECONTROL</b>																
<b>Meses</b>	<b>Compra de equipos</b>	<b>Compra De licencias</b>	<b>Manto. del sistema</b>	<b>Prestaciones Laborales</b>					<b>Sueldos y salarios</b>	<b>IGSS</b>	<b>IRTRA</b>	<b>INTECAP</b>	<b>Bono 14</b>	<b>Vacaciones</b>	<b>Aguinaldo</b>	<b>Indemnizaciones</b>
Enero	1,387,871.25	1,529,667.45	5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Febrero			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Marzo			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Abril			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Mayo			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Junio			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Julio			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Agosto			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Septiembre			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Octubre			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Noviembre			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
Diciembre			5,167.50	82,680.00	10,475.56	6,890.00	3,397.81	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	6,890.00	
<b>Total Anual</b>	<b>1,387,871.25</b>	<b>1,529,667.45</b>	<b>62,010.00</b>	<b>992,160.00</b>	<b>125,706.72</b>	<b>82,680.00</b>	<b>40,773.72</b>	<b>82,680.00</b>	<b>82,680.00</b>	<b>82,680.00</b>	<b>82,680.00</b>	<b>82,680.00</b>	<b>82,680.00</b>	<b>82,680.00</b>	<b>82,680.00</b>	

Como se puede observar, en la Tabla XIII la sumatoria de las prestaciones laborales forma parte de los costos de operación durante un año, los cuales ascienden a Q1,406,680.44 ó **USD 176,940.94**.

## **4.2 Reducción de los costos de operación**

### **4.2.1 Ahorro por pago a un operador fijo**

Este rubro se refiere al ahorro que representa el mantener a un operador permanentemente en la subestación, que se encargue de maniobrar los elementos de corte cuando le sea solicitado, así como de reportar al COR las anomalías o alarmas que pudiera encontrar, es necesario destacar que muchas veces la respuesta ante un incidente o cambio en alguno de los parámetros eléctricos que se manejan dentro del parque de la subestación no es inmediato.

Como parte del proceso tecnológico que se lleva a cabo en el proyecto PER las subestaciones que se han construido no requieren de un operador fijo lo que representa un ahorro muy significativo tomando en cuenta el número creciente de subestaciones operadas por UEF. Dichas subestaciones vienen diseñadas para trabajar a distancia o bien localmente mediante el uso del SOAL cuando las circunstancias lo ameriten como ya se ha explicado en los capítulos anteriores.

Para el caso práctico que se presenta más adelante tomaremos a la Distribuidora de Electricidad de Occidente que cuenta con 31 subestaciones, y asumiremos que todas sus instalaciones han sido adecuadas para ser operadas remotamente reduciéndose así el costo de tener un operador en la subestación.

**Tabla XIV. Costo de tener un operador en la subestación**

OPERADOR DE SUBESTACION									
Cargo	Salario	IGSS	IRTRA	INTECAP	Bono 14	Vacaciones	Aguinaldo	Indemnización	Total
Operador de Subestación	2,000.00	253.40			166.67	82.19	166.67	166.67	<b>2,835.59</b>

De esta manera vemos que mensualmente el no tener a un operador en la subestación supone un ahorro de Q2,835.59, que al proyectarlo a un año se convierte en Q34,027.08 y si ese dato lo multiplicamos por el número de subestaciones que forman parte de DEOCSA tenemos Q1,054,839.48 de ahorro anual, equivalente a **USD 132,684.21**.

#### **4.2.2 Ahorro por desplazamientos de brigadas**

Se deben tomar en cuenta los consiguientes costos que van ligados a la atención de una falla y que se ven reducidos considerablemente al tener una red eléctrica telecontrolada, no sólo por la prontitud de respuesta ante una emergencia sino también por el ahorro que supone el desplazamiento de brigadas de mantenimiento. Entre los costos que se verían reducidos podemos mencionar:

- Horas extra y viáticos
- Mantenimiento de vehículo
- Combustible
- Servicio de comunicación (teléfono, localizador, radio, etc.)

Para efecto de estudio tomaremos el caso de DEOCSA conformada por 20 brigadas de mantenimiento integradas por dos personas y un vehículo para su movilización cada una de ellas, de tal manera que los costos pertenecientes a este rubro estarían compuestos de la siguiente forma:

**Tabla XV. Costos por brigadista**

Cargo	Horas Extras	Viáticos	Manto. Vehículo	Combustible	Teléfono	Radio	Total
Brigadista	2,250.00	600.00	250.00	800.00	200.00	100.00	<b>4,200.00</b>

Para este caso se considera un máximo de 4 horas extra diarias sobre la base de un sueldo de Q3,000.00, y como una regla de buena práctica asumiremos que el telecontrol reducirá el valor total de los ítem listados en un 40%.

En un año el costo total de operación para las 20 brigadas asciende a Q 1,008,000.00 y considerando una reducción del 40% se tendría Q403,200.00 de ahorro, que equivale a **USD 50,716.98**.

#### **4.3 Reducción de los costos asociados a la mala calidad del servicio**

Como bien se sabe una distribuidora es evaluada entre otros indicadores en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica que presta a los clientes. Según establecen las NTSD, el período en el cual se realiza la evaluación es semestral basándose en las incidencias en las redes del distribuidor.

Los indicadores de calidad establecidos en las NTSD y que mejoran directamente con un sistema de telecontrol son: el indicador global TTIK que se refiere prácticamente a suspensiones del servicio en toda la red de MT; y el indicador individual TIU que se refiere a usuarios conectados en media tensión o alta tensión.

### 4.3.1 Indemnizaciones por incumplimiento de indicadores

Según la NTSD, la determinación de la indemnización a los usuarios por excedencia a los límites establecidos para cada indicador, se realiza por medio de la aplicación de las siguientes fórmulas, de acuerdo al período que se esté evaluando y al grupo de usuarios que se esté considerando. Se aplican indemnizaciones a los usuarios en caso de superarse cualquiera de los límites establecidos por causas atribuibles o no al distribuidor, a partir de la etapa de régimen. Para efecto del telecontrol se pondrá énfasis en las que son atribuibles al distribuidor.

- Índices globales:

$$\text{INIG} = \text{ENS sistema} * \text{CENS} \quad ( 1 )$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [ (\text{TTIK} - \text{TTIK límite}) / 8760 ]$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [ (\text{FMIK} - \text{FMIK límite})(\text{TTIK} / \text{FMIK}) / 8760 ]$$

- Índices individuales:

$$\text{INII} = \text{ENS Usuario} * \text{CENS} \quad ( 2 )$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [ (\text{TIU} - \text{TIU límite}) / 8760 ]$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [ (\text{FIU} - \text{FIU límite})(\text{TIU} / \text{FIU}) / 8760 ]$$

En donde:

INIG: Indemnización para ser distribuida globalmente (Q). Cada usuario recibe una indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.

ENS sistema:	Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK (kWh).
INII:	Indemnización para ser distribuida individualmente (Q). A los usuarios que se les aplica una indemnización individual, no les corresponderá una indemnización global.
ENS Usuario:	Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU (kWh).
D sistema:	Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del distribuidor (kWh).
D Usuario:	Demanda de energía facturada durante el período de control para cada usuario (kWh).
CENS:	Costo de la energía no suministrada [Q / kWh]. El costo de energía no suministrada es diez veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

Los valores para TTIK, FMIK, TIU y FIU se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado. Los valores para TTIK límite, FMIK límite, TIU límite y FIU límite, se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores. Tanto para la indemnización global como para la individual, el distribuidor deberá determinar el valor de la energía no suministrada mediante las ecuaciones 1 y 2 (Indicador

de tiempo y frecuencia) y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la indemnización.

**Tabla XVI. Proyección de indemnizaciones para el primer semestre de 2002**

Tipo de cambio Q/\$US	DEMANDA SEMESTRE kWh	Tarifa BTS (Q/kWh)
	DEOCSA	
7.78	262,709,104	1.2872

En donde:

INDEMNIZACIONES PRIMER SEMESTRE					TOTAL
FMIKurbano CI	FMIK rural CI	FMIK CE	TTIK rural CI	TTIK CE	
\$ 233,154	\$ 362,363	\$ 212,700	\$ 62,064	\$ -	808,217

RESUMEN PRIMER SEMESTRE						
EMPRESA	FMIKurbano CI	FMIK rural CI	FMIK CE	TTIKurbano CI	TTIK rural CI	TTIK CE
DEOCSA	6.0588	9.9747	8.0145	8.0000	11.2508	8.5580

CI = Valor correspondiente a todas las incidencias con causas internas

CE = Valor correspondiente a todas las incidencias con causas externas

Podemos observar entonces que para el primer semestre del 2002 DEOCSA tuvo que dejar de facturar por concepto de indemnizaciones a usuarios un valor de USD 62,064.00, monto que habría sido considerablemente menor si se hubiese contado con un sistema de telecontrol.

Si tomamos para el segundo semestre del 2002 un incremento del 20% en el indicador TTIK rural debido al invierno el valor de las indemnizaciones ascenderían a USD 74,476.80, lo que significa que para el año 2002 las distribuidoras habrían dejado de percibir USD 136,540.80. Para efecto de estudio tomaremos una reducción en el total de las indemnizaciones del 2002 debido al telecontrol del 60% que representa **USD 54,616.32**.

#### **4.4 Reducción de los costos asociados a la energía no suministrada**

##### **4.4.1 Ingresos por energía suministrada al reducir los índices de calidad del servicio**

Si se toman los conceptos anteriormente citados para el FMIK y el TTIK, y se hace una relación sencilla en la que, si se multiplica el número de veces que tiene una incidencia un cliente por el tiempo que dura esta incidencia, se obtiene una equivalencia del tiempo total que ha estado sin servicio el cliente. Si esto se toma para toda la distribuidora, teniendo la potencia instalada de esta multiplicada por un factor de utilización, que está alrededor del 40% para cargas urbanas y 15% para cargas rurales en las distribuidoras, y al multiplicarlo por este tiempo total, se obtendrá el dato de la energía que se ha dejado de vender por esas interrupciones.

Expresado matemáticamente:

$$T \text{ total} = \text{FMIK distribuidora} * \text{TTIK distribuidora} \quad ( 3 )$$

$$\text{ENS distribuidora} = T \text{ total} * (\text{Potencia Instalada}) * (\text{Factor de utilización}) \quad ( 4 )$$

$$\text{CENS distribuidora} = (\text{ENS distribuidora}) \text{Eficiencia por kWh distribuidora} \quad ( 5 )$$

En donde:

T total: es el tiempo total equivalente que se ha dejado sin servicio a toda la distribuidora en el período de medición, según las NTSD un semestre.

FMIK distribuidora: es el FMIK total de la distribuidora en el semestre que se esta evaluando.

- TTIK distribuidora: es el TTIK total de la distribuidora en el semestre que se esta evaluando.
- ENS distribuidora: es la energía no suministrada por la distribuidora en el T total.
- Potencia Instalada: es la suma de toda la potencia que ha sido instalada en la red por medio de los transformadores de distribución y que el distribuidor puede proporcionar al 100% de su capacidad en KW.
- Factor de utilización: es la relación entre el consumo habitual de un cliente medio y la potencia instalada que le puede proporcionar el distribuidor en el punto de entrega.
- CENS distribuidora: es el costo de la energía que se ha dejado de vender a un coste referenciado según la NTSD.
- Eficiencia por kWh: es la diferencia del costo del kWh al que vende la distribuidora y lo que tiene que pagar por ella en el plazo vigente que se está evaluando, para este caso se supondrá una ganancia de USD 0.02

Si a toda esta expresión se le aplica una situación inicial y una final, que para este caso la inicial es cuando no se cuenta con un sistema de telecontrol y la final son los objetivos que se trazan con dicho sistema para la reducción de los indicadores, al evaluar esta expresión con estas dos condiciones, y restando el estado final al inicial en su valor absoluto, se tendrá el beneficio en el pago

evitado de indemnizaciones que obtendrá la distribuidora por aplicar el telecontrol a su red eléctrica.

### Primer Semestre del 2002

- Condición inicial

Los índices de calidad del servicio de distribución utilizados para este ejercicio son tomados de la tabla XVI.

$T \text{ total} = \text{FMIK distribuidora} * \text{TTIK distribuidora}$

$T \text{ total} = ( \text{FMIK urbano CI} + \text{FMIK rural CI} ) * ( \text{TTIK urbano CI} + \text{TTIK rural CI} )$

De la tabla XVI se tiene

$T \text{ total} = ( 6.0588 + 9.9747 ) * ( 8.0000 + 11.2508 )$

$T \text{ total} = 16.0335 * 19.2508 \text{ horas}$

$T \text{ total} = 308.6577 \text{ horas}$

$\text{ENS distribuidora} = T \text{ total} * (\text{Potencia Instalada}) * (\text{Factor de potencia}) * (\text{Factor de utilización})$

$\text{ENS distribuidora} = T \text{ total} * ((\text{Potencia Instalada urbana}) * (\text{Factor de potencia}) * (\text{Factor de utilización en área urbana}) + (\text{Potencia Instalada rural}) * (\text{Factor de potencia}) * (\text{Factor de utilización en área rural}))$

$\text{ENS distribuidora} = 308.6577 * (227,122.60 * 0.85 * 0.4 + 415,465.50 * 0.85 * 0.15)$

$\text{ENS distribuidora} = 308.6577 * (77,221.65 + 52,971.85)$

$\text{ENS distribuidora} = 308.6577 * 130,193.50$

## Continuación

CENS distribuidora = (ENS distribuidora) Eficiencia por kWh distribuidora

CENS distribuidora = 40,185,226.26 \* 0.02 USD

CENS distribuidora = 803,704.53 USD

Condición final

T total = FMIK distribuidora \* TTIK distribuidora

T total = ( FMIK urbano CI + FMIK rural CI ) \* (TTIK urbano CI + TTIK rural CI )

De la tabla XVI supondremos una reducción en el TTIK del 40%, para el FMIK se mantendrá con los mismos valores ya que su reducción dependerá en su mayoría a una correcta aplicación en las actividades de mantenimiento y no al telecontrol.

T total = (6.0588 + 9.9747 ) \* ( 4.8000 + 6.75048 )

T total = 16.0335 \* 11.55048 horas

T total = 185.1946 horas

= T total \* (Potencia Instalada) \* (Factor de potencia) \* (Factor de utilización)

= T total \* ((Potencia Instalada urbana) \* (Factor de potencia) \* (Factor de utilización en área urbana) + (Potencia Instalada rural) \* (Factor de potencia) \* (Factor de utilización en área rural))

= 185.1946 \*(227,122.60 \* 0.85 \* 0.4 + 415,465.50 \* 0.85 \* 0.15)

ENS distribuidora = 185.1946 \*(77,221.65 + 52,971.85)

ENS distribuidora = 185.1946 \*130,193.50

ENS distribuidora = 24,111,133.15 kWh

### Continuación

CENS distribuidora = (ENS distribuidora) Eficiencia por kWh distribuidora

CENS distribuidora = 24,111,133.15 \* 0.02 USD

CENS distribuidora = 482,222.66 USD

Ahora bien, la diferencia entre la situación inicial y final es la energía que se venderá por reducir los índices de calidad.

Ingresos por energía = | CENS distribuidora final - CENS distribuidora inicial |

Ingresos por energía = | 482,222.66 - 803,704.53 |

Ingresos por energía = 321,481.87 USD

### SEGUNDO SEMESTRE DEL 2002

Para este caso se tomará la Tabla XVI y le aplicaremos un 20% de incremento a los índices de calidad ya que durante el segundo semestre es cuando se genera mayor cantidad de interrupciones debido al invierno y calcularemos.

- Condición inicial

T total = FMIK distribuidora \* TTIK distribuidora

T total = ( FMIK urbano CI + FMIK rural CI ) \* ( TTIK urbano CI + TTIK rural CI )

De la Tabla XVI y aplicando un 20% a los índices se tiene

T total = ( 7.2706 + 11.9696 ) \* ( 9.6000 + 13.5007 )

## Continuación

T total = 444.4621 horas

T total \* (Potencia Instalada) \* (Factor de potencia) \* (Factor de utilización)  
= T total \* ((Potencia Instalada urbana) \* (Factor de potencia) \*(Factor de utilización en área urbana) + (Potencia Instalada rural) \* (Factor de potencia) \* (Factor de utilización en área rural))

$444.4621 * (227,122.60 * 0.85 * 0.4 + 415,465.50 * 0.85 * 0.15)$

ENS distribuidora =  $444.4621 * (77,221.65 + 52,971.85)$

ENS distribuidora =  $444.4621 * 130,193.50$

ENS distribuidora = 57,866,076.42 kWh

CENS distribuidora = (ENS distribuidora) Eficiencia por kWh distribuidora

CENS distribuidora =  $57,866,076.42 * 0.02$  USD

CENS distribuidora = 1,157,321.52 USD

### Condición final

T total = FMIK distribuidora \* TTIK distribuidora

T total = ( FMIK urbano CI + FMIK rural CI ) \* (TTIK urbano CI + TTIK rural CI )

De nuevo de la Tabla XVI supondremos una reducción en el TTIK del 40%, para el FMIK se mantendrá con los mismos valores ya que su reducción dependerá en su mayoría a una correcta aplicación en las actividades de mantenimiento y no al telecontrol.

T total =  $(7.2706 + 11.9696) * (5.7600 + 8.1004)$

T total = 19.2402 \* 13.8604 horas

## Continuación

T total = 266.6769 horas

ENS distribuidora = T total \* (Potencia Instalada) \* (Factor de potencia) \*  
(Factor de utilización)

ENS distribuidora = T total \* ((Potencia Instalada urbana) \* (Factor de  
potencia) \* (Factor de utilización en área urbana) +  
(Potencia Instalada rural) \* (Factor de potencia) \* (Factor  
de utilización en área rural))

ENS distribuidora = 266.6769 \*(227,122.60 \* 0.85 \* 0.4 + 415,465.50 \* 0.85 \*  
0.15)

ENS distribuidora = 266.6769 \*(77,221.65 + 52,971.85)

ENS distribuidora = 266.6769 \*130,193.50

ENS distribuidora = 34,719,598.98 kWh

CENS distribuidora = (ENS distribuidora) Eficiencia por kWh distribuidora

CENS distribuidora = 34,719,598.98 \* 0.02 USD

CENS distribuidora = 694,391.98 USD

Nuevamente, la diferencia entre la situación inicial y final es la energía  
que se venderá por reducir los índices de calidad.

Ingresos por energía = | CENS distribuidora final - CENS distribuidora inicial |

Ingresos por energía = | 694,391.98 - 1,157,321.52 |

Ingresos por energía = 462,929.54 USD

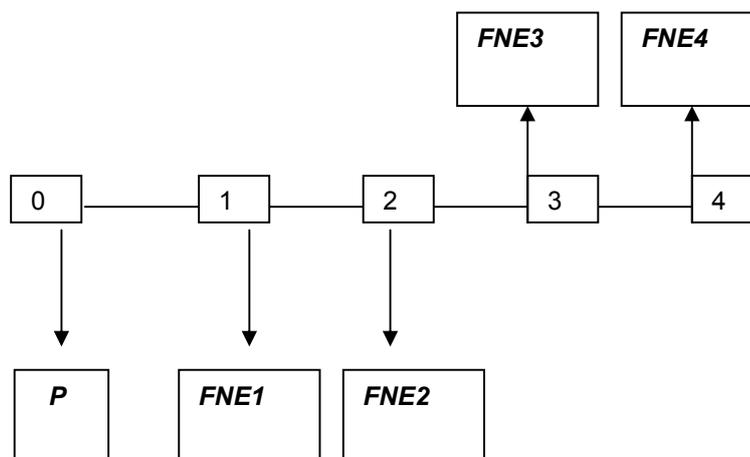
Esto indica que para el año 2007 los ingresos por energía suministrada al  
reducir los índices de calidad ascienden a la cantidad de USD 321,481.87 +  
USD 462,929.54, que equivale a **USD 784,411.41**

#### 4.5. Evaluación Económica

La evaluación económica del Proyecto Telecontrol se hará con los datos que se han obtenido de acuerdo a lo expuesto en este capítulo, para ello es necesario utilizar un modelo de rentabilidad financiera que nos permita pronosticar niveles de rentabilidad y otros parámetros financieros de interés, para este caso utilizaremos el Valor Presente Neto (VPN).

En el caso del VPN es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial, podemos representarla de la siguiente manera: tomamos un horizonte de tiempo igual a cinco años, (tiempo de duración de la implantación del proyecto) la dividimos en cinco partes iguales que representen cada uno de los años. A la izquierda colocaremos el momento en que se origina el proyecto o tiempo cero. Representaremos los flujos positivos o ganancias anuales de la empresa con una flecha hacia arriba, y los desembolsos o flujos negativos, con una flecha hacia abajo.

**Figura 13. Diagrama de flujo de efectivo**



La tasa de interés pasiva en moneda extranjera que tomaremos para el proyecto es del 3.13% y la tasa de interés activa en moneda extranjera para la amortización del préstamo realizado para llevar a cabo la inversión inicial será del 7.13% (según boletín informativo del Banco de Guatemala al 31 de julio del 2003)

El VPN será el valor en el año 2003 (año 0), de una serie de flujos anuales de efectivo generados por el telecontrol, que se descuentan usando una tasa de interés pasiva antes mencionada equivalente al costo de oportunidad del capital, éste costo es la tasa promedio de interés que obtendríamos del ahorro pagada por entidades financieras (bancos).

El cálculo del VPN para el período de cinco años quedaría entonces expresado con la siguiente fórmula:

$$VPN = - P + FNE_1 / (1+i)^1 + FNE_2 / (1+i)^2 + FNE_3 / (1+i)^3 + FNE_4 + VS / (1+i)^4$$

Donde P corresponde a la inversión inicial a realizar en el año 2,003 y FNE<sub>1</sub> al FNE<sub>4</sub> son los Flujos Netos de Efectivo para el Proyecto en los períodos 2,004 al 2,007, tal como lo muestra la tabla XVII.

En el caso del valor de salvamento (VS), este será equivalente a 0 ya que corresponde a la depreciación que sufren los equipos al cabo de los 4 años posteriores a su compra a razón del 33% anual.

Sustituyendo los valores de la Tabla XVII en la ecuación del Valor Presente Neto<sup>2</sup> tenemos:

---

<sup>2</sup> Evaluación de proyectos. Gabriel Baca Urbina

$$\text{VPN} = -P + \text{FNE}_1 / (1+i)^1 + \text{FNE}_2 / (1+i)^2 + \text{FNE}_3 / (1+i)^3 + \text{FNE}_4 + \text{VS} / (1+i)^4$$

$$\begin{aligned} \text{VPN} = & -366,986.00 + [-438,703.83/(1+0.0313)^1] + [-27,798.85/(1+0.0313)^2] \\ & + [355,931.40/(1+0.0313)^3] + [917,299.68/(1+0.0313)^4] \end{aligned}$$

$$\text{VPN} = -366,986.00 - 425,389.15 - 120,159.17 + 324,497.42 + 810,907.23$$

$$\text{VPN} = \mathbf{USD\ 222,870.33}$$



Suponemos para este caso una reinversión de todas las ganancias anuales del proyecto y observamos que al trasladar al presente todos los flujos futuros del proyecto a una tasa de descuento igual a la tasa de interés pasiva que nos pagaría un banco, estos flujos generarían una ganancia de USD222,870.33, por lo tanto, la inversión es aceptada, dado que este valor significa ganar la tasa de interés pasiva más la ganancia citada, en términos del valor del dinero al día de hoy o tiempo cero.

## CONCLUSIONES

1. Con la creación de la Ley General de Electricidad decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, las empresas distribuidoras se ven en la obligación de prestar un servicio de calidad establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), ya que de lo contrario son penalizados y deben indemnizar a los usuarios afectados por la mala calidad del servicio, la duración y frecuencia de las interrupciones; también el distribuidor tiene el derecho de exigir a los usuarios que sus instalaciones no introduzcan factores de falla a la red de distribución, debido a ello la empresa deberá de realizar inversiones para mejorar la operación y control de la red de distribución con el fin de no exceder las tolerancias a los índices de calidad.
2. En el presente trabajo de graduación, se han resumido los principales aspectos relacionados con la implantación de un sistema de automatización de la distribución. Se recalcó la importancia que tiene la evaluación económica en la justificación de futuros sistemas de automatización y en la integración de subsistemas. También se destacó la importancia que tiene la participación de las distintas disciplinas dentro de DEOCSA/DEORSA y la formación de equipos de trabajo donde participen los departamentos involucrados.
3. La inmediata detección de una falla de los equipos instalados en el parque de las subestaciones o bien en los interruptores de cabecera de cada subestación permite reducir considerablemente el tiempo de

reposición del servicio debido a un menor tiempo de respuesta de las brigadas de mantenimiento.

4. El registro constante de los parámetros eléctricos y de las fallas en la red de distribución de DEOCSA/DEORSA permite adecuar y programar las actividades de mantenimiento, según la periodicidad con que éstas se presentan y de esta forma evitar que fallas registrables y localizables se conviertan en fallas críticas.
  
5. El objetivo más importante del análisis presentado redundando en la mejora de la administración de la distribución y de los beneficios que representaría a otras partes de la empresa, así como reconocer que hay beneficios intangibles, tal como la imagen pública, los cuales son difíciles de evaluar. Sin embargo, estos beneficios son un factor muy importante en el éxito a largo plazo de cualquier negocio.

## **RECOMENDACIONES**

1. Se sugiere la implantación del sistema de Telecontrol en la red de distribución de DEOCSA/DEORSA, debido a las contundentes ventajas que se obtienen ante la posibilidad de seguir sin él.
2. Realizar la formación al personal involucrado en el proyecto de Telecontrol de DEOCSA/DEORSA, sobre las principales tareas a desarrollarse durante la implantación del sistema de telecontrol, para lograr una mejor comprensión de los objetivos a priorizar y la correcta ejecución de las actuaciones del Plan de implantación.
3. Ejecutar una campaña de instrucción a los usuarios, donde se dé a conocer por los distintos medios de comunicación masivos (radiales, televisivos y escritos) de los esfuerzos que se realizan para lograr una mejora de la calidad del servicio a todos los usuarios conectados a la red de distribución de DEOCSA/DEORSA, así como de los avances que se tienen en las distintas comunidades.
4. Se debe preparar un adecuado programa de mantenimiento, para los equipos de comunicaciones y telecontrol instalados en las subestaciones telemandadas que se adapte a las condiciones que presenta cada región.

5. Como parte de las actividades de Telecontrol será necesario velar porque los equipos cuenten con un adecuado inventario de repuestos que permitan realizar las tareas de mantenimiento a la brevedad posible, así como la formación al personal de mantenimiento, para realizar los reemplazos de los equipos dañados y su consiguiente programación si fuera necesario.
  
6. Se debe solicitar al proveedor del enlace de comunicaciones un adecuado monitoreo de las comunicaciones con cada una de las subestaciones y si fuera necesario se debe confrontar dicho registro con las pérdidas de comunicación registradas por SCADA durante el tiempo escogido, a fin de asegurar la respuesta de todos los elementos telemandados.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Ley General de Electricidad.** Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala. Título I, Capítulo I, Artículo 1
2. **Reglamento de la Ley General de electricidad.**  
Acuerdo Gubernativo 256-97 del Presidente de la República de Guatemala. Título I, Capítulo I, Artículo 2
3. **"Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución. NDDOID"**  
Resolución CNEE No. 47-99. Título I, Capítulo I, Artículos 1-2
4. **"Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD".**  
Resolución CNEE No. 09-99. Título IV, Capítulo I, Artículo 55
5. **Reglamento de la Ley General de Electricidad.**  
Acuerdo Gubernativo 256-97 del Presidente de la República de Guatemala. Título I, Capítulo I, Artículo 1
6. **Información alfanumérica de incidencias del Centro de Maniobras de Distribución de DEOCSA/DEORSA.**  
Unión Fenosa 2000. Base de datos primer semestre, 2001
7. **Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD "**  
Resolución CNEE No. 09-99. Título IV, Capítulo I, Artículos 52 - 54
8. **Manuales e información alfanumérica y gráfica del sistema SCADA de DEOCSA/DEORSA.**  
Unión Fenosa 2002. Base de datos del segundo semestre, 2002

## BIBLIOGRAFÍA

1. Blank, Leland y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica.**  
3ª ed.; México: McGraw-Hill, 1992
2. Baca Urbina, Gabriel. **Evaluación de proyectos.**  
3ª ed.; México, McGraw-Hill, 1995
3. Información alfanumérica de incidencias del Centro de Maniobras de Distribución de DEOCSA/DEORSA.  
Unión Fenosa, 2000
4. Ley General de Electricidad. Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala.
5. Manuales e información alfanumérica y gráfica del sistema de control de instalaciones de DEOCSA/DEORSA.  
Unión Fenosa, 2000
6. "Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución. NDDOID".  
Resolución CNEE No. 47-99.
7. "Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD".  
Resolución CNEE No. 09-99.
8. Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Gubernativo 256-97 del Presidente de la República de Guatemala.
9. Primer Simposium Latinoamericano y Exposición Mundial de Tecnología en la Planeación, Diseño y Automatización de la Distribución. CADPAD. México: 1994.