Universidad de Carabobo
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Sistemas y Automáticas
Valencia - Venezuela

DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICION DE DATOS (SCADA) PARA EL MONITOREO REMOTO DE LOS SISTEMA DE ENERGIA ININTERRUMPIDA (UPS) PERTENECIENTE AL SISTEMA ELECTRICO DE UNA REFINERIA EN EL PAIS

TUTOR:
Ing. Efraín Roca

AUTOR:
Dany N. Carrero T.
CI: 13908649

Valencia, abril de 2008

Universidad de Carabobo
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Sistemas y Automáticas
Valencia - Venezuela

DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICION DE DATOS (SCADA) PARA EL MONITOREO REMOTO DE LOS SISTEMA DE ENERGIA ININTERRUMPIDA (UPS) PERTENECIENTE AL SISTEMA ELECTRICO DE UNA REFINERIA EN EL PAIS

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO ELECTRICISTA.

Dany N. Carrero T.
CI: 13908649

Valencia, abril de 2008

Universidad de Carabobo
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Sistemas y Automáticas
Valencia - Venezuela

CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado **DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICION DE DATOS (SCADA) PARA EL MONITOREO REMOTO DE LOS SISTEMA DE ENERGIA ININTERRUMPIDA (UPS) PERTENECIENTE AL SISTEMA ELECTRICO DE UNA REFINERIA EN EL PAIS**, realizado por el bachiller: Dany N. Carrero T., Cédula de Identidad: 13.908.649, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.

_____

Prof. Efraín Roca.
TUTOR

_____

Prof. Teddy Rojas
JURADO

_____

Prof. Oriana Barrios
JURADO

Valencia, abril de 2008

DEDICATORIA:

A Dios Todopoderoso,
Por iluminarnos y guiarnos
Por el camino del bien

A mis padres,
Por haberme guiado
e inculcado principios

A mis profesores
Por haberme formado
Como profesional

A mis amigos
Por acompañarme siempre

A la Universidad de Carabobo
Y especialmente a la escuela
De Ingeniería Eléctrica
Por haberme permitido
Formarme como profesional

A PDVSA, especialmente a
Todos los compañeros del Dpto. Electrocontroles
En la Refinería el Palito

INTRODUCCION

El presente trabajo titulado “Diseño de un sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) para el monitoreo remoto de los Sistema de Energía Ininterrumpida (UPS) perteneciente al sistema eléctrico de una refinería en el país”, esta enfocado al desarrollo de la capacidad inventiva en la solución de problemas que se puedan presentar en situaciones reales en la industria, aplicando los conocimientos y experiencias adquiridas a lo largo de la carrera de Ingeniería Electrica, con un primordial enfoque al aprendizaje y desarrollo de nuevas tecnologías, como la incorporación de nuevos sistemas de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA), utilizados actualmente en el parque industrial; de esta forma se logra mantener una constante tendencia tecnológica a lo reciente en los conocimientos adquiridos en nuestra carrera en el área de Automatización Industrial y Control de Procesos, lo cual, como en el caso del presente proyecto en particular, permitirá encontrar solución a diversas problemáticas planteadas en el campo de la electricidad, específicamente en el monitoreo y supervisión de los Sistemas de Energía Ininterrumpida (UPS) y el nivel de importancia que representan estos equipos para la continuidad del proceso productivo de la empresa.

En la actualidad la automatización de procesos en las diferentes actividades de la vida del hombre, se ha convertido en una necesidad. Existen procesos que por su complejidad o condición de seguridad, no pueden ser controlado de forma manual y en el caso planteado en el presente proyecto representa una innovación en la Refinería El Palito, por la incorporación de un sistema automatizado que tendrá la función de monitorear el funcionamiento – fallas o anomalías en los UPS instalados en la Planta; además de proporcionar importantes beneficios a la industria en el área de electricidad y alimentación a los equipos críticos (PLC, Consolas, Estaciones Maestras, Sistemas de telemedición, etc.) como: Incremento en la confiabilidad de los equipos UPS y aumento en la velocidad de respuesta en caso de presentarse fallas en los UPS.

El presente proyecto fue desarrollado en 5 capítulos y el mismo se encuentra distribuido de la siguiente forma:

- Capitulo I: El cual contiene lo referente al problema planteado, justificación, objetivos y alcance del proyecto.

- Capitulo II: El cual contiene lo referente al marco teórico del proyecto.

- Capitulo III: El cual contiene el marco metodológico con la selección del SCADA, hardware requerido, arquitectura y el conexionado asociado.

- Capitulo IV: El cual contiene la programación y configuración del SCADA.

- Capitulo V: El cual reseña un análisis costo-beneficio del proyecto.

Capitulo I:
El Problema

1. EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema

En la industria existen sistemas y equipos vitales para el mantener activo el proceso productivo de la empresa, además de asegurar la disponibilidad y funcionamiento en los equipos de emergencia, tales como Sistemas Contra Incendio, en caso de un accidente o contingencia que se presente en las instalaciones.

Para garantizar la continuidad operativa en los equipos críticos vitales del proceso y de seguridad industrial, se requiere un sistema que suministre energía de manera segura y confiable a dichos equipos. Dichas cargas críticas están formadas por los equipos que se indican a continuación: Sistema de Control Distribuido (DCS), Controladores Lógicos Programables (PLC), Consolas, Estaciones Maestras, Sistemas de Telemedición, Paneles de Alarmas y Sistemas Contra Incendio.

Los equipos críticos por ningún motivo deben verse afectados por los fallas o problemas eléctricos presentes en la red de alimentación principal de AC [5] como: ruido eléctrico, transientes, variación de frecuencia, distorsión armónica, apagón, bajo voltaje (instantáneo o prolongado), alto voltaje (instantáneo o prolongado), por tal razón se requieren sistemas que proporcionen energía sin problemas eléctricos de manera ininterrumpida y confiable. Los equipos que cumplen con estas características son los Sistemas de Energía Ininterrumpida UPS, sus siglas en inglés (Uninterruptible Power System) [1].

La definición precisa de un UPS es la del aquel dispositivo que provee protección contra los problemas en la calidad de energía previamente mencionados y proveer un respaldo de energía para asegurar la continuidad e integridad del proceso y/o

operación que se esté ejecutando en cualquier sistema de informática, telecomunicaciones, industrial, etc.

El standard **IEC 62040-3** y el equivalente Europeo **ENV 50091-3** definen tres tipos de UPS los cuales son los siguientes [5]:

- Passive Standby: Mejor conocido como UPS standby u offline provee un nivel de protección básico y tiene dos modos de operación: normal y baterías.

- Line-Interactive: Estos UPS ofrecen un nivel de protección intermedia. El principio de operación de un UPS line-interactive es muy parecido al del UPS standby. Tiene dos modos de operación: normal y baterías.

- Doble Conversión: También conocidos como UPS Online, estos UPS proveen el mayor nivel protección. Tiene tres modos de operación: normal, baterías y by-pass.

Los tipos de UPS utilizados en la industria son Doble Conversión ya que dichos equipos son los que ofrecen un mayor nivel de protección a la carga crítica conectada al sistema.

Ante la presencia de un problema eléctrico con la red de alimentación principal de AC, el UPS mantiene la carga crítica conectada de manera segura, proporcionándoles continuidad y confiabilidad a los equipos críticos conectados en el mismo.

Por otro lado un desperfecto o anomalía en el UPS, hace que el equipo transfiera la carga crítica de manera segura de la etapa inversora (salida del UPS) a la red alterna de energía AC (Red de By-pass o Emergencia), entonces en esta condición

el UPS no está en la capacidad de proporcionar el suministro de energía de manera confiable a las cargas críticas, y en caso de presentarse un problema eléctrico en la red de alimentación AC las cargas críticas conectadas en el equipo, se verán afectadas con el riesgo de desconexión eléctrica.

La desconexión de dichas cargas críticas trae como consecuencia las paradas no planificadas al proceso productivo, la generación de posibles incidentes y/o accidentes operacionales con pérdidas materiales y hasta humanas, adicionalmente contaminación ambiental por la fuga de un gas tóxico o derrame de un producto contaminante a la atmósfera.

Con la incorporación de un nuevo sistema automatizado para el monitoreo constante, serán detectados automáticamente los eventos y fallas presentadas en los UPS de la Refinería El Palito, para tomar las medidas tanto Operacionales como de Seguridad Industrial y de Mantenimiento Correctivo al Sistema UPS que presente la anomalía.

Conscientes de la necesidad de contar con un nuevo sistema automatizado para el monitoreo de los sistemas de energía confiable UPS, se propone la elaboración del presente proyecto de investigación titulado: Diseño de un Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) para el Monitoreo Remoto de los Sistema de Energía Ininterrumpida (UPS) Perteneciente al Sistema Eléctrico de una Refinería en el País.

1.2. Justificación

Motivado a la importancia y nivel de criticidad de los equipos UPS en el complejo refinador, por proporcionar la alimentación eléctrica a las cargas críticas vitales en el proceso productivo de la Refinería como: Controladores Lógicos Programables (PLC), Cónsolas, Sistemas de Control Distribuido (DCS), Sistemas de Telemedición y Comunicación, Estaciones Maestras; además de garantizar las condiciones de Seguridad Industrial para el resguardo del personal laboral y de las instalaciones mediante la alimentación eléctrica de cargas como: Sistemas Contra Incendio, Paneles de Alarmas.

Actualmente en la Refinería El Palito no existe un sistema automatizado que detecte y monitoree a distancia el funcionamiento - fallas o anomalías presentadas en los UPS ubicados en las áreas operativas, permitiendo de esta forma minimizar al máximo las paradas no planificadas en los procesos productivos y las consecuencia que con ello implica.

De continuar con esta situación, de no ser detectadas las fallas a distancia en los equipos UPS instalados en campo, se incrementaran las paradas operacionales no planificadas, por la desconexión de las cargas críticas cuando el UPS esté en presencia de una o varias fallas. Por tal motivo se requiere un sistema automatizado SCADA, que permita el monitoreo del funcionamiento en los UPS ubicados en las instalaciones operacionales de la Refinería El Palito. Dicho sistema estará provisto de una interfase Hombre-Maquina (HMI) para el monitoreo en el funcionamiento del UPS y de un conjunto de alarmas tanto visuales como sonoras las cuales serán activadas automáticamente cuando un UPS presente fallas de tipo operativas.

Un desperfecto o anomalía en un sistema UPS genera una condición de urgencia, ya que el equipo en estado de falla transfiere automáticamente de manera segura la carga conectada a la salida del mismo, a una alimentación de respaldo AC (Red de By-pass o Emergencia), que es alimentada a su vez de la red principal AC. En esta condición la carga crítica no se encuentra respaldada por el UPS, entonces en caso de presentarse un problema eléctrico en la red de alimentación principal de corriente alterna AC (Ruido Eléctrico, Transiente, Variación de Frecuencia, Distorsión Armónica, Apagón, Bajo Voltaje (Instantáneo o prolongado), Alto Voltaje (Instantáneo o prolongado)) dichas cargas críticas se verán afectadas con el riesgo de desconexión eléctrica y de las consecuencias que ello implica.

El control de los equipos modulares en el área operacional es imprescindible porque además de garantizar la continuidad del proceso productivo de la refinería, mantiene activos los equipos del sistema Contra Incendio, ya que en el ambiente laboral de la refinería existen atmósferas peligrosas (Deficiencia de oxígeno, Inflamables y Tóxicas) que con el mínimo error humano y/o operativo podrían generar situaciones de riesgo y emergencia (incendio, explosión, intoxicación, etc.). Por lo tanto el control de las plantas va mas allá de las pérdidas materiales, nos referimos a la vida y al ambiente, ya que una situación de emergencia que se presente afectará no solo al personal que se encuentre en el sitio del evento, sino a las comunidades ubicadas en los alrededores, sin olvidar el daño ambiental que se produciría con la fuga de gases tóxicos y derrame de productos al mar afectando a la flora, fauna y al mismo ser humano.

La implementación de un sistema automatizado para el monitoreo de los sistemas UPS reduciría al mínimo las paradas operacionales no planificadas que sean causadas por desperfectos en los UPS, ya que en caso de presentarse una falla en un UPS, se tomarán las medidas tanto preventivas como correctivas en las áreas operacionales, de Seguridad Industrial y mantenimiento al equipo.

1.3. Objetivos

1.3.1. *Objetivo General:*

Elaborar una propuesta de diseño de un Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) para el monitoreo remoto de los Sistema de Energía Ininterrumpida (UPS), perteneciente al sistema eléctrico de una Refinería en el país.

1.3.2. *Objetivos Específicos:*

- Proveer información en tiempo real de los parámetros eléctricos a la entrada y salida de los UPS (corrientes, voltajes, potencia, frecuencia).

- Suministrar la información detallada del nivel en la calidad de energía eléctrica del sistema eléctrico (I_{max}, I_{min}, V_{max}, V_{min}, Kw, Kva, Kvar, Cos(φ), frecuencia).

- Suministrar la información relacionada al tiempo de funcionamiento ininterrumpido (horas de operación), número de interrupciones (paradas), en un lapso de tiempo determinado.

- Indicar el estado de funcionamiento en el banco de baterías, temperatura interna del equipo y modo de operación del sistema UPS (inversor a carga o modo by-pass).

1.4. Alcance

El alcance del presente trabajo consiste en la elaboración de una propuesta de diseño de un Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA), para el monitoreo de operación e identificación de las fallas comunes en los Sistemas de Energía Ininterrumpida (UPS), ubicados en las áreas operacionales de las diferentes plantas que conforman al complejo refinador El Palito, el cual abarcará los siguientes tópicos según se indica a continuación:

Actualmente en la refinería existen un total de 35 UPS instalados y se requiere implementar el nuevo sistema automatizado (SCADA) a 28 UPS, los cuales forman parte de las diferentes áreas operacionales de procesos críticos en la refinería.

- Ingeniería de detalles del nuevo SCADA.
- Diseño de los tableros para la instalación de los equipos sensores y de telemedición.
- Diseño de la topología en la red de comunicación a utilizar.
- Selección y programación del SCADA a ser implementado.
- Simulación del SCADA para verificar su operatividad y factibilidad.

Capitulo II:
Marco Teórico

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

El presente trabajo especial de grado titulado “DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICION DE DATOS (SCADA) PARA EL MONITOREO REMOTO DE LOS SISTEMA DE ENERGIA ININTERRUMPIDA (UPS) PERTENECIENTE AL SISTEMA ELECTRICO DE UNA REFINERIA EN EL PAIS” tiene como basamento teórico los distintos trabajos especiales de grado realizados en la Universidad de Carabobo los cuales nos sirven para extraer de ellos información y recopilar datos que nos lleven al buen desenvolvimiento o dirección de la investigación a lo largo de su duración permitiéndonos cumplir con los objetivos trazados. A continuación se mencionan los trabajos de grado indicados anteriormente:

- El trabajo especial de grado titulado “Diseño e Implementación de un Sistema de Adquisición de Datos basado en un PLC 16F877” realizado por el bachiller López, Radames, en el año 2005, el cual toma un enfoque hacia la línea de investigación relacionada con el control de procesos, específicamente la automatización de un proceso a través del diseño de un SCADA utilizando un PLC.

- El trabajo especial de grado titulado “Actualización del Sistema de Monitoreo y Control de la Planta desmineralizadora de agua de la Refinería El Palito”, realizado por los bachilleres López M., Alexnis B. & Gutiérrez B., Jhonattan J. en el año 2001, el cual toma un enfoque hacia la línea de investigación relacionada con el control de procesos, específicamente con un reemplazo y/o actualización del PLC, instrumentación asociada, y mejoras en la integración al sistema I/A

Foxboro actualmente instalado en la planta de Servicios Industriales de la Refinería El Palito.

- El trabajo especial de grado titulado “Diseño de un Sistema de Monitoreo y Control de las unidades de A/A de la planta Johnson y Johnson de Venezuela” realizado por los bachilleres López M., Lisseth R. & Hermes Volcan M. en el año 1999, el cual toma un enfoque hacia la línea de investigación relacionada con la automatización de procesos, específicamente con en diseño de un sistema de monitoreo y control de las unidades de A/A, utilizando PLC y un sistema de interfaz (HMI), a través de un PLC maestro.

- El trabajo especial de grado titulado “Diseño de un sistema de Monitoreo Remoto, de los comandos de transferencia de disparos en las líneas de alta tensión en la compañía de electricidad CADAFE”, realizado por los bachilleres Lugo A., Astrid & Mijares R., Katiuska J. en el año 2004, el cual toma un enfoque hacia la línea de investigación relacionada con el área de automatización y control de procesos, específicamente con el diseño de un sistema de monitoreo remoto utilizando microcontroladores, el cual permitirá registrar los eventos ocurridos y captados por los equipos de teleprotección (comandos de transferencia de disparo) en las líneas de alta tensión de CADAFE.

- El trabajo especial de grado titulado “Diseño de un conjunto de practicas con la aplicación de Sistemas de Adquisición de Datos y Control Supervisorio (SCADA) para el laboratorio de automatización industrial” realizado por los bachilleres Montero, Yennys & Hernandez M., Rafael E. en el año 2001, el cual toma un enfoque hacia la línea de investigación relacionada con el control de procesos, mediante la elaboración de practicas metodológicas para la enseñanza del SCADA en estudiantes a cursar la asignatura de Automatización Industrial II.

- El trabajo especial de grado titulado “Diseño de un Control Supervisorio para los medidores de flujo Micro Motion de la empresa Dupont Perfomance Coatings Venezuela CA” realizado por los bachilleres Rojas E., Maria E. & Pino F., Argimiro en el año 2005, el cual toma un enfoque hacia la línea de investigación relacionada con el control de procesos, específicamente con el diseño de un sistema de monitoreo y adquisición de datos en medidores de flujo.

- El trabajo especial de grado titulado “Diseño e Implementación de un Sistema de Supervisión Remota de los Sistemas de Energía de la red secundaria de CANTV Región Central”, realizado por los bachilleres Pacheco Noel & Vera Jesús, en el año 2001, el cual toma un enfoque hacia la línea de investigación relacionada con el área de automatización industrial, específicamente en el diseño de un sistema de monitoreo y supervisión a los equipos de energía de la red secundaria de CANTV.

2.2. La Empresa

2.2.1. Ubicación Geográfica

La Refinería El Palito (REP) se encuentra ubicada en la costa norte de Venezuela, específicamente en el sector Punta de Chávez, en las cercanías de El Palito, Municipio Juan José Flores de Puerto Cabello, Estado Carabobo. La refinería ocupa una amplia extensión costera entre los ríos Sanchón y Aguas Calientes. En la selección del sitio de instalación influyó principalmente el hecho de existir un terminal que recibiera los crudos provenientes de Barinas y Apure. Forma junto a las refinerías de Amuay-Cardón (CRP), Bajo Grande, San Roque y Puerto La Cruz el Circuito Refinador Nacional.

Por su ubicación estratégica, puede conectarse con los mercados internacionales a través de su Terminal marino y con el mercado interno a través de las plantas de llenado de El Palito, Yagua y Barquisimeto, constituyéndose en la principal productora y suplidora de combustible del parque industrial y de la población de los estados centrales, así como una porción del occidente del país.

2.2.2. Reseña Histórica

La construcción de la refinería el palito se inicia en 1958, como parte del convenio entre la Mobil Oíl Co., y el Gobierno de Venezuela, en la cual se obliga a dicha compañía a refinar en el país parte del crudo obtenido en las concepciones, con un costo inicial de la obra superior a los 100 millones de bolívares y una capacidad instalada de 55 mil barriles diarios (MBD).

La capacidad inicial de la Refinería El Palito, mediante una serie de expansiones; ha aumentado, a continuación se muestra cronológicamente dichas expansiones:

1.964.- 1er Incremento de la capacidad de procesamiento de procesamiento de la unidad de Destilación Atmosférica de 55 a 85 MBD.

1.969.- 2do Incremento de la capacidad de procesamiento de la Unidad de Destilación Atmosférica de 85 a 110 MBD.

1.982.- Expansión ELPAEX. Cambio del Patrón de Refinación. Incorporación de la Unidad de Vacío (66 MBD), Unidad de Craqueo Catalítico FCC (42MBD), Unidad de Alquilación (22 MBD), Tratamiento de Azufre, Tratamiento de Merox, Tratamiento de Aguas Agrias, y ampliación de Servicios Industriales: construcción de Tratamiento de Efluentes, una nueva Planta Eléctrica.

1.986.- Puesta en servicio de Unidad de Solventes.

1.988.- Inicia actividades la Planta de Tratamiento Jet.

1.990.- Incremento de la capacidad de procesamiento de la Unidad de Reformación Catalítica de 7,5 a 9,5 MBD y puesta en funcionamiento del Complejo BTX (Benceno, Tolueno y Xileno: 7,4 MBD).

1.991.- Incremento de la capacidad de procesamiento de la Unidad de Craqueo Catalítico FCC de 42 a 54 MBD; aumentando la producción de compuestos MTBE[2] y TAME[3].

1.993.- 3er. Incremento de la capacidad de procesamiento de la Unidad de Destilación Atmosférica de 110 a 120 MBD. Entra en funcionamiento por primera vez en Venezuela la Unidad de Oxigenados (2,7 MBD).

1.994.- Se comienza la producción de gasolina oxigenadas y reformuladas bajo el modelo simple. Se incrementa la capacidad de la Unidad Recuperadora de Azufre y la Optimización de la Unidad de Aguas Agrias. Ampliación de Servicios Industriales.

1.996.- Se pone en servicio la torre de Destilación Catalítica (3,3 MBD). Nueva Planta Sanitaria de la Refinería.

1.997.- Entra en funcionamiento el nuevo muelle, con capacidad de manejo de 85 mil toneladas de peso muerto (550 MB). Mejoras en la Planta de Tratamiento de Efluentes. 4to incremento de la capacidad de procesamiento de la Unidad de Destilación Atmosférica de 120 a 130 MBD.

1.998.- Se entrega el primer cargamento de gasolina reformulada bajo el modelo complejo.

2.002.- Incremento en la capacidad de procesamiento de las unidades de Destilación Atmosférica y Vacío de 140 y 80 MBD respectivamente.

Diagrama de flujo del Proceso

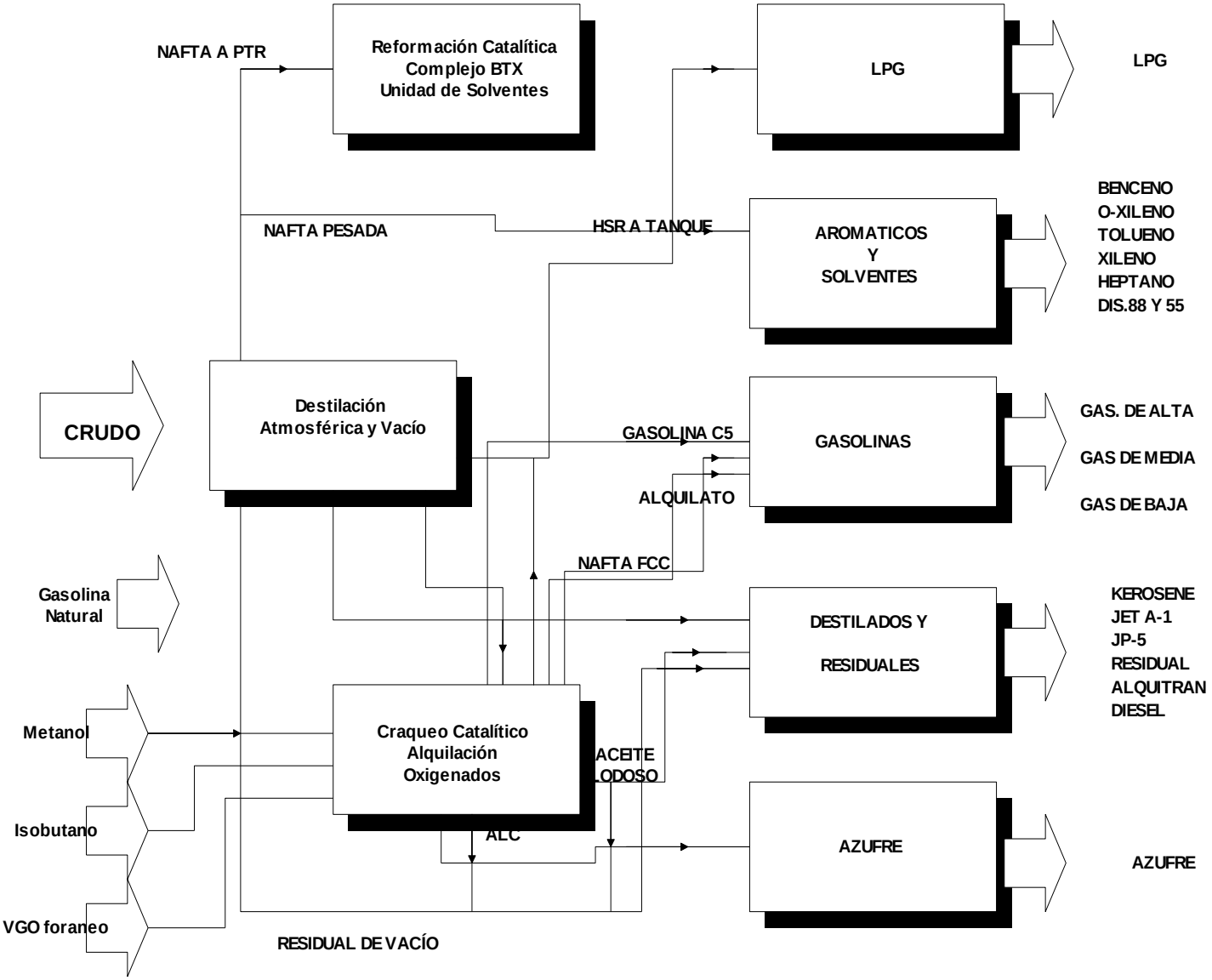


Figura 1. Diagrama de flujo del proceso en la REP

2.2.3. Misión

Satisfacer las necesidades de energía de la sociedad, apoyándose en la excelencia de su gente y tecnologías de vanguardia, y creando el máximo valor para la nación venezolana.

Generar el mayor rendimiento económico posible a sus accionistas en actividades petroleras, petroquímicas, de gas, carbón y bitúmenes, bajo el criterio de mejoramiento continuo de la calidad, productividad y excelencia, con un compromiso ético hacia las personas, instituciones y países con los cuales se relacionan.

La misión de la Refinería El Palito es abastecer de productos combustibles y lubricantes a todo el Centro, Oriente y Occidente del país y del exterior.

Además, ésta se encarga de procesar crudos y otros insumos para suplir al mercado nacional de gasolina, destilados, aceites, lubricantes, petroquímicos y otros productos; generar divisas e incrementar beneficios para el accionista principal (el pueblo Venezolano) a través de la exportación de derivados y la explotación de servicios, dentro de una visión amplia del negocio del petróleo, manteniendo un alto margen de refinación y altos índices de seguridad en sus operaciones comparables internacionalmente, en armonía con el entorno geográfico y social, basándose para todo esto en la creatividad e innovación de su gente, el espíritu de mejoramiento continuo, el uso intensivo de cibernética y en general de los avances tecnológicos.

2.2.4. Visión

Hacer de Petróleos de Venezuela una corporación global: Petrolera, petroquímica de gas, carbón y bitúmenes, líder mundial en los sectores energéticos y petroquímicos,

reconocida como proveedores preferidos, por su capacidad técnica y la excelencia de su gente.

La refinería que con el esfuerzo, creatividad e innovación de su gente, es reconocida como líder mundial por su efectividad operacional, sus índices de seguridad y el logro de la máxima satisfacción de sus clientes, nacionales e internacionales, todo esto en total armonía con el entorno social y ambiental.

2.2.5. Valores

Dirigir sus negocios con la perspectiva de cumplir su visión y misión, fundamentados en los siguientes valores corporativos:

- Integridad
- Respeto por la Gente
- Equidad
- Responsabilidad Social
- Seguridad
- Competitividad

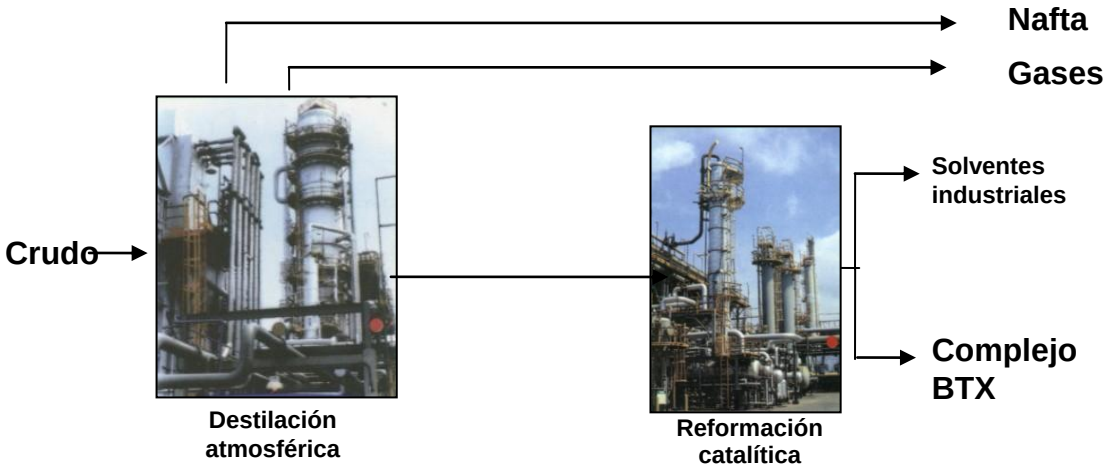
2.2.6. Actividad Económica

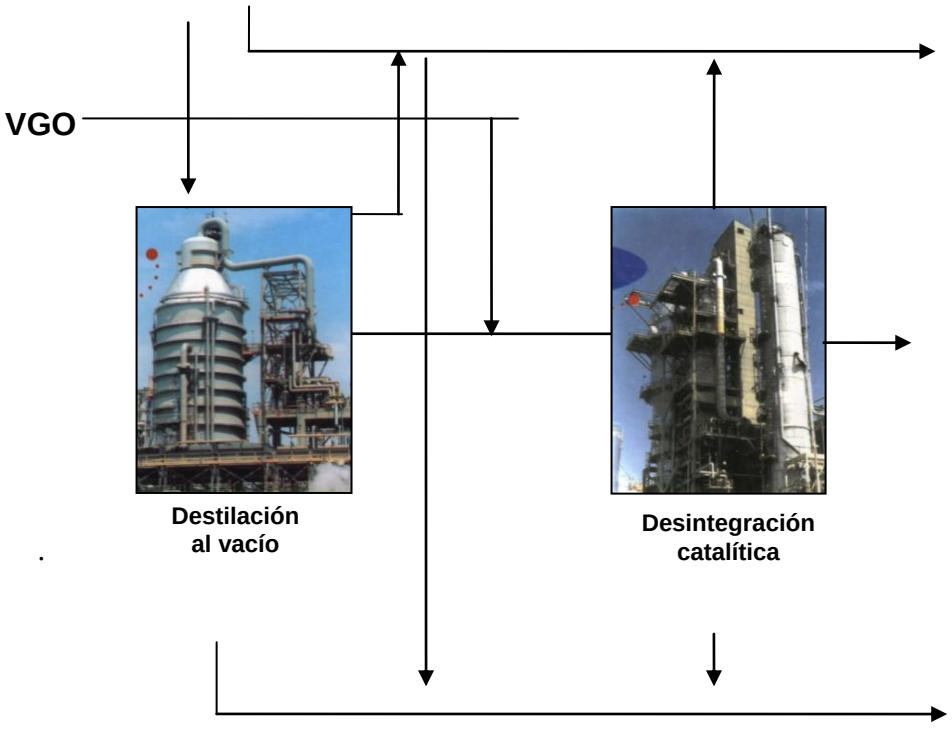
PDVSA Refinería El Palito, tiene como objetivo general realizar actividades de producción, explotación, transporte y comercialización nacional e internacional del petróleo crudo, combustibles, reformada y residuales, aromáticos, gas, entre otros, hacia el mercado de los Estados Unidos, Europa, Centroamérica y Suramérica; además de ser una fuente segura para la nación.

La Refinería El Palito, es fuente de suministro seguro y confiable a los consumidores finales en los mercados internacionales de hidrocarburos, mediante una estrategia de mercado que asegura la comercialización de los crudos y productos bajo las condiciones más ventajosas para el país en los convenios suscritos con empresas estatales y privadas de los países consumidores, de acuerdo con las políticas de mercado internacional de la industria petrolera venezolana. Estas ventas que incluyen crudos y productos refinados representan en total más del 20% de las exportaciones de la industria nacional y más del 30% en lo que respecta a productos blancos (Gasolinas, Gas licuado de petróleo y solventes). La refinería, cubre sus requerimientos de transporte y contribuye significativamente a la logística de suministro al mercado interno de hidrocarburos.

2.2.7. Proceso Productivo

En la Refinería existen una serie de unidades donde se llevan a cabo los diferentes procesos productivos estos son:





.

Proceso Productivo (continuación)

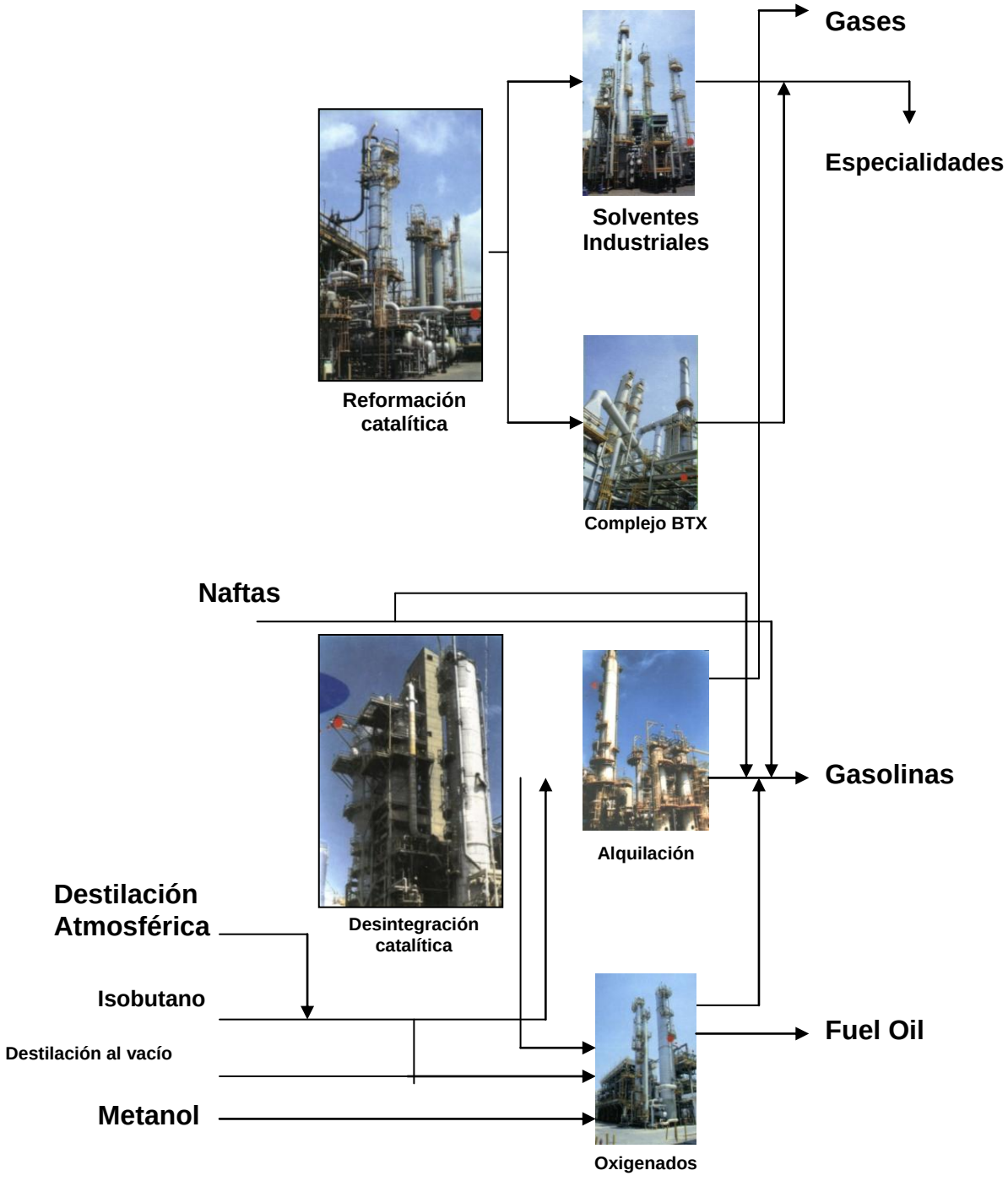


Figura 2. Diagrama del proceso productivo en la REP

2.2.7.1. Destilación y Especialidades

- Unidad de Destilación Atmosférica:

  La unidad de destilación atmosférica tiene una capacidad de procesamiento de crudo de 140 MBD y una flexibilidad de procesar crudos en el rango de 28 a 32 °API. Es el primer proceso que se efectúa en la refinería y consiste en la separación del crudo en cinco cortes o pseudos componentes: gases, nafta, kerosén, gasóleo liviano y gasóleo pesado.

  El proceso se inicia básicamente en dos trenes de precalentamiento, donde el Crudo intercambia calor con los productos de la Torre de Destilación Atmosférica y con los de la Torre de Destilación al Vacío, unidad con la que se encuentra integrada térmicamente. Posteriormente pasa a tres hornos y de allí a la Torre Atmosférica, en la cual se producen 1 % de gases, 16 % de gasolina, 25 % de destilados (kerosene, gasóleos) y 58 % de Residuo Largo obtenido por el fondo de la torre D-101, él cual es enviado como carga a la unidad de vacío. Los gases y nafta se envían a la Planta de Gasolina y el kerosén es almacenado para ser dispuesto como combustible.

- Unidad de Destilación al Vacío:

  Se diferencia de la destilación atmosférica básicamente por la baja presión y la mayor temperatura del horno (alimentación). Usa como materia prima el residuo largo proveniente del fondo de la torre de destilación atmosférica. Esta alimentación, precalentada, entra a la torre de vacío en donde la mezcla líquido-vapor es separada al instante en cuatro tipos de corriente: gasóleos livianos y pesados, enviados en conjunto a la Unidad de Desintegración

Catalítica, pero en algunos casos son enviados directamente a Diesel, con el objeto de obtener mayor cantidad de este producto. El residuo corto o producto de fondo, intercambia calor con la alimentación de la Unidad de Destilación Atmosférica y retorna nuevamente donde se aprovecha la energía para la producción de vapor. Posteriormente se mezcla con aceites craqueados y con destilados de la destilación atmosférica a fin de lograr las especificaciones finales, para luego ser enfriados y enviados a tanques de almacenamientos.

- Unidad de Reformación Catalítica:

  Esta unidad tiene una capacidad de procesar 9,5 MBD de nafta pretratada, para producir nafta reformada rica en compuestos aromáticos que posteriormente serán recuperados en el Complejo BTX.

  El proceso de reformación consiste en el mezclado de la nafta pretratada con una carga de hidrogeno, proveniente del compresor y precalentamiento a 880°F para luego pasar al horno y de allí a los tres reactores. Estos reactores de lecho fijo, contienen un catalizador de platino que favorecen las reacciones para la obtención de nafta de alto octanaje, rica en aromáticos, la cual es estabilizada y enviada a la Unidad de Sulfolane en BTX y a la planta de solventes industriales.

- Unidad de Hidrotratamiento de Nafta:

  Esta unidad tiene como finalidad la eliminación de los elementos contaminantes presentes en la nafta de alimentación a la Unidad de Reformación Catalítica. Estos compuestos son: agua, azufre, nitrógeno y

metales como el plomo y el arsénico, que contaminan el catalizador bimetálico de la Unidad de reformación y lo desactivan.

La carga de nafta se pone en contacto con una corriente de gas rica en hidrogeno, pasando luego por un precalentador de carga y un horno. La corriente pasa a través de un lecho de catalizador colocado en un reactor cilíndrico a la temperatura adecuada para que el hidrógeno reaccione con los hidrocarburos que contienen azufre, nitrógeno y oxigeno, formando así sulfuros, amoniaco y agua.

- Complejo BTX:

  Es el proceso de producción de solventes aromáticos a partir de la nafta reformada, tiene una capacidad de procesamiento de 7 MBD. Esta formada por cuatro unidades de proceso: Sulfolane, fraccionamiento de Xileno, Isomar e Hidrodesalquilación térmica (HDT).

  El producto de la Unidad de Reformación Catalítica se envía a la unidad de Sulfolane, donde los aromáticos son separados del refinado mediante el solvente Sulfolane y en la sección de fraccionamiento se obtienen Benceno, Tolueno y una mezcla de Xileno. La mezcla de Xileno se envía a la unidad de fraccionamiento donde el Orto –Xileno junto con los aromáticos más pesados se obtienen por el fondo y la mezcla de Meta y Para Xileno en el tope de dicha torre.

  La mezcla de Meta y Para Xileno se envía a la unidad de Isomar para realizar la conversión de estos a Orto- Xileno. Parte del Tolueno, mezcla de

Xileno y los aromáticos pesados se envían a TDH para convertirse en Benceno, el cual es reciclado a la unidad de Sulfolane para su purificación.

- Unidad de Solventes Industriales:

  Este proceso consiste en la separación en cinco cortes o productos de la Nafta reformada proveniente de la Unidad de Reformación Catalítica. Este proceso se realiza en dos etapas de destilación.; la primera conformada por dos columnas de destilados que operan en paralelo de las cuales se obtiene por el Tope el Insol 210 y el otro producto como salida lateral, N-Heptano comercial.

  El fondo de esta primera etapa alimenta la segunda, la cual se lleva a cabo en una columna de destilación de 20 platos; de esta segunda etapa se obtienen tres productos, el Disolin 54 A (por el tope), el Xileno Comercial (lateral) y el Disolin 88 A (fondo). Estos productos son enviados a sus respectivos tanques de almacenaje donde se despachan a la venta. Al existir excedentes en la unidad de solventes se combinan estos en otro tanque sirviendo entonces como alimentación al complejo BTX.

Diagrama del proceso productivo de Destilación y Especialidades

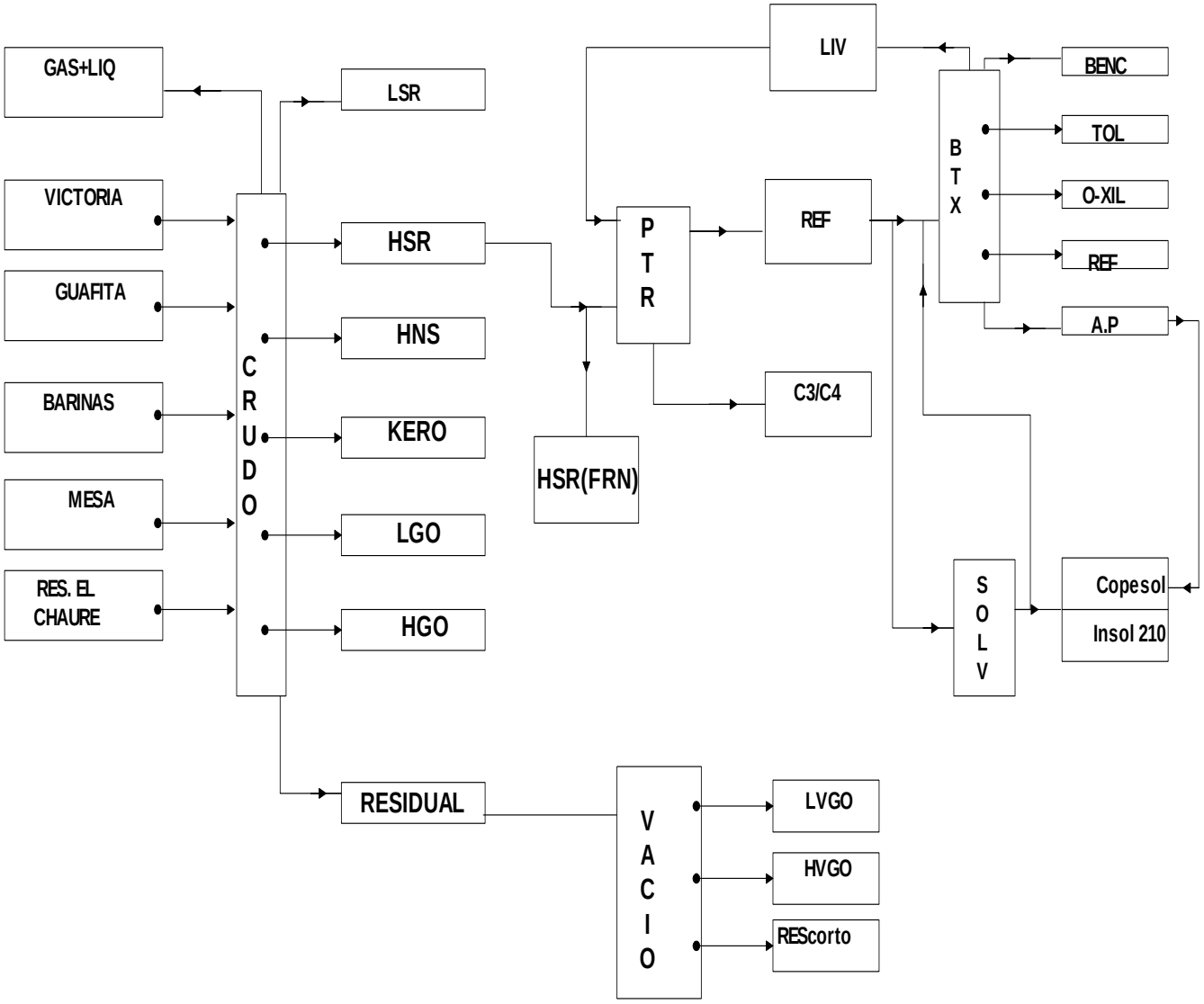


Figura 3. Diagrama del proceso productivo en la Planta de Destilación y Especialidades REP

2.2.7.2. Sección de Conversión y Tratamiento

- Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC):

  Esta unidad tiene una capacidad de Procesamiento de 54 MBD de gasóleo combinado de vacío; en este proceso se transforman destilados medianos y pesados, producidos en la Unidad de Destilación al Vacío, en productos de mayor valor comercial como gasolina, gases licuados de petróleo (GLP) y olefinas.

  El proceso consiste en la desintegración de las moléculas de gasóleo en presencia de un catalizador en forma de polvo, el cual se comporta como un fluido cuando se mezcla con los vapores de hidrocarburos. La nafta craqueada (gasolina) se envía a la Unidad de Tratamiento Merox- Gasolina antes de ir a los tanques de almacenaje, las Olefinas se envían a la Unidad de Alquilación para producir una gasolina de alta calidad llamada Alquilato y los gases licuados se envían a la unidad de Oxigenados para producir éteres mezclados.

- Unidad de Alquilación:

  Este proceso consiste en la reacción de hidrocarburos insaturados (olefinas) con isobutano en exceso, en presencia del catalizador ácido fluorhídrico, para obtener Alquilato, propano y butano como productos, los cuales una vez tratados con KOH se envían a almacenaje para su posterior venta.

- Unidad de Oxigenados (MTBE – TAME):

Esta diseñada para procesar una mezcla de olefinas C_4 y C_5 provenientes de la Unidad de Desintegración Catalítica con la finalidad de producir una corriente de producto eterificado, compuesto por; Metil- Terbutil –Éter (MTBE), Teramil-Metil-Éter (TAME) y gasolina C_5.

En esta unidad se llevan a cabo las reacciones de eterificación de las olefinas de carbono terciario con metanol, así como también se producen reacciones de hidrogenación de diolefinas, isomerización de olefinas y formación de alcoholes.

- Unidad de Tratamiento de Productos y Recuperación de Azufre:

  Los procesos de conversión catalítica conllevan a la desintegración de compuestos de azufre, contenidos en el gasoleo de vacío, para formar sulfuro de hidrogeno (H_2S), disulfuros y mercaptanos, los cuales son compuestos contaminantes de los gases y gasolina debido a sus características tóxicas, corrosivas y al mal olor. Por esta razón se cuenta con diferentes procesos para tratar los productos y recuperar azufre, entre estos se tienen:

  - Unidad de Tratamiento con Aminas.
  - Unidad de Merox-Olefinas.
  - Unidad de Merox-Gasolinas.
  - Unidad Recuperación de Azufre.
  - Unidad de Despojamiento de Aguas Agrias.
  - Unidad de Lavado de Nitrilos.

Diagrama del proceso productivo de Conversión y Tratamiento

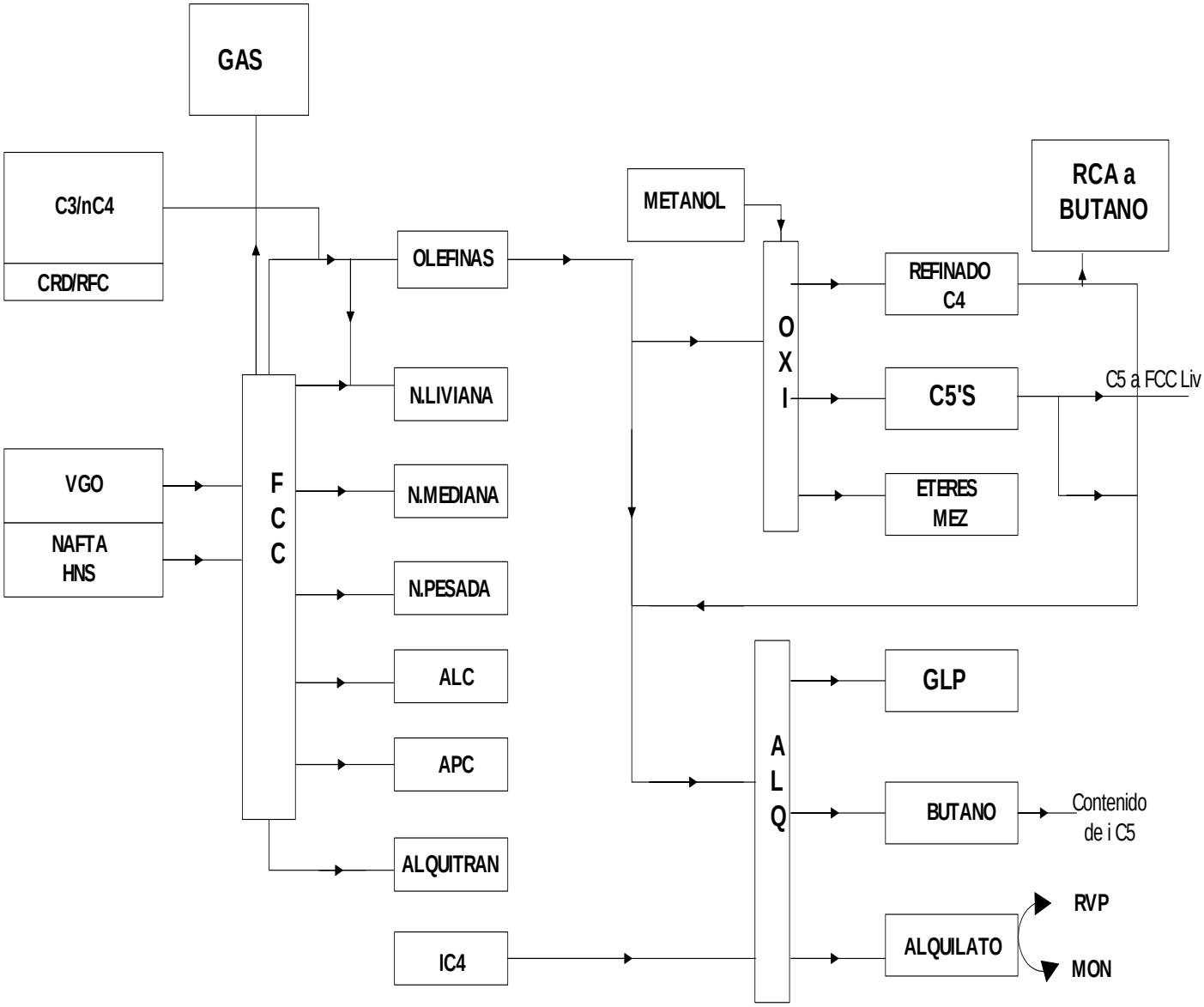


Figura 4. Diagrama del proceso productivo en la Planta de Conversión y Tratamiento REP

2.2.7.3. Sección de Servicios Industriales

La Sección de Servicios Industriales se encarga de la producción y distribución de todos los servicios requeridos en la refinería para las Unidades de Procesos, en todo lo relacionado con el suministro de agua, gas combustible, vapor, electricidad, aire de instrumentos y tratamiento de efluentes, agua de enfriamiento. Dicho soporte está representado por las siguientes plantas y/o sistemas auxiliares:

- **Sistema de Gas Combustibles:** es el encargado de garantizar el suministro confiable de gas combustible que se consume en toda la refinería. En él se reciben los gases producidos en las unidades de procesos, así como también el gas natural proveniente del gasoducto.

- **Planta de Generación de Vapor y Electricidad:** La planta de generación de vapor está conformada por cuatro calderas (4) de 300Mlb/hr cada una, las cuales generan vapor sobrecalentado a 610 psig y 720ºF. Esta planta posee un sistema de recolección de condensado, sistema de inyección de químicos, facilidades de bombeo y estaciones reductoras de presión para la producción de vapor de 600, 200,125 y 50 psig.

  En relación con la generación de electricidad, se dispone de tres turbogeneradores de vapor con una capacidad de 13 MW cada uno. Esta electricidad es distribuida a toda la refinería a través de sub-estaciones.

  Existe igualmente una interconexión con CADAFE, cuya función principal es suministrar la energía necesaria, hasta un máximo de 16 MW, en caso de fallar alguno de los turbogeneradores. Para ello, los turbogeneradores están

equipados con gobernadores electrónicos que permiten la entrada inmediata de esta interconexión con CADAFE.

- **Sistema de Aire para Planta e Instrumentos**: El sistema de aire está constituido por siete compresores con 7450 pies cúbicos estándar por minuto (SCFM) de capacidad total de diseño, mientras que el consumo de aire es de 6550 SCFM a 100 Libras.

- **Sistema de Mechurrios:** El Sistema de Mechurrio de la Refinería cuenta con cuatro mechurrios: un mechurrio tipo fosa al cual llegan los alivios del Complejo de Conversión, con una capacidad de 950 MLbs/Hr, diseñado por John Zink; otro mechurrio tipo fosa donde llegan los alivios del Complejo BTX, con capacidad de 1 MMLbs/Hr, diseñado por PBODY; todos los alivios de la Sección de Destilación y especialidades (a excepción de BTX)descargan a un mechurrio vertical asociado a uno horizontal, diseñados por John Zink, con una capacidad de 350 MLbs/Hr.

- **Planta de Tratamiento de Efluentes:** Tiene como objetivo principal el tratamiento de aguas residuales de la refinería, con el fin de lograr una calidad de efluentes de acuerdo con las normas existentes para el envío de éstos a cuerpos de agua. Esta planta cuenta con cuatro (4) lagunas (Procesos, No Procesos, Retención y Oxidación) y un tanque de Lastre, para la recepción del lastre de los buques y almacenamiento de todos los efluentes.

Para tratar los diferentes efluentes, la planta cuenta con tres separadores por gravedad, tres sistemas de flotación por aire disuelto y una laguna de oxidación biológica (bacteria aeróbicas).

- **Sistema de Captación o recolección de Aguas:** Se compone de cuatro sistemas: Sistema de Captación Subterránea en el Río Sanchón, Sistema de Captación Superficial en el Río Sanchón, Sistema de Captación Subterránea en el Río de Aguas Calientes y Sistema de Captación del Río Aroa.

- **Planta de Tratamiento de Aguas:** En esta planta se realiza el tratamiento químico del agua captada previamente. Este tratamiento es realizado mediante procesos de filtración y desmineralización.

El agua en la refinería se distribuye: agua potable, agua contra incendios, agua desmineralizada, agua de enfriamiento, servicios y otros.

El sistema de enfriamiento de la refinería el Palito está constituido por tres torres de enfriamiento que operan independientemente. Cada circuito comprende los siguientes elementos: Torres de enfriamiento, bombas de distribución, cabezales principales de suministro y retorno (entrada/salida de las unidades de procesos), ramales a equipos de intercambio de calor enfriados por agua, bombas y turbinas que requieren de enfriamiento por agua en sus partes internas.

La torre M-7156 de 22 GPM de capacidad para servir la unidad de Alquilación, La torre E-951 de 11 GPM de capacidad para servir las unidades

de Crudo, Solventes y Lubricantes y la torre M-7154 de 75 GPM de capacidad que surte al resto de las unidades de procesos.

2.2.7.4. Sección de Análisis de Materia Prima y Control de Productos (Laboratorio)

En los procesos continuos es de vital importancia el control de la calidad periódico con el objeto de poder determinar la calidad básica de los insumos a procesar y proveer productos que se encuentren dentro de las especificaciones de calidad establecidas y además por el hecho de que un descontrol de proceso puede contaminar y sacar de especificación a toda la producción acumulada. Además de analizadores en línea se mantiene un laboratorio que efectúa análisis como: Densidad (API), Volatilidad, Destilación, Presión de vapor Reíd, Punto de Inflamación, Combustión, Números de Octanos, Punto de Humo, Calidad de Quemado, Punto de Anilina, Número de Cetano, Residuo de Carbón, Índice de Diesel, Contenido de Cenizas, Fluidez, Corrosividad, Corrosión al Cobre, Prueba Doctor, Contenido de Azufre, entre otros.

2.2.7.5. Sección de Movimiento de Crudos y Productos

La Refinería El Palito posee un Sistema de Mezcla en Línea y de Bombeo de Productos terminados hacia los Centros de Distribución de Yagua, Barquisimeto y llenaderos de la Refinería, así como un Terminal Marino con cuatro muelles y una capacidad total de almacenamiento de 7 millones de barriles (MMBls).

- El Sistema de Mezcla en Línea tiene una capacidad promedio de 102 MBD. Se dispone también de un Sistema Optimizador de Mezclas de Gasolinas (BOES), el cual brinda los siguientes beneficios por mezcla: optimización

continua, control de flujos, predicción de calidades, disminución de regalos de calidad, generador de reportes.

- El Sistema de Entrega de Productos a los Centros de Distribución esta conformado por el Sistema de envío a Yagua que tiene un poliducto de 48,6 Km de longitud y un diámetro de 16”, para distribuir Gasolinas, diesel y kerosene al Centro del país, y el Sistema de envío a Barquisimeto, con un poliducto de 150 Km de longitud y un diámetro de 12”, el cual distribuye los productos a los Llanos Centro-Occidentales.

- El Terminal Marino esta conformado por dos terminales de dos muelles cada uno. El Terminal viejo tiene una capacidad de carga y descarga de 65 Mton (peso muerto) y el Terminal Nuevo tiene una capacidad de carga y descarga de 80 Mton (peso muerto).

- La capacidad total de almacenaje es de 7 MMBls: 4,2 MMBls se destinan para el almacenaje de productos negros (crudo, VGO, Diesel, JET) y 2,8 MMBls son para el almacenamiento de productos blancos y gases licuados.

2.2.7.6. Materia Prima Utilizada

- **Crudo:** el crudo que se procesa en la refinería es una mezcla de crudos provenientes de varios campos de producción. Aproximadamente el 90% del crudo proviene de los campos de Barinas y Apure, el cual se recibe a través de un oleoducto de 389 Km de longitud, mientras que el resto de crudo llega por medio de buques al terminal marino.

- **Gasóleo (HVGO):** Se requiere para completar la carga a la Planta de Desintegración Catalítica, por lo que recibe alrededor de 24 MBD de HVGO procedente de la Refinería de Amuay, por medio de buques.

- **Isobutano:** Para el proceso de Alquilación se requiere un suministro de 6 a 7,5 MBD de isobutano proveniente del Criogénico de José en el Estado Anzoategui y/o desde Bajo Grande en la Salina en el Estado Zulia.

- **Gasolina Natural**: Se requiere el recibo de 20 a 22 MBD de Gasolina Natural suministrados vía tranqueros desde Occidente y Oriente del país (Puerto La Cruz, cardón, Bajo Grande o La Salina), para maximizar los volúmenes de exportación de gasolinas sin plomo y optimizar la incorporación de los básicos en las diferentes mezclas de gasolinas.

- **Metanol:** Este es suministrado por Pequiven desde las Plantas de Metor y Supermetanol ubicadas en el Oriente del País, para la producción de compuestos oxigenados.

- **Nafta FCC:** Se utiliza para incrementar la exportación de Gasolinas sin plomo. Actualmente se reciben 4 MBD de Nafta FCC de la refinería de Amuay

2.2.7.7. Productos

El principal producto de la Refinería es la Gasolina (Óptima y Popular), tanto para el mercado interno como para el externo. También se cuenta con la producción de Combustibles residuales (Fuel Oil), Diesel, Kerosene,

Alquitrán aromático, Solventes Industriales (Disolin 88 A, Disolin 54 A y Xileno comercial), GLP, Solventes BTX (Benceno, Tolueno y Xileno), Azufre y Lubricantes.

- **Gasolina:** Líquido volátil, de color marrón claro o rozado, aromático, mezcla de hidrocarburos alifáticos. Soluble en cloroformo, éter, benceno, alcohol absoluto inflamable. Se utiliza como combustible de motores, como diluyente y como solvente. Puede ser optima (de 91 octano) o reformulada (de 95 octano con o sin plomo).

- **Fuel Oil:** Combustible residual, producto de fondo de la destilación atmosférica. Posee un punto de inflamación mayor de 230° F. Se utiliza como combustible de calderas.

- **Diesel**: Es un destilado medio de color amarillento utilizado como combustible.

- **Kerosén:** Líquido incoloro e inflamable. Reacciona vigorosamente con materiales oxidantes. Se utiliza como solvente limpiador y combustible.

- **Solventes Industriales:** Mezcla de aromáticos incoloros.

- **GLP (Gas Licuado de Petróleo):** es una mezcla de gases que resulta al extraer los componentes más livianos de líquido del Gas Natural (metano y etano

- **Solventes BTX:**

  Benceno: Líquido incoloro e inflamable. Se utiliza como fumigante, solvente y en síntesis químicas.

  Tolueno: Destilado incoloro e inflamable. Se utiliza como solvente y en síntesis químicas.

  Xileno: Líquido claro incoloro de olor aromático. Se usa como combustible.

Distribución de Productos

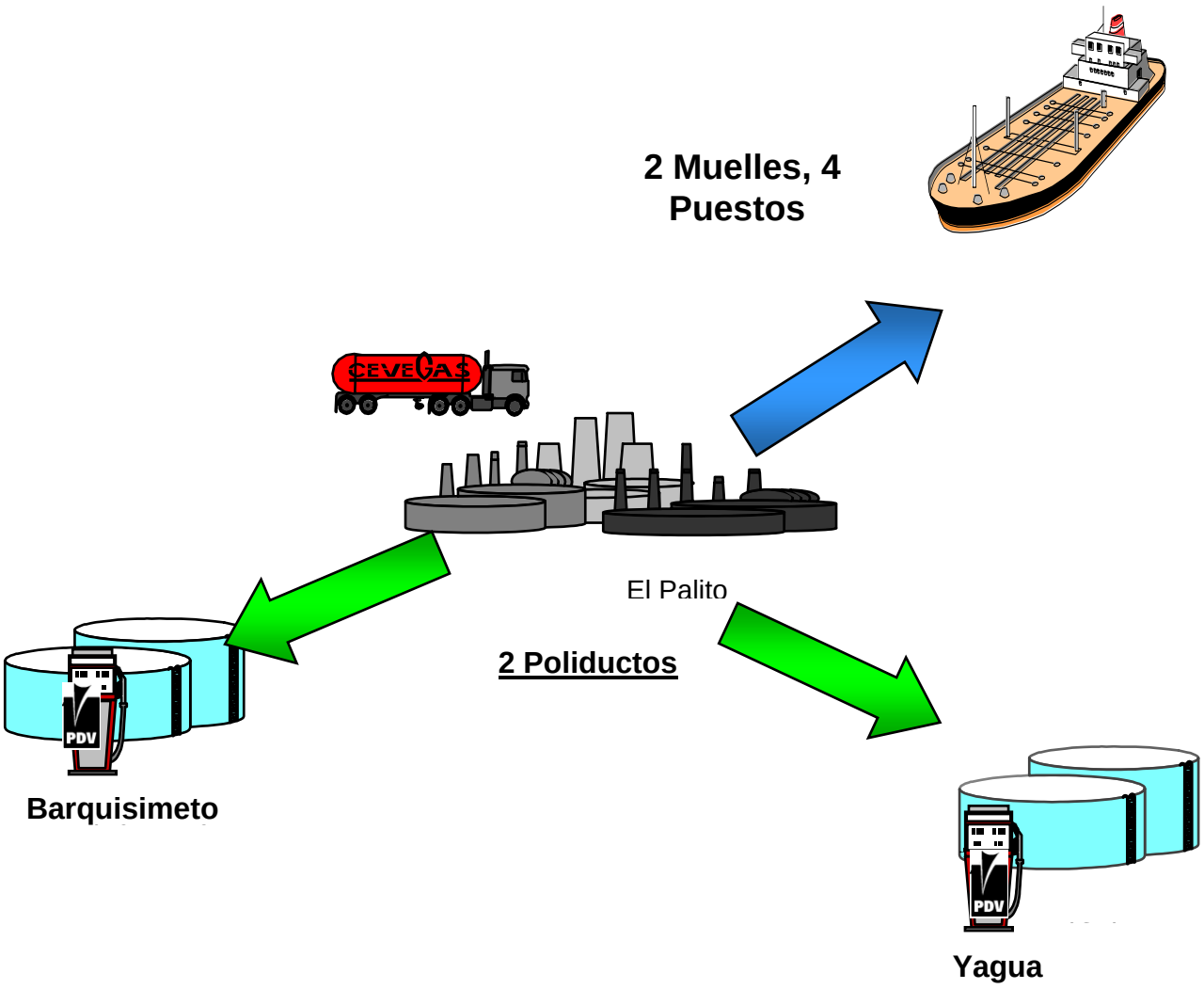


Figura 5. Diagrama de distribución de productos en la REP

2.3. Bases Teóricas

2.3.1. ***Control automático de supervisión y adquisición de datos***

El objetivo principal de la automatización industrial consiste en gobernar la actividad y la evolución de los procesos sin la intervención continua de un operador humano.

En los últimos años, se ha estado desarrollado un sistema, denominado SCADA, el cuál permite supervisar y controlar, las distintas variables que se encuentran en un proceso o planta determinada. Para ello se deben utilizar distintos periféricos, software de aplicación, unidades remotas, sistemas de comunicación, etc., los cuales permiten al operador mediante la visualización en una pantalla de computador, tener el completo acceso al proceso.

Existen como sabemos varios sistemas que permiten controlar y supervisar, como lo son: PLC, DCS y ahora SCADA, que se pueden integrar y comunicar entre sí, mediante una red Ethernet, y así mejorar en tiempo real, la interfaz al operador.

Ahora no sólo se puede supervisar el proceso, sino además tener acceso al historial de las alarmas y variables de control con mayor claridad, combinar bases de datos relacionadas, presentar en un simple computador, por ejemplo, una plantilla Excel, documento Word, todo en ambiente Windows, siendo así todo el sistema más amigable.

2.3.2. ***Descripción general de un SCADA***

El nombre SCADA significa: (Supervisory Control And Data Acquisition, Control Supervisor y Adquisición de datos).

Un sistema SCADA es una aplicación o conjunto de aplicaciones software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores de control de producción, con acceso a la planta mediante la comunicación digital con los instrumentos y actuadores, e interfaz gráfica de alto nivel con el usuario (pantallas táctiles, ratones o cursores, lápices ópticos, etc.). Aunque inicialmente solo era un programa que permitía la supervisión y adquisición de datos en procesos de control, en los últimos tiempos han ido surgiendo una serie de productos hardware y buses especialmente diseñados o adaptados para éste tipo de sistemas.

La interconexión de los sistemas SCADA también es propia, se realiza una interfaz del PC a la planta centralizada, cerrando el lazo sobre el ordenador principal de supervisión.

El sistema permite comunicarse con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, sistemas de dosificación, etc.) para controlar el proceso en forma automática desde la pantalla del ordenador, que es configurada por el usuario y puede ser modificada con facilidad. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios.

Los sistemas SCADA se utilizan en el control de oleoductos, sistemas de transmisión de energía eléctrica, yacimientos de gas y petróleo, redes de distribución de gas natural, subterráneos, generación energética (convencional y nuclear).

2.3.3. ***Características de un sistema SCADA***

Los sistemas SCADA, en su función de sistemas de control, dan una nueva característica de automatización que realmente pocos sistemas ofrecen: la de **supervisión**.

Sistemas de control hay muchos, muy variados y todos, bien aplicados, ofrecen soluciones óptimas en entornos industriales. Lo que hace de los sistemas SCADA una herramienta diferente es la característica de control supervisado. De hecho, la parte de control viene definida y supeditada, por el proceso a controlar, y en última instancia, por el hardware e instrumental de control (PLCs, controladores lógicos, armarios de control.) o los algoritmos lógicos de control aplicados sobre la planta los cuales pueden existir previamente a la implantación del sistema SCADA, el cual se instalará sobre y en función de estos sistemas de control.

En consecuencia, supervisamos el control de la planta y no solamente monitorizamos las variables que en un momento determinado están actuando sobre la planta; esto significa que podemos actuar y variar las variables de control en tiempo real, algo que pocos sistemas permiten con la facilidad intuitiva que dan los sistemas SCADA.

Se puede definir la palabra supervisar como ejercer la inspección superior en determinados casos, ver con atención o cuidado y someter una cosa a un nuevo examen para corregirla o repararla permitiendo una acción sobre la cosa supervisada. La labor del supervisor representa una tarea delicada y esencial desde el punto de vista normativo y operativo; de ésta acción depende en gran medida garantizar la calidad y eficiencia del proceso que se desarrolla. En el supervisor descansa la responsabilidad de orientar o corregir las acciones que se desarrollan. Por lo tanto tenemos una toma de decisiones sobre las

acciones de últimas de control por parte del supervisor, que en el caso de los sistemas SCADA, estas recaen sobre el operario.

Esto diferencia notablemente los sistemas SCADA de los sistemas clásicos de automatización donde las variables de control están distribuidas sobre los controladores electrónicos de la planta y dificulta mucho una variación en el proceso de control, ya que estos sistemas una vez implementados no permiten un control a tiempo real óptimo. La función de monitorización de estos sistemas se realiza sobre un PC industrial ofreciendo una visión de los parámetros de control sobre la pantalla de ordenador, lo que se denomina un HMI (Human Machine Interface), como en los sistemas SCADA, pero sólo ofrecen una función complementaria de **monitorización:** Observar mediante aparatos especiales el curso de uno o varios parámetros fisiológicos o de otra naturaleza para detectar posibles anomalías.

Es decir, los sistemas de automatización de interfaz gráfica tipo HMI básicos, ofrecen una gestión de alarmas en formato rudimentarias mediante las cuales la única opción que le queda al operario es realizar una parada de emergencia, reparar o compensar la anomalía y realizar un reset. En los sistemas SCADA, se utiliza un HMI interactivo el cual permite detectar alarmas y a través de la pantalla solucionar el problema mediante las acciones adecuadas en tiempo real. Esto otorga una gran flexibilidad a los sistemas SCADA. En definitiva, el modo supervisor del HMI de un sistema SCADA no solamente señala los problemas, sino lo mas importante, orienta en los procedimientos para solucionarlos.

A menudo, las palabras SCADA y HMI inducen cierta confusión en las personas que no están familiarizadas con estos sistemas (frecuentemente alentada por los mismos fabricantes en su afán de diferenciar el producto o exaltar

comercialmente el mismo). Cierto es que todos los sistemas SCADA ofrecen una interfaz gráfica PC-Operario tipo HMI, pero no todos los sistemas de automatización que tienen HMI son SCADA. La diferencia radica en la función de supervisión que pueden realizar estos últimos a través del HMI.

- Adquisición y almacenado de datos, para recoger, procesar y almacenar la información recibida, en forma continua y confiable.

- Representación gráfica y animada de variables de proceso y monitorización de éstas por medio de alarmas.

- Ejecutar acciones de control, para modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas, menús, etc.) bien directamente sobre el proceso mediante las salidas conectadas.

- Arquitectura abierta y flexible con capacidad de ampliación y adaptación.

- Conectividad con otras aplicaciones y bases de datos, locales o distribuidas en redes de comunicación.

- Supervisión, para observar desde un monitor la evolución de las variables de control.

- Transmisión, de información con dispositivos de campo y otros PC.

- Base de datos, gestión de datos con bajos tiempos de acceso.

- Presentación, representación gráfica de los datos. Interfaz del Operador o HMI (Human Machine Interface).

- Explotación de los datos adquiridos para gestión de la calidad, control estadístico, gestión de la producción y gestión administrativa y financiera.

- Alertar al operador de cambios detectados en la planta, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la operación diaria de la planta (eventos). Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.

Prestaciones

Las prestaciones que puede ofrecernos un sistema SCADA eran impensables hace una década y son las siguientes :

- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del ordenador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.

- Generación de históricos de señal de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.

- Creación de informes, avisos y documentación en general.

- Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso el programa total sobre el autómata (bajo unas ciertas condiciones).

- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador, y no sobre la del autómata, menos especializado, etc.

Con ellas, se pueden desarrollar aplicaciones basadas en el PC, con captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a disco o impresora, control de actuadores, etc.

Requisitos

Estos son algunos de los requisitos que debe cumplir un sistema SCADA para sacarle el máximo provecho:

- Deben ser sistemas de arquitecturas abiertas, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.

- Deben comunicarse con total facilidad y de forma transparente para el usuario con el equipo de planta ("drivers") y con el resto de la empresa (acceso a redes locales y de gestión).

- Los programas deberán ser sencillos de instalar, sin excesivas exigencias, y fáciles de utilizar, con interfaces amables con el usuario (sonido, imágenes, pantallas táctiles, etc.).

Componentes de Hardware

Un sistema SCADA, como aplicación de software industrial específica, necesita ciertos componentes inherentes de hardware en su sistema, para poder tratar y gestionar la información captada.

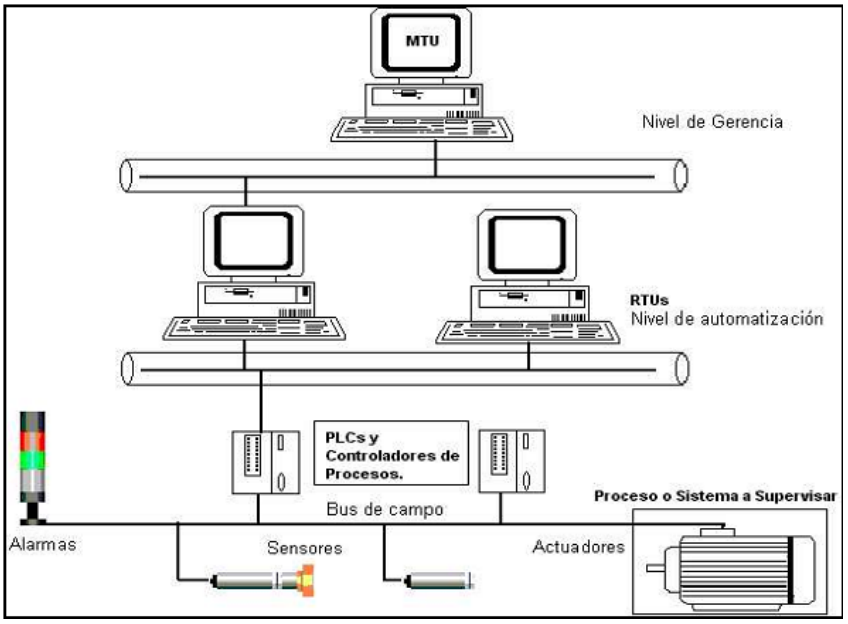


Figura 6. Estructura básica de un sistema SCADA a nivel hardware

2.3.4. Ordenador Central o MTU (Master Terminal Unit): Se trata del ordenador principal del sistema el cual supervisa y recoge la información del resto de las subestaciones, bien sean otros ordenadores conectados (en sistemas complejos) a los instrumentos de campo o directamente sobre dichos instrumentos. Este ordenador suele ser un PC, el cual soporta el HMI. De esto se deriva que el sistema SCADA más sencillo es el compuesto por un único ordenador, el cual es el MTU que supervisa toda la estación.

Las funciones principales de la MTU son:

- Interroga en forma periódica a las RTU's, y les transmite consignas; siguiendo usualmente un esquema maestro-esclavo.

- Actúa como interfase al operador, incluyendo la presentación de información de variables en tiempo real, la administración de alarmas, la recolección y presentación de información y datos recopilados por el sistema (historial de eventos).

- Puede ejecutar software especializado que cumple funciones específicas asociadas al proceso supervisado por el SCADA. Por ejemplo, software para detección de pérdidas en un oleoducto.

2.3.5. Ordenadores Remotos o RTUs (Remote Terminal Unit): Estos ordenadores están situados en los nodos estratégicos del sistema gestionando y controlando las subestaciones del sistema, reciben las señales de los sensores de campo, y comandan los elementos finales de control ejecutando el software de la aplicación SCADA.

Se encuentran en el nivel intermedio o de automatización, a un nivel superior está el MTU y a un nivel inferior los distintos instrumentos de campo que son los que ejercen la automatización física del sistema, control y adquisición de datos.

Estos ordenadores no tienen porque ser PCs, ya que la necesidad de soportar un HMI no es tan grande a este nivel, por lo tanto suelen ser ordenadores industriales tipo armarios de control, aunque en sistemas muy complejos puede haber subestaciones intermedias en formato HMI.

Una tendencia actual es la de dotar a los PLCs (en función de las E/S a gestionar) con la capacidad de funcionar como RTUs gracias a un nivel de integración mayor y CPUs con mayor potencia de cálculo. Esta solución

minimiza costes en sistemas donde las subestaciones no sean muy complejas sustituyendo el ordenador industrial mucho más costoso.

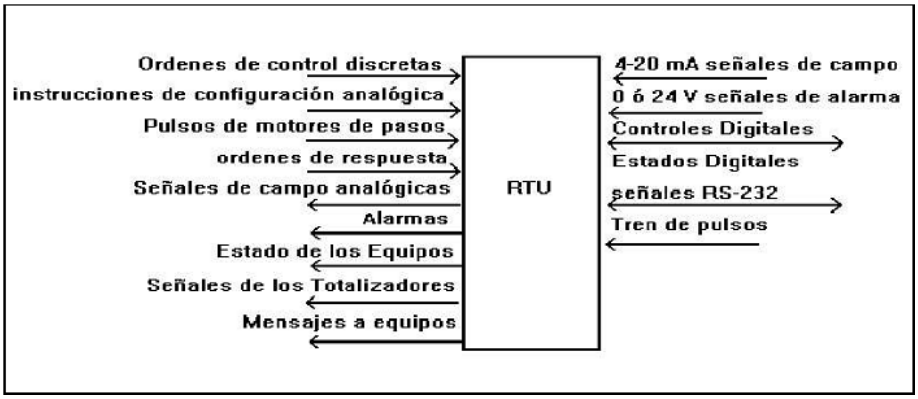


Figura 7. Funciones básica de una RTU en sistemas SCADA (Relación E/S).

2.3.6. Red de comunicación: Éste es el nivel que gestiona la información que los instrumentos de campo envían a la red de ordenadores desde el sistema. El tipo de BUS utilizado en las comunicaciones puede ser muy variado según las necesidades del sistema y del software escogido para implementar el sistema SCADA, ya que no todos los softwares (así como los instrumentos de campo como PLCs) pueden trabajar con todos los tipos de BUS.

Hoy en día, gracias a la estandarización de las comunicaciones con los dispositivos de campo, podemos implementar un sistema SCADA sobre prácticamente cualquier tipo de BUS. Podemos encontrar SCADAs sobre formatos estándares como los RS-232, RS-422 y RS-485, a partir de los cuales, y mediante un protocolo TCP/IP, podemos conectar el sistema sobre un bus ya existente; pasando por todo tipo de buses de campo industriales, hasta formas más modernas de comunicación como Bluetooth (Bus de Radio), Micro-Ondas, Satélite, Cable.

A parte del tipo de BUS, existen interfaces de comunicación especiales para la comunicación en un sistema SCADA como puede ser módems para estos sistemas que soportan los protocolos de comunicación SCADA y facilitan la implementación de la aplicación.

Otra característica de las comunicaciones de un sistema SCADA es que la mayoría se implementan sobre sistemas WAN de comunicaciones, es decir, los distintos terminales RTU pueden estar deslocalizados geográficamente.

2.3.7. Instrumentos de Campo: Son todos aquellos que permiten tanto realizar la automatización o control del sistema (PLCs, controladores de procesos industriales, y actuadores en general) como los que se encargan de la captación de información del sistema (sensores y alarmas).

Una característica de los Sistemas SCADA es que sus componentes son diseñados por distintos proveedores, sin coordinación entre sí. Así, se tienen diferentes proveedores para las RTUs (incluso es posible que un sistema utilice RTUs de más de un proveedor), modems, radios, minicomputadores, software de supervisión e interfase con el operador, software de detección de pérdidas, etc.

2.3.8. *Como elegir un SCADA*

Para evaluar si un sistema SCADA es necesario para manejar una instalación dada, el proceso a controlar debe cumplir las siguientes características:

- El número de variables del proceso que se necesita monitorear es alto.

- El proceso está geográficamente distribuido. Esta condición no es limitativa, ya que puede instalarse un SCADA para la supervisión y control de un proceso concentrado en una localidad.
- Las información del proceso se necesita en el momento en que los cambios se producen en el mismo, o en otras palabras, la información se requiere en tiempo real.
- La complejidad y velocidad del proceso permiten que la mayoría de las acciones de control sean iniciadas por un operador. En caso contrario, se requerirá de un Sistema de Control Automático, el cual lo puede constituir un Sistema de Control Distribuido, PLC's, Controladores a Lazo Cerrado o una combinación de ellos.

2.3.9. ***Implantación de un SCADA funcional***

Cuando una empresa decide implementar un sistema SCADA sobre su instalación hay 5 fases básicas a tener en cuenta para llevar a cabo el proceso:

Fase 1: El diseño de la arquitectura del sistema. Esto incluye todas las consideraciones importantes sobre el sistema de comunicaciones de la empresa (Tipo de BUS de campo, distancias, número de E/S, Protocolo del sistema y Drivers). También se verán involucrados los tipos de dispositivos que no están presentes en la planta pero que serán necesarios para supervisar los parámetros deseados.

Fase 2: Equipamiento de la empresa con los RTUs necesarios, comunicaciones, Equipos HMI y Hardware en general. Adquisición de un paquete software SCADA adecuado a la arquitectura y sistemas de la planta.

Fase 3: La instalación del equipo de comunicación y el sistema PC.

Fase 4: Programación, tanto del equipamiento de comunicaciones como de los equipos HMI y software SCADA.

Fase 5: Testeo del sistema o puesta a punto, durante el cual los problemas de programación en comunicaciones como en el software SCADA son solucionados.

2.3.10. *Software SCADA y principales productos comerciales*

Para obtener las características y prestaciones propias de un sistema SCADA, su software debe presentar las siguientes funciones:

- Manejo del soporte o canal de comunicación.
- Manejo de uno o varios protocolos de comunicación (Drive)
- Manejo y actualización de una Base de Datos
- Administración de alarmas (Eventos)
- Generación de archivos históricos.
- Interfaces con el operador (MMI - Man Machine Inteface)
- Capacidad de programación (Visual Basic, C)
- Transferencia dinámica de datos (DDE)
- Conexión a redes
- Debe tener capacidad para comunicarse con múltiples redes de instrumentos, aun siendo de distinta procedencia y fabricantes (standard IEC 1131.3)

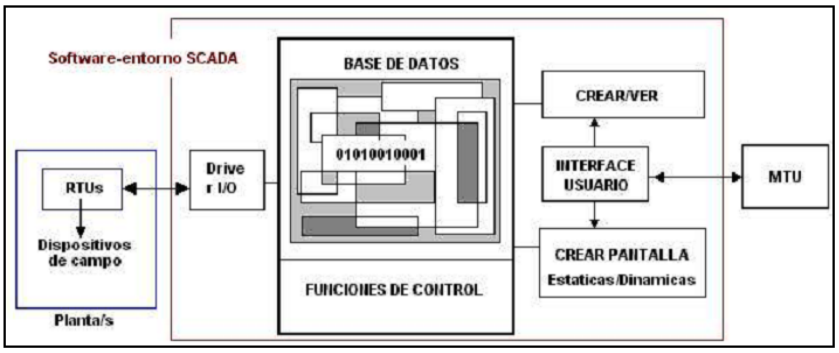


Figura 8. Entorno de un software SCADA

A continuación exponemos los principales software SCADA que podemos encontrar en el mercado. En algunos casos no tan solo proporcionan una solución puramente SCADA sino que incluyen el registro y gestión de datos sobre software MES (Manufacturing Execution System) para explotación de datos de fabricación. Este tipo de integración de software MES en un sistema SCADA es una solución cada vez más demandada por los usuarios.

Nombre del Producto:	Distribuidor/ Fabricante:
Aimax:	Design Instruments, S.A. (T.A. Engineering)
All-Done Scada:	Freixas i Ros, S.L.
Automainge:	Automainge
Captor:	Sisteplant
Checksys Objects:	M2R,S.A.
CIC:	CJM Software, S.A.
Cube:	ORSI España, S.A.
Cx-SuperVisor:	Omron
Digivis:	Elsag bailey Hartmann & Braun, S.A.
Experion PKS:	Honeywell, S.A. Evolución de los anteriores TDC3000, TPS y Plantscape.
Factory Suite A2:	Logitek, S.A./ Wonderware. Evolución del FactorySuite 2000.
Factorylink ECS y Xfactory:	Tecnomatix (USDATA)
Gefip:	Mondragón Sistemas
Genesis CE(Pocket) y 32:	Aplein Ingenieros, S.A./ Iconics

Glassmaster Control System:	Mediterranean Import Trade, S.L./ Precise Control Systems
GPAO-SAC:	Sistemas Avanzados de Control, S.A.
I/A:	Foxboro
iFIX 3.5:	Intellution(GE Fanuc Automation). Evolución del FIX DMACS 7.0 Creado por: CIM (Computer Integrated Manufacturing), Fisher, Rosemount, Omron/ Intellution
IGSS32:	AN Consult España,S.L./7-Technologies A/S (DK)
Intouch:	Logitek,S.A./ Wonderware
JUMO SVS-2000:	Jumo Sercon, S.A. (D)
LabVIEW DSC:	National Instruments (1)
NI Lookout 5.1:	National Instruments
Monitor Pro V7.x:	AEA Technology
P6008:	Foxboro Scada (I)
Pack-Centre:	Agecontrol
PCVUE 32:	Rasesa Automatismos, S.L./ ARC Informatique
Proasis DAS-Win:	Desin Instruments, S.A.
Processyn:	OBM de Equipos Eléctricos, S.A./Logique Industrie
Pyman:	Pyssa
Quick SPC:	Marposs, S.p.A (I)
RSView32:	Rockwell Automation/Rockwell Software
Scada-Vs:	Foxboro/ Foxcada (Australia)
SIMATIC(WinCC):	Siemens (2)
Symcont:	Adasoft, S.A.
SYSMAC-SCS:	Omron
Tactician T3500:	Eurotherm España/ Eurotherm Process Automation (UK)
TCS01:	Sistemas Eléctricos Personalizados S.L.
TD-Pro:	Pertegaz, S.L. (I)
Test Point:	Instrumentos de Medida, S.L.
TQWIN:	Vertex Serveis Informàtics, S.L.
WizFactory:	Wizcon Soft España, S.L./ PC sofá International, Ltd (Israel)

Tabla 1. Fabricantes y distribuidores de software SCADA

2.3.11. ***Estructura y componentes de un software SCADA***

Los módulos o bloques software que permiten las actividades de adquisición, supervisión y control son los siguientes:

- Configuración: Permite al usuario definir el entorno de trabajo de su aplicación según la disposición de pantallas requerida y los niveles de acceso para los distintos usuarios.

  Dentro del módulo de configuración el usuario define las pantallas gráficas o de texto que va a utilizar, importándolas desde otra aplicación o generándolas desde el propio SCADA. Para ello, se incorpora un editor gráfico que permite dibujar a nivel de píxel (punto de pantalla) o utilizar elementos estándar disponibles, líneas, círculos, textos o figuras, con funciones de edición típicas como copiar, mover, borrar, etc.

  También durante la configuración se seleccionan los drivers de comunicación que permitirán el enlace con los elementos de campo y la conexión o no en red de estos últimos, se selecciona el puerto de comunicación sobre el ordenador y los parámetros de la misma, etc.

  En algunos sistemas es también en la configuración donde se indican las variables que después se van a visualizar, procesar o controlar, en forma de lista o tabla donde pueden definirse a ellas y facilitar la programación posterior.

- Interfaz gráfico del operador: proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta.

El proceso a supervisar se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación de uso general (Paintbrush, DrawPerfect, AutoCAD, etc.) durante la configuración del paquete.

Los sinópticos están formados por un fondo fijo y varias zonas activas que cambian dinámicamente a diferentes formas y colores, según los valores leídos en la planta o en respuesta a las acciones del operador. Se tienen que tener en cuenta algunas consideraciones a la hora de diseñar las pantallas:

- Las pantallas deben tener apariencia consistente, con zonas diferenciadas para mostrar la planta (sinópticos), las botoneras y entradas de mando (control) y las salidas de mensajes del sistema (estados, alarmas).

- La representación del proceso se realizará preferentemente mediante sinópticos que se desarrollan de izquierda a derecha.

- La información presentada aparecerá sobre el elemento gráfico que la genera o soporta, y las señales de control estarán agrupadas por funciones.

- La clasificación por colores ayuda a la comprensión rápida de la información. Los colores serán usados de forma consistente en toda la aplicación: si rojo significa peligro o alarma, y verde se percibe como indicación de normalidad, éste será el significado dado a estos colores en cualquier parte de la aplicación.

- Previendo dificultades en la observación del color debe añadirse alguna forma de redundancia, sobre todo en los mensajes de alarma y atención: textos adicionales, símbolos gráficos dinámicos, intermitencias, etc.

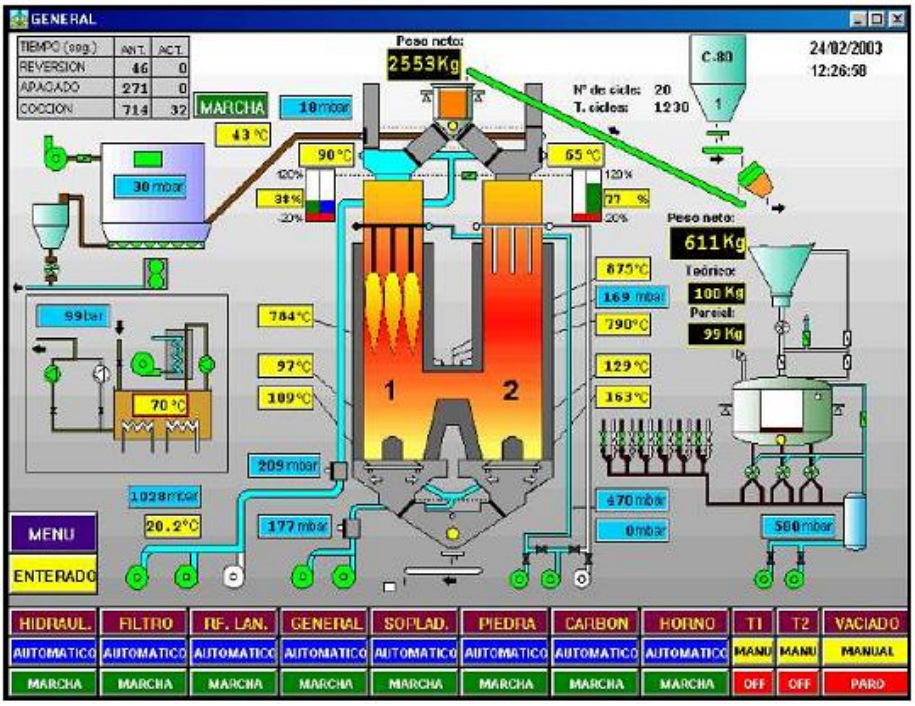


Figura 9. Ejemplo de una interfaz gráfica de SCADA All-Done

- *Módulo de Proceso:* Ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas.

  Sobre cada pantalla se puede programar relaciones entre variables del ordenador o del autómata que se ejecutan continuamente mientras la pantalla esté activa. La programación se realiza por medio de bloques de programa en lenguaje de alto nivel (C, Basic, etc.).

Es muy frecuente que el sistema SCADA confíe a los dispositivos de campo, principalmente autómatas, el trabajo de control directo de la planta, reservándose para sí las operaciones propias de la supervisión, como el control del proceso, análisis de tendencias, generación de históricos, etc.

Las relaciones entre variables que constituyen el programa de mando que el SCADA ejecuta de forma automática pueden ser de los tipos siguientes:

- Acciones de mando automáticas preprogramadas dependiendo de valores de señales de entrada, salida o combinaciones de éstas.

- Maniobras o secuencias de acciones de mando.

- Animación de figuras y dibujos, asociando su forma, color, tamaño, etc., a valor actual de las variables.

- Gestión de recetas, que modifican los parámetros de producción (consignas de tiempo, de conteo, estados de variables, etc.) de forma preprogramada en el tiempo o dinámicamente según la evolución de planta.

- Gestión y archivo de datos: Se encarga del almacenamiento y procesado ordenada de los datos, según formatos inteligibles para periféricos hardware (impresoras, registradores) o software (bases de datos, hojas de cálculo) del sistema, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.

Pueden seleccionarse datos de planta para ser capturados a intervalos periódicos, y almacenados como un registro histórico de actividad,

o para ser procesados inmediatamente por alguna aplicación software para presentaciones estadísticas, análisis de calidad o mantenimiento. Esto último se consigue con un intercambio de datos dinámico entre el SCADA y el resto de aplicaciones que corren bajo el mismo sistema operativo.

Por ejemplo, el protocolo DDE de Windows permite intercambio de datos en tiempo real. Para ello, el SCADA actúa como un servidor DDE que carga variables de planta y las deja en memoria para su uso por otras aplicaciones Windows, o las lee en memoria para su propio uso después de haber sido escritas por otras aplicaciones. Una vez procesados, los datos se presentan en forma de gráficas analógicas, histogramas, representación tridimensional, etc., que permiten después analizar la evolución global del proceso.

2.3.12. ***Interfaces de comunicación***

Es la que permite al PC MTU acceder a los dispositivos de campo, a través de los RTU. Así, la interfaz de comunicación enlazará el MTU con los distintos RTUs del sistema a través del BUS de campo.

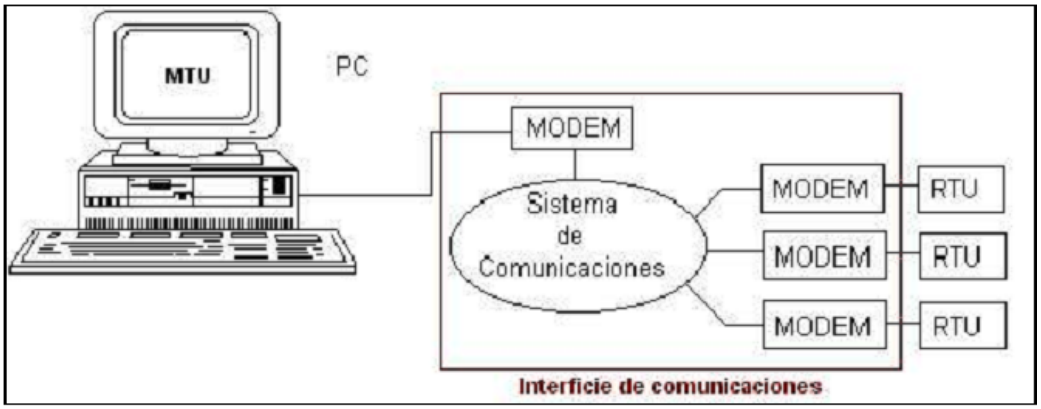


Figura 10. Diagrama de conexionado informático de un sistema SCADA

La interfaz de comunicación consta de distintos elementos:

- La base del sistema de comunicación es el BUS de Campo que es el que transporta la información y las ordenes de control; éste vendrá definido en función del tamaño del sistema SCADA (número de E/S del sistema), distancias entre RTUs y/o disponibilidad del servicio público de comunicación (para sistemas SCADA de tipo red WAN en interconexión entre distintas plantas).

- Los Modems que conectan físicamente los RTUs y el MTU al BUS.

- El módulo de comunicaciones contiene los drivers de conexión con el resto de elementos digitales conectados, entendiendo el driver como un programa (software) que se encarga de la iniciación del enlace, aplicación de los formatos, ordenación de las transferencias, etc., en definitiva, de la gestión del protocolo de comunicación. Estos protocolos pueden ser abiertos (ModBus, FieldBus, Map, etc.), o propios de fabricante.

Estos drivers, propios del software SCADA, deben comunicarse con otros paquetes de software por medio de DDE (Dynamic Data Extrange) DLL (Dynamic Link Libraries) como canal de comunicación, implementados por el sistema operativo, que permite que diversos paquetes de software envíen y reciban datos comunes. Por ejemplo se puede relacionar una celda de una hoja de cálculo con una variable del sistema y así variar puntos de consignas del proceso, o bien comunicación directa con los drivers de I/O de los dispositivos de campo.

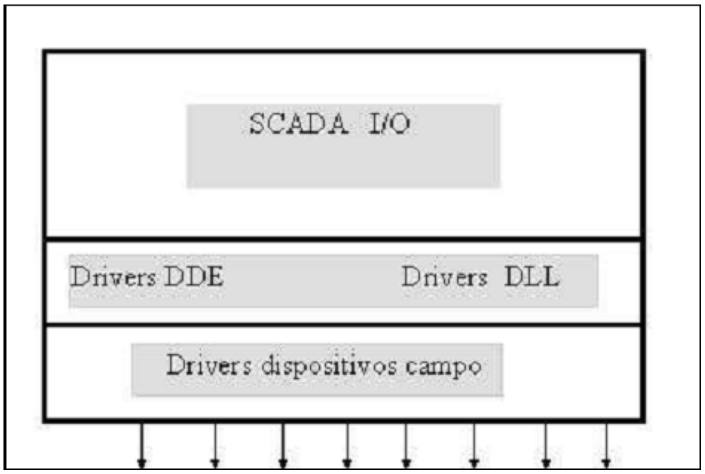


Figura 11. Diagrama de la arquitectura de los drivers en un SCADA

Adicionalmente, y en los SCADA distribuidos en arquitecturas cliente-servidor, los módulos de comunicaciones son también los responsables del enlace entre los diferentes ordenadores de proceso que soportan la aplicación, enlace probablemente establecido sobre una red local DECnet, TCP/IP, IPX/SOX, NETBIOS, MAP/TOP, Novell, etc.

2.3.13. ***Tecnologías de integración Microsoft (drivers específicos)***

- COM/DCOM

  COM (Component Object Model): Permite que una aplicación utilice funcionalidades de otra aplicación residente en la misma computadora, ello se hace incorporando a la aplicación principal objetos software propios de la otra aplicación. DCOM (Distributed COM) supone extender el estándar COM a sistemas formados por redes.

- Visual Basic for Applications (VBA)

VBA: Es el lenguaje de programación (basado en scripts) incorporado en las aplicaciones de Microsoft Office y ofrece diversas ventajas. Está muy extendido y es aceptado por diversos fabricantes, por lo que se va convirtiendo en un estándar "de facto" que presenta una muy buena relación entre potencia, dificultad de aprendizaje y uso. El uso de un lenguaje común también facilita la integración de objetos suministrados por terceros, en la medida que aplican este mismo estándar. Además, permite interactuar directamente con las aplicaciones de Office (Access, Excel, Word), de BackOffice y de otros productos compatibles.

- Interfaz OPC

OPC (OLE for Process Control): Es el estándar diseñado para comunicar sistemas y dispositivos. Esto incluye tanto las comunicaciones entre un software SCADA y los buses de comunicación con los autómatas, como las comunicaciones entre una aplicación SCADA y otras aplicaciones como puedan ser las de gestión, abriendo a estas últimas el acceso a los datos de planta, como datos históricos, datos batch, etc. Los productos OPC (Clientes y Servidores), pueden ser usados con Visual Basic y sus variantes. Es decir, OPC corresponde a un conjunto de especificaciones basadas en los estándares de Microsoft (COM, DCOM, OLE Automation, y ActiveX) que cubren los requerimientos de comunicación industrial entre aplicaciones y dispositivos, especialmente en lo que se refiere a la atención al tiempo real.

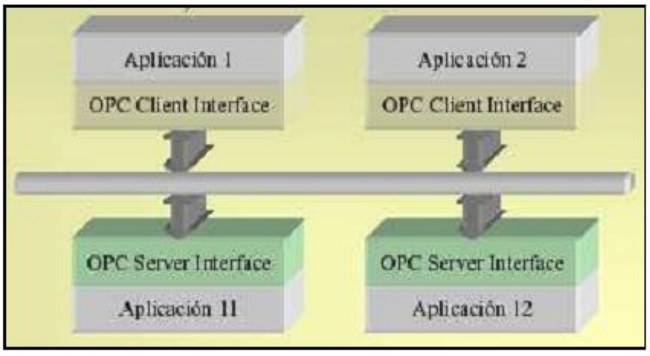


Figura 12.
Interfaz OPC Servidor/Cliente

- ActiveX

  Incorporar un Control ActiveX en una pantalla supone añadir un objeto con código asociado que realiza una determinada función de forma totalmente integrada dentro de la aplicación que estamos tratando, basta con establecer los enlaces necesarios entre las variables de la aplicación y las del Control ActiveX.

  Un Control Active X no es un lenguaje de programación, es una pequeña pieza de software, escrita según las especificaciones COM, y tiene propiedades, métodos y eventos. Cuando usted compra un objeto ActiveX en realidad compra una licencia para usar este objeto en su aplicación. Un objeto ActiveX puede ser el servidor o driver de un PLC como SIMATIC (Siemens). Este driver tiene propiedades para definir los datos a ser leídos desde el PLC, métodos para iniciar la lectura de los valores y eventos para informar que los datos han sido recibidos desde el PLC

  Existen varios objetos ActiveX que pueden comprarse independientemente para agregarlos a su aplicación SCADA basada en tecnología COM. Tenemos por ejemplo drivers para comunicación con PLC's, DCS, conectividad a bases de datos, reportes, tendencias, símbolos de instrumentos de medición, selectores, barras indicadoras, etc.

- Conectividad remota Web Server (conexión a través de Internet)

  El trabajo en un entorno Intranet es considerado normal para bastantes proveedores que incluyen funcionalidades de cliente y de servidor de Web.

  Algunas de las ventajas de la utilización de Internet en los entornos SCADA son el ofrecimiento de una funcionalidad total, ofreciendo su operatividad a través de cualquier navegador estándar. La información en tiempo real de la planta de

proceso es inmediatamente accesible para cualquier persona autorizada de la organización, esté donde esté, con el coste más bajo.

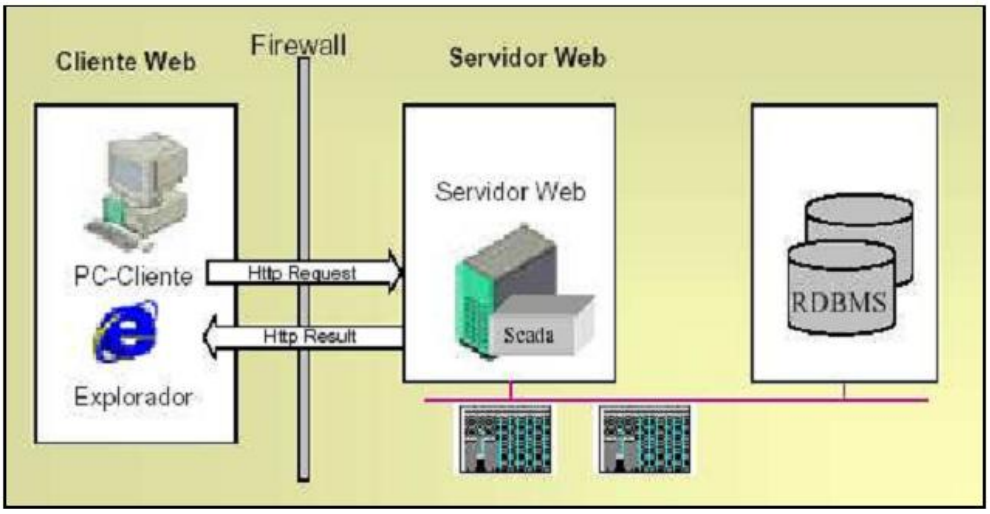


Figura 13. Configuración Cliente/Servidor para Conexión Remota

Por ejemplo, mediante la herramienta VBScript de Visual Basic usada en el web browser de Microsoft Internet Explorer, se permite que en una aplicación INTRANET dentro de una planta, se pueda construir páginas Web usando controles ActiveX para visualizar datos de planta. Esta aplicación SCADA usa un PLC con servidor ActiveX (OPC) para adquisición de datos, gráficos dinámicos y tendencias (curvas de comportamiento de valores de procesos) basadas en ActiveX. Los usuarios ven la información en una interface amigable y usan un software modular que integra sus diversos componentes gracias a un lenguaje estándar que tiene la posibilidad de reutilizar los scripts.

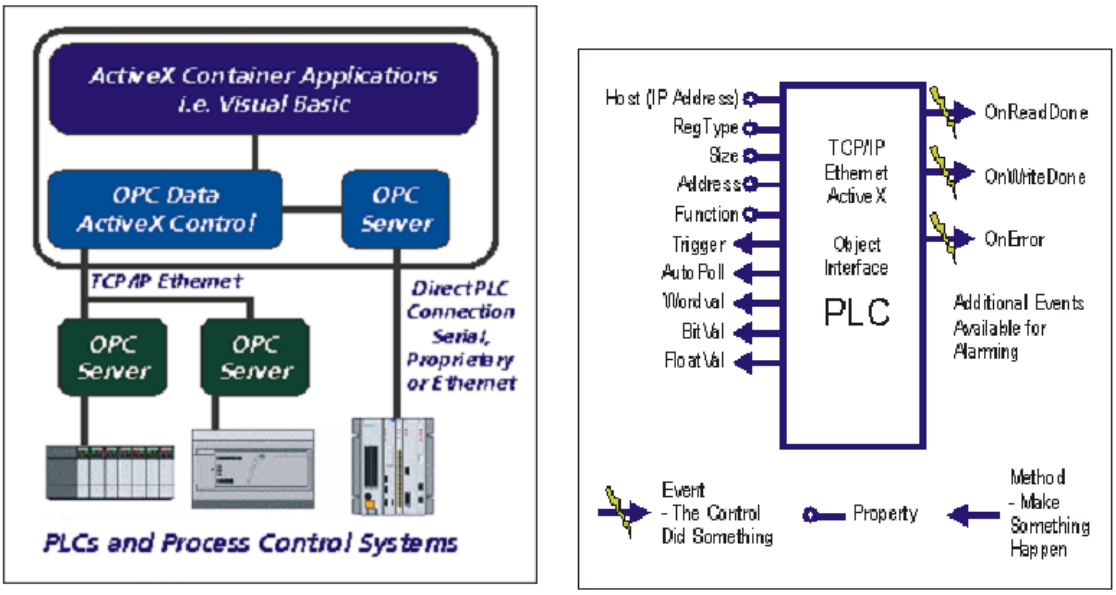


Figura 14. Diagramas de la arquitectura OPC

2.3.14. ***Evolución del software SCADA***

En lo últimos años ha existido una evolución de los productos software de supervisión y control para PC (SCADA) orientada a ampliar su campo de aplicación. De una supervisión y control iniciales a nivel de máquina o de proceso se ha pasado a una supervisión y control a nivel de planta. De una adquisición y registro de datos orientada a un control de proceso o de línea se ha ampliado su utilidad a proveer información en tiempo real del estado de la planta o de la fábrica.

El software orientado inicialmente a supervisión y control de proceso (máquina, proceso y línea) fue aprovechado para ampliar su utilidad a la supervisión y control de la producción. La adopción de forma generalizada de los estándares COM/DCOM, Active X, OPC y ODBC, entre otros, por parte de la gran mayoría de proveedores facilitaba que los datos adquiridos mediante la aplicación SCADA

estuvieran disponibles para otras aplicaciones como gestión de almacenes, ERP, etc.

Actualmente, diversos proveedores ofrecen módulos específicos orientados al almacenamiento de grandes cantidades de datos, así como servidores de datos capaces de atender consultas de grandes cantidades de datos y que implican tanto a datos recogidos de proceso como a datos almacenados en otras bases de datos, y aptos para servir a múltiples usuarios, conectados a una red para la gestión y el control de la fábrica.

Por su naturaleza, estos módulos pueden llegar a constituir aplicaciones aptas para trabajar con SCADA de otros fabricantes, servidores de datos históricos y servidores de datos integrados (procedentes de diferentes bases de datos o aplicaciones pero interrelacionados). Entre estos productos podemos citar: IndustrialSQL Server de Wonderware, RSSql de Rockwell Software, historian de GE Fanuc-Intellution, etc.

Una de las necesidades del resultado de esta ampliación del entorno de aplicación ha sido la necesidad de disponer de herramientas cómodas, simples y potentes para la generación de interfaces de usuario que les permita acceder a la información que es de su interés. Dado que el entorno físico donde se ubican estos usuarios también se amplía, el medio generalizado de comunicación es Internet y la aplicación más común es cualquiera de los navegadores más difundidos.

Por otra parte, es conveniente disponer de herramientas que ofrezcan a cualquier usuario la posibilidad de diseñar y configurar una web específica que les permita dialogar con el sistema de información y obtener los datos necesarios. Un ejemplo de este tipo de aplicación es el infoAgent de GE Fanuc-

Intellution, un software de edición, configuración y activación de portales de Internet que proporciona un servidor y admite múltiples clientes.

Tendencias

La madurez de los productos software para la adquisición y registro de datos en tiempo real, la supervisión y control de procesos ofrecen una evolución en los siguientes ámbitos:

- Su integración en entornos completos para la gestión del negocio disponiendo de información de planta en tiempo real, control, tratamiento de datos, supervisión y gestión global de la empresa. La existencia de aplicaciones MES, los servidores de datos y los servidores de web son una prueba de ello.

- En el tratamiento de los datos adquiridos en planta por parte de sistemas expertos que ofrecen funcionalidades de detección y diagnóstico de fallos. Son evidentes las ventajas que supone disponer de un sistema experto que, a partir de los datos adquiridos de planta tanto en proceso continuo como discontinuo, pueda aplicar un conjunto de reglas que ayude al personal de operación en planta a detectar los fallos o situaciones delicadas y a tener una diagnosis de las causas que lo provocan, así como conocer cuál es la correcta actuación a seguir.

- La mejora de las interfaces con el usuario con el empleo de entornos gráficos de alta calidad, la incorporación de elementos multimedia de audio y vídeo, la mejora de los sistemas operativos para incrementar las velocidades de respuesta, el empleo de software orientado a objeto, con diálogos conversacionales con programador y usuario, etc., todo ello

soportado por un hardware cada vez más compacto, fiable, potente, de mayor ancho de bus y más rápido.

2.3.15. *UPS (Uninterruptible Power System)*

Es un dispositivo que provee protección contra las Fluctuaciones en el Suministro Eléctrico (Fluctuaciones en el Voltaje; Variaciones en la Frecuencia; Distorsiones de la Forma de Onda); y un Respaldo de Energía para asegurar la continuidad e integridad del proceso y/o operación que se esté ejecutando en cualquier sistema de informática, telecomunicaciones, industrial, etc.

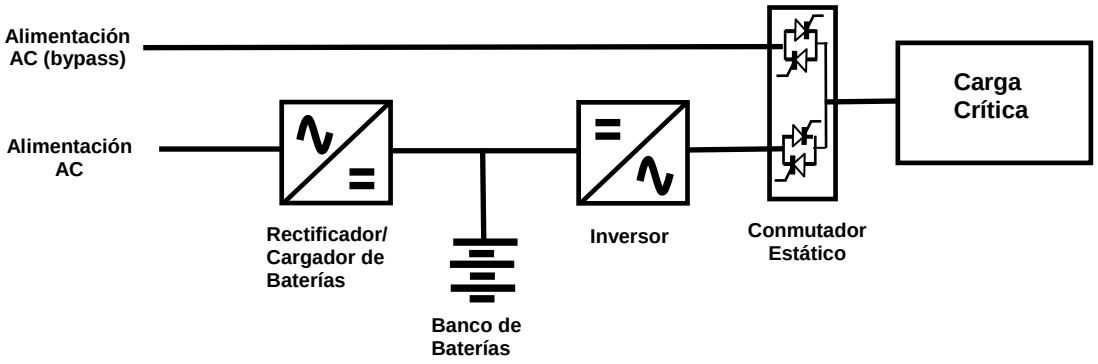


Figura 15. Esquema Estructural de un UPS. Fuente propia

- Función de la UPS:
  - Filtrar las fluctuaciones de voltaje en la alimentación eléctrica de AC, manteniendo una regulación de tensión a la salida.
  - En caso de interrupciones en la alimentación eléctrica mantener una tensión de salida a la carga critica a proteger.

- Topologías en los UPS

  El standard **IEC 62040-3** y el equivalente Europeo **ENV 50091-3** definen tres tipos de UPS, los cuales se indican a continuación:

  - Passive standby: Mejor conocido como UPS standby u offline provee un nivel de protección básico y tiene dos modos de operación.

    - **modo normal:** En modo normal la carga es alimentada por la energía eléctrica de la red, la energía se acondiciona de manera muy básica simplemente atenuando los picos de voltaje de cierta intensidad y el ruido en la línea. En operación normal la batería se carga y se mantiene en *standby* para proveer energía en caso de desconexión eléctrica (blackout).

    - **modo en batería**: Durante un corte de energía o en caso de que el voltaje caiga por debajo del rango mínimo de tolerancia, la batería y el inversor entran en operación para asegurar la continuidad en el suministro eléctrico. El tiempo de transferencia, es decir, el tiempo que toma conmutar de modo normal a modo en batería es menor a 5 ms. Las aplicaciones no-críticas de cómputo pueden seguir operando con tales cortes de energía con cierto grado de confiabilidad.

    - ***Ventajas:***
      - ⇒ *Diseño simple.*
      - ⇒ *Tamaño compacto.*
      - ⇒ *Bajo costo.*

- ***Desventajas***
  - ⇒ *No hay regulación del voltaje en la línea.*
  - ⇒ *No hay regulación de frecuencia.*
  - ⇒ *No cuenta con acondicionamiento para filtrar armónicos.*
  - ⇒ *En modo batería la forma de onda entregada, por lo general, es cuasi-senoidal (cuadrada), con lo cual se tiene una Distorsión Armónica* (THD) cercana al 20%*
  - ⇒ *No provee un aislamiento real del resto de la red*

- ***Capacidades***
  - ⇒ *Típicamente los UPS Standby se diseñan en capacidades que van de los 300 VA a los 1500 VA*

- ***Aplicaciones***
  - ⇒ *Debido a que ofrecen una protección muy básica, solamente se recomienda usarlos en aplicaciones no-criticas: PCs para el hogar, videojuegos, etc.*

- **Line-interactive:** Estos UPS ofrecen un nivel de protección intermedia. El principio de un operación de un UPS line-interactive un muy parecido al del UPS standby. Tiene dos modos de operación

  - **Modo normal:** Al igual que en los UPS standby, la carga es alimentada normalmente por la energía de la red. La gran diferencia con respecto a la topología anterior es que el UPS line-interactive en todo momento monitorea el voltaje de la línea y lo acondiciona para mantener a la salida un voltaje regulado.

- **Modo en batería**: Durante un corte de energía o en caso de que el voltaje caiga por debajo del rango mínimo de tolerancia, la batería y el inversor entran en operación para asegurar la continuidad en el suministro eléctrico. El tiempo de transferencia, es decir, el tiempo que toma conmutar de modo normal a modo en batería es menor a 5 ms. Las aplicaciones no-críticas de cómputo pueden seguir operando con tales cortes de energía con cierto grado de confiabilidad.

- **Ventajas**
  - ⇒ Regulación constante de voltaje.
  - ⇒ Elevada relación costo-beneficio.

- **Desventajas**
  - ⇒ No hay regulación de frecuencia.
  - ⇒ No cuenta con acondicionamiento para filtrar armónicos.
  - ⇒ Pobre protección contra picos y sobrevoltaje.
  - ⇒ En modo batería la forma de onda entregada, por lo general, es cuasi-senoidal (cuadrada), con lo cual se tiene una Distorsión Armónica (THD) cercana al 20%.

- **Capacidades**
  - ⇒ Tìpicamente los UPS line-interactive se diseñan en capacidades menores a 5000 VA.

- **Aplicaciones**
  - ⇒ No se recomiendan para proteger cargas críticas. Sus aplicaciones típicas son: PCs, estaciones de trabajo,

servidores de rango medio, multilíneas, conmutadores, dispositivos de conectividad (hubs, switches), etc.

- **Double-conversion:** También conocidos como UPS Online, estos UPS proveen el mayor nivel protección. Tiene tres modos de operación.

  - **Modo normal:** La carga es alimentada por la batería y el inversor, dándose en todo momento una doble conversión en la energía AC-DC-AC. Además, la energía pasa por un sistema de acondicionamiento que provee un nivel máximo de protección idóneo para proteger cargas críticas.

  - **Modo en batería:** Durante un corte de energía la batería dejan de cargarse pero éstas y el inversor continúan suministrando energía eléctrica al sistema. El tiempo de transferencia es cero, esto es debido a que la carga es alimentada siempre por la batería y el inversor, lo cual significa que la carga en ningún instante dejará de recibir energía.

  - **Modo by-pass:** El UPS se coloca en modo By-pass cuando: Las baterías se encuentren alimentando al sistema y lleguen al voltaje de desconexión, un mal funcionamiento del UPS, o un arranque de una carga crítica conectada con un nivel alto de inrush. Con las condiciones indicadas anteriormente se activa un switch electrónico, llamado by-pass interno, permitiendo la energizar las cargas desde la red AC sin interrupción.

- **Ventajas**
  - ⇒ Aislamiento total de la carga del resto de la red lo cual elimina la posibilidad que alguna fluctuación presente en la red eléctrica incida a la carga.
  - ⇒ Tiempo de transferencia cero lo que asegura una alimentación continua de energía.
  - ⇒ Amplio rango del Voltaje de entrada y precisa regulación del Voltaje a la salida (± 3 típicamente).
  - ⇒ Regulación de frecuencia.
  - ⇒ Onda senoidal pura a la salida en todo momento, eliminando los problemas originados por armónicos.
  - ⇒ La capacidad para adicionar by-pass de mantenimiento aumenta la disponibilidad de los sistemas. Ideal para equipos que tienen que operar 24/365 (24 horas los 365 días del año).

- **Desventajas**
  - ⇒ Precio relativamente alto.
  - ⇒ Los equipos >3 kVA requieren ser instalados por técnicos especializados.

- **Capacidades**
  - ⇒ Se diseñan desde 500 VA hasta sistemas de varios millones de VA.

- **Aplicaciones**
  - ⇒ Ideales para proteger todo equipo sensible y aplicaciones de misión crítica: Servidores, Redes, Equipos de

Telecomunicaciones, Centros de Datos, Equipo Médico, Procesos Industriales, etc.

2.3.16. ***Calidad Eléctrica***

Una buena Calidad Eléctrica, significa tener niveles aceptables de las desviaciones de la energía que alimenta a un sistema, asegurando con ello una operación confiable.

Baja Calidad Eléctrica significa tener un suministro eléctrico que no cumple con los niveles de calidad requeridos para alimentar a los diversos equipos conectados a la red eléctrica, reduciendo el tiempo de vida de los mismos y provocando fallas en los operaciones/procesos.

Algo que vuelve un tanto complejo el tema de Calidad Eléctrica, es el hecho de que lo que para un dispositivo es una buena calidad eléctrica, para otro pudiera no serlo.

De acuerdo con estudios recientes, más del **70%** de las perturbaciones eléctricas son originadas dentro de las instalaciones de los usuarios. Las causas son muy diversas [5]:

- Diseños inadecuados de las redes eléctricas
- Sistemas de tierra deficientes
- Conexión de cargas que inducen perturbaciones en la red eléctrica
- etc.

En la figura 16 se muestran los diferentes problemas eléctricos que afectan la calidad de energía en un sistema electrico.

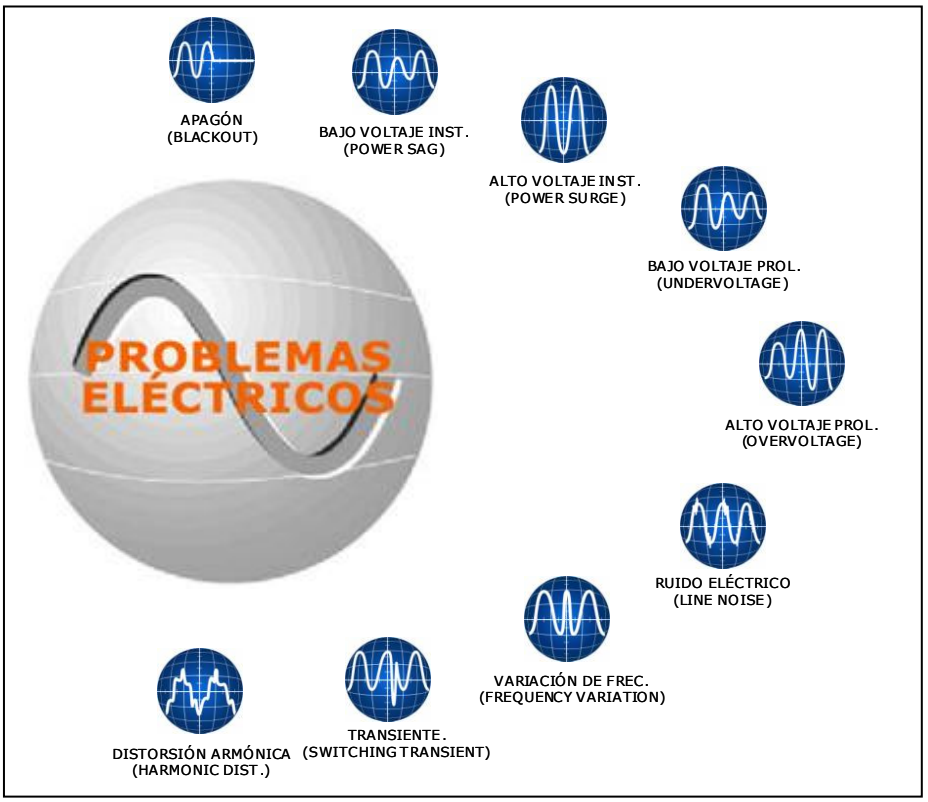


Figura 16. Diferentes Problemas Eléctricos que disminuyen la calidad de energía en la Red Eléctrica

2.3.17. ***Efectos directos originados por una baja calidad eléctrica***

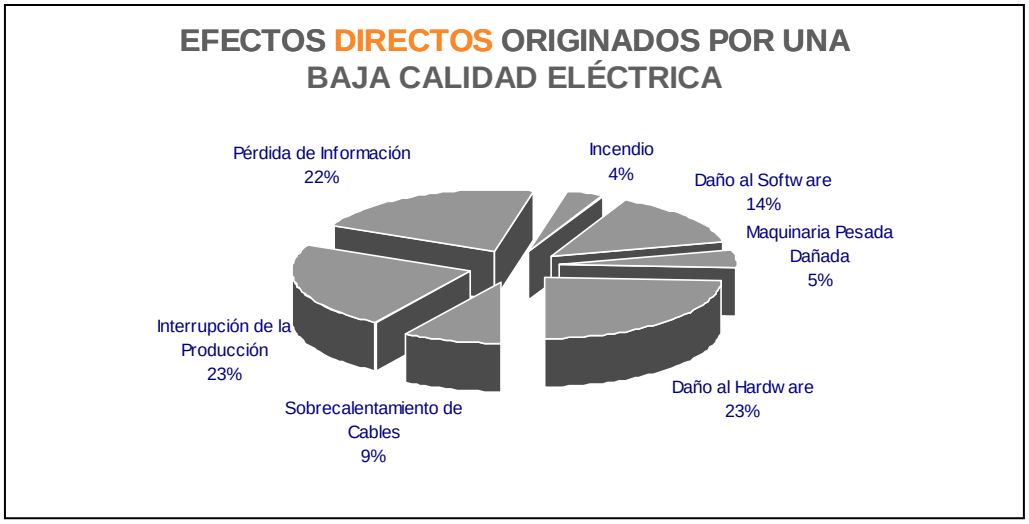


Figura 17. Efectos directos originados por una baja calidad eléctrica. Fuente [5] Sitio web: http://www.pqint.com/espanol/pqboletin.htm "Costos de una baja calidad eléctrica"

2.3.18. ***Sensores para la medición de la temperatura***

Para la medición de la temperatura en el parque industrial, existen una serie de sensores, entre ellos mencionamos los siguientes:

- Termocuplas
- RTD
- Termistor
- Sensor de estado sólido

A continuación mencionamos una breve descripción del principio básico de operación y características resaltantes de cada uno de los sensores de me dicción de temperatura

Termocuplas: Están formadas por la unión de dos metales distintos, los cuales se encuentran soldados por uno de sus extremos y por el otro extremo se dejan separados. El voltaje que aparece en los extremos de la unión, conocido como voltaje Seebeck el cual aumenta con la temperatura. La medición de temperatura es relativa, ya que depende de la unión de la temperatura de la unión de referencia [6].

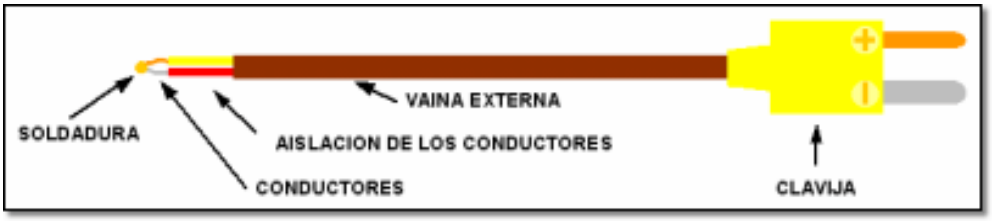


Figura 18. Representación física y partes de una termocupla

Características de las Termocuplas [6]

- Presentan el más amplio rango de temperatura con respecto a los otros sensores de temperatura.
- Son resistentes al ambiente.
- Son exactas.
- Son sensibles.
- Autoalimentadas.
- Bajo costo.
- Requieren de otro sensor de temperatura.
- Son menos estables que otros sensores de temperatura.

RTD: Se fundamentan en la variación que experimenta la resistencia de los metales con la temperatura. Siendo esta variación aproximadamente lineal con la temperatura. Uno de los metales más usado para este tipo de detector es el platino (Pt-100), el cual se caracteriza por presentar una resistencia de 100 W a 0ºC [6].

Características de los RTDs [6]

- Tienen un alcance de medición hasta 800 ºC.
- Son muy estables.
- Son muy exactas.
- Están estandarizadas entre fabricantes.
- Son costosas.
- Requieren de alimentación.
- Tienen baja sensibilidad.
- Presentan autocalentamiento.
- Son lentas a los cambios.

Termistores: Resistencia sensible a la temperatura. Semiconductor elaborado a base de óxidos de metales. Tienen un alcance hasta 300 ºC.

La relación entre resistencia y temperatura en un autocalentamiento viene dada por:

$$RT = RT_0^{[b(1/T - 1/T_0)]}$$

Donde T es la temperatura en °K, T_0 la temperatura de referencia en °K y b es el coeficiente de temperatura del material. De este autocalentamiento se puede notar la caída fuerte de la resistencia del autocalentamiento con la temperatura. Un autocalentamiento más exacta está dada por:

$$\frac{1}{T} = A + B * Ln(R) + C * Ln(R)^3$$

Donde A, B y C son constantes empíricas determinadas a partir de la curva R vs T tomando tres pares de valores y resolviendo un sistema de tres autocalentamiento con tres incógnitas [6].

Características de los Termistores [6]

- Son muy exactos.
- Son estables.
- Alta resistencia y sensibilidad.
- Baja masa térmica, mayor velocidad de respuesta que los RTDs.
- Estandarización entre vendedores.
- Requieren de alimentación.
- Presentan autocalentamiento.

Circuitos de Excitación de Termistores

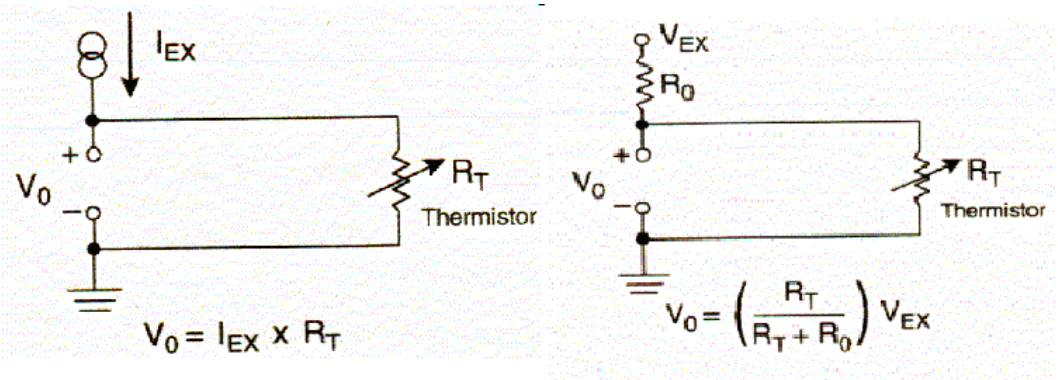


Figura 19. Diagrama de circuitos de excitación de termistores

Sensor de estado Sólido: Los sensores de estado sólido basan su principio de funcionamiento en las características que presentan las uniones p-n de los semiconductores. Estos sensores tienen circuitos integrados de linealización que producen una salida lineal proporcional a la temperatura. Se consiguen sensores de estado sólido analógicos y digitales. El rango de temperatura se encuentra limitado hasta 150 oC. Una de las ventajas de estos sensores es su sencilla interface. Entre las desventajas se tienen su limitado rango de temperatura, necesitan alimentación, experimentan autocalentamiento [6].

2.3.19. *CLASIFICACION DE AREAS RIESGOSAS*

En gran cantidad de industrias nos encontramos con procesos de alto grado de complejidad y criticidad. Por lo que es necesario instalaciones que posean sistemas de instrumentación de alto rendimiento y eficiencia, a los que se les puedan confiar en todo momento la seguridad de los procesos. En cualquier proceso industrial se utilizan una amplia gama de instrumentos, cuyas características varían según la variable con que se este trabajando, las propiedades físicas de la misma, las características mecánicas de instalación,

expectativas operacionales que se tienen en relación al instrumento, y las características de sitio de operación.

Para facilitar la labor de selección de dichos instrumentos, las áreas operativas en la industria se han clasificado en relación a los riesgos presentes en ellas. Esta clasificación de las áreas riesgosas depende tanto de las propiedades de los materiales usados en el proceso, como de la probabilidad de su presencia en la zona. Basándonos en esta clasificación es posible realizar una selección adecuada de los equipos de seguridad indispensables y de las herramientas de trabajo a utilizar.

El sistema de clasificación utilizado para definir los tipos de áreas se basa en los siguientes criterios:

- Para determinar la Clase de área se toma en cuenta la naturaleza del producto que en ella escapa a la atmósfera.
- La frecuencia y extensión con las que las mezclas inflamables estarán presentes, se utiliza para definir la División.
- Dependiendo de las propiedades químicas del producto liberado a la atmósfera, que determinan específicamente la facilidad con la que este tiende a incendiarse, define el Grupo.

La clasificación de áreas lo que busca es determinar donde la ignición eléctrica puede ser un peligro y cuantificar el nivel de riesgo. Esto implica una evaluación de cada área de la planta en busca de la presencia de una mezcla inflamable. La probabilidad de que el combustible y el aire estén presentes al mismo tiempo puede ser agrupada en divisiones o zonas, así los equipos pueden ser diseñados con el nivel de seguridad adecuado para las divisiones o zonas en las que se deben utilizar.

2.3.19.1. DEFINICION DE LAS AREAS SEGUN SU CLASE

CLASE I

Se consideran como clase I, aquellos lugares donde hay o puede haber gases o vapores en cantidad suficiente para producir mezclas inflamables.

CLASE II

Las áreas clasificadas como clase II son aquellas en las que están presentes productos como: polvos orgánicos, carbón o metales flamables. Dicho polvo debe estar presente en cantidad suficiente para que el riesgo de una explosión o fuego ocurra, lo que quiere decir que la presencia de cierta cantidad de polvo inflamable en un área no significa que esta sea un área riesgosa clase II.

CLASE III

Son aquellos lugares donde existen floras o partículas fácilmente combustibles, dichas partículas pueden estar presentes o no en el aire y la presencia de las mismas representan riesgo de fuego más no de explosión.

2.3.19.2. DEFINICION DE LAS AREAS SEGUN SU DIVISION

DIVISION I

En esta división se encuentran aquellas áreas donde existan fugas de gases o vapores en concentraciones inflamables bajo condiciones normales de operación o debido a labores de reparación y mantenimiento. También se considera área de división I a aquellas donde exista la posibilidad de que se liberen gases o vapores en concentraciones inflamables debido a la falla de algún equipo de proceso simultáneamente con una falla en algún equipo eléctrico.

DIVISION II

Son consideradas en esta división, aquellas áreas donde se manejan, procesan o almacenan productos inflamables, pero en la que normalmente no existen concentraciones peligrosas. Los productos se deben encontrar en recipientes o sistemas cerrados de los cuales solo pueden escapar en caso de rotura o funcionamiento anormal de los equipos de proceso. También se puede considerar aquellas áreas adyacentes a lugares clase I, división I, donde las concentraciones inflamables de gases o vapores son impedidas, mediante sistemas de ventilación y la falla de dichos sistemas puede dar lugar a la presencia de una atmósfera inflamable. No serán consideradas las áreas en las que tal comunicación sea evitada por sistemas de ventilación adecuados y se hayan previsto dispositivos para evitar la falla de dichos sistemas.

La clasificación expuesta anteriormente se obtuvo del código eléctrico nacional estadounidense (NEC). A continuación se presenta la clasificación según la norma europea IEC.

- Zona 0: Lugares donde existen concentraciones de gases o vapores inflamables continuamente o por largos periodos de tiempo bajo condiciones normales de operación.
- Zona 1: Lugares donde concentraciones de gases, vapores o líquidos inflamables pueden existir en algunos momentos bajo condiciones normales de operación.
- Zona 2: Lugares donde concentraciones de gases, vapores o líquidos inflamables no existen comúnmente bajo condiciones normales de operación.
- Zona 10: Lugares donde existe una atmósfera explosiva a causa de polvos combustibles presentes por largos periodos de tiempo.

- ❖ Zona 11: Lugares donde existe una atmósfera explosiva de poca duración a causa de depósitos de polvos combustibles.

En el siguiente cuadro podemos observar las equivalencias entre el estándar americano y el europeo.

MATERIAL PELIGROSO	NEC U.S. STANDARD	IEC EURONORM
Gas, Vapor O líquido	Clase I, División I	Zona 0
		Zona 1
	Clase I, División II	Zona 2
Polvo	Clase II, División I	Zona 10
	Clase II, División II	Zona 11
Fibra	Clase III, División I	Zona 10
	Clase III, División II	Zona 11

Fuente: Standard de Seguridad de Dupont Performance Coatings Venezuela C.A.

Figura 20. Cuadro comparativo entre la norma (clasificación de áreas peligrosas) Americana Vs la Europea

2.3.19.3. DEFINCION DE LAS AREAS SEGUN SU GRUPO

Debido a que cada material tiene diferentes propiedades en cuanto a explosión e ignición, cada clase se encuentra dividida en diversos grupos.

GRUPO A

Todas aquellas áreas donde existen concentraciones de acetileno, el cual es el material que genera mayores presiones de explosión y por consiguiente deben utilizarse equipos diseñados especialmente para soportar explosiones. Los

equipos para este grupo son de difícil diseño, debido a las condiciones de la atmósfera en la que trabajan.

GRUPO B

Todas aquellas áreas con hidrógeno, combustibles y gases que contengan más de un 30 por ciento de hidrógeno o gases que presenten un riesgo similar tales como butadieno, óxido de etileno, oxido de propileno y acrolein. El diseño de cubiertas a pruebas de explosiones es un poco menos riguroso que los del grupo A, debido a que estos materiales producen presiones de explosión un poco menores que el acetileno. Por las altas presiones de explosión y en particular el pequeño espacio entre las superficies de unión, necesaria para prevenir una explosión no existen motores a prueba de explosión listados para el uso en lugares de grupo A y B.

GRUPO C

Todas aquellas áreas que contengan etileno, éter etílico o gases/vapores de peligro equivalente, la presión de la explosión generada y el espacio entre los contactos de los equipos a prueba de explosión podrían prevenir la explosión.

GRUPO D

Todas Aquellas áreas que contengan propano, acetona, amoníaco, bencina, butano, ciclopropano, etanol, gasolina, hexano, metanol, metano, gas natural, naphtha y gases/vapores de peligro equivalente. Es el más común y existen más equipos disponibles para este que para cualquiera otro.

GRUPO E

Todas aquellas áreas que contengan polvos metálicos combustibles, incluyendo aluminio, magnesio y todas sus aleaciones comerciales u otros polvos combustibles que presenten peligro similar en el uso de equipo eléctrico. Estos

polvos tienden a causar recalentamiento en los rodamientos de los motores, si el polvo entra en ellos, estos son buenos conductores eléctricos y si traspasan la cubierta pueden causar una falla eléctrica del equipo.

GRUPO F

Todas aquellas áreas que contengan polvos combustibles de carbón, incluyendo carbón negro, carbón vegetal, carbón mineral o polvos que hayan sido sintetizados por otros materiales los cuales presenten peligro de explosión. Es necesario un mayor cuidado de la temperatura en la superficie del equipo debido a que estos polvos tienen una temperatura de ignición más bajos que los del grupo E y una capa de un polvo de este grupo tiene un aislante térmico mayor que una capa del grupo E.

GRUPO G

Todas aquellas áreas que contengan polvos combustibles no incluidos en los grupos E ó F, incluyendo fluor, granos, madera, plásticos y químicos. Estos no son buenos conductores eléctricos y tienen una capa aislante térmica alta y las más bajas temperaturas de ignición. Por estos los equipos anti-ignición por polvos para el uso en este grupo, deben tener las más bajas temperaturas en su superficie, para prevenir la ignición de una capa de polvo por el calor generado en el equipo. En el siguiente esquema podemos observas las diferentes áreas y su clasificación:

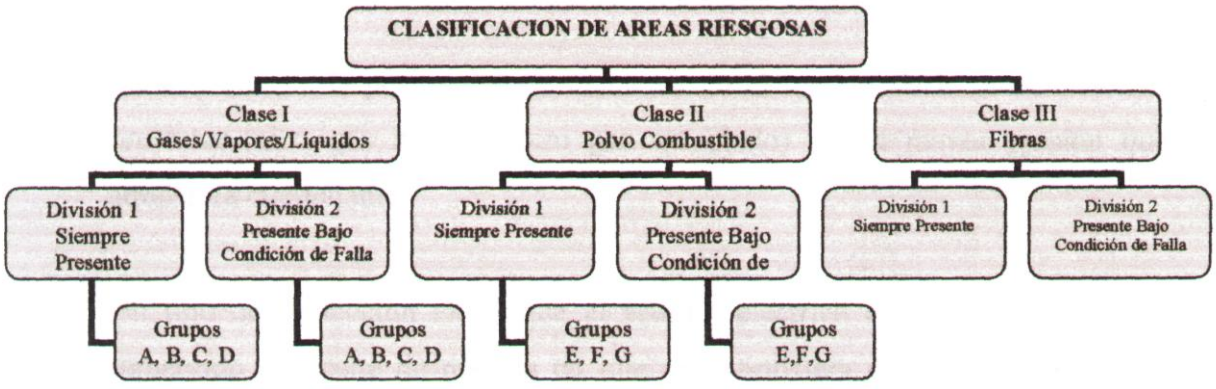


Figura 21. Diagrama esquemático de la clasificación de áreas peligrosas

Capitulo III:
Marco Metodológico
Selección del SCADA

3. MARCO METODOLOGICO

En este capitulo se explica la naturaleza de la investigación y exponen detalladamente cada una de las variables realizadas para el desarrollo del proyecto, así como los criterios utilizados durante su realización.

3.1. Naturaleza de la investigación

En el marco de la investigación planteada, referida a la elaboración de un diseño de SCADA que permita realizar la supervisión y monitoreo de los parámetros eléctricos y condiciones de funcionamiento de los sistemas de energía confiable UPS instalados en las áreas de proceso de la Refinería El Palito, esto con la finalidad de detectar las condiciones de fallas en los mismos a través del sistema automatizado; este proyecto se define como un trabajo de grado de modalidad de proyecto factible, donde fue elaborada la propuesta de un modelo operativo viable a fin de solucionar el problema planteado.

3.2. Procedimiento del diseño

Para cumplir con los objetivos de este proyecto de grado fueron realizadas una serie de actividades, las cuales hace mención a las etapas requeridas para llevar a cabo el presente proyecto. Dichas actividades están formadas por:

- Levantamiento de información en campo de los equipos UPS instalados en las áreas operacionales de la Refinería El Palito.

- Selección del SCADA (esquema de conexión y la forma más eficaz de realizar la interconexión de los sistemas UPS al SCADA).
- Diseño del tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS.
- Ingeniería de detalles:
    - Selección de equipos para el monitoreo y adquisición de datos.
    - Selección de los materiales básicos a requerir para la construcción del SCADA (canalizaciones, cajas de paso, diagrama de trayectoria en canalizaciones y cuantificación de las mismas).
    - Software de monitoreo.
    - Comunicación en el SCADA..
    - Interfaz hombre-maquina (HMI).
    - Normas, códigos y estándares las cuales debe cumplir el SCADA.
- Diseño de la interfaz grafica del usuario.

3.3. Requerimientos y condiciones las cuales debe cumplir el SCADA

En la actualidad en la REP se encuentran instalados una serie de equipos de Potencia Ininterrumpida UPS con el objeto de dar respaldo en la alimentación

de energía eléctrica de las cargas consideradas críticas como por ejemplo: PLC, consolas, sistemas contra incendio, estaciones maestras, sistemas de telemedición, panel de alarmas e iluminación de emergencia.

En tal sentido el presente proyecto de grado propone la elaboración de un sistema automatizado que tendrá la función de monitorear en tiempo real todos los equipos UPS instalados en las áreas operacionales de la REP, dichas plantas están formadas por: Manejo de Crudo y Productos (MCP), Destilación y Especialidades (DyE), Conversión y Tratamiento (CyT) y Servicios Industriales (SI).

El SCADA tendrá la capacidad de monitoreo de las variables y parámetros considerados relevantes, los cuales describen el funcionamiento del UPS, dichos elementos corresponden a:

- Condiciones de funcionamiento y operación del UPS.
- Condiciones de alarmas y fallas presentes en el UPS.
- Parámetros eléctricos medidos a la entrada y salida del UPS.
- Medición de la temperatura en el UPS.

Adicionalmente el SCADA tendrá la posibilidad de realizar análisis estadístico y elaboración de gráficas considerando las siguientes variables:

- Tiempo de funcionamiento ininterrumpido del UPS en un determinado periodo de tiempo.
- Numero de fallas presentadas en determinado periodo de tiempo.

- Monitoreo constante de los parámetros eléctricos, tanto a la entrada como a la salida de los sistemas UPS (corriente, voltaje, frecuencia y potencia)
- Monitoreo constante de la temperatura existente en el interior del UPS.

3.4. Levantamiento de información en campo de los equipos UPS instalados en la REP

Como parte del desarrollo del proyecto fue realizado el levantamiento de información en campo de todos los equipos UPS instalados en la REP, dicha información refleja datos como:

- Planta en el que se encuentra instalado.
- Identificación del equipo (TAG).
- Ubicación específica (sala de control, S/E, CD, etc.).
- Capacidad del equipo (KVA).
- Fabricante.
- Año de fabricación.

ITEM	PLANTA	TAG	FABRICACIÓN	UBICACIÓN	FABRICANTE	KVA	Entrada	Salida
1	MCP	01-UPS-1	NO TIENE	ISOBUTANO, C/OPERADORES	BEST FERRUPS	5,3	120Vac, 1Ø	120Vac, 1Ø
2	DyE	01-UPS-B104	1999	CRUDO, CD-10	POWERWARE	20	480Vac, 3Ø	208Vac 3Ø
3	DyE	10-UPS-1	1999	CRUDO, CD-10	DATA POWER	2,5	120Vac, 1Ø	120Vac, 1Ø
4	DyE	40-UPS-01	1990	BTX, CD-8	AEG	20	480Vac, 3Ø	120Vac, 1Ø
5	MCP	70-UPS-1	1980	BLENDING II	AMETEK	20	480Vac, 3Ø	120Vac, 1Ø
6	MCP	71-UPS-07	NO TIENE	ISOBUTANO, S/E 7	LAMARCHE	0,5	208Vac, 2Ø	208Vac, 2Ø

7	DyE	73UPS-5A1	1999	S/E 5A	CONINPETCA	10	480Vac, 3Ø	208Vac, 3Ø
8	MCP	75-UPS-151	2001	S/E 15	DATA POWER	1,5	120Vac, 1Ø	120Vac, 1Ø
9	MCP	75-UPS-21A	2001	S/E 21	DATA POWER	3	208Vac, 3Ø	208Vac, 3Ø
10	SI	INVERSOR	1997	S/E 16	DATA POWER	5	130Vdc	208Vac, 3Ø
11	AIT	INVERSOR	NO TIENE	CENTRAL TELEFONICA	LAMARCHE	1	48Vdc	120Vac, 1Ø
12	MCP	NO TIENE	NO TIENE	LLENADERO DE GASOLINA	LIEBERT	6	208Vac, 2Ø	208Vac, 2Ø
13	MCP	UPS	2000	S/E 24	LAMARCHE	10	480Vac, 3Ø	120Vac, 1Ø
14	MCP	UPS	1999	CD 23	ORION	1,4	120Vac, 1Ø	120Vac, 1Ø
15	MCP	UPS	1999	S/E 27	DATA POWER	2,5	208Vac, 2Ø	208Vac, 1Ø
16	MCP	UPS	NO TIENE	TERMINAL MARINO	DATA POWER	10	120Vac, 1Ø	120Vac, 1Ø
17	MCP	UPS-1	1991	SALA DE CONTROL	DATA POWER	25	480Vac, 3Ø	208Vac, 3Ø
18	MCP	UPS-2	1991	SALA DE CONTROL	DATA POWER	25	480Vac, 3Ø	208, 3Ø
19	MCP	UPS-UCL-23	1999	S/E 9	DATA POWER	2,5	208Vac, 2Ø	208Vac, 1Ø
20	SI	68UPS - 01	1999	S/E 6	DATA POWER	3	480Vac, 3Ø	120Vac, 1Ø
21	SI	71-UPSI-1	1980	PLANTA ELECTRICA	AMETEK	15	480Vac, 3Ø	120Vac, 1Ø
22	CyT	71-UPS1-C1	1980	SALA DE CONTROL FCC	AMETEK	20	480Vac, 3Ø	120Vac, 1Ø
23	CyT	71-UPS1-C2	1980	SALA DE CONTROL FCC	AMETEK	20	480Vac, 3Ø	120Vac, 1Ø
24	CyT	71UPS-25	NO TIENE	S/E 25	DATA POWER	2,5	208Vac, 2Ø	208Vac, 1Ø
25	SI	72-UPS-29-01	1999	SALA DE CONTROL EFLUENTES	DATA POWER	6	480Vac, 3Ø	120Vac, 1Ø
26	AIT	INVERSOR	NO TIENE	CENTRAL TELEFONICA	RATELCO	1,2	48Vdc	120Vdc, 1Ø
27	AIT	UPS	2001	SALA DE DATOS AIT	APC	16	208Vac, 2Ø	240Vac, 2Ø
28	AIT	UPS	NO TIENE	LABORATORIO	SMARCELL	1,5	120Vac, 1Ø	120Vac, 1Ø
29	MCP	UPS	NO TIENE	UCL-22 (CUARTO FRIO)	BEST	1,8	120Vac, 1Ø	120Vac, 1Ø
30	PyCP	UPS	NO TIENE	CECOM PyCP	POWERWARE	5,2	208Vac, 2Ø	208Vac, 2Ø
31	CyT	UPS-A	2002	SALA DE CONTROL FCC	AMETEK	20	480Vac, 3Ø	120Vac, 1Ø

32	CyT	UPS-B	2002	SALA DE CONTROL FCC	AMETEK	20	480Vac, 3Ø	120Vac, 1Ø
33	CyT	UPS-TSI-14	2006	SALA DE GABINETES OXIGENADOS	DATA POWER	15	208Vac, 3Ø	208Vac, 3Ø
34	PyCP	INVERSOR	NO TIENE	AREA Q	LAMARCHE	1	24Vdc	120Vac, 1Ø
35	PyCP	UPS	NO TIENE	AREA Q	POERWARE	3	120Vac, 1Ø	120Vac, 1Ø

Tabla 2. Inventario de equipos instalados en la REP. Fuente propia

Para el SCADA propuesto fueron seleccionados los UPS que se encuentran instalados en áreas de proceso de la REP, es decir, en las diferentes plantas que conforman al complejo refinador y que respaldan cargas críticas de proceso.

Para analizar las cargas críticas conectados a cada uno de los equipos de energía confiable, fue extendido el levantamiento de información para identificar las cargas que se encuentran conectadas en cada uno de los equipos que se encuentran en el inventario antes expuesto (ver Tabla 2). A continuación se muestra una tabla donde se indican las cargas conectadas a cada uno de los equipos:

ITEM	PLANTA	TAG	UBICACIÓN	CARGAS ASOCIADAS AL SISTEMA UPS
1	MCP	01-UPS-1	ISOBUTANO, C/OPERADORES	GABINETE DE FIBRA OPTICA, GABINETE JB U34, ENCLUOSURE I/A SERIE, PANEL SACI BOB.
2	DyE	01-UPS-B104	CRUDO, CD-10	HPM 11/12, 13/14, 15/16. ANALIZADOR 10AT010B HORNO, ILUMINACION DE EMERGENCIA EN HORNO B-104
3	DyE	10-UPS-1	CRUDO, CD-10	20 YR-01 SECUENCIADOR DE EVENTOS, APM GABINETE 1 FRONT PRIM, APM GABINETE 2 FRONT PRIM, HPM 11/12, FUENTE NIN 51LCN PRIM, FUENTE NIM 52LCN SEC
4	DyE	40-UPS-01	BTX, CD-8	PSA "A", PSA "B", PANEL DE CONTROL G-4303, PANEL DE CONTROL G-4201-A, PANEL DE CONTROL G-4201-B, PANEL DE CONTROL G-4409-A, PANEL DE CONTROL G-4409-B, PANEL DE CONTROL G-2002, DCS I/A FOXBORO "A, B, C , D y E", MONITOR U/V DE LLAMA, SECUENCIADOR DE EVENTOS, SIMCER G-2002, SIMCER G-4303, 75UIT-03 CONTROL RADAR TQ 30X7, 75UIT CONTROL RADAR TK 30X8

5	MCP	70-UPS-1	BLENDING II	CONTROLADORES DE VALVULAS, RTU (1, 2, 3, 4), SISTEMA CONTRA INCENDIO, CONSOLA. (SALA DE CONTROL BLENDING II)
6	MCP	71-UPS-07	ISOBUTANO, S/E 7	TELEMEDICION DE LOS TANQUES (330X1, 330X2, 160X1)
7	DyE	73UPS-5A1	S/E 5A	7353 PLC PNL 101, 102, 104, 73AT56 PNL 103, 73AT55 PNL 103
8	MCP	75-UPS-151	S/E 15	ESTACION MAESTRA ROTOR, TELEMEDICION DE LOS TANQUES 50X3 Y 50X4, TBD0123124 (CONTROL SISTEMA CONTRA INCENDIO), TBD01239240 (CONTROL SISTEMA CONTRA INCENDIO).
9	MCP	75-UPS-21A	S/E 21	SISTEMA CONTRA INCENDIO S/E 21 Y PANEL DE ALARMA S/E 21
10	SI	INVERSOR	S/E 16	ARMARIO DE REPARTICIÓN, TABLERO DE ALARMAS, REGULACIÓN DE TRANSFORMADORES, MANDO Y CONTROL, TABLERO DE PROTECCIONES, MEDICIÓN, UTR.
11	AIT	INVERSOR	CENTRAL TELEFONICA	RACK DE EQUIPOS DE REDES, UPS 500VA, RACK TELEFONICO, MODEMS
12	MCP	NO TIENE	LLENADERO DE GASOLINA	IMPRESORA, ACULOA, MUEBLES SALA DE CONTROL, PLC, REDES.
13	MCP	UPS	S/E 24	TABLERO MARCHALING, GABINETE DE FIBRA OPTICA, I/A FOX BORO MVP11 (ARTURITO)
14	MCP	UPS	CD 23	ESTACION MAESTRA ROTOR, ALIMENTACION DEL SISTEMA CONTRA INCENDIO CD 23, ESTACION DE BOMBAS, ALIMENTACION DEL CIU 858
15	MCP	UPS	S/E 27	TELEMEDICION DE LOS TANQUES (5X5, 1X2, 2/5X1, 20X1, 5X9, 5X11, 80X1, 80X9, 5X6, 1X3, 2/5X2, 2/5X2, 5X8, 5X10, 67X1, 80X2, 170X1), UNIDAD DE INTERFASE DE COMUNICACION
16	MCP	UPS	TERMINAL MARINO	GABINETES DE REDES, I/A FOXBORO, EQUIPOS VENETROL, CONSOLAS TERMINAL MARINO, SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO
17	MCP	UPS-1	SALA DE CONTROL	SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO I/A FOXBORO, CONSOLAS DE MCP, BENTLY NEVADA, SISTEMA HONEYWELL SISCO (CONSOLAS SISCO), CONTADORES DE FLUJO, GABINETE DE PLC.
18	MCP	UPS-2	SALA DE CONTROL	
19	MCP	UPS-UCL-23	S/E 9	TELEMEDICION EN LOS TANQUES (30X2, 30X4, 5X1, 5X2, 5X4, 10X1, 70X2, 30X1, 30X8, 30X9, 80X4, 80X6, 30X3, 30X11, 3X1, 5X3, 5X7, 10X2, 25X1, 30X7, 30X10, 80X3, 80X5)
20	SI	68UPS - 01	S/E 6	TABLERO SISTEMA CONTRA INCENDIO, PLC, 77FIT-01 Y 77FIT-02 (PLANTA FOR SERVICIOS INDUSTRIALES)
21	SI	71-UPSI-1	PLANTA ELECTRICA	PANEL DE CONTROL CARGA G-7301-A/ B, CONTROL DE VELOCIDAD DE GENERADOR N-7101/ 7102/ 7103, SECUENCIADOR DE EVENTOS, PANEL DE CONTROL DE CARGA M-7301A, ALIMENTACION 120 VAC A LAZOS FUENTES CALDERAS B-7451/ 7452/ 7453, G-851 (PANEL DE CONTROL COMPRESOR), PLC CALDERA B-7451/ 7452/ 7453
22	CyT	71-UPS1-C1	SALA DE CONTROL FCC	TABLEROS DE DISTRIBUCION: 71UPS PANEL-H, 71UPS PANEL-G, 71UPS PANEL-J
23	CyT	71-UPS1-C2	SALA DE CONTROL FCC	

24	CyT	71UPS-25	S/E 25	TELEMEDICION DE LOS TANQUES (65X1, 65X2, 65X3, 65X4, 65X5, 65X6, 65X7, 65X8, 170X3, 170X4, 170X5, 170X6, 80X7, 80X8, 30X5 Y 230X1)
25	SI	72-UPS-29-01	SALA DE CONTROL EFLUENTES	SISTEMA DE CONTROL I/A FOXBORO, GABINETE DE FIBRA OPTICA, SISTEMA DE CLORIFICACION EFLUENTES
26	AIT	INVERSOR	CENTRAL TELEFONICA	EQUIPOS DE COMPUTACION EN LA CENTRAL TELEFONICA
27	AIT	UPS	SALA DE DATOS AIT	SERVIDORES CRITICOS DEL CENTRO DE DATOS ALIMENTADOS DEL LOS TABLEROS DE DISTRIBUCION TUPS-01 (120 VAC) Y TUPS-02 (208 VAC)
28	AIT	UPS	LABORATORIO	EQUIPOS DE TELECOMUNICACIONES EN EL LABORATORIO
29	MCP	UPS	UCL-22 CUARTO FRIO	GABINETE DE CONEXIÓN JB-U22: ESTACION MAESTRA ROTORK (MS2205, MS2206). SISTEMA I/A FOXBORO (MVP-03)
30	PyCP	UPS	CECON	TORNIQUETE DE ACCESO PORTON PRINCIPAL, CAMARA #6, SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO LENNEL, MONITORES Y EQUIPOS DE COMPUTACION EN SALA CECOM PCP, GABINETE RACK MATRIZ DE VIDEO.
31	CyT	UPS-A	SALA DE CONTROL FCC	TABLEROS DE DISTRIBUCION #1 Y #2 (HPM DE LAS PLANTAS DE VACÍO, DESTILACIÓN Y ESPECIALIDADES Y FCC), RADIOS DE LAS CONSOLAS SALA DE CONTROL FCC
32	CyT	UPS-B	SALA DE CONTROL FCC	
33	CyT	UPS-TSI-14	SALA DE GABINETES OXIGENADOS	HPM 11, 12, 13, 14, 15, 16; ANALIZADOR METANOL, CASETA ANALIZADORES DESTILACION CATALITICA, SISTEMA DILUVIO/C.INCENDIO MDE, CENTRAL DE INCENDIO, SIST. C. INCENDIO ESFERA D-301, DAITRONICS
34	PyCP	INVERSOR	AREA Q	RACK DE EQUIPOS DE REDES, UPS 500VA, RACK TELEFONICO, MODEMS
35	PyCP	UPS	AREA Q	SISTEMA DE CONTROL DE ACCESO AL PERSONAL EN AREA Q (PANEL LENNER),

Tabla 3. Identificación de las cargas críticas conectadas a los Sistemas de Energía Confiable de la REP. Fuente propia)

Luego de verificar y analizar en inventario de equipos instalados en la REP, los cuales que se indican en la tabla 2 y adicionalmente realizar una identificación de las cargas críticas que respaldan cada uno de ellos, de acuerdo a la información suministrada en la tabla 3, seleccionamos los equipos a ser incluidos al SCADA, los cuales se indican en la siguiente tabla:

Item	Identificación UPS	Planta	Ubicación
1	UPS A	CyT	S/C FCC
2	UPS B		S/C FCC

3	71UPS-C1	CyT	S/C FCC
4	71UPS-C2		S/C FCC
5	UPS-1	MCP	S/C MCP y SISCO
6	UPS-2	MCP	S/C MCP y SISCO
7	71UPS-1	SI	Planta Electrica
8	40-UPS-1	DyE	CD-8 BTX
9	01-UPS-B104	DyE	CD-10 CRUDO
10	10-UPS-1	DyE	CD - 10 CRUDO
11	70-UPS-1	MCP	Blending II
12	73UPS-5A1	MCP	S/E 5A
13	UPS-TSI-14	CyT	Sala de Gabinetes de la unidad de Oxigenados
14	72-UPS-29-01	SI	Caseta de Operadores Efluentes
15	UPS - TERMINAL MARINO	MCP	Edificio Terminal marino REP
16	INVERSOR S/E-16	SI	S/E 16
17	75-UPS-21A	MCP	S/E 21
18	UPS	MCP	S/E 27
19	UPS	MCP	S/E 25
20	UPS	MCP	S/E 9
21	68UPS - 01	SI	S/E 6
22	75-UPS-151	MCP	S/E 15
23	01-UPS-1	MCP	ISOBUTANO, C/OPERADORES
24	UPS	MCP	UCL-22 (CUARTO FRIO)
25	UPS	MCP	Llenadero de gasolina
26	71-UPS-07	MCP	ISOBUTANO, S/E 7
27	UPS	MCP	S/E 24
28	UPS	MCP	CD 23

Tabla 4. Equipos seleccionados para ser incorporarlos al SCADA de la REP. Fuente propia

Los equipos que no fueron incorporados al SCADA corresponden a los siguientes:

ITEM	PLANTA	TAG	UBICACIÓN	KVAN
1	AIT	INVERSOR	CENTRAL TELEFONICA	1
2	AIT	UPS	LABORATORIO	1,5
3	PyCP	INVERSOR	AREA Q	1
4	PyCP	UPS	AREA Q	3
5	AIT	INVERSOR	CENTRAL TELEFONICA	1,2
6	PyCP	UPS	CECOM PyCP	5,2
7	AIT	UPS	SALA DE DATOS AIT	16

Tabla 5. Equipos que no fueron seleccionados para ser incorporarlos al SCADA de la REP. Fuente propia

Los equipos mencionados en la tabla 5, no fueron incluidos al SCADA ya que los mismos no respaldan cargas críticas de proceso en las diferentes plantas de la REP. La aplicación esencialmente de estos equipos es el respaldo de control de acceso y vigilancia en el caso de la dependencia de Prevención y Control de Perdidas (PyCP), y respaldo de equipos servidores, redes y telecomunicaciones en el caso de la dependencia de Automatización Informática y Telecomunicaciones (AIT), las cuales no dejan de ser importantes para la industria, sin embargo, de acuerdo al criterio de selección el cual

establece: “Equipos instalados en las áreas operacionales y que respalden cargas de proceso”, los mismos no fueron seleccionados.

Entre las funciones del SCADA adicionales a las de monitoreo de los parámetros eléctricos y temperatura, se requiere realizar la administración de las señales discretas provenientes de los UPS (contactos secos) y las mismas corresponden a condiciones de alarmas como:

- Falla Ventilación
- Modo By-pass
- Modo Baterías
- Sobrecarga
- Interruptor de baterías abierto
- Positivo a tierra
- Negativo a tierra
- Bajo voltaje DC
- Alarma común

En tal sentido se realizó un estudio en particular de cada uno de los equipos seleccionados y se verificaron las salidas de alarmas existentes de cada uno de ellos, igualmente se detectó que existen equipos que no cuentan con la salidas de alarmas remotas (contactos secos) motivado a que su diseño no fue considerado. En el caso en particular de estos equipos que no cuentan con contactos secos (alarmas), la indicación en el SCADA será inhabilitada.

Como resultado del estudio en los equipos seleccionados, fue elaborada una tabla resumen donde se indica cuales equipos cuentan con contactos secos (alarmas) para ser utilizados en el SCADA propuesto.

Item	Identificación UPS	Ubicación	Planta	Capacidad (KVA)	Conactos secos (Alarmas)								
					Falla Ventilacion	Modo Bypass	Modo Baterias	sobrecarga	Int de bat abierto	Positivo a tierra	Negativo a tierra	Falla en Bateria	Bajo voltaje DC	Alarma comun
1	UPS A	S/C FCC	Conversion y Tratamiento	20	Si	Si	Si	No	Si	Si	Si	No	Si	No
2	UPS B	S/C FCC		20	Si	Si	Si	No	Si	Si	Si	No	Si	No
3	71UPS-C1	S/C FCC	Conversion y Tratamiento	20	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Si
4	71UPS-C2	S/C FCC		20	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Si
5	UPS-1	S/C MCP y SISCO	Manejo de Crudo y Productos	25	No	Si	No	Si	Si	Si	Si	No	Si	No
6	UPS-2	S/C MCP y SISCO		25	No	Si	No	Si	Si	Si	Si	No	Si	No
7	71UPS-1	Planta Electrica	Servicion Industriales	15	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Si
8	40-UPS-1	CD-8 BTX	Destilación y Especialidades	20	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
9	01-UPS-B104	CD-10 CRUDO	Destilación y Especialidades	20	No	Si	Si	No	No	No	No	No	No	Si
10	10-UPS-1	CD - 10 CRUDO	Destilación y Especialidades	2,5	**No se requiere cablear ninguna señal de este UPS, ya que el mismo sera reemplazado en corto plazo por un sistema de mayor capacidad donde se incluiran las cargas conectadas en el UPS 01-UPS-B104**									
11	70-UPS-1	Blending II	Manejo de Crudo y Productos	20	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Si
12	73UPS-5A1	S/E 5A	Manejo de Crudo y Productos	10	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
13	UPS-TSI-14	Sala de Gabinetes de la unidad de Oxigenados	Conversion y Tratamiento	15	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Si
14	UPS-TSI-14	Sala de Gabinetes de la unidad de Oxigenados		10	Si	Si	Si	No	No	No	No	No	Si	Si
15	72-UPS-29-01	Caseta de Operadores Efluentes	Servicion Industriales	6	No	Si	No	Si	Si	Si	Si	No	Si	No
16	UPS - TERMINAL MARINO	Edificio Terminal marino RELP	Manejo de Crudo y Productos	10	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
17	INVERSOR S/E-16	S/E 16	Servicion Industriales	5	No	Si	No	Si	Si	N/A	N/A	N/A	N/A	No
18	75-UPS-21A	S/E 21	Manejo de Crudo y Productos	3	Si	Si	No	Si	Si	Si	Si	No	Si	No
19	UPS	S/E 27	Manejo de Crudo y Productos	2,5	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
20	UPS	S/E 25	Manejo de Crudo y Productos	2,5	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
21	UPS	S/E 9	Manejo de Crudo y Productos	2,5	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
22	68UPS - 01	S/E 6	Servicion Industriales	3	No	Si	No	Si	Si	Si	Si	0	Si	No
23	75-UPS-151	S/E 15	Manejo de Crudo y Productos	1,5	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
24	01-UPS-1	ISOBUTANO, C/OPERADORES	Manejo de Crudo y Productos	5,3	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
25	UPS	UCL-22 (CUARTO FRIO)	Manejo de Crudo y Productos	1,8	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
26	UPS	Llenadero de gasolina	Manejo de Crudo y Productos	6	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
27	71-UPS-07	ISOBUTANO, S/E 7	Manejo de Crudo y Productos	0,5	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
28	UPS	S/E 24	Manejo de Crudo y Productos	10	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
29	UPS	CD 23	Manejo de Crudo y Productos	1,4	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No

Tabla 6. Identificación de disponibilidad para el cableado de contactos seco (alarmas) en la REP. Fuente propia

3.5. Selección del SCADA

El presente proyecto contempla el diseño de un sistema de control, supervisión y adquisición de datos SCADA, con la finalidad de monitorear el funcionamiento de los Sistema de Potencia Ininterrumpida (UPS) instalados en las áreas operacionales de PDVSA - Refinería El Palito.

A través del SCADA propuesto podremos contar con un monitoreo en tiempo real a distancia de los UPS y en caso de presentarse alguna anomalía o falla en uno de ellos estaremos en la capacidad de detectarlo de inmediato y tomar las acciones correctivas de acuerdo al problema planteado.

El SCADA contara con una computadora central HMI (Interfaz Hombre-Maquina), la cual administrará toda la información proveniente de cada uno de los UPS conectados en el SCADA, dicha información estará formada por:

- Monitoreo y supervisión en tiempo real de Parámetros eléctricos medidos en los equipos instalado en las áreas operacionales de la REP:
    - Corrientes de entrada/ salida/ baterías (Ient, Isal, Ibat).
    - Voltajes de entrada/ salida/ baterías (Vent, Vsal, Vbat).
    - Frecuencia entrada/ salida (Fent, Fsal).
    - Potencia activa/ reactiva y factor de potencia en la carga conectada al UPS (Vatios, VAR, Cos Ø).

- Modo de funcionamiento y estados de operación del UPS como:

    - Inversor alimentando la carga (Inversor a carga).
    - By-pass alimentando la carga (By-pass).
    - Baterías alimentando la carga (Baterías).

Nota: Esta condición será habilitada solo en los casos que el sistema UPS proporcione la señal discreta respectiva de operación (contacto seco).

- Estados de alarma y/o fallas en el UPS como:

    - By-pass.
    - Sobrecarga.
    - Falla a tierra en el bus DC (etapa rectificadora).
    - Falla en ventilación (Alta temperatura en UPS).
    - Bajo voltaje DC.
    - Alarma común UPS.

Nota: Las condiciones habilitadas dependerán de la disponibilidad del sistema UPS, la cual debe proporcionar la señal discreta respectiva de alarma (contacto seco).

- Monitoreo y supervisión en tiempo real de la temperatura estimada en el UPS.

3.5.1. Arquitectura simple del SCADA propuesto

En dicha arquitectura se visualizan los elementos básicos requeridos para la instalación del SCADA en cada uno de los equipos seleccionados. Dichos elementos involucrados son:

- UPS a monitorear.
- Sensores para la medición de parámetros eléctricos y de temperatura.
- Parámetros a monitorear.
- Tablero de monitoreo y señales discretas, la cual cumple función de RTU.
- Computador Central (Interfaz Hombre-Maquina HMI).
- Cableado de comunicaciones y módulos de comunicación requeridos.

En la figura 22 podemos observar el esquema simplificado del SCADA, donde se encuentran representados los siguientes elementos: El computador central HMI, el tablero de monitoreo y señales discretas, y variables monitoreadas por el SCADA a un equipo UPS en particular.

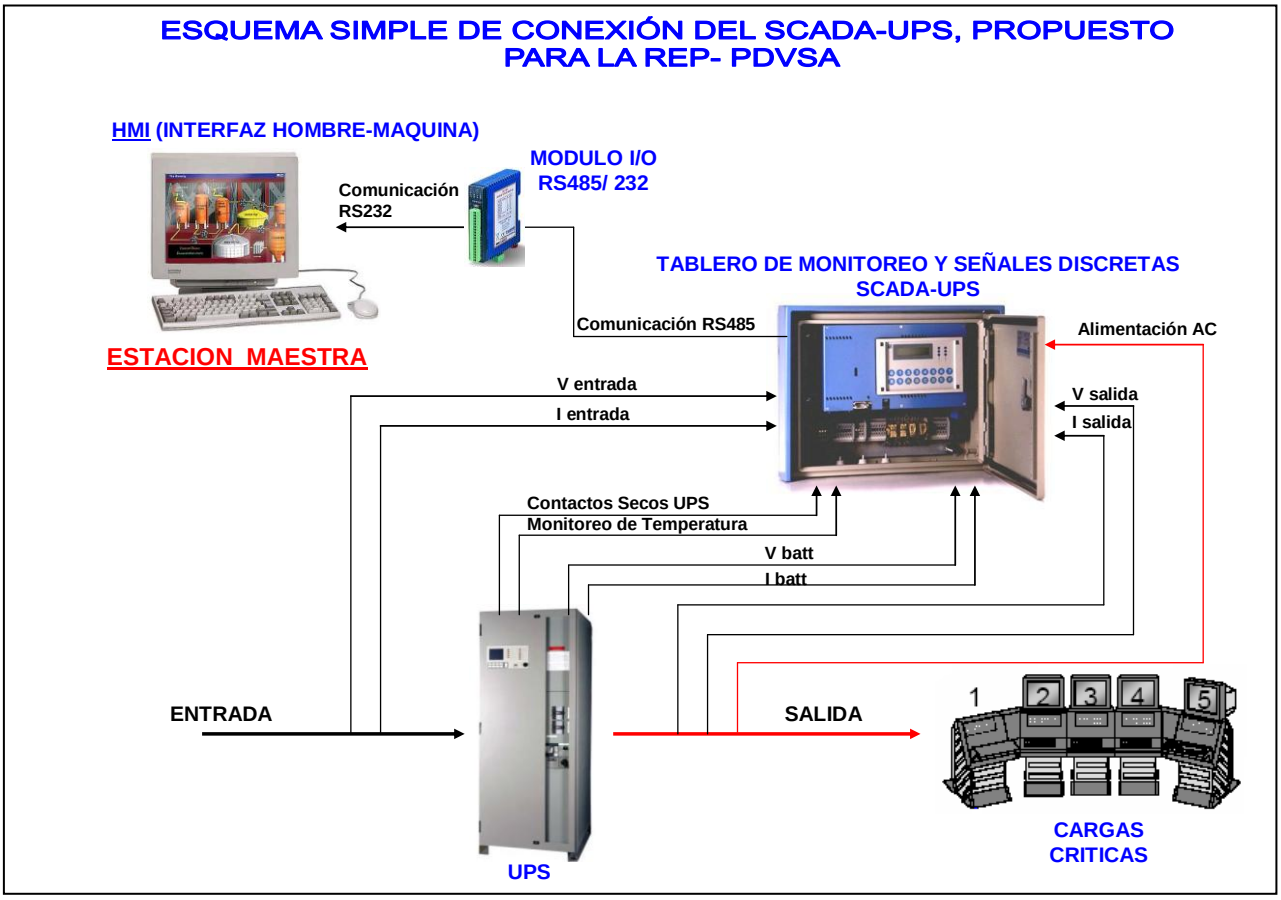


Figura 22. Esquema simple del SCADA propuesto para el monitoreo de los UPS instalados en la REP

Fuente propia

3.5.2. Esquema de interconexión entre los diferentes equipos UPS al SCADA

A continuación se representa la distribución e interconexión mas eficaz para las comunicaciones de los equipos a ser incorporados al SCADA de acuerdo a la distribución física existente, mejor distribución de acuerdo al área geográfica (grupos de equipos cercanos) y mínimo cableado para comunicaciones.

En la figura 23 se aprecia la arquitectura e interconexión del SCADA propuesto para el monitoreo de los UPS instalados en la Refinería El Palito PDVSA, detallando las longitudes aproximadas entre las distintas S/E eléctricas donde se prevee instalar el nuevo SCADA-UPS.

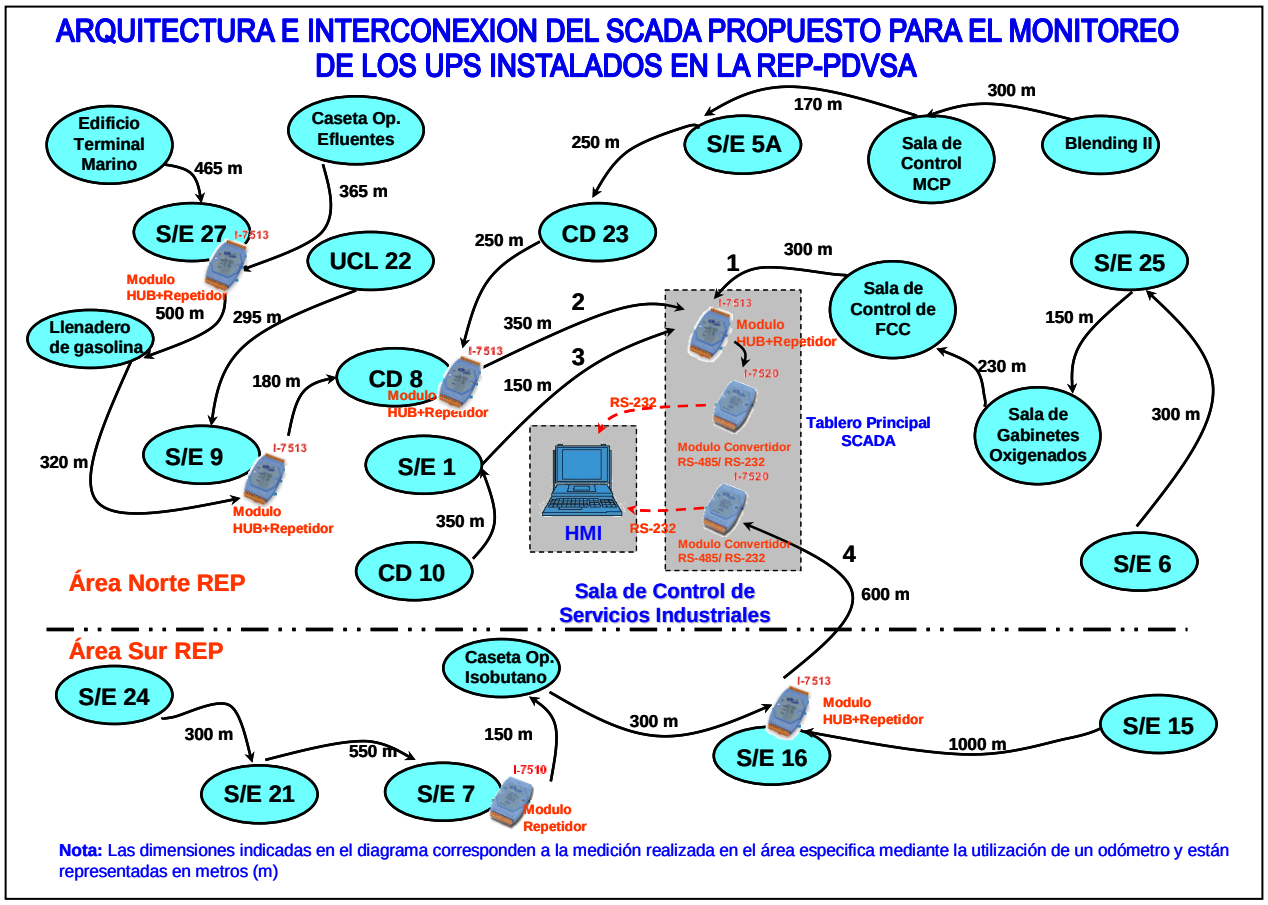


Figura 23. Arquitectura e interconexión del SCADA propuesto para el monitoreo de los UPS instalados en la REP. Fuente propia

En la figura 24 se muestra además de la arquitectura del SCADA, la numeración de los lazos de comunicación establecidos en el proyecto, los cuales serán utilizados en la fase de diseño de la canalización y cableado de comunicaciones.

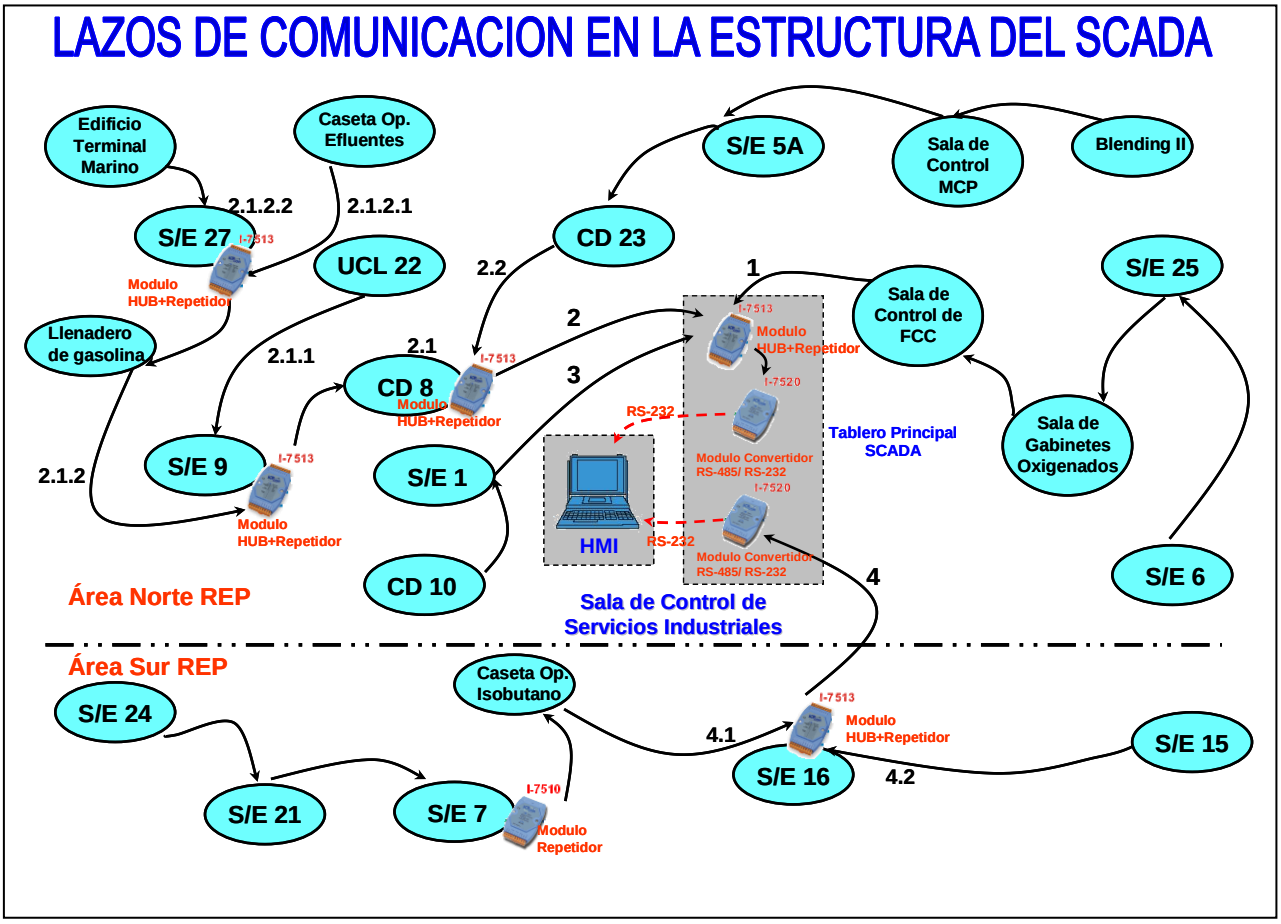


Figura 24. Diagrama esquemático de los lazos de comunicación del SCADA propuesto para el monitoreo de los UPS instalados en la REP. Fuente propia

3.5.3. Distribución y ubicación de los equipos UPS instalados en la REP

En la figura 25 se representa la ubicación física de los equipos UPS instalados en la REP, igualmente se observa el área geográfica que abarca el SCADA propuesto para la Refinería El Palito, el cual se extiende desde el área norte hasta el área sur de la autopista Morón – Puerto Cabello.

Figura 25. Ubicación de los equipos UPS instalados en la REP, los cuales fueron seleccionados para ser incluidos al SCADA. Fuente propia

3.6. Diseño del Tablero de Monitoreo y Señales Discretas SCADA-UPS

Como parte de los equipos que se requieren para instalar el SCADA, se encuentra el Tablero de Monitoreo y Señales Discretas SCADA-UPS, donde estarán ubicados los siguientes elementos:

- Fuente de alimentación de todos los módulos de comunicación y adquisición de datos a instalarse en el tablero.
- Medidores y analizadores de red.
- Modulo controlador (local) principal del tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS.
- Modulo administrador de Señales Discretas (contactos secos).
- Módulos HUB (Concentrador) para puerto de comunicación RS-485.
- Módulos repetidores para puerto de comunicación RS- 485, en caso de presentarse dimensiones en el cableado superior a 4000 Pies, sin interconexiones de módulos HUB.
- Modulo convertidor para el monitoreo de la temperatura en el UPS y banco de baterías, mediante una RTD.
- Bornera de interconexión.
- Indicaciones luminosas (luces pilotos), a ser instaladas en el panel frontal del tablero. Las mismas indicaran condición normal y de falla del sistema de control local.

En la figura 26 se muestra el esquema modular de los elementos que conforman al Tablero de Monitoreo y Señales Discretas, donde se detallan los elementos de adquisición de datos a ser instalados en el tablero.

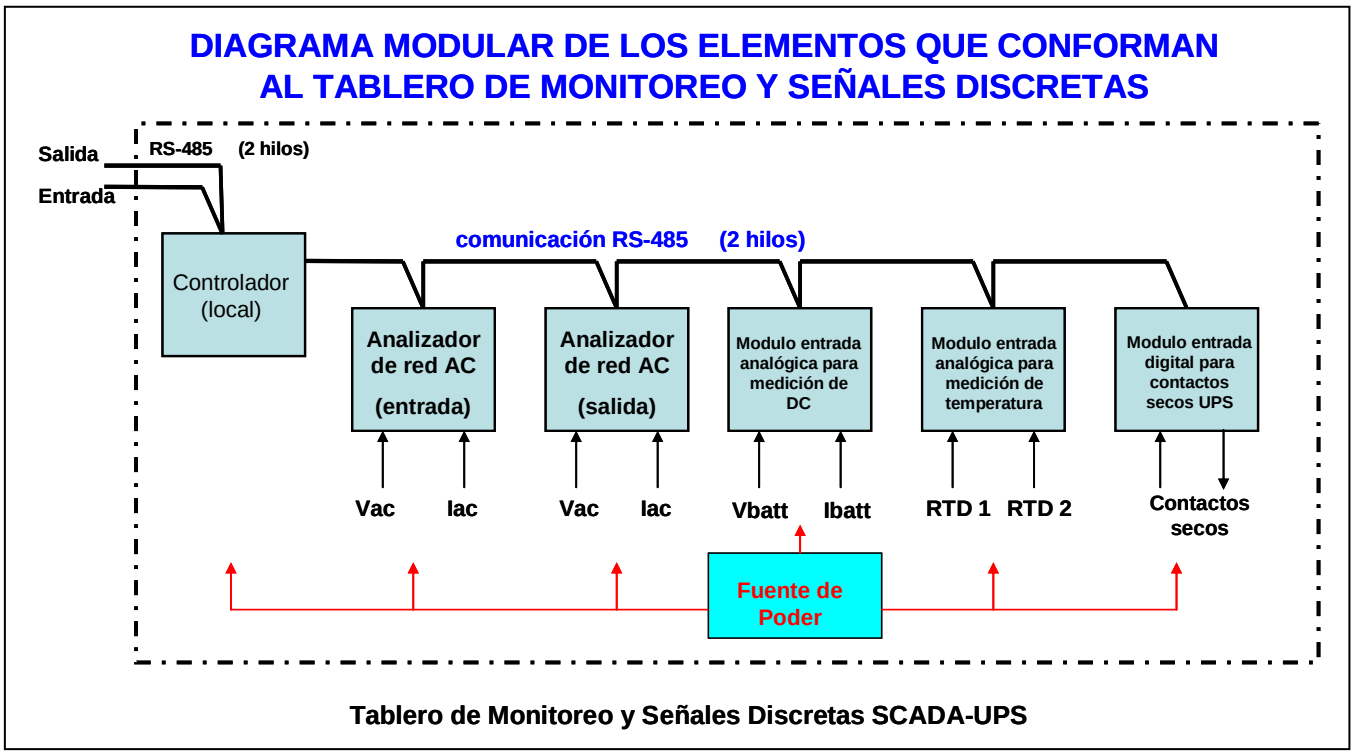


Figura 26. Diagrama modular de los elementos que conforman al tablero de monitoreo y señales discretas. Fuente propia

En la figura 27 se muestra la vista exterior del tablero de monitoreo y señales discretas del SCADA, donde se aprecia los paneles frontales de los dos (2) analizadores de redes AC (entrada/ salida) y lámparas de indicación luminosas de estado de funcionamiento del tablero, entre otras cosas.

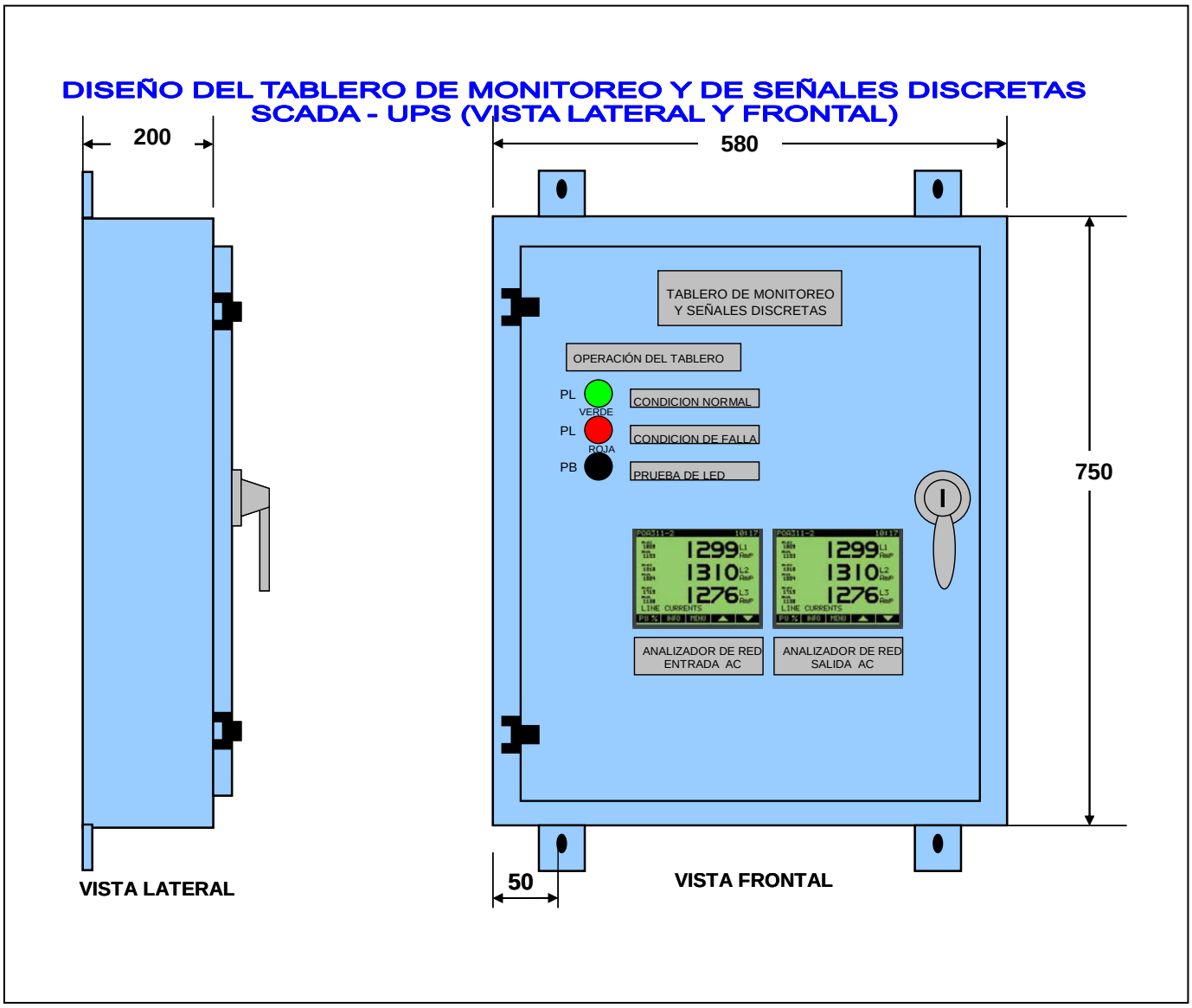


Figura 27. Diseño del tablero de monitoreo y señales discretas (vista lateral y frontal).
Fuente Propia

En la figura 28 se muestran los elementos que conforman al tablero de monitoreo y señales discretas, así como la distribución física de los mismos en el interior del tablero. Entre los elementos encontrados tenemos los módulos de adquisición de datos (controlador o 7188XG, M-7019R, M-7015, M-7050D), espacio de reserva y/o módulos de comunicación (I-7513 y I-7510), fuente de poder, borneras de conexión, breakers de alimentación y canaletas para el cableado.

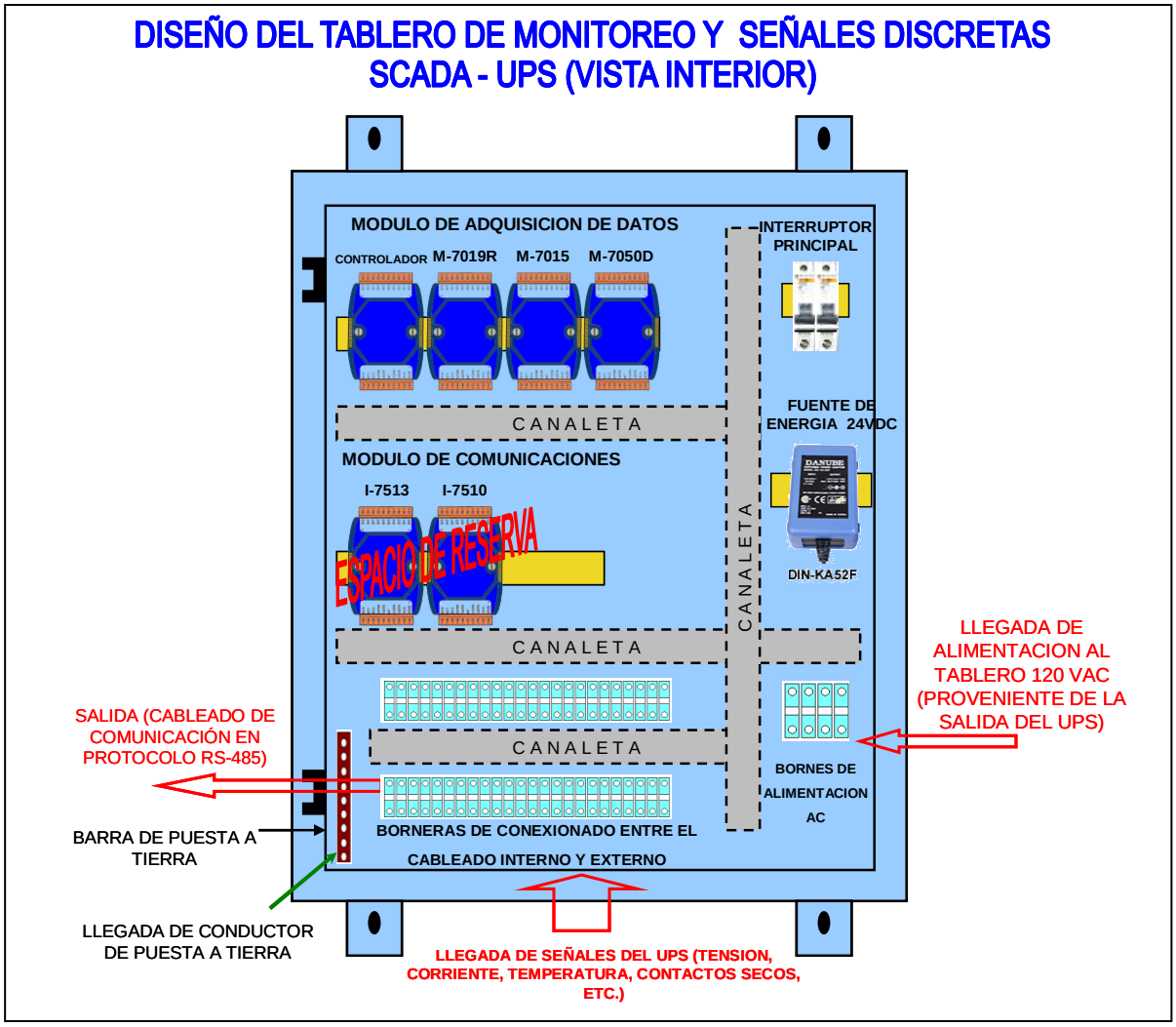


Figura 28. Diseño del tablero de monitoreo y señales discretas (vista interior). Fuente propia

3.7. Ingeniería Básica

3.7.1. Selección de equipos sensores de medición a requerir:

- RTD para la medición de la temperatura interna de los UPS y bancos de baterías (de acuerdo sea el caso).
- Transformadores de corriente (TC), para monitorear la corriente tanto a la entrada del UPS, como a la salida del mismo.
- Shunt, para monitorear la corriente DC que circula a través del banco de baterías del UPS.

3.7.2. Selección de equipos de medición a requerir:

A continuación se mencionan los equipos que se requieren para la instalación del SCADA propuesto:

- Computador Maestro (HMI).
- Modulo conversor E/S de RS-485 a RS-232, para realizar la comunicación hacia la Interfaz Hombre-Maquina (HMI).
- Tableros de monitoreo y señales discretas del SCADA-UPS.

  Entre los elementos importantes que conforman al Tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS, podemos encontrar lo siguiente:

  - Fuente de poder para la alimentación de los accesorios y módulos de adquisición de datos y comunicación del tablero.
  - Modulo de entrada analógica para el monitoreo de la temperatura, utilizando RTD como sensores.
  - Modulo de entrada analógica para la medición de la tensión y corriente en el banco de baterías de UPS.

- Modulo de señales discretas, para el monitoreo de alarmas provenientes del UPS (contactos secos de alarmas) y señalización del funcionamiento del tablero.
- Equipo de medición y analizador de redes en AC, tanto para el monitoreo de la entrada como de la salida del UPS.

En la figura 29 se observa la interconexión entre los diferentes módulos de adquisición de datos con los elementos sensores para el monitoreo de las variables consideradas en el SCADA propuesto.

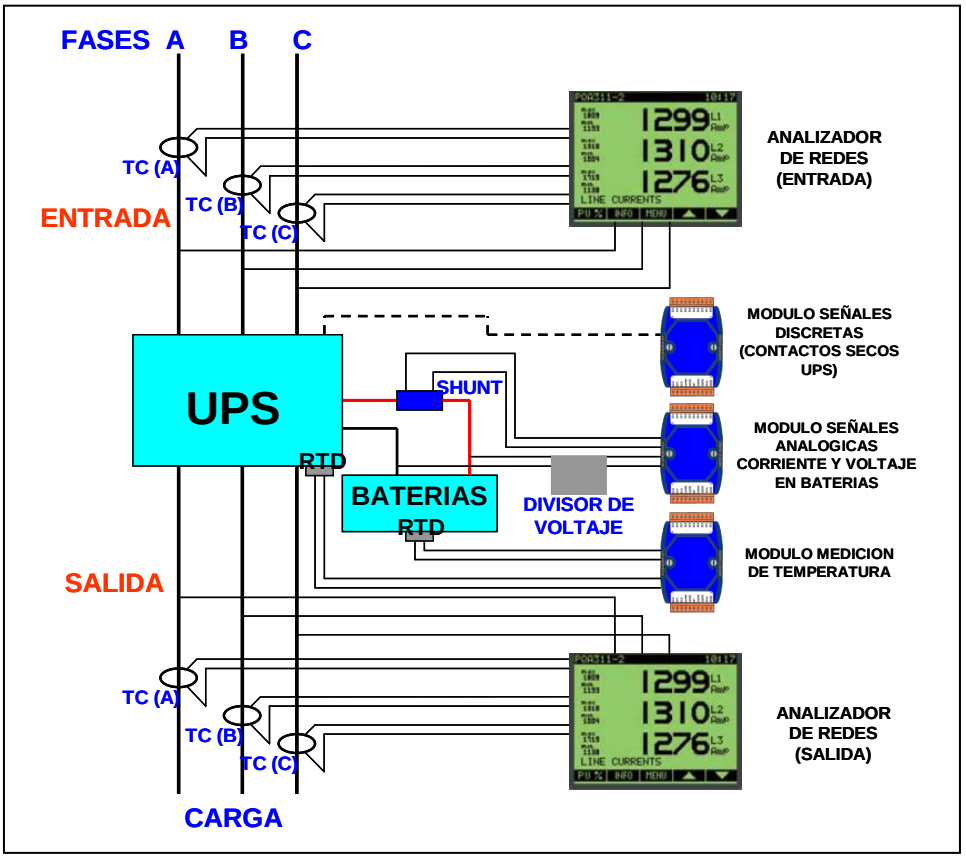


Figura 29. Esquema de interconexión de los elementos de adquisición de datos con los sensores de las variables a monitorear. Fuente propia

Adicionales en caso de ser requeridos por razones especiales como: Longitud máxima permitida para el lazo de comunicación (4000 Pies) y/o la convergencia de uno o varios sub-lazos de comunicación.

- Modulo repetidor para la comunicación RS-485, cuando la distancia supere la longitud máxima permitida.
- Modulo HUB para la convergencia de varios sub-lazos en un determinado tablero.

Para el desarrollo del presente proyecto fue tomada como referencia para la selección de los módulos de adquisición de datos y de comunicaciones la marca comercial ICP DAS (Industrial Control Products & Data Acquisition Systems), la misma representa una empresa especializada en equipos de control y adquisición de datos a nivel mundial.

A continuación se indican los módulos seleccionados de acuerdo a esta marca comercial tomada como referencia (ICP DAS):

Módulos de controlador local:

- 7188XG: Modulo controlador local del tablero ó un (1) dispositivo PLC programable en MODBUS con dos (2) puertos de comunicación RS-485 (esclavo – maestro).

Módulos de adquisición de datos:

- M-7051D: Modulo de entrada digital, para procesar las señales discretas provenientes de los contactos secos de las alarmas en

los equipos UPS que tengan esta disponibilidad y adicionalmente la señalización de funcionamiento del tablero de monitoreo y señales discretas.

- M-7015: Modulo de entrada analógica, para realizar el monitoreo de la temperatura a través de una RTD.
- M-7019R: Modulo de entrada analógica, para el monitoreo de los parámetros eléctricos (tensión y corriente) en el banco de baterías.

Módulos de comunicación:

- I-7520: modulo convertidor de puerto de comunicación RS-485 a RS-232.
- I-7513: Modulo HUB para la concentración de varios lazos (<=3) en un punto determinado. Igualmente tiene la función de repetidor, el cual inhibe la limitación de longitud del cableado de 4000 Pies, ya que a partir del punto donde se encuentra instalado el repetidor, comienza a contabilizarse nuevamente la máxima longitud del cableado permitida.
- I-7510: Modulo repetidor el cual inhibe la limitación de longitud del cableado de 4000 Pies, ya que a partir del punto donde se encuentra instalado el repetidor, comienza a contabilizarse nuevamente la máxima longitud del cableado permitida

Implementación del Analizador de Redes AC

Para el monitoreo de la acometida de corriente alterna, tanto a la entrada como a la salida en cada uno de los UPS, se estimó la instalación de dos (2)

Analizadores de Redes AC, uno para monitorear los parámetros de entrada y el otro para monitorear los parámetros de salida. Dichos analizadores tendrán la capacidad de monitorear los siguientes parámetros:

Valores RMS instantáneos

- Tensión de fase en cada una de las mismas (Va, Vb, Vc).
- Tensión de línea (Vab, Vbc, Vca).
- Corriente en cada una de las fases y el neutro.
- Frecuencia en la red.
- Potencia activa, reactiva y aparente (total y por fase).
- Factor de potencia.

Valores de demanda

- Corriente (presente y máximo).
- Activa, reactiva y aparente (presente y máximo).

Monitoreo en la calidad de energía

- Distorsión armónica THD (corriente y voltaje)

Comunicación:

El analizador de redes AC debe estar en capacidad de comunicarse a través del puerto de comunicación RS-485 y protocolo Modbus, para poder enlazarse a la red de dos hilos del SCADA.

Para la implantación del SCADA propuesto en la REP, la selección del Analizador de Redes AC, queda abierta para considerar otros equipos que cumplan con el mínimo de condiciones requeridas para el funcionamiento, las cuales son:

- Monitoreo de parámetros indicados en el punto anterior.
- Entrada de voltaje, la cual deberá ser de medición directa, sin convertidores y/o transformadores.
- Entrada de corriente, utilizando transformadores de corriente con el valor máximo de corriente en el secundario de 5 A.
- Alimentación del analizador, el mismo tendrá la capacidad de alimentación de 120VAC.

En el desarrollo del presente proyecto se tomo en consideración el siguiente Analizador de Redes AC: Analizador de Redes “Power Meter series 700”, de la marca comercial Merlin Gerin, específicamente el modelo PM710MG. Sin embargo dicha selección no impide la posibilidad de implementar otro equipo que cumpla con las condiciones mínimas requeridas por el SCADA.

Características:

- Visualizador amplio y de fácil lectura: Muestra múltiples valores simultáneamente en una pantalla antirreflejos y retroiluminada con color verde

- Uso sencillo: Navegación intuitiva con menús contextuales autoguiados.
- Solo 50 mm: Sus medidas son 96X96X50 mm, incluyendo conexiones y comunicaciones Modbus.
- Clase 1 según IEC 61036: Adecuada precisión para remarcaje y asignación de costos.
- Demanda de intensidad y corriente, THD, Min/Max.
- Amplio rango de parámetros de medida para el óptimo análisis del consumo.

Figura 30. Analizador de redes Power Meter serie PM700.

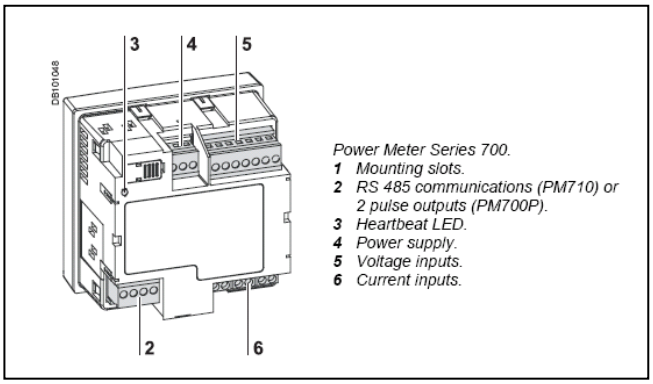


Figura 31. Analizador de redes Power Meter serie PM700, vista trasera e identificación de bornes de conexión.

El Analizador de Redes Power Meter serie PM700, cuenta con las siguientes especificaciones técnicas:

Guía de selección		PM710MG
Uso en sistemas BT y MT		■
Precisión en intensidad y tensión		0,5 %
Precisión en energía y potencia		1,0 %
Valores RMS instantáneos		
Intensidad, tensión, frecuencia		■
Potencia activa, reactiva, aparente	Total y por fase	■
Factor de potencia	Total	■
Valores de energía		
Activa, reactiva, aparente		■
Valores de medios		
Intensidad	Actual y máxima	■
Potencia activa, reactiva, aparente	Actual y máxima	■
Parametrización del modo de cálculo	Bloque fijo, bloque deslizante, bloque basculante	■
Registro de datos		
Mín./Máx. de valores instantáneos		■
Pantalla y E/S		
LCD, retroiluminada		■
Salida de impulsos		–
Comunicaciones		
Puerto RS485, 2 hilos, 19200baudios		
Protocolo Modbus		■

Tabla 7. Especificaciones técnicas del Analizador de redes modelo PM710 del fabricante Merlin Gerin.

Características eléctricas			
Tipo de medida			Verdadero valor eficaz hasta el armónico 15 En red alterna trifásica (3P, 3P + N), 32 muestras por ciclo
Precisión de la medida	Intensidad y tensión		0,5 %
	Potencia		1 %
	Frecuencia		± 0,01 Hz desde 45 a 65 Hz
	Energía activa		CEI 61036 Clase 1
	Energía reactiva		CEI 61036 Clase 2
Período de actualización de datos			1 s
Características de la entrada de tensión	Tensión de medida		10 a 480 V CA (directa F-F) 10 a 277 V CA (directa F-N) 0 a 1,6 MV CA (con transformador de tensión externo)
	Rango de medida		0 a 1,2 Un
	Impedancia		2 M (F-F) / 1 M (F-N)
	Rango de frecuencia		45 a 65 Hz
Características de la entrada de intensidad	Calibre de los TI	Primario	Regulable desde 5 A hasta 32.767 A
		Secundario	5 A a partir de 10 mA
	Rango de medida		0 a 6 A
	Sobrecarga admisible		15 A en régimen permanente 50 A durante 10 segundos por hora 120 A durante 1 segundo por hora
	Impedancia		< 0,1
	Carga		< 0,15 VA
Alimentación auxiliar	CA		110 a 415 ±10 % V CA, 5 VA
	CC		125 a 250 ±20 % V CC, 3 W
	Tiempo de mantenimiento		100 ms a 120 V CA
Entradas/Salidas	Salida de impulsos PM700PMG		Salida estática (240 ±10 % V CA o 300 ± 10 % V CC, 100 mA máx. si 25 °C, disminución de 0,56 mA por °C superior a 25 °C); aislamiento de 2,41 kV (RMS)

Tabla 8. Especificaciones técnicas del Analizador de redes modelo PM710 del fabricante Merlin Gerin (continuación)

Diagrama de conexiones

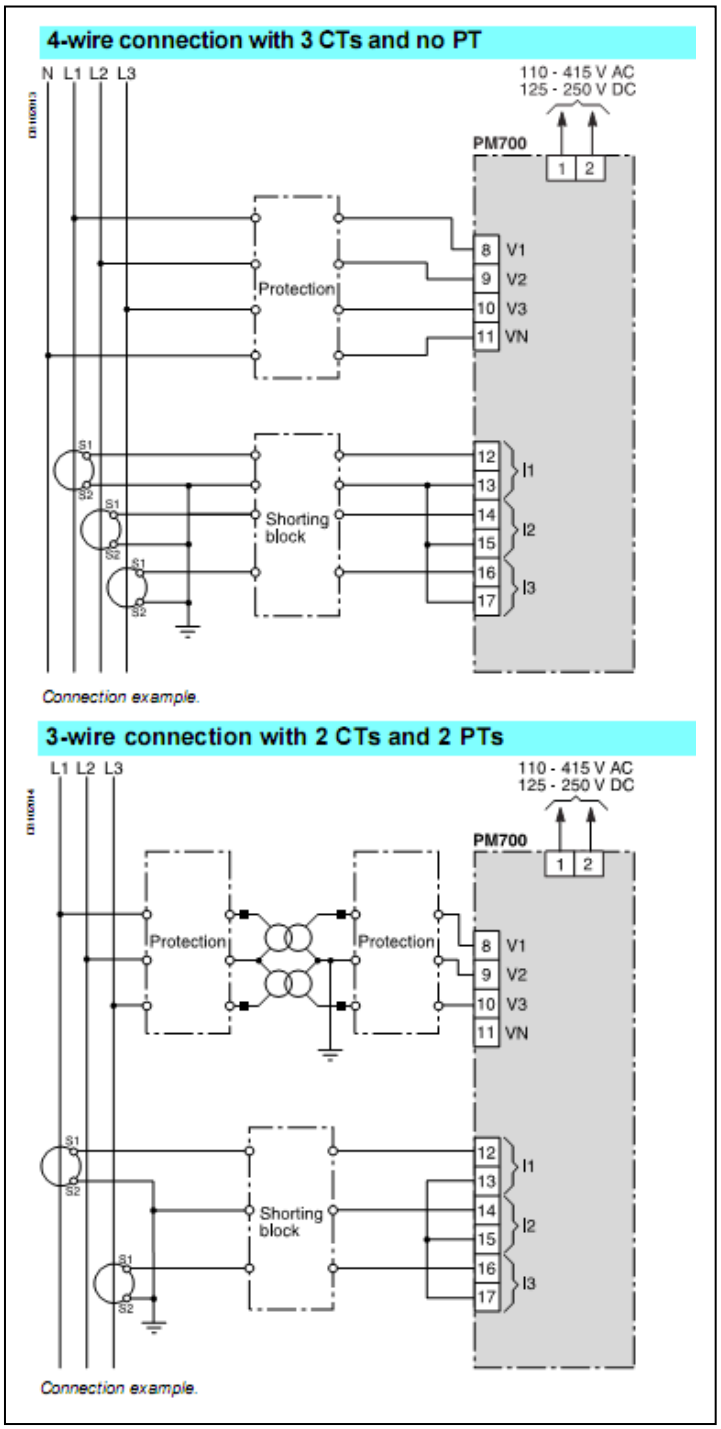


Figura 32. Diagrama del cableado eléctrico en el Analizador de Redes Power Meter serie PM700.

Medidor de Calidad de Energía (PQM GE)

Otro modelo alternativo para el Analizador de Redes AC encontramos el Rele PQM de la marca comercial General Electric (GE), el cual indicamos a continuación:

Características Generales

- Medición: Cada tensión e intensidad de corriente es muestreada 64 veces por ciclo con una precisión del 0.2%. Los valores reales medidos son los siguientes:
  - Corrientes: Ia, Ib, Ic, In.
  - Voltajes: Va, Vb, Vc, Vab, Vbc, Vca.
  - Desbalance V, I.
  - Valores de cresta y factor de potencia.
  - Hz, W, var, VA.
  - Costo Wh, varh, VAh, W.

El dispositivo mostrado en la figura 33 cuenta con un teclado y un display iluminado de 40 caracteres para la programación de ajustes y la monitorización de valores y estados.

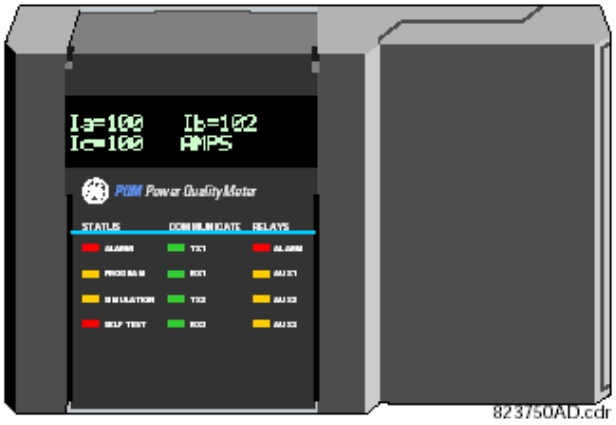


Figura 33. Montaje del relé PQM en panel con display para configuración y monitorización local/remota

- Alarmas: Cualquiera de los relés de salida son configurables y puede ser utilizado para disparar una alarma en aplicaciones específicas. Los mensajes de alarma están definidos con claridad para facilitar su interpretación y se encuentran mostradas en la figura 34.

CONDICIÓN	APLICACIÓN
sobreintensidad	motores/transformadores
mínima intensidad	bombas/compresores
intensidad de neutro	fugas/desequilibrio
desequilibrio de intensidad	motores
máxima tensión	protección de equipo
mínima tensión	motores/transferencia de carga
secuencia de fase	bombas/equipamiento
máxima frecuencia	generadores
mínima frecuencia	deslastre de cargas
factor de potencia	baterías de condensador
entrada	control de procesos

Figura 34. Alarmas mostradas en el panel del PQM y las diferentes aplicaciones del dispositivo.

- Comunicaciones: Permite interpretar requisitos eléctricos, de proceso e instrumentación en un sistema de automatización de la planta, mediante la conexión entre medidores PQM y un sistema SCADA o DCS. Un PC que disponga del software (PQMPC), puede modificar los ajustes del sistema, monitorizar valores, estados y alarmas. La monitorización continua minimiza la interrupción de los procesos, identificando inmediatamente problemas potenciales que son debidos a faltas o a cambios desde su origen.

    - RS485 ModBus® 1.200-19.200 Bps
    - Componente del sistema mini RTU
    - SCADA
    - Medida de valores reales
    - Lectura del estado
    - Activación de comandos de control
    - Carga de todos los ajustes desde un fichero
    - Cambio de ajustes individuales

    La versión estándar del PQM incluye un puerto de comunicación frontal RS232. Este puede utilizarse para recopilación de datos, impresión de informes o análisis de problemas sin entorpecer el interfaz de comunicación principal hacia el puerto trasero RS485.

Vista frontal del dispositivo PQM (identificación de partes y componentes)

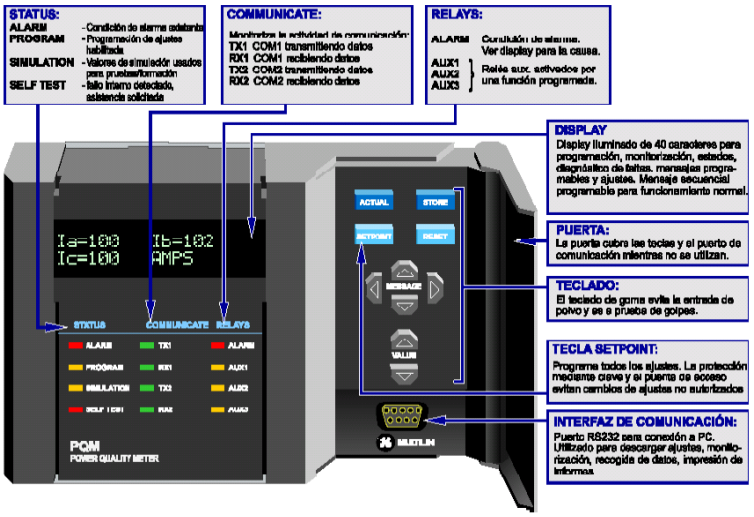


Figura 35. Vista Frontal del medidor de calidad de energía PQM.

Vista posterior del dispositivo PQM (identificación de partes y componentes)

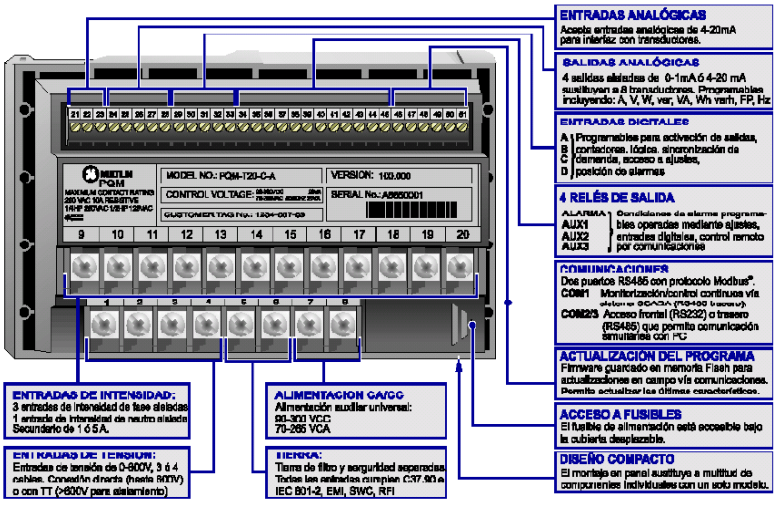


Figura 36. Vista posterior del medidor de calidad de energía PQM.

Cableado típico en el Medidor de Calidad de Energía PQM

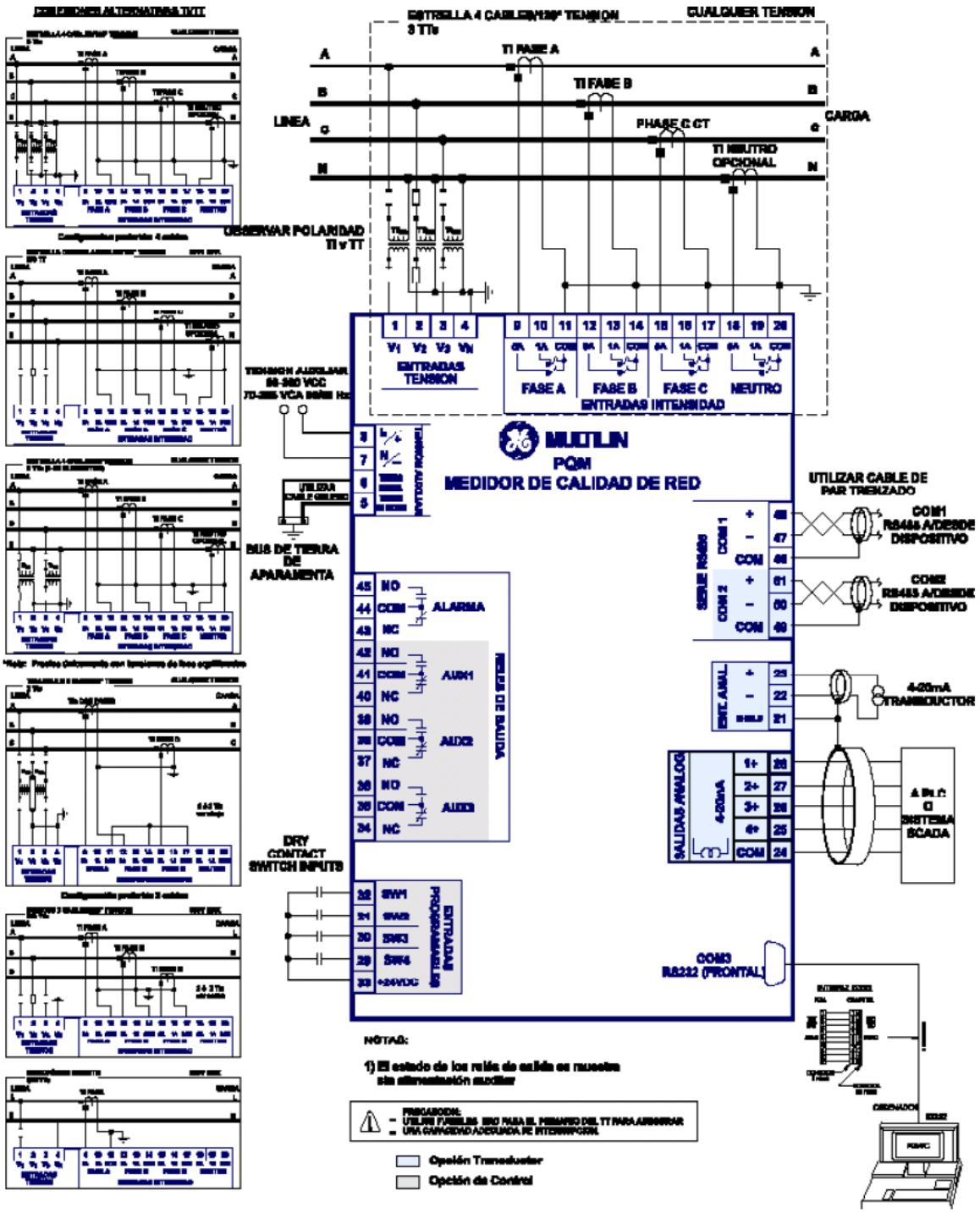


Figura 37. Cableado típico en el medidor de calidad de energía PQM.

3.7.3. Selección de materiales básicos a requerir para la construcción del SCADA

- Se requiere construir la acometida (tubería conduit + cableado de comunicación) entre cada uno de los equipos que se encuentran instalados en las diferentes áreas operacionales de la planta. La instalación de la tubería conduit será de dos maneras:
  - ✓ Instalación superficial utilizando perfiles unistru, soportes de sujeción, abrazaderas, etc.
  - ✓ Instalación a través de bancadas.

Adicionalmente en este punto se requiere la instalación de cajas de empalmes, de acuerdo como se representan en los diagramas de trayectoria de las canalizaciones, y la identificación de los lazos de comunicación representados en la figura 24 (Diagrama esquemático de los lazos de comunicación del SCADA propuesto para el monitoreo de los UPS instalados en la REP).

Para el calculo del diámetro de la tubería conduit se realizo considerando lo que expone el Código Eléctrico Nacional (CEN) en su capitulo nueve (9) en la tabla numero uno, donde explica que cuando son dos conductores, el área transversal de la tubería que ocupen los mismos no debe ser mayor al 31%. Considerando este punto fue realizado el cálculo del área transversal para el peor caso (dos conductores de comunicación Belden 9841).

El área que ocupan los dos (2) conductores Belden 9841, de acuerdo a la información suministrada en las especificaciones técnicas del mismo resulto lo siguiente:

- Diámetro externo del conductor: 5.89 mm
- Área que ocupan los dos (2) conductores: 54.55 mm2

Tamaño comercial <pulg>	**Tubería Metálica Eléctrica**				
	Diam. Interno <mm>	**Área Total 100% <mm^2>**	**2 Cond. 31% <mm^2>**	**Más de 2 Cond. 40% <mm^2>**	**1 Cond. 53% <mm^2>**
1/2	15,8	196	60	78	103
3/4	20,9	343	106	137	182
1	26,6	557	172	223	295
1 1/4	35,0	965	299	385	511
1 1/2	40,9	1313	407	525	696
2	52,5	2165	670	865	1147
2 1/2	69,4	3779	1171	1511	2003
3	85,2	5707	1769	2282	3024
3 1/2	97,4	7448	2309	2979	3947
4	110,0	9518	2950	3807	5044

Tabla 9. Código Eléctrico Nacional - Dimensiones y Área Porcentual de los tubos y tuberías (tubería metálica eléctrica).

Finalmente el diámetro de la tubería conduit que resulto, de acuerdo a la información suministrada en la tabla 9 (extraída del CEN capitulo 9), fue de ½ pulgada de diámetro.

A continuación en las figuras 38 y 39 se muestran un detalle básico para la instalación de la tubería conduit tanto superficial como en bancada.

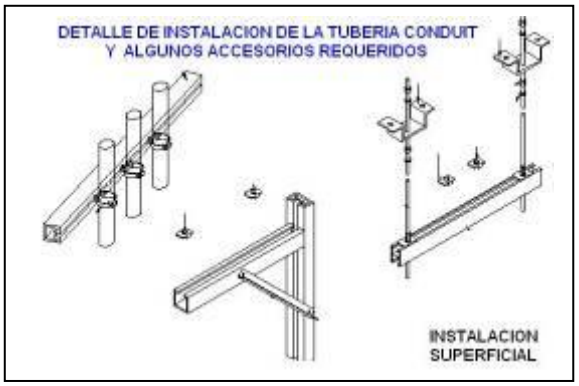


Figura 38. Detalle de instalación y soportes en la tubería conduit superficial.

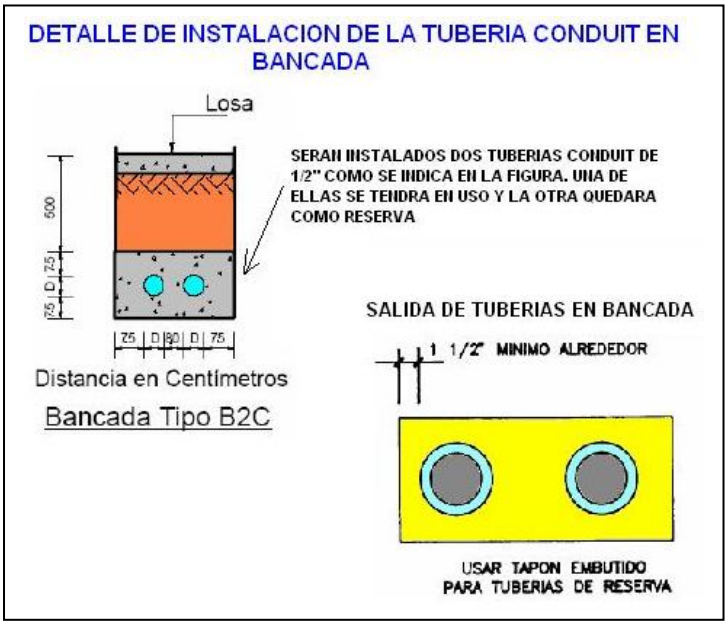


Figura 39. Vista del detalle de construcción de la bancada requerida

Especificaciones de los materiales básicos a requerir en el SCADA

Canalizaciones

Motivado a las condiciones ambientales y condiciones de trabajo existentes en el área donde serán instaladas las acometidas de comunicación requeridas en el SCADA como:

- Ubicación en intemperie
- Ambiente altamente corrosivo
- Presencia de atmósferas explosivas
- Presencia de sustancias químicas derivadas de los hidrocarburos.

Se requiere la selección de materiales de alta calidad que sean resistentes a las condiciones indicadas anteriormente, además de cumplir con las normas, como el Código Eléctrico Nacional (CEN) en la sección 500 y la norma PDVSA de acuerdo a la clasificación de área definidas (norma PDVSA N-201), en el caso de PDVSA – Refinería El Palito la clasificación de área donde serán instaladas las canalizaciones esta definida como *área clasificada* (Clase I, División 1 y 2, Grupos A, B, C y D.).

La tubería conduit rígida, accesorios y materiales de soporte, tendrán la característica de contar con recubrimiento de PVC (Cloruro de Polivinilo) y la misma estará diseñada para instalaciones eléctricas a prueba de explosión. El diámetro de la tubería será de ½ pulgada, para la instalación del cableado de comunicación.

Los tramos de tubería conduit estarán formada por:

- Un (1) canal o tubería en el caso de las tuberías del tipo superficial.
- Dos (2) canales o tuberías en el caso de las tuberías instaladas en bancadas, esto con el objeto de dejar un canal de reserva.

En las figuras 40, 41 y 42 se aprecia el detalle de los materiales y accesorios de canalización requeridos en la instalación del cableado de comunicación para el SCADA propuesto.

Figura 40. Tubería conduit y accesorios de las canalizaciones para el cableado de comunicación del SCADA

Figura 41. Accesorios de tubería conduit requeridos en la acometida de comunicaciones del SCADA.

Figura 42. Accesorios y materiales de soporte para la acometida de comunicaciones del SCADA.

La selección en la canalización con recubrimiento de PVC, fue debido a las ventajas que ofrece, tales como:

- Es ignífugo por naturaleza.
- Resistencia al envejecimiento (interno y de superficie).
- Resistencia a los agentes químicos.
- Es aislante.

- Tiene buenas propiedades mecánicas (rigidez y/o buena resistencia al impacto) Entre otros.

Cajas de paso y/o empalmes

En el diseño de trayectoria de las canalizaciones fueron ubicadas una cantidad de cajas de paso y/o empalmes, en puntos donde converjan tres o mas tuberías conduit, esto con la finalidad de disponer de una infraestructura cómoda para el cableado de comunicaciones, además de ser un punto en el lazo de comunicaciones que facilitan la ubicación de fallas existentes en el cableado. En las mismas estarán ubicadas regletas tipo bornes para la interconexión y/o empalmes en el cableado de comunicación

Al igual que las canalizaciones, la caja de paso debe estar diseñada para áreas clasificadas (Clase I, División 1 y 2, Grupos A, B, C y D.), y en tal sentido la caja de paso cuenta con las siguientes características:

- Uso exterior, tipo intemperie en ambiente marino altamente corrosivo.
- Fabricada en aluminio libre de cobre.
- Acabado mediante la aplicación de pintura epoxica RAL 7035.
- Arreglo de perforaciones en cualquier lado, para la entrada y salida de tuberías.

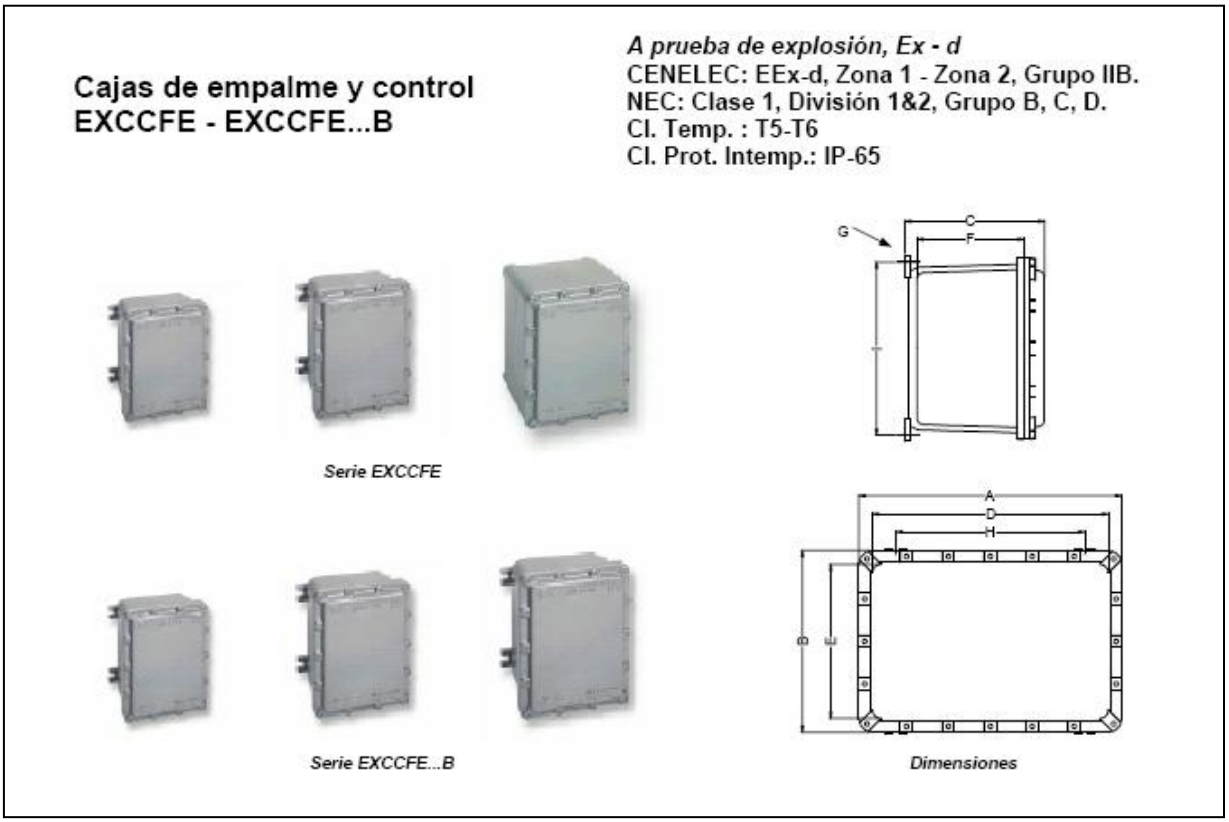


Figura 43. Caja de paso y/o empalme, diseñada para uso en áreas clasificadas.

Código	Dimensiones (mm)									Peso Kg.	Plancha de montaje
	Exterior			Interior			Fijación				
	A	B	C	D	E	F	H	I	G ϕ		
EXCCFE1	280	180	195	215	115	130	150	172	12	7,5	EXBFE1
EXCCFE2	400	200	200	330	130	135	262	192	14	13,1	EXBFE2
EXCCFE3	350	270	260	280	205	198	215	252	14	13,9	EXBFE3
EXCCFE4	430	330	280	355	255	215	262	310	14	22,1	EXBFE4
EXCCFE45	560	380	295	490	305	210	360	360	14	35,0	EXBFE45
EXCCFE5	640	440	340	560	356	242	460	420	14	52,0	EXBFE5
EXCCFE6	850	630	450	750	530	340	600	620	14	153,0	EXBFE6
EXCCFE3B	350	270	205	280	205	143	215	252	14	12,2	EXBFE3
EXCCFE4B	430	330	220	355	255	155	262	310	14	19,2	EXBFE4
EXCCFE45B	560	380	245	490	305	160	360	360	14	27,0	EXBFE45
EXCCFE5B	640	440	270	560	356	175	460	420	14	46,5	EXBFE5
EXCCFE6B	850	630	350	750	530	240	600	620	14	136,0	EXBFE6

Tabla 10. Dimensiones de la caja de empalme disponibles e identificación del modelo seleccionado para el proyecto.

Diagrama de trayectoria y estimación de longitudes requeridas en las acometidas de comunicación del SCADA

La representación de los diagramas de trayectoria se llevo a cabo considerando la distribución realizada en la estructura del SCADA, la cual fue mostrada en la figura 24 (Diagrama esquemático de los lazos de comunicación del SCADA propuesto para el monitoreo de los UPS instalados en la REP).

Adicionalmente al trazado de la trayectoria en la canalización, fueron estimadas las dimensiones de canalizaciones tanto superficial como en bancada que se requieren construir.

Lazo de comunicación Nº 1

El presente lazo de comunicación en el SCADA propuesto en la figura 44, se encuentra conformado por los equipos instalados en los siguientes lugares:

- Sala de control de FCC
- Sala de gabinetes de Oxigenados
- S/E 25
- S/E 6

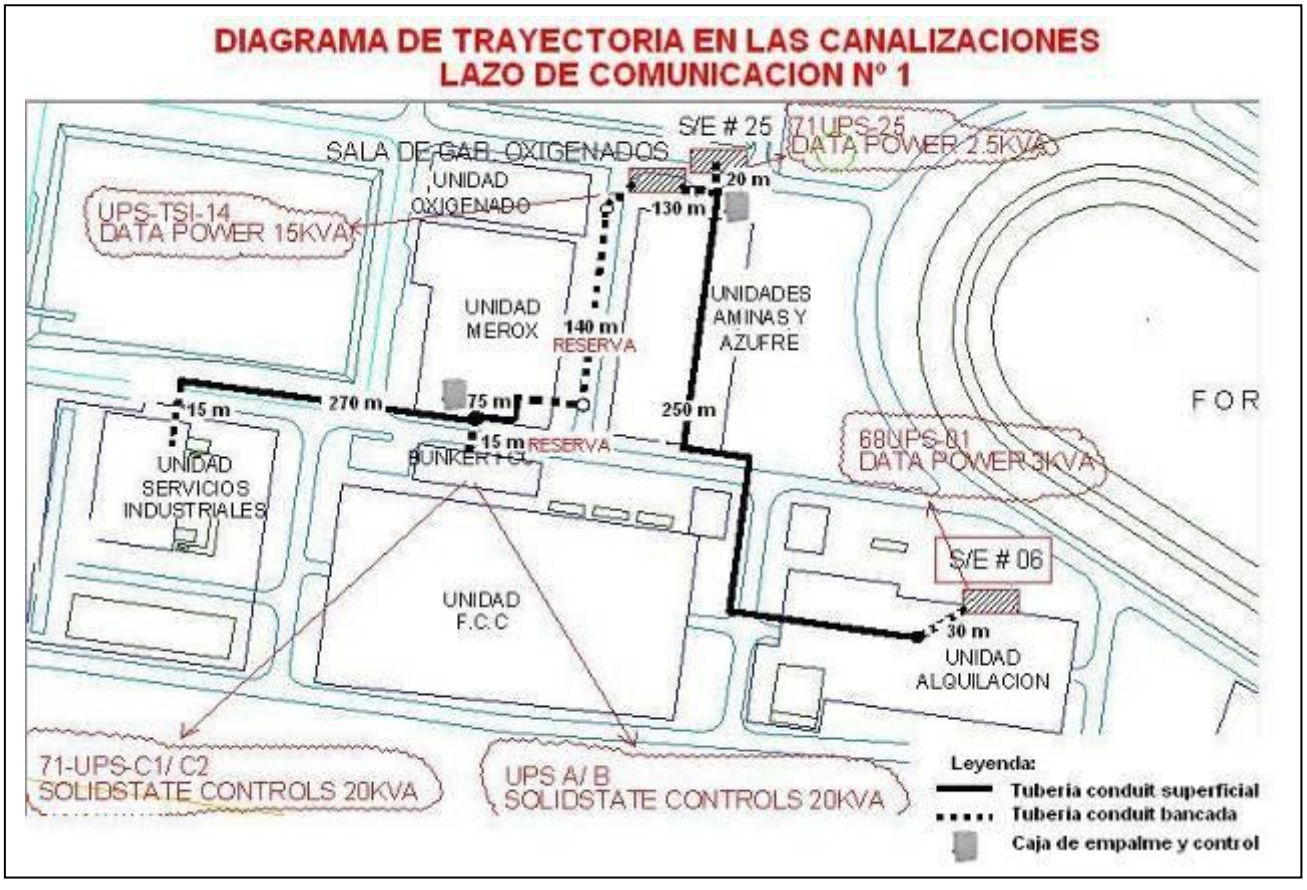


Figura 44. Representación de la trayectoria en las canalizaciones del lazo de comunicación Nº 1. Fuente propia

SCADA - UPS: Lazo de Comunicación Nº 1

Lazo de comunicación	Sección	Tubería Conduit (instalación superficial)		Tubería conduit (instalación bancada)		Tubería a requerir	Sección de tubería conduit contemplada en tramos anteriores		Tubería conduit a ser construida
		Disponible	Nueva	Disponible	Nueva		Bancada	Superficial	Construcción
1	Sala de Control SI a Bunker de FCC	0	270	15	15	300	0	0	285
1	Bunker de FCC a Sala de gabinetes Oxigenados	0	75	155	0	230	0	0	75

Tabla 11. Material de canalización contabilizado en el lazo de comunicación Nº 1. Fuente propia

1	Sala de gabinetes de Oxigenados a S/E 25	0	0	0	150	150	0	0	150
1	S/E 25 a S/E 6	0	250	0	50	300	20	0	280

Canalización a ser construida para el lazo de comunicación Nº 1

Tubería conduit superficial	595
Tubería conduit en bancada	25
total	**620**

Nota: Todas las dimensiones en la presente tabla están dadas en metros (m).

Caja de empalmes requeridas en el lazo de comunicación Nº 1	**2 cajas**

Lazo de comunicación Nº 2

El presente lazo de comunicación del SCADA propuesto en la figura 45 y 46, se encuentra conformado por los equipos instalados en los siguientes lugares:

- S/E 8
- S/E 9
- UCL 22
- S/E 27
- CD 23
- S/E 5A
- Bunker MCP
- Blending II

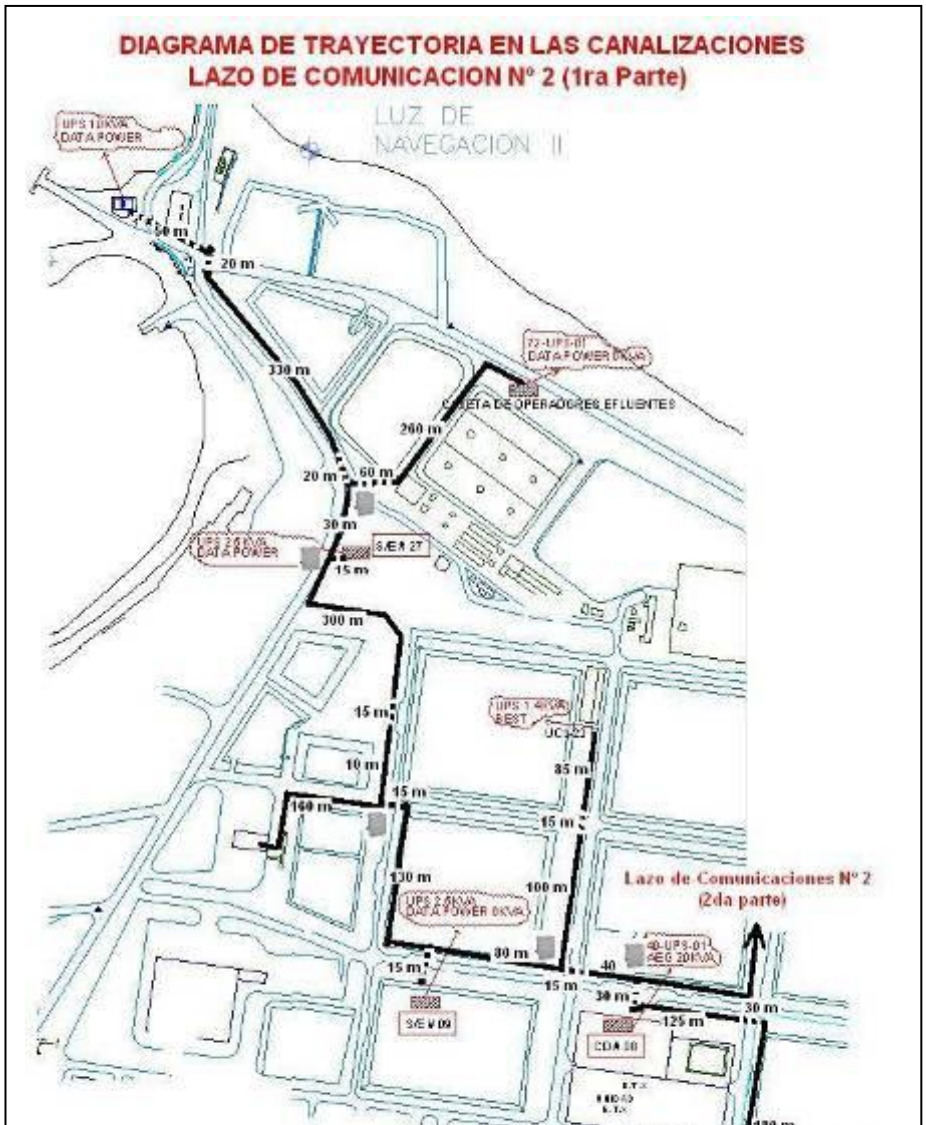


DIAGRAMA DE TRAYECTORIA EN LAS CANALIZACIONES
LAZO DE COMUNICACION Nº 2 (1ra Parte)
LUZ DE
NAVEGACION II
UPS 10KVA
DATA POWER
50 m
20 m
330 m
22-UPS-01
DATA POWER 6KVA
CASETA DE OPERADORES EFLUENTES
260 m
20 m
60 m
30 m
UPS 2 6KVA
DATA POWER
S/EM 27
15 m
300 m
15 m
10 m
160 m
15 m
UPS 1 40KVA
BEST
UC-23
85 m
15 m
15 m
130 m
100 m
UPS 2 6KVA
DATA POWER 6KVA
Lazo de Comunicaciones Nº 2
(2da parte)
30 m
15 m
S/EM 09
40-UPS-01
REG 20KVA
40
15 m
30 m
125 m
30 m
CDA 10

Figura 45. Representación de la trayectoria en las canalizaciones del lazo de comunicación Nº 2 (1ra Parte). Fuente propia

Figura 46. Representación de la trayectoria en las canalizaciones del lazo de comunicación Nº 2 (2da Parte). Fuente propia

SCADA - UPS: Lazo de Comunicación Nº 2

Lazo de comunicación	Sección	Tubería Conduit (instalación superficial)		Tubería conduit (instalación bancada)		Tubería a requerir	Sección de tubería conduit contemplada en tramos anteriores		Tubería conduit a ser construida
		Disponible	Nueva	Disponible	Nueva		Bancada	Superficial	Construcción
2	Sala de Control SI a Salida HUB CD-8	0	305	0	45	350	0	0	350
2.1	Entrada HUB CD-8 a CD-8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2.1	CD-8 a Salida HUB S/E 9	0	120	0	60	180	0	0	180
2.1.1	Entrada HUB S/E 9 a S/E 9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2.1.1	S/E 9 a UCL 22	0	265	0	30	295	15	80	200
2.1.2	Entrada HUB S/E 9 a Sala de control llenadero de gasolina	0	290	0	30	320	0	0	320
2.1.2	Sala de control llenadero de gasolina a S/E 27	0	470	15	15	500	0	160	325
2.1.2.1	Entrada HUB S/E 27 a caseta de operadores Efluentes	0	290	15	60	365	0	0	350

2.1.2.2	Entrada HUB S/E 27 a S/E 27	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2.1.2.2	S/E 27 a Edificio Terminal Marino	0	360	15	90	465	0	30	420
2.2	Entrada HUB CD-8 a CD-23	0	185	0	65	250	30	80	140
2.2	CD-23 a S/E 5A	0	155	0	95	250	0	0	250
2.2	S/E 5A a Bunker de MCP	0	80	0	90	170	60	0	110
2.2	Bunker de MCP a Blending II	0	255	0	45	300	30	0	270

Tabla 12. Material de canalización contabilizado en el lazo de comunicación Nº 2. Fuente propia

Canalización a ser construida para el lazo de comunicación Nº 2

Tubería conduit superficial	1500
Tubería conduit en bancada	195
total	**1695**

Nota: Todas las dimensiones en la presente tabla están dadas en metros (m).

Caja de empalmes requeridas en el lazo de comunicación Nº 2	**7 cajas**

N/A se debe a que el tramo de comunicación se encuentra en el Tablero de Monitoreo y Señales Discretas.

Tabla 12. Material de canalización contabilizado en el lazo de comunicación Nº 2 (continuación). Fuente propia

Lazo de comunicación Nº 3

El presente lazo de comunicación del SCADA propuesto en la figura 47, se encuentra conformado por los equipos instalados en los siguientes lugares:

- S/E 1
- CD 10

Figura 47. Representación de la trayectoria en las canalizaciones del lazo de comunicación Nº 3. Fuente propia

SCADA - UPS: Lazo de Comunicación Nº 3

Lazo de comunicación	Sección	Tubería Conduit (instalación superficial)		Tubería conduit (instalación bancada)		Tubería a requerir	Sección de tubería conduit contemplada en tramos anteriores		Tubería conduit a ser construida
		Disponible	Nueva	Disponible	Nueva		Bancada	Superficial	Construcción
3	Sala de Control SI a S/E 1	0	150	0	0	150	0	0	150
3	S/E 1 a CD-10	0	350	0	0	350	0	0	350
		0	500	0	0	500	0	0	500

Canalización a ser construida para el lazo de comunicación Nº 3

Tubería conduit superficial	500
Tubería conduit en bancada	0
total	**500**

Caja de empalmes requeridas en el lazo de comunicación Nº 3	**0 cajas**

Nota: Todas las dimensiones en la presente tabla están dadas en metros (m).

Tabla 13. Material de canalización contabilizado en el lazo de comunicación Nº 3. Fuente propia

Lazo de comunicación Nº 4

El presente lazo de comunicación del SCADA propuesto en la figura 48, se encuentra conformado por los equipos instalados en los siguientes lugares:

- S/E 16
- S/E 7
- S/E 21
- S/E 24
- S/E 15

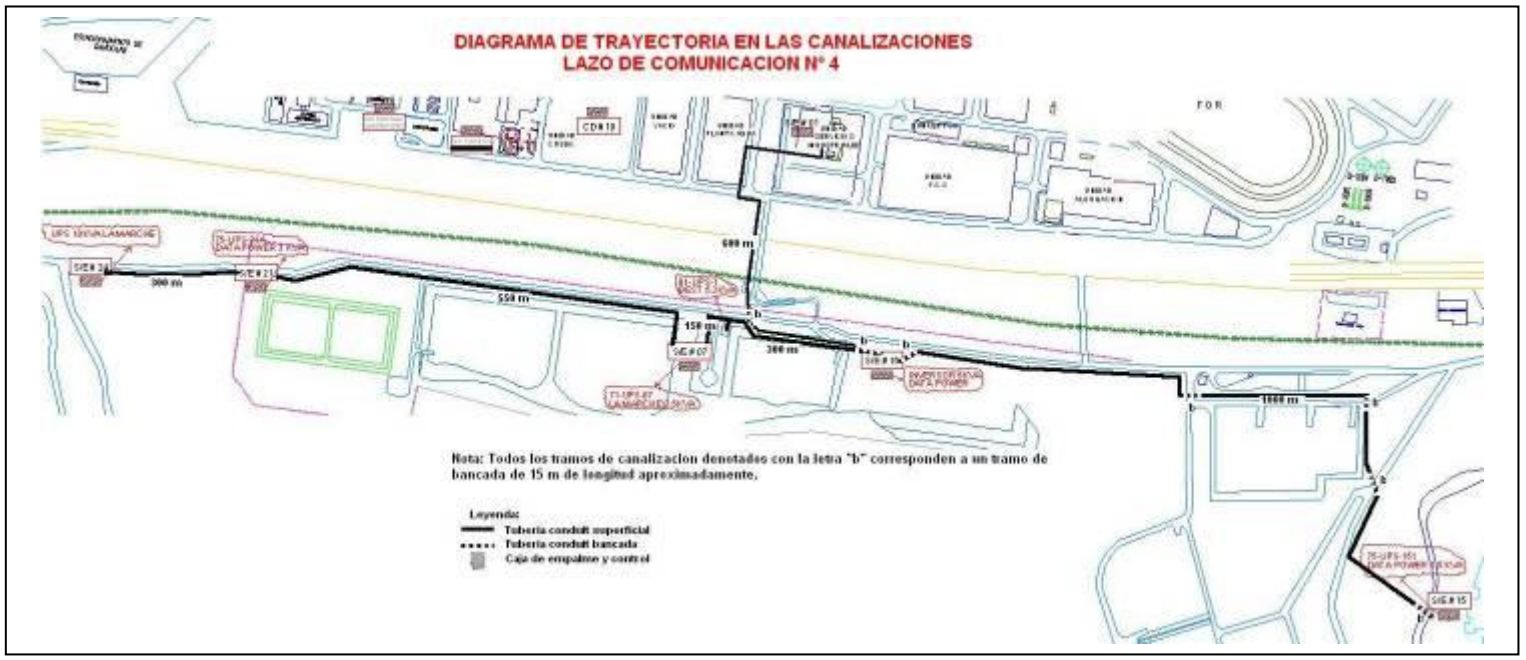


Figura 48. Representación de la trayectoria en las canalizaciones del lazo de comunicación Nº 4. Fuente propia

SCADA - UPS: Lazo de Comunicación Nº 4

Lazo de comunicación	Sección	Tubería Conduit (instalación superficial)		Tubería conduit (instalación bancada)		Tubería a requerir	Sección de tubería conduit contemplada en tramos anteriores		Tubería conduit a ser construida
		Disponible	Nueva	Disponible	Nueva		Bancada	Superficial	Construcción
4	Sala de Control SI a Salida HUB S/E 16	0	570	0	30	600	0	0	600
4.1	Entrada HUB S/E 16 a Caseta de operadores isobutano	0	300	0	0	300	0	0	300
4.1	Caseta de operadores isobutano a S/E 7	0	150	0	0	150	0	0	150
4.1	S/E 7 a S/E 21	0	550	0	0	550	0	0	550
4.1	S/E 21 a S/E 24	0	300	0	0	300	0	0	300
4.2	Entrada HUB S/E 16 a S/E 15	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
4.2	S/E 16 a S/E 15	0	940	0	60	1000	0	0	1000
		0	2810	0	90	2900	0	0	2900

Canalización a ser construida para el lazo de comunicación Nº 4

Tuberia conduit superficial	2810
Tuberia conduit en bancada	90
total	2900

Nota: Totas las dimensiones en la presente tabla estan dadas en metros (m).

Caja de empalmes requeridas en el lazo de comunicación Nº 4	0 cajas

N/A se debe a que el tramo de comunicación se encuentra en el Tablero de Monitoreo y Señales Discretas.

Tabla 14. Material de canalización propuesto en el lazo de comunicación Nº 4.

Finalmente los valores finales luego de totalizar los 4 lazos de comunicación propuestos en el SCADA, se muestran en la tabla 15.

Total Canalizaciones a construir para el SCADA-UPS

Tubería conduit superficial	5405 metros
Tubería conduit en bancada	310 metros
total	**5715 metros**

Total de Cajas de empalmes a requerir para el SCADA-UPS

Caja de empalme a prueba de explosión, tipo intemperie	**9 cajas**

Tabla 15. Material de canalización total que se requiere para la construcción de la acometida de comunicación del SCADA. Fuente propia

3.7.4. Software de monitoreo SCADA

La selección del software de supervisión es un paso fundamental para el desarrollo del proyecto ya que las cualidades de estos programas son los que definen muchos parámetros y características del sistema como el protocolo de comunicación a utilizar y el diseño de la interfaz grafica.

Las características principales que debe tener el software de monitoreo son, obtener los parámetros discretos y analógicos de los equipos a monitorear en tiempo real. Existen diversos programas de supervisión en el mercado, en el caso del presente proyecto será utilizado el software Icilink 5000, por cumplir

con las exigencias requeridas, disponibilidad para la elaboración del presente proyecto, y adicionalmente contar con resultados satisfactorios en otros sistemas SCADA utilizando este software.

3.7.5. Comunicación en el SCADA:

El puerto de comunicación utilizado en los módulos de adquisición de datos del SCADA es RS-485 y la distancia máxima del lazo de comunicaciones es de 4000 Pies, lo que es equivalente a 1219 metros, una distancia superior a esta implica la utilización de un modulo repetidor (ejemplo el 7510 del fabricante ICP DAS).

El puerto de comunicación utilizado para la conexión al computador central HMI, es a través del protocolo de comunicación RS-232 utilizando dos (2) puertos.

El protocolo de comunicación utilizado en los módulos de adquisición de datos y analizadores de redes AC es el Modbus RTU, mientras que en los módulos de comunicación será utilizado en protocolo DCON (propio de los hardware marca comercial ICP DAS). Detalles en los protocolos de comunicación Modbus RTU y DCON ver anexos.

El cableado para la comunicación en ambientes con altos niveles de ruido eléctrico, debe ser un cable de par entorchado y apantallado, conectando a tierra la pantalla y solamente en un extremo del cable, preferiblemente en el punto más cercano a la malla de tierra de la instalación. Adicionalmente en la

red de comunicación RS-485 se debe considerar la instalación de una resistencia de terminación en los nodos extremos de la red.

El cable de comunicación recomendado para el diseño de redes en RS-485 es de un par de hilos aislados, apantallados, calibre 24 AWG, con estas características encontramos el fabricante comercial Belden con el modelo 9841. Detalles de las especificaciones técnicas ver anexo C.

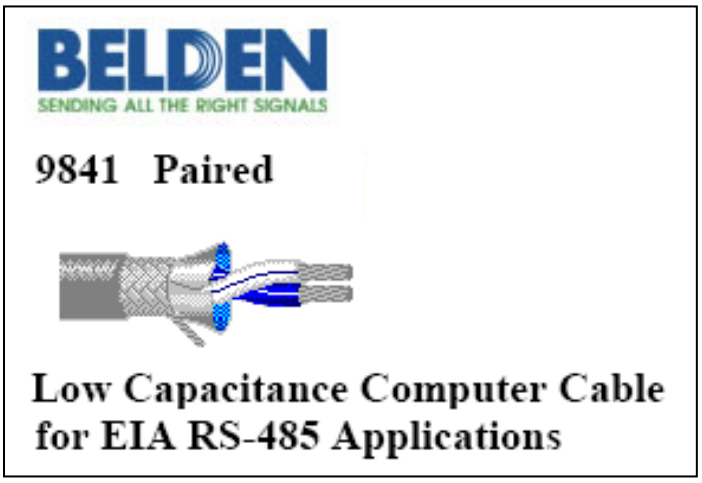


Figura 49. Detalle del cable de comunicación Belden 9841

3.7.6. Computador Central o Interfaz Hombre Maquina (HMI)

El equipo de computación requerido por el SCADA, se deberá instalar en un gabinete industrial en la sala de control de Servicios Industriales, para que reciba, integre y permita la visualización de las señales de monitoreo de los equipos UPS instalados en el SCADA.

Fue elegida la Sala de control de Servicios Industriales para la instalación del HMI, debido a que el lugar cuenta con las condiciones físicas, además de la permanencia constante de un operador (consolista), el cual se encarga de la

visualización del sistema de control distribuido DCS I/A Foxboro que se encuentra instalado en dicha sala, para el monitoreo y control de los servicios de generación de vapor y electricidad.

Las especificaciones mínimas que deberá cumplir el equipo de computación son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN
Gabinete	Tipo industrial, nema 12.
Procesador	Intel Prescott 3.2 GHz o equivalente
Memoria Caché instalada	1 MB. Integrada al procesador.
Memoria RAM instalada	1 GB
Disco Duro tipo	Redundante, Alta velocidad 7, 200 RPM.
Capacidad del Disco Duro	80 GB.
Dispositivo Óptico	Unidad combo DVD-ROM/CD-RW interna de velocidades 16x 24x 52x (DVD, grabación, regrabación y lectura).
Lector Disco Flexible	Una unidad lectora interna para disco de 3 ½ ” de alta densidad para carga y respaldo

	del software y archivos históricos.
Puertos integrados al MotherBoard	1 paralelo, 1 USB 2.0 para mouse, 1 USB 2.0 para teclado, 2 RS-232.
Puertos libres adicionales después de configurar	4 USB 2.0 Hi-Speed (por lo menos uno de ellos al frente y que permita libre acceso al dispositivo de almacenamiento “pendrive”).
Audio	Tarjeta de 16 bits integrada al motherboard.
Tarjeta de Video	32 MB de memoria, 2D/3D en puerto AGP 8X y acelerador de video en bus AGP o tarjeta integrada al motherboard.
Monitor	Monitor plano LCD de 21” (visibles), TFT de matriz activa con resolución de 1280 x 1024 @ 70 a 75 Hz. Cumplimiento de estándares MPR II, Energy Star TCO-95 ó 99 o equivalente. Incluye base de montaje para instalar en la consola de operación, tiempo de vida promedio debe de ser de 3 años, considerando que funcione las 24 hrs, 365 dias al año.
Tarjeta de Red	Dos tarjetas de red 10/100 base-TX Ethernet autosensing (RJ-45), integrada al motherboard o en ranura PCI – Wake On Lan.

Ranuras	Una tipo PCI libre después de configurar.
Teclado	32 teclas con función configurable .Teclas tipo membrana a prueba de derrames, tipo industrial, con funciones preconfiguradas y configurables.
Mouse	Mouse óptico con scroll, compatible PS/2 ó USB.
Seguridad	• Password de usuario y administrador.
Software preinstalado de fabrica.	Sistema operativo Windows XP profesional
Aditamentos adicionales	Cables, manuales, drivers y todo lo necesario para la correcta operación del equipo.
Fuente de alimentación	120 VAC ± 10 % VAC 60 Hz., con cable tomacorriente polarizado.

3.7.7. Normas, Códigos y Estándares las cuales debe cumplir el SCADA

Por tratarse de un sistema automatizado aplicado en el parque industrial, específicamente en el área de la industria petrolera, dicho sistema debe cumplir con una serie de normas, códigos y estándares, con el objeto de garantizar su correcto funcionamiento. A continuación se indican los códigos y normas aplicables:

The Instrumentation, Systems, and Automation Society (ISA)

(Sociedad Internacional para la medición y control) Sociedad dedicada al desarrollo de las tecnologías de instrumentación y control de procesos. Ha desarrollado normas que actualmente se aplican en todo el mundo.

- ISA 5.1 "Instrument Symbols and Identification"
- ISA 5.5 "Graphic Symbols for Process Displays"
- ISA 71.01 "Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems: Temperature and Humidity"
- ISA 71.02 "Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems: Power"

International Electrotechnical Comisión (IEC)

(Comisión Electrotécnica Internacional) Fue fundada en 1906 para promover normativa internacional y certificaciones en todas las áreas relacionadas con la electricidad y la electrónica.

- IEC 60381-1 "Analogue Signals for Process Control Systems"
- IEC 60688 Electrical Measuring Transducers for converting a.c. electrical quantities to analog or digital signals
- IEC 61000 "Electromagnetic Compatibility (EMC)"
- IEEE 110 Recommended Practice Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment.
- IEEE 142 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.

- IEEE 999 "Recommended Practice for Master/Remote Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Communications"
- IEEE C37.1 Definition Specification and Analysis of Systems used for Supervisory Control, Data Acquisition and Automatic Control
- IEEE SI 10 "Standard for Use of the International System of Units (SI)"

International Organization for Standardization (ISO)

(Organización Internacional para la estandarización) Organización no gubernamental, con sede en Ginebra, dedicada al desarrollo de normas que faciliten el intercambio mundial de mercancías y servicios. Conocida por normas como la norma de calidad ISO 9000, la de certificación medioambiental ISO 14000 o la sensibilidad de las películas fotográficas**.**

- ISO 9000 "Quality Management Systems"
- ISO 9000-2 " Quality Management and Quality Assurance Standards"
- ISO-IEC 8802 Information Processing Systems – Local Area Networks -

National Electrical Manufacturers Association (NEMA)

Asociación de empresas del sector eléctrico dedicada a desarrollar normativa y promover la investigación en la automatización, la electrónica, la distribución eléctrica, etc.

- ICS 1 "Industrial Control and Systems General Requirements"
- ICS 4 "Industrial Automation Control Products and Systems Section Terminal Blocks"

Underwriter Laboratorios (UL)

- UL 50 "UL Standard for Safety Enclosures for Electrical Equipment"

Código Eléctrico Nacional (CEN)

- Covenin "Código Eléctrico Nacional”– 1999 Edition"

Normas PDVSA

- K-330 "Control Panels and Consoles"
- K-331 "Instrument Power Supply"
- K-360 "Programmable Logic Controllers "
- K-362 "Control Networks"
- KB-201 "Instrument Control Panel"

COVENIN – Comisión Venezolana de Normas Industriales

- 200 Código Eléctrico Nacional
- 552 Disposiciones sobre Puesta a Tierra y Puentes de Unión en Instalaciones en Áreas Peligrosas.

Otras Normas

- ANSI C2 National Electrical Safety Code.

- API RP 2003 Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightining, and Stray Currents.
- NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids Code.
- NFPA 321 Standard on Basic Classification of Flammable and Combustible Liquids.
- NFPA 325M Fire Hazard Properties of Flammable Liquids, Gases and Volatile Solids.

El sistema de monitoreo y adquisición de datos SCADA-UPS propuesto en el presente proyecto, debe cumplir con la última revisión de estos códigos y estándares. Si hay algún conflicto entre los códigos y estándar, el más restrictivo deberá ser aplicado.

3.7.8. Condiciones ambientales

Los Tableros de monitoreo y señales discretas, HMI-Servidor SCADA, serán instalados bajo techo en subestaciones eléctricas/ centro de distribución/ caseta de operadores, en ambiente marino y deberán estar diseñados para operar bajo las siguientes condiciones ambientales:

Temperatura ambiente	104 °F (40°C)

máxima:	
Temperatura ambiente mínima:	69.8 °F (21°C)
Pluviosidad Máx.:	3 pulg/h excedida una sola vez cada 50 años
Presión Barométrica Normal:	14.7 PSIa
Humedad relativa:	Máx. Promedio: 80%
Zona Sísmica:	Zona 5 – Covenin 1756-1998 (ver también normas PDVSA FJ-221 y FJ-222)
Dirección predominante del viento:	a)De 8am a 12m dirección Suroeste a Noreste con mínima igual a 1.6 Km/h. b)De 1pm en adelante, dirección Noreste a Suroeste
Altura sobre el nivel del mar:	Promedio: 14,3 m
Atmósfera:	Altamente corrosiva, marina, salina, polvorienta, húmeda y con presencia continua de cloro y

eventualmente

presencia de H2S

3.7.9. Casos especiales a ser aplicados en el SCADA propuesto:

Entre los equipos que serán incorporados al SCADA se encuentran tres (3) sistemas, en la cual el esquema de conexión eléctrica y tablero de señales discretas SCADA – UPS, se diferencia de los casos generales existentes en la REP los cuales son:

Caso 1: Sistema UPS configuración redundante cascada de capacidad 20KVA, el mismo esta ubicado en el bunker de FCC, a continuación se muestra en la figura 50 el diagrama del sistema:

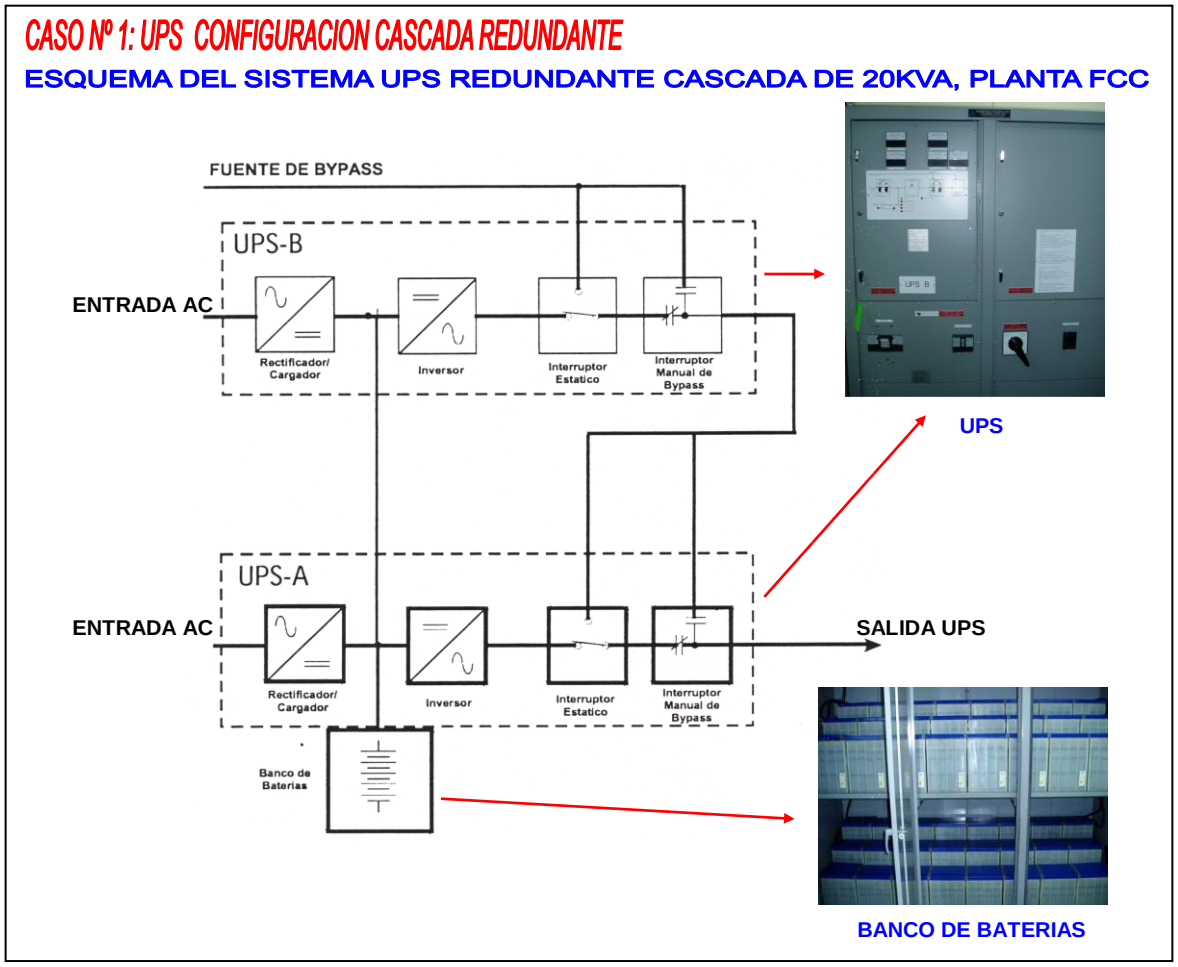


Figura 50. CASO 1: Esquema de configuración del sistema UPS 20KVA en la Planta de FCC. Fuente propia

El presente caso contara con el siguiente esquema de conexiones, mostrado en la figura 51, para el monitoreo de los parámetros definidos en el SCADA.

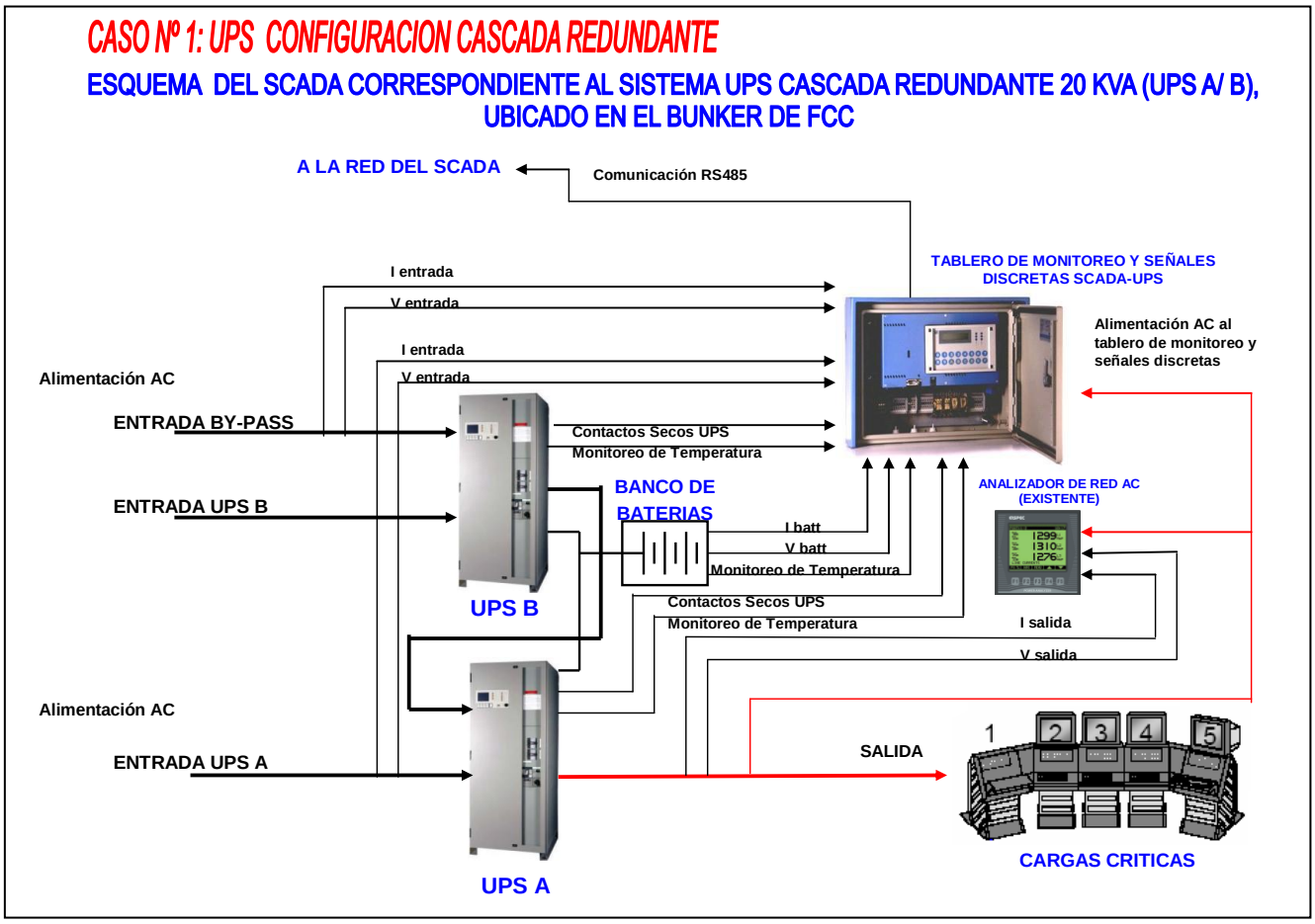


Figura 51. CASO 1: Esquema de conexión de las señales a monitorear por el SCADA en el sistema UPS redundante cascada 20KVA Planta de FCC. Fuente propia

La figura 52 muestra el diagrama modular del Tablero de Monitoreo y Señales Discretas que se requiere en el caso planteado:

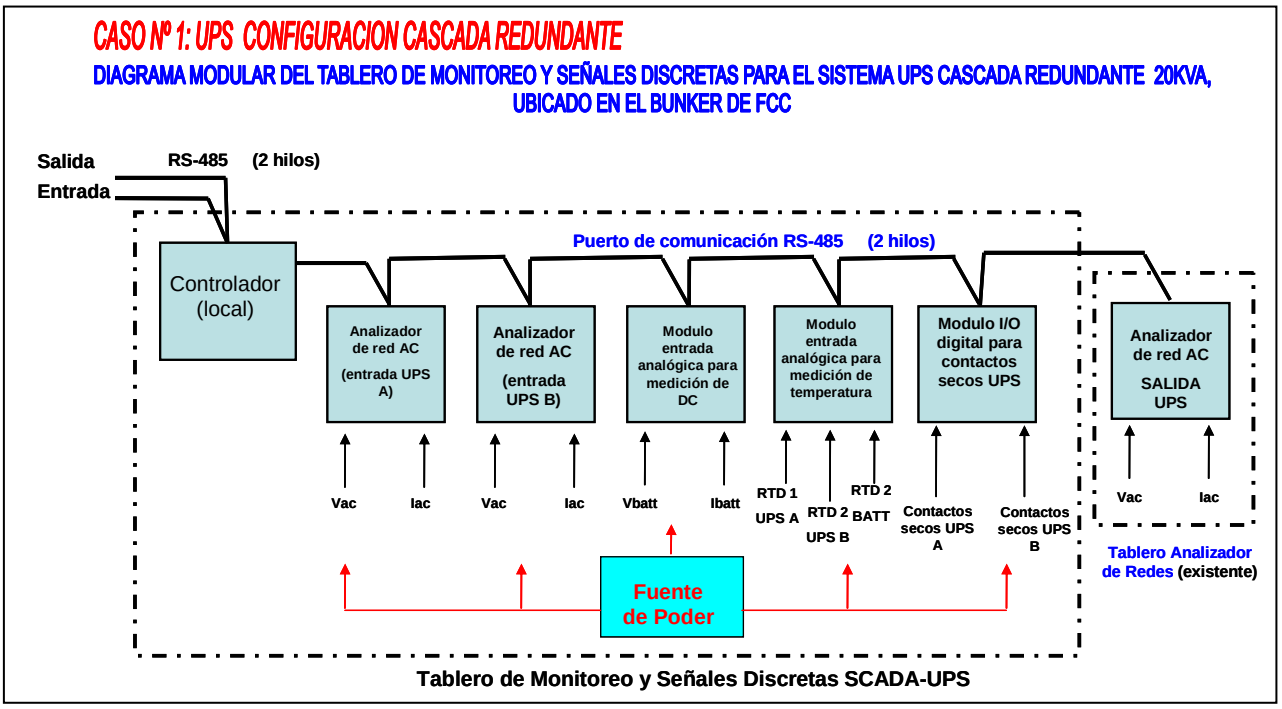


Figura 52. CASO 1: Esquema de conexión de los módulos de adquisición de datos y comunicación en el tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS del sistema UPS redundante cascada 20KVA Planta de FCC. Fuente propia

Caso 2: Sistema UPS configuración redundante paralelo de capacidad 25KVA, el mismo esta ubicado en el bunker de MCP, a continuación se muestra en la figura 53 el diagrama del sistema:

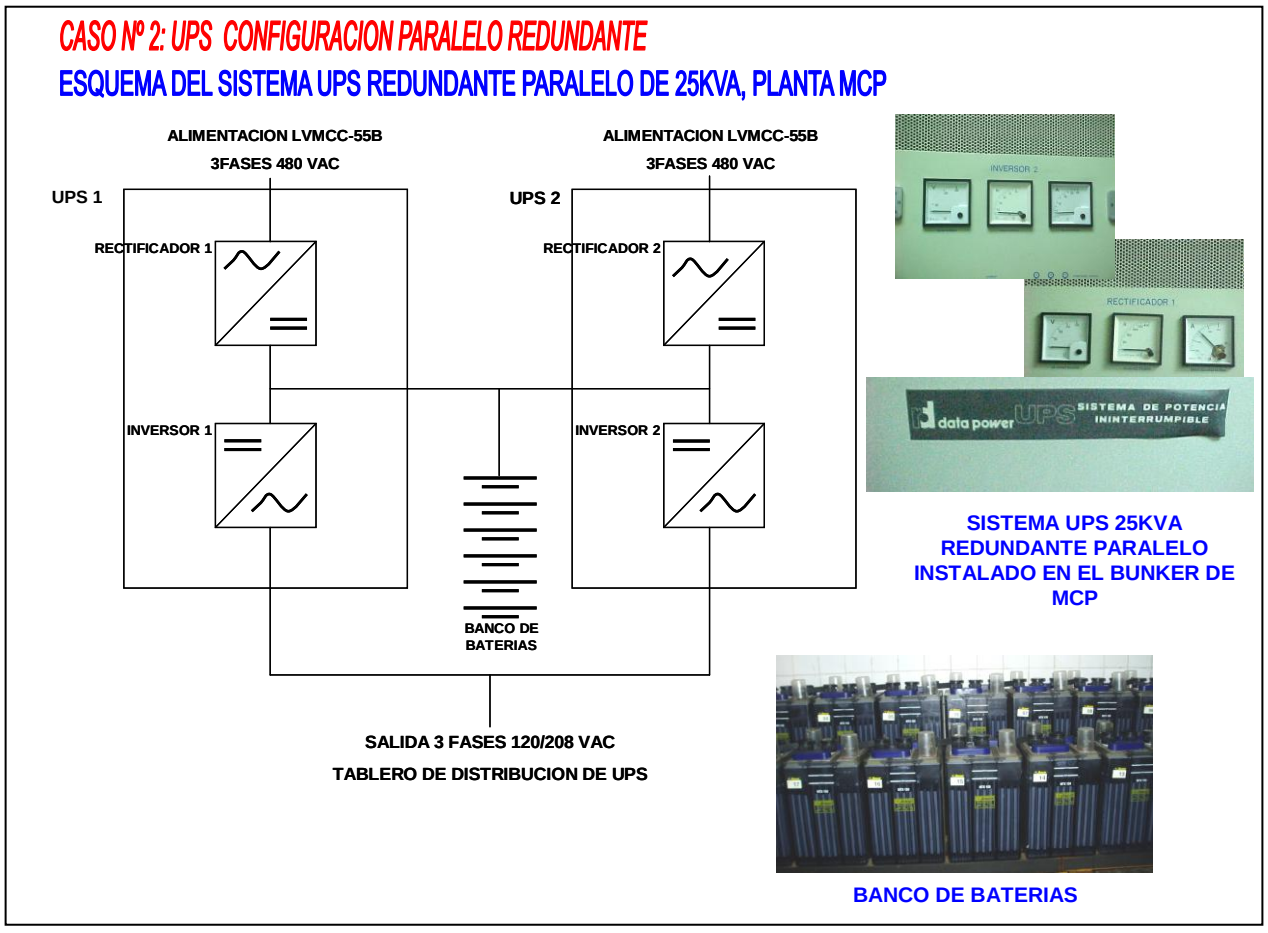


Figura 53. CASO 2: Esquema de configuración del sistema UPS 25KVA en la Planta de MCP. Fuente propia

El presente caso contara con el siguiente esquema de conexiones, mostrado en la figura 54, para el monitoreo de los parámetros definidos en el SCADA.

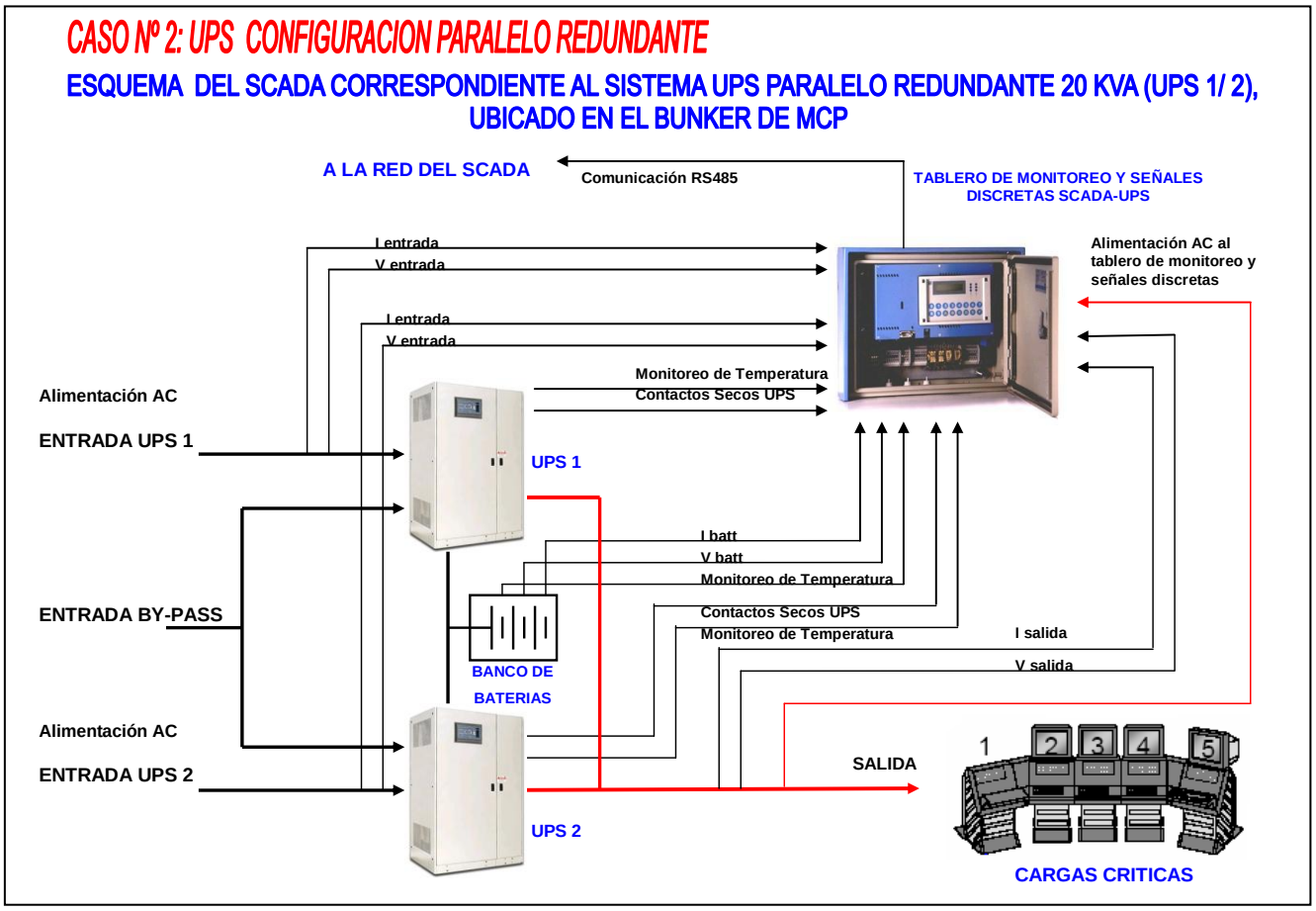
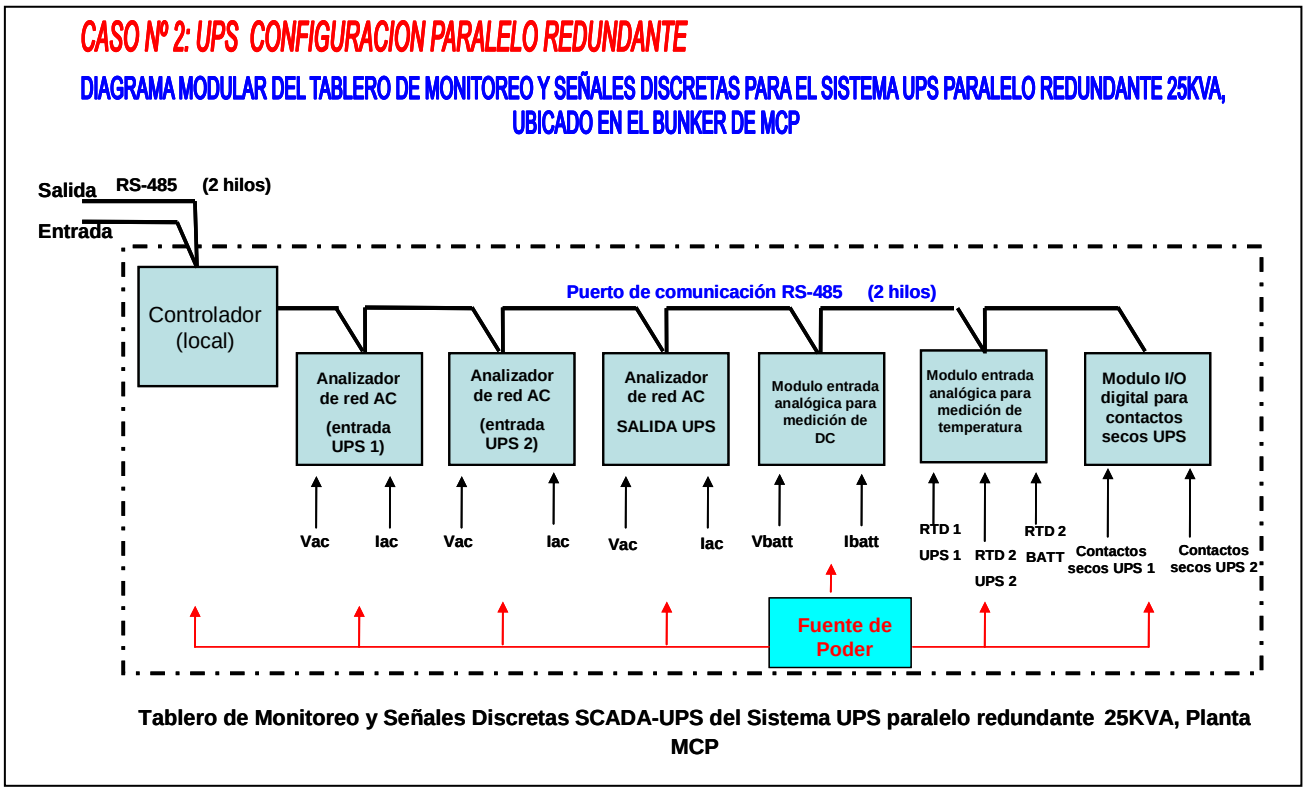


Figura 54. CASO 2: Esquema de conexión de las señales a monitorear por el SCADA en el sistema UPS redundante paralelo 25KVA Planta de MCP. Fuente propia

La figura 55 muestra a continuación el diagrama modular del Tablero de Monitoreo y Señales Discretas que se requiere en el caso planteado:



Tablero de Monitoreo y Señales Discretas SCADA-UPS del Sistema UPS paralelo redundante 25KVA, Planta MCP

Figura 55. CASO 2: Esquema de conexión de los módulos de adquisición de datos y comunicación en el tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS del sistema UPS redundante paralelo 25KVA Planta de MCP. Fuente propia

Caso 3: Sistema INVERSOR 5KVA, ubicado en la S/E 16 de la Planta de Servicios Industriales, a continuación se muestra en la figura 56 el diagrama del sistema**:**

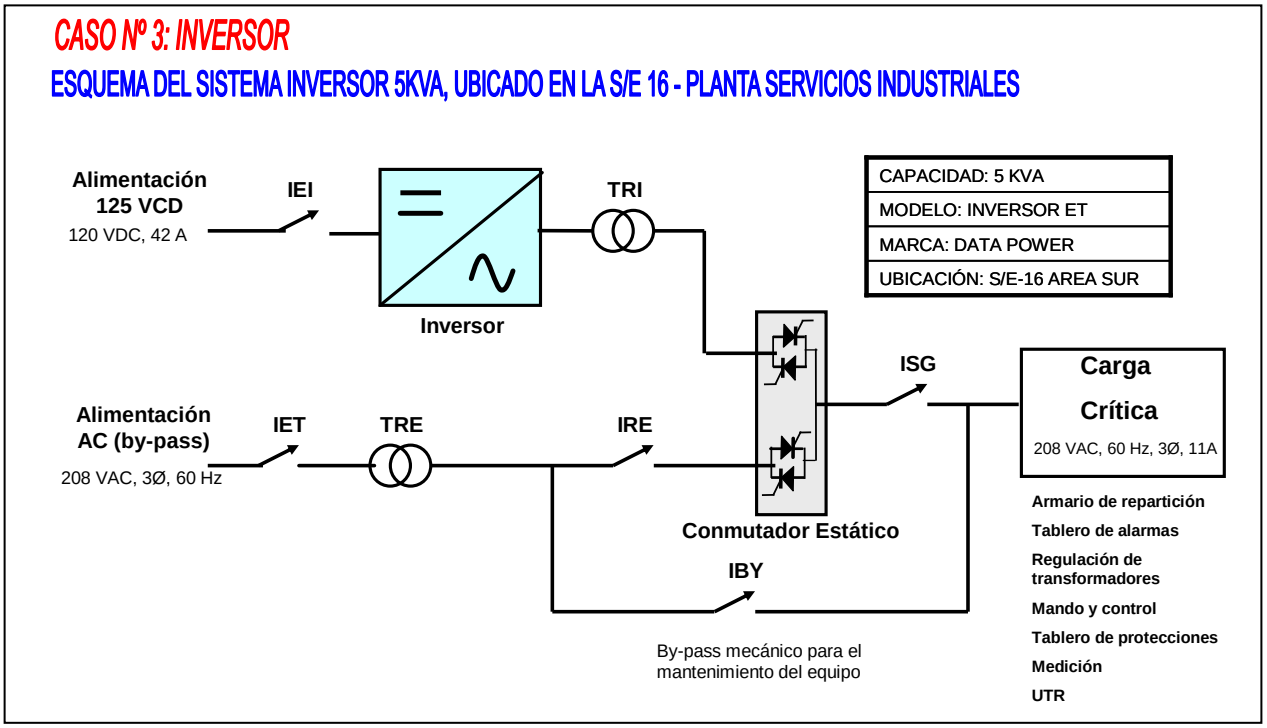


Figura 56. CASO 3: Esquema de configuración del sistema Inversor 5KVA de la S/E 16, Planta Servicios Industriales (SI). Fuente propia

El presente caso contara con el siguiente esquema de conexiones, mostrado en la figura57, para el monitoreo de los parámetros definidos en el SCADA.

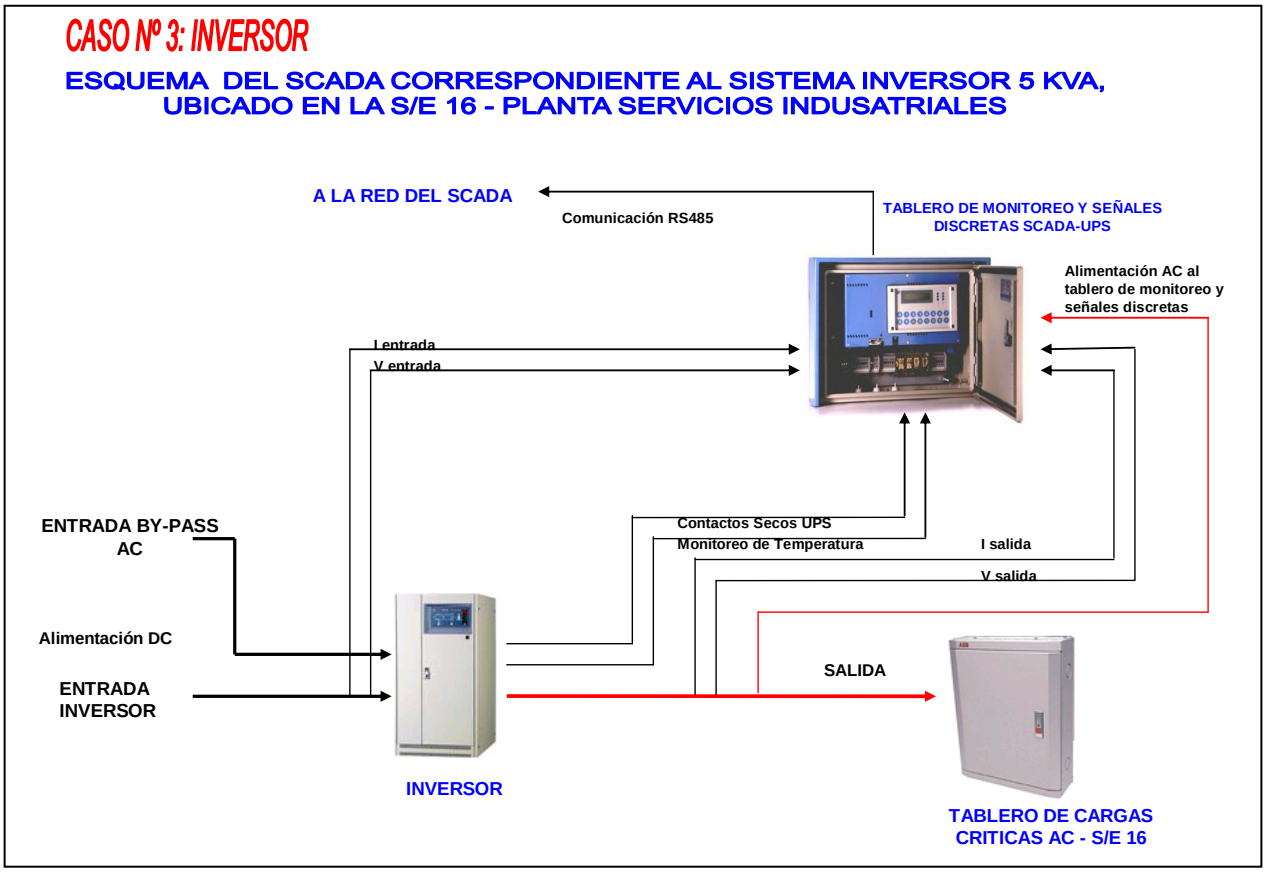


Figura 57. CASO 3: Esquema de conexión de las señales a monitorear por el SCADA en el sistema Inversor 5KVA de la S/E 16, Planta Servicios Industriales (SI). Fuente propia

La figura 58 muestra a continuación el diagrama modular del Tablero de Monitoreo y Señales Discretas que se requiere en el caso planteado:

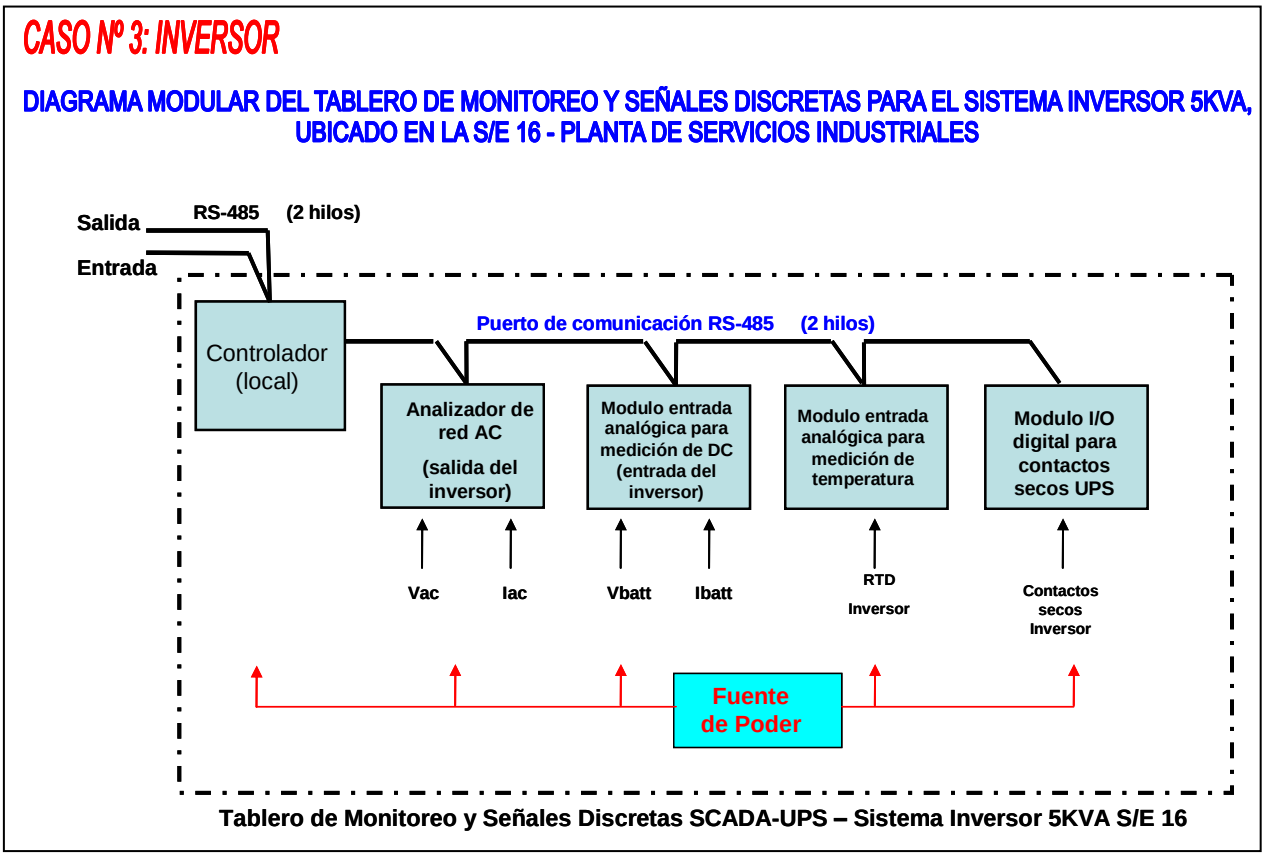


Figura 58. CASO 3: Esquema de conexión de los módulos de adquisición de datos y comunicación en el tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS del sistema Inversor 5KVA de la S/E 16, Planta Servicios Industriales (SI). Fuente propia

3.7.10. Diferentes modelos de Tableros de monitoreo de señales discretas SCADA-UPS a ser construidos de acuerdo a los componentes internos requeridos por el UPS a monitorear:

A fin de realizar la clasificación de la forma mas generalizada fueron elaborados y establecidos cinco (5) modelos de tableros, esto de acuerdo a los componentes que lo conforman:

- **<u>Tablero A:</u>**

  El mismo esta conformado por los siguientes módulos y componentes:

  1. Analizador de redes 1Ø (entrada).
  2. Analizador de redes 1Ø (salida).
  3. Modulo controlador local del tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS.
  4. Modulo para el monitoreo de temperatura (M-7015)
  5. Modulo para el monitoreo de la tensión y corriente en las baterías (M-7019R).
  6. Luces pilotos para indicar la condición (normal/ falla) en el tablero.
  7. Fuente de alimentación 24VDC para los módulos de adquisición de datos y de comunicación.

  Nota: El presente tablero no contiene modulo para el monitoreo de señales provenientes de contactos secos (alarmas de UPS). Para este caso se podría utilizar un modulo solo de salidas discretas para la señalización luminosa en el tablero de Normal/ Falla, ejemplo el modulo M-7045D.

- **<u>Tablero B:</u>**

  El mismo esta conformado por los siguientes módulos y componentes:

1. Analizador de redes 3Ø (entrada).
2. Analizador de redes 3Ø (salida).
3. Modulo controlador local del tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS.
4. Modulo para el monitoreo de temperatura (M-7015)
5. Modulo para el monitoreo de la tensión y corriente en las baterías (M-7019R).
6. Luces pilotos para indicar la condición (normal/ falla) en el tablero.
7. Fuente de alimentación 24VDC para los módulos de adquisición de datos y de comunicación.

Nota: El presente tablero no contiene modulo para el monitoreo de señales provenientes de contactos secos (alarmas de UPS). Para este caso se podría utilizar un modulo solo de salidas discretas para la señalización luminosa en el tablero de Normal/ Falla, ejemplo el modulo M-7045D.

- **Tablero C:**

El mismo esta conformado por los siguientes módulos y componentes:

1. Analizador de redes 3Ø (entrada).
2. Analizador de redes 1Ø (salida).
3. Modulo controlador local del tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS.
4. Modulo I/O (M-7050D) para el monitoreo de las señales discretas provenientes de los contactos secos de las alarmas UPS y señalización de funcionamiento del tablero.
5. Modulo para el monitoreo de temperatura (M-7015)

6. Modulo para el monitoreo de la tensión y corriente en las baterías (M-7019R).
7. Luces pilotos para indicar la condición (normal/ falla) en el tablero.
8. Fuente de alimentación 24VDC para los módulos de adquisición de datos y de comunicación.

- **Tablero D:**

El mismo esta conformado por los siguientes módulos y componentes:

1. Analizador de redes 3Ø (entrada).
2. Analizador de redes 3Ø (salida).
3. Modulo controlador local del tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS.
4. Modulo I/O (M-7050D) para el monitoreo de las señales discretas provenientes de los contactos secos de las alarmas UPS y señalización de funcionamiento del tablero.
5. Modulo para el monitoreo de temperatura (M-7015).
6. Modulo para el monitoreo de la tensión y corriente en las baterías (M-7019R).
7. Luces pilotos para indicar la condición (normal/ falla) en el tablero.
8. Fuente de alimentación 24VDC para los módulos de adquisición de datos y de comunicación.

- **Tablero E:**

El mismo esta conformado por los siguientes módulos y componentes:

1. Analizador de redes 3Ø (entrada).
2. Analizador de redes 1Ø (salida).
3. Modulo controlador local del tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS.
4. Modulo para el monitoreo de temperatura (M-7015)
5. Modulo para el monitoreo de la tensión y corriente en las baterías (M-7019R).
6. Luces pilotos para indicar la condición (normal/ falla) en el tablero.
7. Fuente de alimentación 24VDC para los módulos de adquisición de datos y de comunicación.

Nota: El presente tablero no contiene modulo para el monitoreo de señales provenientes de contactos secos (alarmas de UPS). Para este caso se podría utilizar un modulo solo de salidas discretas para la señalización luminosa en el tablero de Normal/ Falla, ejemplo el modulo M-7045D.

- **Tableros especiales**:

  Los mismos corresponden a los tres (3) casos los cuales fueron detallados anteriormente.

  Caso 1: Sistema UPS redundante cascada 20 KVA – Planta de FCC.
  Caso 2: Sistema UPS redundante paralelo 25 KVA – Planta de MCP.
  Caso 3: Sistema Inversor 5KVA instalado en la S/E 16 de la Planta SI.

Finalmente luego de conocer la clasificación y tipos de tableros a requerir, en la tabla 16 se determino el tipo de tablero de monitoreo y señales discretas a ser utilizado en cada uno de los equipos.

EQUIPO	CAPACIDAD/ UBICACIÓN	TIPO DE TABLERO
70-UPS-1	20KVA - BLENDING II	C
UPS-1 Y UPS-2	25KVA - BUNKER MCP	ESPECIAL (CASO 2)
73UPS-5A1	10KVA - S/E 5A	B
UPS	1,4KVA - CD 23	A
UPS	2,5KVA - S/E 27	B
UPS	10KVA - EDIF TERMINAL MARINO	A
UPS UCL-22	1,4KVA - CUARTO FRIO	A
UPS	1,4KVA - S/E 9	A
UPS	6KVA - LLENADERO DE GASOLINA	B
UPS	2,5KVA - S/E 25	B
UPS	10KVA - S/E 24	E
75-UPS-21A	3KVA - S/E 21	D
71-UPS-7	0,5KVA - S/E 7	B
01-UPS-1	5,3KVA - C/ OPERADORES ISOBUTANO	A
75-UPS-15A	1,5KVA - S/E 15	A
72-UPS-29-01	6KVA - C/ OPERADORES EFLUENTES	C
INVERSOR	5KVA - S/E 16	ESPECIAL (CASO 3)
71UPS-1	15KVA - S/E 1 PLANTA ELECTRICA	C
68UPS-01	3KVA - S/E 6	C
UPS-A Y UPS-B	20KVA - BUNKER DE FCC	ESPECIAL (CASO 1)
71UPS-C1	20KVA - BUNKER DE FCC	C
71UPS-C2	20KVA - BUNKER DE FCC	C
UPS-TSI-14	15KVA - UNIDAD DE OXIGENADOS	D
40UPS-1	20KVA - CD-8 BTX	E
01-UPS-B104	20KVA - CD-10 CRUDO	D

Tabla 16. Indicación del tipo de tablero de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS requerido en cada uno de los equipos UPS que conforman al SCADA. Fuente Propia

Luego de conocer los tipos de tableros que se requieren en cada uno de los equipos, fue calculada la cantidad de tableros de acuerdo a los modelos predeterminados. A continuación en la tabla 17, se aprecia el resumen de la cantidad de tableros de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS que se requieren.

ITEM	TIPO DE TABLERO	CANTIDAD
1	A	6
2	B	5
3	C	6
4	D	3
5	E	2
6	ESPECIAL (CASO 1)	1
7	ESPECIAL (CASO 2)	1
8	ESPECIAL (CASO 3)	1

Tabla 17. Indicación de la cantidad requerida de tableros de monitoreo y señales discretas SCADA-UPS, de acuerdo al tipo predeterminado. Fuente propia

En la siguiente tabla se aprecia la cantidad de analizadores de redes AC que se requieren tanto a la entrada como a la salida de los equipos, adicionalmente resume el total de equipos UPS que se les realizara monitoreo de parámetros eléctricos a baterías (tensión y corriente), temperatura (UPS y baterías) y monitoreo de señales discretas (alarmas) disponibles en los UPS.

ANALIZADOR DE REDES ENTRADA		ANALIZADOR DE REDES SALIDA		CONTACTOS SECOS (ALARMAS)		MONITOREO TEMPERATURA		MONITOREO BATERIAS	
1 FASE	3 FASES	1 FASE	3 FASES	NO POSEE	SI POSEE	UPS	BATERIAS	TENSION	CORRIENTE
6	20	15	9	13	12	25	19	25	25

Tabla 18. Cuadro resumen del número de variables y condiciones a ser monitoreadas por el SCADA-UPS. Fuente propia

Capitulo IV: Configuración y Programación del SCADA

4. CONFIGURACION Y PROGRAMACION DEL SCADA

4.1. Configuración del sistema SCADA

Luego de finalizar el análisis y diseño en las canalizaciones, cableado de comunicación y los tableros de monitoreo y señales discretas requeridos, se procederá a realizar la configuración del programa de supervisión y adquisición de datos.

Para realizar la configuración del programa se deben cumplir una serie de actividades que permitan el funcionamiento eficaz, tanto en la interfaz grafica como del sistema de adquisición y comunicación de datos.

4.2. Configuración del software SCADA

A continuación se presenta el procedimiento para realizar la configuración del sistema de adquisición de datos. Para realizar esto, existen diversas aplicaciones que deben ser configuradas de acuerdo a los requerimientos de funcionamiento del sistema.

4.3. Descripción General

4.3.1. Capacidad de Comunicación

El software Icilink 5000, permite la centralización de la información medida por una gran variedad de instrumentos de medición y proceso. El elemento centralizador es un ordenador personal del tipo IBM-PC o compatible, bajo sistema operativo Windows 95/98/NT/2000 y XP.

La comunicación estándar con los equipos remotos, se efectúa en forma serial bajo el formato RS485 (Half-Duplex), sin embargo, es posible la comunicación virtualmente con cualquier instrumento, mediante el uso del convertidor de protocolo respectivo.

Bajo RS485 es posible la formación de redes de hasta 32 equipos por puerto serial del PC. Esta cantidad puede incrementarse notablemente empleando un repetidor RS485.

La gama de instrumentos que acepta en forma estándar son:

- ☑ Allen Bradley - PowerMonitor II.
- ☑ ALPHA - Pantallas de Visualización de gran alcance.
- ☑ Basler MPS100 - Relé de protección para motores.
- ☑ Circutor - CVM (Protocolo CIRBUS).
- ☑ Circutor - CVM (Protocolo MODBUS)
- ☑ General Electric - Multilink PQM (Power Quality Meter)
- ☑ General Electric - Multilink SR489 (relé protección de generadores)
- ☑ General Electric - Multilin 269 Plus
- ☑ Red Lion - Todas las series PAX (Tacómetros, Indicadores de corriente, 4-20mA, T/C, RTD, 0-10Vdc, Celdas de Cargas y 0-5 Amp).
- ☑ Square D - PowerLogic (Analizador de redes trifásicas).
- ☑ Venetrol - Series Control 3000 y Omegatrol 2520 (Controlador de procesos y tacómetro).

El entorno de aceptación de instrumentos del Icilink 5000 se expande fácilmente gracias a *un Módulo Estándar Creador de Protocolos de Comunicación*. De esta manera, el software permite aceptar virtualmente a cualquier instrumento con protocolo ASCII, Modbus y AB-DF1.

4.3.2. Prestaciones Operativas Básicas

El sistema permite las siguientes prestaciones al usuario:

- ☑ Capacidad de crear las páginas de visualización de la información en tiempo real. Para esto, el sistema ofrece una gran variedad de controles visuales, tales como: páneles de indicación digitales y analógicos, leyendas, pilotos, gráficas de tiempo real, termómetros, tanques, indicadores de hora, imágenes, botones, etc. Esta capacidad, se ilustra en las figuras 58 y 59.

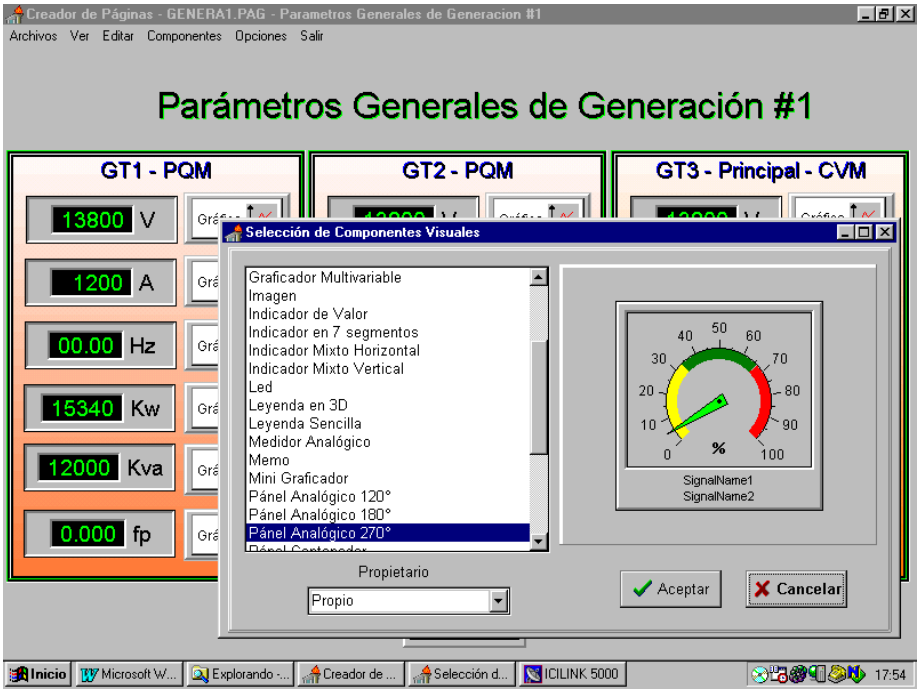


Figura 59. Ejemplo 1 - Creación de Páginas de Visualización.

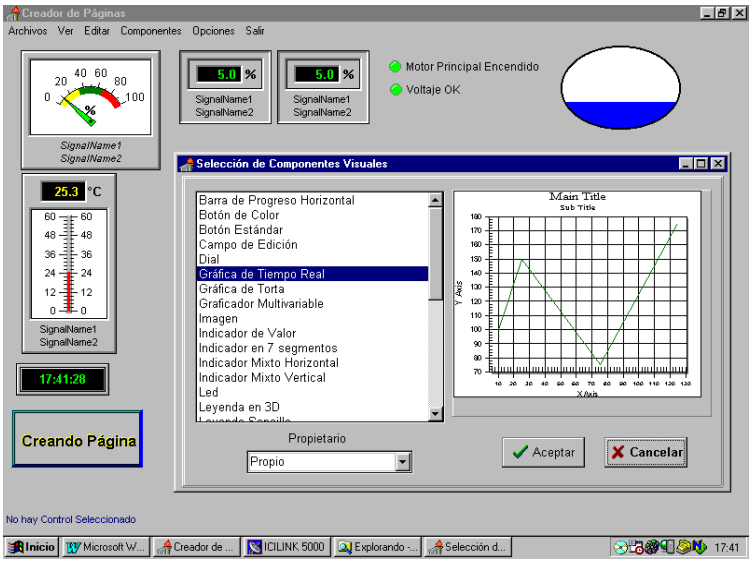


Figura 60. Ejemplo 2 - Creación de Páginas de Visualización

☑ Capacidad de visualizar e imprimir datos y/o gráficos históricos de las variables de interés. Simplemente, al hacer doble-click sobre cualquier gráfica, se despliega el menú de visualización de históricos, brindando la posibilidad de ajustar las fechas de visualización, hacer estadísticas básicas y agregar anotaciones particulares.

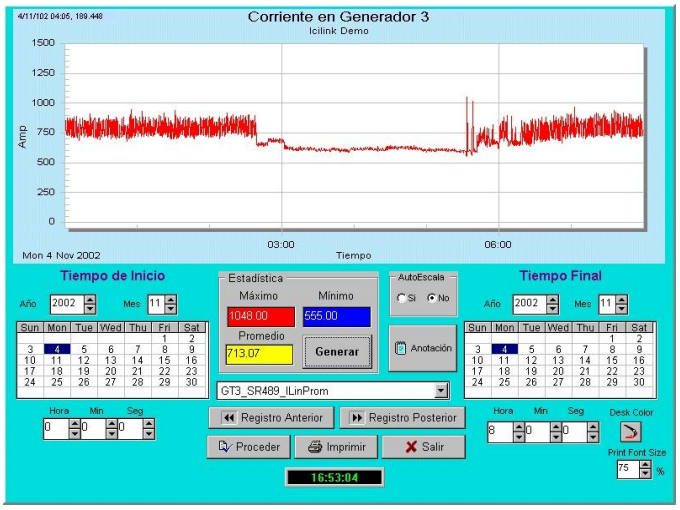


Figura 61. Ejemplo de la Página de Visualización Histórica

☑ Capacidad de anexar futuros instrumentos dentro de las series listadas.

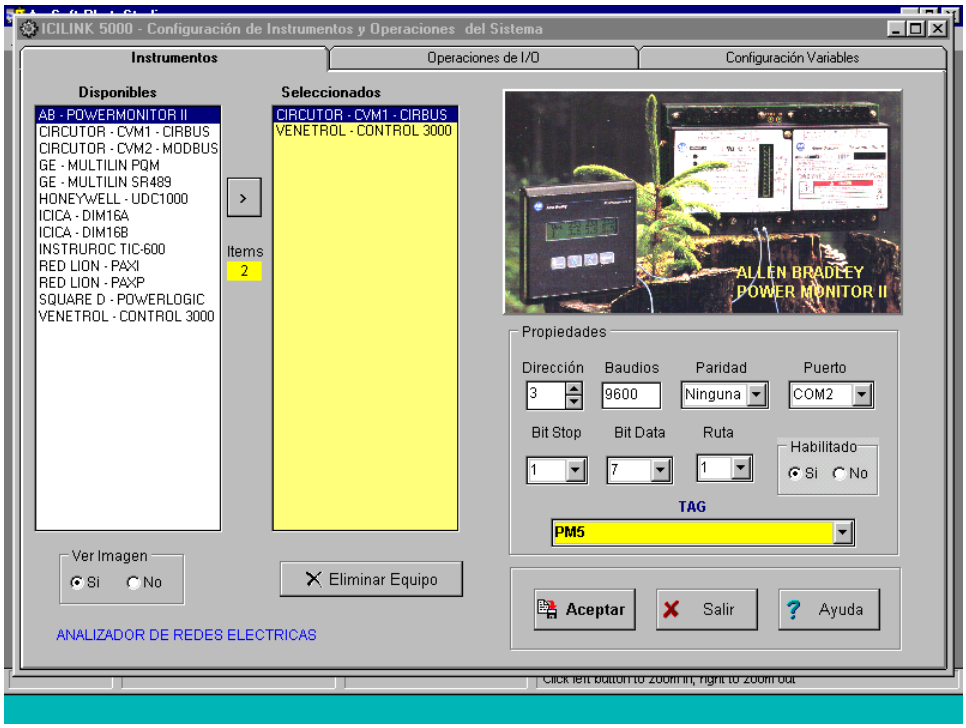
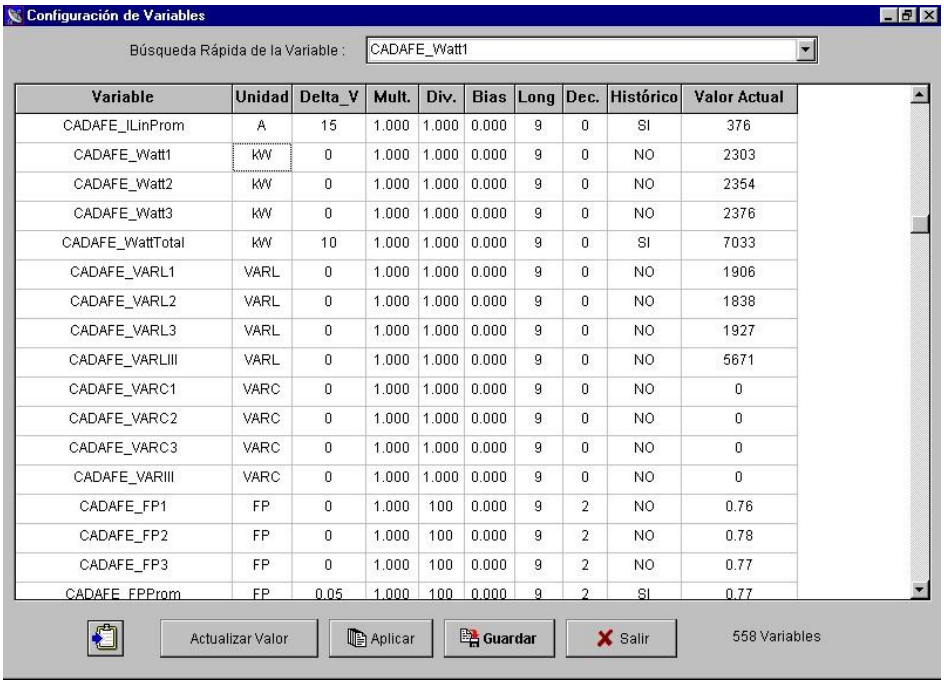


Figura 62. Selección y Configuración de Instrumentos

☑ Al seleccionar un Instrumento nuevo, simplemente hay que asignar un TAG descriptivo (ej. Cadafe, Motor4, Caldera8, etc). El sistema automáticamente asignará los nombres a las variables resultantes en función de las operaciones de lectura/escritura declaradas. Esto simplifica el manejo de aplicaciones en las que el número de variables es elevado, tal como es el caso de la supervisión de potencia y energía eléctrica. Esto se ilustra en la figura 62.



Variable	Unidad	Delta_V	Mult.	Div.	Bias	Long	Dec.	Histórico	Valor Actual
CADAFE_ILinProm	A	15	1.000	1.000	0.000	9	0	SI	376
CADAFE_Watt1	kW	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	2303
CADAFE_Watt2	kW	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	2354
CADAFE_Watt3	kW	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	2376
CADAFE_WattTotal	kW	10	1.000	1.000	0.000	9	0	SI	7033
CADAFE_VARL1	VARL	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	1906
CADAFE_VARL2	VARL	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	1838
CADAFE_VARL3	VARL	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	1927
CADAFE_VARLIII	VARL	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	5671
CADAFE_VARC1	VARC	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
CADAFE_VARC2	VARC	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
CADAFE_VARC3	VARC	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
CADAFE_VARIII	VARC	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
CADAFE_FP1	FP	0	1.000	100	0.000	9	2	NO	0.76
CADAFE_FP2	FP	0	1.000	100	0.000	9	2	NO	0.78
CADAFE_FP3	FP	0	1.000	100	0.000	9	2	NO	0.77
CADAFE_FPProm	FP	0.05	1.000	100	0.000	9	2	SI	0.77

Figura 63. Generación de variables automáticas basados en TAG.

☑ Icilink 5000 permite al usuario la creación de variables propias. De esta forma, se logra el procesamiento complejo de fórmulas dependiendes de las variables remotas (ej. Suma de volumen de tanques, Consumo de potencia total de múltiples cargas, etc). Como herramienta, dispone de un menú de creación de fórmulas con funciones complejas. Esta capacidad se ilustra en la figura 63.

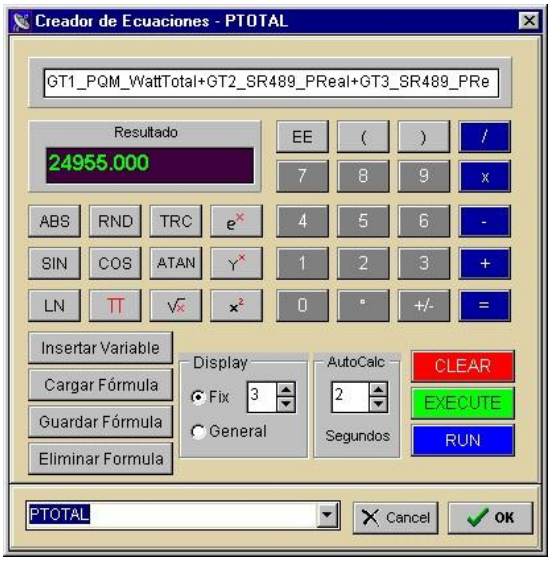


Figura 64. Herramienta para Creación de Fórmulas para procesamiento complejo

☑ Generación de reportes configurables por el usuario, con opciones de totalización de los datos de columnas, promediación, valor mínimo y valor máximo.

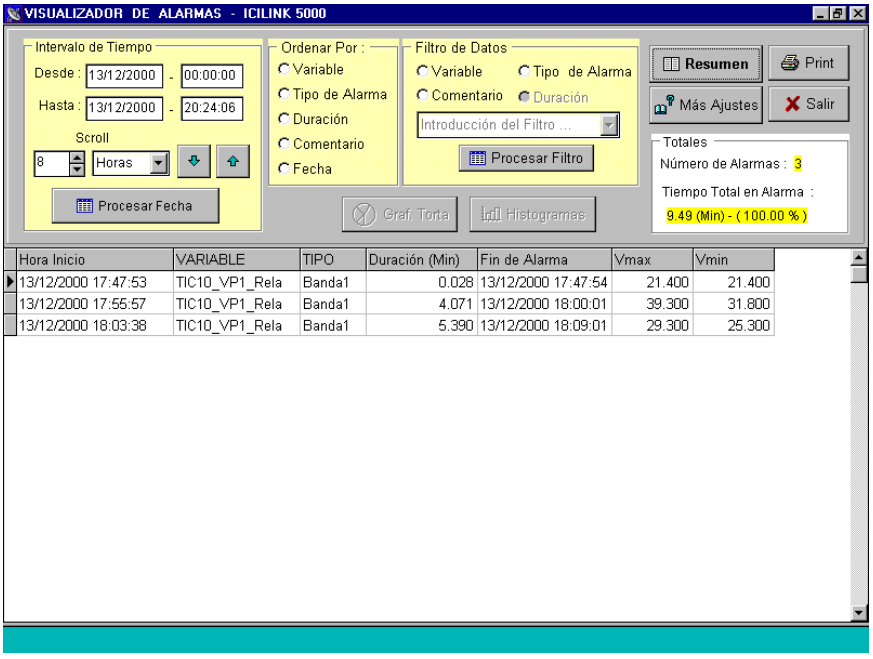
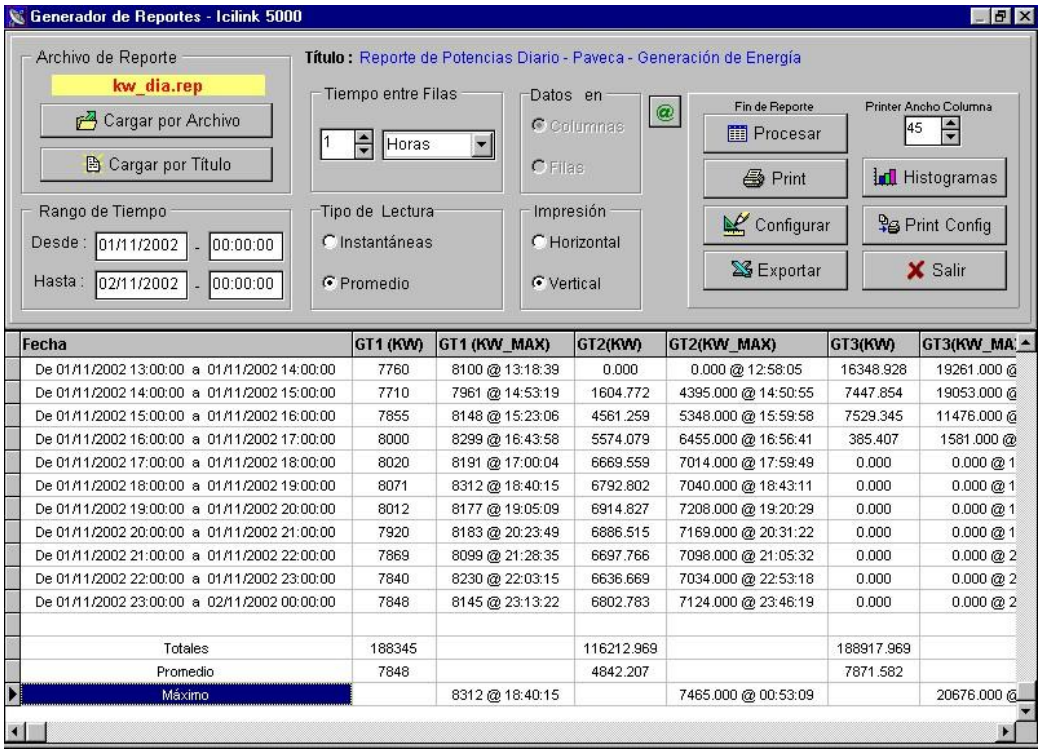


Figura 65. Generación de Reportes.

☑ Manejo de alarmas y/o generación de reportes de alarmas, que incluyen la hora y duración de la alarma, así como los valores extremos capturados durante la condición de alarma.



Fecha	GT1 (KW)	GT1 (KW_MAX)	GT2(KW)	GT2(KW_MAX)	GT3(KW)	GT3(KW_MA
De 01/11/2002 13:00:00 a 01/11/2002 14:00:00	7760	8100 @ 13:18:39	0.000	0.000 @ 12:58:05	16348.928	19261.000 @
De 01/11/2002 14:00:00 a 01/11/2002 15:00:00	7710	7961 @ 14:53:19	1604.772	4395.000 @ 14:50:55	7447.854	19053.000 @
De 01/11/2002 15:00:00 a 01/11/2002 16:00:00	7855	8148 @ 15:23:06	4561.259	5348.000 @ 15:59:58	7529.345	11476.000 @
De 01/11/2002 16:00:00 a 01/11/2002 17:00:00	8000	8299 @ 16:43:58	5574.079	6455.000 @ 16:56:41	385.407	1581.000 @
De 01/11/2002 17:00:00 a 01/11/2002 18:00:00	8020	8191 @ 17:00:04	6669.559	7014.000 @ 17:59:49	0.000	0.000 @ 1
De 01/11/2002 18:00:00 a 01/11/2002 19:00:00	8071	8312 @ 18:40:15	6792.802	7040.000 @ 18:43:11	0.000	0.000 @ 1
De 01/11/2002 19:00:00 a 01/11/2002 20:00:00	8012	8177 @ 19:05:09	6914.827	7208.000 @ 19:20:29	0.000	0.000 @ 1
De 01/11/2002 20:00:00 a 01/11/2002 21:00:00	7920	8183 @ 20:23:49	6886.515	7169.000 @ 20:31:22	0.000	0.000 @ 1
De 01/11/2002 21:00:00 a 01/11/2002 22:00:00	7869	8099 @ 21:28:35	6697.766	7098.000 @ 21:05:32	0.000	0.000 @ 2
De 01/11/2002 22:00:00 a 01/11/2002 23:00:00	7840	8230 @ 22:03:15	6636.669	7034.000 @ 22:53:18	0.000	0.000 @ 2
De 01/11/2002 23:00:00 a 02/11/2002 00:00:00	7848	8145 @ 23:13:22	6802.783	7124.000 @ 23:46:19	0.000	0.000 @ 2
Totales	188345		116212.969		188917.969	
Promedio	7848		4842.207		7871.582	
Máximo		8312 @ 18:40:15		7465.000 @ 00:53:09		20676.000 @

Figura 66. Manejo de Alarmas.

☑ Prestaciones adicionales comprenden la consulta de valores puntuales sobre cualquier variable histórica a cualquier hora. Esta característica es la automatización de la toma de valores manuales a intervalos periódicos a lo largo de los diversos instrumentos de potencia y protección de la planta. La página de visualización de valores puntuales se ilustra en la figura 66.

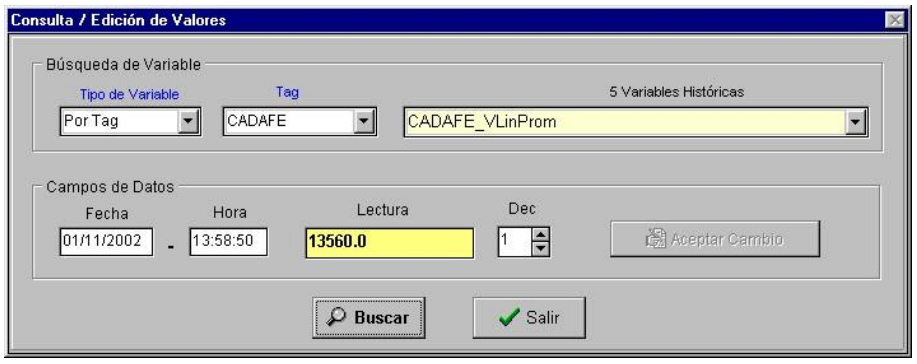


Figura 67. Consulta de Valores Puntuales.

☑ En forma similar al punto anterior, se permite el cálculo de promedios e integrales sobre cualquier variable histórico en un rango de tiempo deseado. Este análisis permite obtener el valor promedio, valores máximos y mínimos con hora de ocurrencia y el calculo integral. Adicionalmente, permite la exportación al Clipboard de Windows, a fin de transferir los resultados a otras aplicaciones, tales como Excel, Word, etc.

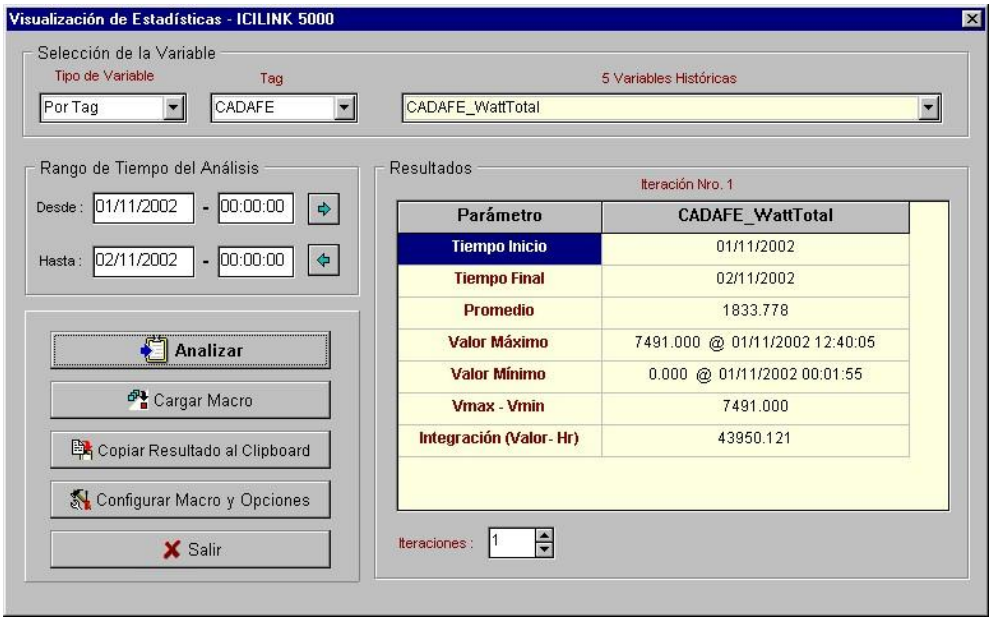


Figura 68.- Obtención de Estadísticas.

4.4. Características Operativas Adicionales

Por limitaciones de espacio, han sido omitidas las siguientes bondades operativas:

- Capacidad de visualización múltiple en diversos computadores en una red LAN.
- Soporte de mensajes de audio bajo condiciones de alarmas.
- Capacidad de envío de email a los destinatarios configurados bajo condiciones de alarmas.
- Generador de reportes con amplio espectro de configuración y capacidad de producir reportes temporizados automáticamente.
- Herramientas de mantenimiento para las bases de datos generadas.
- Macroprogramador a fin de lograr un funcionamiento no estándar. Por ejemplo: la reposición de contadores a una hora determinada, contabilización de producción sobre periodos de tiempo prefijados, etc.
- Soporte de seguridad a fin de restringir el acceso solo a los usuarios configurados.

4.5. Justificaciones para su empleo

En virtud de las características expuestas, Icilink 5000 cubre el siguiente espectro de aplicaciones:

- Monitoreo y supervisión en redes de instrumentos de diferentes fabricantes, en donde cada uno tiene un protocolo de comunicación distinto.

- Confrontación de gastos de energía eléctrica con relación a la factura de la compañía de energía eléctrica en empresas medias y grandes.

- Monitoreo de la calidad de energía en el voltaje, corriente, frecuencia y armónicos.

- Supervisión en subestaciones eléctricas, permitiendo la integración de parámetros eléctricos, estado de reconectadores, temperatura de transformadores, etc.

- Soporte en el análisis de fallas eléctricas.

- Supervisión de las protecciones de distribución en empresas medias y grandes que dispongan de los relés de protección adecuados con capacidad de comunicación.

4.6. Diseño de la Interfaz de Usuario

Para el diseño de estas pantallas fue considerado como objetivo principal que las mismas cumplieran con las expectativas y necesidades de todas las personas involucradas; como los operadores y/o consolistas, que son los que van a trabajar a diario con la interfaz, al igual que el personal técnico de Automatización los cuales serán los encargados del mantenimiento de dichos sistemas.

La interfaz se diseño tratando de hacer accesible y sencilla la interacción con el usuario. En la mayoría de los casos los operadores no están familiarizados con el uso de computadores y al enfrentarse a un software en el cual les resulte difícil desenvolverse, podrían rechazar el uso de la aplicación y preferirían la supervisión directa del proceso. La idea básica a la hora de desarrollar la interfaz, fue que cualquier persona que requiriese usarla pudiera hacerlo sin necesidad de algún adiestramiento especial.

4.6.1. Procedimiento de configuración del SCADA ICILINK

- Definir los dispositivos y módulos de adquisición de datos a ser monitoreados por el SCADA-UPS (ver figura 69).

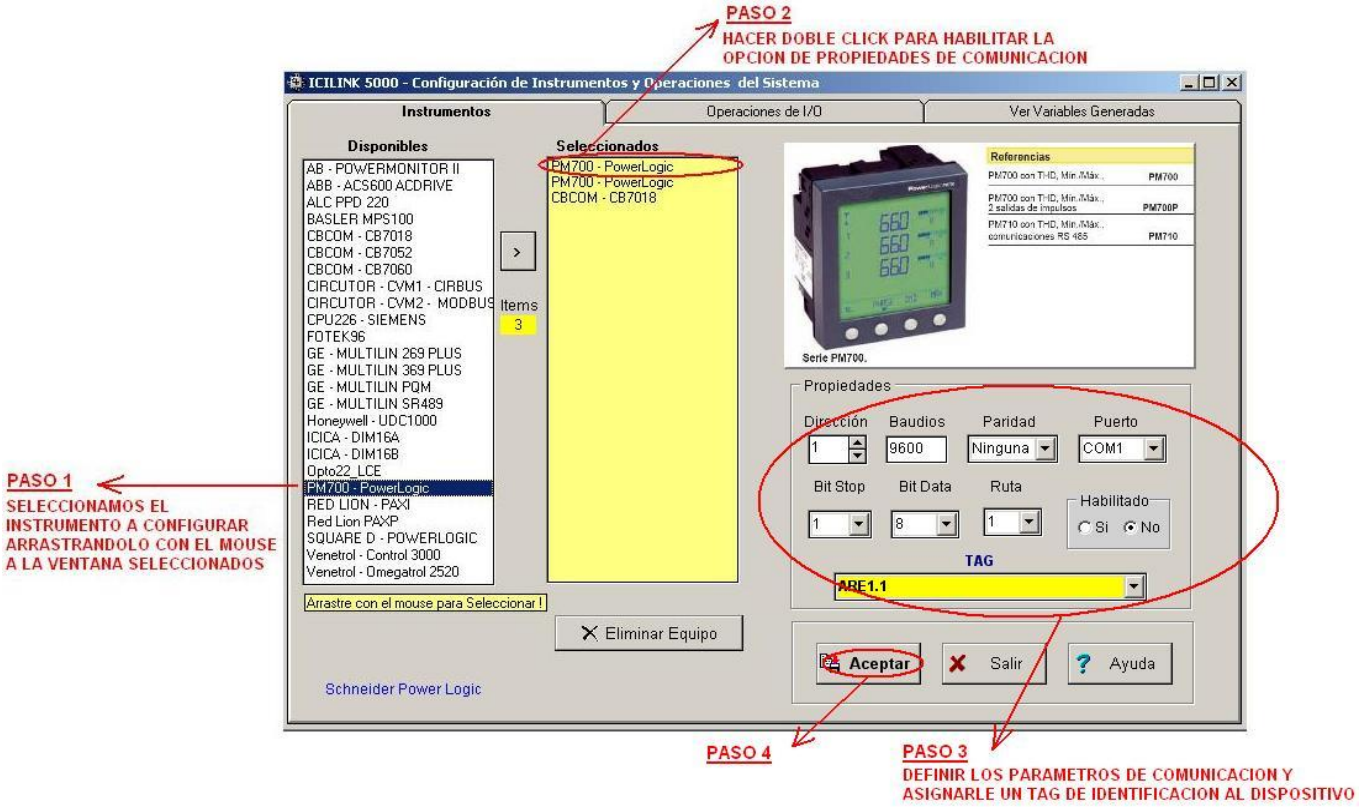


Figura 69. Ventana de selección y configuración de los dispositivos de adquisición de datos a ser monitoreados por el SCADA. Fuente propia

- Configuración de parámetros de operación entrada y salida I/O del SCADA (ver figura 70)

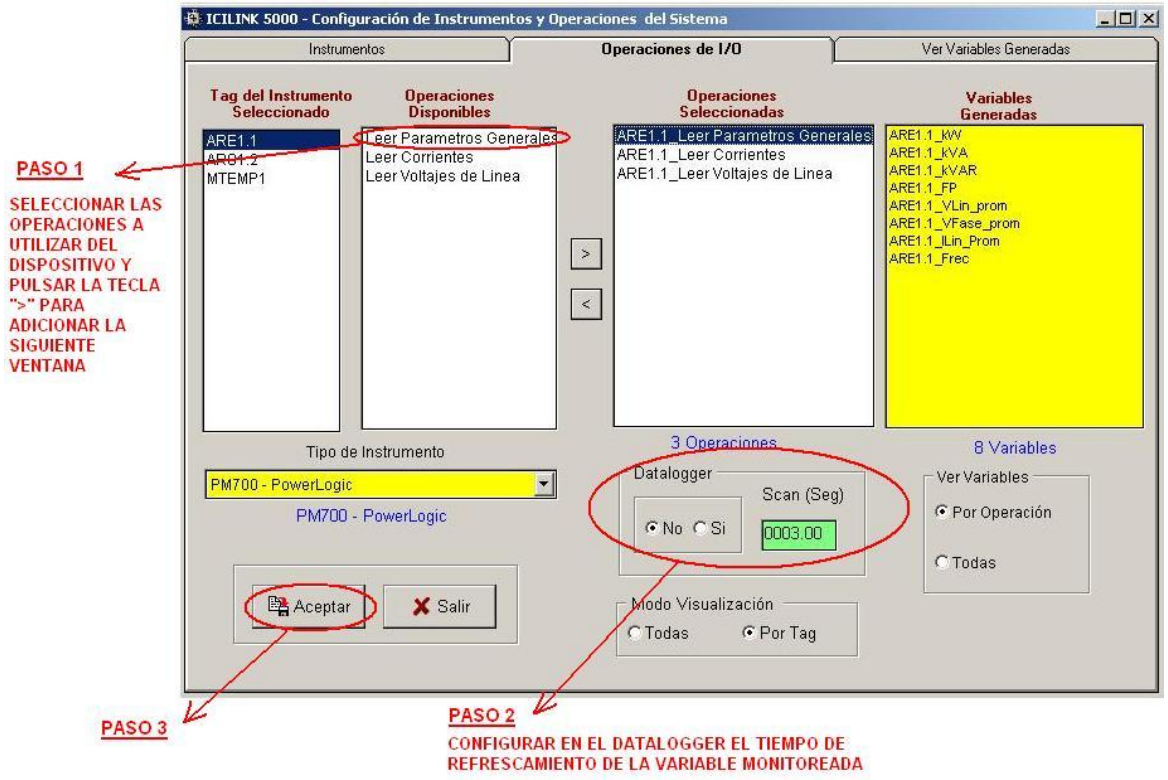


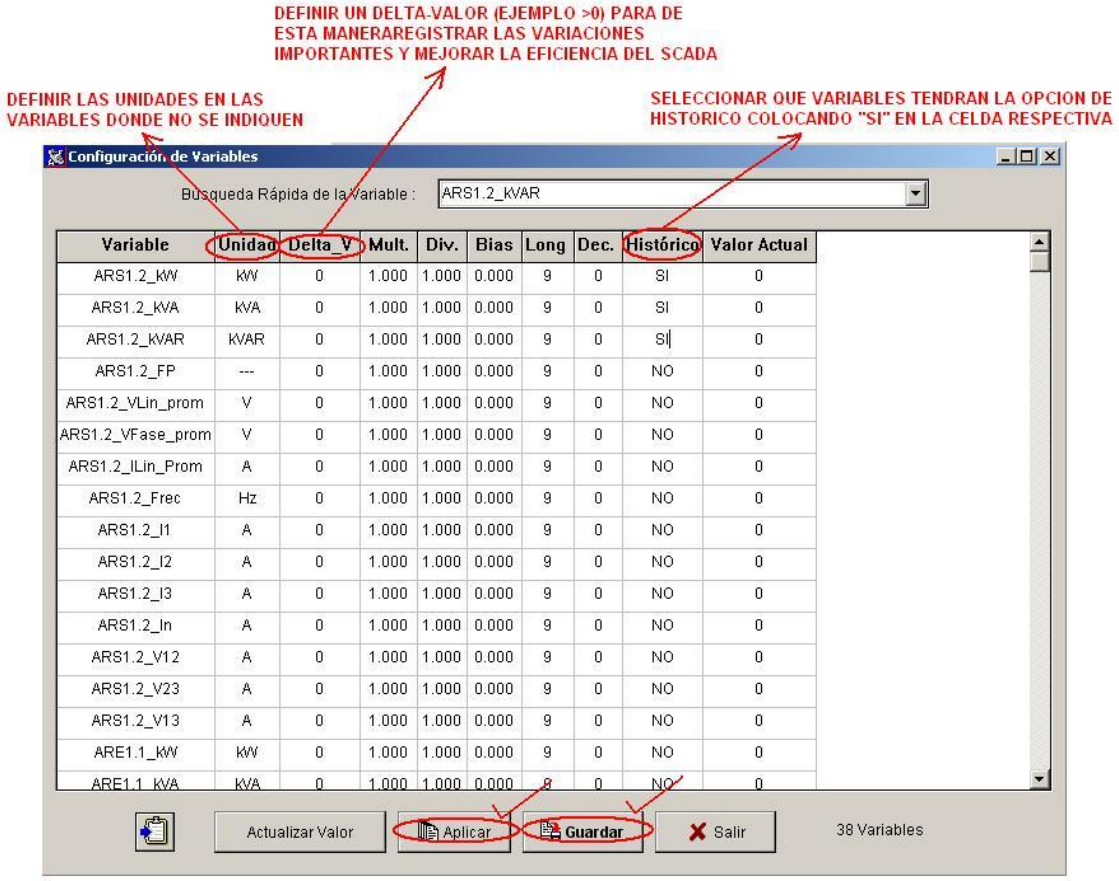
Figura 70.- Ventana de selección de las operaciones de entrada y salida de los dispositivos de adquisición de datos del SCADA. Fuente propia

- Configuración de las variables a ser monitoreadas por las operaciones seleccionadas de los dispositivos que conforman al SCADA (ver figura 71).

  Las variables importantes a ser verificadas y configuradas corresponden a:

  - Delta Valor (valor de variación mínima del valor medido donde se requiera registrar los valores al SCADA).
  - Unidad (colocar unidades en las variables que no cuenten con las mismas).

- Histórico (seleccionar las variables que se requieran con histórico, colocando un “SI” en la celda respectiva.



Variable	Unidad	Delta_V	Mult.	Div.	Bias	Long	Dec.	Histórico	Valor Actual
ARS1.2_kW	kW	0	1.000	1.000	0.000	9	0	SI	0
ARS1.2_kVA	kVA	0	1.000	1.000	0.000	9	0	SI	0
ARS1.2_kVAR	kVAR	0	1.000	1.000	0.000	9	0	SI	0
ARS1.2_FP	---	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_VLin_prom	V	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_VFase_prom	V	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_ILin_Prom	A	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_Frec	Hz	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_I1	A	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_I2	A	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_I3	A	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_In	A	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_V12	A	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_V23	A	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARS1.2_V13	A	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARE1.1_kW	kW	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0
ARE1.1_kVA	kVA	0	1.000	1.000	0.000	9	0	NO	0

Figura 71. Ventana de configuración de las variables a ser monitoreadas por el SCADA. Fuente propia

- Finalmente ajustar las preferencias del sistema en la ventana de la figura 72:
  - Tamaño del buffer temporal.
  - Tiempo para guardar en la base de datos.
  - Tiempo máximo para respuesta.
  - Numero de intentos para la comunicación
  - Tiempo de intento para reiniciar

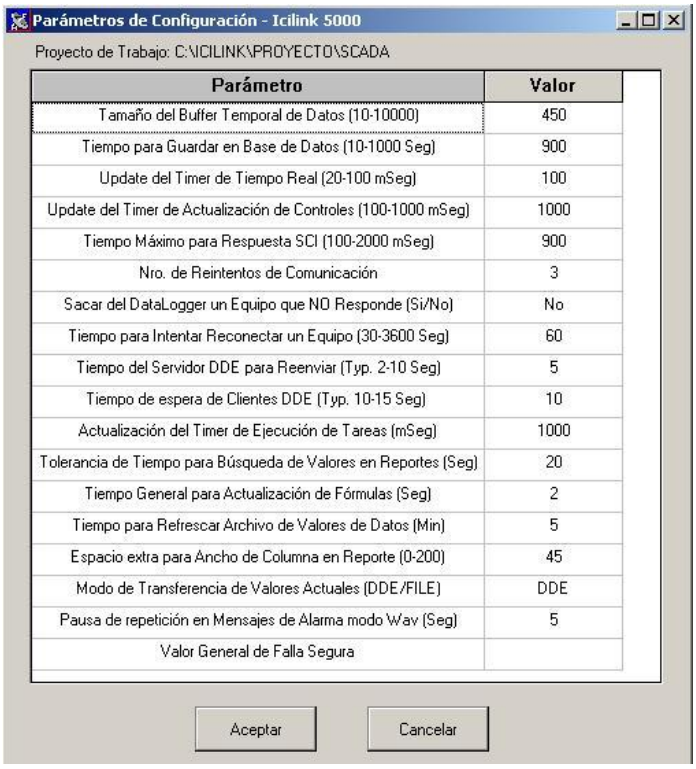


Figura 72. Ventana para ajustar las preferencias del sistema.

4.7. Explicación del contenido de las pantallas de supervisión

La pantalla principal mostrada en la figura 73 contiene los botones de acceso a las diferentes plantas de Proceso de la Refinería El Palito, ya que esa fue la forma como fueron clasificados y agrupados los sistemas UPS para la configuración del SCADA.

Esta pantalla va a contener en los botones los nombres de las plantas de Proceso de la Refinería El Palito, las cuales están conformadas por:

- Manejo de Crudo y Productos (MCP) esta planta como es la más extensa en lo que se refiere a espacio geográfico, la misma fue subdividida en dos áreas de trabajo: MCP- Área Norte y MCP Área Sur.

- Servicios Industriales (SI).
- Conversión y Tratamiento (CyT).
- Destilación y Especialidades (DyE).

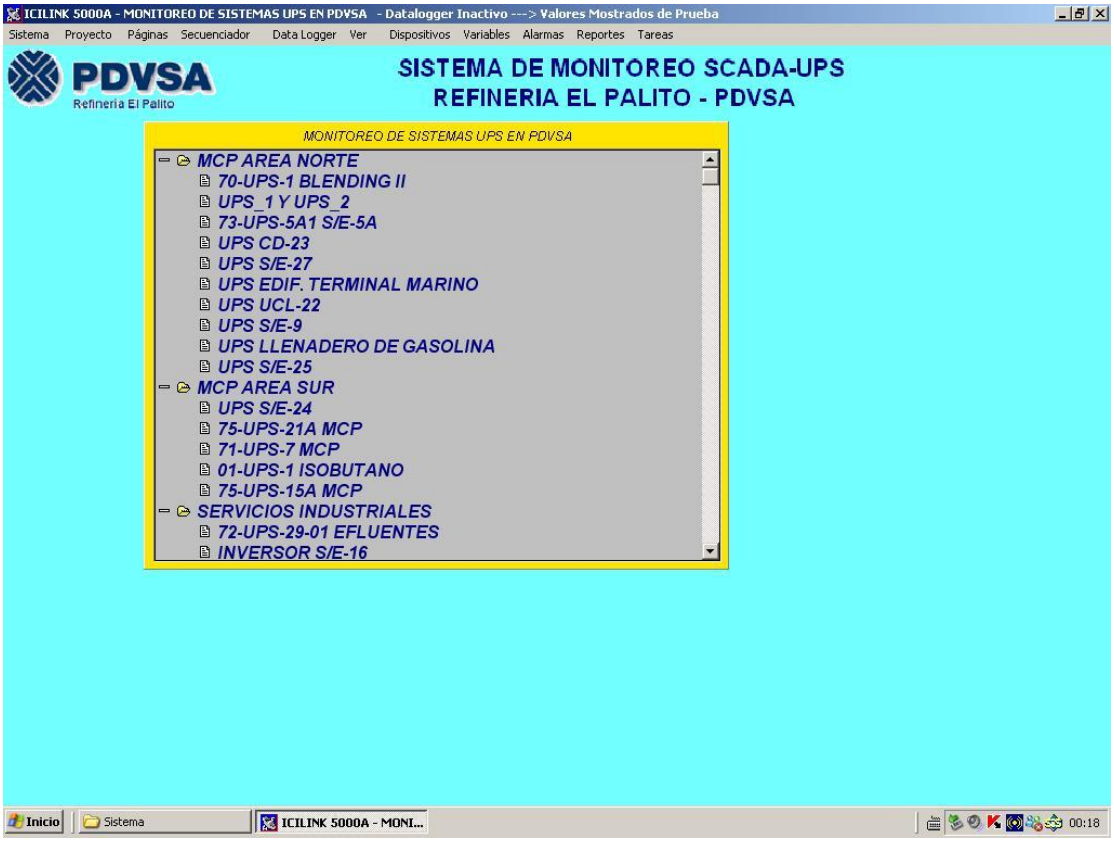


Figura 73.- Pantalla principal SCADA-UPS (nivel I). Fuente propia

Al hacer clic en cualquiera de los botones de acceso a las plantas ubicadas en la pantalla principal carga un despliegue que contiene los diferentes equipos UPS que conforman esta agrupación, entonces cada grupo contiene un listado de equipos, los cuales se indican en la tabla 19.

GRUPO	EQUIPO	CAPACIDAD/ UBICACION
CP AREA NORTE	70-UPS-1	20KVA - BLENDING II
	UPS-1 Y UPS-2	25KVA - BUNKER MCP
	73UPS-5A1	10KVA - S/E 5A
	UPS	1,4KVA - CD 23
	UPS	2,5KVA - S/E 27
	UPS	10KVA - EDIF TERMINAL MARINO
	UPS UCL-22	1,4KVA - CUARTO FRIO
	UPS	1,4KVA - S/E 9
	UPS	6KVA - LLENADERO DE GASOLINA
	UPS	2,5KVA - S/E 25
MCP AREA SUR	UPS	10KVA - S/E 24
	75-UPS-21A	3KVA - S/E 21
	71-UPS-7	0,5KVA - S/E 7
	01-UPS-1	5,3KVA - C/ OPERADORES ISOBUTANO
	75-UPS-15A	1,5KVA - S/E 15
SERVICOS INDUSTRIALES (SI)	72-UPS-29-01	6KVA - C/ OPERADORES EFLUENTES
	INVERSOR	5KVA - S/E 16
	71UPS-1	15KVA - S/E 1 PLANTA ELECTRICA
	68UPS-01	3KVA - S/E 6
CONVERSION Y TRATAMIENTO (CyT)	UPS-A Y UPS-B	20KVA - BUNKER DE FCC
	71UPS-C1	20KVA - BUNKER DE FCC
	71UPS-C2	20KVA - BUNKER DE FCC
	UPS-TSI-14	15KVA - UNIDAD DE OXIGENADOS
DESTILACION Y ESPECIALIDADES (DyE)	40UPS-1	20KVA - CD-8 BTX
	01-UPS-B104	20KVA - CD-10 CRUDO

Tabla 19. Agrupación de los sistemas UPS en el SCADA. Fuente propia

En la misma pantalla principal seleccionamos el equipo UPS que se requiera conocer su estado de operación y monitoreo de variables, y de esta forma se realiza la acción de apertura de una nueva pagina (segundo nivel), mostrada en la figura 74, donde se indican los parámetros eléctricos principales del UPS.

La información contenida en este nivel de la interfaz grafica, esta formada por:

- Parámetros eléctricos medidos a la entrada y salida del UPS
  - Corriente RMS promedio (Irms).
  - Voltaje RMS promedio (Vrms).
  - Factor de potencia promedio (Fp).
  - Frecuencia (F).
  - Potencia Activa (P).
  - Potencia Aparente (S).

  Esta información se presenta tanto en un indicador tipo display, como en una representación grafica (en los casos donde se indique con un símbolo de grafico). Dichos displays deberán ser programados en la etapa de implementación del SCADA (no contemplada en el presente proyecto) con la finalidad de indicar una condición de alarma al momento en que la variable monitoreada salga del rango de operación ajustado, y la misma se torne intermitente de color rojo. Fue elegido el color rojo debido a que internacionalmente este representa una situación de alarma o peligro.

- Indicaciones remotas de funcionamiento y alarmas
  - Funcionamiento normal: SI ó NO
  - Alarmas remotas:
    - Falla Ventilación
    - Modo By-pass

- Modo Baterías
- Sobrecarga
- Interruptor de baterías abierto
- Positivo a tierra
- Negativo a tierra
- Bajo voltaje DC
- Alarma común

Nota: La indicación de cada una de estas alarmas dependerá de la disponibilidad de la misma por parte del equipo a monitorear. En caso de no contar con ninguna de estas alarmas, la interfaz mostrara un mensaje con lo siguiente “CONDICION NO DISPONIBLE POR EL EQUIPO UPS”.

Este segundo nivel de interfaz gráfica cuenta adicionalmente con dos (2) enlaces tipo botón los cuales son: **ATRÁS**, la cual regresa la interfaz al primer nivel y el enlace **DETALLES**, la cual activa un nuevo nivel de interfaz, es decir, el tercer nivel de interfaz grafica con información más detallada de los parámetros eléctricos, temperatura y alarmas presentes en el UPS, el cual se muestra en la figura 75.

La información contenida en este nivel de la interfaz grafica, esta formada por:

- Parámetros eléctricos medidos a la entrada y salida del UPS:
  - Corriente en cada una de las fases presentes en el equipo (Ia, Ib y Ic).
  - Voltaje en cada una de las fases presentes en el equipo (Va, Vb y Vc).
  - Distorsión armónica THD (corriente) en cada una de las fases Ia, Ib y Ic.
  - Distorsión armónica THD (voltaje) en cada una de las fases Va, Vb y Vc.

- Temperatura
    - UPS
    - Baterías

- Monitoreo a baterías
    - Voltaje en baterías (Vbat)
    - Corriente en baterías (Ibat)

Esta información se presenta tanto en un indicador tipo display como en una representación gráfica (en los casos donde se indique con un símbolo de gráfico). Dichos displays deberán ser programados en la etapa de implementación del SCADA (no contemplada en el presente proyecto) con la finalidad de indicar una condición de alarma al momento en que la variable monitoreada salga del rango de operación ajustado, y la misma se torne intermitente de color rojo. Fue elegido el color rojo debido a que internacionalmente este representa una situación de alarma o peligro.

- Tiempo de funcionamiento ininterrumpido del UPS en un periodo de tiempo determinado.

- Numero de fallas presentadas en los UPS durante un periodo de tiempo determinado.

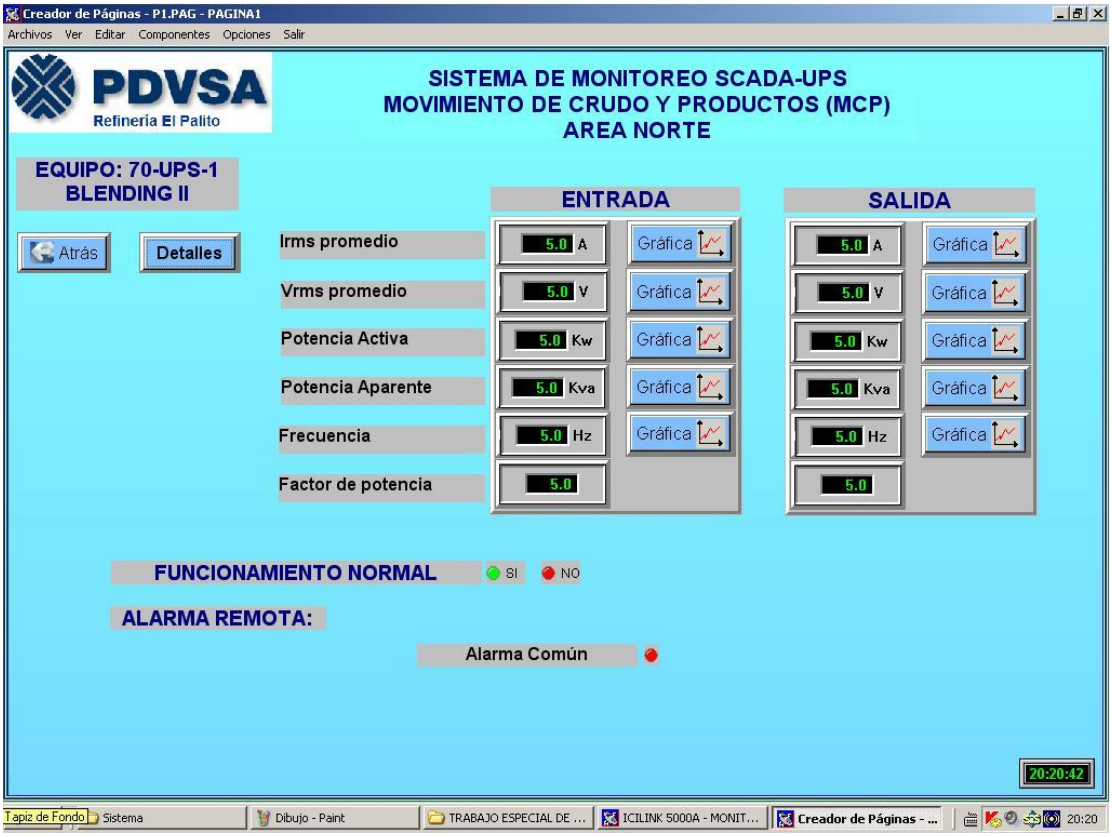


Figura 74.- Pantalla parámetros principales del equipo monitoreado SCADA-UPS (nivel II). Fuente propia

En el tercer nivel de pantalla, la cual se direccional a través del enlace **DETALLES**, en la misma se encuentran además de la información indicada anteriormente, tres (3) enlaces los cuales realizan la siguiente función: **PRINCIPAL** direccional la pantalla de interfaz a la pagina principal, **ATRÁS** direccional la pantalla de interfaz al segundo nivel (parámetros eléctricos principales de equipos).

Todas las pantallas cuentan con:

- Color de fondo azul lo cual minimiza daños a la vista de los operadores, ya que este color esta relacionado con la actitud mental de calma, reposo,

silencio y tranquilidad. Por otra parte el color azul conforma el grupo llamados colores fríos (verde, azul, violeta) los cuales consiguen crear asociaciones con situaciones más estáticas y dimensiones más lejanas [7].

Las pantallas que contienen información en gráficos, para acceder a estos se debe hacer click en el botón con el símbolo de gráfico, ubicados en cada lado de la indicación en forma de display.

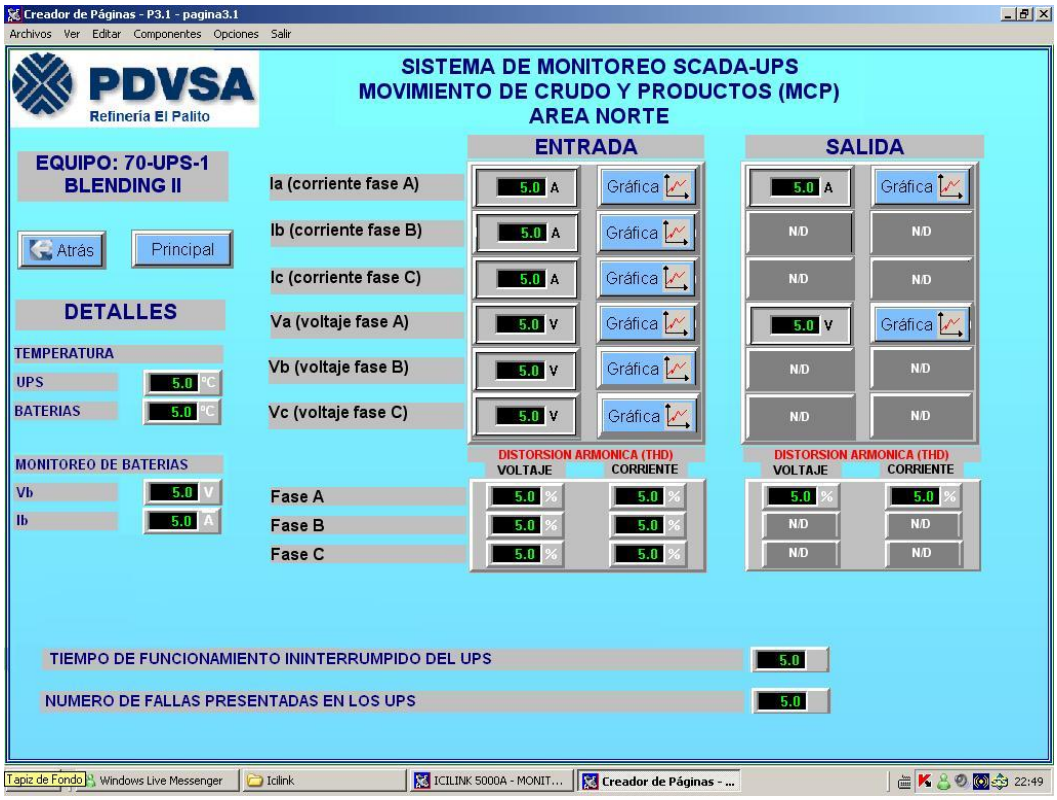


Figura 75.- Pantalla parámetros del equipo monitoreado SCADA-UPS (nivel III). Fuente propia

En relación a la interfaz de representación gráfica de los parámetros eléctricos monitoreados por el SCADA (ver figura 77), la misma esta formada por una gráfica

en tiempo real de la variable monitoreada, información de identificación de la grafica y un botón de retorno a la pagina origen “ATRÁS”

A continuación se muestra en la figura 76, la ventana de configuración de la grafica en tiempo real para la interfaz.

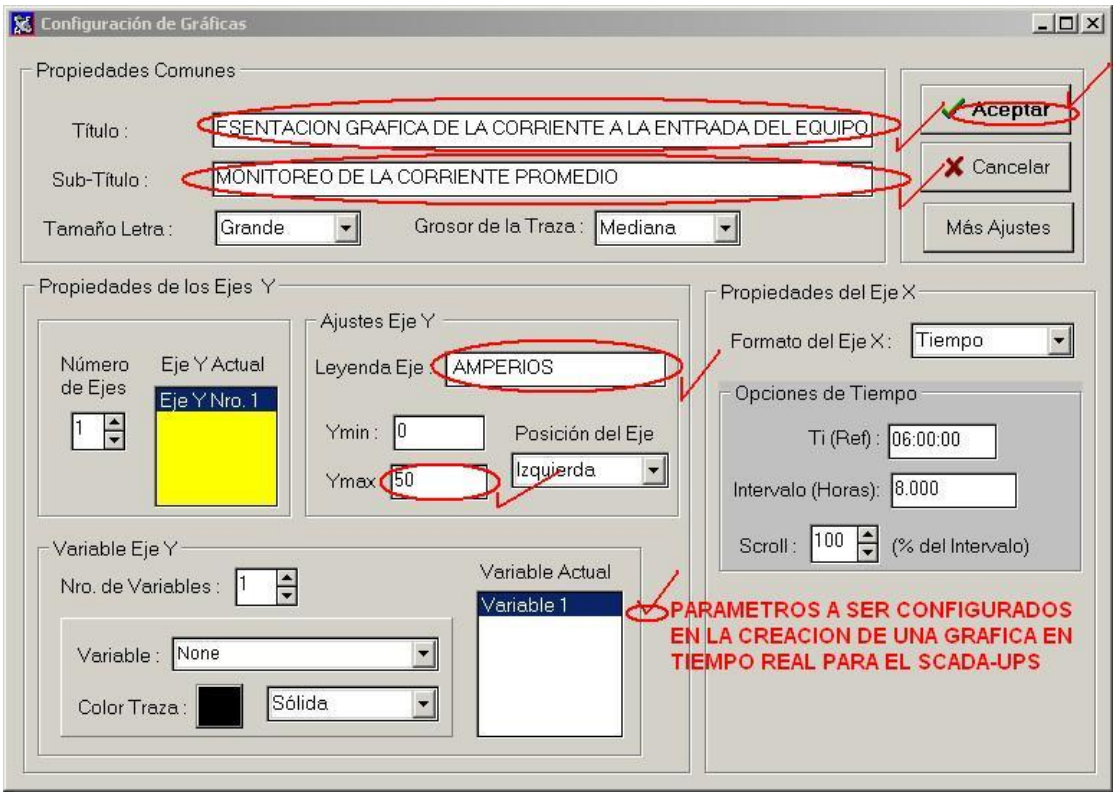


Figura 76.- Ventana de configuración de graficas en tiempo real. Fuente propia

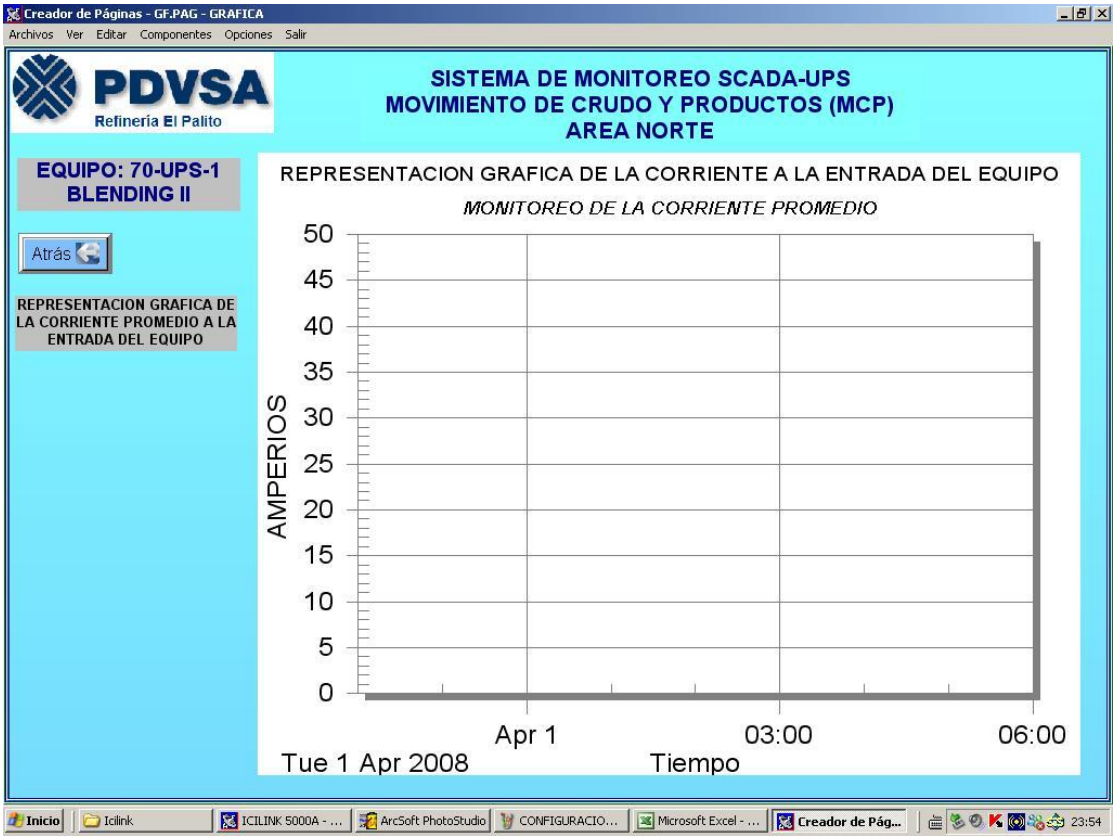


Figura 77.- Pantalla de un grafico en tiempo real (ejemplo monitoreo de corriente promedio).

Fuente propia

Capitulo V:
Análisis costo-beneficio

5. ANALISIS COSTO-BENEFICIO DEL PROYECTO

5.1. Descripción del objetivo

En este capitulo se evaluó la parte económica del proyecto, en cuanto a los costos de los equipos y materiales recomendados para la construcción del SCADA propuesto. Se realizaron los contactos con algunas empresas suplidoras de productos materiales y equipos requeridos.

El costo calculado para este proyecto se resume a continuación:

Item	Concepto	Costo Bs F
1	Suministro e instalación de canalizaciones	981.616,00
2	Suministro e instalación y puesta en marcha de equipos	155.000,00
5	Adiestramiento	8.000,00
Total Bs F		**1.144.616,00**
Total US$		**532.379,54**

Tabla 20. Estimado de costo del proyecto

5.2. Beneficios que traerá la inversión:

La ejecución del proyecto traerá beneficios en cuanto a mejoras en el nivel de confiabilidad de los sistemas de energía confiable UPS.

El SCADA tendrá la capacidad de monitorear en tiempo real los parámetros eléctricos, temperatura y alarmas disponibles de los sistemas UPS incorporados al sistema, con esta condición será posible detectar una falla en un equipo y tomar las medidas tanto Operacionales como de Seguridad Industrial y de Mantenimiento Correctivo al Sistema UPS que presente la anomalía.

Con la aplicación del SCADA se incrementa el nivel de confiabilidad de los sistemas UPS, ya que se cuenta con un monitoreo en tiempo real de los parámetros eléctricos y de temperatura, por parte de un operador (consolista) en la sala de control de servicios Industriales, al mismo tiempo se garantiza la continuidad de los procesos productivos en lo que respecta a la alimentación eléctrica a los equipos críticos como: PLC, consolas, telemedición de tanques, estaciones maestras, así como los sistemas contra incendio que se encuentren alimentados por UPS.

El incremento de la confiabilidad generado por la aplicación de un sistema automatizado de monitoreo remoto de todos los sistemas UPS, evita la ocurrencia de las consecuencias que se generarían en caso de la desconexión eléctrica de algunas de las cargas críticas de proceso como: las paradas no planificadas al proceso productivo, la generación de posibles incidentes y/o accidentes operacionales con pérdidas materiales y hasta humanas,

adicionalmente contaminación ambiental por la fuga de un gas tóxico o derrame de un producto contaminante a la atmósfera.

5.3. Efectos de no realizar la inversión:

Si el proceso de monitoreo y supervisión de los sistemas UPS se continua realizando de manera manual, a través del mantenimiento rutinario por parte del personal de electricidad, se podría presentar el evento de falla en uno de los sistemas UPS y no ser detectadas hasta presentarse la peor condición de funcionamiento de las cargas críticas conectadas a los mismos, como lo es la desconexión eléctrica con las consecuencias que ello implica, las cuales fueron descritas anteriormente.

Anexos

6. TOPOLOGIAS DEL UPS: UPS STANDBY - MODO NORMAL

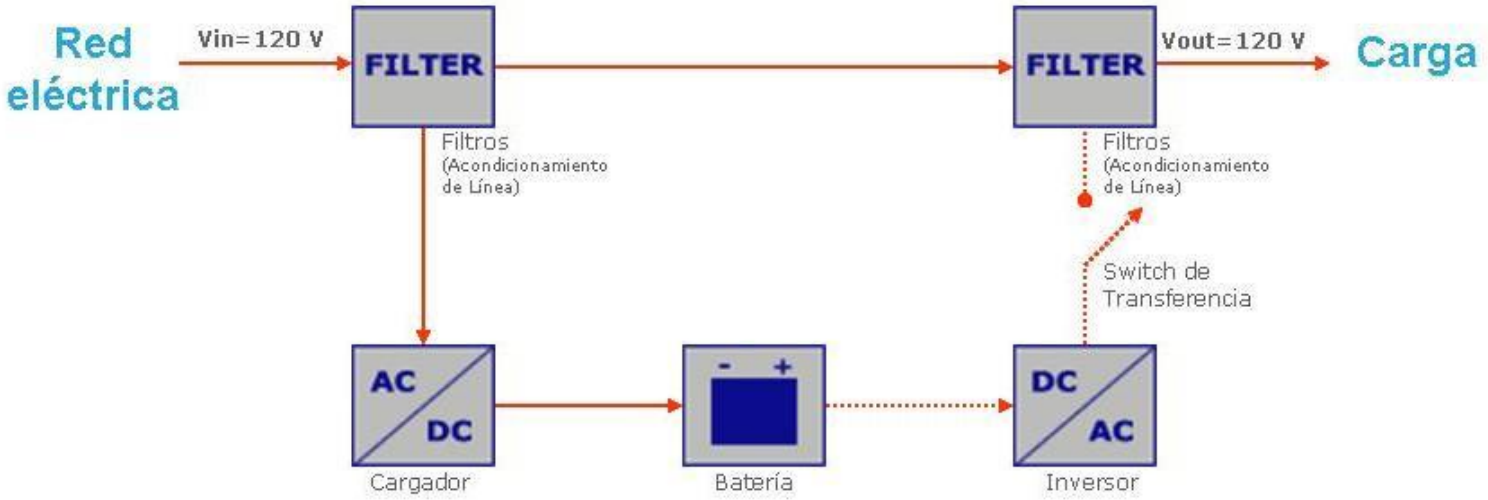


Diagrama de bloques de un UPS standby. En modo normal la carga es alimentada por la energía de la red.

7. TOPOLOGIAS DEL UPS: UPS STANDBY - MODO BATERIAS

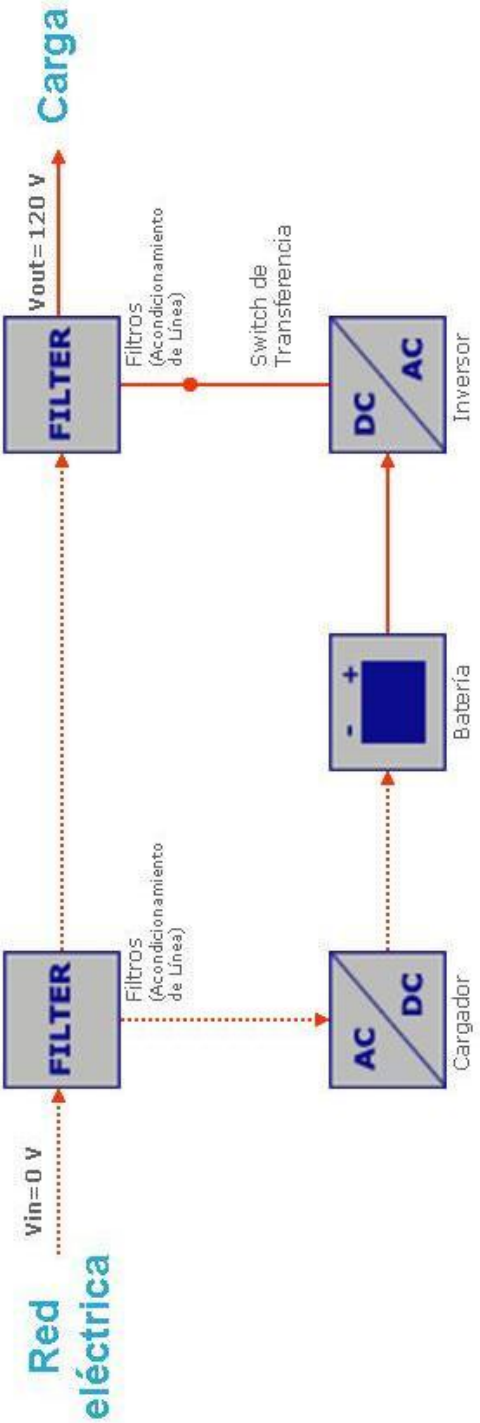


Diagrama de bloques de un UPS standby. En caso de apagón la batería y el inversor proveen energía a la carga.

8. TOPOLOGIAS DEL UPS: UPS LINE INTERACTIVE - MODO NORMAL

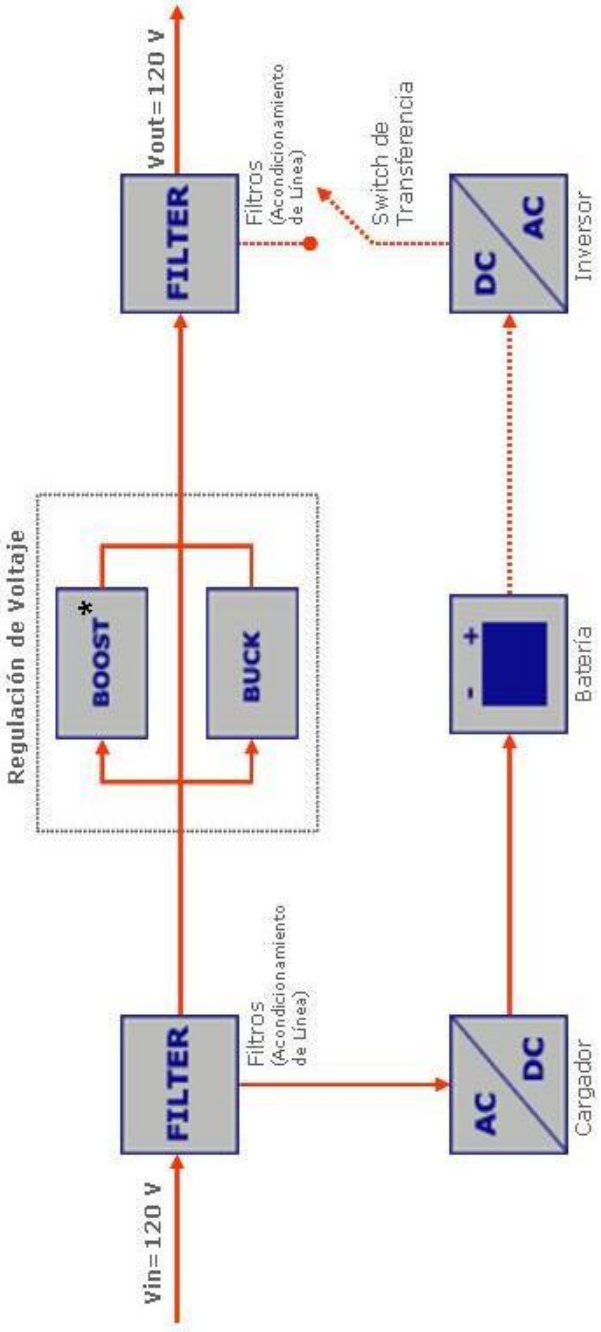


Diagrama de bloques de un UPS Line-Interactive. La energía entregada siempre es regulada en modo normal

9. TOPOLOGIAS DEL UPS: UPS LINE INTERACTIVE - MODO BATERIAS

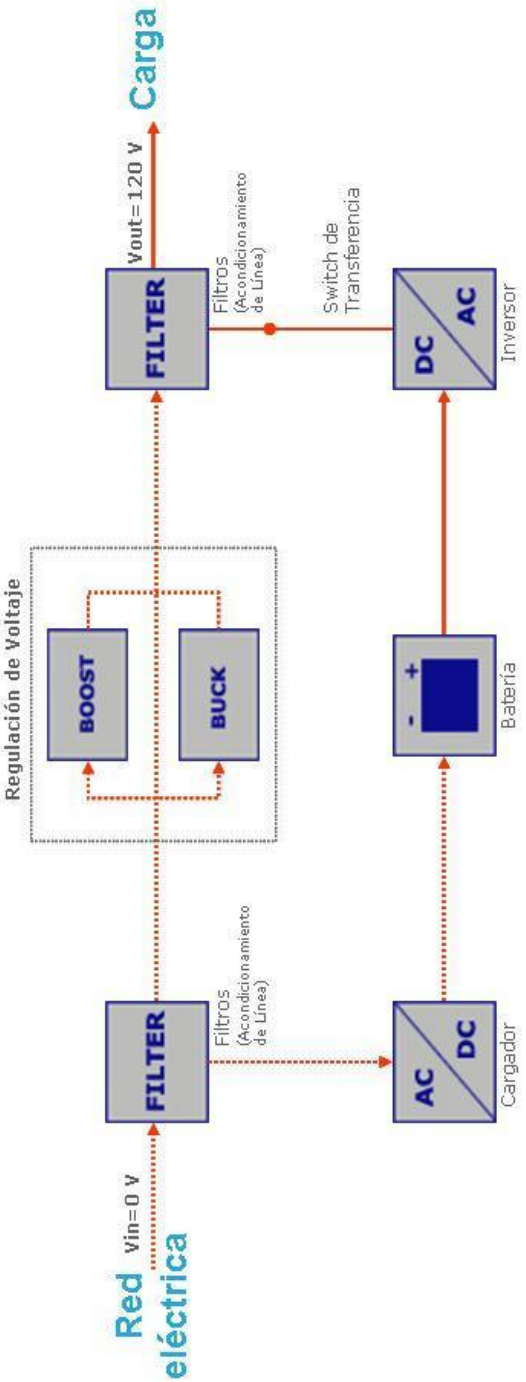
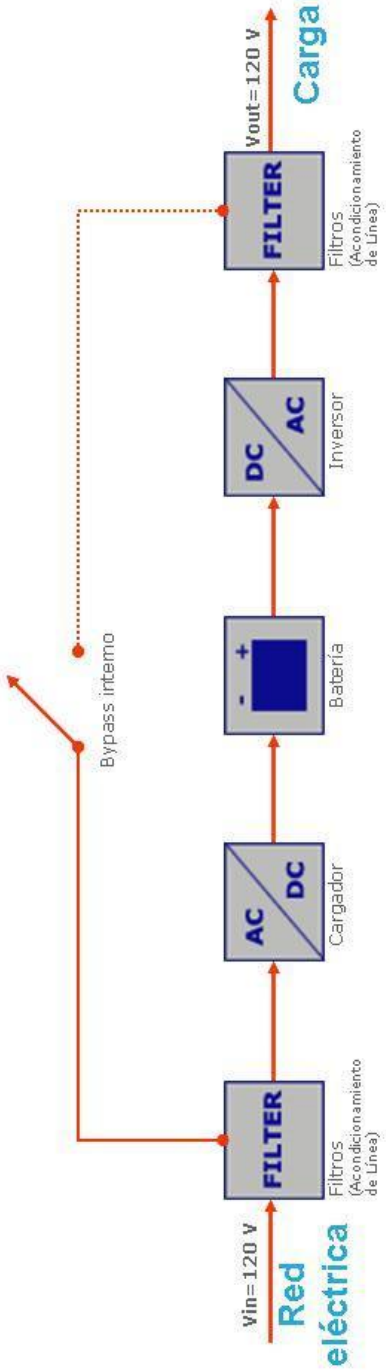


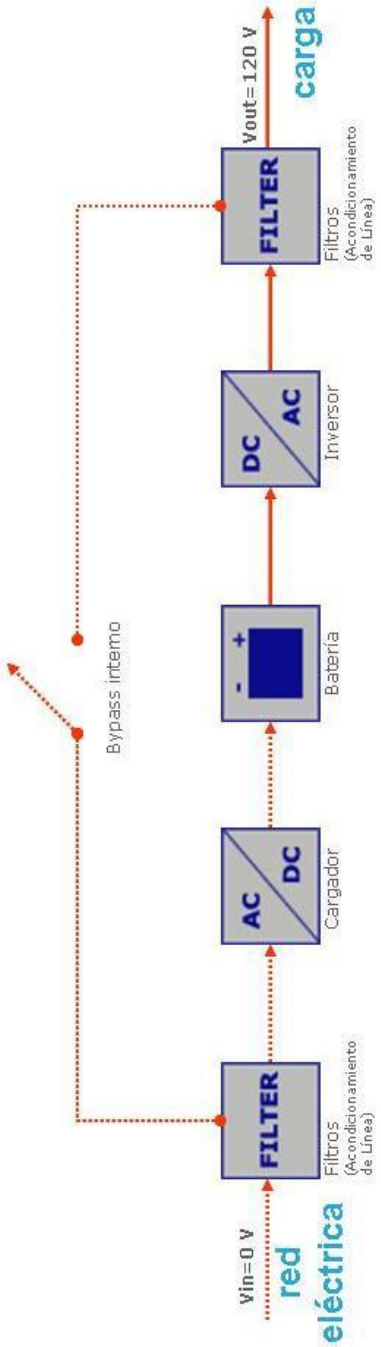
Diagrama de bloques de un UPS Line-Interactive. En caso de apagón la batería y el inversor proveen energía a la carga.

10. TOPOLOGIAS DEL UPS: UPS DOBLE CONVERSION - MODO NORMAL



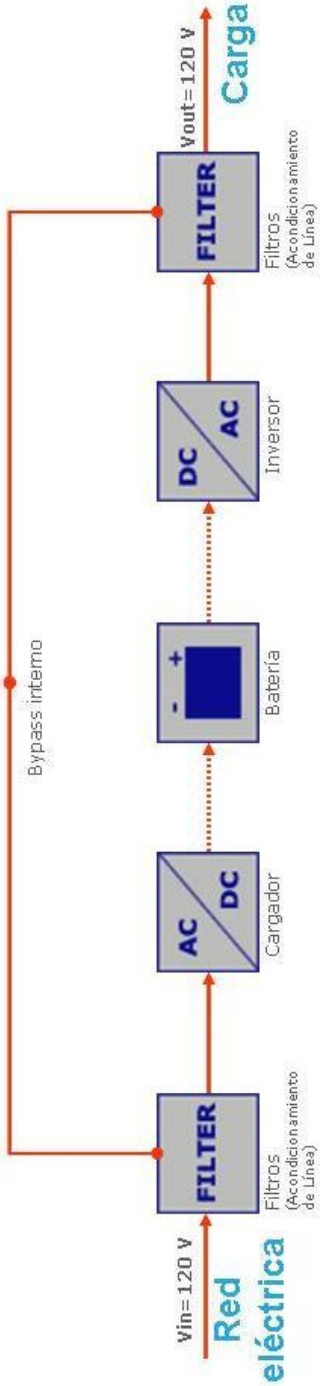
UPS Doble Conversión - modo normal. La carga es siempre alimentada por el inversor y la batería.

11. TOPOLOGIAS DEL UPS: UPS DOBLE CONVERSION - MODO BATERIAS



UPS Doble Conversión - modo en batería. En caso de apagón la carga sigue siendo alimentada sin interrupción alguna.

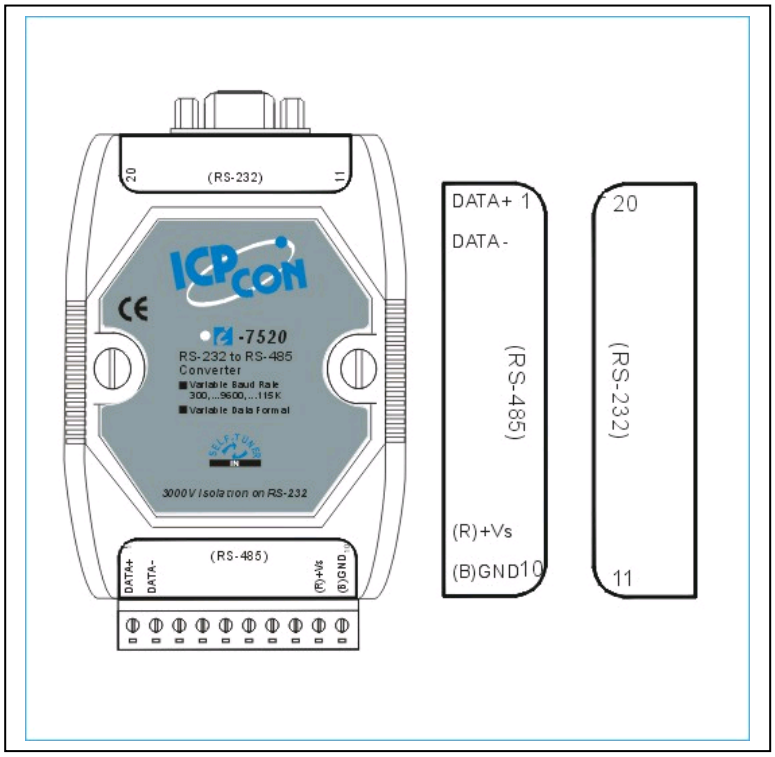
12. TOPOLOGIAS DEL UPS: UPS DOBLE CONVERSION - MODO BY-PASS



UPS Doble Conversión - modo by-pass. En caso de falla en el UPS se conmuta a la energía de la red, a través de un transformador de aislamiento.

13. I-7520: MODULO CONVERTIDOR RS-232 A RS-485

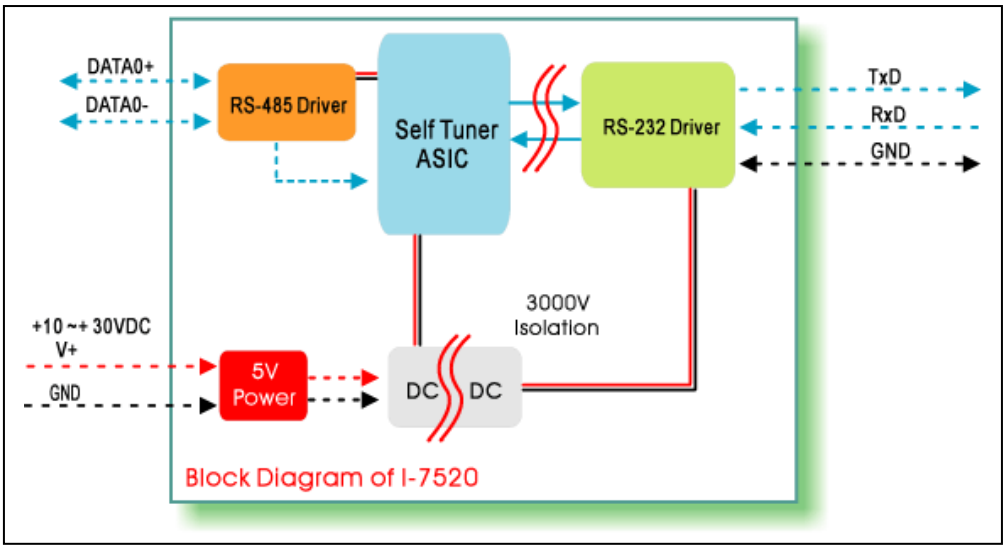
PIN Assignment



7520: RS-232 to RS-485 Converter

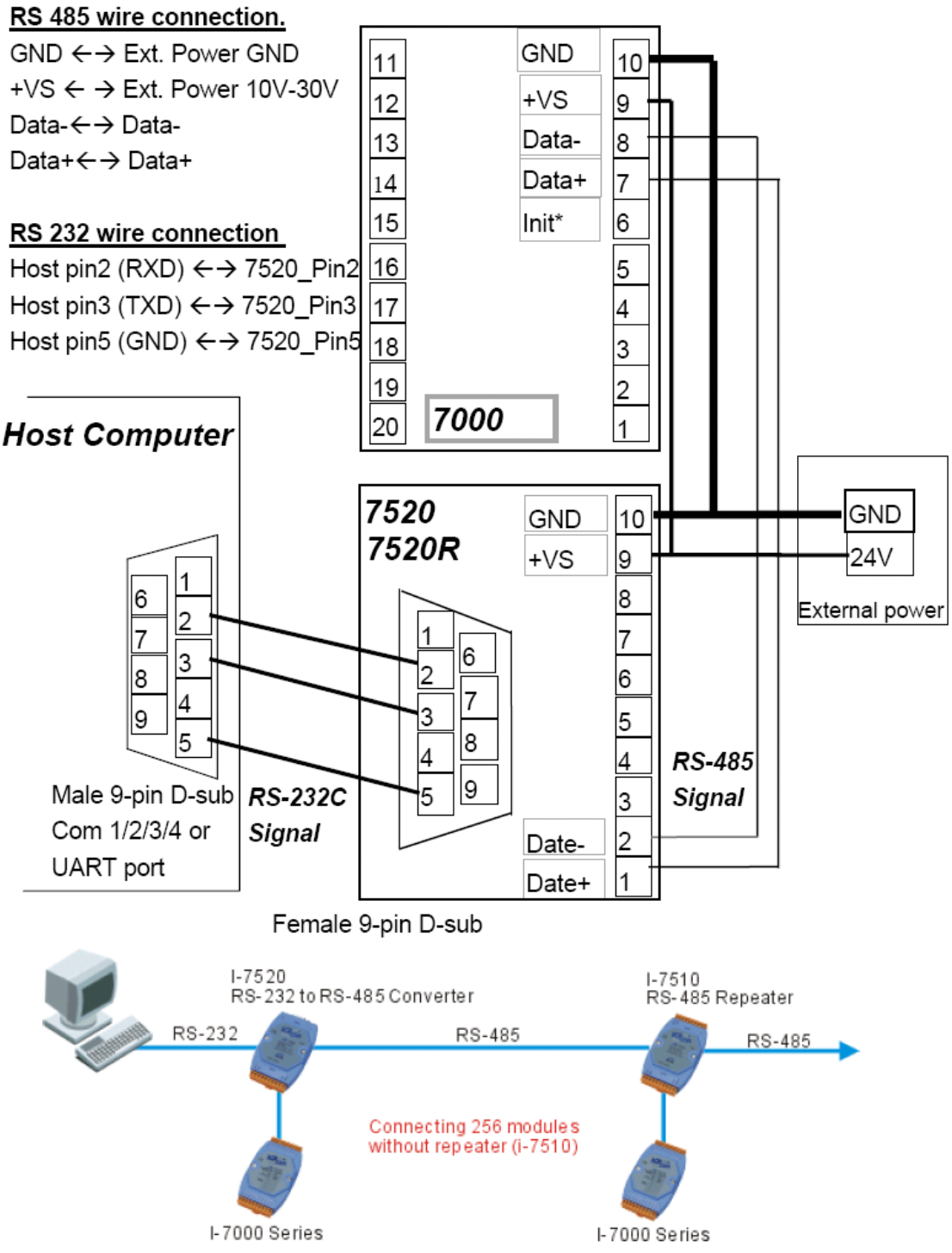
- Protocol: Differential 2-wire half-duplex RS-485
- Connector: plug-in screw terminal block
- Speed: "Self Tuner" inside, auto switching baud rate, from 300 to 115200 bps
- 256 modules max in one RS-485 network without repeater
- 2048 modules max in one RS-485 network with repeater
- Isolation voltage: 3000V
- Isolation site: RS-232
- Repeater request: 4,000 feet or over 256 modules
- Power requirements: +10V dc ~ +30V dc
- Power consumption: 0.05A@24V; Max

Block Diagram



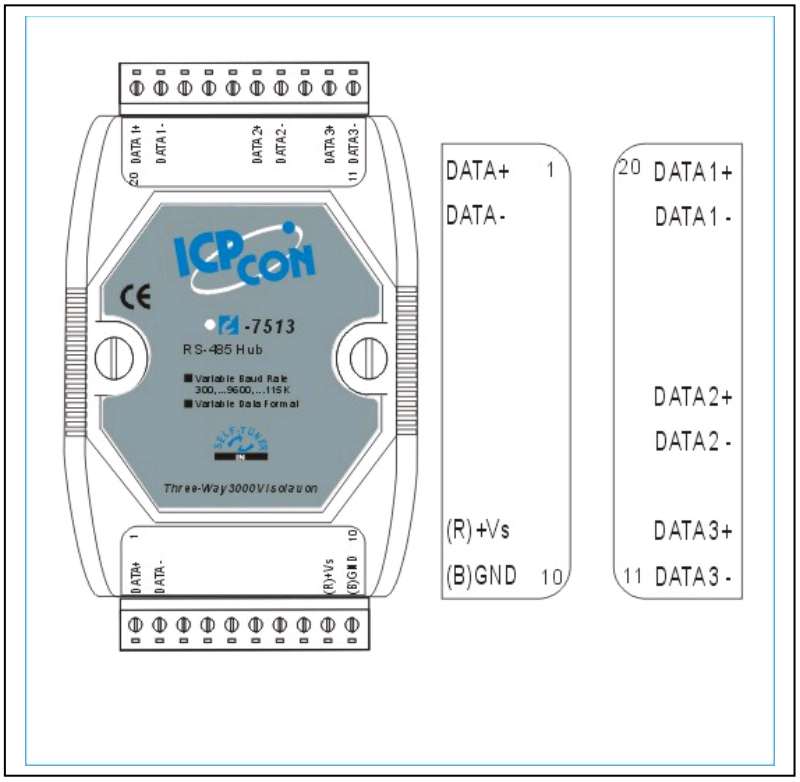
14. I-7520: MODULO CONVERTIDOR RS-232 A RS-485 (CONTINUACION)

Conexión del cableado



15. I-7513: MODULO HUB 3 PUERTOS SALIDA RS-485

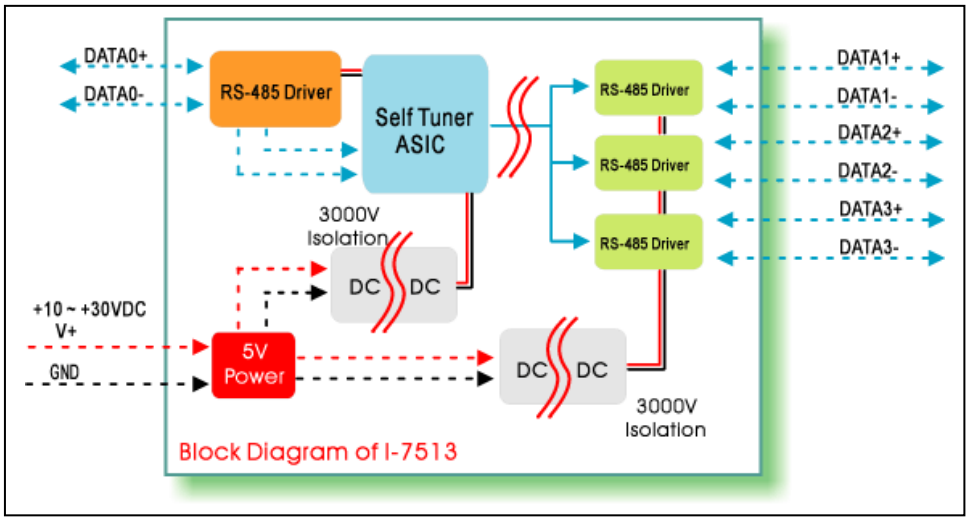
PIN Assignment



Specifications

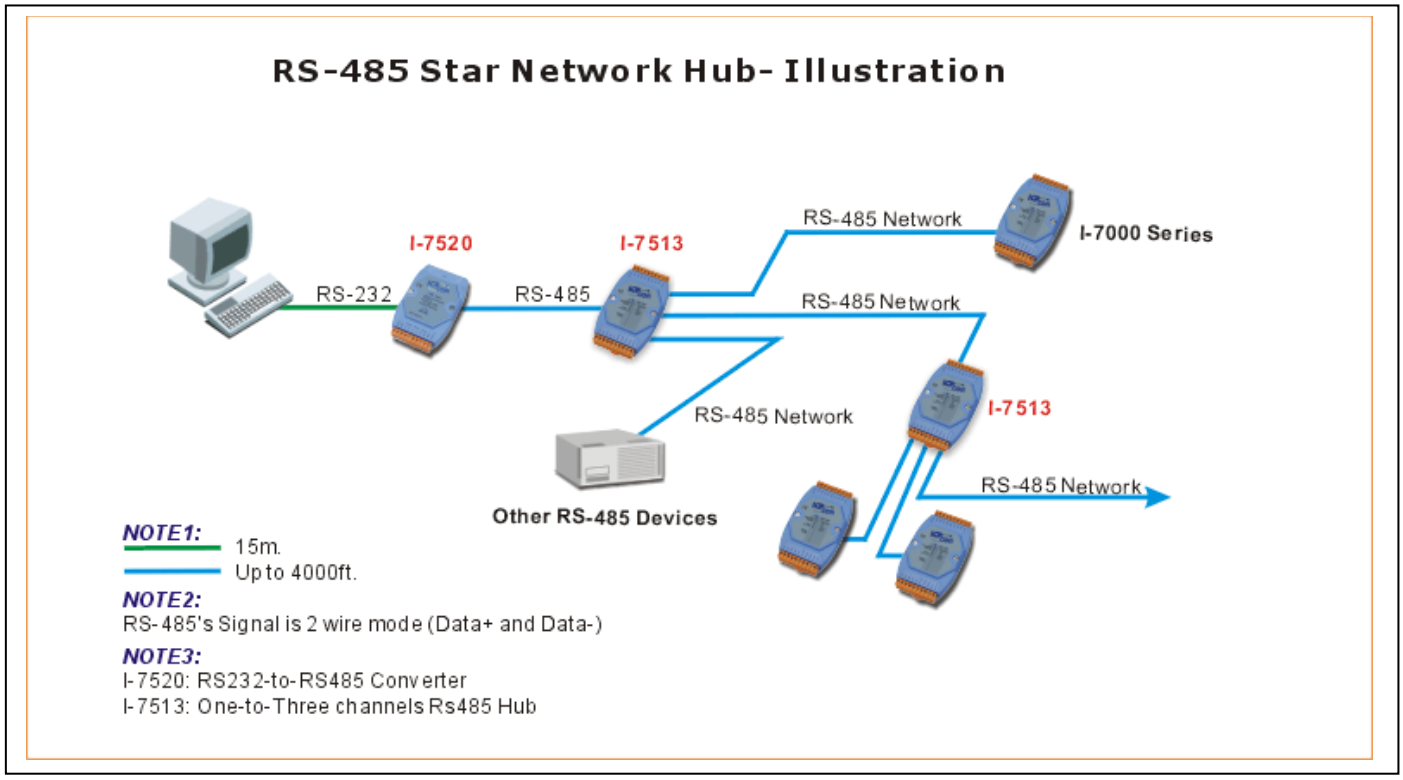
- Input: one port RS-485, (D+, D-)
- Output: three-port RS-485, (D+, D-)
- Speed: "Self Tuner" inside, auto switching baud rate, from 300 to 115200 bps
- Isolation voltage: Three-way 3000Vdc
- Connector: plug-in screw terminal block
- Power requirements: +10V dc ~ +30V dc
- Power consumption: 2.2W(Max)
- Each channel on the hub is driven by it's own RS-485 driver.
- Each channel maximum line length about of 4000 ft.

Block Diagram



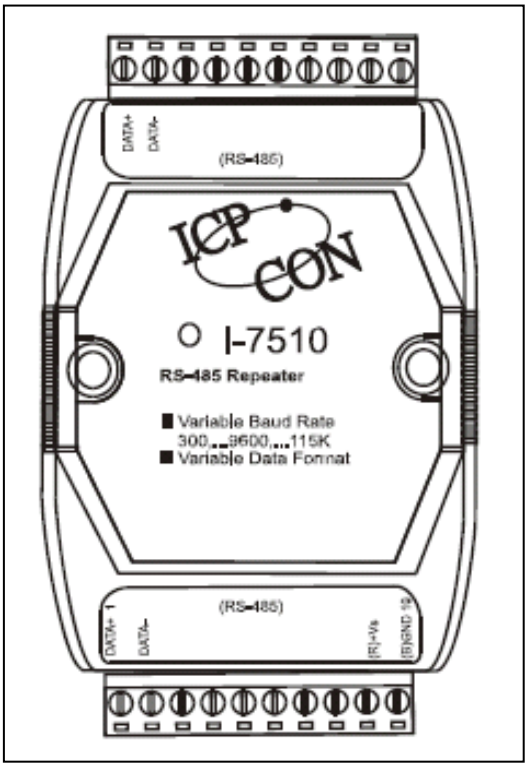
16. I-7513: MODULO HUB 3 PUERTOS SALIDA RS-485 (CONTINUACION)

17. APLICACIONES DEL HUB 7513 EN UNA RED RS-485



18. I-7510: MODULO REPETIDOR RS-485

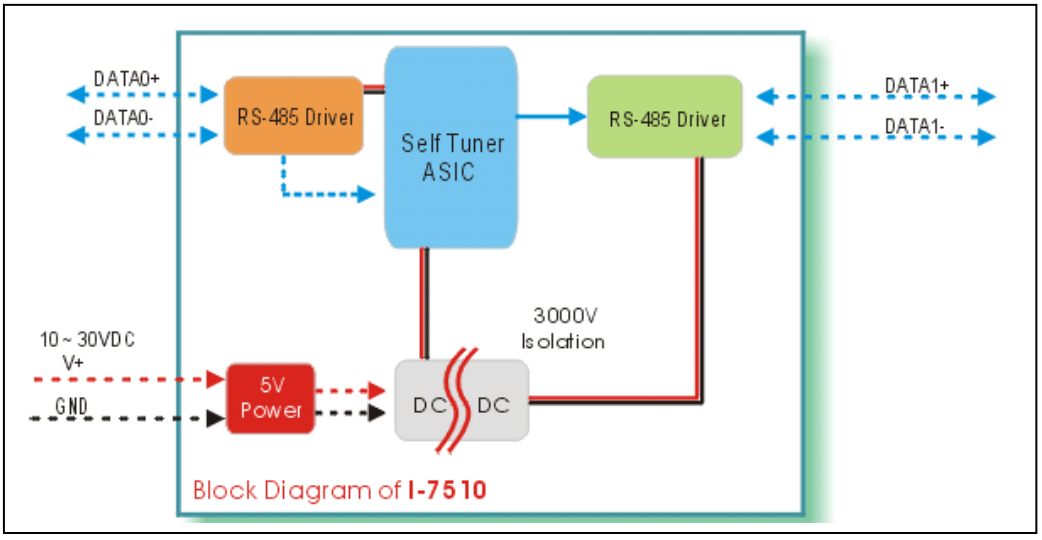
PIN Assignment



7510: RS-485 Repeater

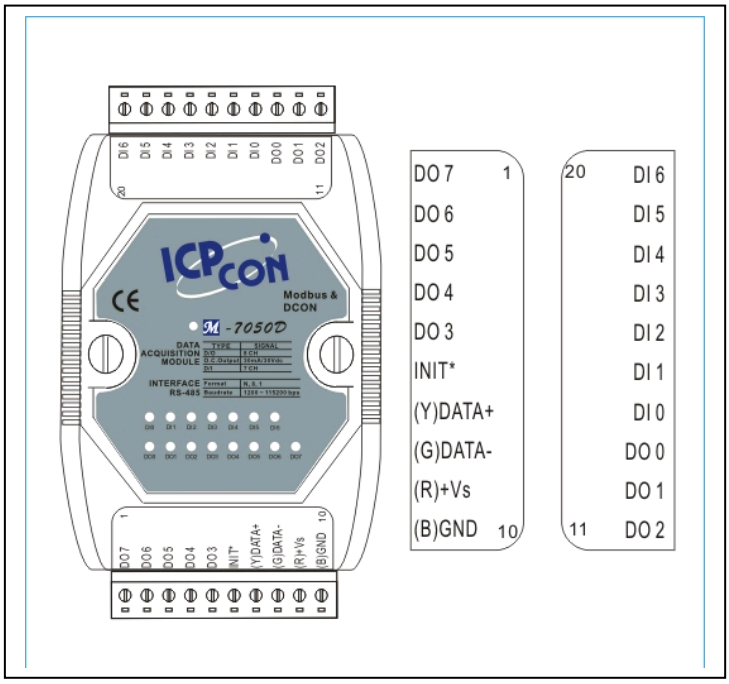
- Input: two-wire RS-485, (D+, D-)
- Output: two-wire RS-485, (D+, D-)
- Speed: "Self Tuner" inside, auto switching baud rate, from 300 to 115200 BPS
- Isolation voltage: 3000V
- Connector: plug-in screw terminal block
- Power requirements: +10V dc ~ +30V dc
- Power consumption: 2.2W(Max)

Block Diagram



19. M-7050D: MODULO DE ENTRADAS/ SALIDAS DIGITALES (7 ENTRADAS Y 8 SALIDAS)

PIN Assignment

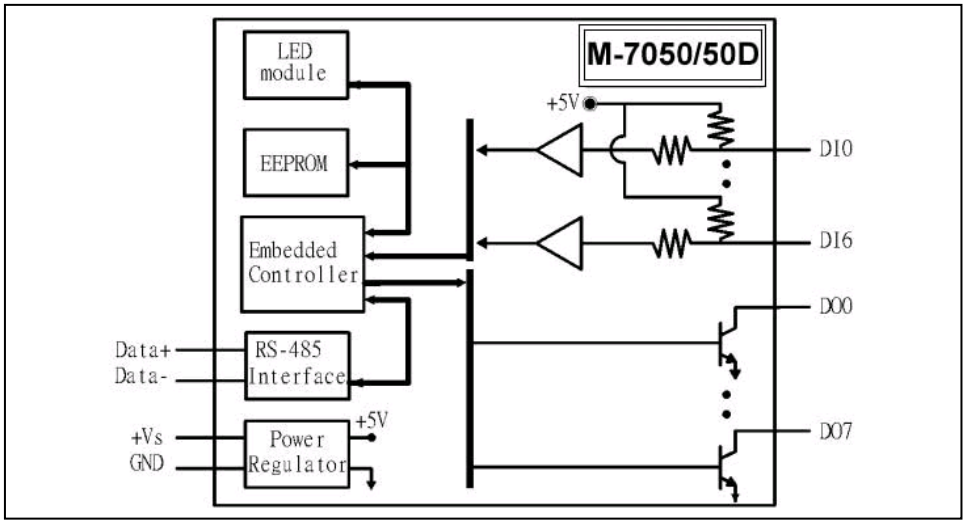


Specifications & Additional Information

- Communication Interface: RS-485
- Digital Input Channels: 7 (Sink)
- D/I can be used as counter
- Digital Output Channels: 8 (NPN, Sink)
- Din Rail Mount

- Digital input level:
  - Logic level 0: +1V max.
  - Logic level 1: +4V ~ +30V
- Input Frequency : 100Hz
- 16-bit : 0 ~ 6,5535
- Digital Output:
  - Open collector to 30V, 30mA max. load
  - Power dissipation: 300mW
- Power Supply:
  - Input Power: 10 ~ 30Vdc
  - Consumption :
    - 1.1W

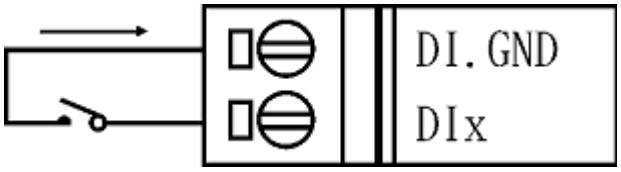
Internal I/O Structure



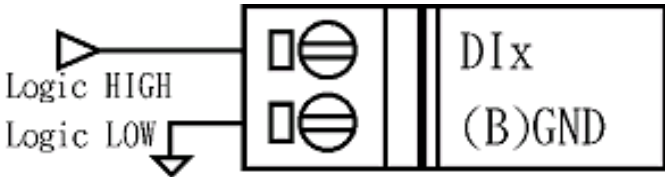
20. M-7050D: MODULO DE ENTRADAS/ SALIDA DIGITAL AISLADOS, 16 CANALES (CONTINUACION)

Input Type

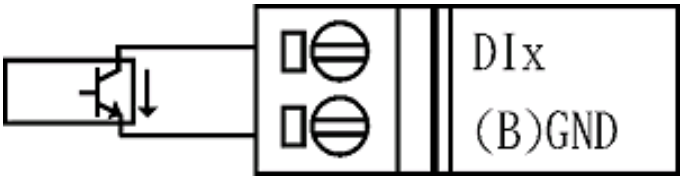
Dry contact



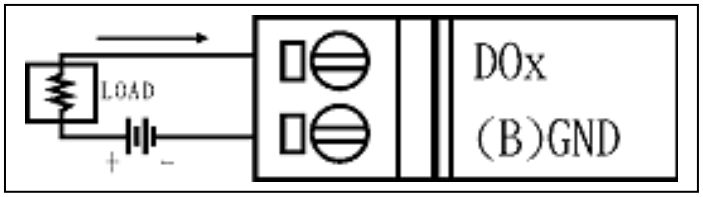
TTL/CMOS Signal Input



Open Collector

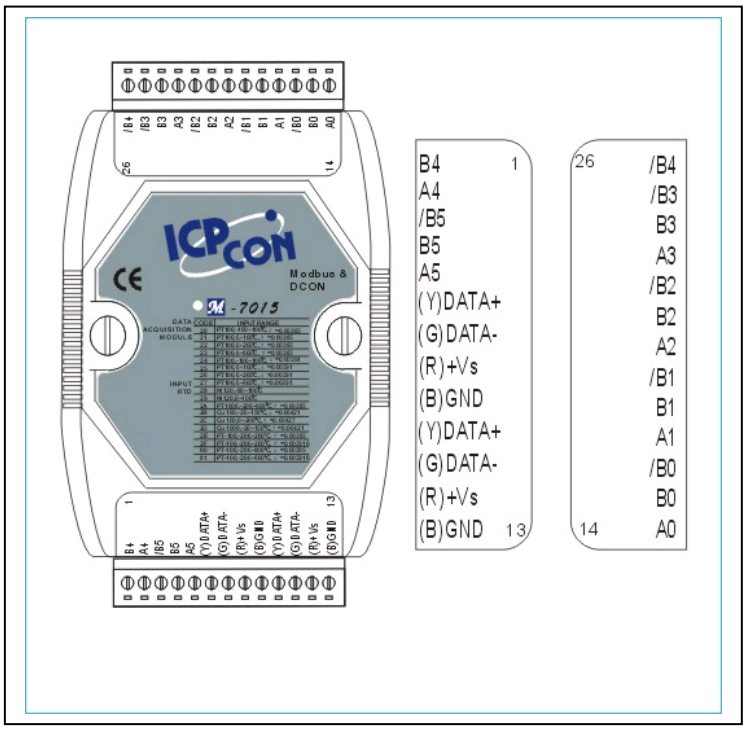


Output Type



21. M-7015: MODULO DE ENTRADAS ANALOGICAS PARA EL MONITOREO DE LA TEMPERATURA, UTILIZANDO RTD

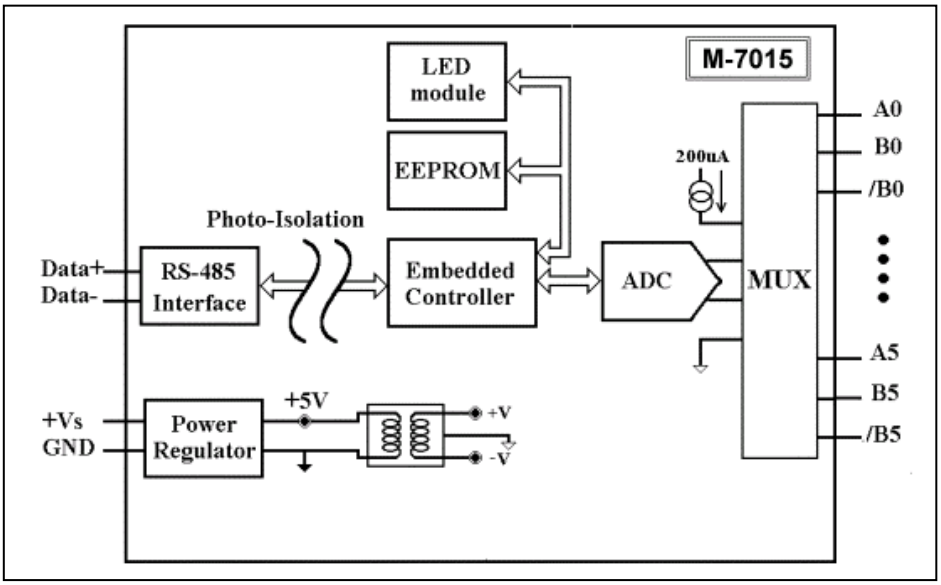
PIN Assignment



Specifications & Additional Information

- RTD Range : Pt100, Pt1000, Ni120, Cu100, Cu1000
- Resolution : 16-bit
- Accuracy : ±0.05%
- Sampling Rate : 12 samples/second (Total)
- -3dB BandWidth : 5.24Hz
- Common Mode Rejection : Typical 86dB
- Voltage Input Impedance : > 1M Ohms
- Isolation Voltage : 3000Vdc
- Power Supply:
  - Input Voltage Range : +10 ~ +30Vdc
  - Power Consumption : 1.1W

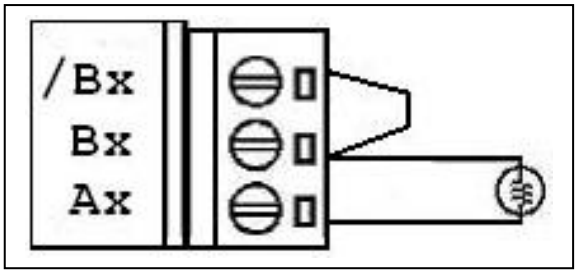
Internal I/O Structure

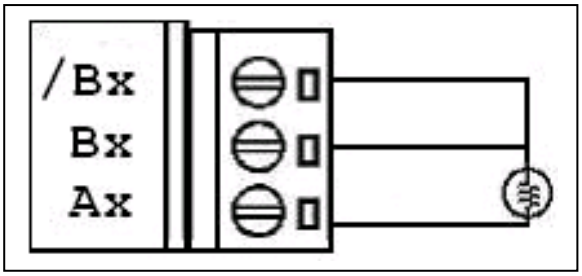


22. M-7015: MODULO DE ENTRADAS ANALOGICAS PARA EL MONITOREO DE LA TEMPERATURA, UTILIZANDO RTD (CONTINUACION)

Input Type

2 Wire of RTD	3 Wire of RTD

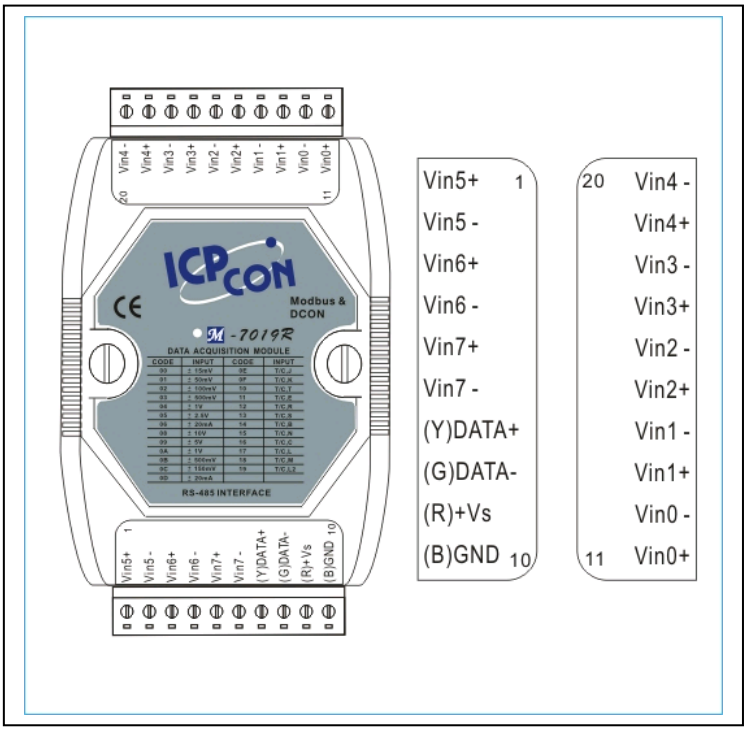




RTD Type Setting (TT)		
Type Code	**RTD Type**	**Temperature Range °C**
20	Platinum 100, α= 0.00385	-100 ~ 100
21	Platinum 100, α= 0.00385	0 ~ 100
22	Platinum 100, α= 0.00385	0 ~ 200
23	Platinum 100, α= 0.00385	0 ~ 600
24	Platinum 100, α= 0.00391	-100 ~ 100
25	Platinum 100, α= 0.00391	0 ~ 100
26	Platinum 100, α= 0.00391	0 ~ 200
27	Platinum 100, α= 0.00391	0 ~ 600
28	Nickel 120	-80 ~ 100
29	Nickel 120	0 ~ 100
2A	Platinum 1000, α= 0.00385	-200 ~ 600
2B	Cu 100 at 0°C,α= 0.00421	-20 ~ 150
2C	Cu 100 at 25°C,α= 0.00427	0 ~ 200
2D	Cu 1000 at 0°C,α= 0.00421	-20 ~ 150
2E	Platinum -100, α= 0.00385	-200 ~ 200
2F	Platinum -100, α= 0.003916	-200 ~ 200
80	Platinum -100, α= 0.00385	-200 ~ 600
81	Platinum -100, α= 0.003916	-200 ~ 600

23. M-7019R: MODULO DE ENTRADAS ANALOGICAS PARA EL MONITOREO DE LOS PARAMETROS ELECTRICOS (TENSION Y CORRIENTE) EN BATERIAS

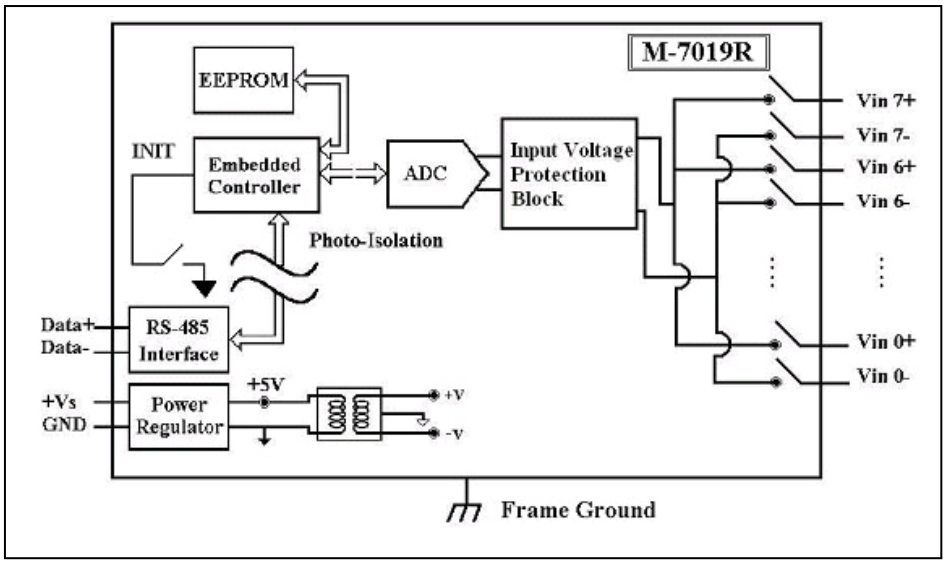
PIN Assignment



Specifications & Additional Information

- Input Type: mV, V, mA, Thermocouple
- Voltage range:
  - ± 15mV, ± 50mV, ± 100mV, ± 150mV, ± 500mV, ± 1V, ± 2.5V, ± 5V, ± 10V
- Current range: ± 20mA (jumper selectable)
- Thermocouple Range : Type J, K, T, E, R, S, B, N, C, L, M, L2
- Resolution : 16-bits
- Sampling Rate : 8 samples/second (Total)
- Accuracy : ±0.15%
- -3dB BandWidth : 5.24Hz
- Common Mode Rejection : Typical 86dB
- Voltage Input Impedance : >2M Ω
- Current Impedance = 125 Ω, 1/4w
- Isolation Voltage : 3000Vdc
- Over voltage protection: 240Vrms
- Power Supply
  - Input: +10 to +30Vdc
  - Consumption :1.2W

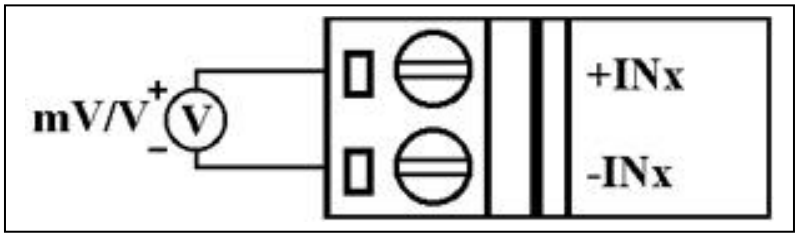
Internal I/O Structure



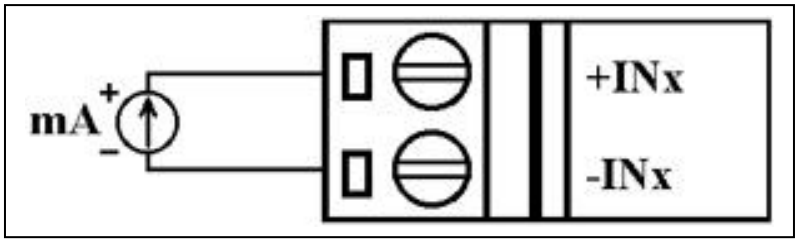
25. M-7019R: MODULO DE ENTRADAS ANALOGICAS PARA EL MONITOREO DE LOS PARAMETROS ELECTRICOS (TENSION Y CORRIENTE) EN BATERIAS (CONTINUACION)

Input Type

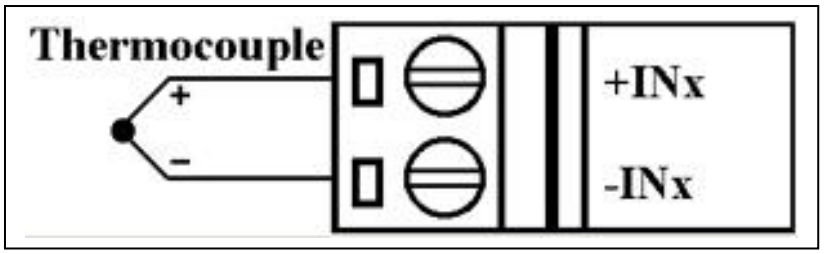
Voltage Input



Current Input



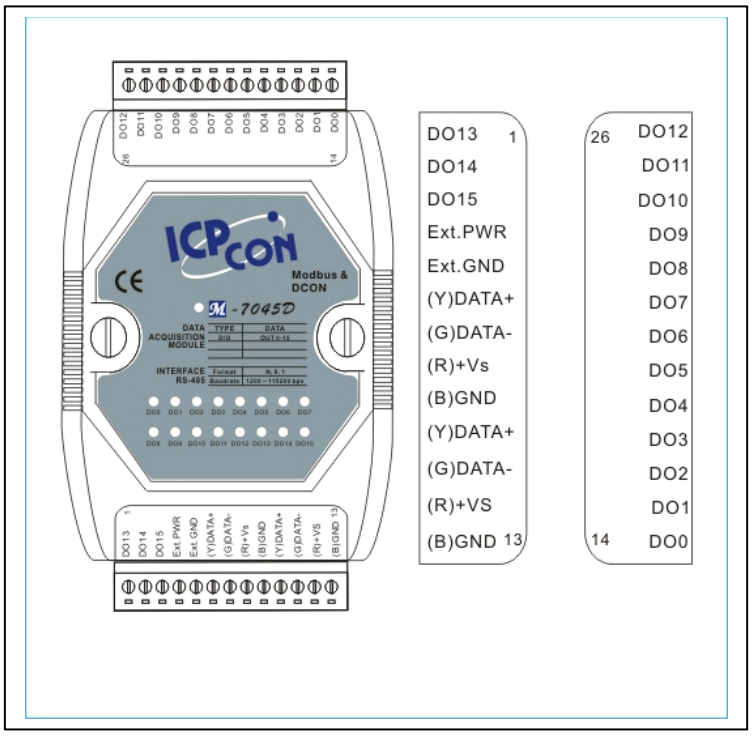
Thermocouple Input



26. <u>M-7045D:</u> MODULO SALIDAS DISCRETAS SOLO PARA LA SEÑALIZACION LUMINOSA DE FUNCIONAMIENTO DEL TABLERO DE MONITOREO Y SEÑALES DISCRETAS SCADA-UPS: CONDICION NORMAL/ CONDICION DE FALLA.

(OPCIONAL PARA LOS TABLEROS QUE NO REQUIEREN EL MODULO I/O DIGITAL M-7050D, COMO LOS TIPO A, B y E)

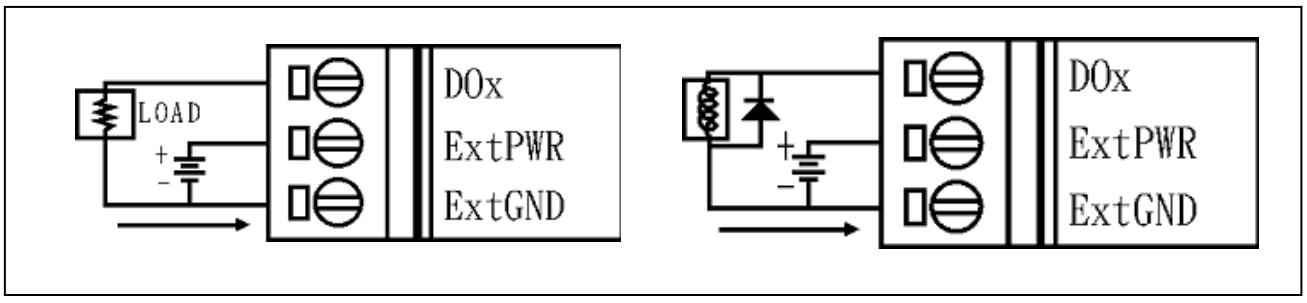
PIN Assignment



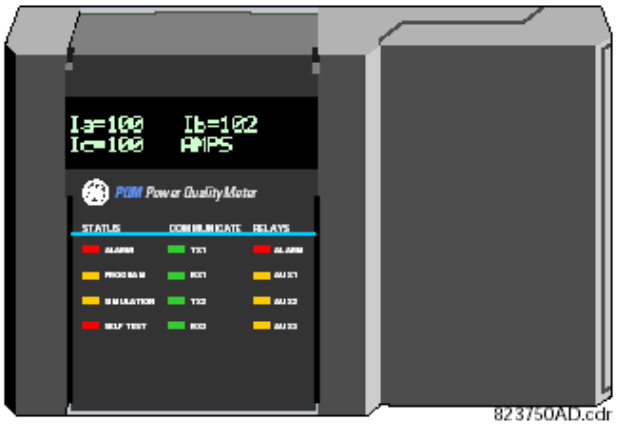
Specifications & Additional Information

- External Voltage: 10 to 40V max.
- Output current: 650mA per channel
- Isolation Voltage: 3750V
- Power Supply:
  - Input Power: 10 ~ 30Vdc
  - Consumption : 0.6W for M-7045
    1.5W for M-7045

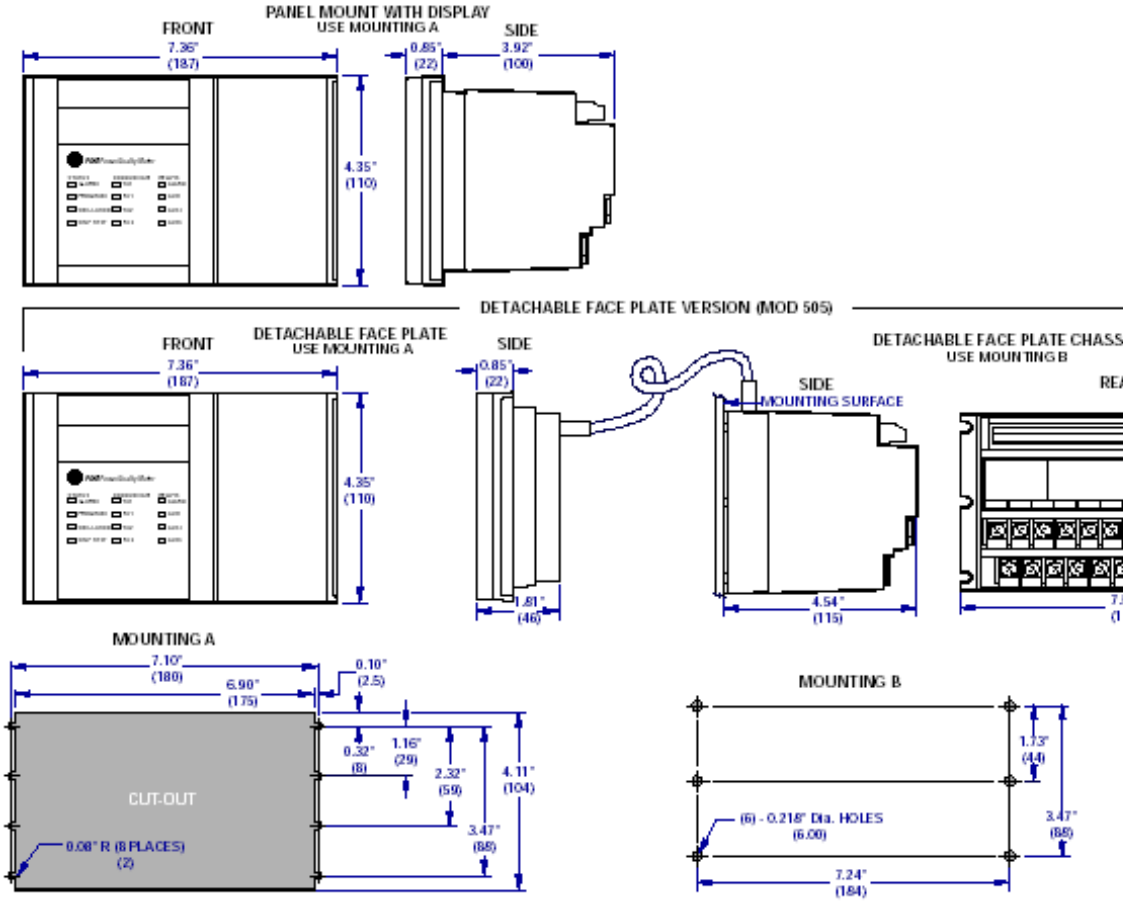
Output Type



27. RELE MEDIDOR DE CALIDAD DE ENERGIA PQM



DIMENSIONES



28. ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL PQM

MONITORIZACION

MONITORIZACIÓN DE MÍNIMA TENSIÓN

Tensión requerida: 20V aplicados
Nivel de arranque: 0.50 a 0.99 en pasos de 0.01 x TT
Nivel de caída: 103% del arranque
Temporización: 0.5 a 600.0 en pasos de 0.5 seg.
Fases: Cualquiera/cualquiera de dos/las tres (programable) fases tienen que estar bajo el nivel de arranque para operar
Precisión de Nivel: Por entrada de tensión
Precisión de Tiempos: -0/+1 seg.

MONITORIZACIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN

Nivel de arranque: 1.01 a 1.25 en pasos de 0.01 x TT
Nivel de caída: 97% del arranque
Temporización: 0.5 a 600.0 en pasos de 0.5 seg.
Fases: Cualquiera/cualquiera de dos/las tres (programable) fases tienen que estar bajo el nivel de arranque para operar
Precisión de Nivel: Por entrada de tensión
Precisión de Tiempos: -0/+1 seg.

MONITORIZACIÓN DE MÍNIMA FRECUENCIA

Tensión requerida: 20V aplicados
Nivel de arranque: 20 a 70.00 en pasos de 0.01 Hz
Nivel de caída: Arranque + 0.03 Hz
Temporización: 0.1 a 10.0 en pasos de 0.1 seg.
Precisión de Nivel: ±0.02 Hz
Precisión de Tiempos: ±3 ciclos

MONITORIZACIÓN DE MÁXIMA FRECUENCIA

Tensión requerida: 20V aplicados
Nivel de arranque: 20 a 70.00 en pasos de 0.01 Hz
Nivel de caída: Arranque - 0.03 Hz
Temporización: 0.1 a 10.0 en pasos de 0.1 seg.
Precisión de Nivel: ±0.02 Hz
Precisión de Tiempos: ±3 ciclos

MONITORIZACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Tensión requerida: 20V aplicados
Nivel de arranque: ±0.50 en pasos de 0.01
Nivel de caída: ±0.50 en pasos de 0.01
Temporización: 0.5 a 600.0 en pasos de 0.5 seg.
Precisión de Tiempos: -0/+1 seg.

MODOS DE MUESTREO

	MUESTRAS/ CICLO	ENTRADAS MUESTR. A LA VEZ	DURACION (CICLOS)
Valores medidos:	64	TODAS	2
Traza memoria:	16	TODAS	continuo
Espectro de harmónicos:	256	1	1

MONITORIZACIÓN DE LA DEMANDA

Valores Medidos: Intensidad de fase A/B/C/N (A)
potencia real 3 fases (kW)
potencia reactiva 3F (kvar)
potencia aparente 3F (kVA)
Tipo de medida: Exponencial térmica
tiempo de respuesta 90% (programable); 5-60 min, pasos de 1 min
Intervalo bloqueado/tiempo de demanda rotatnte en intervalo (programable); 5-60 min, pasos de 1 min.
Nivel de arranque: A: 10 a 7500 en pasos de 1
kW: 0.1 a 6500 en pasos de 0.1
kvar: 0.1 a 6500 en pasos de 0.1
kVA: 0.1 a 6500 en pasos de 0.1

MEDIDA

VALORES MEDIDOS

PARAMETRO	PRECISION (% ESCALA)	RESOL.	RANGO
Tensión:	±0.2%	1 V	20-100% de TT
Intensidad:	±0.2%	1 A	1-150% de TI
Desequilibrio tensión:	±1%	0.1%	0-100.0%
Deseq. corriente:	±1%	0.1%	0-100.0%
kW:	±0.4%	0.01 kW	0-999999.99 kW
kvar:	±0.4%	0.01 kvar	0-999999.99 kvar
kVA:	±0.4%	0.01 kVA	0-999999.99 kVA
kWh:	±0.4%	1 kWh	2^{32} kWh
kvarh:	±0.4%	1 kvarh	2^{32} kvarh
kVAh:	±0.4%	1 kVAh	2^{32} kVAh
Factor de potencia:	1%	0.01	±0.0-1.0
Frecuencia:	0.02 Hz	0.01 Hz	20.00-70.00 Hz
Demanda kw:	±0.4%	0.1 kw	999999.99 kW
Demanda kvar:	±0.4%	0.1 kvar	999999.99 kvar
Demanda kva:	±0.4%	0.1 kva	999999.99 kva
Demanda Amps:	±0.2%	1 a	0-7500 a
Dist. arm. total Amps:	±0.2%	0.1%	0-100.0%
Dist. arm. total Volts:	±0.2%	0.1%	0-100.0%
Factor de cresta:	±0.4%	---	1-9.99

ENTRADAS

INTENSIDAD CA

Conversión: Valor real, 64 muestras/ciclo
Entrada TI: 1 A y 5 A secundario
Consumo: 0.2 VA
Sobrecarga: 20 x TI para 1 seg.
100 x TI para 0.2 seg.
Fondo de escala: 150% del TI
Frecuencia: Hasta el 32º harmónico
Precisión: ±0.2% de la escala completa, valor real

TENSIÓN CA

Conversión: Valor real, 64 muestras/ciclo
TT primario/secundario: Directo ó 120-72000 : 69-240
Rango de entrada: 20-600 VCA
Fondo de escala: 150/600 VCA autoescalados
Consumo: <0.1 VA
Frecuencia: Hasta el 32º harmónico
Precisión: ±0.2% de la escala completa, valor real

ENTRADAS DIGITALES

Tipo: Contacto seco
Resistencia: 1000Ω msx. ON
Tensión: 24 VCC a 2 mA
Duración: Mínimo 100 ms

ENTRADA ANALÓGICA

Rango: 4-20 mA
Precisión: ±1% de la escala completa
Relé de Salida: 4-20 mA programable
Resistencia: 250Ω

COMUNICACIONES

Tipo COM1/COM2: RS485 de 2 cables, half duplex, aislado
Tipo COM3: RS232 de 9 pines
Velocidad: 1200 a 19200 bps
Protocolo: Modbus® RTU
Funciones: Lectura/escritura de ajustes
Lectura de valores reales
Ejecución de órdenes

* Las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso

FUENTE DE ALIMENTACION

ALIMENTACIÓN AUXILIAR

Entrada: 90-300 VCC
70-265 VAC 50/60 Hz
Potencia: 10 VA nominal, 20 VA máximo
Tiempo: 100 ms @ 120 VCA/VCC

SALIDAS

SALIDAS ANALÓGICAS

Precisión: ±1% de la escala completa

	SALIDA	
	0-1 mA (T1)	0-20 mA & 4-20 mA (T20)
Tensión:	2400Ω	600Ω
Salida Máx.:	1.1 mA	21 mA

Aislamiento: 50 V aislados, fuente activa

RELÉS DE SALIDA

Tensión		CAP. CIERRE CONTIN.	CAP. CIERRE 0.2 seg.	CORTE
Resistiva	30 Vcc	5	30	5
	125 Vcc	5	30	0.5
	250 Vcc	5	30	0.3
Inductiva (Vr=7ms)	30 Vcc	5	30	5
	125 Vcc	5	30	0.25
	250 Vcc	5	30	0.15
Resistiva	120 Vca	5	30	5
	250 Vca	5	30	5
Inductiva FP=0.4	120 Vca	5	30	5
	250 Vca	5	30	5
Configuración:		FORMA C NA/NC		
Material de contacto:		ALEACIÓN DE PLATA		

MEDIOAMBIENTALES

Humedad: 95% sin condensación
Temperatura ambiente: -10°C a +60°C
Norma medioambiental: IEC 68-2-38
Ciclo humedad/temperatura

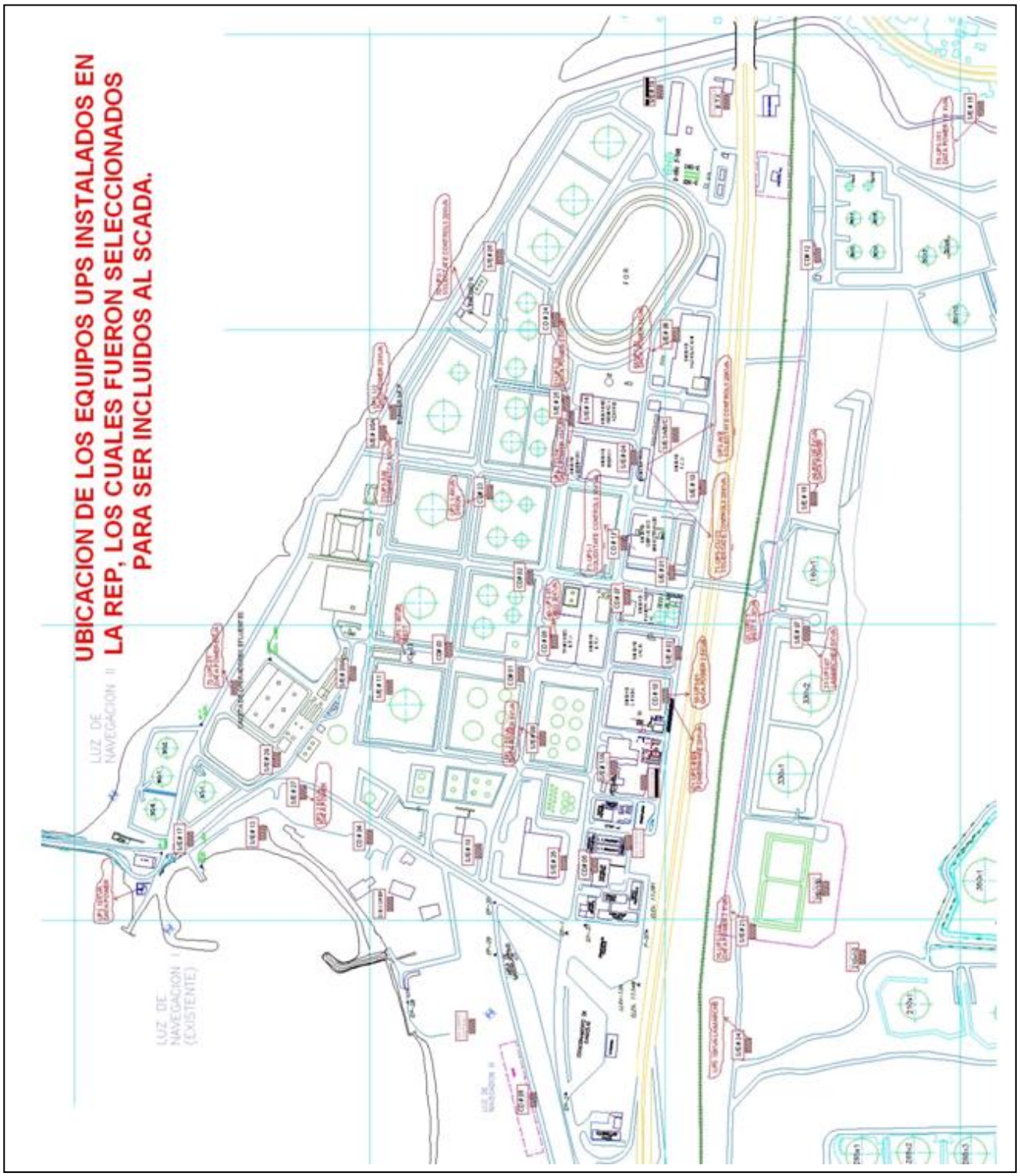
EMBALAJE

Dimensiones de embalaje: 215mm x 152mm x 152mm
Peso embalado: 2.3 kg

PRUEBAS TIPO

Prueba dieléctrica: 2.0 kV, 1 minuto para relés, TIs, TTs, fuente de alimentación
Resistencia de aislamiento: IEC 255-5 500 VCC
Transitorios: ANSI C37.90.1 oscilatorio
2.5 kV /1 MHz
ANSI C37.90.1 ascenso rápido
5 kV/10 µs
IEC 255-4 impulso/perturbación de alta frecuencia, clase III
Prueba de impulso: IEC 255-5 0.5J 5kV
Prueba de interferencias radiadas (RFI):
Transmisor 50 MHz/15w
IEC 255-22-3
Interferencias electromagnéticas:
C37.90.2 @150 MHz y 450 MHz, 10V/m
Descarga estática: IEC 801-2

CERTIFICACIONES

ISO: Fabricado según programa registrado ISO9001
UL: Reconocido bajo E83849
CSA: Reconocido bajo LR41286
CE: Conforme a EN 55011/CISPR 11, EN50082-2
Conforme a IEC 947-1, IEC 1010-1

29. UBICACIÓN Y DISTRIBUCION DE LOS EQUIPOS UPS INSTALADOS EN LA REP