

INFLUENCIA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA EN LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO.

Pedro Vidal

Energía San Juan S.A.

Mendoza (Sur) 50 - 5400 San Juan, Argentina

pvidal@energiasanjuan.com.ar

Enrique Valladares

Energía San Juan S.A.

Mendoza (Sur) 50 - 5400 San Juan, Argentina

evalladares@energiasanjuan.com.ar

Abstract

En este trabajo se describe la mejora de la calidad de servicio técnico prestado a los usuarios de la Distribuidora Energía San Juan S.A. a través de la implementación de un sistema SCADA, con el que se supervisa y controla las redes de MT de la provincia de San Juan en Argentina.

En primer lugar se efectúa una presentación de la normativa vigente para la medición y control de la calidad de servicio técnico según el Contrato de Concesión del servicio de la distribución del sistema eléctrico de la Provincia de San Juan – Argentina a cargo de Energía San Juan S.A.

Posteriormente se presenta una descripción del proyecto en el cual se contempló la instalación de equipamiento de telecontrol en 26 Estaciones Transformadoras de 132, 33/13.2 kV, del Sistema Interconectado Provincial. Además, se describe el software necesario para la operación del equipamiento a distancia y el equipamiento de última generación que está integrado por un Centro de Control SCADA, Unidades Terminales Remotas y el Sistema de Telecomunicaciones. y las instalaciones que fueron telemedidas y telecomandadas en el Sistema Interconectado Provincial.

Y como colorario se exponen los indicadores que miden la calidad de servicio técnico antes y después de la implementación del SCADA.

I. INTRODUCCIÓN

Los regímenes de calidad a que se encuentran sometidas las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica (EDEE) en Argentina, establecen una serie de requisitos que deben cumplir respecto a la calidad del servicio técnico (interrupciones del suministro) que brindan a sus usuarios. En los Contratos de Concesión se fijan ciertos niveles de calidad de servicio así como las compensaciones a los usuarios cuando estos niveles límites son violados.

La mejora de la calidad de servicio a través de una disminución de los cortes de suministro y la disminución de la duración de los mismos, principalmente en redes de distribución extensas han justificado principalmente la utilización de nuevas tecnologías como lo es el SCADA.

Además la utilización del SCADA permite:

- Disminuir el costo de la energía no suministrada (o lucro cesante)
- Disminuir los costos de Operación y mantenimiento en emergencia.
- Disminución de los tiempos fuera de servicio y restauración por Cortes Programados.
- Mejora de la velocidad de respuesta en la Operación normal del sistema.
- Mejora de la Confiabilidad del sistema y anticipación a las denuncias por salidas de servicios del sistema.
- Mejora en la información para cálculos de Ingeniería y planificación.
- Predicción de situaciones límites en el sistema.
- Diferimiento de inversiones en el sistema de distribución a través del manejo de cargas.
- Reducción de los picos de demanda.
- Reducción de pérdidas técnicas en el sistema.

El sistema SCADA implementado en Energía San Juan S.A. responde a diseños de última generación contemplando tanto la red de subtransmisión o transporte (AT) como también la red de distribución de Media Tensión (MT), en forma integrada posibilitando un mejor control de la red, que se ve reflejado en un mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico.

Esta mejora en la calidad de servicio será expuesta a través de la comparación de la evolución de los indicadores para semestres de control en los cuales no existía el sistema SCADA y otro en la cual ya se encuentra instalado.

II. DESARROLLO

SISTEMA DE OPERACIÓN Y CONTROL SCADA

El sistema de Telecontrol SCADA cumple estándares de Sistemas Abiertos, está constituido por dos nodos servidores que cumplen la función de servidores SCADA y servidores de Histórico en configuración Hot-Standby, y dos consolas de operación, integrados en una doble red de área local conformando una arquitectura distribuida y modular que permite su expansión futura. El archivado de los datos históricos lo realiza un array de discos históricos de tecnología SCSI conectado a ambos servidores, Fig 2. El sistema operativo sobre el que esta implementada la aplicación es UNIX y la arquitectura de las workstation es RISC. Las comunicaciones con las RTU's es llevada a cabo por equipos de radio que operan en la banda de UHF. [5] y [6].

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ENERGÍA SAN JUAN S.A.

El sistema eléctrico en el área de concesión de Energía San Juan S.A. está constituido por una red eléctrica de niveles de tensión de 132, 33 y 13.2 kV, denominada SIP, con aproximadamente 140.000 usuarios y una energía anual operada cerca de 600. GWh. Este sistema es alimentado por la estación transformadora E.T. San Juan de la distribuidora troncal Distrocuyo, a través de la cual se conecta al sistema interconectado nacional (SIN).

El SIP (Sistema Interconectado Provincial) incluye una red interconectada en los niveles de 132, 33 y 13.2 kV en los valles de Tulúm (capital - gran San Juan, Rawson, Pocito y alrededores, incluyendo los departamentos de Albardón, Angaco, Caucete, 25 de Mayo, Sarmiento y alrededores) Ullúm y Zonda., y recientemente incorporados los departamentos de Jachal e Iglesia.

El SIP está constituido por un anillo en 33 kV que vincula las 26 Estaciones transformadoras primarias que cumplen funciones de Centros de Distribución de las cuales salen en forma radial los distribuidores de 13.2 kV los que a su vez alimentan estaciones de distribución o secundarias (Media Tensión a Baja Tensión).

En la figura 1 se presenta el diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de Energía San Juan S.A. en los niveles de 132,y 33 kV

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO SCADA

La complejidad del sistema eléctrico junto a los elevados índices de calidad impuesto por el Contrato de Concesión, implican la incorporación de herramientas de alta tecnología para el manejo de la red, tanto en estado normal como en emergencias. En este contexto Energía San Juan S.A. encaró un proyecto de telemedición, y telecontrol para realizar las operaciones del sistema eléctrico de Subtransmisión y Distribución con el fin principal de mejorar la calidad del servicio eléctrico a sus usuarios y optimizar los recursos de operación y mantenimiento.

Este Proyecto, en funcionamiento desde Mayo de 1999 contempló la instalación de equipamiento de telecontrol en las 26 Estaciones Transformadoras de 132, 33/13.2 kV, del Sistema Interconectado Provincial, , y todo el software necesario para la operación del equipamiento a distancia, en cuanto al equipamiento aéreo en postes de las redes de Distribución en 13.2 kV, y el software para la gestión de los reclamos vinculado con la operación de la red se realizará en una segunda etapa, previendo culminarla el primer semestre del 2000.

El equipamiento está integrado por un Centro de Control, 26 Unidades Terminales Remotas, Sistema de Telecomunicaciones.

El sistema incluyó en su ejecución el “estado del arte” en equipamiento y software suministrado contemplando tecnología “de punta” en este tipo de sistema. La ingeniería, fabricación, gestión y ensayos incluyeron procedimientos de ISO 9000, certificado por entidades europeas de calidad, incluyendo compatibilidad con el año 2000, para todo el equipamiento.

Entre los principales beneficios de este proyecto, se pueden citar:

- Detección, ubicación y aislación oportuna de fallas. Esta función deberá permitir al operador del sistema coordinar las cuadrillas de operación y mantenimiento, disminuyendo los tiempos "fuera de servicio" del sistema, minimizando los tiempos de ubicación y reposición de fallas".
- Monitoreo y telemetría permanente del sistema de distribución y de Estaciones Transformadoras, involucrando la telemedición y el registro, detección de fallas, vigilancia de valores límites, factor de potencia, estado de elementos de maniobra. Monitoreo de la seguridad de equipos, señales de alarmas etc.
- Gestión de datos históricos, generación de informes estadísticos, obtención de registros estacionales en el sistema.
- Telecontrol de transformadores: Regulación de tensión.
- Manejo de carga en distribuidores y alimentadores. Considerando la reconfiguración de cargas, desprendimiento de cargas y reconexión de cargas.
- Determinación de la compensación de reactivos, para cada estado de carga, estado de mínimas pérdidas y respeto de los niveles de calidad exigidos.
- Vinculación con sistema informático empresario (red corporativa). Interface con base de datos de usuarios y sistema Georeferenciado (GIS) de Calidad de Servicio y de Ingeniería (Sidac).

DESCRIPCIÓN DE LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA SCADA

En este apartado se describe el entorno hardware y software sobre el que se desarrolla el Centro de Control. [6].

HARDWARE

La plataforma está basada en Dos servidores SUN Ultra Enterprise 10, en configuración “hot stand by”, que soportan las funciones de tiempo real (CMX), y de gestión de históricos (XIS), con los requerimientos de memoria y disco necesarios, sobre estos corre el sistema SCADA. En un concepto de aplicaciones distribuidas, el sistema se completa con los siguientes recursos:

- Dos consolas de operación sobre SUN Ultra 10 a 300 MHz con dos monitores gráficos de alta resolución de 21” cada uno.
- Doble red LAN soportada por HUB’s gestionables con funciones de principal y respaldo para el sistema SCADA.
- Un bridge/router para la unión de las dos redes del SCADA.
- Módulo de sincronización horaria basado en reloj GPS.
- Módulo de comunicaciones con RTU’s. Basado en dos servidores de líneas de comunicaciones con capacidad de 8 líneas equipadas para comunicar con las 26 RTU’s (expandible hasta 200) con carácter redundante y adicionalmente disponen de los módulos difusores de líneas de comunicaciones para conexión a los módem de salida a líneas de comunicación con RTU’s.
- Módulo de Impresión. Compuesto de una impresora láser para informes y hard-copy de pantallas e impresora matricial para eventos y alarmas del sistema.

En la figura 2 se presenta el diagrama de bloques de esta configuración.

SOFTWARE DEL CENTRO DE CONTROL

El Software base del Centro de Control está formado por:

- Sistema Operativo SUN SOLARIS 2.5.
- Software de SCADA OASyS versión 5.2.2.
- Administrador de Base de Datos.
- SYBASE para base de datos histórica.
- Protocolo DNP 3.0 para comunicación Centro de Control - RTUs
- Compilador y entorno de desarrollo bajo lenguaje C/C++.

CONEXIÓN CON UNIDADES REMOTAS (RTUs)

El Centro de Control se conecta con las RTU's mediante enlaces radio en una banda de UHF, gestionando tres líneas serie asíncronas simultáneas, a través de las cuales establece un dialogo con las RTU's usando el protocolo de comunicaciones DNP 3.0, que es un protocolo inteligente.

VINCULACIÓN CON LA RED LAN CORPORATIVA DE ENERGÍA SAN JUAN S.A.

El Centro de Control se conecta a la red corporativa de ESJA mediante un bridge/router. El objeto de esta conexión es permitir consultas remotas desde la red corporativa a datos históricos almacenados en el sistema XIS, como también realizar consultas de proceso en tiempo real desde otras áreas de la empresa autorizadas para observar el sistema. Estos datos pueden consultarse desde computadoras personales con entorno operativo WINDOWS 95 ó NT que dispongan del software adecuado de conexión para SyBASE.

Funcionalidad básica del sistema Scada

El sistema Centro de Control cumple con los siguientes requisitos genéricos:

- a) Sistema operativo: SUN-SOLARIS, POSIX Compliant
- b) Interfaz Hombre/máquina: X-WINDOWS, OSF/MOTIF V -Term
- c) Base de Datos:
 - Histórica: SYBASE
 - Tiempo Real:
Base de datos con estructura y diseño que permite acceso directo para aplicaciones y acceso mediante funciones predefinidas y lenguaje SQL, con lectura/escritura y mecanismos de protección.
- d) A nivel de servicios de red local o remota:
 - TCP/IP, PPP
 - TELNET, FTP
 - NFS
- e) Mantenimiento: Puede ser mantenido local y remotamente desde un PC.
- f) Desarrollo software: El sistema está estructurado como "data base driven", utiliza llamadas POSIX que lo hacen transportable a distintos S.O.
- g) Funciones de comunicación de servidores y equipos mediante red dual LAN.
- h) El sistema incluye una red dual LAN basada en medio físico Ethernet y protocolo TCP/IP para interconectar los distintos servidores y usuarios

FUNCIONALIDAD BÁSICA DEL SCADA

El paquete software que desarrolla la funcionalidad de SCADA en el CC se denomina OASyS (Open Architecture System).

El SCADA permite ser soportado por una estructura distribuida de ordenadores para la supervisión y control de datos de tiempo real y el almacenamiento de datos históricos. La apertura del sistema se logra mediante la utilización de un sistema operativo ampliamente aceptado como es SOLARIS 2.5, una base de datos histórica compatible con SQL (Sybase) y unas comunicaciones basadas en el estándar TCP/IP.

El sistema OASyS se basa fundamentalmente en una filosofía de transacciones cliente/servidor, la

cual se aplica a todas las interacciones entre los distintos bloques del sistema. El concepto cliente/servidor permite la interrelación de numerosas fuentes de datos, entre las cuales se encuentra OASyS

UNIDADES TERMINALES REMOTAS (RTUs)

Las RTUs constituyen el nivel jerárquico inferior del Sistema de Operación y Control. Con las siguientes funciones básicas:

- Gestión de los ciclos de adquisición y tratamiento de señales de campo y emisión de mandos hacia los elementos de potencia. Los módulos de adquisición están vinculados por medio de un enlace Modbus con equipamiento inteligente en la estación (IEDs).
- Supervisión del estado operativo de la unidad para garantizar la coherencia de la información.

Las RTUs están basadas en la utilización del VMEbus, son un estándar internacional para sistemas en tiempo real. Sobre este soporte físico se pueden situar los siguientes módulos:

Módulo de procesamiento (MP-1): Este módulo, basado en el microprocesador 68000 de Motorola, es el controlador principal de la RTU. En él reside el programa base de aplicación (firmware), las bases de datos y los programas de automatismos lógicos. Es el encargado de realizar los accesos al resto de módulos del sistema para intercambiar información así como de establecer la comunicación con el resto de unidades

- Módulos de interfase con el campo: Son los encargados de recoger las señales procedentes de la instalación y de ejecutar mandos hacia aquélla. Puede incluir los siguientes tipos:
- Módulos de entradas digitales (ED-32NR).
- Módulos de salidas digitales (SD-16R).
- Multimetro IED (medidor de variables múltiples - señales analógicas)

Software base

Los paquetes de software estándar de terceros incorporados a las RTU son:

a) Sistema operativo:

En la RTU se utiliza el sistema operativo multitarea VRTX32.

b) Licencia Target System ISaGRAF:

Constituye el Run-Time del módulo de ejecución lógica de programas ISaGRAF. Permite la carga y ejecución de programas generados en el entorno de desarrollo (WORKBENCH).

Software de aplicación

Dentro del software de aplicación incluido en una RTU se distinguen los siguientes módulos principales:

a) Adquisición y tratamiento de señales:

Residente en EPROM. Se ocupa de la realización de los muestreos y tratamiento de las señales accediendo a los módulos de adquisición local a través del VMEbus o distribuida por comunicaciones serie RS-232 o RS-485. Las señales adquiridas de campo se actualizan en la tabla de señales donde son utilizadas por el módulo de ejecución de lógica (ISaGRAF). La tarea de adquisición de señales de campo está condicionada a que el estado operativo de la unidad sea correcto.

c) Comunicaciones:

También reside en EPROM. Gestiona los mensajes que se reciben procedentes del CC vía radio a través del radio - módem por medio de una línea serie RS-232.

d) Programa de Lógica:

Este módulo es configurable por el usuario y reside en memoria NVRAM. La definición de este programa se realiza mediante el paquete de programación lógica ISaGRAF.

SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las comunicaciones entre la RTU y el CC se establecen vía radio mediante enlaces punto

multipunto. El protocolo usado es el DNP 3.0

Este protocolo es del tipo pregunta-respuesta correspondiendo la iniciativa de las comunicaciones al CC. En general, la información transmitida por la RTU se puede dividir en:

- Señales digitales con marca horaria mediante incidencias para envío al CC
- Adquisición por bloques de señales digitales y analógicas para envío al CC

Las comunicaciones entre la RTU y los transductores de medida directa SACI se realizan mediante protocolo MODBUS, adquiriéndose los valores analógicos provenientes del equipo.

INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

Los principales aspectos que implica la medición de la calidad del servicio técnico en la primera etapa (22/01/1996 a 22/01/2001) del período de concesión del servicio eléctrico de la Provincia de San Juan, Argentina, son:

- Los límites de la red sobre la cuál se calculan los indicadores son, por un lado la botella terminal del alimentador de Media Tensión (MT) en la subestación Alta Tensión/Media Tensión (SE AT/MT) o SE MT/MT según corresponda, y por el otro, los bornes de Baja Tensión (BT) del transformador de rebaje MT/BT.
- Para el cálculo de los índices se computan tanto las fallas en la red de distribución (fallas internas) como el déficit en el abastecimiento, generación y transporte, (fallas externas), no imputables a causas de fuerza mayor.
- El periodo de control es semestral.
- Los valores límites para las interrupciones externas son distintos que para las internas.
- La energía no suministrada es valorizada a 1,00 u\$s/kWh.
- Se consideran solo las interrupciones mayores a **3 minutos** de duración.
- Ante eventuales compensaciones las mismas son distribuidas a los usuarios en proporción a sus consumos, independientemente de la calidad de servicio recibida.
- Las interrupciones debidas a Mantenimiento e incorporación de nuevas obras son penalizables.

Los indicadores que se calculan son [3]:

- Indices de interrupción por transformador (frecuencia media de interrupción (FMIT) y tiempo total de interrupción (TTIT)).
- Indices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción (FMIK) y tiempo total de interrupción (TTIK)).

A. Indices de Interrupción por Transformador

a) FMIT - Frecuencia media de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio).

b) TTIT - Tiempo total de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el transformador promedio no tuvo servicio).

Se calculan de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$FMIT = \frac{\sum \text{Transformadores MT / BT fs}}{\sum \text{Transformadores MT / BT Instalados}} \quad (1)$$

$$TTIT = \frac{\sum \text{Transformadores MT / BT fs * tiempo fs}}{\sum \text{Transformadores MT / BT Instalados}} \quad (2)$$

fs: fuera de servicio

B. Indices de Interrupción por kVA instalado

a) FMIK - Frecuencia media de interrupción por kVA instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio).

b) TTIK - Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio).

En forma similar al caso anterior resultan:

$$FMIK = \frac{\sum \text{Potencia Nominal Transf. MT / BT fs}}{\sum \text{Potencia Nominal Transf. MT/BT Instalados}} \quad (3)$$

$$TTIK = \frac{\sum \text{Potencia Nominal Transf. MT / BT fs * tiempo fs}}{\sum \text{Potencia Nominal Transf. MT/BT Instalados}} \quad (4)$$

La Energía No Suministrada (ENS), para el cálculo de las sanciones, resulta de:

$$ENS_{FMIK}[\text{kwh}] = (FMIK - FMIK \text{ Límite}) * \left(\frac{TTIK}{FMIK} \right) * PTi \quad (5)$$

$$ENS_{FMIT}[\text{kwh}] = (FMIT - FMIT \text{ Límite}) * \left(\frac{TTIT}{FMIT} \right) * PTi \quad (6)$$

$$ENS_{TTIK}[\text{kwh}] = (TTIK - TTIK \text{ Límite}) * PTi \quad (7)$$

$$ENS_{TTIT}[\text{kwh}] = (TTIT - TTIT \text{ Límite}) * PTi \quad (8)$$

$$ENS = \text{MAX}(ENS_{FMIK}, ENS_{FMIT}) + \text{MAX}(ENS_{TTIK}, ENS_{TTIT}) \quad (9)$$

siendo:

$$PTi = \frac{\text{ENERGIA ANUAL FACTURADA}}{8760} \quad (10)$$

la potencia media demandada en el período.

Las expresiones (5 a 8) solo son válidas cuando los valores de los indicadores superan a sus límites, en caso contrario el correspondiente valor de ENS es nulo.

Si el valor de ENS de la expresión (9) para el semestre de control es distinto de cero, se calcula el monto total de la compensación valorizando la misma a razón de 1,00 u\$/kWh. El monto así resultante se distribuye entre todos los usuarios en concepto de bonificación por mala calidad del servicio, en proporción a sus consumos.

INDICADORES DE GESTION

Es muy importante analizar la evolución de los índices, principalmente los de frecuencia, durante el periodo de control. Esta tarea se realiza periódicamente a través del análisis gráfico de la evolución del indicador FMIK acumulado en el tiempo.

La evolución del indicador FMIK acumulado (del sistema eléctrico) en el tiempo puede ser discriminado según las áreas que intervienen en la administración de la red eléctrica: Sectores o Sucursales, encargados de la distribución en MT y BT, Sector Red Subtransmisión en AT/MT y Sector Subestaciones Transformadoras MT/MT (Equipos Eléctricos).

Como se mencionó anteriormente la implementación de la primera etapa del sistema SCADA se concluyó en mayo de 1999, por lo que el análisis de la influencia en la calidad de servicio se puede considerar representativo al considerar un semestre completo sobre un semestre homologo del año anterior. No obstante si se considera el primer semestre, en el cual el sistema estaba parcialmente implementado, se observa una mejora, aunque no tan importante.

En las figuras [4] a [7] se muestra la evolución de la calidad de servicio a través del índice de calidad FMIK vs tiempo para los distintos sectores encargados de gestionar la distribución y la subtransmisión, considerando la calidad de servicio que recibe el usuario, es decir sin exceptuar las

interrupciones no penalizadas como son las producidas por casos fortuitos o de fuerza mayor.

Principalmente la mejora en la calidad de servicio se manifiesta en la disminución de los tiempos de reposición del suministro eléctrico, a partir de la toma de conocimiento inmediata de los eventos sobre la red, más la posibilidad de realimentación a través de otras instalaciones no afectadas al corte de suministro.

Además, debe considerarse que se han efectuado los mantenimientos previstos en la red, y se han realizado algunas mejoras en las instalaciones, como también en la gestión de la red, por lo que el porcentaje de mejora es atribuible en mayor grado a la incorporación del sistema SCADA, mostrándose los siguientes porcentajes:

- La mejora de la calidad de servicio en la Subtransmisión ha sido aproximadamente del 300%.
- La mejora de la calidad de servicio en las Subestaciones Transformadoras MT/MT ha sido aproximadamente del 500%
- La mejora en los Sectores encargados de la distribución como Capital y Oeste es del 100%. Basado principalmente en la reposición inmediata del servicio a través del cierre de los interruptores cabeceras de distribuidor para aquellas fallas donde existió descoordinación en la actuación de las protecciones aguas abajo y para aquellas fallas donde no pudo reponerse el servicio con los recierres automáticos.

III. CONCLUSIONES

La mejora de la calidad de servicio técnico a los usuarios es uno de los objetivos primordiales de Energía San Juan S.A.. Hacia él mismo se tiende a través del correcto diagnóstico de lo que ocurre en la red y con las medidas correctivas que incluyen asignación de recursos en el proceso de evaluación de proyecto, mantenimiento y operación.

La implementación del sistema SCADA esta permitiendo a Energía San Juan S.A. mejorar notoriamente la calidad de servicio como se ha observado en las figuras analizadas, principalmente por que se ha podido reponer el servicio eléctrico en lapsos menores a 3 minutos en fallas que afectaban a una gran cantidad de usuarios (Subtransmisión y Subestaciones Transformadoras MT/MT).

También es importante recalcar la mejora en la calidad de servicio prestada al usuario por la minimización de los tiempos de respuesta a los cortes de suministro (penalizados o no), gracias a esta herramienta, la cual está permitiendo a Energía San Juan S.A. disminuir los eventuales perjuicios ocasionados al usuario por los tiempos fuera de servicio, lo que sin duda redundará en una mejor imagen empresarial.

IV. BIBLIOGRAFIA

[1] P. Vidal; A. Andreoni.

“Una propuesta de generación de señales de gestión a partir del control de calidad del servicio técnico de distribución ” III CONLADIS, San Pablo, Brasil, Septiembre 1998.

[2] Anexo 3 del Contrato de Concesión del servicio eléctrico de distribución de la Provincia de San Juan

[3] Resumen Ejecutivo (interno) de gestión de Energía San Juan S.A, Período Enero - Junio de 1999

[5] IEC Standard C37.1 (1994) Definition, Specification and Analysis of System used for Supervisory control, Data Acquisition, and Automatic Control.

[6] “Centro de Operación y Control de la Red Eléctrica de Energía San Juan”. Especificación Funcional. Del Centro de Control – Scada SA-12-3205- Sainco 1999

V. FIGURAS

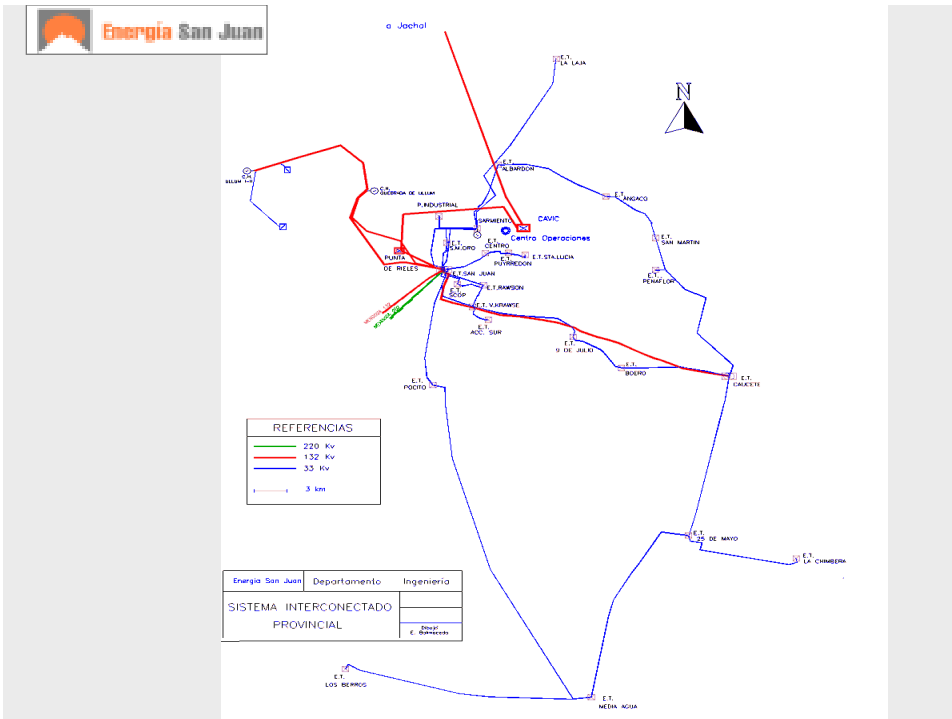


Fig. 1 Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de Energía San Juan S.A. en los niveles de 132 y 33 kV

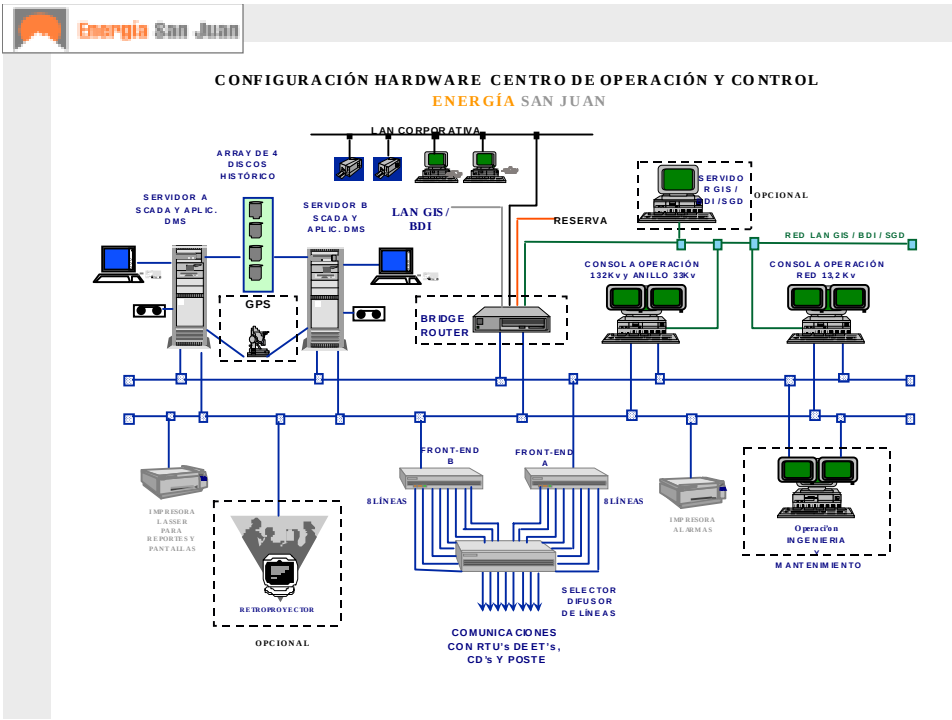


Fig. 2 Diagrama de bloques de esta configuración.

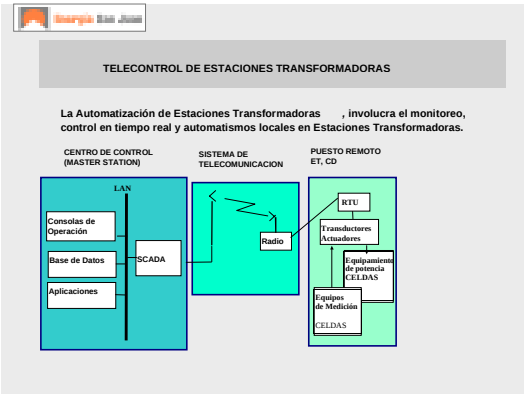


Fig. 3 Sistema SCADA etapa 1 (Sistema de Subtransmisión)

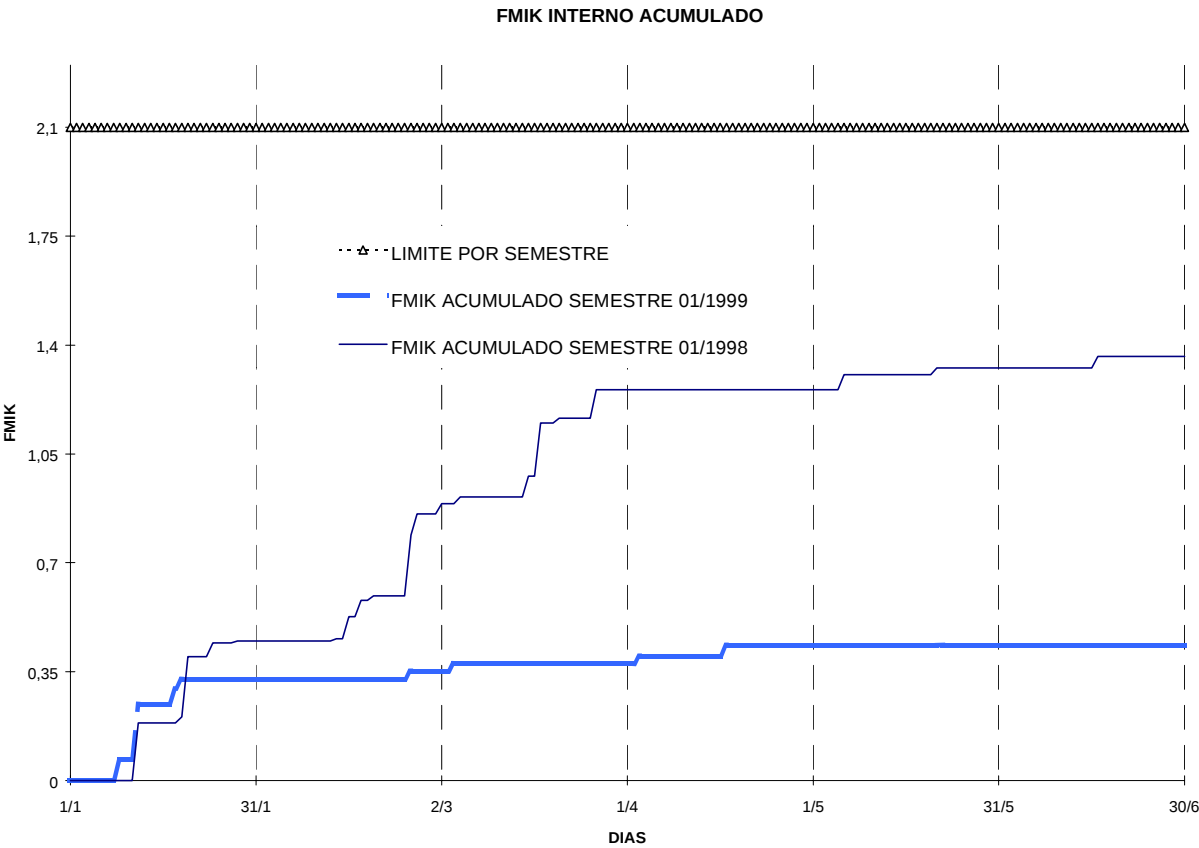


Fig. 4 Evolución del indicador FMIK en el tiempo para el Sector Subtransmisión.

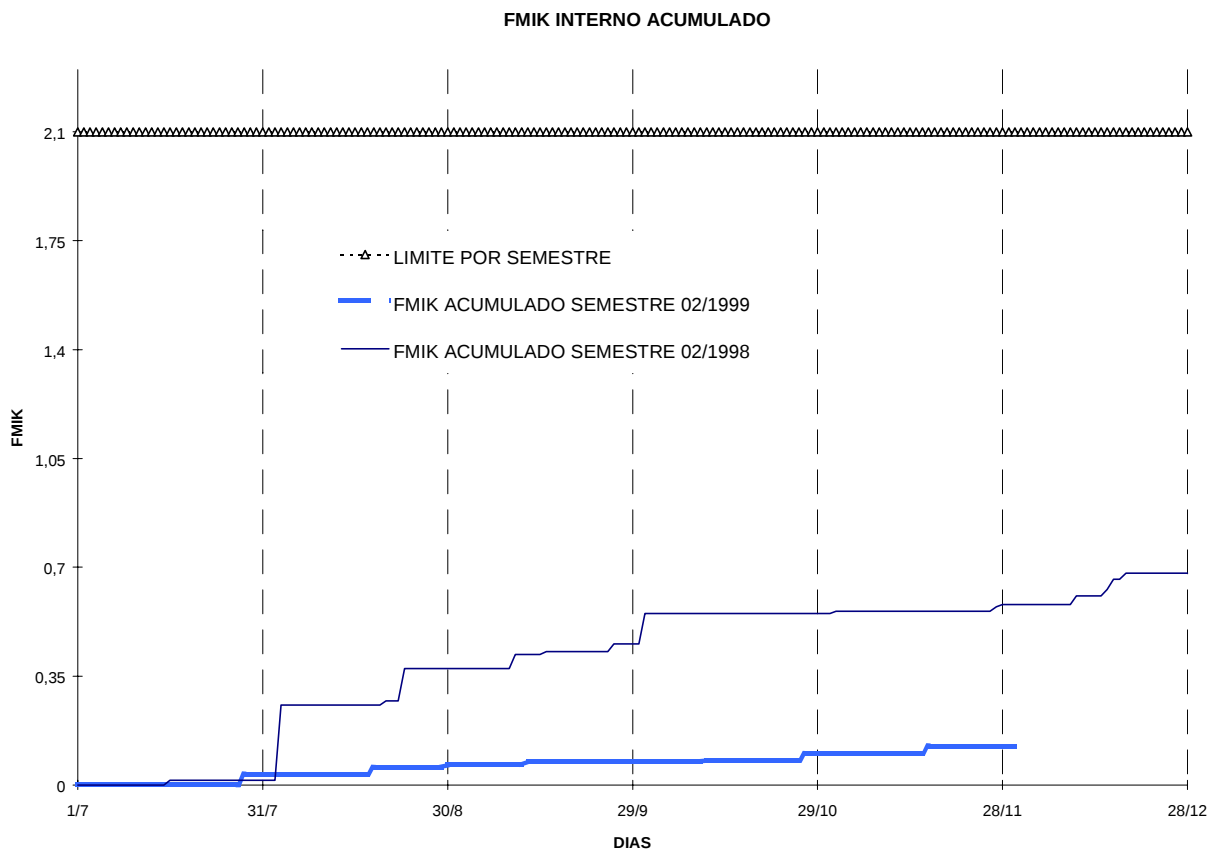


Fig. 5 Evolución del indicador FMIK en el tiempo para el Sector Subestaciones MT/MT.

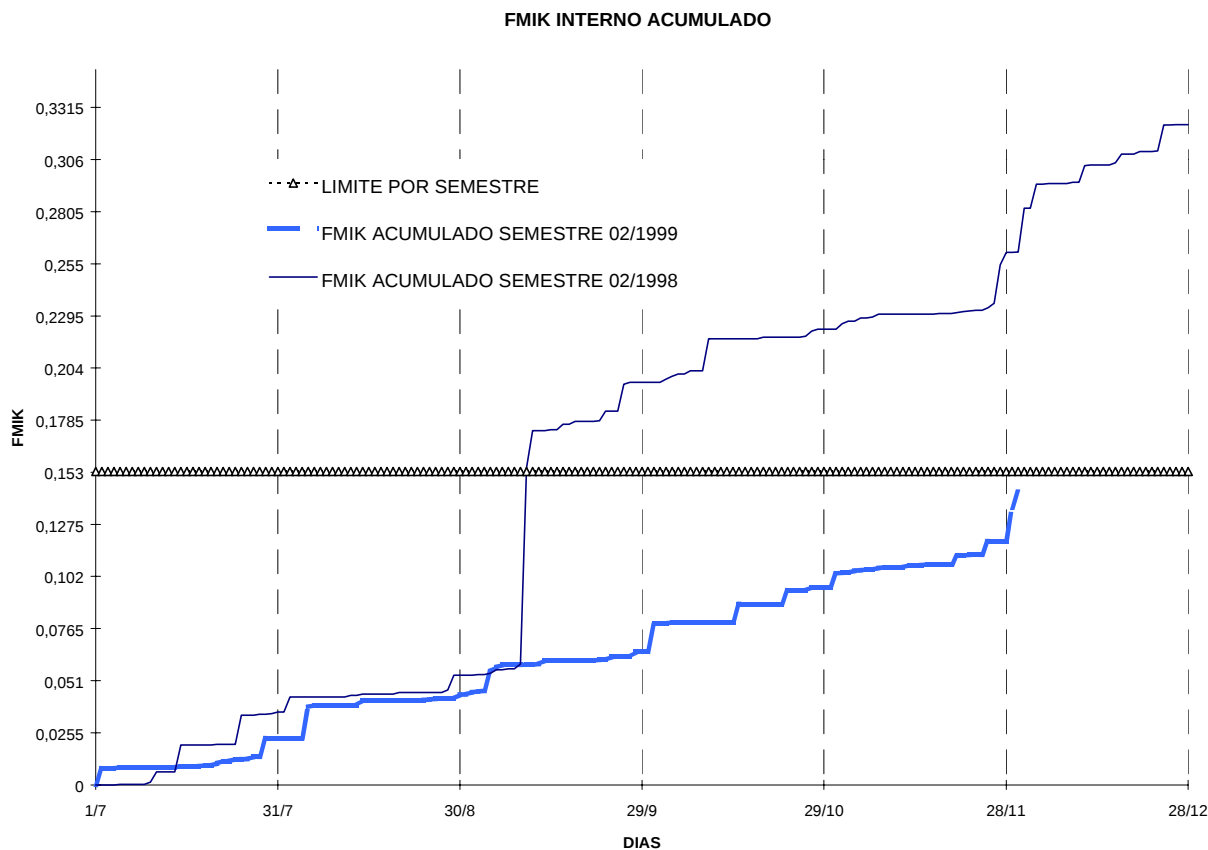


Fig. 6 Evolución del indicador FMIK en el tiempo para el Sector Oeste del SIP.

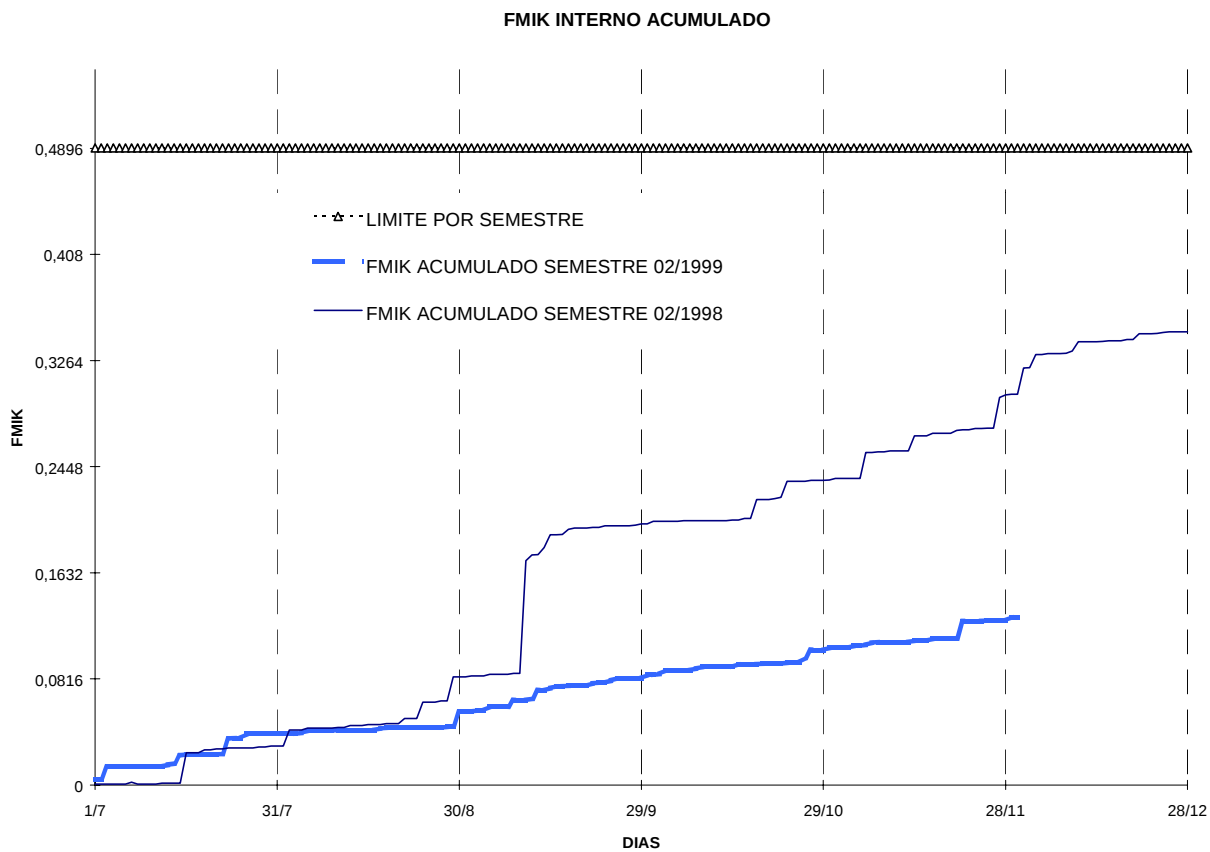


Fig. 7 Evolución del indicador FMIK en el tiempo para el Sector Capital.

CURRICULUM VITAE

Datos Personales

Nombres y Apellidos: Pedro Francisco Pablo Vidal

Nacionalidad: Argentina

Documento de Identidad: DNI N° 16.666.359

Fecha de Nacimiento: 11 de Octubre de 1963

Ocupación Actual

Jefe del Departamento Calidad de Servicio de Energía San Juan S.A. Junio de 1997 a la fecha

Responsable de la medición y control de la calidad de servicio de la empresa Energía San Juan S.A.. (Involucra mediciones, registros, control, gestión y todos los aspectos asociados al régimen de calidad del servicio técnico y comercial de la empresa).

Responsable de la relación con el Ente Provincial Regulador de la Energía de San Juan en el tema Calidad de Servicio.

Responsable de la elaboración de estadísticas relativas al tema calidad de servicio dentro de la empresa Energía San Juan S.A..

Participación en la definición de pautas para el diseño de los planes de inversión en la redes de distribución de Energía San Juan S.A.

Jefe del proyecto "Relevamiento de la Red de BT, Clientes y Catastro" (Se trata de un proyecto en ejecución consistente en el relevamiento del catastro y de las redes de BT y clientes de toda el área de servicio de Energía San Juan SA).

Desde Julio 1996 - Junio 1997. *Implementador de los Sistemas de Gestión de la Calidad de Servicio*, de acuerdo a lo determinado por el Contrato de Concesión de Energía San Juan S.A. (Calidad de producto técnico, servicio técnico y servicio comercial).

Estudios realizados

Centro Docente: Facultad de Ingeniería – Univ. Nac. de San Juan

Título Obtenido: Ingeniero Electricista

Idioma: Castellano Inglés

Trabajos técnicos publicados y presentados a congresos:

En temas directamente relacionados con esta presentación:

Presentados a Congresos

➤ VIDAL P., ANDREONI A.

"Una propuesta de generación de señales de gestión a partir del control de la calidad de servicio técnico de distribución".

III Congreso Latino Americano de Distribución de la Energía Eléctrica. III CONLADIS. Del 8 al 10 de Septiembre de 1998.

En otros campos

Presentados a Congresos

➤ SERRANO B., VIDAL P, VARGAS A.

“Consideración de los Ciclos de Arranque y Parada en la Programación Optima de la Operación de Corto Alcance”.

VI ERLAC – CIGRE. Brasil Mayo de 1995.

➤ MUT O., AÑO O., VIDAL P.

“Métodos para el Cálculo escolástico de la operación de Sistemas Eléctricos. Análisis Comparativo”

II Congreso Latinoamericano – Generación y Transporte de Energía Eléctrica.

Mar del Plata, Argentina. Octubre de 1995.

Asistencia a Congresos

III Congreso Latino Americano de Distribución de la Energía Eléctrica. III CONLADIS. Del 8 al 10 de Septiembre de 1998.

Exposición Internacional del MERCADO ELECTRICO ARGENTINO '98. LATIN AMERICAN POWER '98. Del 23 al 26 de Junio de 1998.

Congreso Internacional de Redes Eléctricas de Distribución. CIRED ARGENTINA '96. Del 2 al 5 de Diciembre de 1996.

Cursos de especialización realizados:

Curso de las Siete Herramientas de la Calidad. Dictado por Quality Systems Group. San Juan Abril de 1999.

Curso de Mandos Medios. Dictado por el Instituto Superior de la Empresa. San Juan de Julio a Septiembre de 1998.

Curso de Auditor Interno de ISO 9000. Dictado por el Instituto Argentino de Normalización. San Juan Agosto de 1998.

Curso de ISO 9000. Dictado por KAISEN Consultora S.A.. San Juan Octubre de 1996.

Experiencia profesional específica que tenga relación con el alcance del trabajo materia de la presente invitación

Participación en el desarrollo y puesta a punto del sistema gráfico para la generación, actualización, representación e interacción con bases de datos para sistemas eléctricos de media y baja tensión. Generación de planos cartográficos y estudios de funcionamiento y planificación, integrantes del sistema SIDAC
ASINELSA S.A. – Abril de 1992 – Julio de 1996.

Participación en las tareas de transferencia del sistema de SIDAC a la Dirección Provincial de Energía de Jujuy. Armado, depuración y uso de las Bases de Datos y de los sistemas gráficos del sistema eléctrico de distribución de MT y BT, capacitación en el uso del sistema.
ASINELSA S.A. –San Juan, Argentina, Noviembre de 1994 – Julio de 1996.

Participación en las tareas de transferencia del sistema SIDAC a la empresa Servicios Eléctricos Sanjuaninos S.E. (SES). Armado, depuración, y uso de las Bases de Datos y de los sistemas gráficos del sistema eléctrico de distribución de MT.
ASINELSA S.A. –San Juan, Argentina, Marzo de 1994 a Septiembre de 1995.

Participación en las tareas de transferencia del sistema SIDAC a Energía Río Negro S.E. (ERSE). Armado, depuración, y uso de las Bases de Datos y de los sistemas gráficos del sistema eléctrico de distribución de ERSE (ciudad de Cipolletti), realización de estudios de flujo de potencia y cortocircuito.
ASINELSA S.A. – Río Negro, Argentina, Marzo de 1993 a Febrero de 1995.

Participación en la transferencia del sistema SIDAC a Servicios Eléctricos de Tarija S.A. (SETAR). Armado, depuración y uso de las bases de datos y de los sistemas gráficos del sistema eléctrico de distribución de SETAR, capacitación en el uso del sistema y realización de estudios de flujos de potencia y cortocircuito. ASINELSA S.A. – San Juan, Argentina y Tarija, Bolivia.

Noviembre de 1992.

Experiencia profesional general

Supervisión y manejo de las Bases de Datos y archivos gráficos del sistema de MT, ET AT/MT, PT MT/BT, red de baja tensión, clientes y base catastral correspondiente al estudio “Planificación de la expansión de la red de MT/BT y del parque de transformadores de MT/BT de la Ciudad de San Luis y alrededores”.

Convenio EDESAL S.A. – Fundación Universidad Nacional de San Juan – Instituto de Energía Eléctrica.

Octubre de 1993 – Octubre de 1994.

Participación en el estudio "Análisis de la influencia del costo de Parada – Arranque de los bloques generadores térmicos en los costos de operación para la Empresa Servicios Eléctricos Sanjuaninos S.E. (SES)".

Instituto de Energía Eléctrica.

Octubre de 1993.

Participación en la transferencia del Sistema “ANFU” (Paquete de programas gráficos – Interactivos para el análisis de funcionamiento de sistemas eléctricos) a la Empresa Provincial de Energía de Entre Ríos (PREER) Convenio con la Fundación Universidad Nacional de San Juan – Instituto de Energía Eléctrica.

Octubre de 1992 – Diciembre de 1992.

Elaboración de Programas de diseño y manejo de bases de datos del sistema eléctrico sanjuanino. Convenio “Asesoramiento y Asistencia Técnica A Servicios Eléctricos Sanjuaninos S.E.” en relación con el marco regulatorio del mercado eléctrico y Transferencia de Programas de Calculo. Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan.

Marzo de 1992 – Julio de 1992.

Desarrollo de programas de diseño y manejo de bases de datos del sistema eléctrico y de costos. Convenio FUUNSAJ – IEE con la Dirección Provincial de Energía de Salta, Programa de Trabajo N° 5 Etapa II. Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan.

Marzo de 1991 – Junio de 1991.

Desarrollo de Programas de ingreso y validación de datos para el paquete de programas de Calculo de la programación optima de la operación de largo plazo de sistemas eléctricos “Zonda” Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan.

Abril de 1991 – Diciembre de 1992.

Revisión y adaptación de un programa de calculo de componentes, Estructuras e Instalaciones eléctricas. Convenio de Asistencia y Transferencia de Tecnología entre la Dirección de Energía de la Provincia de Salta y la Fundación Universidad Nacional de San Juan – Instituto de Energía Eléctrica.

Noviembre de 1990 – Diciembre de 1991.

Colaboración en la implementación y manejo de las bases de datos del sistema eléctrico de la empresa Energía Mendoza Sociedad del Estado (EMSE).

Digitalización, verificación, validación, etc.

Revisión y Actualización del Estudio de Planificación del Sistema de Energía Eléctrica de la Provincia de Mendoza.

Convenio EMSE – Fundación Universidad Nacional de San Juan – Instituto de Energía Eléctrica.

Abril de 1990 – Noviembre de 1990.

Desarrollo de programas de diseño y manejo de información del sistema eléctrico Argentino. Convenio de Asistencia y Transferencia Tecnológica entre el Despacho Nacional de Carga (O.E.D.) y la Fundación Universidad Nacional de San Juan – Instituto de Energía Eléctrica.

Abril de 1990 – Abril de 1991.

Desarrollo de sistemas de computación para la administración comercial de diferentes empresas, en el ámbito de la provincia de San Juan.

Marzo de 1992 – Julio de 1996.

Experiencia docente y en investigación:

Docente

Auxiliar Docente de segunda categoría, con funciones en la cátedra “Técnicas de las Medidas Eléctricas” de la Facultad de Ingeniería U.N.S.J.

Auxiliar Docente de segunda categoría, en el Instituto de Energía Eléctrica dependiente de la U.N.S.J. para desarrollar tareas de investigación vinculadas al desarrollo de Software.

Jefe de Trabajos Prácticos, con funciones en la cátedra "Informática" de la carrera Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería U.N.S.J.

En Investigación

Trabajo Final de la carrera de ingeniería eléctrica sobre el tema “IMPLEMENTACIÓN DE UN PAQUETE DE PROGRAMAS PARA LA PROGRAMACION OPTIMA ANUAL DE LA OPERACIÓN EN UN COMPUTADOR PERSONAL”

Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan.

Beca de Preiniciación a la investigación otorgada por la U.N.S.J. en el tema “PROGRAMACION OPTIMA DE LA OPERACIÓN DE LARGO PLAZO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE GENERACION — CONSIDERACION DE LA DISPONIBILIDAD Y MEZCLA DE COMBUSTIBLES”.

Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan.

Marzo de 1993 – Febrero de 1994.

Beca de Iniciación a la investigación otorgada por la U.N.S.J. en el tema “PROGRAMACION DE LA OPERACIÓN DE LARGO Y CORTO ALCANCE. METODOS ALTERNATIVOS PARA EL CALCULO DE CONVOLUCIÓN. CONSIDERACION DE LOS COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA DE LAS UNIDADES GENERADORAS TERMICAS”.

Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan.

Marzo de 1994 – Febrero de 1995.

Beca de Perfeccionamiento en la investigación otorgada por la U.N.S.J. en el tema “DETERMINACION DE CONFIGURACIONES OPERATIVAS RADIALES DE MINIMAS PERDIDAS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSION”

Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan.

Marzo de 1995 – Febrero de 1997.

El profesional suscrito declara que la presente información de experiencia es verídica y puede ser demostrada en cualquier momento mediante la presentación de los certificados correspondientes.

San Juan, Argentina, Septiembre de 1999 -

CURRICULUM VITAE

I - Datos Personales

Apellido y Nombres : **VALLADARES, Enrique Bautista**
Nacionalidad : Argentina
Lugar y fecha de Nac. : San Juan, 29 de Marzo de 1957

II. Ocupación actual

Desde 01.01.98: **Jefe Depto Subtransmisión de Energía San Juan.** Responsable del sistema de Subtransmisión 132 kv y 33 kV. Sistema Interconectado Provincial, Estaciones Transformadoras, sistema de Telecontrol SCADA. Ejecución de Planes de Emergencia.

Desde 01.03.98 hasta 01.11.98 Jefe de Area Telecontrol y Telecomunicaciones del Dpto Ingeniería. Jefe de Proyecto SCADA de Energía San Juan. Ejecución del Proyecto y su justificación técnico –económica.

Desde 02.05.96 hasta 01.03.98 Integrante del plantel del Dpto Ingeniería Energía San Juan, realizando tareas de Planificación del sistema de distribución. Definición de pautas para planes de inversión en la redes de distribución de Energía San Juan S.A.

III - Estudios Realizados

a) De Grado

Ingeniero Electromecánico, orientación Control.

Universidad Nacional de San Juan. Año de egreso: 1982

b) De Especialización

Desarrollo de equipos/instrumentos para estudios de transitorios en redes eléctricas. Sistemas de adquisición de datos y mando automático de maniobras.

Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano-CESI. Italia. 20/3/84 - 20/01/85.

Idiomas: Castellano - Italiano - Inglés

IV - Especialidad principal

- Proyecto, diseño y Operación de Redes de Transmisión.
- Centros de Control de Energía (Aspectos de diseño y operación).

V - TRABAJOS PUBLICADOS

"Definición de las características de protecciones de óxido de zinc de los capacitores serie del transmisión de 500 KV Piedra del Aguila abasto de Hidronor S.A." presentado al 3er. ERLAC, Encuentro Regional Latinoamericano de CIGRE 1988.

- "Pruebas y ajustes de las protecciones de línea del sistema de transmisión de 500 KV. de Hidronor en el TNA del IEE-UNSJ (Co-autor) Presentado en el 5to ERLAC. Encuentro Regional Latinoamericano de CIGRE 1993. Rattá G., Valladares E., Trad O., Hollman E., Alonso J.

- "Estudio de los varistores OZn de protección de los capacitores serie del sistema de transmisión de Piedra del Aguila- Abasto" Presentado en el 5to ERLAC. Encuentro Regional Latinoamericano de CIGRE 1993. Rattá G., Trad O., Valladares E., Hollman E., Alonso J

- "Medición Registro de magnitudes eléctricas en estaciones de transmisión, distribución, y

grandes consumidores, Primer Congreso Latinoamericano de Generación y Transmisión de Energía eléctrica, Viña del Mar-Chile, Oct 1993. Trad O, Valladares E, Andreoni, A, Rivera JF.

- "Sobretensiones de maniobra y estudios de arco secundario de las líneas con transposición incompleta Henderson-Puelches de 500 kV". Primer Congreso Latinoamericano de Generación y Transmisión de Energía eléctrica, Viña del Mar-Chile, Oct 1993. Trad O., Valladares E., Andreoni, A. Rivera J..

- "Criterios y nuevas tendencias en los aspectos de diseño de Centros de Control de Energía" IV Seminario de Ingeniería de Potencia y I Seminario de Distribución de Energía Eléctrica. IEEE-CHILE. Ago 1994. Dr.Ing.J.F RIVERA, Ing. E. De la VEGA, Ing. E. VALLADARES.

VI. TRABAJOS REALIZADOS

- Italia. 23/3/84 - 29/01/85.

En el Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano-CESI. Italia. Participación en la construcción, puesta a punto, y ensayos en fábrica y en sitio del equipamiento: Analizador de Transitorios en redes (TNA) del Instituto de Energía Eléctrica de la UNSJ. Sistemas de adquisición de datos (sistema CAMAC-IEEE/Multiplex/PdP11, Transient recorder). Sistema automático para el mando y simulación de maniobras (programación de secuencias de fallas/actuación de interruptores, Fuentes trifásicas programables p/modelación de generadores, modelo de compensador estático de reactivo (SVC) , entre otras).

- 06/89 - 02/91.

Participación (como Consultor "B") en el proyecto de un Centro de Operación y Control computarizado para el sistema de distribución de la Cooperativa Rural de Electricidad en la Ciudad de Santa Cruz de la Sierra -Bolivia. Definición de pautas para el telecomando y telesupervisión del Sistema de 7 distribución, incluyendo los sistemas de comunicaciones entre terminales remotas y centro de control. Estudio de factibilidad técnica/económica del proyecto. Elaboración de especificaciones técnicas y Pliegos de licitación B.I.D.

- 07/94 - 12/94.

Participación (como Consultor "B") en el "Proyecto de modernización del Centro de Movimiento de Energía de SACME" BsAs - Argentina. Elaboración de especificaciones técnicas y aspectos de diseño del hardware y del software de adquisición y procesamiento de datos, SCADA, interfaz Hombre/máquina, protocolos de comunicación, etc. Especificaciones técnicas y funcionales considerando la estandarización internacional actual para sistemas de arquitectura abierta y distribuida. Definición de pautas para evaluación de ofertas

-01/96 - 04/96

Participación (como Consultor "B") en el Proyecto "Renovación del sistema de Telecontrol y Telesupervisión" Convenio FUUNSAJ-EDESUR SA. Bs As - Argentina. Elaboración de especificaciones técnicas y aspectos de diseño del hardware y del software de adquisición y procesamiento de datos, SCADA, interfaz Hombre/máquina, protocolos de comunicación, etc.

- 01/02/93 - 30/06/1993

Participación (como Consultor "B") en el asesoramiento a la empresa Instituto Costarricense de Electricidad en la elaboración de pliegos de características técnicas para la Renovación de equipamiento del Centro de Control de Energía. Aspectos de diseño e implementación, considerando el "estado del arte" y la estandarización actual. En las siguientes etapas:

- 01/03/88 - 31/12/90

Participación en la ejecución del estudio: "Verificación del funcionamiento del esquema de protecciones del sistema de transmisión de 500 KV. Piedra del Aguila-Abasto de Hidronor S.A.".

- 10/93 - 12/93

Participación en la elaboración de las "NORMAS DE CALIDAD Y SANCIONES" En relacion

con el servicio publico de distribucion y comercializacion de energía eléctrica. (Programa de Organización y Reestructuración de los Servicios Públicos Provinciales de Distribución de Energía Eléctrica). En particular Perturbaciones en Redes de Distribución. Harmónicas, Flicker, etc.

- 01/06/86 a 01/04/87.

Participación en el estudio "Análisis de transitorios Electromagnéticos en el sistema de Transmisión de 500 KV. Piedra del Aguila-Abasto de HIDRONOR S.A.", con definiciones de diseño de las protecciones de óxido de zinc de los bancos de condensadores serie.

- 01/04/87 a 30/08/88

Participación en el Análisis de Transitorios Electromagnéticos en el sistema de transmisión de 500 KV.de Yaciretá de la Empresa Agua y Energía Eléctrica.

- 01/03/85-01/07/85.

Recepción y montaje del Analizador de Transitorios Electromagnéticos (TNA) del Instituto de Energía Eléctrica. Pruebas "en sitio" realizada en conjunto con personal del Centro Electrotecnico Sperimentale Italiano (CESI). En el mismo período se ejecutaron los ensayos de recepción.

- 1/12/91-1/03/92

Diseño y construcción de un equipo para pruebas de perturbacion de alta frecuencia para relés y equipos electrónicos de protección de redes eléctricas.

- 09/10/87 - 09/12/87.

Participación en la ejecución del estudio "Análisis de Armónicos de Tensión y Corriente en un Horno de Arco". Estacionarios y Transitorios de energización del dispositivo de compensación. De la Empresa Electrometalúrgica Andina SAIC

VIII - OTROS ANTECEDENTES

Asistencia a Cursos - Seminarios.

"Control computarizado de procesos industriales" dictado por el Ing. Felix Alba Juez, Profesor investigador del Instituto de Automática de la UNSJ e investigador Asistente del Communion Center - University of UTAH (USA).

20/03/82 - 30/08/82

En el Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano - CESI. Técnicas de modelación y simulación en el Analizador de Transitorios en Redes Eléctricas (TNA).

En Italia. 26/3/84-30/6/84.

Curso para graduados "Transmisión digital por Fibra Optica" organizado por Instituto de Automática de la UNSJ (30 Hrs) - 24/28 de Septiembre 1990.

Curso para graduados sobre "Análisis de funcionamiento de Sistema Eléctricos". Modelos matemáticos - Algoritmos de cálculo programas digitales. Dictado por investigadores del Instituto de Energía Eléctrica de la UNSJ.

04/03/85 - 22/03/85.

Colaboración en la realización de prácticas en el Seminario sobre Transitorios en Redes de Alta y Muy Alta Tensión, organizado por el Instituto de Energía Eléctrica-UNSJ y auspiciado por I.E.E.E. y la Asociación Electrotécnica Argentina.

01/10/85-16/10/85.

San Juan, Agosto 1999.