

**UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE MANABÍ**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TESIS DE GRADO**  
**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE**  
**INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:**

**“AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA  
TENSIÓN, INTEGRANDO DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y  
SECCIONAMIENTO A UN SISTEMA SCADA”**

**AUTORES:**

**CASTRO MACÍAS BYRON FABIÁN.**  
**SÁNCHEZ BELLO LEONARDO GABRIEL**

**DIRECTOR DE TESIS:**  
**ING. RAÚL VILLAVICENCIO**

**MANTA-MANABÍ-ECUADOR**

**2012-2013**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Por la presente declaramos bajo juramento que el presente trabajo investigativo es fruto de nuestro propio trabajo y no contiene material previamente publicado o escrito por otra persona, ni material que de manera sustancial haya sido aceptado, excepto donde se ha hecho reconocimiento en el texto y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Atentamente,

**CASTRO MACÍAS BYRON FABIÁN**  
**SÁNCHEZ BELLO LEONARDO GABRIEL**



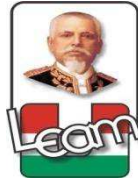
**UNIVERSIDAD LAICA “ELOY ALFARO” DE MANABÍ**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**CERTIFICACIÓN**

En calidad de director de tesis de graduación sobre el tema;  
**“AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN, INTEGRANDO DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y SECCIONAMIENTO A UN SISTEMA SCADA”**; Realizado por los egresados; **CASTRO MACÍAS BYRON FABIÁN y SÁNCHEZ BELLO LEONARDO GABRIEL.**

Certifico, que la presente tesis ha sido realizada por los egresados antes mencionados, supervisada y revisada por mí persona, el mismo que se ajusta a los reglamentos que rigen en la Facultad y su Escuela de Ingeniería Eléctrica.

**Ing. Raúl Villavicencio**  
**Director de Tesis**



**UNIVERSIDAD LAICA “ELOY ALFARO” DE MANABÍ  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TESIS DE GRADO**

**“AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA  
TENSIÓN, INTEGRANDO DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN,  
MEDICIÓN Y SECCIONAMIENTO A UN SISTEMA SCADA”**

Sometida a consideración del Tribunal designado por la Facultad de Ingeniería y su Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí de la ciudad de Manta, previa la obtención del título de Ingenieros Eléctricos.

-----  
Ing. Miguel Machuca  
Director de la Esc.

-----  
Ing. Raúl Villavicencio  
Director de Tesis

-----  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

-----  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

-----  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

## **DEDICATORIA**

Dedico esta tesis de grado a:

A mi Dios supremo, que es mi guía y mi camino.

A mis padres por haber formado en mí, cultos de aprendizaje y superación para alcanzar mis metas y sueños.

A mi esposa e hijo que son mi vida y base que sostiene mis ideales.

A mis hermanos por ser ejemplo a seguir y ese apoyo incondicional gracias

**Castro Macías Byron Fabián**

## **AGRADECIMIENTO**

Al culminar mis estudios dejo constancia de mi agradecimiento:

A la Universidad “ELOY ALFARO DE MANABÍ” por darnos esa maravillosa oportunidad de seguir una Educación Excelente y modelo de Estudio superior que lleva a mejorar cada día en nuestra profesión y vida cotidiana.

A los profesores (as) que compartieron sus conocimientos de enseñanza de calidad, superación y calidez.

Mi tutor por las enseñanzas dadas, en el transcurso de la tesis y sus buenos consejos, así dando a demostrar que la perseverancia alcanza mucho logros e ideales.

Y agradezco considera mente a mi familia por saber apoyarme en las etapas como estudiante universitario, para culminar mi más afectuoso agradecimiento a las persona que me guían en mi camino de la superación.

A todos(as) gracias

**Castro Macías Byron Fabián**

## **DEDICATORIA**

Este trabajo de tesis de grado está dedicado a DIOS, por darme la vida a través de mis padres quienes con mucho cariño, amor y ejemplo han hecho de mí una persona con valores para poder desenvolverme como profesional.

Mi familia que ha sido un pilar fundamental en cada paso de mi vida y de esta meta que apoyándome en distintas maneras me ayudaron alcanzar esta meta que me propuse alcanzar desde el primer día que ingrese a esta prestigiosa Universidad para alcanzar mis más apreciados ideales de superación, ellos fueron quienes en los momentos más difíciles me dieron su amor y comprensión para poderlos superar, quiero también dejar a cada uno de ellos una enseñanza que cuando se quiere alcanzar algo en la vida, no hay tiempo ni obstáculo que lo impida para poderlo lograr.

**Sánchez Bello Leonardo Gabriel**

## **AGRADECIMIENTO.**

Me complace de sobre manera a través de este trabajo expresar mi sincero agradecimiento a la Universidad Laica Eloy Alfaro De Manabí que me abrió sus puertas para darme estudio y ahora culminar los mismos a la Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica y en ella a los distinguidos docentes quienes con su profesionalismo y ética puesto de manifiesto en las aulas enrumban a cada uno de los que acudimos con sus conocimientos que nos servirán para ser útiles a la sociedad.

A mi Director quien con su experiencia como docente ha sido la guía idónea, durante el proceso que ha llevado el realizar esta tesis, me ha brindado el tiempo necesario, como la información para que este anhelo llegue a ser felizmente culminada estando agradecido eternamente a cada uno de los que brindaron su apoyo para cumplir esta meta.

**Sánchez Bello Leonardo Gabriel**



## ÍNDICE

Portada	
Declaración de la Autoría .....	i
Certificado de Aprobación del Director de Tesis .....	ii
Aprobación del tribunal de grado .....	iii
Dedicatoria.....	iv
Agradecimiento .....	v
Índice.....	viii

### **CAPÍTULO I**

#### **GENERALIDADES**

1.1. Introducción.....	3
1.2. Objetivos.....	4
1.2.1. Objetivo general.....	4
1.2.2. Objetivos Especificos.....	4
1.3. Justificación del Tema.....	4

### **CAPÍTULO II**

#### **MARCO TEORICO**

2.1 Conceptos fundamentales generales de coordinación de protección medición y seccionamiento .....	6
2.2 Funciones características y comunicación de interruptores inteligentes con unidades de protección electrónicas.....	6
2.3 Aplicación del software My Ecodial 3.4 de Schneider electric.....	6
2.4 Funciones principal de comunicación señales de adquisición de datos y parámetros de automatización.....	6
2.5 Aplicación de los conceptos estudiados en una subestación de baja tensión.....	6

## **CAPÍTULO III**

### **PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN**

3.1	Definición.....	7
3.1.1	Definición de subestación eléctrica.....	7
3.1.2	Definición de protecciones eléctricas .....	7
3.2	Características de un Sistema de Protección .....	8
3.2.1	Sensibilidad .....	8
3.2.2	Selectividad .....	8
3.2.3	Rapidez .....	9
3.2.4	Confiabilidad.....	9
3.2.5	Confianza .....	9
3.2.6	Seguridad.....	9
3.3	Protecciones principales y protecciones de respaldo .....	10
3.3.1	Introducción .....	10
3.3.2	Respaldo remoto .....	10
3.3.3	Respaldo local y falla interruptor .....	10
3.4	PROTECCIONES DEL SISTEMA .....	11
3.4.1	Sobreintensidades .....	11
3.4.1.1	Sobrecargas.....	11
3.4.1.2	Cortocircuitos.....	11
3.4.2	Sobretensiones.....	12
3.4.2.1	Sobretensiones externas .....	12
3.4.2.2	Sobretensiones internas .....	12
3.5	METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ANÁLISIS DE RIESGOS EN SUBESTACIÓN .....	13
3.5.1	Identificación y valoración de factores de riesgo .....	13
3.5.1.1	Factor de riesgo .....	13
3.5.1.2	Factores de riesgo eléctricos .....	13
3.5.1.3	Factores de riesgo químico .....	13

## **CAPÍTULO IV**

### **BREAKER CON UNIDADES DE PROTECCIÓN ELECTRÓNICAS.**

4.1 FUNCIONES Y CARACTERÍSTICAS .....	15
4.1.1 Introducción de breaker con unidades de protección electrónicas .....	15
4.1.2 Funciones generales .....	15
4.1.2 Características generales .....	17
4.2 RECOMENDACIONES DE INSTALACIÓN .....	17
4.2.1 Desclasificación con la altitud .....	17
4.2.2 Desclasificación de temperatura .....	18
4.2.3 Vibraciones .....	18
4.2.4 Grado de protección .....	18
4.2.5 Perturbaciones Electromagnéticas .....	19
4.3 DIMENSIÓN E INSTALACIÓN.....	19
4.3.1 Instalación sencilla con TLS (tornillo de limitación par) .....	19
4.3.2 Reglas generales de instalación de un interruptor automático .....	20
4.3.3 Controles y ajustes seguros .....	20
4.3.4 Un cubrebornes funcional protege a los usuarios .....	21
4.3.5.1 Márgenes de seguridad mínimos para los interruptores .....	21
4.3.5.2 Distancia mínima entre dos interruptores automáticos.....	22
4.3.5.3 Distancia mínima entre el interruptor automático y los paneles superiores,.....	22
4.3.5.4 Distancia mínima entre el interruptor automático y los paneles delanteros o posterior.....	23
4.3.5.5 Márgenes con respecto a las barras de distribución desnudas en tensión.....	23
4.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	24
4.4.1 Poder de cierre .....	25
4.4.2 Poder de cierre de cortocircuito (Icm.) .....	25
4.4.3 Poder de corte .....	25
4.4.5 Poder de corte final (Icu) .....	25
4.4.6 Poder de corte de servicio (Ics) .....	26
4.4.7 Intensidad de funcionamiento nominal (Ie) .....	26

4.4.8 Intensidad asignada de corta duración admisible ( $I_{cw}$ ) .....	26
4.4.9 Intensidad nominal ( $I_n$ ) .....	26
4.4.10 Intensidad prevista de cortocircuito .....	27
4.4.11 Endurancia .....	27
4.4.11.1 Endurancia eléctrica .....	27
4.4.11.2 Endurancia mecánica .....	27
4.4.12 Duración máxima de corte .....	27
4.4.13 Grado de contaminación de las condiciones medioambientales .....	28
4.4.13.1 Grado de protección (IP) .....	28
4.4.13.2 Grado de protección contra impactos mecánicos externos (IK) .....	29
4.4.14 Tensión de aislamiento nominal ( $U_i$ ) .....	29
4.4.15 Tensión de resistencia a impulsos nominales ( $U_{imp}$ ) .....	29
4.4.16 Tensión nominal de funcionamiento ( $U_e$ ) .....	30
4.4.17 Tiempo de no disparo .....	30
4.5 COMUNICACIÓN .....	30
4.5.1 Fácil comunicación en red .....	30
4.5.2 Comunicación hasta la supervisión de la alimentación .....	31
4.5.3 Funciones de análisis y medida para gestionar la instalación .....	31
4.5.4 BSCM (estado del interruptor automático y bloque de control) .....	32
4.5.6 Conector RJ45 .....	32
4.5.7 Ethernet TCP/IP .....	32
4.5.8 Protocolo .....	33
4.5.8.1 Protocolo abierto .....	33
4.5.9 Red .....	33
4.5.10 RS485Modbus .....	33
4.5.11 Salida estática .....	34
4.5.11.1 SDTAM .....	34
4.5.11.2 SDX .....	34
4.5.12 ULP (Universal Logic Plug) .....	34
4.6 COMPONENTES .....	35
4.6.1 ASIC (Application Specific Integrated Circuit) .....	35
4.6.2 Microprocesador .....	35

## **CAPÍTULO V**

### **SOFTWARE DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN.**

5.1	Introducción .....	36
5.2	Alcance de los criterios de ajustes y coordinación de protección .....	37
5.3	Principios generales para el ajuste y coordinación de protección .....	37
5.4	Objetivos del ajuste y coordinación de protección .....	39
5.5	Proceso de ajuste de coordinación de protección My Ecodial L 3.4 .....	40

## **CAPÍTULO VI**

### **SOFTWARE SCADA**

6.1	Definición.....	64
6.2	Funciones principales del sistema.....	67
6.3	Transmisión de la información .....	68
6.4	Comunicaciones .....	69
6.5	Elementos del sistema .....	70
6.6	Requisitos para el sistema Scada .....	73
6.7	Señales de Adquisición de datos.....	74

## **CAPÍTULO VII**

### **AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN.**

7.1	Introducción a la automatización .....	77
7.2	Tipos de sistemas de control.....	78
7.3	Elementos que componen un sistema de control.....	82
7.4	Variables de un sistema de control .....	84
7.5	Identificar los componentes de la subestación a ser automatizados .....	85
7.6	Sistemas de alarmas, señalización y registrador de perturbaciones....	86
7.7	Beneficios de la automatización de subestaciones.....	87

## **CAPITULO VIII**

### **FUENTES DE ENERGÍA Y AUTOMATIZACION**

8.1. INTRODUCCIÓN.....	89
8.2. FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	89
8.3. TABLEROS ELECTRICOS .....	91
8.4. AUTOMATIZACIÓN Y ESTUDIO DE CARGAS DE LA SUBESTACION DE BAJA TENSION .....	93
8.5. TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIOS .....	100
8.6. ACOMETIDAS ELÉCTRICAS .....	108
CONCLUSIONES.....	112
RECOMENDACIONES .....	113
BIBLIOGRAFIA.....	114
ANEXOS.....	115

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

El presente trabajo desarrolla el estudio de una alternativa de coordinación de protección con dispositivos con unidades de protección electrónicas para subestaciones en baja tensión integrándolo a un software scada.

El proyecto tiene como finalidad mejorar la confiabilidad y facilitar las tareas del operador ya q se va a sentir como si estuviese realmente en contacto con la planta desde una pantalla y a la vez tiene la facultad de dar órdenes remotas, monitorear y controlar fallas a través de ella.

Los primeros capítulos del trabajo trata sobre la teoría y conceptos generales q fundamenta la coordinación de protección y así como también de breaker con unidades de protección electrónicas.

En la segunda parte comprende revisión interpretación y análisis del software de protección de Schneider electric My Ecodial y a la ves del software scada también se trata el tema de automatización con equipos con unidades de protecciones electrónicas.

## **ANTECEDENTES GENERALES**

Año tras año la creciente necesidad de proteger equipos e instalaciones, cada vez más sofisticados, junto con la valorización de la calidad y continuidad del servicio eléctrico por parte de las empresas, plantean a las compañías diseñadoras de tecnologías retos que van más allá de cumplir con los objetivos específicos de cada uno de los equipos que desarrollan. El desafío, es integrar en estos dispositivos una amplia gama de funciones que les permitan dar soluciones integrales a problemas de funcionamiento de las redes eléctricas.

En este sentido y como consecuencia del mayor desarrollo tecnológico que presenta la industria, se han comenzado a masificar el uso de los equipos de protección Multifunción. Estos equipos tienen la misma finalidad que cualquier otro esquema de protección, que es la de disminuir al mínimo los efectos causados por condiciones anormales de operación en un sistema eléctrico, desenergizando el componente comprometido, aislándolo del resto del sistema, y así mantener la continuidad del servicio eléctrico de las otras áreas. En la actualidad, para cubrir de mejor manera la necesidad de protección de cada uno de los equipos utilizados en la red eléctrica, es necesario referirse a las tablas de clasificación de cada una de las familias y modelos de los diferentes fabricantes, para así encontrar la protección que se ajuste a los requerimientos



# **CAPITULO I**

## **GENERALIDADES**

### **1.1. INTRODUCCIÓN**

El trabajo que a continuación vamos a presentar es acerca de un tema de mucha importancia para nosotros mismos y en especial para toda empresa industrial, el cual lleva el nombre de automatización.

El tema de automatización nos dará una visión muchísimo más amplia de lo que puede ayudar esto a una empresa ya que se va a dar en la misma un proceso de mecanización de las actividades industriales para reducir la mano de obra, simplificar el trabajo para que así se de propiedad a algunas máquinas de realizar las operaciones de manera automática; por lo que indica que se va dar un proceso más rápido y eficiente.

Como dijimos anteriormente al darse una mayor eficiencia en el sector de maquinaria, lograra que la empresa industrial disminuya la producción de piezas defectuosas, y por lo tanto aumente una mayor calidad en los productos que se logran mediante la exactitud de las maquinas automatizadas; todo esto ayudara a que la empresa industrial mediante la utilización de inversiones tecnológicas aumente toda su competitividad en un porcentaje considerable con respecto a toda su competencia, y si no se hace, la empresa puede sufrir el riesgo de quedarse rezagado.

Dada esa importancia no se puede descuidar ninguno de sus componentes, como son: estudios y análisis que permitan planearlos, diseñarlos, construirlos y operarlos de la mejor manera posible.

Así mismo mostraremos un ejemplo de un cuadro muy interesante donde reflejara todo lo mencionado anteriormente y en donde esperamos quede

de una manera mucho más clara para poder dar a entender y cumplir con las expectativas propuestas.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivo General**

Automatizar e implementar un sistema scada que permita el control y supervisión de una subestación de baja tensión.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Proporcionar un sistema de prácticas de control y supervisión scada para los estudiantes de la escuela de ingeniería eléctrica.
- Contribuir en el proceso enseñanza-aprendizaje de los sistemas de potencia y control.

## **1.3. JUSTIFICACIÓN**

Por las exigencias de la vida moderna se ha demostrado que es fundamental contar con los equipamientos necesarios para de esta manera poner en práctica todos los conocimientos adquiridos durante los años de estudio, más aun en carreras técnicas como la nuestra.

En los sistemas convencionales de protección, medición, control y supervisión para subestaciones de baja tensión, el desempeño de las diversas funciones ha sido tradicionalmente realizado por equipos y componentes discretos. La interconexión entre dichos equipos y los sistemas primarios de baja tensión, para su correcto funcionamiento,

siempre han implicado un gran trabajo de ingeniería, cableado, montaje y puesta en servicio. Actualmente, la tecnología de control numérico ha reducido notablemente el número de componentes distintos o equipos, lo cual ha aumentado la disponibilidad del sistema.

Adicionalmente, el uso de redes para la transmisión de datos ahorra de manera considerable el volumen de cableado, y permite, gracias a su inmunidad a las interferencias electromagnéticas (en el caso de la fibra óptica) su utilización lo más cerca posible del proceso primario.

Por otra parte el uso de este sistema ofrece nuevas posibilidades tales como auto supervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección, y control, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de fallas. Los desarrollos en esta área, aprovechando las nuevas tendencias tecnológicas han logrado una reducción significativa de espacio físico requerido para la instalación de los sistemas de protección, medición, control y supervisión.

Por este motivo el interés de nuestra parte en implementar un sistema scada acorde a los principios básicos de procesos industriales que permitan el desarrollo de las habilidades y destrezas de los futuros profesionales.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

2.1 Conceptos fundamentales generales de coordinación de protección medición y seccionamiento

2.2 Funciones características y comunicación de interruptores inteligentes con unidades de protección electrónicas

2.3 Aplicación del software My Ecodial 3.4 de Schneider electric

2.4 Funciones principal de comunicación señales de adquisición de datos y parámetros de automatización

2.5 Aplicación de los conceptos estudiados en una subestación de baja tensión

## **CAPÍTULO III**

### **PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN**

#### **3.1 Definición**

##### **3.1.1 Definición de subestación eléctrica**

Una subestación es un conjunto de equipos, dispositivos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

En toda instalación industrial o comercial es indispensable el uso de la energía, la continuidad de servicio y calidad de la energía consumida por los diferentes equipos, así como la requerida para la iluminación, es por esto que las subestaciones eléctricas son necesarias para lograr una mayor productividad.

Las subestaciones son la fuente de suministro de energía para la distribución a nivel local, para dar servicio a varios usuarios o un cliente en específico.

En el sector industrial, la función principal de la subestación es reducir la tensión del nivel de transmisión o de sub-transmisión al nivel de distribución necesaria para los equipos que operan dentro de la empresa.

##### **3.1.2 Definición de protecciones eléctricas**

El objetivo de los sistemas de protección es remover del servicio lo más rápido posible cualquier equipo del sistema de potencia que comienza a operar en una forma anormal. El propósito, es también, limitar el daño

causado a los equipos de potencia, y sacar de servicio el equipo en falla lo más rápido posible para mantener la integridad y estabilidad.

Dado que la estabilidad transitoria está relacionada con la habilidad que tiene el sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando está sometido a grandes perturbaciones, el comportamiento satisfactorio de los sistemas de protección es importante para asegurar la estabilidad del mismo.

### **3.2 CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN**

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes características:

#### **3.2.1 Sensibilidad.**

Detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición.

#### **3.2.2 Selectividad.**

La selectividad de las protecciones es un elemento esencial que debe tenerse en cuenta desde la concepción de una instalación de baja tensión, con el fin de garantizar a los usuarios la mejor disponibilidad de la energía.

La selectividad es importante en todas las instalaciones para el confort de los usuarios, pero es fundamental en las instalaciones que alimentan procesos industriales de fabricación.

### **3.2.3 Rapidez.**

Limitar la duración de las anomalías, minimizando los retardos no deseados.

### **3.2.4 Confiabilidad.**

Probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar, durante un período de tiempo.

### **3.2.5 Confianza.**

Probabilidad de que la protección opere correctamente, o sea que opere cuando corresponde que lo haga.

### **3.2.6 Seguridad.**

Probabilidad de que la protección no opere incorrectamente, habiendo o no falla o condición anormal en el sistema eléctrico de potencia, o sea que no opere cuando no corresponde que lo haga.

Las protecciones aportan a las siguientes características deseables en un sistema de potencia:

- Su disponibilidad (porcentaje del tiempo estipulado, en que el equipo o parte del sistema de potencia está disponible para ser operado o utilizado).
- La confiabilidad (probabilidad de que un equipo o sistema pueda operar sin fallas durante un tiempo estipulado).
- La estabilidad (capacidad de recuperar un estado estable de operación, luego de una perturbación).

### **3.3 PROTECCIONES PRINCIPALES Y PROTECCIONES DE RESPALDO**

#### **3.3.1 Introducción**

Hay dos razones por la cual se deben instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia. La primera es para asegurar que en caso que la protección principal no actúe en el momento de despejar una falla, la protección de respaldo lo haga. La segunda es para proteger aquellas partes del sistema de potencia que la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus equipos de medida.

La necesidad de respaldo remoto, respaldo local o falla interruptor dependen de la consecuencia de esa falla para el sistema de potencia.

#### **3.3.2 Respaldo remoto.**

Las protecciones de respaldo remoto consisten en detectar las fallas y actúan en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal y se ubican en las estaciones adyacentes o remotas.

#### **3.3.3 Respaldo local y falla interruptor.**

El respaldo local está ubicado en la misma estación.

El objetivo de las protecciones de respaldo es abrir todas las fuentes de alimentación a una falla no despejada en el sistema. Para realizar esto en forma eficiente las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las fallas que ocurren dentro de su zona de protección.
- Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.



- Iniciar el disparo de la mínima cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falla.
- Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema.
- Prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.

### **3.4 PROTECCIONES DEL SISTEMA**

#### **3.4.1 Sobreintensidades**

Se producen al circular una corriente eléctrica mayor que la nominal por los conductores o receptores eléctricos. Se diferencian dos tipos de sobreintensidades:

##### **3.4.1.1 Sobrecargas**

Se producen cuando por un circuito circula una corriente eléctrica mayor que la nominal sin que haya defecto de aislamiento. Producen un calentamiento excesivo de los conductores, provocando un deterioro de los aislantes y acortando su duración.

##### **3.4.1.2 Cortocircuitos**

Se producen por la conexión accidental entre conductores activos, originando una elevada intensidad y destruyendo los circuitos, al no poder soportar corrientes tan altas.

### **3.4.2 Sobretensiones.**

Se producen cuando la tensión en un circuito es superior a la nominal. Suelen durar muy poco tiempo, pero el daño producido a los receptores eléctricos puede ser considerable.

La causa más frecuente es la descarga atmosférica de los rayos sobre la instalación eléctrica o sus inmediaciones.

#### **3.4.2.1 Sobretensiones externas**

Tienen su origen en descargas atmosféricas. Las sobretensiones de origen externo pueden ser de varios tipos, por:

- Descarga directa sobre la línea (sobretensión conducida).
- Descarga sobre un objeto próximo a la línea (sobretensión inducida).
- Descarga directa sobre el suelo que puede elevar el potencial de tierra varios miles de voltios como consecuencia de la corriente que circula por el terreno (aumento del potencial de tierra). Las sobretensiones externas pueden acceder a los equipos a través de:
  1. Las redes eléctricas de baja tensión.
  2. Las líneas de datos (telefónicas, informáticas o TV).
  3. Los elementos receptores de alta frecuencia (antenas).
  4. Los conductores de conexión a tierra.

#### **3.4.2.2 Sobretensiones internas**

Tienen su origen en las variaciones de carga en una red, maniobras de desconexión de un interruptor, formación o cese de un fallo a tierra, corte de alimentación a un transformador en vacío, puesta en servicio de las líneas, etc. En una instalación eléctrica todos los conductores que acceden desde el exterior pueden facilitar el camino a las sobretensiones

transitorias, provocando así perturbaciones en la alimentación de todos los sistemas conectados.

### **3.5 METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ANÁLISIS DE RIESGOS EN SUBESTACIÓN**

#### **3.5.1 Identificación y valoración de factores de riesgo**

Esta parte tiene por objeto dar parámetros en la elaboración del panorama de factores de riesgo en la subestación que se está analizando, incluyendo la identificación y valoración cualitativa de los mismos. Para el desarrollo de la identificación y valoración de Riesgos en una subestación debemos tener claras algunas definiciones.

##### **3.5.1.1 Factor de riesgo**

Es todo elemento cuya presencia o modificación, aumenta la probabilidad de producir una daño a quien está expuesto a él.

##### **3.5.1.2 Factores de riesgo eléctricos.**

Se refiere a los sistemas eléctricos de las maquinas, los equipos que al entrar en contacto con las personas o las instalaciones y materiales pueden provocar lesiones a las personas y daños a la propiedad.

##### **3.5.1.3 Factores de riesgo químico.**

Toda sustancia orgánica e inorgánica, natural o sintética que durante la fabricación, manejo, transporte, almacenamiento o uso, puede incorporarse al aire ambiente en forma de polvos, humos, gases o vapores, con efectos irritantes, corrosivos, asfixiantes o tóxicos y en

cantidades que tengan probabilidades de lesionar la salud de las personas que entran en contacto con ellas.

**Como prevenir estos riesgos.**

- Conocer los riesgos de la electricidad.
- Analizar las causas de los incidentes y accidentes de trabajo, relacionados con el contacto con corriente eléctrica y proponer medidas para prevenirlos.
- Ayudar a nuestros compañeros de trabajo y a la empresa en general a prevenir este tipo de pérdidas.

## **CAPÍTULO IV**

### **BREAKER CON UNIDADES DE PROTECCIÓN ELECTRÓNICAS**

#### **4.1 FUNCIONES Y CARACTERÍSTICAS**

##### **4.1.1 Introducción de breaker con unidades de protección electrónicas**

Año tras año la creciente necesidad de proteger equipos e instalaciones, cada vez más sofisticados, junto con la valorización de la calidad y continuidad del servicio eléctrico por parte de las empresas suministradoras de energías, plantean a las compañías diseñadoras de tecnologías retos que van más allá de cumplir con los objetivos específicos de cada uno de los equipos que desarrollan. El desafío, es integrar en estos dispositivos una amplia gama de funciones que les permitan dar soluciones integrales a problemas de funcionamiento de las redes eléctricas.

En este sentido y como consecuencia del mayor desarrollo tecnológico que presentan las industrias, se han comenzado a masificar el uso de breaker con unidades de protección electrónicas. Estos equipos tienen la misma finalidad que cualquier otro esquema de protección, que es la de disminuir al mínimo los efectos causados por condiciones anormales de operación en un sistema eléctrico, desenergizando el componente comprometido, aislándolo del resto del sistema, y así mantener la continuidad del servicio eléctrico de las otras áreas.

##### **4.1.2 Funciones generales**

El interruptor automático es ante todo, un dispositivo de protección, diseñado para dispararse en caso de que se produzca un defecto eléctrico. Con la integración de funciones electrónicas, las unidades de

control han aumentado su velocidad y su precisión, con lo que pueden establecerse ajustes más precisos, sobre todo en lo que respecta a las temporizaciones. El resultado es una mayor fiabilidad y una selectividad mejorada.

Las unidades de control ahora son verdaderos sistemas de supervisión de los interruptores automáticos.

Un interruptor automático está conformado de un solenoide o electroimán, cuya fuerza de atracción aumenta con la intensidad de la corriente. Los contactos del interruptor se mantienen en contacto eléctrico por medio de un pestillo, y, cuando la corriente supera el rango permitido por el aparato, el solenoide libera el pestillo, separando los contactos por medio de un resorte.

Algunos tipos de interruptores incluyen un sistema hidráulico de retardo, sumergiendo el núcleo del solenoide en un tubo relleno con un líquido viscoso. El núcleo se encuentra sujeto con un resorte que lo mantiene desplazado con respecto al solenoide mientras la corriente circulante se mantenga por debajo del valor nominal del interruptor. Durante una sobrecarga, el solenoide atrae al núcleo a través del fluido para así cerrar el circuito magnético, aplicando fuerza suficiente como para liberar el pestillo. Este retardo permite breves alzas de corriente más allá del valor nominal del aparato, sin llegar a abrir el circuito, en situaciones como por ejemplo, partidas de motores. Las corrientes de cortocircuito suministran la suficiente fuerza al solenoide para liberar el pestillo independientemente de la posición del núcleo, evitando, de este modo la apertura con retardo. La temperatura ambiente puede afectar en el tiempo de retardo, pero no afecta el rango de corte de un interruptor.

#### 4.1.2 Características generales.

La nueva gama de interruptores automáticos de última generación está lista para responder a las actuales y futuras demandas del mercado. Se destacan por todas las funciones de medición y protección integradas en el mismo interruptor automático.

Además ofrecen funciones electrónicas inteligentes. Con nuevas funciones de medición y análisis y un acceso directo a la información detallada y a redes a través de protocolos abiertos, de tal manera permite a los usuarios optimizar la gestión de sus instalaciones eléctricas.

### 4.2 RECOMENDACIONES DE INSTALACIÓN

#### 4.2.1 Desclasificación con la altitud

Las características de los interruptores automáticos no se ven afectadas de forma significativa hasta los 2.000 m. A altitudes superiores, será necesario tener en cuenta la reducción de la resistencia dieléctrica y la capacidad de refrigeración del aire.

En la tabla siguiente se muestran las correcciones que se deben aplicar para altitudes superiores a 2.000 metros. Las capacidades de corte no experimentan cambios.

**Tabla #1**

<b>Altitud</b>		<b>2000</b>	<b>3000</b>	<b>4000</b>	<b>5000</b>
Tensión de resistencia dieléctrica (V)		300	2500	2100	1800
Tensión de aislamiento (V)	U <sub>i</sub>	800	700	600	500
Tensión máxima de utilización (V)	U <sub>e</sub>	690	590	520	460
Corriente térmica media (A) a 40 °C	In x	1	0.96	0.93	0.9

Elaborado por: Byron Castro Macías y Leonardo Sánchez Bello

#### **4.2.2 Desclasificación de temperatura**

Una temperatura ambiente que varíe significativamente de 40°C puede cambiar el funcionamiento de las funciones de protección magnéticas o magnetotérmicas. No afecta a las unidades de control electrónico. Sin embargo, cuando las unidades de control electrónico se utilizan en situaciones de altas temperaturas, es necesario comprobar las regulaciones para asegurarse de que sólo se permite la Intensidad admitida para la temperatura ambiente determinada.

#### **4.2.3 Vibraciones.**

Los interruptores automáticos están garantizados contra los niveles de vibraciones electromagnéticas o mecánicas.

Las pruebas se llevan a cabo en conformidad con la norma IEC 60068-2-6 para los niveles exigidos por las organizaciones de inspección de la marina mercante.

- 2 a 13,2 Hz: amplitud  $\pm 1$  mm.
- 13,2 a 100 Hz: aceleración constante 0,7 g.

El exceso de vibraciones puede provocar el disparo, cortes en las conexiones o daños en las partes mecánicas.

#### **4.2.4 Grado de protección.**

Los interruptores automáticos se han sometido a prueba para determinar su grado de protección (IP) y su nivel de protección ante los impactos mecánicos (IK).



## **4.2.5 Perturbaciones Electromagnéticas**

Los interruptores automáticos están protegidos contra:

- Sobretensiones provocadas por la conmutación de circuitos.
- Sobretensiones provocadas por perturbaciones atmosféricas o por un corte en el sistema de distribución (p. ej., el defecto de un sistema de iluminación).
- Aparatos emisores de ondas de radio (radios, walkie-talkies, radares, etc.).
- Descargas electrostáticas producidas directamente por los usuarios.

La mayoría de los interruptores automáticos han superado con éxito las pruebas de compatibilidad electromagnética (CEM).

Estas pruebas aseguran que:

- No se producen disparos intempestivos.
- Se cumplen los intervalos de disparo.

## **4.3 DIMENSIÓN E INSTALACIÓN**

### **4.3.1 Instalación sencilla con TLS (tornillo de limitación par)**

Los interruptores automáticos según sus características disponen de un sistema de instalación especial que garantiza que los tornillos que fijan la unidad de control se encuentran correctamente alineados y que cada uno de ellos está apretado con el par necesario. El sistema TLS ofrece una seguridad adicional y facilita el trabajo, al no ser necesaria la utilización de llave dinamométrica.

### **4.3.2 Reglas generales de instalación de un interruptor automático.**

Cuando se instale un interruptor automático, deberán mantenerse las distancias mínimas (márgenes de seguridad) entre el aparato y los paneles, las barras y otros aparatos de protección instalados cerca del mismo. Estas distancias, que dependen de la capacidad de corte final, se definen por medio de pruebas realizadas de acuerdo con la norma IEC 60947-2.

Si la conformidad de la instalación no se comprueba mediante pruebas de prototipo, también será necesario:

- Utilizar barras aisladas para las conexiones del interruptor automático
- Separar las barras de distribución por medio de pantallas aislantes

Para el interruptor usado en nuestro caso que es el Compact NSX100 se recomienda el uso de cubrebornes terminales y separador de fases, cuya utilización podría ser obligatoria según la tensión de funcionamiento del aparato y el tipo de instalación (fija, extraíble, etc.).

### **4.3.3 Controles y ajustes seguros**

Estos interruptores presentan una cubierta precintable y transparente que protege el acceso a los indicadores de la unidad de control y evita un cambio de ajustes. Los nuevos mandos motorizados también disponen de cubierta transparente precintable para evitar su manipulación accidental.

## TIPOS DE CONEXIÓN

Fig. #1

Tipo de conexión	Fija, conexión frontal			Fija, conexión posterior	Enchufable o extraíble	
					En placa posterior	A través de panel
Accesorios posibles, recomendados u obligatorios:	Sin accesorio aislante	Separador de fases	Cubrebornas terminales largos	Cubrebornas terminales cortos	Cubrebornas terminales cortos	Cubrebornas terminales cortos
Con:						

### 4.3.4 Un cubrebornes funcional protege a los usuarios

También dispone de cubrebornes que ofrecen una excelente protección contra los contactos directos (IP40 en todos los laterales, IP20 en los puntos de entrada de cables) así como una sencilla instalación.

#### 4.3.5.1 Márgenes de seguridad mínimos para los interruptores automáticos nsx.

Estos valores se detallan en la siguiente tabla #2

Tabla #2

Tensión de funcionamiento	Margen (mm) Entre aparatos	Entre aparato y lámina de metal						
		Lámina de metal pintada			Lámina de metal desnuda			
		A1	C1	D1	D2	C1	D1	D2
U y 440 V								
• para aparatos equipados con:								
• sin accesorios	0	0	30	30	5	40	40	
• separador de fases	0	0	0	0	5	0	0	
• cubrebornas terminales largos	0	0	0	0	0	0	0	

440 V < U y 600 V para aparatos equipados con:							
• separador de fases (1)	0	0	0	0	20	10	10
• cubrebornas terminales largos (2)	0	0	0	0	10	10	10
U > 600 V para aparatos equipados con:							
• cubrebornas terminales largos	0	10	50	50	20	100	100

1) Solo para NSX100 a 250.

2) Para todos los casos.

#### 4.3.5.2 Distancia mínima entre dos interruptores automáticos adyacentes fig. #2

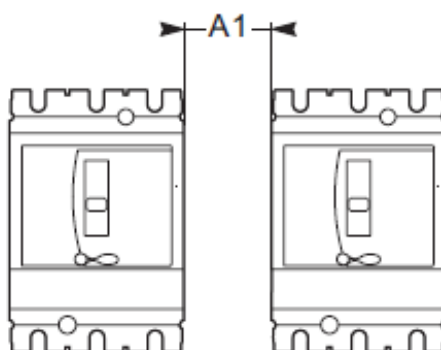
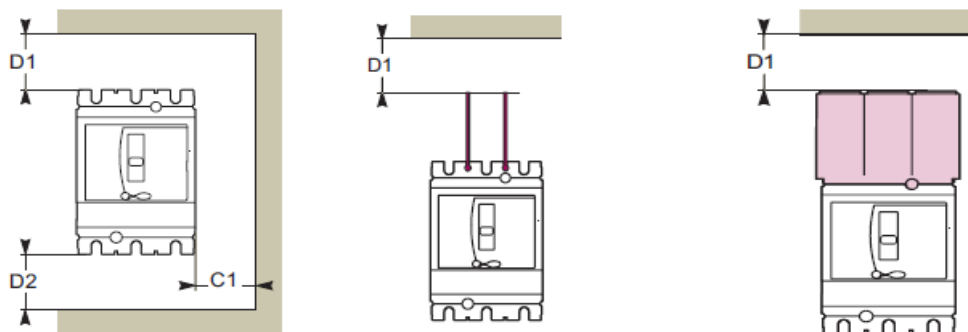


Figura #2

#### 4.3.5.3 Distancia mínima entre el interruptor automático y los paneles superiores, inferiores o laterales fig. #3



Aparatos sin accesorios.

Aparatos con separador de fases o cubrebornas terminales largos.

Figura #3

#### 4.3.5.4 Distancia mínima entre el interruptor automático y los paneles delantero o posterior figura #4

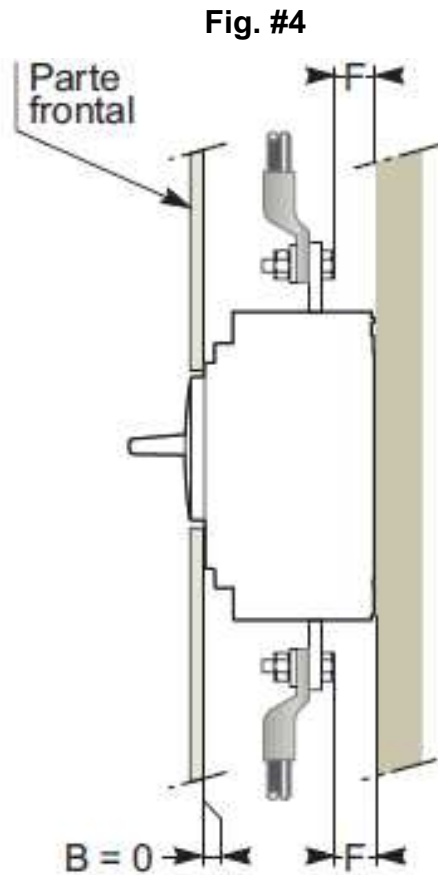


Lámina de metal desnuda o pintada

**Nota:** si  $F < 8$  mm: deberá utilizarse obligatoriamente una pantalla aislante o un cubrebornes terminal largo

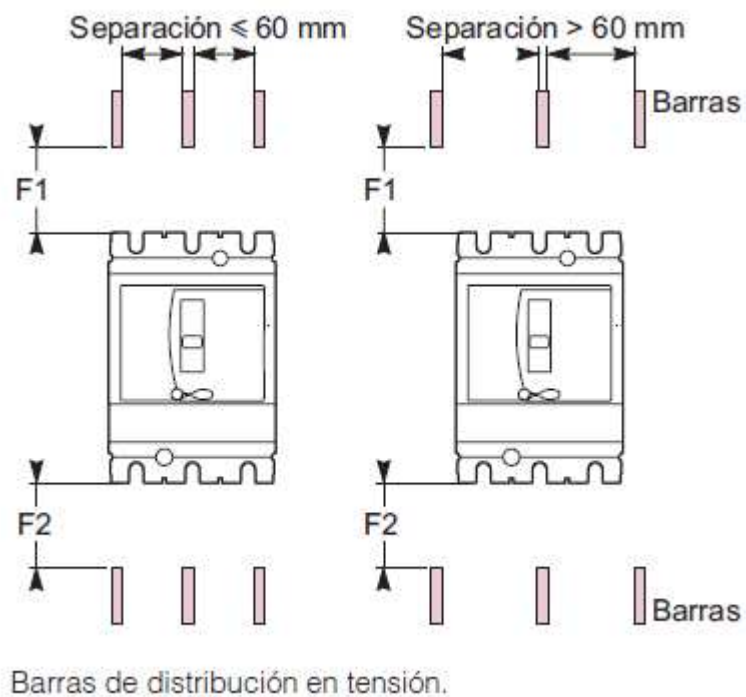
#### 4.3.5.5 Márgenes con respecto a las barras de distribución desnudas en tensión

Estos márgenes se pueden reducir para instalaciones especiales, siempre y cuando se compruebe la configuración por medio de pruebas. Tabla #3 – figura #5

Tabla #3

Tensión de funcionamiento	Margenes con respecto a las barras de distribución desnudas en tensión			
	separación $\leq$ 60 mm		separación $>$ 60 mm	
	F1	F2	F1	F2
U < 440 V	350	350	80	80
U y 440 V y 600 V	350	350	120	120
U > 600 V	<b>prohibido:</b> se necesita una pantalla aislante entre el aparato y las barras de distribución			

Fig. #5



#### 4.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.

Las funciones y características principales de los interruptores con unidades de protecciones electrónicas son las siguientes:

#### **4.4.1 Poder de cierre.**

Valor de la Intensidad prevista de cierre que un aparato de conmutación es capaz de cerrar a una tensión establecida y en las condiciones prescritas de uso y comportamiento.

#### **4.4.2 Poder de cierre de cortocircuito (Icm.).**

Se trata del poder de cierre en cortocircuito asignado al interruptor por el fabricante, a la tensión nominal de servicio, con un factor de potencia especificado para la corriente alterna o la constante de tiempo para corriente continua.

El poder asignado de cierre en cortocircuito se expresa como la cresta máxima de la corriente prevista. En corriente alterna, el poder de cierre en cortocircuito de un interruptor no debe ser inferior al poder de corte último en cortocircuito (Icu) multiplicado por el factor. Se expresa en kA de pico.

#### **4.4.3 Poder de corte.**

Valor de la Intensidad prevista que un aparato de conmutación es capaz de cortar a una tensión establecida y en las condiciones prescritas de uso y comportamiento.

#### **4.4.5 Poder de corte final (Icu).**

Expresada en kA, indica el poder máximo de corte del interruptor. Se confirma mediante una prueba con una apertura y un cierre/apertura en Icu, seguidos de la comprobación de que el circuito está correctamente aislado. Esta prueba garantiza la seguridad del usuario.

#### **4.4.6 Poder de corte de servicio (Ics).**

Expresada como un porcentaje de Icu, ofrece una indicación sobre la resistencia del aparato en condiciones difíciles. Se confirma mediante una prueba con una apertura y un cierre/apertura en Ics, seguidos de la comprobación de que el aparato funciona correctamente a su Intensidad nominal, esto es, 50 ciclos en In; el aumento de temperatura permanente dentro de los límites y el sistema de protección no sufre daños.

#### **4.4.7 Intensidad de funcionamiento nominal (Ie).**

La intensidad nominal de funcionamiento de un equipo la establece el fabricante y tiene en cuenta la tensión nominal de funcionamiento, la frecuencia nominal, el servicio nominal, la categoría de empleo y el tipo de envolvente de protección, en su caso.

#### **4.4.8 Intensidad asignada de corta duración admisible (Icw).**

Valor de la intensidad de resistencia de corta duración asignada al equipo por el fabricante, que el equipo puede transportar sin daños, en las condiciones de prueba especificadas en la norma del producto correspondiente". Se expresa por lo general en kA para 0,5, 1 ó 3 segundos. Se trata de una característica esencial de los interruptores automáticos.

#### **4.4.9 Intensidad nominal (In).**

Se trata de la intensidad que el aparato puede transportar continuamente con los contactos cerrados y sin aumento de temperatura anómalo.



#### **4.4.10 Intensidad prevista de cortocircuito.**

Intensidad que circularía por los polos si permanecieran completamente cerrados durante el cortocircuito.

#### **4.4.11 Endurancia**

El término “endurancia” se utiliza en las normas en lugar de “resistencia” para expresar la expectativa del número de ciclos de maniobras que puede llevar a cabo el equipo antes de necesitar reparación o cambio de partes.

##### **4.4.11.1 Endurancia eléctrica.**

En relación con su resistencia al desgaste eléctrico, el equipo se caracteriza por el número de ciclos de maniobras (on-off) con corriente y tensión nómima.

##### **4.4.11.2 Endurancia mecánica.**

Con respecto a la resistencia al desgaste mecánico, el equipo se caracteriza por el número de ciclos de maniobras sin carga que se pueden llevar a cabo antes de que sea necesario reparar o cambiar alguna pieza mecánica.

#### **4.4.12 Duración máxima de corte.**

Duración máxima tras la cual el corte es efectivo, es decir, los contactos separados y la intensidad totalmente interrumpida.

#### **4.4.13 Grado de contaminación de las condiciones medioambientales.**

“Número convencional que se basa en la cantidad de polvo conductor o higroscópico, la sal o gas ionizado y la humedad relativa y su frecuencia, lo que se deriva en una absorción higroscópica o condensación de humedad que conlleva la reducción de la fuerza dieléctrica y la resistividad de la superficie”. La norma IEC 60947-1 distingue cuatro grados de contaminación.

- Grado 1. Sin contaminación o contaminación seca y no conductora.
- Grado 2. Normalmente, sólo contaminación no conductora. En ocasiones, no obstante, se puede producir una conductividad temporal provocada por la condensación.
- Grado 3. Se produce contaminación conductora o se produce contaminación no conductora seca que pasa a ser conductora debido a la condensación.
- Grado 4. La contaminación genera una conductividad permanente provocada, por ejemplo, por el polvo conductor o por la lluvia o la nieve. El Compact NSX cumple el grado 3, que corresponde a las aplicaciones industriales.

##### **4.4.13.1 Grado de protección (IP).**

Define la protección de los aparatos contra la entrada de objetos sólidos y líquidos, usando dos dígitos especificados en la norma IEC 60259. Cada dígito corresponde a un nivel de protección, en el que 0 representa la falla de protección.

- Primer dígito (0 a 6): protección contra la entrada de cuerpos sólidos extraños. 1 corresponde a la protección contra objetos de diámetro > 50 mm y 6 corresponde a la protección total contra el polvo.

- Segundo dígito (0 a 8): protección contra la entrada de líquido (agua). 1 corresponde a la protección contra la caída de gotas de agua (condensación) y 8 corresponde a una inmersión continua.

La envolvente de los interruptores automáticos Compact NSX ofrece un mínimo de IP40 (protección contra los objetos > 1 mm) y puede alcanzar IP56 (protección contra el polvo y los chorros de agua potentes) en función de las condiciones de la instalación.

#### **4.4.13.2 Grado de protección contra impactos mecánicos externos (IK).**

Define la aptitud de un objeto para resistir a los impactos mecánicos en todos los lados, lo que se indica mediante un número de 0 a 10 (norma IEC 62262). Cada número corresponde a la energía de impacto (en julios) que el objeto puede tratar de acuerdo con un procedimiento normalizado. 0 corresponde a la ausencia de protección, 1 a una energía de impacto de 0,14 julios y 10 a una energía de impacto de 20 julios. Compact NSX ofrece IK07 (2 julios) y puede proporcionar IK08 (5 julios) en función de las condiciones de la instalación.

#### **4.4.14 Tensión de aislamiento nominal (Ui)**

La tensión de aislamiento nominal de un equipo es el valor de la tensión al que hacen referencia las pruebas dieléctricas y las distancias de separación. El valor máximo de la tensión nominal de funcionamiento no puede en ningún caso superar el de la tensión nominal de aislamiento.

#### **4.4.15 Tensión de resistencia a impulsos nominales (Uimp)**

El valor pico de una tensión de impulsos de forma y polaridad establecidas que el equipo es capaz de resistir sin defectos en las

condiciones especificadas de prueba y al que se refieren los valores de las distancias. La tensión de resistencia de impulsos nominales de un equipo debe ser igual o superior a los valores establecidos para las sobretensiones transitorias que se producen en el circuito en el que se encuentra el equipo.

#### **4.4.16 Tensión nominal de funcionamiento (Ue)**

El valor de una tensión que, combinado con una Intensidad nominal de funcionamiento, determina la aplicación del equipo y al que se refieren las pruebas correspondientes y las categorías de empleo. Para los equipos de varios polos, se indica por lo general como la tensión entre las fases". Se trata de la tensión continua máxima a la que se puede utilizar el equipo.

#### **4.4.17 Tiempo de no disparo**

Se trata de la duración mínima en la que el aparato de protección no dispara a pesar de superar el umbral, si la duración no excede la temporización voluntaria correspondiente.

### **4.5 COMUNICACIÓN.**

#### **4.5.1 Fácil comunicación en red**

Todos los dispositivos Compact NSX interruptor que se utilizaremos en nuestro proyecto se pueden equipar con una función de comunicación, a través de una conexión pre-cableada con un módulo interface Modbus. Cuando se declara la dirección Modbus, el dispositivo Compact NSX se integra en la red. Existen cuatro niveles de funciones que se pueden seleccionar según las necesidades:

- Comunicación del estado del dispositivo: posición On/Off, indicación de disparo e indicación de disparo por defecto.
- Comunicación de comandos: abrir, cerrar y rearmar.
- Comunicación de medidas: I, U, f, P, E, THD, etc.
- Comunicación de datos de asistencia de funcionamiento: ajustes, alarmas, historiales y tablas de eventos, indicadores de mantenimiento.

#### **4.5.2 Comunicación hasta la supervisión de la alimentación**

El interface de comunicación Modbus, utilizado junto a software de supervisión Power Logic: SMS, Power View... ofrece al usuario un conjunto de parámetros y herramientas con los que se facilita la supervisión del sistema.

Además, el software RSU permite configurar las protecciones y alarmas, así como pruebas de comunicación con todos los dispositivos instalados. Los usuarios obtienen información en tiempo real para realizar lo siguiente:

- Controlar la disponibilidad energética.
- Supervisar la calidad del suministro de alimentación.
- Optimizar el consumo de diferentes aplicaciones o zonas prioritarias.
- Establecer un plan de mantenimiento.

De este modo, los interruptores automáticos Compact NSX se convierte en una parte natural de una solución.

#### **4.5.3 Funciones de análisis y medida para gestionar la instalación**

Para que la instalación eléctrica sea más sencilla de operar y para sacar el máximo partido a la amplia gama de funciones de medida, los usuarios

pueden personalizar las alarmas con indicación de hora de todos los parámetros, asignándolas a pilotos indicadores, por ejemplo, así como elegir prioridades de visualización y configurar umbrales de temporización y modos. Las tablas y los registros de eventos que se activan continuamente ofrecen a los usuarios una gran cantidad de información para comprobar que el equipo que instalado está funcionando correctamente, optimizar la configuración y aumentar al máximo la eficacia energética.

El resultado es una gestión mejorada de toda la instalación eléctrica.

#### **4.5.4 BSCM (estado del interruptor automático y bloque de control)**

El BSCM opcional para Compact NSX se utiliza para adquirir indicaciones de estado de aparatos y controlar la función de mando eléctrico de comunicación. Incluye una memoria que se usa para gestionar los selectores de mantenimiento. Funciona como un convertidor entre las salidas analógicas de los contactos de indicación del aparato (O/F, SD, SDE) y las funciones de comunicación digital.

#### **4.5.6 Conector RJ45**

Conector universal de 8 hilos ampliamente utilizado en las redes de comunicación digital. El conector RJ45 se utiliza para interconectar ordenadores (Ethernet, Modbus, etc.), teléfonos y equipos audiovisuales.

#### **4.5.7 Ethernet TCP/IP**

Ethernet es un protocolo de red muy común que cumple con la norma IEEE 802.3. Ethernet TCP/IP es el protocolo que proporciona funciones Web a las redes Ethernet.

La mayoría de los PC tienen una tarjeta Ethernet 10/100 (10 ó 100 Mbit/s) para la conexión a Internet. Se puede acceder a los datos que se comunican desde los interruptores automáticos a través de Modbus en un PC mediante una pasarela TCP/IP-Modbus como MPS100 o EGX100.

#### **4.5.8 Protocolo**

Especificación normalizada para el diálogo entre los componentes digitales que intercambian datos. Se trata de un modo de funcionamiento basado en la longitud y estructura de palabras binarias y se debe utilizar por todos los componentes que intercambian datos entre sí. La comunicación no es posible sin utilizar un protocolo.

##### **4.5.8.1 Protocolo abierto**

Protocolo para la comunicación de sistemas, la interconexión o el intercambio de datos para los que las especificaciones técnicas son públicas, es decir, no existen restricciones sobre el acceso o la implantación. Un protocolo abierto es lo opuesto a un protocolo exclusivo.

#### **4.5.9 Red**

Conjunto de aparatos de comunicación que se interconectan por líneas de comunicación a fin de compartir datos y recursos.

##### **4.5.10 RS485Modbus**

Modbus es el protocolo de comunicación más utilizado en las redes industriales.

Funciona en el modo maestro-esclavo. Un enlace multipunto RS485 conecta el maestro y los esclavos a través de un par de cables que

ofrecen prestaciones de hasta 38.400 bits/segundo en distancias de hasta 1.200 m. El maestro consulta cíclicamente a los esclavos, que devuelven la información solicitada. El protocolo Modbus utiliza tramas que contienen la dirección del esclavo de destino, la función (lectura, escritura), los datos y la CRC (comprobación de redundancia cíclica).

#### **4.5.11 Salida estática**

Salida de un relé formada por un tiristor o componente electrónico triac. El reducido poder de conmutación hace necesario un relé de potencia. Es el caso de las salidas SDX y SDTAM.

##### **4.5.11.1 SDTAM**

Bloque de relé con dos salidas estáticas específicas para las unidades de control de protección de motores Micrologic 1 M, 2 M y 6 E-M. Una salida vinculada al controlador de contactores, abre el contactor cuando se produce una sobrecarga u otros defectos del motor, con lo que se evita la apertura del interruptor automático. La otra salida guarda el evento de apertura en la memoria.

##### **4.5.11.2 SDX**

Bloque de relé con dos salidas que realiza de forma remota el disparo o condiciones de alarma de los interruptores automáticos Compact NSX con una unidad de disparo electrónico Micrologic.

#### **4.5.12 ULP (Universal Logic Plug)**



Sistema de conexión utilizado por Compact NSX para comunicar información al interface Modbus a través de un simple cable RJ45. Los bloques compatibles se indican mediante el símbolo situado al lado.



## **4.6 COMPONENTES.**

### **4.6.1 ASIC (Application Specific Integrated Circuit)**

Circuito integrado diseñado, fabricado y previsto para una aplicación específica. Lleva a cabo secuencias repetitivas de instrucciones grabadas en el chip de silicón. Por este motivo, es muy fiable, porque no se puede modificar y no se ve afectado por las condiciones medioambientales.

Las unidades de control Micrologic utilizan un ASIC para las funciones de protección.

El ASIC consulta cíclicamente el estado de la red a una alta frecuencia, usando los valores proporcionados por los captadores. La comparación con las regulaciones constituye la base de las órdenes de las unidades de control electrónico.

### **4.6.2 Microprocesador**

Un microprocesador es un aparato de carácter más general que un ASIC. En Micrologic, un microprocesador se utiliza para las medidas y se puede programar. No se utiliza para las funciones de protección principal que lleva a cabo el ASIC.

## **CAPÍTULO V**

### **SOFTWARE DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN.**

#### **5.1 Introducción.**

El ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. En tal sentido se debe considerar particularmente las corrientes de conexión de equipos o instalaciones como son: la corriente de inserción de los transformadores, la corriente de carga de las líneas de transmisión y las corrientes de arranque de los grandes motores según sea nuestra necesidad.

Se debe considerar las posibles sobrecargas de los equipos e instalaciones, de acuerdo a sus capacidades de diseño. En tal sentido, los ajustes de la protección representan los umbrales de estas capacidades con un cierto margen de seguridad. Normalmente las capacidades permisibles dependen de la duración de la exigencia; por tanto, son mayores si duran corto tiempo.

En la actualidad existen muchos software de coordinación de protección que nos ayudan a la concepción de redes de distribución de baja tensión y nos facilitan el cálculo de los componentes que utilizaremos en nuestros proyectos.

En nuestro caso utilizaremos el software de coordinación de protección My Ecodial L3.4 es nuevo programa informático, es un software de ayuda para el cálculo de instalaciones eléctricas de baja tensión.

## **5.2 Alcance de los criterios de ajustes y coordinación de protección.**

Para definir la operación del sistema de protección, se debe considerar un ajuste que sea totalmente adaptado a todas las condiciones de operación normal del sistema eléctrico; y además, se requiere una coordinación para asegurar que las fallas, el funcionamiento anormal del sistema, así como las condiciones indeseadas de los equipos sean aisladas afectando al mínimo a las partes no afectadas.

**My Ecodial L 3.4:** permite realizar el cálculo de la instalación eléctrica basado en la guía de cálculo CENELECR64-003, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 60364 aplicada en España, lo que garantiza la fiabilidad de los resultados. Además, añade también un actualizado módulo de simulación de curvas de disparo para poder conocer con exactitud las regulaciones de la aparamenta.

## **5.3 Principios generales para el ajuste y coordinación de protección.**

Se debe definir la operación de los interruptores de protección para detectar las fallas, el funcionamiento anormal del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. El ajuste y la coordinación de la protección deben tener las siguientes características:

5.3.1. Sensibilidad para detectar estas condiciones por muy incipientes que éstas sean.

5.3.2. Velocidad para detectar estas condiciones lo más prontamente posible.

5.3.3. La selectividad de la protección requiere un apropiado ajuste para detectar todas las fallas en su(s) zona(s) de protección.

5.3.4. Fiabilidad de la protección, se recomienda que la protección principal sea redundante; es decir, se debe tener dos relés de protección físicamente diferentes (protección primaria y secundaria).

### **5.3.5. Método de selección de My Ecodial L3.4**

En modo cálculo automático, **My Ecodial L3.4** analiza qué aparato va a ser protegido por el interruptor automático. Los interruptores automáticos que protegen un motor y aquellos que protegen un transformador BT/BT se tratan de forma diferente en **My Ecodial L3.4**, a causa de las particularidades de estos componentes.

Seguidamente, **My Ecodial L3.4** distingue el caso de la filiación. Si no se le ha solicitado, **My Ecodial L3.4** efectúa su selección en función de numerosos parámetros como la corriente nominal, la tensión, la selección o no de la selectividad, la polaridad del interruptor automático, es decir el número de polos y el número de polos protegidos, la aplicación (cuál es el aparato situado aguas abajo del interruptor automático), la norma introducida, el tipo de protección. Esta selección se realiza a partir de tablas suministradas por el constructor y dando en cada configuración el interruptor automático mejor adaptado.

Si la filiación se pide, entonces la selección se efectúa con la ayuda de dos nuevos parámetros, el interruptor automático aguas arriba y el situado aguas abajo. **My Ecodial L3.4** se basa en las tablas de filiación proporcionadas por el fabricante para efectuar su selección. Son tablas que se encuentran en los catálogos.

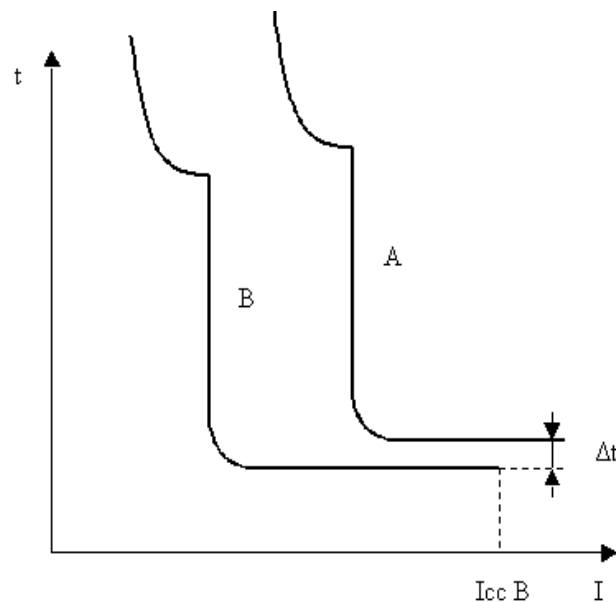
Una vez efectuada la selección del interruptor automático, **My Ecodial L3.4** selecciona un relé adaptado, después define la corriente de regulación térmica del interruptor automático en función de la corriente nominal de la rama, la corriente de la protección magnética del interruptor

automático considerando los valores de las diferentes corrientes de cortocircuito y la sección del cable.

#### 5.4 Objetivos del ajuste y coordinación de protección.

El ajuste y la coordinación de la protección tienen por objetivo asegurar que se cuenta con un sistema de protección principal y de respaldo que funciona de la siguiente manera:

1. La protección principal debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falla en un tiempo máximo de 100 ms. Este tiempo equivale a una protección de 2 ciclos y un interruptor de 4 ciclos.
2. Las protecciones de respaldo están constituida por relés físicamente diferentes a los de la protección principal. La protección de respaldo debe proteger totalmente el sistema y eliminar cualquier tipo de falla en un tiempo máximo de 500 ms.



## **5.5 Proceso de ajuste de coordinación de protección con My Ecodial L 3.4**

### **5.5.1 ¿Qué es My Ecodial L 3.4?**

**My Ecodial L 3.4** es un software de Schneider Electric para el diseño, cálculo y selección optimizada del equipamiento de proyectos eléctricos en baja tensión.

De acuerdo con las Normas Internacionales de cálculo, instalación y productos.

### **5.5.2 Beneficios.**

Entre los muchos beneficios que nos brinda este software podemos nombrar los siguientes:

5.5.2.1 Ahorro de tiempo: Aumento de la productividad.

5.5.2.2 Confiabilidad: Garantía de conformidad con las Normas Internacionales de cálculo, instalación y productos.

5.5.2.3 Continuidad de servicio: Verificación de la selectividad.

5.5.2.4 Ahorro de dinero: Optimización en la selección de los dispositivos de protección aplicando filiación (hasta 25% de ahorro).

### **5.5.3 Principales características.**

- Calcula la potencia de las fuentes.
- Calcula las corrientes de cortocircuito y de defecto o falla a tierra
- Selecciona y regula los dispositivos de protección.

- Selecciona bancos de condensadores y equipos de arranque motor.
- Calcula la sección (mm<sup>2</sup>) de los cables tomando en cuenta.
- Regulación de los dispositivos de protección aguas arriba.
- Caída de tensión.
- Protección contra contactos indirectos (Esquemas TN, IT).
- Verifica la selectividad.
- Permite imprimir y exportar los resultados.

#### **5.5.4 Conformidad con las normas.**

5.5.4.1 Normas de cálculo: Guía UTEC15-500 (adaptación para software conforme a la Guía CENELEC R064-003) Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

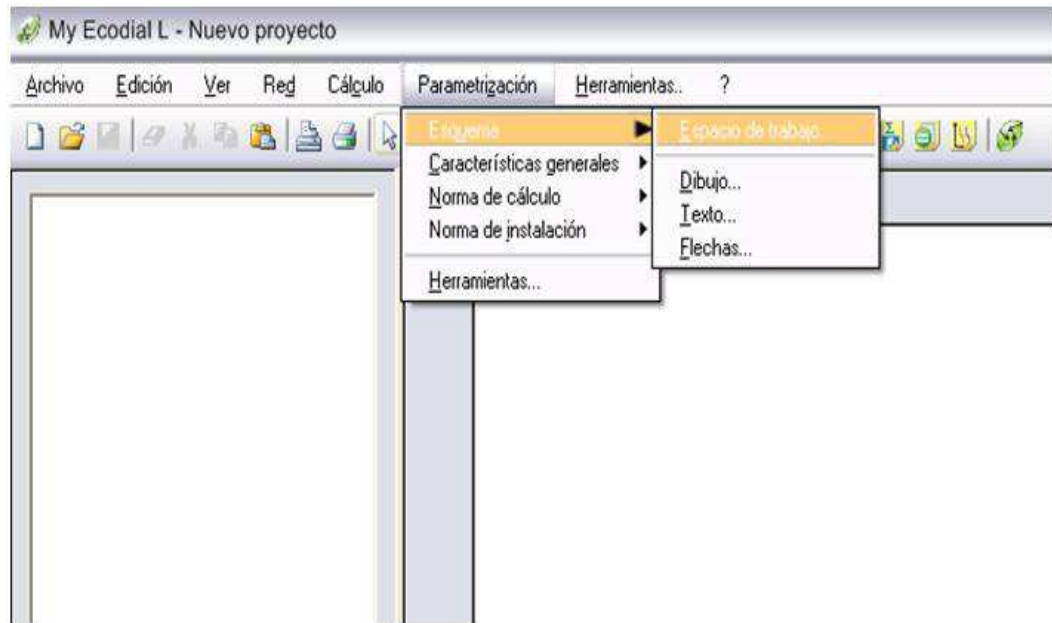
5.5.4.2 Normas de instalación: Referidas en particular a la seguridad de las personas y equipos: IEC60364.

5.5.4.3 Normas de productos: Determinan las prestaciones técnicas de los productos. Por ejemplo: El poder de corte ante cortocircuitos de un interruptor automático es diferente en uso industrial (IEC60947-2) y en uso residencial (IEC60898).

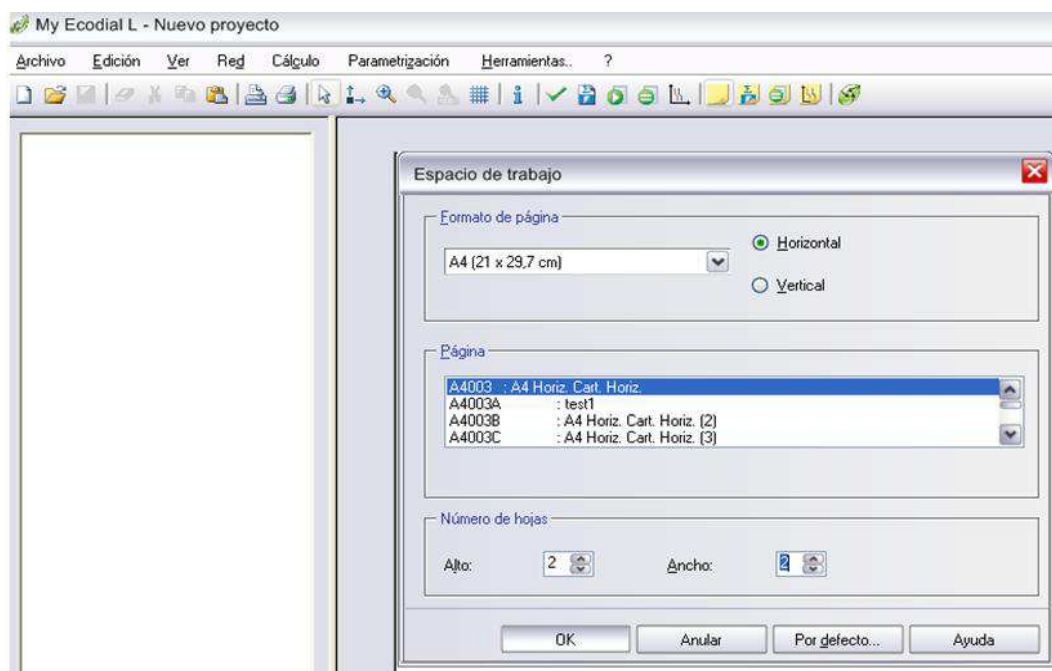
#### **5.5.5 Principios de operación.**

Antes de empezar tenemos que realizar la parametrización del espacio de trabajo.

En el menú parametrización podemos adaptar las características del espacio de trabajo y de las protecciones a escoger por defecto.

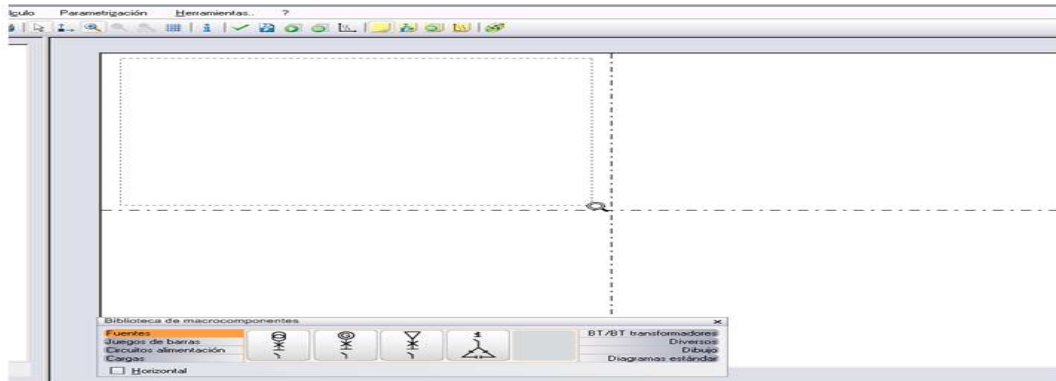


Escogemos el formato de la página y el número de páginas horizontales y verticales que queremos para introducir esquema unifilar





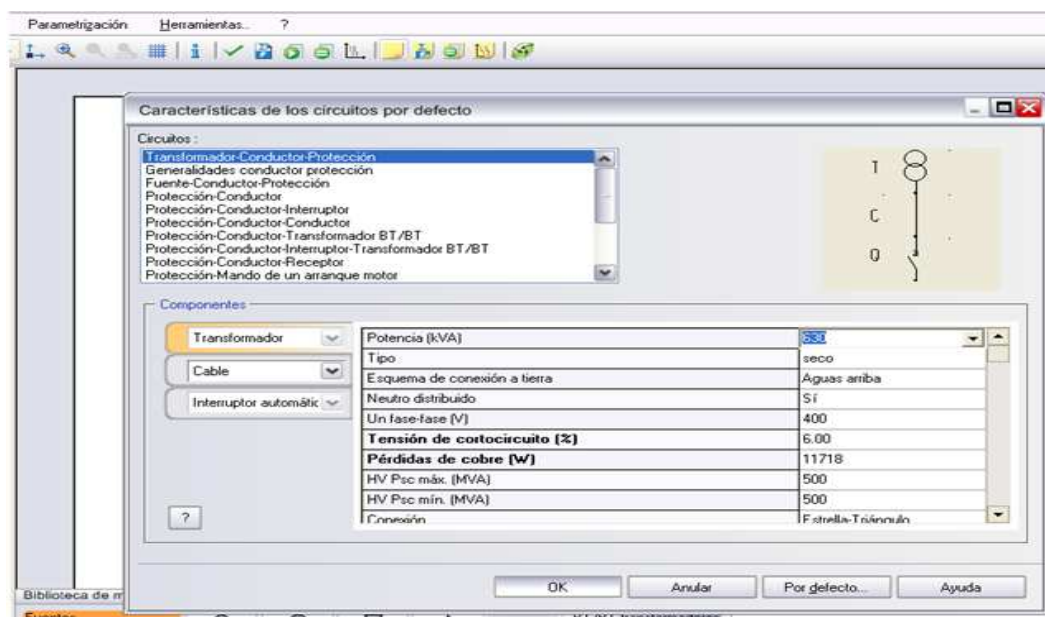
Para acceder a una hoja del espacio de trabajo cuando nuestro espacio de trabajo incluye más de una hoja, para acceder a una de ellas lo haremos con el zoom (menú ver **zoom**) o pulsando los iconos.



## Parametrización de los circuitos

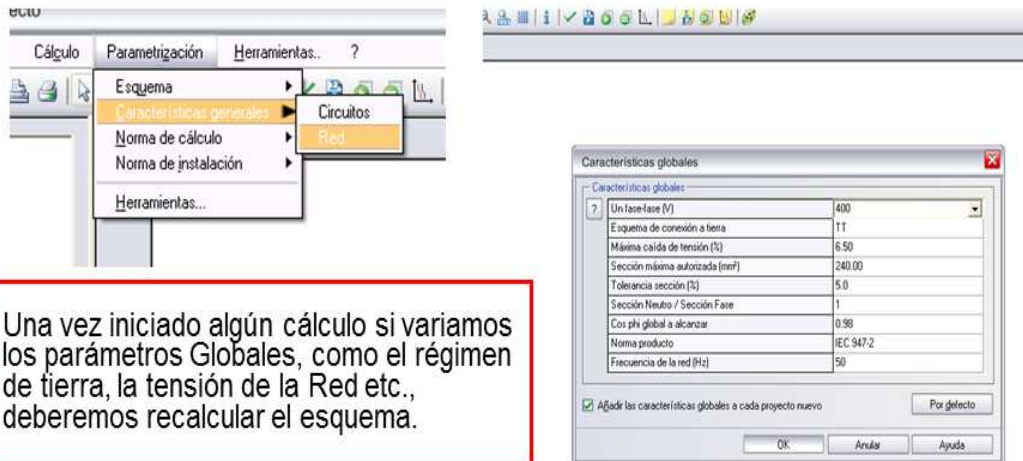
En las características de los circuitos por defecto podemos indicar los valores por defecto de cada circuito que más se adapten al tipo de estudio que realizamos.

Se aconseja no modificar los parámetros hasta que se tenga cierta soltura con el software.



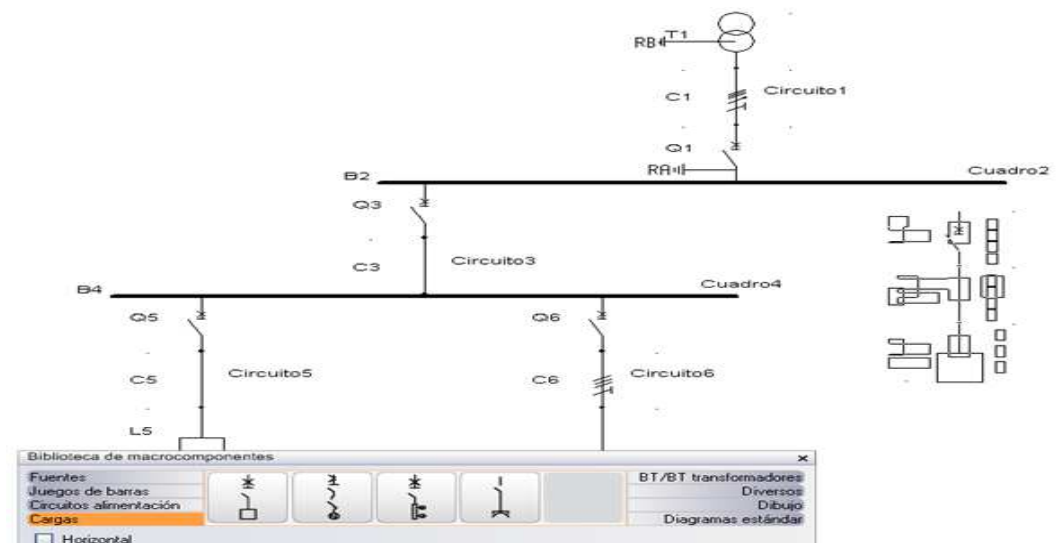
## Paso 1: características globales.

Al empezar un proyecto nuevo aparece la ventana de características globales de la red, donde podemos personalizar los parámetros identificativos de la red.



## Paso 2: Creación del proyecto.

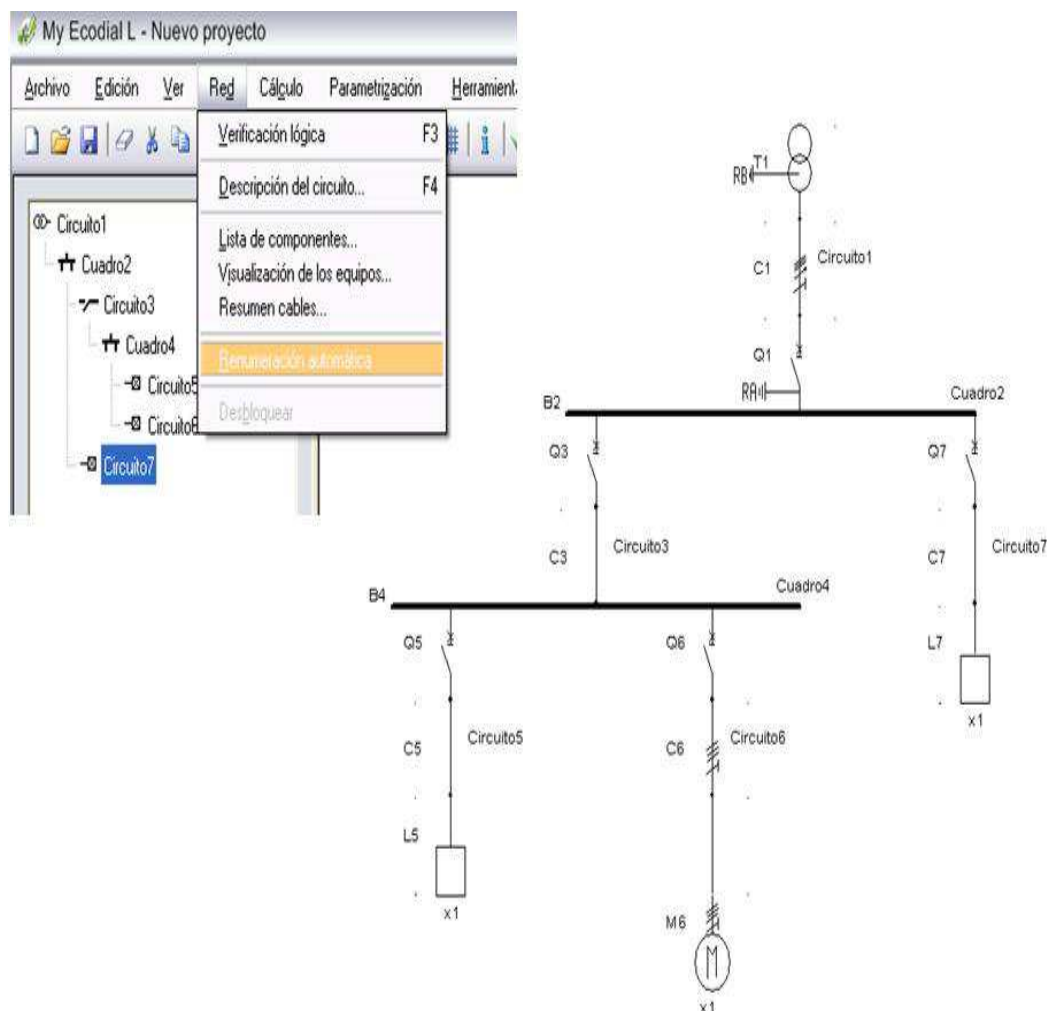
Para elegir los componentes eléctricos a enlazar para la realización del esquema eléctrico, lo haremos desde la paleta de componentes, en la cual están estos elementos agrupados por tipos.



### Paso 3: Reenumerar los elementos.

Después de realizar el esquema, la identificación de los circuitos puede no coincidir su numeración con la lógica. Si no deseamos identificar los elementos con nombres específicos, lo mejor es reenumerar los elementos.

#### Ejemplo práctico paso a paso.

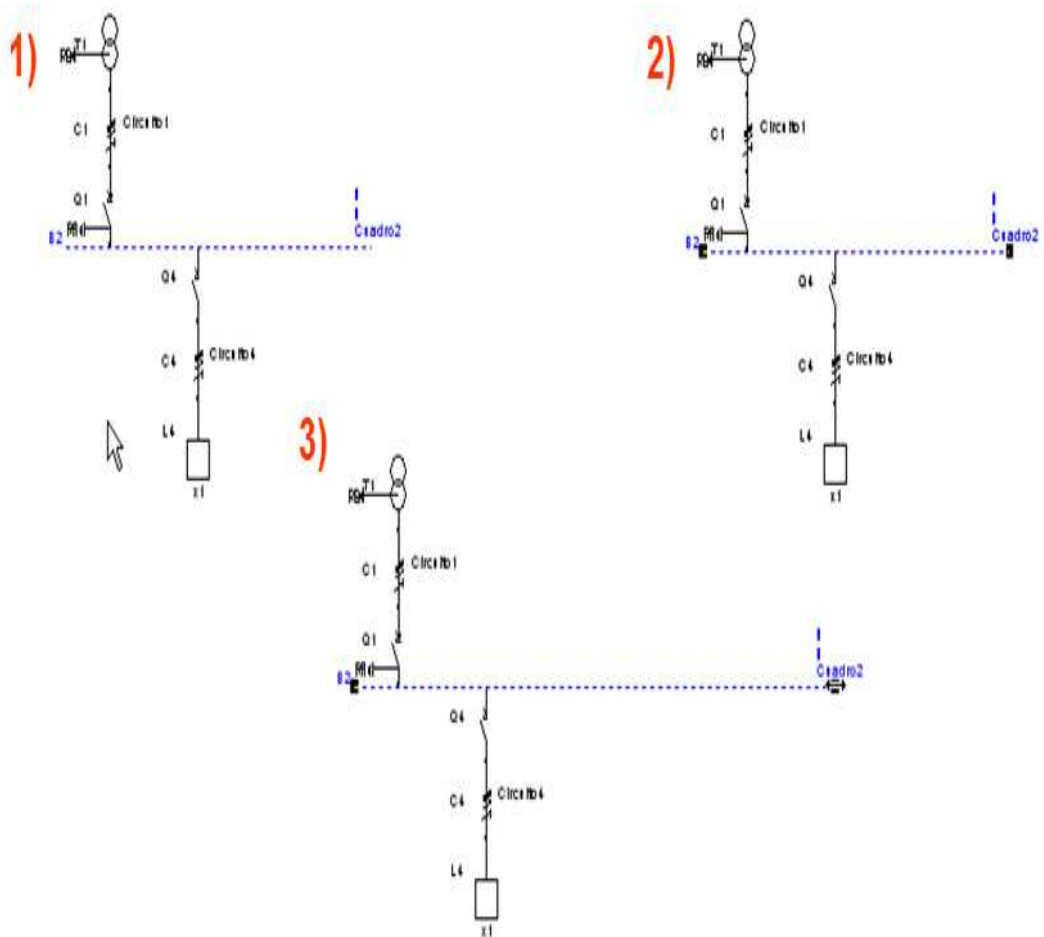


## Modificar el embarrado



Para la modificación del embarrado está disponible el icono


Primero se ha de seleccionar el embarrado y cuando esté resaltado en azul pulsar la opción de modificación y aparecerán dos tiradores de color negro que podemos interactuar con el mouse.

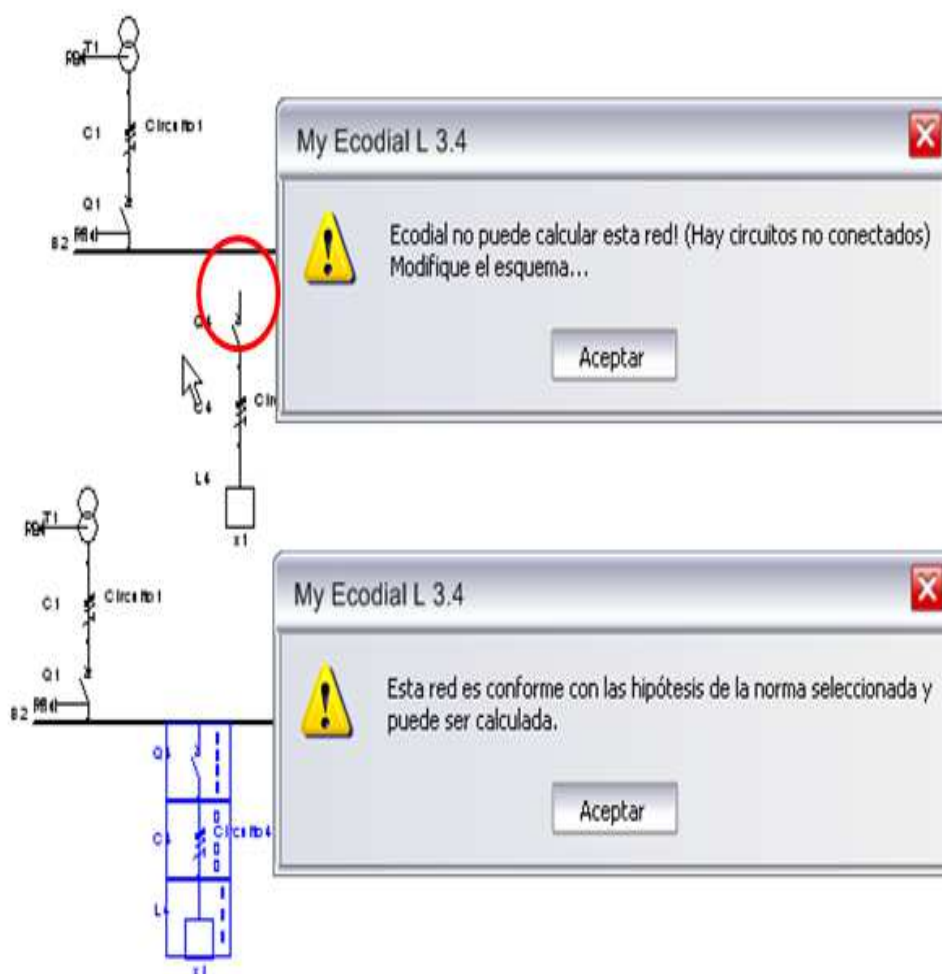


#### Paso 4: Verificación del esquema.

My Ecodial incorpora la verificación del esquema unifilar permitiendo conocer si el esquema diseñado es calculable.

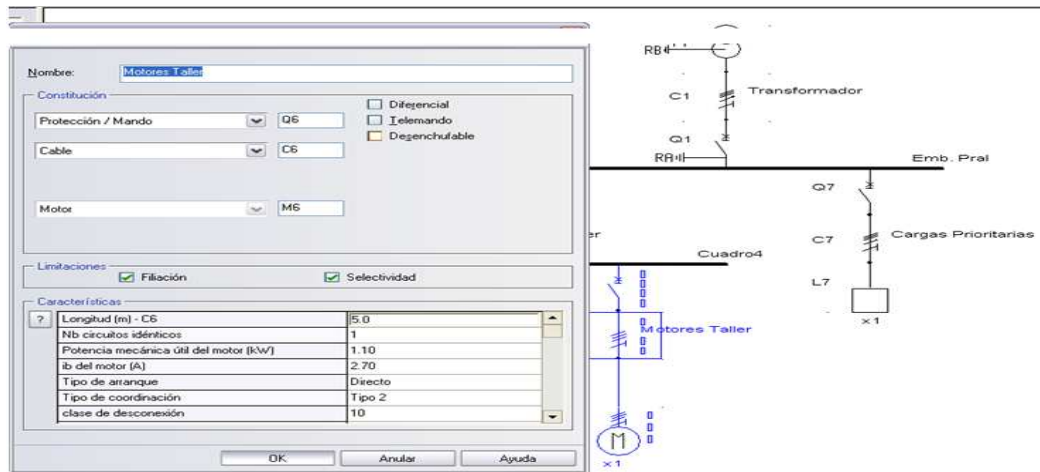
Es muy recomendable ejecutar varias veces la verificación del esquema conforme lo vamos realizando para evitar un error de diseño.

La verificación la realizamos pulsando el icono  por el menu Red "Verificacion logica" o pulsando la tecla F3.



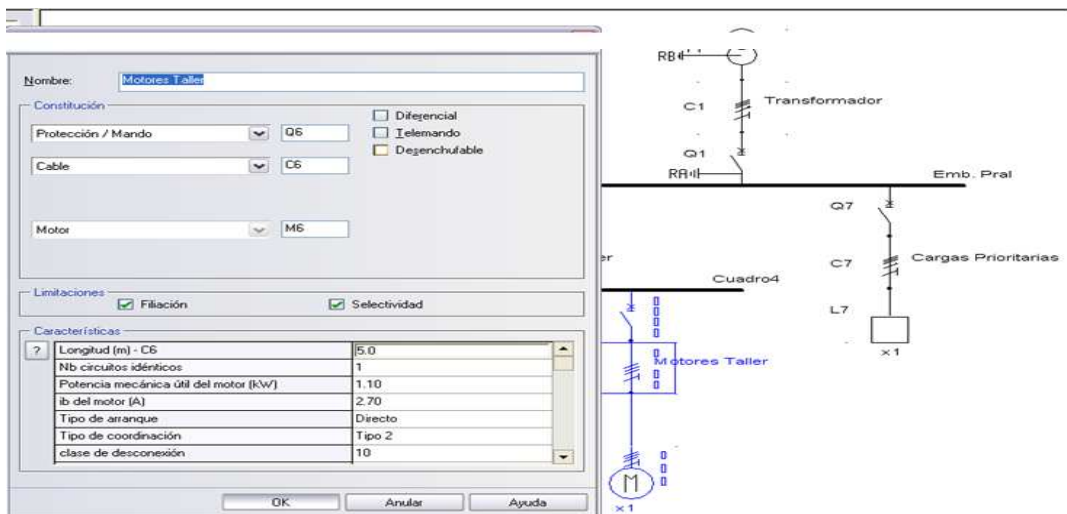
## Paso 5: Nombrar los circuitos.

La mejor opción es la de renombrar los circuitos con nombres afines a la del estudio a realizar, para ello pulsamos dos veces sobre cada elemento para poner el nombre deseado.



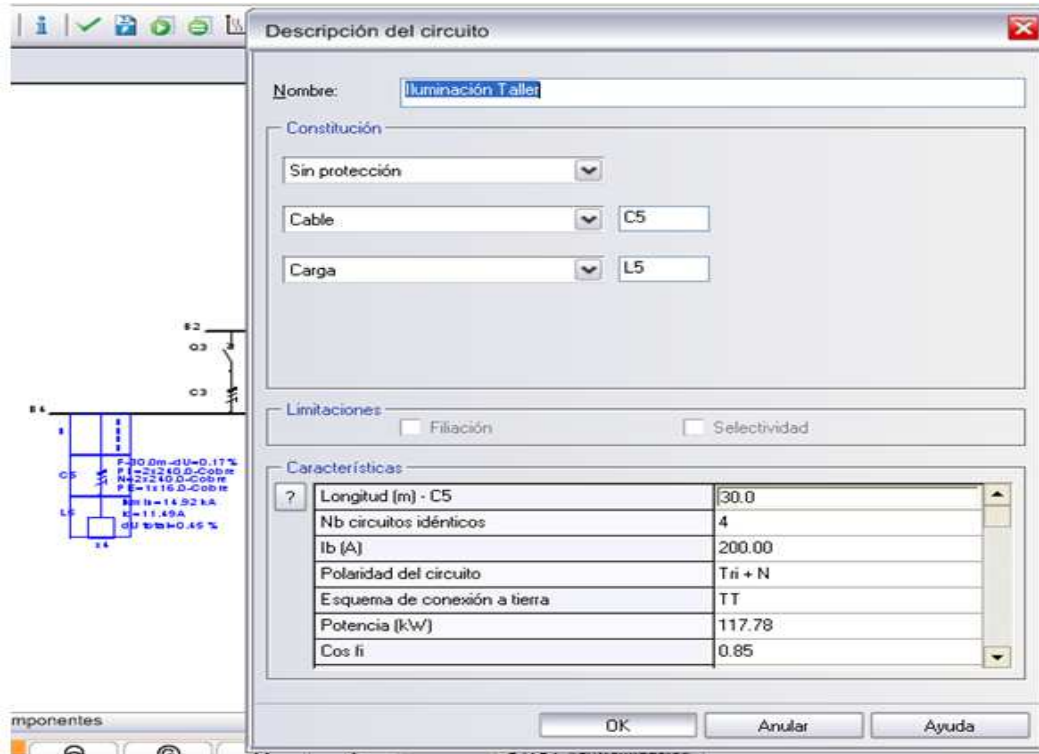
## Paso 6: Dimensionar cargas específicas.

Antes de poder proceder a ningún tipo de cálculo deben estar introducidos todos los valores de los consumo de las cargas de instalación, las protecciones se calcularán automáticamente.



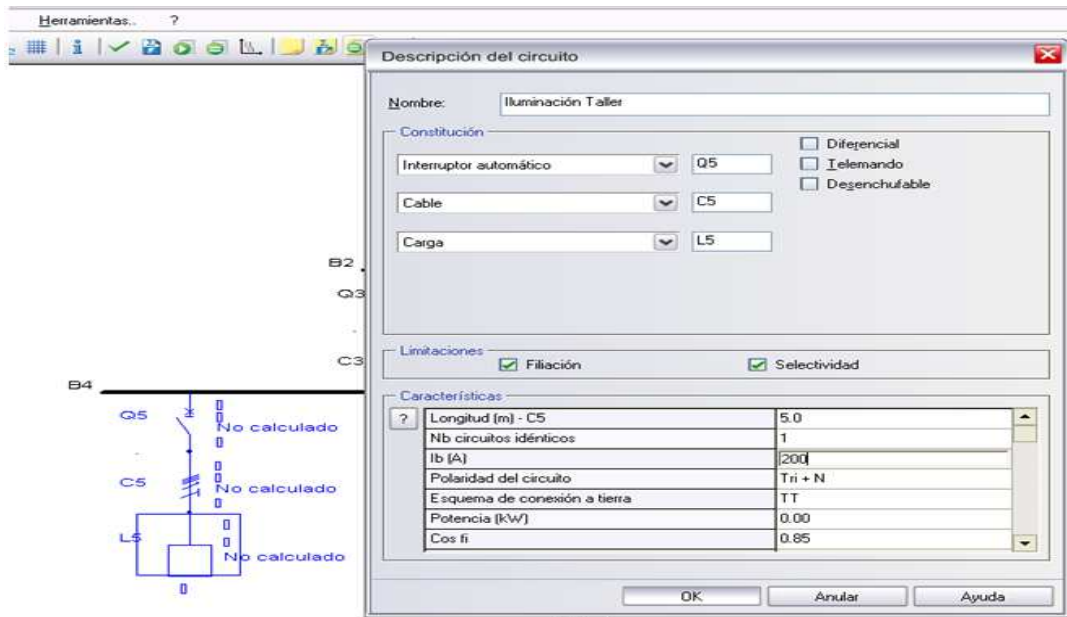
## Dimensionar cargas genéricas.

Debe tenerse especial cuidado en mantener la coherencia de las polaridades (2P, 3P o P+N) aguas abajo y régimen de neutro (ECT).



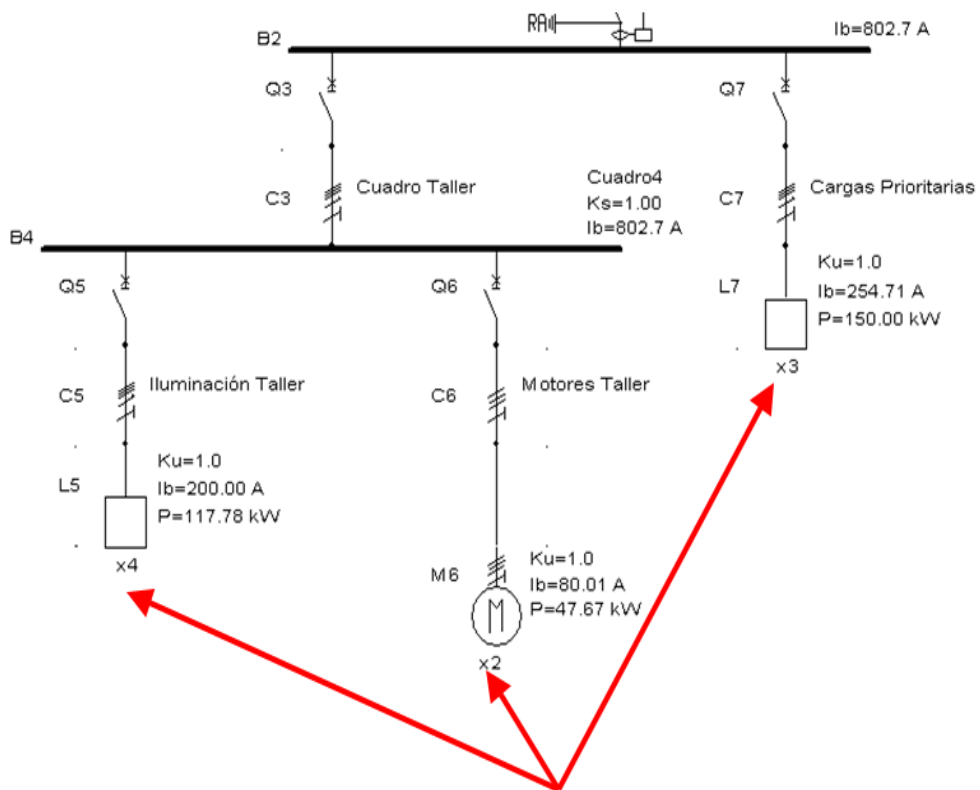
## Parametrización de las cargas.

Además de indicar las cargas en amperios o KW podemos parametrizar: longitud de cable, circuitos idénticos al actual sin necesidad de incluirlos en el esquema, polaridad de carga, coseno Fi, etc.




### Varias cargas idénticas.

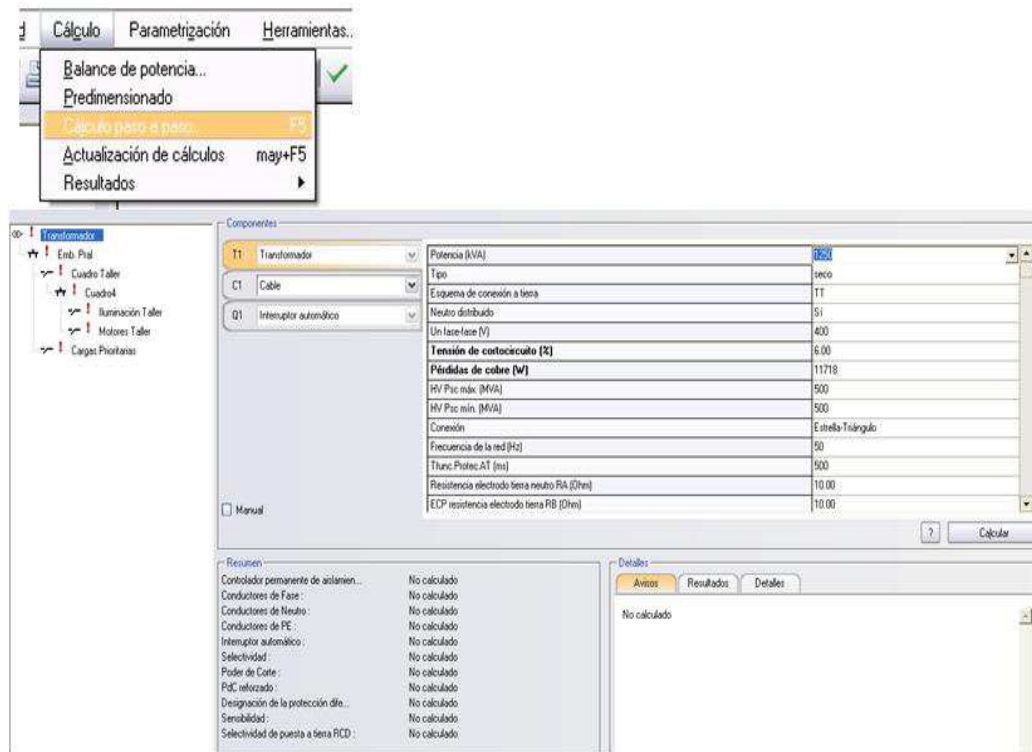
Indicando el número de cargas idénticas simplificamos el esquema eléctrico y la potencia consumida queda registrada.





## Paso 7: Métodos de cálculo: cálculo paso a paso.

Desde el menú de cálculo ejecutamos cálculo paso a paso o directamente en el icono . El mejor método de cálculo es el método de cálculo "Paso a Paso" (F5) con éste método se visualiza la arborescencia completa de la instalación, se hace un balance de potencias automático y es posible localizar fácilmente cualquier incidencia en el cálculo del sistema.



The screenshot shows the software interface with the 'Cálculo' menu open, highlighting 'Cálculo paso a paso' (F5). The main window displays a list of components and a table of calculated values for various parameters.

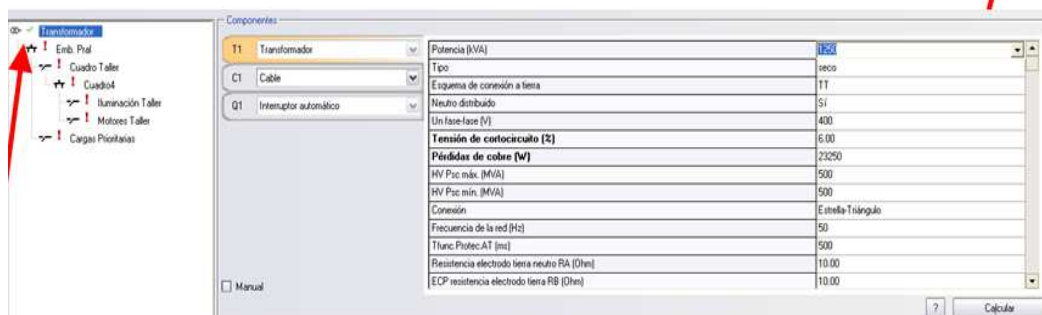
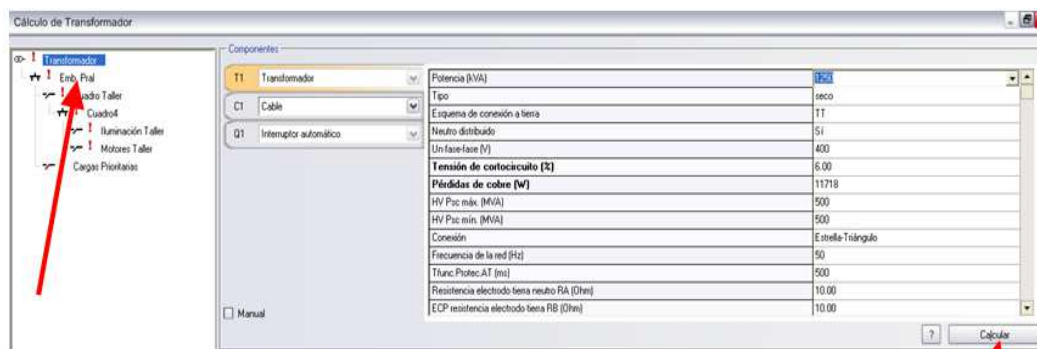
Componente	Parámetro	Valor
T1 Transformador	Potencia (MVA)	0.60
C1 Cable	Tipo	Seco
Q1 Interruptor automático	Esquema de conexión a tierra	TT
	Neutro distribuido	S1
	Un fase fase (V)	400
	Tensión de cortocircuito (kV)	6.00
	Pérdidas de cobre (W)	11718
	HV Psc máx. (MVA)	500
	HV Psc mín. (MVA)	500
	Conexión	Estrella-Triángulo
	Frecuencia de la red (Hz)	50
	Timeo Protec. AT (ms)	500
	Resistencia electrodos tierra neutro RA (Ohm)	10.00
	ECP resistencia electrodos tierra RB (Ohm)	10.00

The interface also shows a 'Resumen' section with a list of parameters and their calculation status (e.g., 'Controlador permanente de aislamientos... No calculado').

## Calculo de protección en curso.

Cuando la potencia no está calculada aparece el signo de admiración “!”.

Cuando se ha calculado aparece el signo “visto” ✓ en verde.



## Calculo de todo el esquema.

Ejecutando “Calcular todo” se calcularán las protecciones de todo el esquema y si surge alguna incidencia veremos claramente el punto del esquema donde se ha producido. De cada elemento del esquema aparecen en el apartado detalles los avisos, resultados y detalles del elemento resaltado.

**Cálculo de Iluminación Taller**

- Transformador
- Emb. Pral
  - Cuadro Taller
    - Cuadro4
      - Iluminación Taller
      - Motores Taller
  - Cargas Prioritarias

**Detalles**

Avisos | Resultados | Detalles

\*\*\* Resultados \*\*\*  
 El disyuntor proteja al cable contra las tensiones térmicas correspondientes a la corriente de cortocircuito máxima:  
 Energía recibida por el conductor de fase [(A<sup>2</sup>s): = 720363  
 Tensión admisible (A<sup>2</sup>s): = 51122500

Icc Máx al inicio del circuito (kA) = 27.64  
 Icc Máx al final del circuito (kA) = 24.66  
 => Ik1max (kA) = 18.0197  
 => Ik2max (kA) = 21.3520  
 => Ik3max (kA) = 24.6551  
 Icc mín ph-ph (Ik2 mín) (kA) = 18.79  
 Icc mín ph-ne (Ik1 mín) (kA) = 15.55  
 Corriente de defecto (A) = 11.506

### Información importante en la pestaña detalles.

Además de los resultados en la pestaña “Resultados”, está disponible una amplia información en la pestaña “Detalles” como los coeficientes aplicados en función de la disposición de los cables y el método de instalación, la intensidad máxima admisible del conductor etc.

**Cálculo de Iluminación Taller**

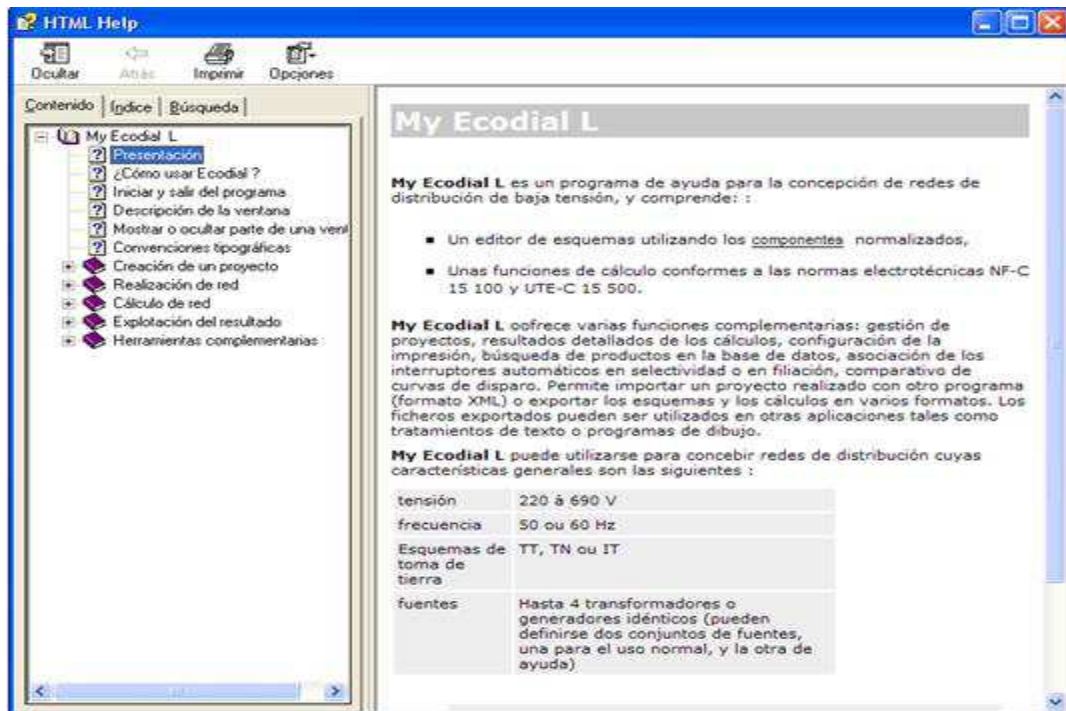
- Transformador
- Emb. Pral
  - Cuadro Taller
    - Cuadro4
      - Iluminación Taller
      - Motores Taller
    - Cargas Prioritarias

**Detalles**

Avisos | Resultados | Detalles

\*\*\*\*> Cálculo del interruptor automático <\*\*\*\*  
 \*\*\*\*> Cálculo del cable <\*\*\*\*  
 \*\*\* Resultados \*\*\*  
 Corrección global = 0.892  
 Corrección por temperatura ambiente = 0.91  
 Referencia del cuadro utilizado para obtener este coeficiente=52-D1  
 Corrección por instalación agrupada = 0.98  
 Referencia del cuadro utilizado para obtener este coeficiente=52-E5  
 Número teórico de conductores por fase = 1  
 Sección teórica de fase (mm<sup>2</sup>) = 46.55  
 Iz en condiciones normales de uso (A) = 223.43  
 Iz en condiciones reales de uso (A) = 199.25  
 Número teórico de conductores por neutro = 1  
 Sección teórica del neutro (mm<sup>2</sup>) = 46.55

Ayuda: Pulsando la tecla F1 o dentro del menú ? podemos acceder al menú de ayuda y a una extensa documentación técnica.



## Personalización de los elementos eléctricos.

Ecodial nombra la protección con la letra “Q” el cable con la “C” los motores con la “M” y dentro de cada elemento eléctrico podemos modificar los parámetros también el menú “Calculo paso a paso”.

Los elementos calculables se encuentran en la paleta de componentes, permite una cierta modificación, por ejemplo quitar la protección de la línea, suprimir el cable mediante una conexión directa o colocar una canalización prefabricada. Cualquier modificación tiene que ser supervisada por el operador.

Componentes	
Q5	Interrupor automático
C5	Interrupor automático
	Sin protección
L5	Carga

Gama	Compact
Designación	NSX250F
Relé / Curva	TM-D
Número de polos protegidos	4P4r
Protección contra los incendios	No
Protección diferencial	No
I regulación térmica (A)	200.0
I regulación magnética (A)	2000
Calibre nominal (A)	250
Calibre (A)	200.00
Regulación Im(Isd)	10.0
Regulación Ir	1.00

Componentes	
Q5	Interrupor automático
C5	Cable
	Cable
	Canalís distribución repartida
	Conexión directa
L5	

Longitud (m)	5.0
Sistema de instalación	F
Aislante	PR
Tipo conductor	Monoconductor
THDI (%)	0
Disposición de los conductores	Planos juntos
Tipo de PE	PE separado
Nb de circuitos juntos suplementarios	0
Número de tableros	1
K utilizador	1.00
Temperatura ambiente (°C)	40

## Embarrado y derivaciones sin impedancias.

El programa My Ecodial requiere del elemento “embarrado” para identificar claramente los repartos de potencia pero puede ocurrir q no nos interese q se calcule el embarrado ya que la conexión se realiza directamente en los bornes de salida del interruptor automático si impedancia.

Desaparecen las características del juego de barras y el elemento deja de considerarse

## Cambio del tipo de aislante en un conductor.

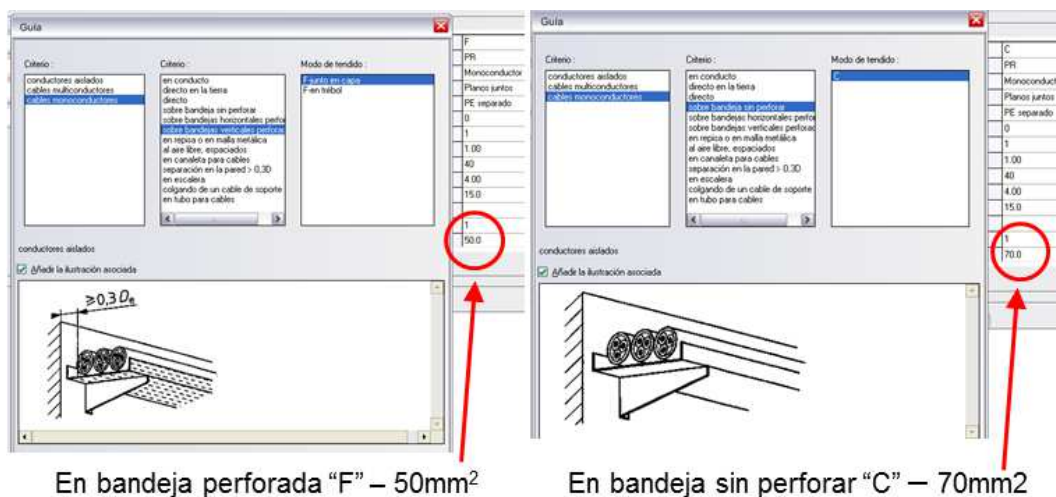
Accedemos a las características del cable en el elemento “Motores Taller” y cambiamos de PCV a PRC y calculamos de nuevo (seleccionamos el elemento en la arborescencia del esquema unifilar y luego pulsamos sobre C6).

La selección del cable variara sensiblemente en función del aislante seleccionado, la colocación de los cables, la CdT etc. Es importante definir los parámetros de los cables en función de la instalación a calcular.

Parámetro	PVC	PRC
Aislante	PVC	PR
Tipo conductor	PR	Monoconductor
Disposición de los conductores	PVC	Planos juntos
Tipo de PE	Caucho 60° Caucho 85°	PE separado
Nb de circuitos juntos suplementarios	0	0
Número de tableros	1	1
K utilizador	1.00	1.00
Temperatura ambiente [°C]	40	40
CdT máxima Línea [%]	4.00	4.00
Delta U máx. al arranque	15.0	15.0
Designación		
<b>Nb conductores por fase</b>	1	1
<b>S conductor fase (mm²)</b>	95.0	50.0
<b>Nb conductores neutro</b>		

## Cambio del sistema de instalación de los cables.

La mayor o menor capacidad de disipación del cable (conductor en general) influye directamente en la selección del mismo.



### Elección de una protección de otra familia.

Si existe My Ecodial busca una protección equivalente a la ofrecida por defecto dentro de otra familia de productos.

1)

Q6	Protección / Mando	Gama	TeSys GV
C6	Cable	Designación	GV7RS
	Conexión directa	Relé / Curva	RS220
		Referencia del contactor	LC1F225

**Protección por defecto Tesys**

2)

+

Q6	Protección / Mando	Gama	Compact
C6	Cable	Designación	NSX250F
	Conexión directa	Relé / Curva	Micrologic 2.2 M
		Referencia del contactor	LC1F225
		Protección contra los incendios	No

**Protección Compact**

## Elección de una protección específica.

Para la elección de una protección específica o cambio del relé My Ecodial pasa a modo manual y es necesario conocer la gama para realizar una elección factible, en otro caso My Ecodial nos dirá q la protección elegida no es correcta.

Una vez realizada la elección, si My Ecodial valida nuestra propuesta, el equipo elegido será factible.



## Impresión del proyecto.

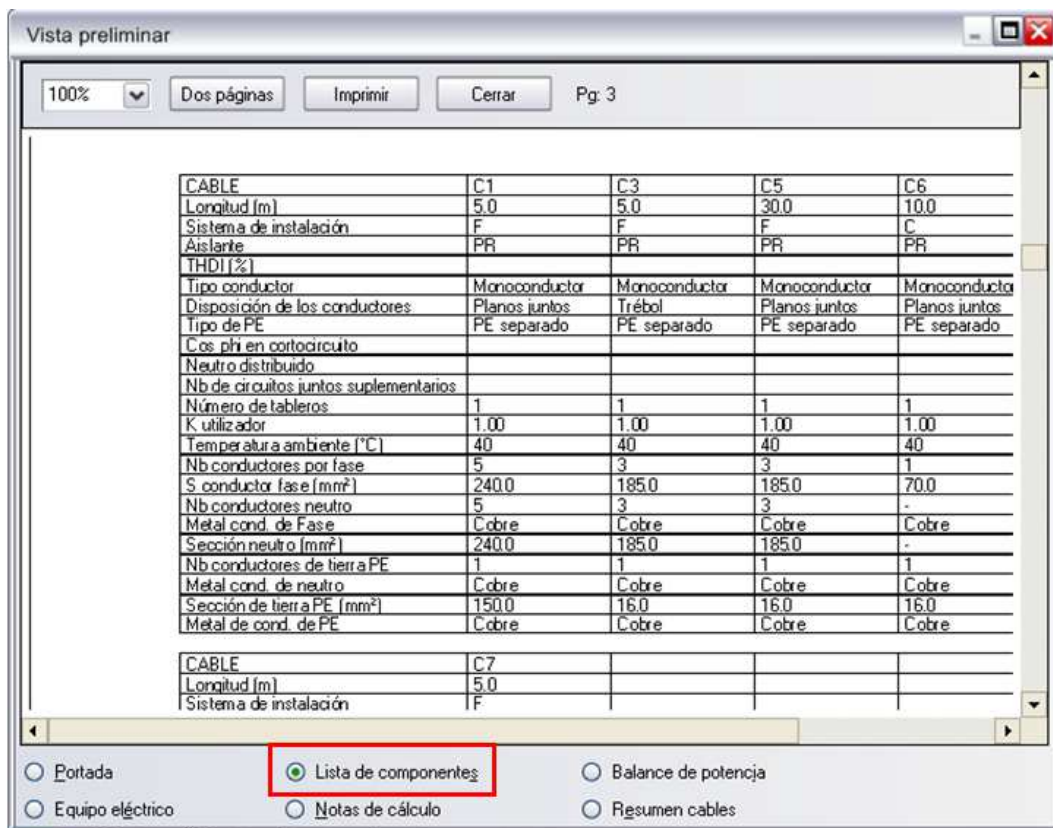
Dentro del menú archivos **en imprimir/exportar** seleccionaremos las partes del proyectos que deseamos imprimir.





Visualización de la impresión del proyecto.

Pulsando en la vista preliminar podremos pre visualizar las partes del proyecto seleccionadas.



## Esquemas unifilares disponibles e impresión.



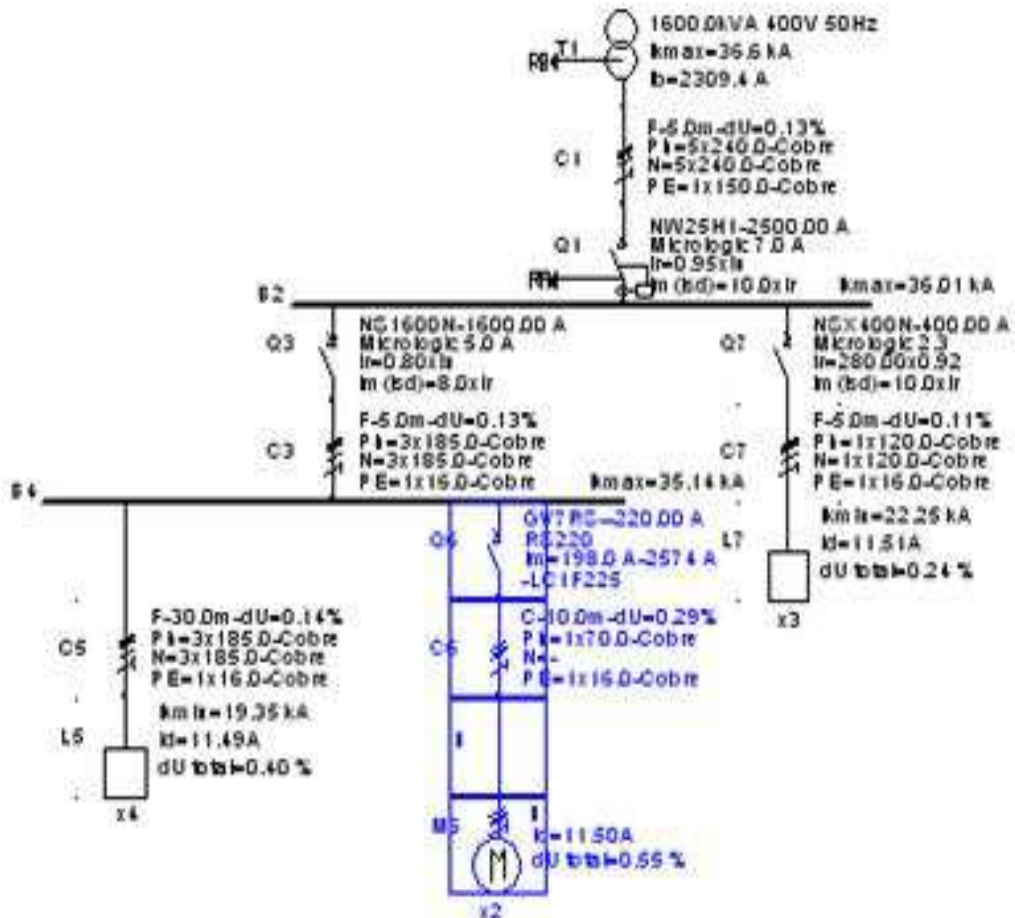
Desde el icono es posible imprimir el esquema mostrado en pantalla.

Los esquemas posibles son los siguientes



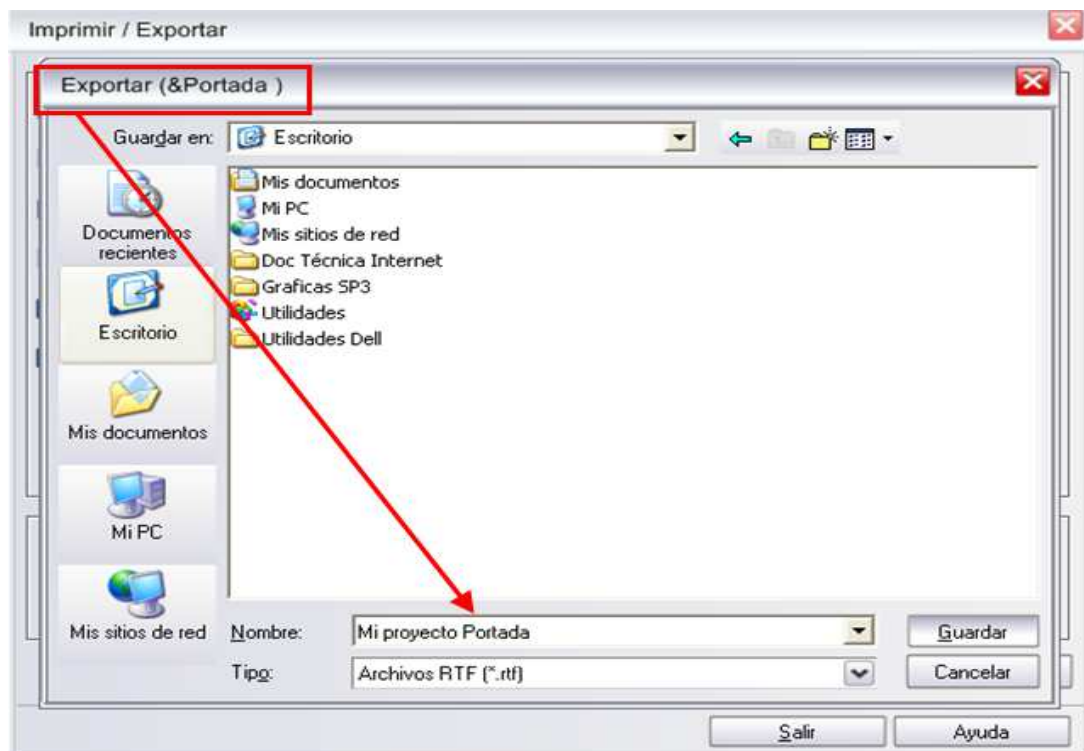
- Asignaciones y nombres de los circuitos.
- Balances de la potencia.
- Resultados de los cálculos.
- Selectividades.

El esquema elegido será el que se imprima en el proyecto.



## Exportación del proyecto a formato RTF y DXF.

Pulsando en exportar dossier dentro de la ventana impresión/exportación podemos guardar las diferentes partes del proyecto que sean de texto en ficheros RTF (tener la precaución de ir nombrando cada parte con su nombre correspondiente) y el esquema en formato DXF.

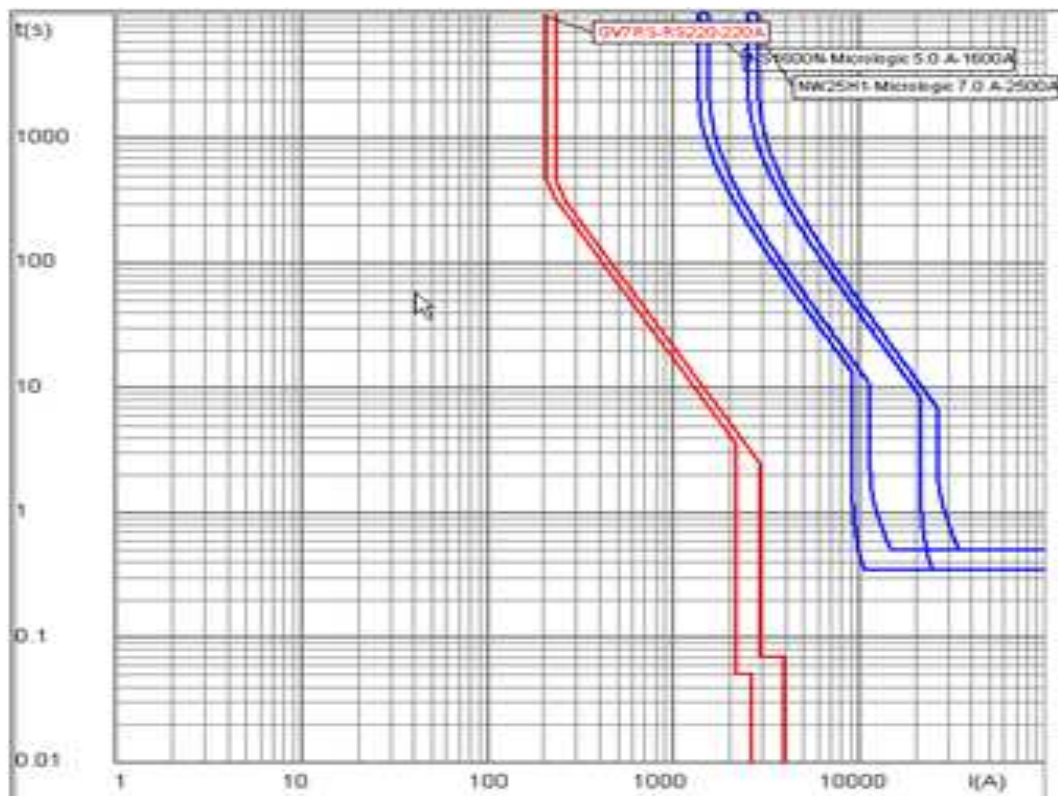
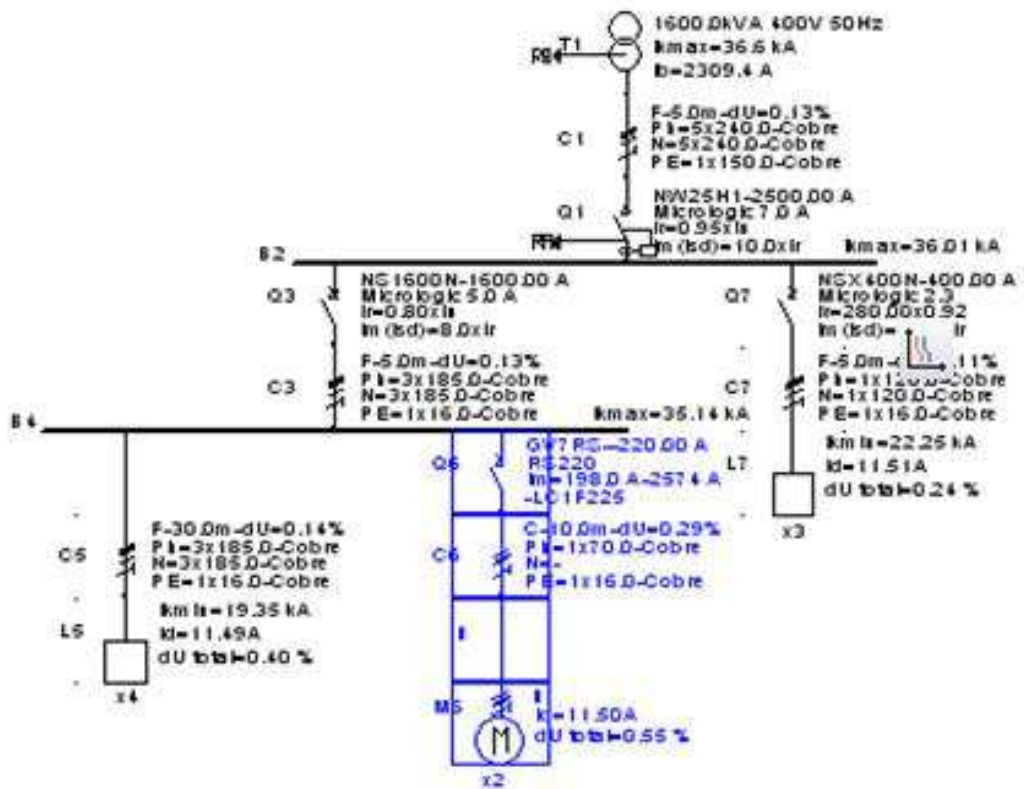


## Visualización de las curvas de disparo.

Una vez que el proyecto está calculado salimos del modo "Calculo paso a 'paso'" y con una salida del esquema seleccionado ejecutamos en el menú herramientas "Curvas de disparo" o pulsamos directamente en el

icono .

Si no seleccionamos ningún elemento del esquema accedemos al módulo de curvas de disparo donde podemos introducir las curvas de los equipos que elijamos.



## Guías de productos.


Desde el menú herramientas podremos ejecutar la guía de productos para una elección rápida.

**Entradas por Calibre (In) y/o Poder de Corte**

	Interruptor automático	Calibre nominal (A)	Curva/Relé	Poder de corte (kA)
1	NSx250F	250.00	TM-D	36.00
2	NSx250F	250.00	Micrologic 2.2	36.00
3	NSx250N	250.00	TM-D	50.00
4	NSx250N	250.00	Micrologic 2.2	50.00
5	NSx250H	250.00	TM-D	70.00
6	NSx250H	250.00	Micrologic 2.2	70.00
7	NSx250S	250.00	TM-D	100.00
8	NSx250S	250.00	Micrologic 2.2	100.00
9	NSx250L	250.00	TM-D	150.00
10	NSx250L	250.00	Micrologic 2.2	150.00

**Resultados**

## Guía de asociaciones.

Desde el menú herramientas o pulsando el icono  podremos acceder a la guía de asociaciones para obtener la selectividad y filiación entre equipo.

**Herramientas** ?

- Curvas de disparo...
- Guía de productos...
- Guía de aplicaciones

**Selectividad y filiación**

Red  
Tensión (V): 400

**Constitución**

Aguas arriba

Gamma: Compact

Inter. automático: NSX160N

Relé: TM-D

Calibre: 160

Ajuste: 160

Aguas abajo

Gamma: Multi9

Inter. automático: C60N

Relé: C

Relé térmico:

Calibre: 63

Ajuste:

**Soluciones**

Selectividad  Filiación

	Aguas arriba	Aguas abajo	Límite de selectividad (kA)
1	NSX160N	C60N	T

Cerrar

**Elegimos el equipo de aguas arriba**

**Elegimos el equipo de aguas abajo**

**Elegimos el equipo de aguas arriba**

## **CAPÍTULO VI**

### **SOFTWARE SCADA**

#### **6.1 Definición.**

Los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos.

Se trata de una aplicación de software, especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde una computadora. Además, envía la información generada en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como hacia otros supervisores dentro de la empresa, es decir, que permite la participación de otras áreas como por ejemplo: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

Cada uno de los ítems de SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de datos) involucran muchos subsistemas, por ejemplo, la adquisición de los datos puede estar a cargo de un PLC (Controlador Lógico Programable) el cual toma las señales y las envía a las estaciones remotas usando un protocolo determinado, otra forma podría ser que una computadora realice la adquisición vía un hardware especializado y luego esa información la transmita hacia un equipo de radio vía su puerto serial, y así existe muchas otras alternativas.

Las tareas de Supervisión y Control generalmente están más relacionadas con el software SCADA, en él, el operador puede visualizar en la pantalla del computador de cada una de las estaciones remotas que conforman el sistema, los estados de ésta, las situaciones de alarma y tomar acciones físicas sobre

algún equipo lejano, la comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

Estos sistemas actúan sobre los dispositivos instalados en la planta, como son los controladores, autómatas, sensores, actuadores, registradores, etc. Además permiten controlar el proceso desde una estación remota, para ello el software brinda una interfaz gráfica que muestra el comportamiento del proceso en tiempo real.

Generalmente se vincula el software al uso de una computadora o de un PLC, la acción de control es realizada por los controladores de campo, pero la comunicación del sistema con el operador es necesariamente vía computadora. Sin embargo el operador puede gobernar el proceso en un momento dado si es necesario.

Un software SCADA debe ser capaz de ofrecer al sistema:

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

Generación de datos históricos de las señales de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.

Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómata, bajo ciertas condiciones.

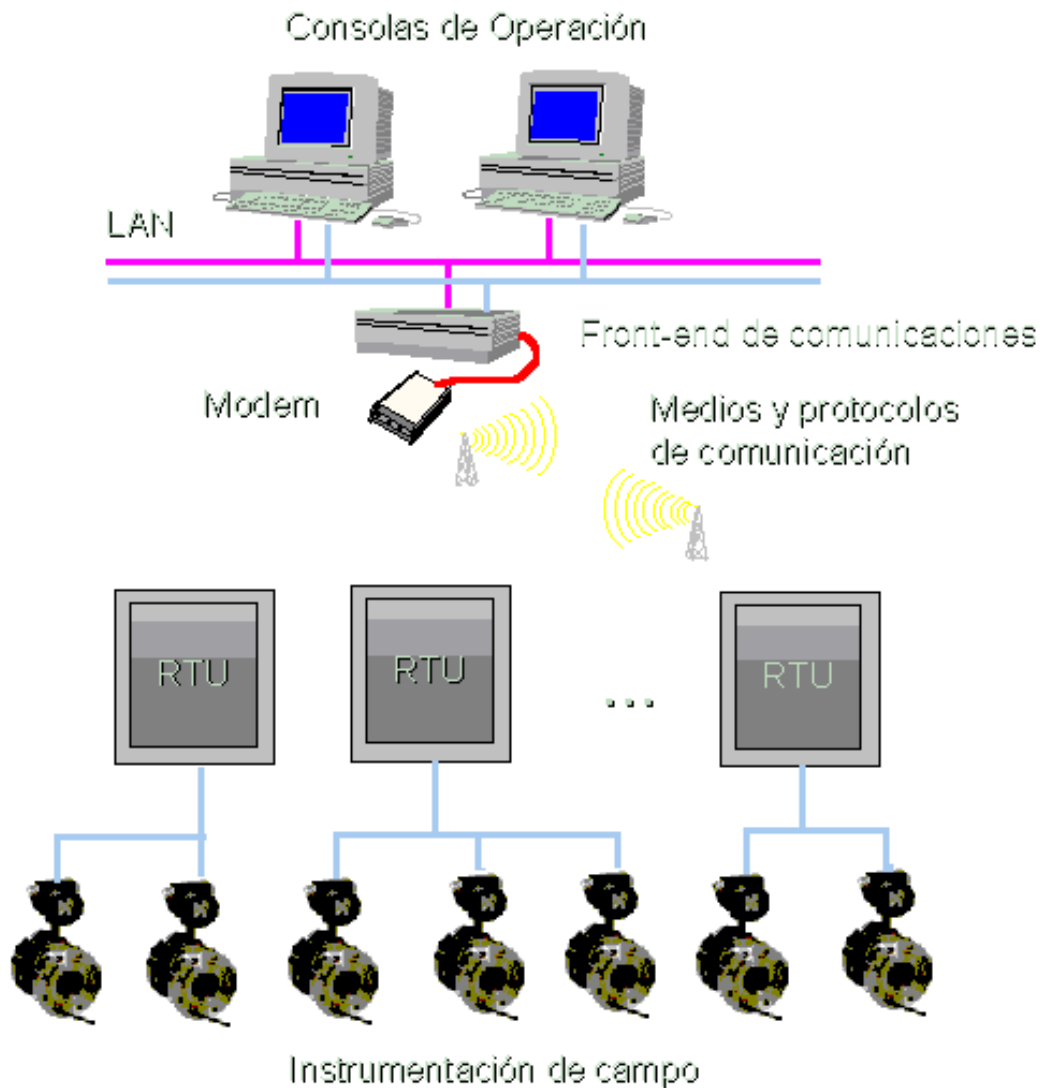
Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador.



Existen diversos tipos de sistemas SCADA dependiendo del fabricante y sobre todo de la finalidad con que se va a hacer uso del sistema, por ello antes de decidir cuál es el más adecuado hay que tener presente si cumple o no ciertos requisitos básicos:

Todo sistema debe tener arquitectura abierta, es decir, debe permitir su crecimiento y expansión, así como deben poder adecuarse a las necesidades futuras del proceso y de la planta.

En la siguiente figura nos muestra la arquitectura de un sistema SCADA.



## **6.2 Funciones principales del sistema.**

### **Supervisión remota de instalaciones y equipos:**

Permite al operador conocer el estado de desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.

### **Control remoto de instalaciones y equipos:**

Mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente (por ejemplo abrir válvulas, activar interruptores, prender motores, etc.), de manera automática y también manual. Además es posible ajustar parámetros, valores de referencia, algoritmos de control, etc.

### **Procesamiento de datos:**

El conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.

### **Visualización gráfica dinámica:**

El sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que representen el comportamiento del proceso, dándole al operador la impresión de estar presente dentro de una planta real. Estos gráficos también pueden corresponder a curvas de las señales analizadas en el tiempo.

### **Generación de reportes:**

El sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador.

**Representación de señales de alarma:**

A través de las señales de alarma se logra alertar al operador frente a una falla o la presencia de una condición perjudicial o fuera de lo aceptable. Estas señales pueden ser tanto visuales como sonoras.

**Almacenamiento de información histórica:**

Se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o del autor del programa.

**Programación de eventos:**

Está referido a la posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

**6.3 Transmisión de la información**

Los sistemas SCADA necesitan comunicarse vía red, puertos GPIB, telefónica o satélite, es necesario contar con computadoras remotas que realicen el envío de datos hacia una computadora central, esta a su vez será parte de un centro de control y gestión de información.

Para realizar el intercambio de datos entre los dispositivos de campo y la estación central de control y gestión, se requiere un medio de comunicación, existen diversos medios que pueden ser cableados (cable coaxial, fibra óptica, cable telefónico) o no cableados (microondas, ondas de radio, comunicación satelital).

Cada fabricante de equipos para sistemas SCADA emplean diferentes protocolos de comunicación y no existe un estándar para la estructura de los mensajes, sin embargo existen estándares internacionales que regulan el

diseño de las interfaces de comunicación entre los equipos del sistema SCADA y equipos de transmisión de datos.

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas y procedimientos que permite a las unidades remotas y central, el intercambio de información. Los sistemas SCADA hacen uso de los protocolos de las redes industriales.

La comunicación entre los dispositivos generalmente se realiza utilizando dos medios físicos: cable tendido, en la forma de fibra óptica o cable eléctrico, o radio. En cualquiera de los casos se requiere un MODEM, el cual modula y desmodula la señal. Algunos sistemas grandes usan una combinación de radio y líneas telefónicas para su comunicación. Debido a que la información que se transmite sobre un sistema SCADA debería ser pequeña generalmente la velocidad de transmisión de los modems suele ser pequeña. Muchas veces 300bps (bits de información por segundo) es suficiente. Pocos sistemas SCADA, excepto en aplicaciones eléctricas, suelen sobrepasar los 2400bps, esto permite que se pueda usar las líneas telefónicas convencionales, al no superar el ancho de banda físico del cable.

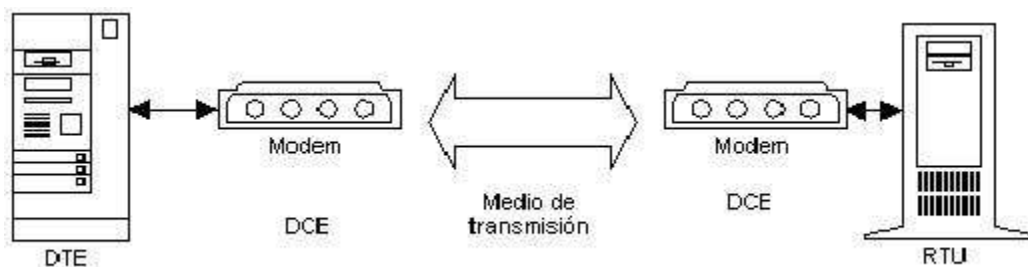
#### **6.4 Comunicaciones**

En una comunicación deben existir tres elementos necesariamente:

- Un medio de transmisión, sobre el cual se envían los mensajes
- Un equipo emisor que puede ser el MTU
- Un equipo receptor que se puede asociar a los RTU's.

En telecomunicaciones, el MTU y el RTU son también llamados Equipos terminales de datos (DTE, Data Terminal Equipment). Cada uno de ellos tiene la habilidad de generar una señal que contiene la información a ser enviada. Asimismo, tienen la habilidad para descifrar la señal recibida y extraer la información, pero carecen de una interfaz con el medio de comunicación.

La figura siguiente muestra la conexión de los equipos con las interfaces para el medio de comunicación. Los módems, llamados también Equipo de Comunicación de Datos (DCE, Data Communication Equipment), son capaces de recibir la información de los DTE's, hacer los cambios necesarios en la forma de la información, y enviarla por el medio de comunicación hacia el otro DCE, el cual recibe la información y la vuelve a transformar para que pueda ser leído por el DTE.



## 6.5 Elementos del sistema

Un sistema SCADA está conformado por los siguientes elementos:

### **Interfaz Operador Máquinas:**

Es el entorno visual que brinda el sistema para que el operador se adapte al proceso desarrollado por la planta. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.

### **Unidad Central (MTU):**

Conocido como Unidad Maestra. Ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas. La programación se realiza por medio de bloques de programa en lenguaje de alto nivel (como C, Basic, etc.). También se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.

**Unidad Remota (RTU):**

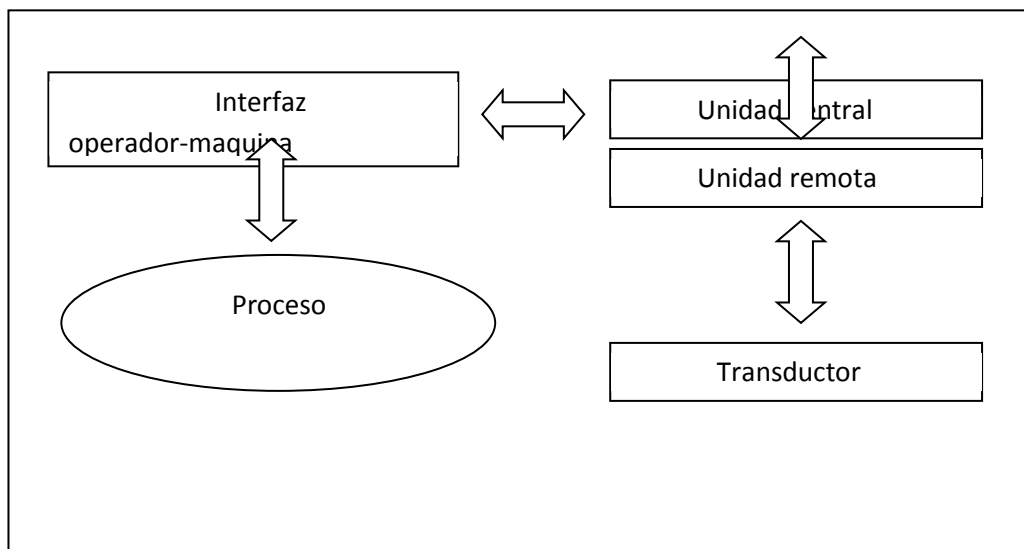
Lo constituye todo elemento que envía algún tipo de información a la unidad central. Es parte del proceso productivo y necesariamente se encuentra ubicada en la planta.

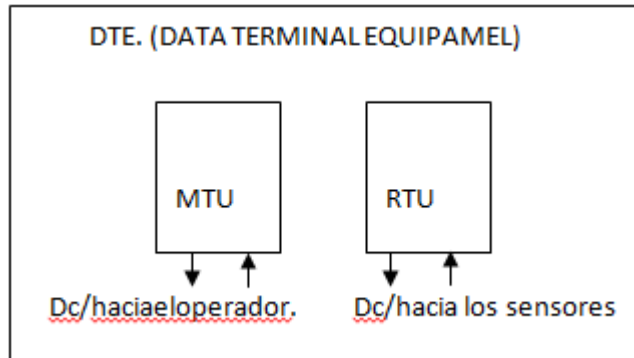
**Sistema de Comunicaciones:**

Se encarga de la transferencia de información del punto donde se realizan las operaciones, hasta el punto donde se supervisa y controla el proceso. Lo conforman los transmisores, receptores y medios de comunicación.

Transductores: Son los elementos que permiten la conversión de una señal física en una señal eléctrica (y viceversa). Su calibración es muy importante para que no haya problema con la confusión de valores de los datos.

En la siguiente figura se observa un esquema referente a las conexiones del MTU y el operador, y del RTU con los dispositivos de campo (sensores, actuadores).





LA RTU es un sistema que cuenta con un microprocesador e interfaces de entrada y salida tanto analógicas como digitales que permiten tomar la información del proceso provista por los dispositivos de instrumentación y control en una localidad remota y, utilizando técnicas de transmisión de datos, enviarla al sistema central.

Un sistema puede contener varios RTU's; siendo capaz de captar un mensaje direccionado hacia él, decodificando lo actuando, respondiendo si es necesario, y esperar por un nuevo mensaje

La MTU, bajo un software de control, permite la adquisición de la data a través de todas las RTU's ubicadas remotamente y brinda la capacidad de ejecutar comandos de control remoto cuando es requerido por el operador.

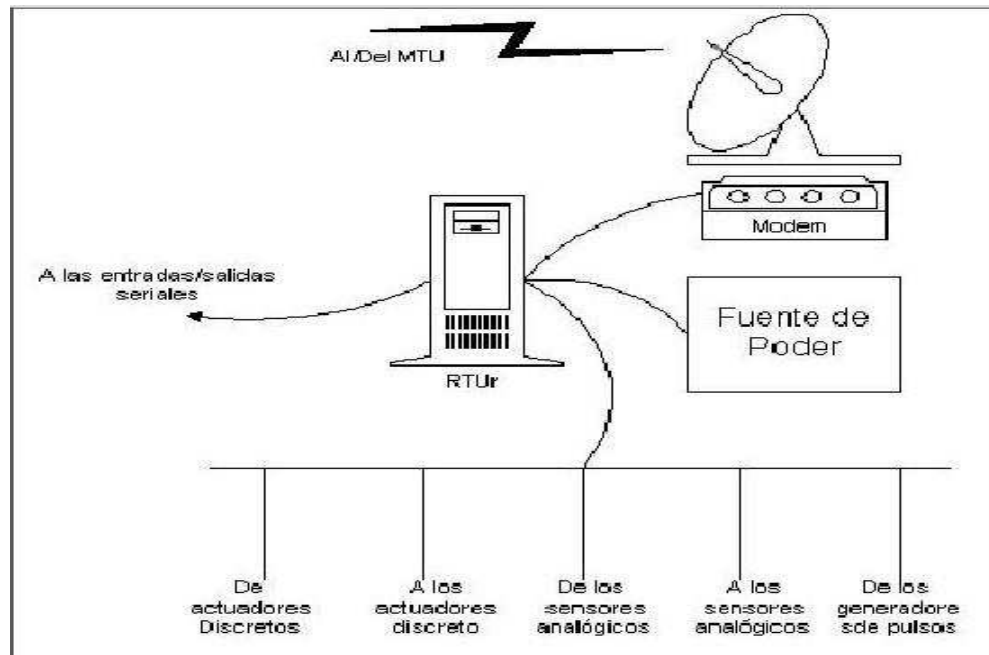
Normalmente el MTU cuenta con equipos auxiliares como impresoras y memorias de almacenamiento, las cuales son también parte del conjunto MTU.

En muchos casos el MTU debe enviar información a otros sistemas o computadoras. Estas conexiones pueden ser directas y dedicadas o en la forma de una red LAN.

La conexión entre el RTU y los dispositivos de Campo es muchas veces realizados vía conductor eléctrico. Usualmente, el RTU provee la potencia para los actuadores y sensores, y algunas veces éstos vienen con un equipo de soporte ante falla en la alimentación de energía (UPS, uninterruptible power supply).

La data adquirida por la MTU se presenta a través de una interfaz gráfica en forma comprensible y utilizable, y más aún esta información puede ser impresa en un reporte.

Figura 4: Esquema de conexiones de los elementos de un sistema Scada..



## 6.6 Requisitos para el sistema Scada

El SCADA debe cumplir varios objetivos para que su instalación sea perfectamente aprovechada:

4.6.1 Debe ser un sistema de arquitectura abierta, capaz de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.

4.6.2 Deben comunicarse con total facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con el resto de la empresa (redes locales y de gestión).

4.6.3 Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario.



## 6.7 Señales de Adquisición de datos

Mediante el sistema SCADA del centro de control, se debe adquirir los datos de campo de la Subestación y enviarlos al centro de control para que esta información sea procesada y permitir que el operador pueda visualizar el estado de cada uno de las señales que se están monitoreando.

Entre los componentes eléctricos que hay que considerar principalmente se tiene a los transformadores, equipo de corte y seccionamiento, relés de protección, servicios auxiliares; Estos componentes deben mostrarse al operador mediante despliegues de pantallas gráficas donde se indiquen de forma clara los valores adquiridos de campo de cada uno de ellos.

Dentro del sistema se presentarán algunas señales de cada uno de estos componentes y que de acuerdo a su origen deben ser procesadas y almacenadas de forma diferente; las señales que se van a presentar se van clasificar principalmente en las siguientes:

**Señales Analógicas:** este tipo de señales son de tipo numérico y principalmente se las van a considerar como los valores de algo que se está midiendo en el sistema (por ejemplo el voltaje, la frecuencia, potencia activa, etc.).

**Señales Digitales:** son señales de tipo on/off (1 o 0), entre este tipo de señales se va a tener la posición de los seccionadores, disparo de protecciones, etc.

Además para cada una de estas señales se debe tener alarmas asociadas a un estado o al otro. Entre estas señales digitales se deben considerar las siguientes:

Puntos de dos estados. Ejemplos incluyen:

- (1) Open/Closed
- (2) Alarm/Normal
- (3) On/Off
- (4) Auto/Manual
- (5) Remote/Local
- (6) Locked/Unlocked

**Señales de Pulsos (contadoras):** (por ejemplo conteo de revoluciones de un medidor de energía) son provenientes principalmente de los medidores de energía y son pulsos que deberán ser contabilizados y acumulados.

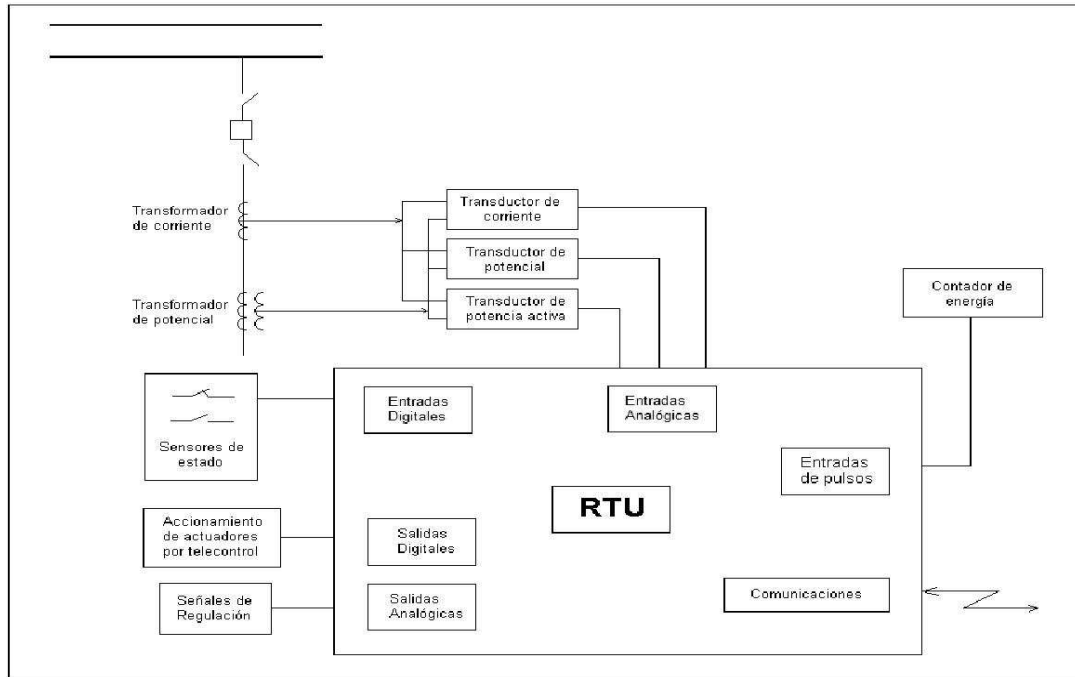
Para puntos de tres estados: puntos con tres estados de posición, típico “open, closed, o en transit” (caso de las señales obtenidas de los disyuntores).

Cada uno de estas señales al ser enviadas al centro de control deben constar con “Estampa de tiempo”, y cuyo valor debe ser fijado por las unidades de control y protección y no por la estación maestra. La precisión de esta estampa de tiempo debe ser menor o igual a 1 milisegundo.

Es importante conocer el número de señales con que va a contar el sistema debido a que cuando se realice el diseño del sistema SCADA estas señales son las que van a permitir dimensionar a la RTU.

En la figura se puede apreciar el ingreso de las señales a la RTU en una forma muy general. Debido a que son diferentes tipos de señales se debe realizar previamente un acondicionamiento de señales distinto para cada una de ellas y luego ingresar a la RTU. Las señales de salida de la RTU

son solo de tipo digital y estas son las que se enviarán hacia el centro de control.



## CAPÍTULO VII

### AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN.

#### 7.1 Introducción a la automatización.

La **automatización** es la sustitución de la acción humana por mecanismos, independientes o no entre sí, movidos por una fuente de energía exterior, capaces de realizar ciclos completos de operaciones que se pueden repetir indefinidamente.

Un sistema automático supone siempre la presencia de una fuente de energía, de unos órganos de mando, que son los que ordenan el ciclo a realizar, y de unos órganos de trabajo, que son los que los ejecutan.

El control remoto de los sistemas eléctricos comenzó en la década de los años 60, y durante los 70, el remplazo de los dispositivos electromecánicos por equipos de estado sólido estaba bien avanzado. Aún hoy, quedan subestaciones que no se han integrado totalmente a la tecnología de los dispositivos electrónicos, en parte a que la adecuación de estos instrumentos estaba obstaculizada por el exceso de protocolos e interfaces incompatibles.

En los sistemas convencionales de protección, medición, control y supervisión para subestaciones, el desempeño de las diversas funciones ha sido tradicionalmente realizado por equipos y componentes discretos. La interconexión entre dichos equipos y los sistemas primarios de baja, media y alta tensión, para su correcto funcionamiento, siempre han implicado un gran trabajo de ingeniería, cableado, montaje y puesta en servicio. Actualmente, la tecnología de control numérico ha reducido notablemente el número de componentes distintos o equipos, lo cual ha

aumentado la disponibilidad del sistema y ha reducido los costos asociados al mismo.

Adicionalmente, el uso de redes *LAN* de alta velocidad para la transmisión de datos ahorra de manera considerable el volumen de cableado, y permite, gracias a su inmunidad a las interferencias electromagnéticas (en el caso de la fibra óptica) su utilización lo más cerca posible del proceso primario. Por otra parte el uso de *IEDs* basados en microprocesadores ofrece nuevas posibilidades tales como auto supervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección, y control, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de fallas.

Los desarrollos en esta área, aprovechando las nuevas tendencias tecnológicas han logrado una reducción significativa de espacio físico requerido para la instalación de los sistemas de protección, medición, control y supervisión. Así como una significativa reducción en la cantidad de cable utilizado. Lo cual influye directamente en una reducción en los costos del proyecto, mejoras en la operación, reducción y planificación del mantenimiento, y brindan una serie de beneficios que representan ventajas importantes a la hora de compararlos con los sistemas convencionales.

## **7.2 Tipos de sistemas control.**

Por control se entiende el conjunto de acciones emprendidas para dar a un proceso la evolución deseada. La palabra controlar es sinónimo de gobernar, mandar, dirigir o regular.

Combinando las definiciones anteriores, establecemos:

Un sistema de control es un ordenamiento de componentes físicos unidos o relacionados de tal manera que mandan, dirigen o regulan al mismo sistema o a otro.

Un control automático es el conjunto de acciones de control efectuadas sin la intervención de un operario humano.

Estas acciones serán realizadas por los dispositivos que forman el sistema de control. Un sistema de control puede ser parte de otro mayor, en cuyo caso se llama subsistema o subsistema de control.

Varios son los criterios que pueden seguirse para clasificar los sistemas de control: en función de que el estado de la salida intervenga o no en la acción de control (lazo abierto o lazo cerrado); según las tecnologías puestas en juego (mecánicos, neumáticos, hidráulicos, eléctricos y electrónicos); atendiendo a las técnicas de procesamiento de la señal (analógicos y digitales); según la forma de establecer la relación entre los elementos del sistema (cableados y programados), etc.

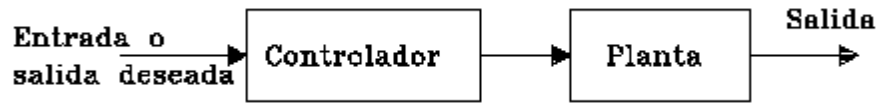
Atendiendo a la dependencia del control respecto a la variable de salida, los sistemas de control se clasifican en dos categorías:

Sistemas de lazo abierto i sistemas de lazo cerrado.

### **7.2.1 Sistemas en lazo abierto:**

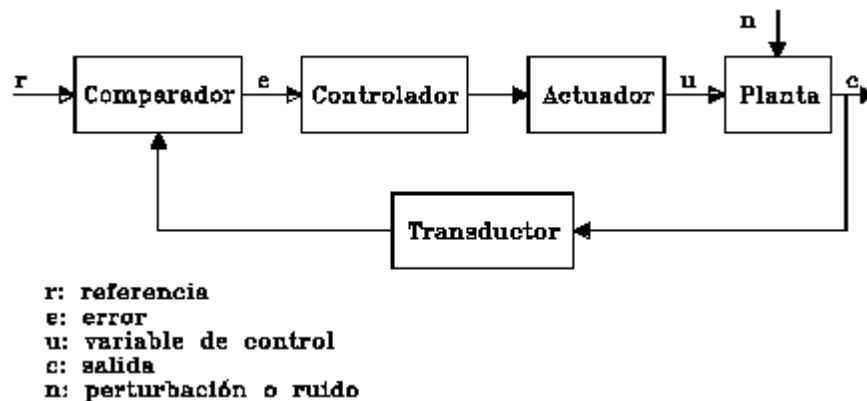
Son aquellos en los que la acción de control es independiente de la salida, es decir, la señal de salida no tiene influencia sobre la señal de entrada. Su esquema se ilustra en la figura.

Un ejemplo de este tipo es el sistema de encendido del timbre de entrada/salida a clase, controlado por un reloj.



### 7.2.2 Sistemas en lazo cerrado:

Son aquellos en los que la acción de control depende, de alguna manera, de la salida (existe una realimentación de la señal de salida, tal como se representa en la figura. Por ejemplo, el ya comentado sistema de encendido de las lámparas del patio al atardecer, controlado por un interruptor crepuscular.



En el primer caso se tienen los circuitos de mando y en el segundo los circuitos de regulación de modo que, la operación de mando está caracterizada por una intervención exterior (variables de entrada externas) al proceso controlado, la cual determina un cambio o una modificación en el mismo (variables de salida).

Al ser un circuito de lazo abierto, las variaciones de la magnitud de salida no pueden influir sobre el dispositivo de mando.

Su capacidad de desempeño con exactitud está determinada por su calibración.

Calibrar significa establecer o restablecer la relación entrada-salida para obtener una exactitud deseada del sistema. En el ejemplo propuesto, la exactitud dependería del reloj que gobierna el timbre.

La operación de regulación consiste en comparar de modo permanente la magnitud de salida o magnitud gobernada en el proceso con el valor ajustado. En caso de que los dos valores coincidan, no se actúa sobre la magnitud de salida; en caso de que difieran, la diferencia se aplica al dispositivo de regulación que corrige los valores de la magnitud regulada tratando de que dicha diferencia sea nula.

La regulación conlleva un circuito de lazo cerrado, es decir, un mecanismo de realimentación de la variable de salida hacia la entrada. Los sistemas de control en lazo cerrado, más comúnmente se llaman sistemas de control retroalimentados.

Para clasificar un sistema de control en lazo abierto o en lazo cerrado, debemos distinguir claramente entre los componentes del sistema y los componentes que interactúan con él, pero que no son parte del sistema en sí, como muestran los siguientes ejemplos:

1. La mayor parte de las tostadoras automáticas son sistemas en lazo abierto porque están controladas por un temporizador. El tiempo que se requiere para hacer una "buena tostada" debe ser calculado por el usuario, quien no es parte del sistema. El control sobre la calidad del tostado (la salida) se ajusta una vez que el tiempo, que es la entrada y la acción de control, se ha determinado.

Normalmente, el tiempo se ajusta mediante un disco o un interruptor calibrado.

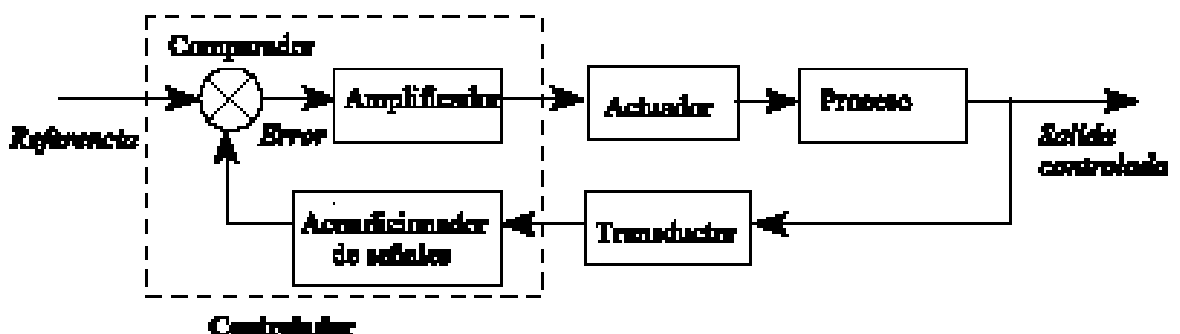


2. Un mecanismo de piloto automático y el avión que este controla son un sistema de control en lazo cerrado (retroalimentado). Su propósito es mantener una dirección específica del avión, a pesar de los cambios atmosféricos. El sistema realiza esta tarea midiendo continuamente la dirección real del avión y ajustando de manera automática los mecanismos de control del avión (timón, alerones, etc.) de tal modo que logra una correspondencia entre la dirección real del avión y la dirección especificada. El piloto humano o el operador que programa el piloto automático no son parte del sistema de control.

### 7.3. Elementos que componen un sistema de control.

La figura representa uno de los posibles esquemas de bloques de un sistema de control genérico y simple, en lazo cerrado (retroalimentado), con una sola entrada y una sola salida, para un sistema con señales continuas.

Las flechas de un lazo cerrado, que conectan un bloque con otro, representan la dirección del flujo de la energía de control o información, que a menudo no es la fuente principal de energía para el sistema.



Los **elementos** del sistema de control más importantes son los siguientes:

**Proceso:** Conjunto de operaciones que van a suceder y que van a tener un fin determinado.

El procesamiento se realiza sobre una planta o una máquina, que son el conjunto de componentes y piezas que van a tener un determinado objetivo.

**Actuador:** Como el nombre indica es el componente encargado de actuar sobre el proceso o máquina en función de la señal recibida del amplificador. El actuador modifica la variable de entrada del proceso controlado, por ejemplo, una corriente eléctrica que circula por la resistencia del radiador, en un sistema de control de temperatura; una corriente de fluido por una tubería, en un sistema de control de caudal; etc.

**Amplificador:** Elemento que aumenta la amplitud o intensidad de un fenómeno. Tiene por finalidad amplificar la señal de error con objeto de que alcance un nivel suficiente para excitar el actuador.

**Comparador:** Elemento que compara la señal controlada con la señal de referencia para proporcionar la señal de error. El resultado de la comparación representa la desviación de la salida con respecto al valor previsto. Se le conoce también como detector de error.

**Generador del valor de referencia o consigna:** Componente capaz de generar una señal análoga a la señal de salida que se quiere gobernar; esta señal de referencia es la encargada de imponer el valor deseado en la salida.

**Transductor:** Dispositivo que transforma un tipo de energía en otro más apto para su utilización. Si la energía transformada es en forma eléctrica se llama sensor. Por ser el instrumento encargado de detectar la señal de

salida para utilizarla de nuevo en el proceso de realimentación se le llama en los sistemas de control captador.

**Acondicionador de señales:** Bloque que adapta la señal transformada por el transductor a los niveles adecuados del comparador.

**Controlador:** Elemento de los sistemas digitales que incluye las funciones del comparador, el amplificador y el acondicionador de señales.

#### **7.4 Variables de un sistema de control.**

En el análisis de los sistemas de control, cada uno de sus componentes analizados en el apartado anterior, constituyen sistemas físicos individuales caracterizados por tener una entrada y una salida variables con el tiempo. Para determinar la relación entre entrada y salida de cada subsistema es necesario aplicar las leyes físicas que rigen su funcionamiento.

Las señales más significativas del sistema de control son:

**Señal de referencia:** Señal que se calibra en función del valor deseado a la salida del sistema.

**Señal controlada:** La salida controlada es la variable de salida del proceso, bajo el mando del sistema de control con retroalimentación.

**Señal activa:** Se denomina así a la señal de error que es la diferencia entre la señal de referencia y la señal realimentada.

**Perturbaciones:** Señales indeseadas que intervienen de forma adversa en el funcionamiento del sistema.

**Señal de control** (o variable manipulada) es la señal de salida de los actuadores, aplicada como entrada en la planta.

Usualmente, en un sistema de control si se dan la entrada y la salida, es posible identificar, delinear o definir la naturaleza de los componentes del sistema.

**La entrada** es el estímulo, la excitación o el mandato aplicado a un sistema de control, generalmente desde una fuente externa de energía, para producir una respuesta específica del sistema de control.

**La salida** es la respuesta real que se obtiene de un sistema de control. Puede ser o no igual a la respuesta implícita especificada por la entrada. Las señales de entrada y salida pueden tener muchas formas diferentes. Las entradas, por ejemplo, pueden ser variables físicas o cantidades más abstractas, tales como valores de referencia, de ajuste o deseados para la salida del sistema de control.

#### **7.5. Identificar los componentes de la subestación a ser automatizados.**

Los proyectos de automatización de subestaciones, típicamente, involucraban tres áreas funcionales Control Remoto y Adquisición de Datos (SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition), mas despliegue, control y medición de la subestación y, adicionalmente la protección. La siguiente tabla muestra los equipos principales requeridos en las subestaciones para los sistemas de control.

FUNCIONES	EQUIPOS
<b>SCADA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Unidades Terminales Remotas (RTUs)</li> <li>- Sistema de comunicaciones</li> </ul>
<b>Despliegue, Control y Medición de la Subestación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Relés de interposición</li> <li>- Relés de múltiples contactos</li> <li>- Relés de temporización</li> <li>- Enclavamientos</li> <li>- Paneles mímicos</li> </ul>
<b>Protección</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Relés de sobrecorriente</li> <li>- Relés diferenciales</li> <li>- Relés de distancia</li> <li>- Relés de reenganche</li> <li>- Relés para rechazo de carga, etc.</li> </ul>

#### **7.6. Sistemas de alarmas, señalización y registrador de perturbaciones.**

Los sistemas de alarmas y señalización sirven para informar a los operadores sobre la actuación de los componentes de la subestación ante la ocurrencia de algún evento en la red eléctrica. Por espacio y tamaño de los equipos que se utilizan para este fin, la información implementada generalmente está limitada a las indicaciones más importantes de los equipos controlados.

Otro inconveniente con estos equipos es que la fecha y hora de ocurrencia de cualquier evento no se registra en forma automática y en caso de faltar algún material (papel, tinta, etc.), sencillamente la información se pierde.

La tecnología digital ha permitido que el número de puntos a controlar aumenten, la fecha y hora quede registrada, los registros analógicos y lógicos queden almacenados en memoria, permitiendo que los análisis se efectúen en forma rápida y las medidas correctivas se tomen en forma oportuna.

Se han desarrollado equipos registradores digitales que vienen siendo usados en varias instalaciones. Sin embargo, en los sistemas de protección también se ha considerado esta función. Teniendo el registro de la perturbación mediante software proporcionado por el mismo fabricante de los relés, se puede tener información adicional que permita tomar decisiones importantes para el mantenimiento de los equipos, medir la calidad de servicio como son la variación de la frecuencia y tensión y el nivel de armónicos en condiciones normales de operación del sistema eléctrico.

### **7.7. Beneficios de la automatización de subestaciones.**

Muchas compañías eléctricas actualmente pueden identificar los beneficios potenciales proporcionados por la automatización de las subestaciones.

Generalmente estos beneficios caen dentro de dos campos como son el campo estratégico y el campo tangible.

Los beneficios estratégicos resultan de los programas diseñados para mejorar la percepción de los clientes respecto a la calidad de servicio. Los beneficios tangibles resultan de los programas diseñados para incrementar la habilidad de la compañía para un mejor desempeño, enfrentar las dificultades en forma oportuna y menos costosa. En resumen podemos decir que los beneficios de la automatización son los siguientes:

- Alta fiabilidad en las funciones al tener auto chequeo y capacidad de comunicación.
- Mejora en la operación del sistema eléctrico, al optimizarse la supervisión de los equipos.
- El compartir información entre los distintos componentes permite mejorar el comportamiento individual y el del sistema.

- Posibilidad de realizar una adecuada validación de datos y corrección de errores basada en múltiples fuentes de datos.
- Mayor y mejor información a todos los niveles.
- Posibilidad de realizar la protección y el control adaptativo.
- Mejora en la economía de hardware.
- Posibilidad de inmunidad EMI al poder adaptar enlaces de fibra óptica en las comunicaciones.

## **CAPITULO VIII**

### **FUENTES DE ENERGÍA Y AUTOMATIZACION**

#### **8.1. INTRODUCCIÓN.**

En capítulos anteriores se habla de los conceptos generales de coordinación de protección de automatización y del software scada, ahora en este capítulo aplicaremos los conceptos antes mencionados en nuestro proyecto donde se hablara de una central de generación térmica.

La Central de Generación, la cual está siendo objeto de nuestro estudio constará de Edificios Administrativos, Talleres, Laboratorios, Dispensario Médico, Comedor y Vestidores, que son parte de la central y para los cuales se ha elaborado un diseño eléctrico de servicios generales, el mismo que se describe en el presente estudio

Presentamos un diagrama unifilar con sus elementos debidamente detallados y el estudio de cargas respectivo.

Aplicando estos conceptos vamos a mostrar las ventajas q nos brindan al automatizar los sistemas eléctricos ya que nos hace más competitivos en muchas áreas laborales asegurando una mejor calidad de trabajo del operador y en sí el desarrollo del proceso.

#### **8.2. FUENTES DE ENERGIAELECTRICA**

La energía eléctrica para los Edificios Administrativos y Servicios Generales será auto abastecida a nivel de 480 Voltios.

En condiciones normales, la energía eléctrica, será tomada desde un transformador encapsulados tipo seco, de 13.800 / 480 voltios, de 1000 KVA, disponibles en el cuarto eléctrico general de 480 V de la planta, y



que alimentará, a través de un breaker principal, a un tablero de distribución de servicios generales denominado TDP-1 a 480 V, el cual, estará ubicado en el cuarto de equipos eléctricos 1, junto a los edificios de talleres y bodegas y también alimentará, al tablero de transferencia automática de 480 V.

Cuando falle o se suspenda por mantenimiento, el suministro de energía eléctrica principal de la planta, en la barra de 13.8 Kv, y se pierda tensión a nivel de 480 V, entrará a funcionar, en forma automática, un Generador de Emergencia de 500 KW.

Las cargas a nivel de 480 voltios, serán alimentadas desde un tablero de distribución principal llamado TDP-1, aguas abajo de la transferencia automática, y las cargas a nivel de 220 voltios, serán alimentadas por dos tableros de distribución llamados TDP-2 y TDP-3, tal como se puede apreciar en el diagrama unifilar eléctrico.

### **8.2.1. ESTUDIO DE CARGAS.**

El estudio de cargas viene dado en las planillas de circuitos.

Los cálculos de la demanda para los Edificios Administrativos, Comedor Dispensario Médico y Cuarto Equipos Eléctricos 2, resultan en una demanda de 119.495 KW, considerando un factor de demanda de 0.85, la demanda coincidente será 101.5 KW.

La demanda para los edificios de Laboratorios, Talleres, SSHH - Vestidores, Medición de Energía Bruta, Cuarto de Combustible, Cuarto de Equipos Eléctricos 1, Bodega y SCI, es 198.48 KW, considerando un factor de demanda de 0.85, la demanda coincidente será 168.7 KW.

La demanda a 480 V para los talleres de mantenimiento eléctrico y mantenimiento mecánico, es 35.2 KW, considerando un factor de demanda de 0.85, la demanda será 29.92 KW.

La demanda total coincidente del proyecto será 300.12 KW aproximadamente.

### **8.3. TABLEROS ELECTRICOS**

Los elementos de cada tablero se encuentran descritos en detalle en la Memoria de Especificaciones Técnicas, en el documento adjunto.

A continuación se enumera los tableros, en forma general.

#### **8.3.1. TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN PRINCIPALES**

Esta lista de breaker principales fueron calculadas con sus cargas respectivas pero como nuestro análisis es la automatización del sistema en cuestión obviamos el cálculo.

#### **8.3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOSTABLEROS DE DISTRIBUCIÓN**

Serán de estructura metálica de plancha de 1/16" como mínimo debidamente tratada con desengrasante y fosfatizante, y pintada con un proceso al horno capaz de resistir la salinidad del ambiente. En su interior contendrá el disyuntor, aisladores y demás accesorios cuyas indicaciones se muestran en el plano.

La cubierta y tapa metálica serán removibles, sujeta a la estructura por pernos o tornillos. La cubierta metálica recibirá un acabado de esmalte de primera calidad, puesto sobre una base de anticorrosivo.

En su interior contendrá barras de cobre, para el sistema de fuerza las barras tendrán un 25% más de la capacidad nominal del disyuntor principal, las barras para neutro y tierra, tendrán una capacidad de conducción igual al 70% del disyuntor principal y correrán a todo lo ancho del tablero.

El tablero estará protegido contra contactos accidentales, así como contra la penetración de cuerpos extraños en su interior.

En ningún caso se instalará junto al tablero, equipos o materiales que sean fácilmente combustibles.

La barra del neutro y de tierra estará ubicada en un lugar accesible dentro del tablero donde se permita revisar fácilmente todas sus conexiones.

Todos los disyuntores tendrán como mínimo la capacidad de cortocircuito de 25 veces su amperaje nominal.

Todos los disyuntores hasta 800A deben traer los bornes respectivos para permitir las conexiones de los conductores de acuerdo al diagrama unifilar.

Cada tablero deberá tener en su puerta un rótulo con el nombre del tablero. Al anverso de la puerta, debidamente adherido, el plano de diagrama unifilar del mismo.

Cada disyuntor al interior del tablero, deberá tener la identificación de correspondiente según el diagrama unifilar.

Para la construcción de cada tablero deberá referirse al plano correspondiente.

TABLEROS	BREAKER PRINCIPALES
TDP-1	NSX800A
TDP-2	NSX800A
TDP-3	NSX400A

#### **8.4. AUTOMATIZACIÓN Y ESTUDIO DE CARGAS DE LA SUBESTACION DE BAJA TENSION.**

En capítulos anteriores se detalló los conceptos generales de automatización y del software scada ahora aplicaremos esos conceptos a nuestro proyecto.

Vamos a tener la capacidad de conocer el estado del desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas. Mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente.

El sistema es capaz de brindar imágenes y parámetros eléctricos que representen el comportamiento del proceso, dándole al operador la impresión de estar presente dentro de una planta real. Estos gráficos también pueden corresponder a curvas de las señales analizadas en el tiempo.

El conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.

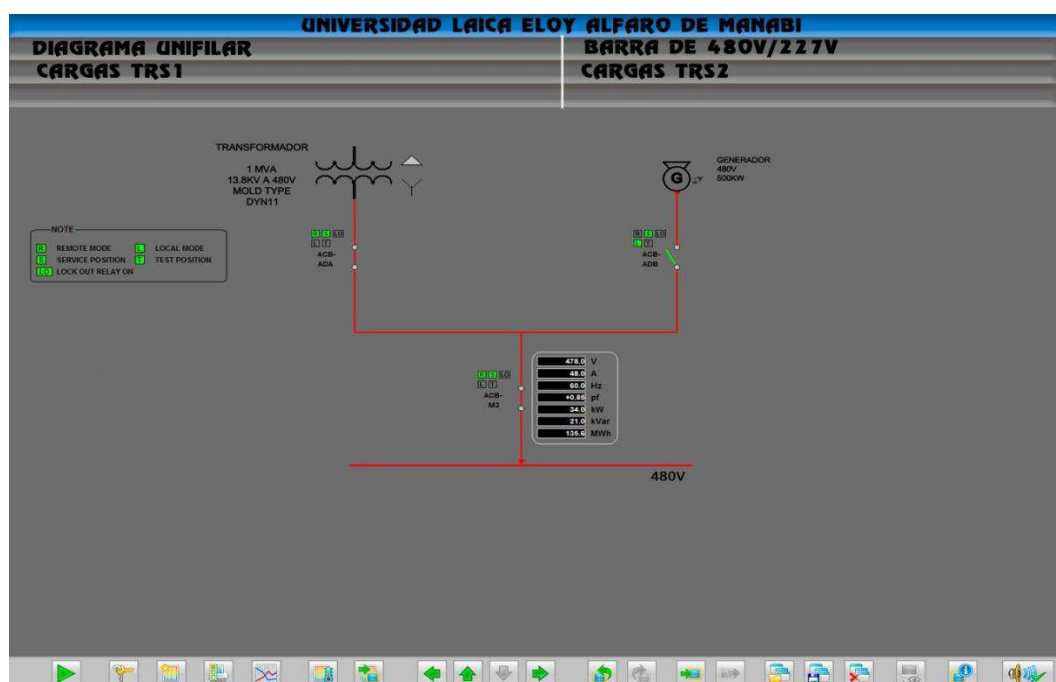
Se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o del autor del programa.

Necesitamos comunicarnos vía red, por medio de un software scada que realicen el envío de datos hacia una computadora central, esta a su vez será parte de un centro de control y gestión de información.

Para realizar el intercambio de datos entre los dispositivos de campo y la estación central de control y gestión, se requiere un medio de comunicación, existen diversos medios que pueden ser cableados (cable coaxial, fibra óptica, cable telefónico) o no cableados (microondas, ondas de radio, comunicación satelital).

Cada fabricante de equipos para sistemas SCADA emplean diferentes protocolos de comunicación y no existe un estándar para la estructura de los mensajes, en nuestro caso usaremos el protocolo de comunicación MODBUS que nos brindan los interruptor automático Compact NSX de SCHNEIDER ELECTRIC.

Esta figura nos muestra el diagrama unifilar en la pantalla del software scada.



### **8.4.1. Funcionamiento**

Desde un ordenador habiendo instalado el software scada podemos programar y a la vez visualizar el estado de la planta y sus equipos, monitorear y controlar fallas que se puedan dar en el transcurso de una operación.

En esta imagen de un ordenador ya habiendo diseñado los esquemas en el software scada se muestra el transformador, de 1mva, el generador de 500kw con sus respectivos breaker, también nos muestra la barra de 480V con sus respectivos valores de consumo de las cargas.

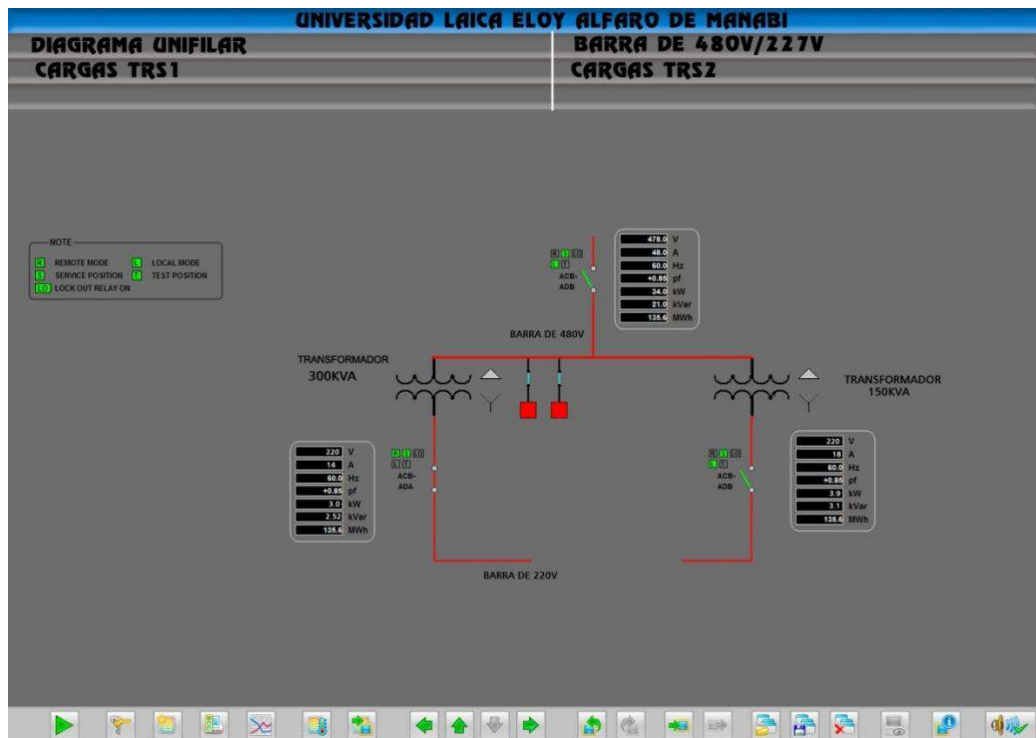
Haciendo clip en las barras superiores de la pantalla podemos elegir el diagrama que queremos visualizar.

Eligiendo en la barra superior de la pantalla, la barra que indica barra de 480V/227V nos muestra esta imagen.

Que se trata de la barra de 480V con sus valores en el recuadro alimentando a dos cargas de 480V q se trata de los equipos de los talleres de mantenimiento eléctricos y mecánicos y a la vez los dos transformadores de 300kva y 150kva respectivamente.

Estos transformadores se encargan se reducir el voltaje de nivel de 480V a niveles de 227V y alimentan a sus cargas antes analizadas.

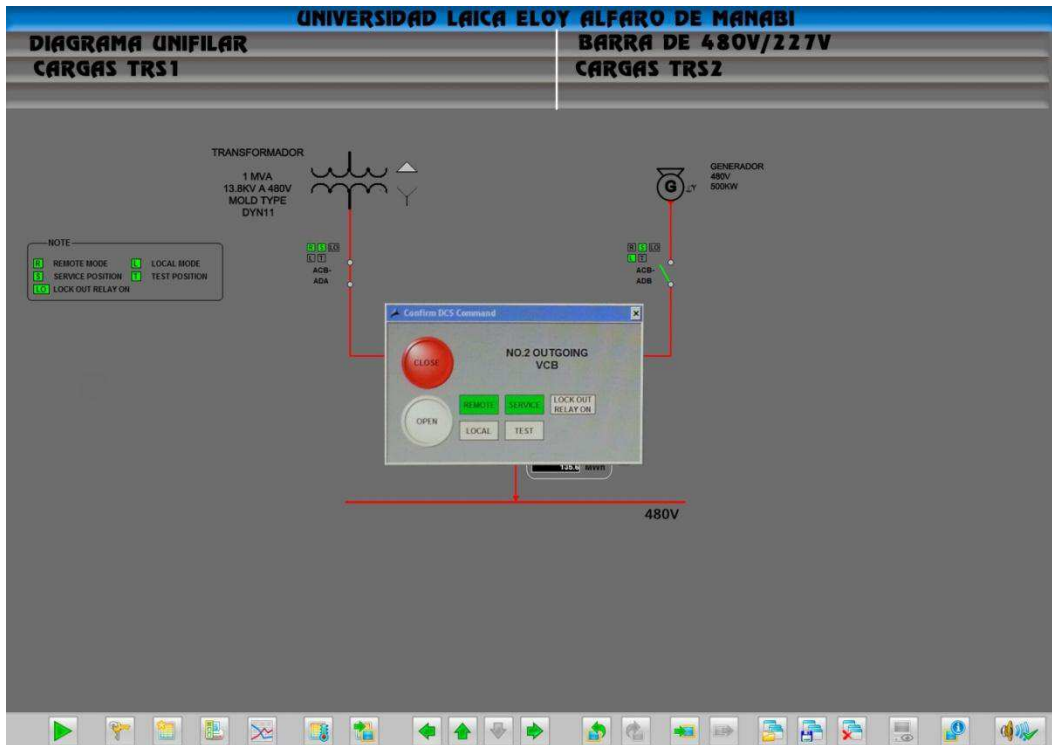
Que se mostraran en los diagramas siguientes.



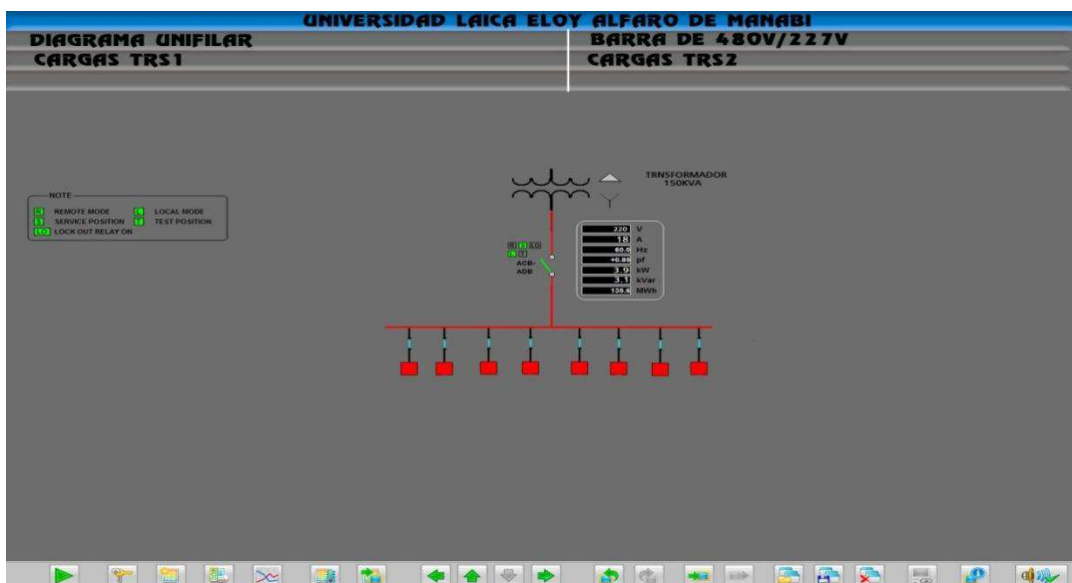
En esta imagen podemos ver que haciendo click en la figura que nos representa a un interruptor se nos abre un cuadro con opciones de closed y open que significan cerrar o abrir el interruptor de forma remota.

También podemos realizar dicha maniobra en forma local esto se logra cambiando de posición remota a local desde el mismo interruptor.

Todos los interruptores van a pueden ser manipulados en forma remota desde nuestro ordenador a través del software scada.

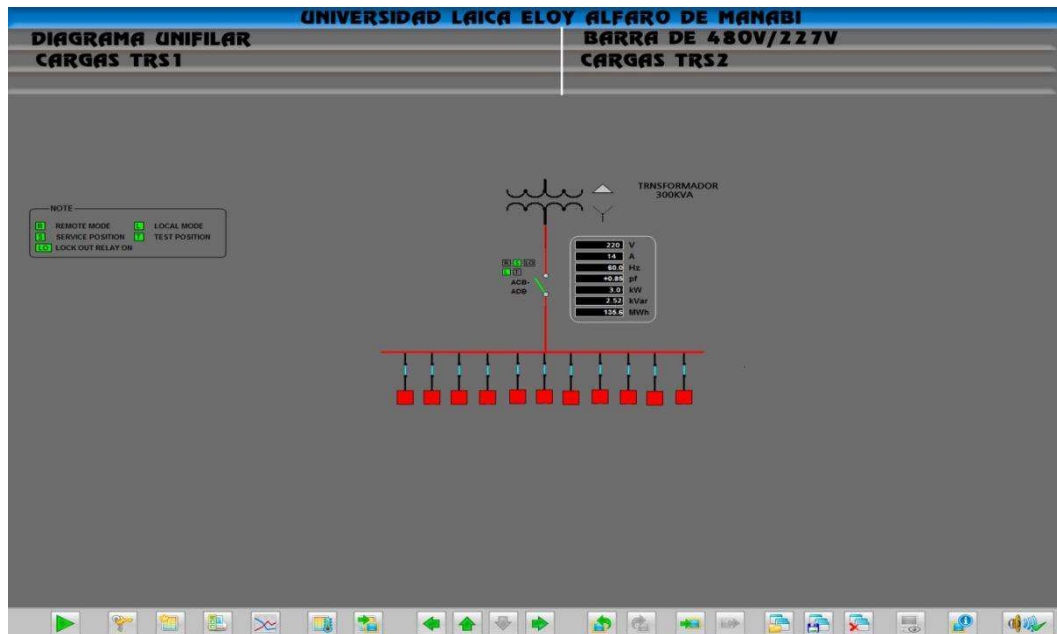


Haciendo click en la barra superior de cargas TRS1 nos muestra esta figura que se trata del transformador de 150kva alimentando a una barra de 227V con el recuadro de los valores de consumo y a la vez sus respectivas cargas.





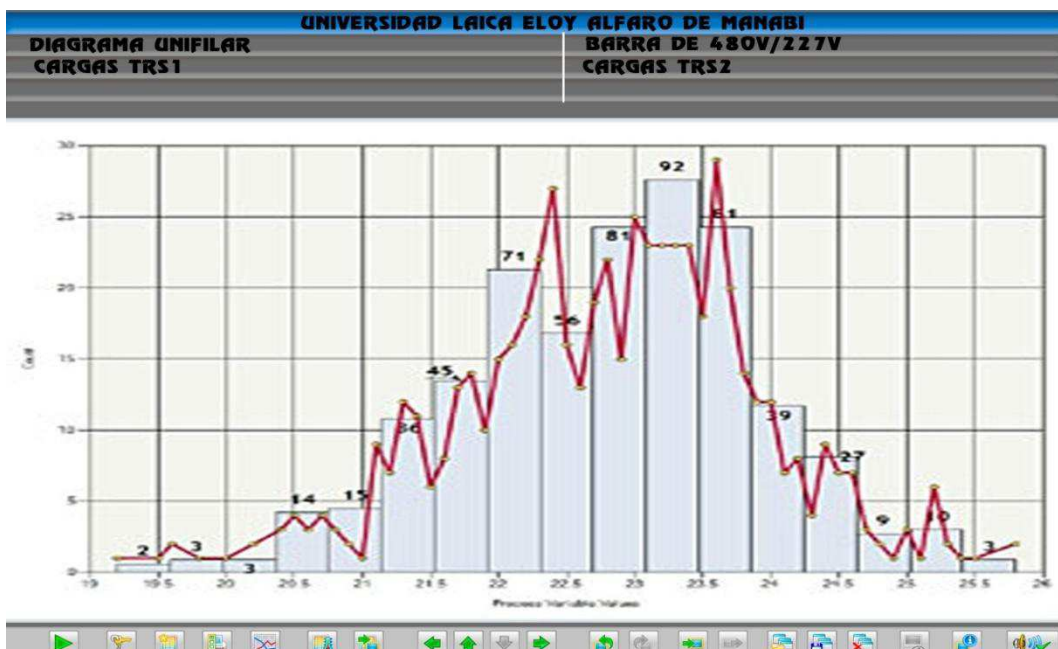
Haciendo click en la barra superior de cargas TRS1 nos muestra esta figura que se trata del transformador de 300kva alimentando a una barra de 227V con el recuadro de los valores de consumo y a la vez sus respectivas cargas.



Haciendo click en el icono de alarmas en la parte inferior de la pantalla podemos visualizar un historial de eventos ocurridos hasta un cierto tiempo según sea la capacidad de almacenamiento de nuestro sistema.

UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE MANABI								
DIAGRAMA UNIFILAR					BARRA DE 480V/227V			
CARGAS TRS1					CARGAS TRS2			
Date	Time	Node	Point Name	Value	State	Pri...	Area	Source
2/12/2010	23:50:06.6	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	OPEN	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:49:44.7	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:49:38.0	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	OPEN	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:49:30.9	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:48:03.3	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	OPEN	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:47:38.2	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:46:18.7	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	OPEN	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:41:17.5	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:36:52.5	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	OPEN	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:35:55.7	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:02:55.9	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	OPEN	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:02:26.1	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:02:04.1	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	OPEN	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	23:01:51.6	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	22:49:49.7	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	OPEN	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	22:49:18.8	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	22:48:52.6	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	OPEN	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/12/2010	22:48:20.0	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/10/2010	20:27:34.1	HLDCADA	BULDG_COMMF1_DI_DCVSTATUS	COMM OK	COS	HI...	BULD...	ALAR!
2/2/2010	18:16:19.8	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	OPEN	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/2/2010	18:15:57.3	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!
2/2/2010	18:15:57.3	HLDCADA	BULDG_F1_DI_VSTS	CLOSED	COS	CR...	BULD...	ALAR!

Haciendo click en el icono de tendencias en la parte inferior de la pantalla podemos visualizar las curvas de diferentes parámetros que queramos elegir.



## **8.5. TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIOS**

De igual manera que en el caso anterior de los breaker principales la lista de breaker secundarios también fueron calculadas con sus cargas respectivas y fueron obviados sus cálculos porque nuestro análisis es la automatización del sistema en cuestión y se muestran en el esquema del diagrama unifilar.

### **8.5.1. TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA TTA-1**

El Tablero de Transferencia Automática **TTA-1**, 480 Voltios, 800 Amperios, trifásico, tendrá dos acometidas eléctricas, una principal proveniente de la planta y otra proveniente de un generador de emergencia de 500 KW, con lo cual, se garantizará el constante fluido eléctrico para los edificios Administrativos y Servicios Generales.

El tablero de transferencia automática de 800 Amp, debe cumplir las normas ANSI y Nema. Tendrá las siguientes características:

MODELO: Full automático, sin requerimiento de fuente externa

CAPACIDAD: 800 Amperios.

NUMERO DE FASES: 3

VOLTAJE: 480 v.

CARCAZA: NEMA 1

### **8.5.2. TABLERO DE DISTRIBUCIÓN SERVICIOS GENERALES TDP-1.**

El Tablero de Distribución Servicios Generales **TDP-1**, de **480 V**, estará compuesto por un interruptor automático Compact NSX de SCHNEIDER ELECTRIC de 3P-800 A regulables, el cual recibe la energía eléctrica principal proveniente del transformador de principal de 1MVA.

El tablero de Distribución Principal **TDP-1**, 480 Voltios, 800 Amperios, trifásico, tiene previsto alimentar a dos transformadores TR-SG3 y TR-SG4 y a las cargas a 480 voltios de los talleres eléctricos y mecánicos.

#### **8.5.3. TABLERO DE DISTRIBUCION TDP-2, 220 -127 V.**

El interruptor automático Compact NSX de SCHEIDER ELECTRIC de 3P-800 A regulables principal del tablero TDP-2 de 3P-800, será alimentado a través del Transformador trifásico TR-SG3 de 300 KVA 480 V/220-120 V; con un alimentador de las siguientes características 4(3 #250 MCM + N #250 MCM) + T #1/0 AWG.

En el Tablero TDP-2 se encuentra un juego de barras de 1000 A, 4 disyuntores 3P-80A, 1 disyuntor de 3P-60 A, 1 disyuntor de 2P-100 A, 1 disyuntor de 3P-400 A regulable, 2 disyuntores de 2P-120 A y 3 disyuntores de 2P-70 A.

#### **8.5.4. TABLERO DE DISTRIBUCION TDP-3, 220-127 V**

El interruptor automático Compact NSX de SCHNEIDER ELECTRIC principal del tablero TDP-3 de 3P-400 A regulable, será alimentado a través del Transformador trifásico TR-SG2 de 150 KVA 480 V/208-120 V; con un alimentador de las siguientes características 2(3 #350MCM + N #350 MCM)+ T #1/0 AWG.

En el Tablero TDP-3 se encuentra un juego de barras de 800 A, 2 disyuntores 3P-80A, 2 disyuntores de 3P-125 A, 2 disyuntores de 3P-70 A, 1 disyuntor de 2P-70 A, 1 disyuntor de 2P-100 A.

#### **A TALL 480 V. ELECTRICO**

Del disyuntor 2 de 3P-50 A, del tablero de distribución TDP – 1 sale un alimentador de las siguientes características 3 #4 + T #10 por una tubería

de PVC de 2", que alimentará al panel de distribución 480 V. del taller mantenimiento eléctrico.

#### **A TALLER MANTENIMIENTO MECANICO 480 V**

Del disyuntor 3 de 3P-100 A, del tablero de distribución TDP – 1 sale un alimentador de las siguientes características 3 #1/0 + T #6 por una tubería de PVC de 3", que alimentará al panel de distribución 480V de taller mantenimiento mecánico.

#### **A LABORATORIO QUIMICO**

Del disyuntor 1 de 3P-80 A, del tablero de distribución TDP – 2 sale un alimentador de las siguientes características 3 #2 AWG + N #2 AWG + T#8AWG, por una tubería de PVC de 2", que alimentará al panel de distribución ubicado en el edificio de Laboratorio Químico.

#### **A LABORATORIO DE INYECTORES**

Del disyuntor 2 de 3P-80 A, del tablero de distribución TDP– 2 sale un alimentador de las siguientes características 3 #2 AWG + N #2 AWG + T#8AWG, por una tubería de PVC de 2", que alimentará al panel de distribución ubicado en el edificio de Laboratorio Inyectores.

#### **A MANTENIMIENTO ELECTRICO.**

Del disyuntor 3 de 3P-80 A, del tablero de distribución TDP – 2 sale un alimentador de las siguientes características 3 #2 AWG + N #2 AWG + T#8AWG, por una tubería de PVC de 2", que alimentará al panel de distribución, ubicado en el taller Mantenimiento Eléctrico.

## **A LABORATORIO QUÍMICO**

Del disyuntor 1 de 3P-80 A, del tablero de distribución TDP – 2 sale un alimentador de las siguientes características 3 #2 AWG + N #2 AWG + T#8AWG, por una tubería de PVC de 2”, que alimentará al panel de distribución ubicado en el edificio de Laboratorio Químico.

## **A LABORATORIO DE INYECTORES**

Del disyuntor 2 de 3P-80 A, del tablero de distribución TDP – 2 sale un alimentador de las siguientes características 3 #2 AWG + N #2 AWG + T#8AWG, por una tubería de PVC de 2”, que alimentará al panel de distribución ubicado en el edificio de Laboratorio Inyectores.

## **A MANTENIMIENTO ELECTRICO.**

Del disyuntor 3 de 3P-80 A, del tablero de distribución TDP – 2 sale un alimentador de las siguientes características 3 #2 AWG + N #2 AWG + T#8AWG, por una tubería de PVC de 2”, que alimentará al panel de distribución, ubicado en el taller Mantenimiento Eléctrico.

## **A BODEGA.**

Del disyuntor 7 de 2P-120 A regulable, del tablero de distribución TDP– 2 sale un alimentador de las siguientes características 2 #1/0 AWG + N#1/0 AWG + T #6 AWG, por una tubería de PVC de 3”, que alimentará al panel de distribución de Bodega.

## **A CUARTO SCI.**

Del disyuntor 8 de 2P-70 A regulable, del tablero de distribución TD P– 2 sale un alimentador de las siguientes características 2 #4 AWG + N #6

AWG + T #8 AWG, por una tubería de PVC de 2", que alimentará al panel de distribución del cuarto de Sistema Contra Incendio (SCI).

#### **A CUARTO MEDICIÓN COMBUSTIBLE.**

Del disyuntor 9 de 2P-80A, del tablero de distribución TDP – 2 sale un alimentador de las siguientes características 2 #2 AWG + N #2 AWG + T#8AWG, por una tubería de PVC de 2", que alimentará al panel de distribución del Cuarto Medición Combustible.

#### **A MEDIDORES ENERGÍA BRUTA.**

Del disyuntor 11 de 2P-70 A, del tablero de distribución TDP – 2 sale un alimentador de las siguientes características 2 #2 AWG + N #2 AWG + T#10AWG, por una tubería de PVC de 2", que alimentará al panel de medición de energía bruta.

#### **A VESTIDORES Y SSHH.**

Del disyuntor 11 de 2P-70 A, del tablero de distribución TDP – 2 sale un alimentador de las siguientes características 2#6 AWG + N #6 AWG + T#10AWG, por una tubería de PVC de 2", que alimentará al panel de Vestidores y SS HH.

#### **A EDIF. ADMINISTRACIÓN**

Del disyuntor 1 de 3P-80 A, del tablero de distribución TDP – 3 sale un alimentador de las siguientes características 3 #2 AWG + N #2 AWG + T#8AWG, por una tubería de PVC de 2", que alimentará al panel de Administración

## **A SUBTABLERO A/C ADMINISTRACIÓN**

Del disyuntor 2 de 3P-125 A, del tablero de distribución TDP – 3 sale un alimentador de las siguientes características 3 #1/0 AWG + N #2 AWG +T #8 AWG, por una tubería de PVC de 2”, que alimentará al panel de aire acondicionado administración.

## **A CUARTO EQUIPOS ELÉCTRICOS 2**

Del disyuntor 8 de 2P-100 A, del tablero de distribución TDP – 3 sale un alimentador de las siguientes características 2 #1/0 AWG + N #1/0 AWG+ T #8 AWG, por una tubería de PVC de 2”, que alimentará tablero de distribución de los equipos eléctricos del cuarto eléctrico # 2.

## **A CONSULTORIO MEDICO**

Del disyuntor 5 de 3P-80A, del tablero de distribución TDP – 3 sale un alimentador de las siguientes características 2 #4 AWG + N #6 AWG + T#8AWG, por una tubería de PVC de 2”, que alimentará al panel de Consultorio Médico (CM).

## **A COMEDOR**

Del disyuntor 6 de 3P-70A, del tablero de distribución TDP – 3 sale un alimentador de las siguientes características 3 #4 AWG + N #6 AWG + T#8AWG, por una tubería de PVC de 2”, que alimentará al panel de Comedor.

## **A SUBTABLERO A/C COMEDOR**

Del disyuntor 7 de 3P-125A, del tablero de distribución TDP – 3 sale un alimentador de las siguientes características 3 #1/0 AWG + N #4 AWG +T



#6 AWG, por una tubería de PVC de 3", que alimentará al aire acondicionado del comedor.

#### **8.5.5. GENERADOR DE EMERGENCIA**

Se ha considerado un generador Stand By de 480/277 V, 60 Hz trifásicos de 500 KW. Este Generador suplirá las cargas de los edificios y demás servicios generales, al momento de ocurrir algún problema de suministro por parte de la barra de 13.8 KV de la planta q está siendo objeto de nuestro estudio.

Las características Técnicas Completas del generador se indican en la Memoria de Especificaciones Técnicas, en el documento adjunto.

Se ha considerado un generador tipo abierto **STAND BY** de 500 KW480/277 V, 60 Hz trifásicos. Alimentará la cargas del Tablero de Distribución TDP-1, pasando por la transferencia TTA 1.

Los fabricantes deben asegurar el buen funcionamiento del sistema y del equipo tomando como base la lista de cargas suministrada.

- Tipo 4 polos campo giratorio
- Tipo de excitador Sin escobillas con imán
- Permanente
- Regulador de voltaje Estado Sólido
- Aislamiento NEMA MG1-1.66
- Material clase H
- Aumento de la temperatura 130°C reserva
- Cojinete número, tipo 1, sellado
- Acoplamiento Disco flexible
- Regulación de voltaje desde
- Carga cero hasta Plena carga menos de +/- 1%

- Aceptación de carga de un paso según NFPA 110 100% del valor nominal
- Arranque: Remoto o local. Automático.

Combustible diésel, regulador de velocidad electrónico, turbo cargado, escape tipo residencial, 24 voltios dc arranque, con baterías, con aisladores de vibración; panel de control digital.

Como funciones básicas el sistema debe tener lo siguiente:

1. Cuando el sistema eléctrico general no suministre energía eléctrica a los edificios, debe generarse una señal que ordene el arranque del generador.
2. El equipo debe suministrarse con las alarmas necesarias para conocer la falla de uno de los procesos y todos los elementos del control necesarios para una operación confiable y segura.
3. Reloj ejercitador para arranques periódicos.
4. Mantenedor de baterías.

#### **8.5.6. TRANSFORMADORES TRIFASICOS, 480 V / 220 – 127 V.**

Las características de los transformadores denominados TR-SG2 Y TR-SG3 para bajar el voltaje de 480 Voltios a 220 Voltios son las siguientes:

##### **1. “TR-SG2”=**

Capacidad: 150 KVA

Voltaje primario 480 V

Voltaje secundario 220/127 V

Fases 3

Frecuencia 60 Hz

Conexión Delta-Estrella (neutro accesible)

Taps +2x2.5%, - 4 x 2.5%

Tipo seco.

## 2. “**TR-SG3**”=

Capacidad: 300 KVA

Voltaje primario 480 V

Voltaje secundario 220/127 V

Fases 3

Frecuencia 60 Hz

Conexión Delta-Estrella (neutro accesible)

Taps +2x2.5%, - 4 x 2.5%

Tipo seco.

## 8.6. ACOMETIDAS ELÉCTRICAS.

Desde el TRS de 1MVA, nacerá un alimentador de fuente principal hasta el tablero de transferencia automática TTA1, de 800 amperios de capacidad. Este alimentador será de 4 ternas cable 4/0 de cobre, THHN + T 1/0, en bandeja.

De la barra de carga del TTA1 se alimentará al tablero TDP 1, con un alimentador de 4 ternas de cable 4/0 THHN + T 1/0, en bandeja.

Desde el tablero TDP1 se alimentará a 4 cargas, a un nivel de 480 voltios, a saber: transformador **TR-SG3 de 300 KVA**, mediante alimentador doble terna 250 MCM cobre THHN + T 1/0, en bandeja, Tablero TD Taller Eléctrico, mediante alimentador 3#4 cobre TTU + T # 8 en ducto subterráneo, al tablero TD Taller Mecánico, mediante alimentador 3# 1/0 cobre TTU + T # 8 en ducto subterráneo, y al transformador **TR – SG2 de 150 KVA**, mediante alimentador doble terna 4/0 cobre TTU + T # 2, en ducto subterráneo.

Desde el secundario del transformador **TR – SG2 de 150 KVA**, se dará servicio de 127/220 voltios al tablero de distribución principal de 220 voltios TDP-3, con una acometida formada por 2x3#250 MCM + 2N#250 MCM +T#1/0 AWG, cobre con aislamiento THHN, 600 V, en bandeja.

A su vez, desde el tablero TDP 3, a través de varios sub alimentadores subterráneos (cuyos calibres y diámetros se observan en planos), se dará servicio a 127/220 voltios a los diversos edificios del área administrativa, y al sub tablero de servicio a computadoras. Se dejará previsto facilidades para instalar a futuro un UPS general de respaldo ininterrumpido a dichos ordenadores.

Desde el secundario del transformador **TR-SG3 de 300 KVA**, se dará servicio de 127/220 voltios al sub tablero de distribución TDP- 2, con una acometida formada por 4x3#250 MCM + 4N#250 MCM; +T#1/0 AWG, cobre, con aislamiento THHN, 600 V, en bandeja.

A su vez, desde el tablero TDP- 2, a través de varios sub alimentadores subterráneos (cuyos calibres y diámetros se observan en planos), se dará servicio a 127/220 voltios, a los diversos edificios del área de talleres y laboratorios, al edificio técnico de control de combustible y a los tableros de medición bruta.

### **8.6.1. CIRCUITOS DERIVADOS**

Tomando en consideración las necesidades de iluminación y tomacorrientes por áreas y por cada tipo de edificación, se han ubicado los puntos de alumbrado y tomacorrientes, y a partir de estos se ha diseñado la cantidad de circuitos derivados, teniendo como estándar circuitos de 20 amperios para alumbrado y tomacorrientes, excepto los puntos especiales cuyas demandas específicas, están consideradas en nuestro cálculo general de demanda.

El número de puntos para cada uno de los servicios consta indicado en los planos y planillas de circuitos.

### **8.6.2. PANELES DE DISTRIBUCIÓN**

Reciben los sub alimentadores y distribuyen la energía eléctrica a los circuitos derivados de alumbrado y tomacorrientes y de servicios especiales, a través de breaker de protección, tipo enchufables.

En el diagrama unifilar se indica todos los paneles de distribución considerados en este sistema.

### **8.6.3. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

Todas las canalizaciones y tuberías metálicas de conductores y equipos serán puestas a tierra.

Los neutros de los sistemas 127/220 voltios, serán puestos a tierra únicamente en el transformador de origen.

Para el efecto, se instalarán chicotes de aterrizamiento que provienen desde la malla general de tierra de la planta.

### **8.6.4. CONDUCTORES**

Los conductores serán de cobre electrolítico con aislamiento para 600 V. tipo THHN para tramos no subterráneos, y TTU para tramos subterráneos. Se usará en lo posible, diferentes colores para cada fase y se reservará el color blanco para el conductor neutro y el color verde para los conductores a tierra.

No se aceptarán empalmes de ningún tipo, se deberán utilizar las terminaciones apropiadas para el tipo de aislamiento y calibre del conductor de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Antes de pasar los conductores se deberá limpiar y secar la humedad en el interior de las tuberías y verificar que las cajas sean de las dimensiones apropiadas y brinden las seguridades del caso para evitar daños. Las cajas y sus respectivas tapas deben estar construidas de acuerdo a lo indicado en los planos respectivos y deberán evitar el ingreso de agua. Para pasar los conductores se deberán utilizar lubricantes y el equipo apropiados para evitar deterioro del aislamiento.

Después de pasar los conductores estos deberán ser sellados en las puntas para evitar el ingreso de humedad al interior del aislamiento.

## Conclusión

El uso de la tecnología permitirá a las personas automatizar realizar sus actividades de manera más rápida, precisa, además de brindar mayor seguridad en hogares, industrias y cualquier lugar en que dichas máquinas se deseen usar.

De igual forma, en el presente trabajo se demostró los beneficios que implica automatizar máquinas y procesos industriales, ya que los ingenieros buscan potencializar las actividades humanas por medio de las máquinas inteligentes y los resultados hasta ahora se han visto reflejados de una manera positiva.

De igual forma, como ya sabemos la tecnología día a día se va haciendo parte fundamental de la vida humana, sin embargo, aún faltan muchos procesos por automatizar. Existe un sinnúmero de cosas que facilitarán en varios sectores las labores humanas, e incluso en algunos trabajos disminuirá el riesgo al que estos se puedan enfrentar, tan solo es cuestión de tiempo para conseguirlo.

Por lo anterior mencionado, el hombre ha creado una dependencia mutua hacia la tecnología, por lo que para poder seguir desarrollándose a sí mismo en distintos ámbitos, necesita de ella y sus avances.

Por último agregar que tan solo debemos darle entrada a la tecnología en nuestra sociedad, para así permitir un desarrollo más fácil, rápido y eficaz.

## **Recomendaciones**

Se propone utilizar este tipo de sistema en diferente área como: la automatización de una subestación de baja tensión, la automatización de una planta de procesos etc.

Se recomienda para implementar estos equipos, sistemas especiales con puerto de comunicación o redes que se enlacen entre si y que sean compatibles.

En nuestro proyecto utilizamos breaker electrónico compact nsx, este tipo de breaker nos ayuda a dar algunas lecturas como voltaje, amperaje, frecuencia, potencia entre otros.

Se propone colocar los dispositivos de protección en puntos estratégicos para que la señal de falla sea más precisa y así poder identificar y visualizar el lugar exacto del error.

Para realizar este trabajo se recomienda no improvisar con persona que no estén capacitadas y familiarizadas con este tipo de sistema, si no contar con el apoyo de un profesional.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Rusell Mason, General Electric, The Art Science of ProtectiveRelaying.2002.
  2. Referente Book, ABB, Electrical Transmisión Distribution.
  3. University of Waterloo, ComputerSimulation Of PowerSystems. 1999.
  4. Villavicencio Luis. Optimización de los Alimentadores primarios de distribución. Quito 2001. "Tesis Escuela Politécnica Nacional" Msc. Frías Francisco. Protecciones Eléctricas en sistemas Industriales.
  5. John J Grainger. Análisis de Sistema de Potencia. Primera edición en español. 1996. México SA.
- Brand Luis. Protecciones de Sistemas Eléctricos. Quito 1976.
  - Burbano P. Protección y Coordinación Contra Cortocircuito. Quito 1968.
  - SIPROTEC 4, Multifuncional, ProtectiveRelaywith Local Control. Manual.
  - Manual de Software DIGSI.
  - Morales Raúl. Protección Digital de Sobrecorriente Falla a Tierra. "Tesis Escuela Politécnica Nacional"
  - García Julio. "Confiabilidad del Sistema De Coordinación de Protecciones.
  - Distribución Subestación Vicentina.
  - <http://es.wikipedia.org/wiki/IngenierElectric>.
  - SERCONEL CIA. LTA. Estudio de Coordinación de Protecciones. 2006.
  - Dr. Corrales Luis. "Redes Industriales Digitales" 2004.
  - SIEMENS SA Productos Eléctricos Industriales. Lista de precios.2007.
  - Apuntes cuaderno de Evaluación de Proyectos. Ing. Casco. 2007.

# **Anexos**

