

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE
TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO
DEL IMSS DE LA RED DEL PAÍS”

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO “ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO”

PRESENTA:

“GONZÁLEZ HERNÁNDEZ JOSÉ MANUEL”



DIRECTOR DE TESIS

ING. JESÚS FRANCO ORTEGA

Es difícil nombrar a todas las personas que me apoyaron durante este tiempo

A mi hermano Ricardo González Hernández que fue el primero en motivar este sueño

A las siguientes personas que agradezco haberlas encontrado en el preciso instante cuando más hacían falta y que incondicionalmente siempre me brindaron todo su apoyo durante mucho tiempo y que les cause dolores de cabeza inevitables.

Sr. Gabriel Zaens
Sra. Blanca Estela Robles Guzmán
Sra. Flor Luján Guerra
Sra. María
David
Alberto

A mis familiares

Javier Valverde Zaragoza
Oscar Valverde Zaragoza
Carlos Valverde Zaragoza
Víctor Hugo González Palacios
Socorro Alvarado
Irma González Palacios
José Luis Jiménez

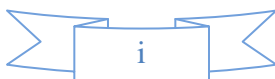
A mis padres

Mario González Palacios
Eva Guadalupe Hernández Martínez

Mis hermanos
Annabel González Hernández
Juan Antonio González Hernández

Al excelente jurado

Ing. José Enrique Larios Canalé
Ing. Jesús Franco Ortega
Ing. Cesar Maximiliano López Portillo Alcerreca
M.I. Aurelio Adolfo Millán Nájera
Ing. Joaquín Jorge Téllez Lendech



A mi esposa e hijos que aun habitan en mis sueños.

A mi director de tesis el Ing. Jesús Franco Ortega que me dio la oportunidad de culminar esta grandiosa etapa de mi vida para empezar otra.

A mis compañeros de la facultad que por azares del destino estábamos destinados a ser hermanos y que siempre compartimos el conocimiento sin envidias ni ataduras, día a día nuestros rostros velados reflejaban la batalla diaria y nocturna entre libros, teoremas, rayones, borrones de hojas y proyectos. Y como buenos guerreros siempre levantábamos al caído. a todos ellos que ahora sabemos que juntos codo a codo somos mucho más que dos.

A Sabines por haberme hecho comprender a la luna, a la que todavía cantan los gitanos, y la cual es buena como hipnótico y sedante y también alivia a los que se han intoxicado de matemáticas y de ingeniería. Y por saber que un pedazo de luna en el bolsillo es mejor amuleto que la pata de conejo.

A la universidad por darme la oportunidad de vivir una etapa muy padre de mi vida, que nunca olvidare y conocer excelentes personas. Por esa oportunidad del conocimiento y el libre albedrio. El conocimiento no solo ingenieril si no también humanístico y cultural. Hacerme un hombre de bien y entender que para hacer funcionar las estrellas solo es necesario apretar el botón azul.

INDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1.....	3
1.- OBJETIVO DE LA PROPUESTA.....	3
1.2.- DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	4
CAPÍTULO 2.....	6
2.- CLASES DE SERVICIO DE ALIMENTACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA.....	6
2.1.- TIPOS DE SAI (UPS).....	14
2.2.- NIVELES DE INMUNIDAD A LAS FALLAS.....	15
CAPÍTULO 3.....	33
3.- ESPECIFICACIONES Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	33
3.1.- DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES ÁREAS DE LA UNIDAD HOSPITALARIA TIPO (UHT).....	33
3.2.- CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	35
3.3.- CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE EMERGENCIA.....	36
3.4.- CÁLCULOS Y DEFINICIÓN DE PARÁMETROS.....	38
3.5.- ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO.....	41
3.6.- ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TIERRAS	43
CAPÍTULO 4.....	45
4.- CARACTERÍSTICAS DEL GRUPO ELECTRÓGENO.....	45
4.1.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	45
4.2.- ELEMENTOS AUXILIARES DEL EQUIPO GENERADOR.....	48
4.3.- DESCRIPCIÓN DEL CONTROL ELECTRÓNICO MODELO DALE3100.....	56
4.3.1.- MODOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	57
4.4.- CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES PRINCIPALES DE UPS....	58
CAPÍTULO 5.....	61
5.- RECOMENDACIONES, MEJORAS OPERATIVAS Y DE MANTENIMIENTO.....	61
5.1- CONTROL Y MONITOREO DE INTERRUPTORES CON PLC.....	61
5.1.1- MODO DE OPERACIÓN DEL PROGRAMA.....	67
5.2.- PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.....	69
5.2.1-- ETAPA DE PLANEAMIENTO DEL MANTENIMIENTO.....	71
NEXOS CAPÍTULO 3.....	84
NEXOS CAPÍTULO 4.....	121
NEXO ESTIMADO DE LA INSTALACION.....	128
PLANOS.....	129

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1A.- SINCRONÍA ABIERTA.....	10
FIGURA 1B.- SINCRONÍA ABIERTA.....	11
FIGURA 1.- SINCRONÍA CERRADA MOMENTÁNEA.....	11
FIGURA 3A.- SINCRONÍA CERRADA CON CARGA SUAVE.....	12
FIGURA 3B.- SINCRONÍA CERRADA CON CARGA SUAVE.....	12
FIGURA 4A.- TRANSICIÓN CERRADA EN PARALELISMO EXTENDIDO	13
FIGURA 4B.- TRANSICIÓN CERRADA EN PARALELISMO EXTENDIDO	14
FIGURA 5 – CONFIGURACIÓN UPS “DE CAPACIDAD” DE UN SOLO MÓDULO.....	17
FIGURA 6 – CONFIGURACIÓN DE UPS REDUNDANTE AISLADA.....	20
FIGURA 2.– CONFIGURACIÓN DE UPS PARALELA REDUNDANTE (N+1)	23
FIGURA 3 – CONFIGURACIÓN DE UPS REDUNDANTE DISTRIBUIDA “CATCHER.....	24
FIGURA 4. – CONFIGURACIÓN DE UPS REDUNDANTE DISTRIBUIDA..	25
FIGURA 5. – CONFIGURACIÓN DE UPS 2(N+1).....	28
FIGURA 6.- DIAGRAMA DE BLOQUES HOSPITAL.....	31
FIGURA 7.- DIAGRAMA DE BLOQUES ELÉCTRICO DEL SISTEMA HOSPITALARIO.....	36
FIGURA 8.- GRUPO ELECTRÓGENO.....	45
FIGURA 9.- GENERADOR.....	46
FIGURA 10.- MOTOR DIESEL.....	47
FIGURA 11.- BLOQUES DEL GENERADOR Y EL AVR.....	48
FIGURA 12.- TRANSVERSAL DEL GENERADOR STAMFORD.....	49
FIGURA 13.- CONJUNTO RECTIFICADOR GIRATORIO.....	50
FIGURA 14.- REAL DEL CONJUNTO, RECTIFICADOR GIRATORIO.....	51
FIGURA 15.- AVR CONECTADO AL GENERADOR.....	52
FIGURA 16.- SISTEMAS PRINCIPALES DEL MOTOR.....	53
FIGURA 17.- SENSOR DE PRESIÓN.....	53
FIGURA 18.- SENSOR DE TEMPERATURA.....	54
FIGURA 19.- SENSOR DE NIVEL DE AGUA.....	54
FIGURA 20.- SISTEMA DE GOBERNACIÓN.....	55
FIGURA 21.- ACTUADOR.....	55
FIGURA 22.- PICK-UP.....	55
FIGURA 23.- DEL TABLERO DE CONTROL DALE3100.....	58
FIGURA 24.- UPS.....	58
FIGURA 25.- EL PLC CUENTA CON LENGUAJES DE PROGRAMACIÓN	62

INDICE TABLAS

TABLA 1.– ESCALA DE DISPONIBILIDAD PARA CONFIGURACIONES UPS.....	15
TABLA 2. – CONFIGURACIONES N+1.....	22

INTRODUCCIÓN

Ante la necesidad de resolver las complejas situaciones de salud de la población, entre las cuales podemos hacer énfasis en el incremento de las enfermedades crónicas y degenerativas, de problemas asociados a la industrialización y urbanización, de la prevalencia de enfermedades asociadas a la pobreza y de la insuficiencia de recursos para satisfacer la creciente demanda, México requiere de importantes transformaciones en el sistema de salud para responder a los retos presentes y futuros.

Por lo tanto, en los hospitales no es posible sustentar el derecho a la salud si no se garantiza a la población que los servicios hospitalarios sean de buena calidad, ello significa ofrecer a los pacientes los mayores beneficios posibles con los menores riesgos para su salud y su vida.

Para que los hospitales proporcionen su servicio con la calidad y la seguridad requerida a su pacientes y a los propios integrantes de los equipos de salud, es necesario que cumplan con requisitos mínimos en la infraestructura, y en las instalaciones físicas, eléctricas, y del equipo de respaldo que garantice la seguridad eléctrica en aquellas áreas de uso médico que así lo precisen con el objeto de evitar interrupciones de suministro innecesarias, es decir, garantizar la continuidad del suministro eléctrico, mediante el análisis y el dimensionamiento del equipo de respaldo de energía asociado

Los equipos de respaldo de energía son sumamente importantes en el funcionamiento básico del hospital, por lo tanto debe no sólo adaptarse a las características de la red sino cumplir, además, con todas las exigencias de los sistemas hospitalarios.

Lo anterior se logra convirtiendo las tensiones de la red (o el equipo que la reemplaza en casos de emergencia) en tensiones adecuadas a la alimentación de dichos sistemas respetando, especialmente, sus exigencias en lo referente a niveles, tolerancias, purezas, etc.

Ante fallas de la red (por ejemplo cortes del suministro) o de la propia fuente de alimentación, es necesario adoptar las medidas dirigidas a preservar la seguridad del servicio.

El propósito de este trabajo de tesis es realizar un análisis y proponer mejoras en los sistemas de emergencia para alimentación eléctrica implementados en las Unidades "Tipo" Hospitalarias del IMSS donde es indispensable la continuidad y la seguridad en la alimentación eléctrica, debido a que en situaciones de falla del

suministro de energía eléctrica esta contingencia representa un riesgo latente para los individuos que están en tratamiento o bien, en condiciones delicadas y/o en manipulaciones o intervenciones dentro de los quirófanos.

Es decir, en un caso extremo la vida de los pacientes y usuarios está en riesgo directa o indirectamente en casos de una falla eléctrica prolongada, por ello definir e implementar el equipamiento que controlará el suministro eléctrico para el acondicionamiento de la energía de manera ininterrumpida para cargas críticas, es una necesidad y se debe contemplar de manera específica en los distintos proyectos eléctricos de los centros hospitalarios.

Se sabe que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) normalmente proporciona la alimentación eléctrica con cierto grado de continuidad y confiabilidad, pero esto no está 100% garantizado, por ello, en el caso de una falla generalizada debe estar contemplada y considerada esta situación en el diseño de las instalaciones eléctricas.

El carácter especial de los sitios de gran concentración humana y en específico, los hospitales, obliga a poner especial interés a los ingenieros de proyecto y contemplar soluciones con la mejor tecnología disponible para proponer esquemas de alimentación eléctrica que garanticen la no interrupción de la alimentación eléctrica a sus cargas críticas definidas. Como lo son: salas de emergencia, quirófanos, alumbrado en pasillos de salidas de emergencia y centros de comunicación y cómputo, entre otros.

Por lo antes expuesto no solamente debe considerarse el caso de la implantación de los sistemas de emergencia de respaldo con la mejor tecnología disponible, sino que se deberá de ir más allá, considerando también un riguroso plan de chequeo y de un constante entrenamiento de los operadores, así como el seguir un adecuado plan de mantenimiento, lo cual forma parte de este trabajo.

El trabajo estará regido por las distintas regulaciones oficiales, tales como la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica.

CAPÍTULO 1

1. OBJETIVO DE LA PROPUESTA:

Analizar las ventajas y los principales esquemas para la operación de un conjunto de transferencia automática mediante la implementación de un sistema denominado grupo electrógeno, con respaldo estos elementos se denominan:

SAIs o UPSs (las primeras siglas en español; las segundas en inglés)

SAI: Sistema de alimentación ininterrumpida.

UPS: Interrumpible Power Supply. (Fuente de Poder Ininterrumpida, para su uso en centros hospitalarios.

Definir el equipamiento que controlará el suministro eléctrico para el acondicionamiento de la energía de manera ininterrumpida para cargas críticas, las cuales en caso de pérdida de tensión en la acometida de CFE, se pueda garantizar la ininterrumpibilidad de la alimentación eléctrica de ellas y que al producirse una falla se posibilite al arranque del grupo electrógeno y del sistema UPS que alimenta los sistemas de emergencia seleccionados para estos casos.

Hacer un análisis de la instalación eléctrica para las áreas médicas y de servicios generales; el cual pueda satisfacer óptimamente las necesidades del inmueble de una forma segura y confiable.

Calcular las redes generales para definir alimentadores eléctricos de los tableros de distribución propios de cada nivel, de los tableros sub-generales, así como el cálculo y selección de transformadores, planta generadora de energía eléctrica y UPS.

Proponer mejoras del sistema como es el caso de un mini control supervisor de alarmas del sistema de emergencia basado en un PLC S7200

CPU 224XP

- La CPU de alta potencia
- Con 24 entradas/salidas digitales y 3 analógicas integradas.
- Ampliable con hasta un máx. de 7 módulos de ampliación.

Que nos permitirá revisar el estado de los interruptores en los tableros de emergencia mediante una luz indicadora y una alarma sonora indicando el estado de uno o más interruptores, con lo cual podemos disminuir el tiempo en atender la falla en dichos componentes.

Finalmente, se propone las buenas prácticas para el mantenimiento del sistema en su conjunto. Esto con la finalidad de disminuir el riesgo no sólo por ausencia de energía eléctrica, sólo por parte de la red comercial sino también por algún mal mantenimiento periódico del equipo o mala operación de este, y a la vez con el levantamiento de la información de los equipos capacitar a los operarios y disminuir el riesgo por error humano.

1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Las instalaciones electromecánicas en los hospitales son cada vez más complejas, al mismo tiempo que los usuarios directos son más exigentes en la calidad de sus prestaciones y los administradores son más acuciosos en los temas presupuestales, entonces estamos en la disyuntiva de buscar la mejor solución al mejor costo sin arriesgar la seguridad, este es el reto de los ingenieros de diseño en este tipo de instalaciones, lo cual es el propósito del presente trabajo que es el de análisis y fijar los principales aspectos al diseñar estos sistemas vigilando la normatividad existente, mediante el análisis de un caso de unidad de segundo nivel de atención donde se definirán las principales recomendaciones y buenas prácticas de diseño para el sistema de emergencia estudiado.

Los niveles de atención médica en los hospitales del IMSS son:

I. Primer nivel de atención.- Lo constituyen las unidades de medicina familiar en donde se otorgan servicios de salud integrales y continuos al individuo y su familia. Es el sitio de entrada al sistema institucional.

II. Segundo nivel de atención.- Corresponde a los hospitales generales de subzona, zona o región en donde se atiende a los pacientes, remitidos por los servicios del primer nivel de atención, que requieren procedimientos diagnósticos, terapéuticos y de rehabilitación.

III. Tercer nivel de atención.- Es la red de hospitales de alta tecnología y máxima resolución diagnóstica-terapéutica. En ellos se atiende a los pacientes que los hospitales de segundo nivel de atención remiten.

En este análisis también está en juego el servicio de mantenimiento que debe atender dichas exigencias y debe responder de la fiabilidad de los servicios técnicos, sabemos que la tecnología ha avanzado espectacularmente, pero también se tiene la disyuntiva de que son más elementos que pueden fallar; mantener, como su nombre indica, tiene como objetivo conservar operativa la

función del sistema evitando las fallas y en caso que ésta se produjera, el reto es evitar sus consecuencias en la mejor opción de costo.

En este caso estamos ante la propuesta de un programa de mantenimiento centrado en la fiabilidad en el cual es fundamental llevar a cabo un buen análisis de fallas.

Por ejemplo, fallas que afecta a la salud, la seguridad o el medio ambiente, fallas que se valoran por las consecuencias de detener la función, fallas que puedan causar daños de consideración a los equipos o fallas sin consecuencias sensibles o fáciles de solucionar. El análisis de fallas tiene importancia en el diseño de los servicios (para nuestro caso de sistemas de emergencia eléctrica) porque debemos decidir la política de mantenimiento, el programa y la estrategia para centrarnos en una fiabilidad óptima, desde la fase de proyecto, aplicando en cada caso la estrategia idónea con análisis de su valor y de su costo.

En tal caso estaremos en condiciones de intentar evitar la falla mediante unas calidades potenciadas que mejoren la fiabilidad del sistema, y otra opción sería la de admitir la inevitable falla y evitar sus consecuencias mediante redundancias.

Por lo que si el mantenimiento debe centrarse en la fiabilidad, su éxito va a depender, en gran parte, de la buena selección de equipos, materiales y del adecuado diseño de los sistemas en la fase de este análisis.

En las unidades hospitalarias destinadas al cuidado y atención de la salud, en nuestro caso referido a la unidad hospitalaria tipo IMSS de segundo nivel de atención por su naturaleza, se tienen servicios cuyo funcionamiento es muy importante e indispensable en cuanto a su continuidad y seguridad en la alimentación eléctrica por lo que en caso de una falla del suministro de energía eléctrica, esta contingencia representa un riesgo latente para los individuos que están en tratamiento o bien en condiciones delicadas y/o en manipulaciones o intervenciones dentro de los quirófanos.

Es decir en un caso extremo, la vida de los pacientes y usuarios está en riesgo directa o indirectamente en casos de una falla eléctrica prolongada.

Por ello definir e implementar el equipamiento que controlará el suministro eléctrico para el acondicionamiento de la energía de manera ininterrumpida para cargas críticas es una necesidad y se debe contemplar de manera específica en los distintos proyectos eléctricos de los centros hospitalarios.

CAPÍTULO 2

2.- CLASES DE SERVICIO DE ALIMENTACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

Los equipos de respaldo de energía son sumamente importantes en el funcionamiento básico del hospital, por lo tanto debe, no sólo adaptarse a las características de la red, sino cumplir, además, con todas las exigencias de los sistemas hospitalarios y de sus acumuladores de energía (baterías). Ello se logra convirtiendo las tensiones de la red (o el equipo que reemplaza) en tensiones adecuadas a la alimentación de dichos sistemas, respetando, especialmente, sus exigencias en lo referente a niveles, tolerancias, purezas, etc.

Ante fallas de la red (por ejemplo cortes del suministro) o de la propia fuente de alimentación es necesario adoptar las medidas dirigidas a preservar la seguridad del servicio.

Las fuentes de alimentación se diferencian por:

- La clase del sistema de alimentación
- La clase de regulación y la técnica de los diferentes equipos, módulos e instalaciones.

He aquí importantes puntos de vista concernientes a los equipos electrógenos y UPS:

- Debe mantener las respectivas tolerancias de la tensión de alimentación a los equipos cuando:
 - Varía la carga entre vacío y nominal.
 - Se produce sobrecargas instantáneas.
 - Varía la tensión de la red.
 - Varía la frecuencia de la red.
- Debe mantener la tensión alterna dentro de los valores establecidos por los reglamentos (o sea que no se podrá exceder los valores límite de las tensiones alternas superpuestas).
- Debe evitar, en todo lo posible, las interrupciones del suministro de energía.
- Debe poseer suficientes elementos de supervisión, protección, limitación y señalización.
- Debe ser fácilmente ampliable.
- Debe resultar rentable.
- Debe ser de redundancias dimensiones y poco peso.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

- Debe resultar fácil su montaje y mantenimiento.

Un equipo electrógeno es aquel que mueve un generador de electricidad a través de un motor de combustión interna. Los grupos electrógenos más usados son aquellos en los cuales el generador (alternador) es accionado por un motor ya sea diesel, gasolina o gas. En grupos electrógenos de pequeñas potencias es común encontrar motores a gasolina, así como en altas potencias se emplean motores a gas y en un nivel intermedio de potencia son empleados comúnmente los motores diesel.

Entre algunas clasificaciones de los grupos electrógenos, tipos de transferencia y retransferencia existen:

a) De acuerdo al tipo de combustible:

- Con motor a gas (LP) o natural.
- Con motor a gasolina.
- Con motor a diesel.
- Sistema bifuel (diesel/gas).

b) De acuerdo a su instalación.

- Estacionarias.
- Móviles.

c) Por su operación.

- Manual.
- Semiautomática
- Automática (ATS) Interruptor de transferencia automática (Automatic Transfer Switch)
- Automática sincronía

d) Por su aplicación.

- Continuo.

- “Stand-by” o “emergency” (preparado para una emergencia).

Los grupos electrógenos para servicio continuo:

Se aplican en aquellos lugares en donde no hay energía eléctrica por parte de la compañía suministradora de este tipo (CFE), o bien en donde es indispensable una continuidad estricta, tales como: en una radiotransmisora, un centro de cómputo, etc.

Los grupos electrógenos para servicio de emergencia:

Se utilizan en los sistemas de distribución modernos que usan frecuentemente dos o más fuentes de alimentación. Su aplicación es por razones de seguridad o economía de las instalaciones en donde es esencial la continuidad del servicio eléctrico, por ejemplo:

- Instalación en hospitales, en áreas de cirugía, recuperación, terapia y cuidado intensivo, laboratorios, salas de tratamiento, etc.

- Para la operación de servicios de importancia crítica como son los elevadores públicos, bombeo de aguas residenciales, etc.

- Instalaciones de alumbrado de locales a los cuales un gran número de personas acuda a ellas como son: estadios, deportivos, aeropuertos, transporte colectivo (metro), hoteles, cines, teatros, centros comerciales, salas de espectáculos, etc.

- En instalaciones de computadoras, bancos de memoria, el equipo de procesamiento de datos, radares, etc.

Los grupos electrógenos manuales:

Son aquellos que requieren para su funcionamiento que se operen manualmente con un interruptor para arrancar o parar dicho grupo. Es decir, que no cuenta con la unidad de transferencia de carga sino a través de un interruptor de operación manual (switch o botón pulsador).

Los grupos electrógenos semiautomáticos:

Son aquellos que cuentan con un control automático, basado en un microprocesador, el cual les proporciona todas las ventajas de un grupo

electrógeno automático como: protecciones, mediciones, y operación pero que no cuenta con un sistema de transferencia.

Los grupos electrógenos automáticos (ATS): Automatic Transfer Switch:

Este tipo de grupos electrógenos cuenta con un control basado en un microprocesador, el cual provee al grupo electrógeno un completo grupo de funciones para:

- Operación
- Protección
- Supervisión

Contienen funciones estándar y opcionales en su mayoría programables por estar basada la operación en un microprocesador provee un alto nivel de certeza en sus funciones como: mediciones, protecciones, funciones de tiempo, y una alta eficiencia, en su sistema de transferencia.

Los grupos electrógenos automáticos para sincronía:

Este tipo de grupos cuenta con un control para un grupo electrógeno automático, el cual es capaz de manejar funciones de sincronía (abierta o cerrada) que se requieren para realizar un proceso de poner en paralelo el grupo y red o grupo con grupo. Su operación es la siguiente:

Sincronía abierta:

Cuando ocurre una falla de la red normal, ocasiona dos interrupciones de energía en la carga (transferencia y retransferencia) si contamos con un sistema de sincronía abierta se elimina la interrupción de energía en el momento de la retransferencia ya que la misma se realiza en una forma controlada, sincronizando ambas fuentes y cerrando ambos interruptores simultáneamente por un tiempo predeterminado (paralelo). Ver figura 1a y 1b

Sincronía cerrada o peak shaving:

Actualmente, la energía eléctrica ha alcanzado niveles de precios altos. Por lo cual se tiene la alternativa de un sistema de peak shaving con el cual se reducen sus costos por consumos de energía en horario punta, es decir, sincronizamos el grupo con la red, ya que están en paralelo, tomamos la carga suave de forma

controlada kW/s. de la red dejando la misma sin carga y abriendo el interruptor de la red.

Transcurrido el tiempo programado para horario punta, se realiza el mismo procedimiento en sentido inverso, es decir, se sincroniza el grupo electrógeno con la red, y cuando se encuentran en paralelo se realiza una transferencia suave de carga del grupo electrógeno a la red, y el grupo electrógeno entra en periodo de enfriamiento. Durante todo el proceso (peak shaving) no hay corte de energía, lo cual evita la interrupción en su proceso. Ver figuras 2 y 3

Sincronía abierta:

Existe un corte de suministro eléctrico a la carga durante la transferencia

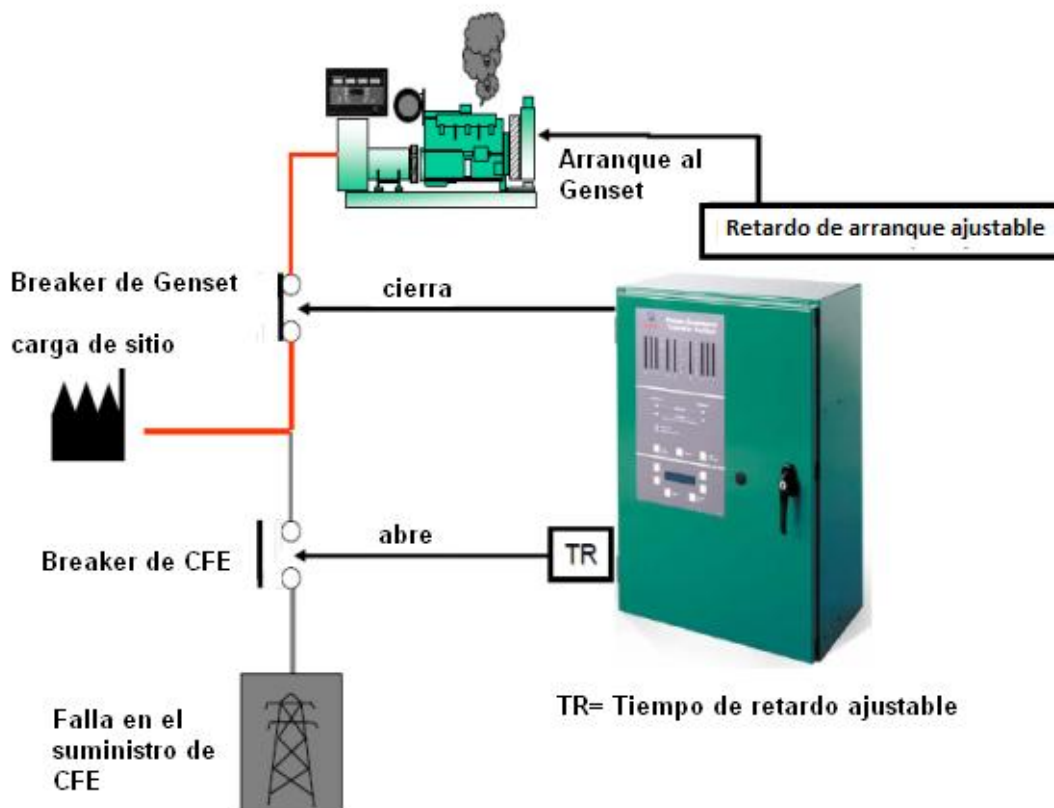


Figura 1a.- Sincronía abierta.

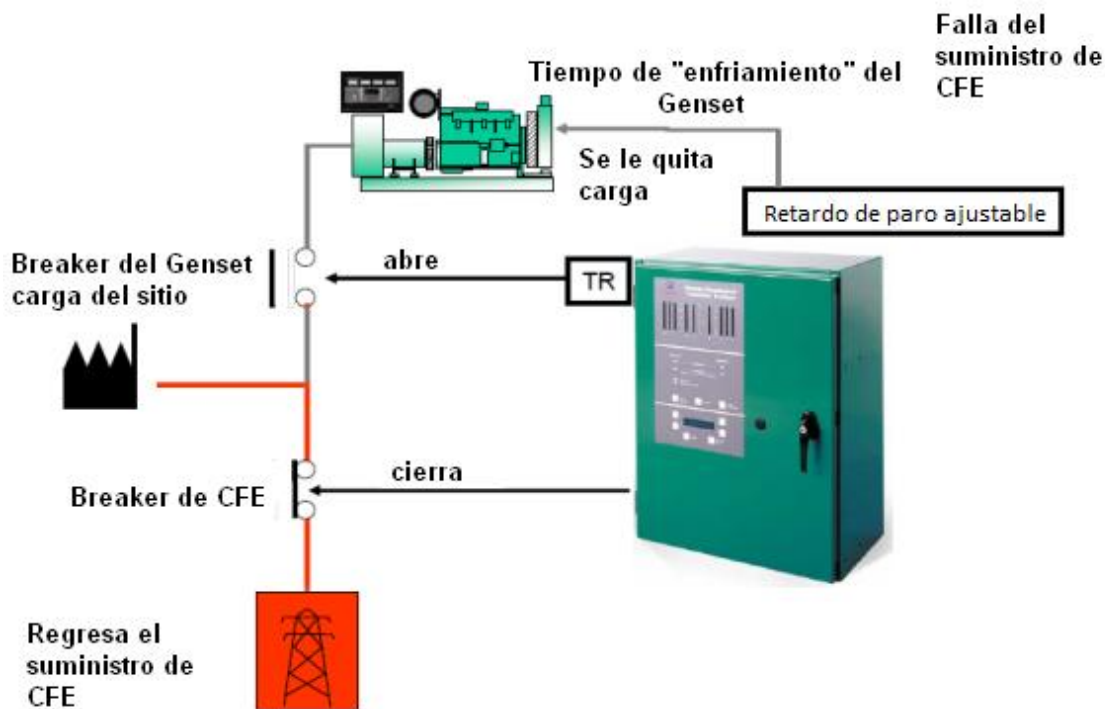


Figura 1b.- Sincronía abierta.

Sincronía cerrada momentánea.
Transferencia sin corte.

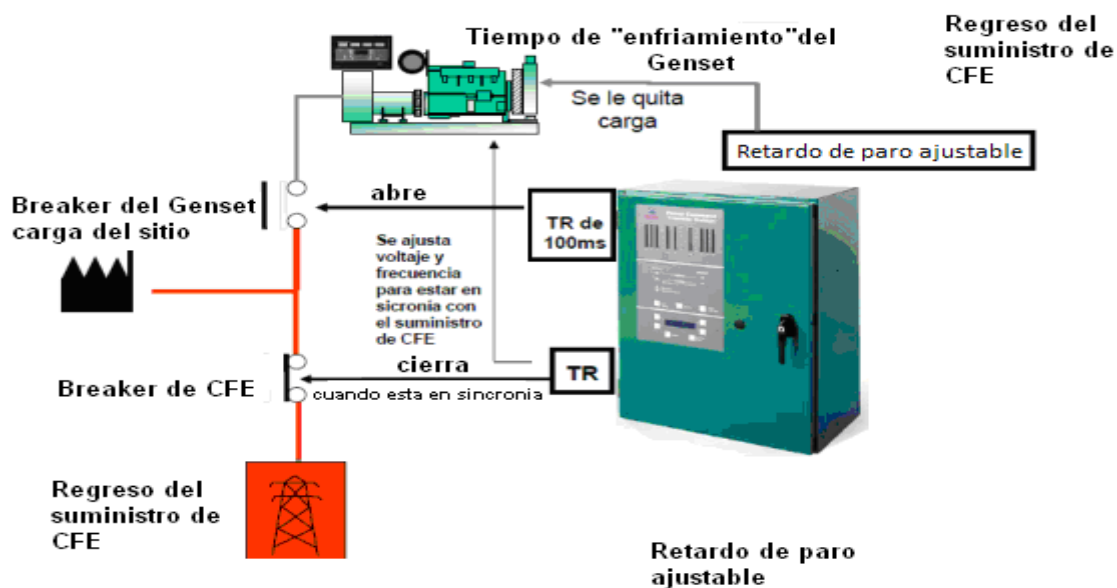


Figura 26. – Sincronía cerrada momentánea

Sincronía cerrada con carga suave.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Transferencia sin corte con transición suave de carga entre las fuentes. Curva de transferencia ajustable. Ver figuras 3a y 3b.

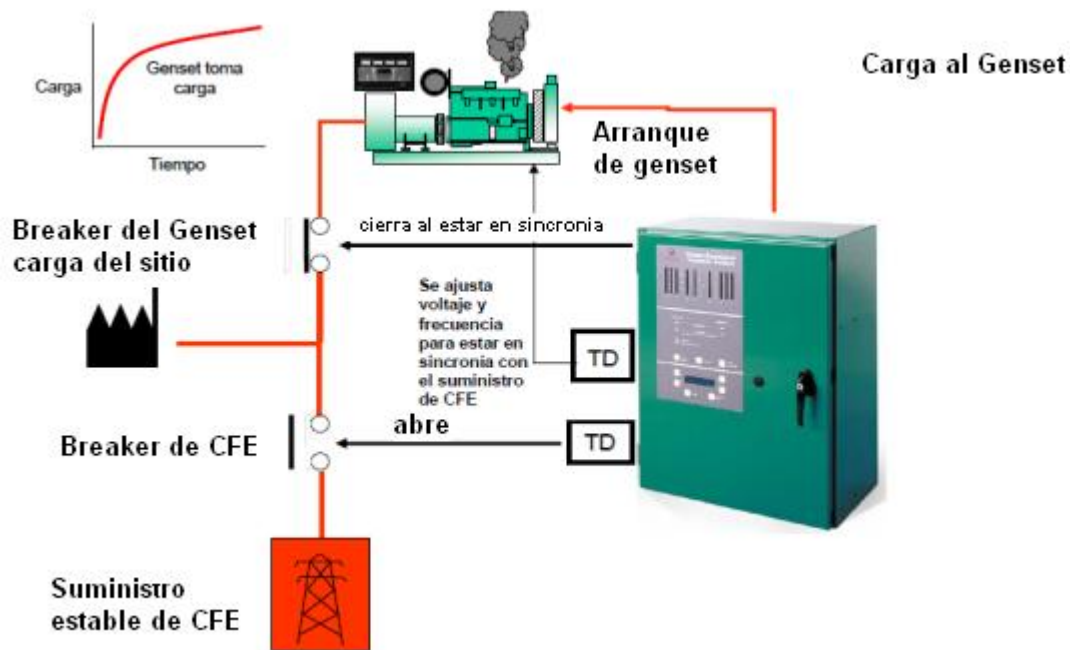


Figura 3a.- Sincronía cerrada con carga suave.

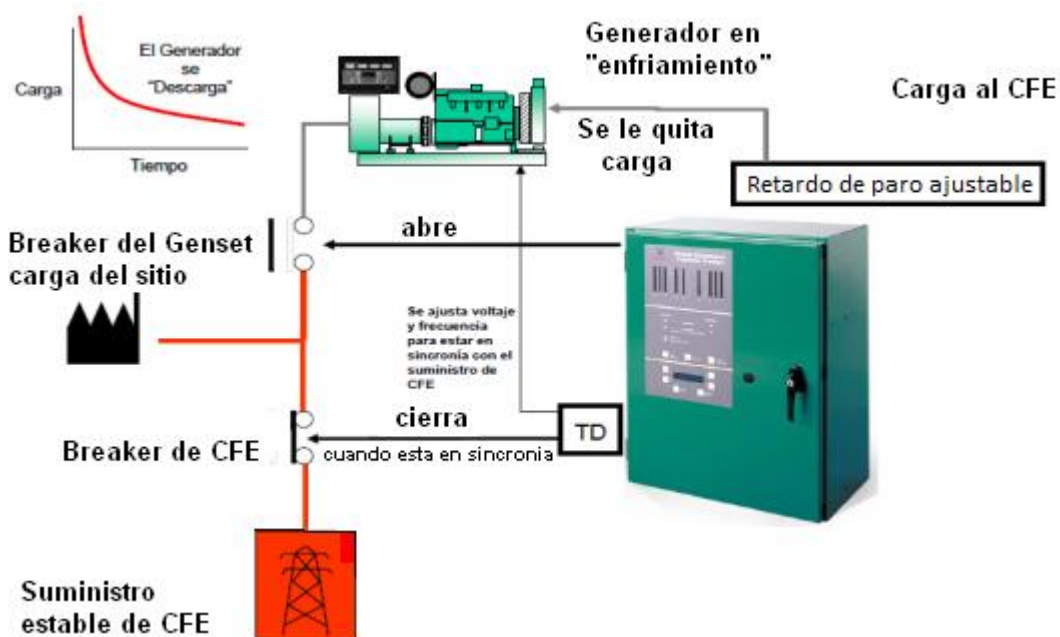


Figura 3b.- Sincronía cerrada con carga suave.

Transición cerrada en paralelismo extendido con opción de senseo de carga, permite a las dos fuentes trabajar permanentemente en paralelo con el genset sensando la carga para prevenir el exportar energía hacia CFE. Ver figuras 4a y 4b.

Permite a las dos fuentes trabajar permanentemente en paralelo con el genset ajustado a un nivel de carga (carga base).

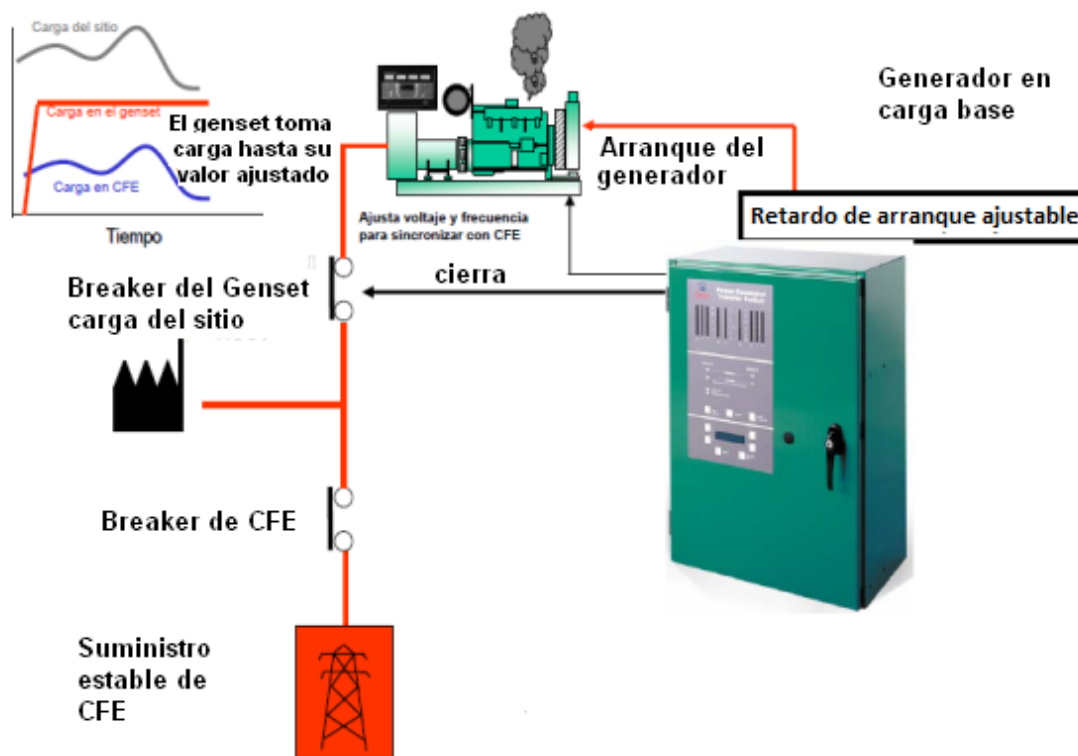


Figura 4a.- Transición cerrada en paralelismo extendido.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

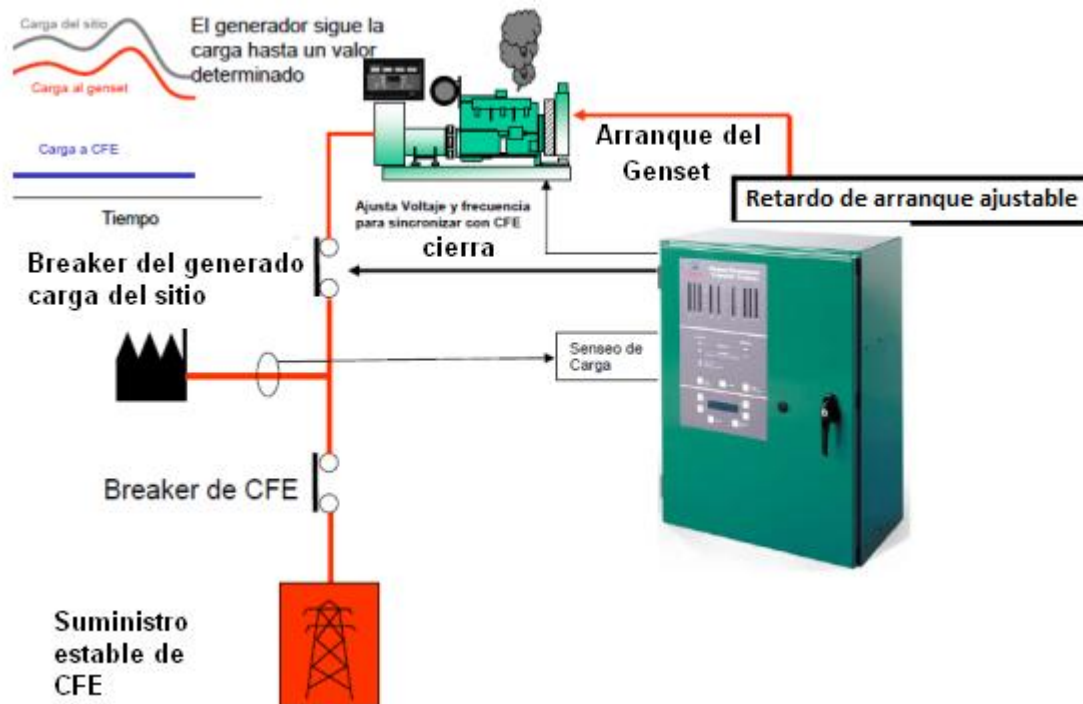


Figura 4b.- Transición cerrada en paralelismo.

2.1.- TIPOS DE SAI (UPS)

Aunque las redes públicas de distribución de energía son bastante confiables en la mayoría de los países desarrollados, ante la posibilidad de que se produzcan tiempo de inactividad y errores en el procesamiento de datos causados por la red de suministro eléctrico, la mayoría de las empresas optan por utilizar un sistema UPS (sistema de energía ininterrumpible) entre el sistema de la red pública de distribución de energía y sus cargas de misión crítica. La configuración de diseño del sistema UPS elegida para una aplicación tiene un impacto directo en la disponibilidad de los equipos informáticos a los que ese sistema abastece. Hay muchas variables que afectan la disponibilidad de un sistema, entre ellas los errores humanos, la confiabilidad de los componentes, los cronogramas de mantenimiento y el tiempo de recuperación.

El impacto que cada una de estas variables tiene en la disponibilidad de todo el sistema queda determinado en gran medida por la configuración elegida.

Aunque las configuraciones UPS que se encuentran en el mercado de hoy son muchas y variadas, cinco de ellas son las más utilizadas. Éstas cinco son:

- (1) De capacidad
- (2) Redundante aislada
- (3) Paralela redundante
- (4) Redundante distribuida
- (5) Sistema más sistema.

Tomando en cuenta que la configuración de un sistema debe elegirse en función de la criticidad de la carga, el impacto del tiempo de inactividad y la tolerancia a los riesgos de la empresa, ayuda a elegir la configuración de sistema adecuada.

2.2.- NIVELES DE INMUNIDAD A LAS FALLAS.

Todos los sistemas UPS (y los equipos de distribución eléctrica) requieren tareas de mantenimiento a intervalos regulares. La disponibilidad de la configuración de un sistema depende de su nivel de inmunidad a las fallas en los equipos y a la capacidad inherente para admitir la realización habitual de tareas de mantenimiento y pruebas de rutina mientras se sigue alimentando la carga crítica. El Uptime Institute analiza este tema “Las clasificaciones en niveles de los estándares de la industria definen el rendimiento de la infraestructura del establecimiento” (Industry Standard Tier Classifications Define Site Infrastructure Performance).

Los niveles descritos en el documento del Uptime Institute abarcan las cinco arquitecturas UPS que mencionaremos y también se muestran en la tabla 1.

Tabla 1 – Escala de disponibilidad para configuraciones UPS

Configuración	Escala de disponibilidad	Nivel
De capacidad (N)	1= la más baja	Nivel I
Redundante aislado	2	Nivel II
Paralelo redundante (N+1)	3	
Redundante distribuido	4	Nivel III
Sistema más sistema (2N,2N+1)	5= la más alta	Nivel IV

Las configuraciones de diseño de UPS suelen describirse con nomenclaturas que incluyen la letra “N” en una fórmula. Por ejemplo, un sistema paralelo redundante también puede llamarse diseño N+1, y un diseño de sistema más sistema puede llamarse 2N. “N” puede definirse como la “necesidad” de la carga crítica. En otras palabras, es la capacidad de potencia requerida para alimentar los equipos protegidos.

(1) De capacidad o sistema “N”

En pocas palabras, un sistema N es un sistema compuesto por un único módulo UPS, o un conjunto de módulos en paralelo cuya capacidad es igual a la proyección de la carga crítica. Este tipo de sistema es con mucho la configuración más común en la industria de las UPS. La UPS pequeña de las que se encuentran bajo un escritorio de oficina es una configuración N. Asimismo, la sala de cómputos de 465 metros cuadrados con una capacidad de diseño proyectada de 400 kW es una configuración N, ya sea que tenga una sola UPS de 400 kW o dos UPS de 200 kW conectadas en paralelo a un bus común. Una configuración N se puede ver como el requisito mínimo para proveer protección a la carga crítica.

Aunque los dos ejemplos que acabamos de describir se consideran configuraciones N, los diseños de los módulos UPS son diferentes. A diferencia de las UPS pequeñas, los sistemas que superan las capacidades monofásicas (aproximadamente 20 kW) tienen interruptores de bypass estático que permiten que la carga se transfiera en forma segura a la red eléctrica si el módulo UPS tiene problemas internos. Se debe seleccionar cuidadosamente los puntos en los cuales la carga de la UPS se transfiere al bypass estático para proveer la máxima protección posible para la carga crítica, mientras que al mismo tiempo protege el propio módulo contra las situaciones que podrían dañarlo.

El siguiente ejemplo ilustra una de estas medidas de protección: Es común en las aplicaciones UPS trifásicas que los módulos tengan regímenes de sobrecarga. Uno de estos regímenes puede especificar que el “módulo puede soportar el 125% de la carga nominal por 10 minutos”. Una vez que se detecta una sobrecarga de un 125% de la carga nominal, el módulo comenzará una rutina de medición del tiempo por la que un reloj interno iniciará una cuenta regresiva de 10 minutos. Cuando expiran los 10 minutos, si la carga no volvió a los niveles normales, el módulo transferirá la carga en forma segura al bypass estático. Existen muchos casos en los que se activa el bypass, y se enumeran claramente en las especificaciones de cada módulo UPS en particular.

Una manera de mejorar un diseño de configuración N es dotar al sistema de la capacidad de bypass “de mantenimiento” o “externo”. Un bypass externo permite que todo el sistema UPS (los módulos y el bypass estático) se apague de manera segura para tareas de mantenimiento cuando es necesario. El bypass de mantenimiento sale del mismo panel que alimenta a la UPS y se conecta directamente al panel de salida de la UPS.

Por supuesto, éste es un circuito que por lo general está abierto y que sólo se puede cerrar cuando el módulo UPS está en bypass estático. Deben tomarse

ciertas medidas en la etapa de diseño para evitar que se cierre el circuito de bypass de mantenimiento cuando la UPS no está en bypass estático. Cuando se implementa adecuadamente, el bypass de mantenimiento es un componente importante del sistema, que permite que un módulo UPS se repare en forma segura sin que sea necesario desconectar la carga. Ver figura 5

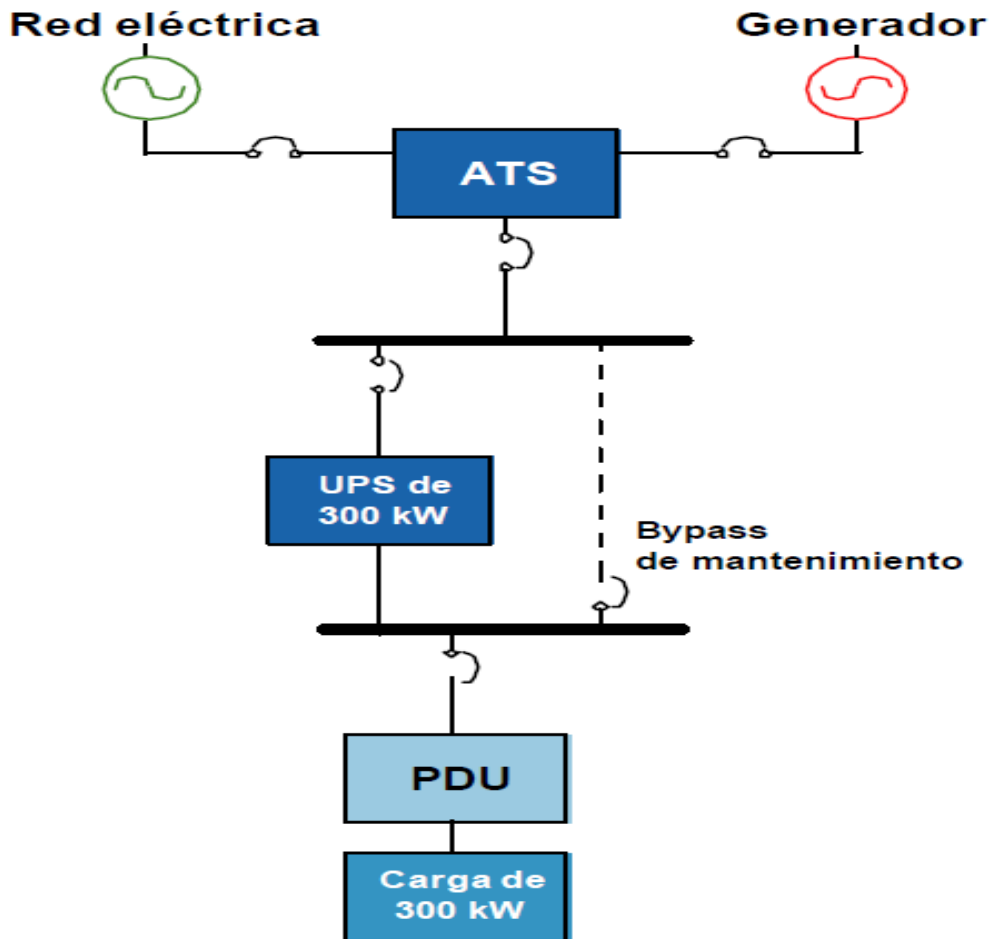


Figura 5 – Configuración UPS “de capacidad” de un solo módulo.

Donde:

- UPS → Sistema de energía ininterrumpible
- PDU → Unidades de distribución de energía
- ATS → Interruptor automático de transferencia.

Ventajas:

- Configuración de hardware conceptualmente sencilla y rentable.
- La eficiencia de la UPS es óptima, ya que se utiliza en su capacidad total.
- La disponibilidad es superior a la de la red eléctrica.
- Tiene capacidad de expansión si crecen los requisitos de potencia (es posible configurar varias unidades en la misma instalación. Según el proveedor o fabricante, pueden instalarse hasta 8 módulos UPS de la misma potencia nominal en paralelo).

Desventajas:

- La disponibilidad es limitada cuando ocurre una falla en un módulo UPS, en cuyo caso la carga se transfiere al bypass, lo que la expone a una fuente de energía no protegida
- Durante el mantenimiento de la UPS, las baterías o los equipos que alimenta, se expone la carga a una fuente de energía no protegida (por lo general, esto ocurre por lo menos una vez al año con una duración de 2 a 4 horas)
- La falta de redundancia limita la protección de la carga contra las fallas de la UPS
- Existen varios puntos de falla únicos, lo que significa que el sistema sólo tiene la confiabilidad de su punto más débil.

(2) Redundante aislado

A la configuración redundante aislada se la llama a veces sistema “N+1”. Sin embargo, es considerablemente diferente de una configuración paralela redundante a la que también se llama N+1.

El concepto del diseño redundante aislado no necesita un bus en paralelo ni requiere que los módulos sean de la misma capacidad, ni siquiera del mismo fabricante. En esta configuración, existe un módulo UPS principal o “primario” que habitualmente alimenta la carga. La UPS “secundaria” o “de aislación” alimenta el bypass estático del/los módulo/s UPS principal/es. Esta configuración requiere que el módulo UPS principal tenga una entrada separada para el circuito de bypass estático. Esta es una forma de lograr cierto nivel de redundancia en una configuración que anteriormente no era redundante sin tener que reemplazar la UPS existente en su totalidad. La Figura 6 ilustra una configuración UPS redundante aislada.

En el caso de funcionamiento normal, el módulo UPS primario soporta la carga crítica total, y el módulo de aislación no tiene ninguna carga conectada. Ante un evento por el cual la carga del/los módulo/s primario/s se transfiera al bypass estático, el módulo de aislación acepta la carga total del módulo primario instantáneamente. El módulo de aislación debe elegirse cuidadosamente para garantizar que sea capaz de aceptar la carga rápidamente. De no ser así, podría transferir la carga al bypass estático y así vulnerar la protección adicional que provee esta configuración.

Se puede realizar el mantenimiento de cualquiera de los dos módulos transfiriendo la carga al otro módulo. El bypass de mantenimiento sigue siendo una característica de diseño importante, ya que persiste el punto de falla único en la salida. Debe cerrarse todo el sistema por 2 a 4 horas por año para el mantenimiento preventivo del sistema. A menudo el incremento de confiabilidad de esta configuración se ve opacado por la complejidad del tablero de conmutación y los controles asociados.

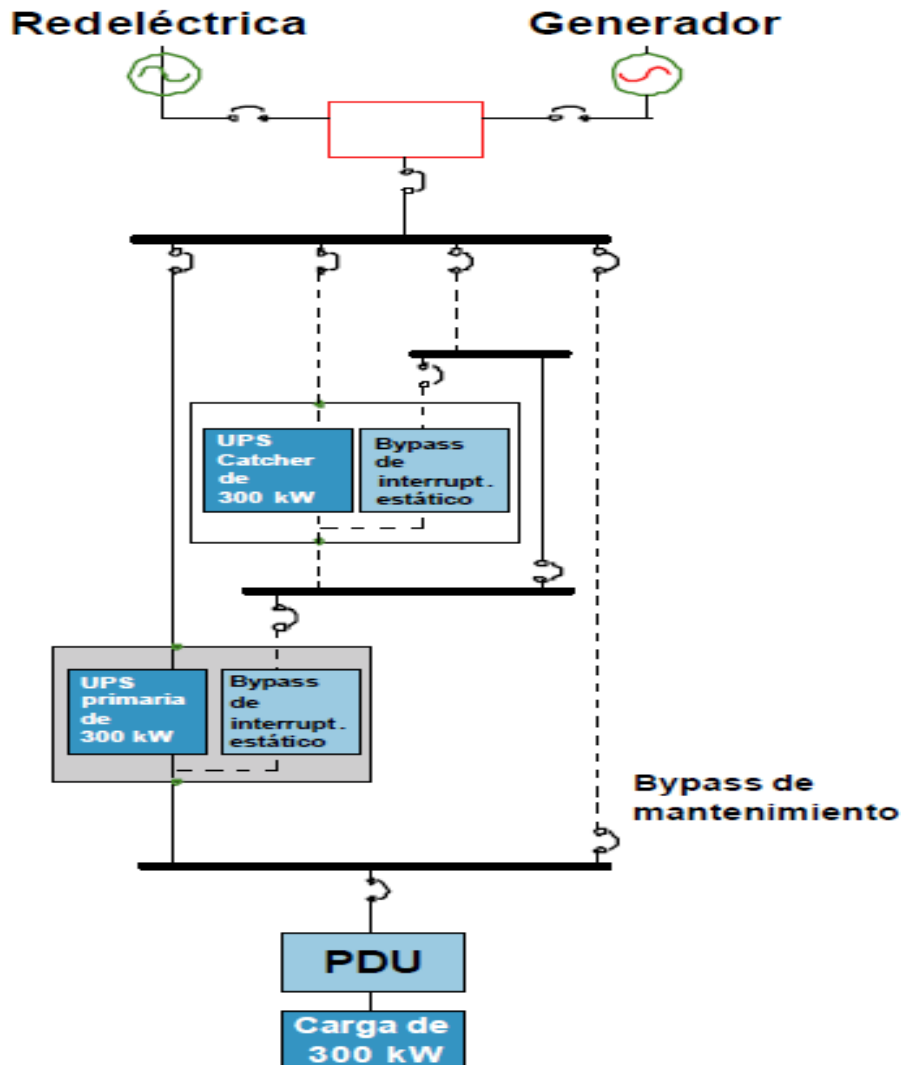


Figura 6 – Configuración de UPS redundante aislada.

Ventajas:

- La selección de productos es flexible: los productos pueden combinarse con otros de cualquier marca o modelo.
- Brinda tolerancia a las fallas de la UPS.
- No se necesita sincronización.
- Es relativamente rentable como sistema de dos módulos.

Desventajas:

- El sistema depende de la operación adecuada del bypass estático del módulo primario para recibir potencia del módulo de reserva.

- Se requiere que los bypass estáticos de ambos módulos UPS funcionen correctamente para abastecer una corriente tal que exceda la capacidad del inversor.
- El módulo UPS secundario debe ser capaz de controlar un incremento de la carga repentino cuando el módulo primario transfiere la carga al bypass. (Por lo general, la UPS secundaria funciona por un largo período de tiempo con 0% de carga; no todos los módulos UPS pueden realizar esta tarea, lo que hace que la selección del módulo de bypass sea clave).
- El tablero de conmutación y los controles asociados son complejos y costosos.
- Los costos operativos son más elevados, ya que la UPS secundaria tiene una carga de 0%, que consume energía sólo para seguir funcionando.
- Un sistema de dos módulos (uno primario y uno secundario) requiere por lo menos un disyuntor adicional que permita elegir entre la red eléctrica y la otra UPS como fuente del bypass. Es más complejo que un sistema con un bus de carga común e incrementa aún más el riesgo de errores humanos.
- Dos o más módulos primarios necesitan un circuito especial para posibilitar la selección del módulo de reserva o la red eléctrica como fuente del bypass (interruptor estático de transferencia).
- Hay un único bus de carga por sistema, que es un punto de falla único.

(3) Paralelo redundante o sistema “N+1”

Las configuraciones paralelas redundantes permiten que el sistema tolere la falla de un módulo UPS único sin que se deba transferir la carga a la red eléctrica. El propósito de las UPS es proteger la carga crítica de las variaciones y cortes del suministro eléctrico de red. A medida que los datos se vuelven más críticos y la tolerancia a los riesgos disminuye, el proceso de pasar a un bypass estático o a un bypass de mantenimiento se percibe como una solución a la que debe recurrirse con una frecuencia aún menor.

Aún así, los diseños de sistemas N+1 deben tener la posibilidad de un bypass estático y la mayoría de ellos tienen un bypass de mantenimiento, ya que a pesar de todo proveen capacidades clave.

Una configuración paralela redundante está conformada por varios módulos UPS de la misma capacidad conectados en paralelo a un bus de salida común. Como lo observamos en la figura 7. El sistema tiene redundancia N+1 si la capacidad “excedente” de potencia es por lo menos igual a la capacidad de un módulo del sistema; el sistema tendría redundancia N+2 si la capacidad excedente fuera igual a la de dos módulos del sistema; y así sucesivamente. Los sistemas paralelos redundantes requieren módulos UPS de la misma capacidad y del mismo fabricante. El fabricante de los módulos UPS también provee el tablero para conexiones en paralelo para el sistema. El tablero para conexiones en paralelo puede tener controladores lógicos que se comuniquen con los módulos UPS

individuales, y los módulos UPS se comunican entre sí para generar una tensión de salida que esté completamente sincronizada. El bus paralelo puede tener capacidad de monitoreo para mostrar la carga del sistema y las características de tensión y corriente para todo el sistema.

El bus paralelo también necesita poder mostrar cuántos módulos tiene conectados y cuántos módulos se necesitan para mantener la redundancia del sistema. Existen máximos lógicos para el número de módulos UPS que pueden conectarse en paralelo a un bus común, y este límite es diferente para cada fabricante de UPS. Los módulos UPS de un diseño paralelo redundante comparten la carga crítica equitativamente cuando el funcionamiento es normal. Cuando uno de los módulos se retira del bus paralelo para su mantenimiento (o si llegara a colapsar debido a una falla interna), se necesita que los módulos UPS restantes acepten inmediatamente la carga del módulo UPS que falló. Esta capacidad permite que cualquier módulo pueda extraerse del bus y repararse sin que la carga crítica deba conectarse directamente a la red eléctrica.

En una configuración de sistema N+1, existe la posibilidad de incrementar la capacidad de las UPS a medida que crece la carga. La eficiencia del sistema puede ser un factor importante a la hora de diseñar sistemas UPS redundantes. Por lo general, los módulos UPS con una carga ligera son menos eficientes que los módulos con una carga cercana a su capacidad total.

La tabla 2 muestra la carga operativa típica para un sistema a manera de ejemplo, utilizando diversos tamaños de UPS que alimentan una carga de 240 kW en todos los casos. Como puede verse en la tabla, el tamaño de los módulos elegidos para una aplicación particular puede afectar en gran medida la eficiencia del sistema. La eficiencia de una UPS en particular con cargas bajas varía de un fabricante a otro, y debe investigarse durante el proceso de diseño.

Tabla 2. – Configuraciones N+1

Modulo ups En paralelo	Carga critica	Capacidad total UPS	% por modulo De UPS
2x240 kW	240 kW	480 kW	50%
3x120 kW	240 kW	360 kW	66%
4x80 kW	240 kW	320 kW	75%
5x60 kW	240 kW	300 kW	80%

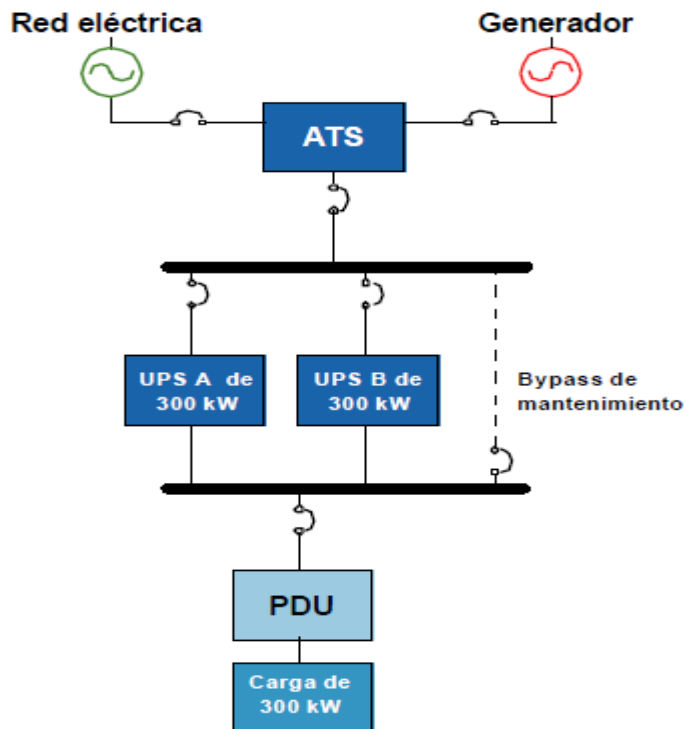


Figura 27.– Configuración de UPS paralela redundante (N+1).

(4) Redundante distribuido.

Como base, este diseño utiliza tres o más módulos UPS con circuitos de entrada y salida independientes. Los buses de salida independientes se conectan a la carga crítica por medio de diversas unidades PDU y STS. Desde la entrada de la red eléctrica hasta la UPS, los diseños redundante distribuido y de sistema más sistema (que se describe en la siguiente sección) son muy similares. Ambos proveen la capacidad de mantenimiento concurrente y minimizan los puntos de falla únicos. La diferencia principal es la cantidad de módulos UPS que se necesitan para proveer caminos de energía redundantes para la carga crítica, y la organización de la distribución desde la UPS hasta la carga crítica. Ver figura 8.

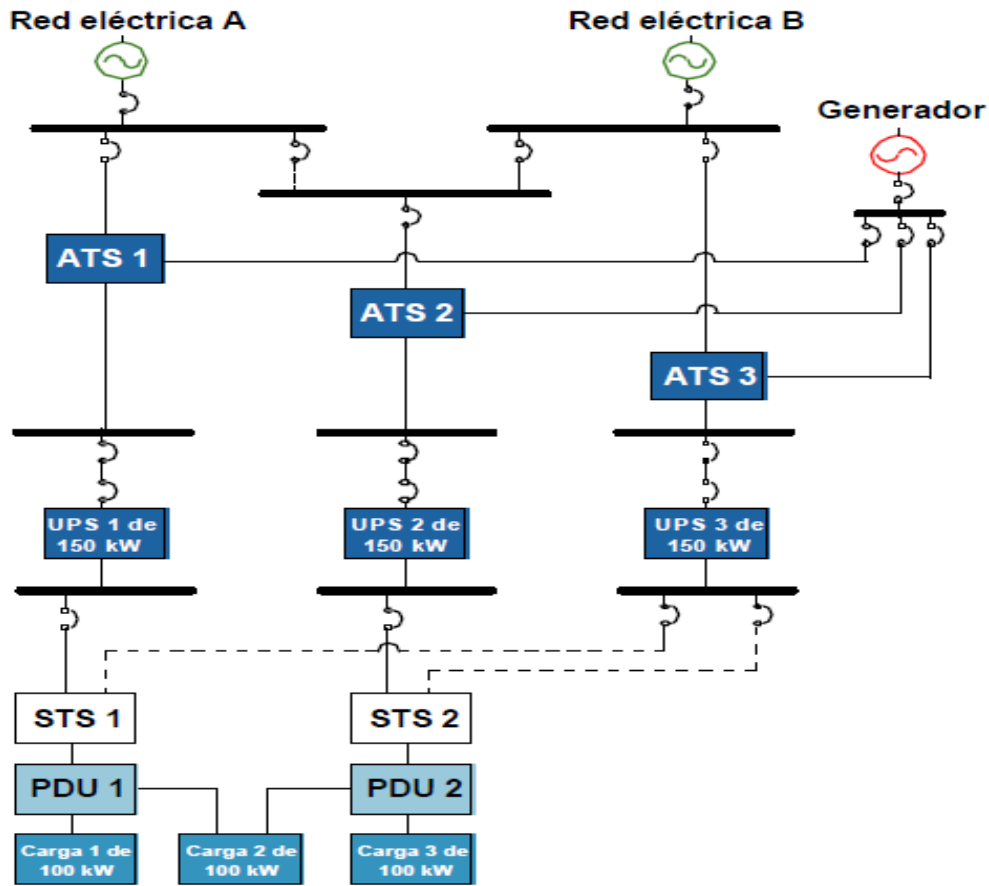


Figura 28 – Configuración de UPS redundante distribuida “catcher”.

Donde:

- UPS → Sistema de energía ininterrumpible.
- PDU → Unidades de distribución de energía.
- ATS → Interruptor automático de transferencia.
- STS → Interruptor estático de transferencia.

La figura 9 muestra un diseño redundante distribuido con tres STS y la carga distribuida en partes iguales entre los tres módulos durante el funcionamiento normal. La falla de cualquiera de los módulos fuerza al STS a transferir la carga al módulo UPS que alimenta su fuente alternativa.

Es evidente en ambos casos la diferencia entre la distribución de energía entre cargas de cable doble y cargas de cable simple. Las cargas de cable doble pueden alimentarse con dos unidades STS, mientras que las cargas de cable simple solo pueden alimentarse con un único STS. Para las cargas de cable simple, el STS es un punto de falla único. A medida que la cantidad de cargas de cable simple en los centros de datos de hoy es cada vez menor, se vuelve más práctico y menos costoso utilizar varios interruptores de transferencia pequeños en los puntos de uso cercanos a las cargas de cable simple. En los casos en los que todas las cargas son de cable doble, esta configuración puede diseñarse sin unidades STS.

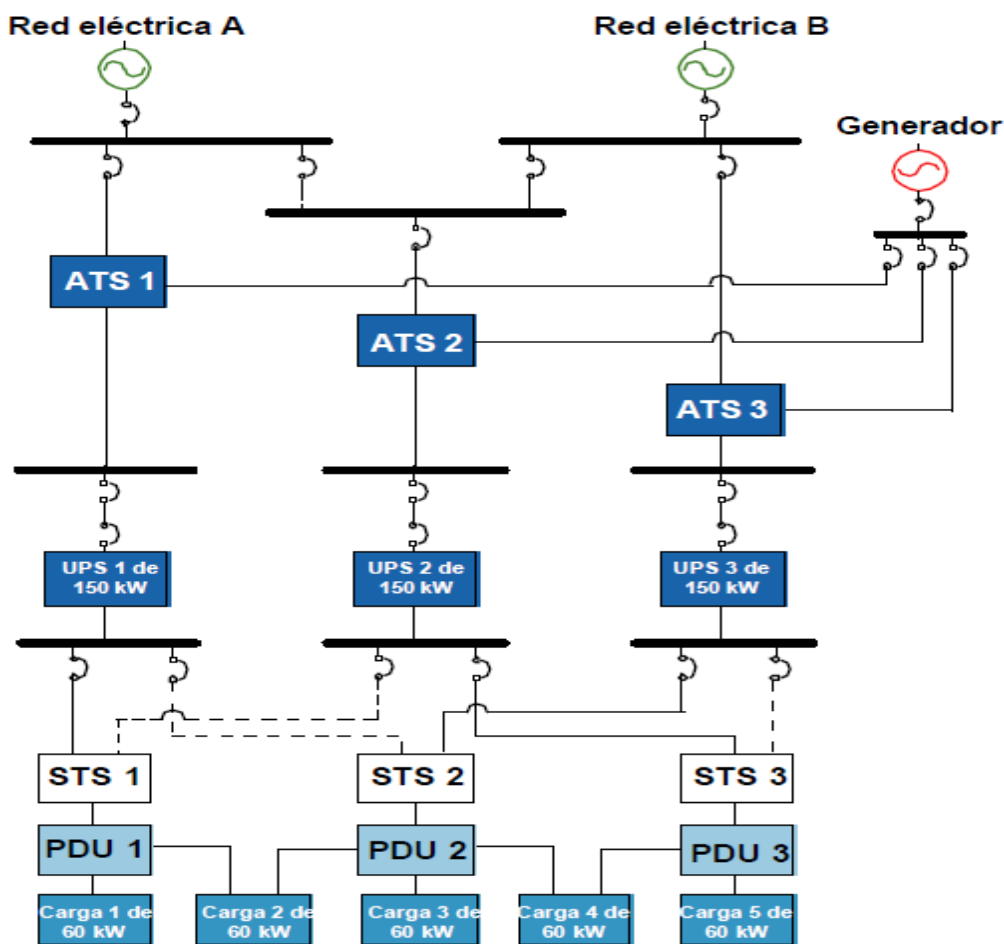


Figura 29. – Configuración de UPS redundante distribuida.

Mantenimiento concurrente: la posibilidad de cerrar completamente cualquier componente eléctrico en particular, o subconjunto de componentes, para su mantenimiento o pruebas de rutina sin que sea necesario transferir la carga a la red eléctrica.

Punto de falla único: un elemento del sistema de distribución eléctrica que en cierto punto causará tiempo de inactividad si no se implementa en el sistema un componente con capacidad de bypass. Un sistema de configuración N se compone esencialmente de una serie de puntos de falla únicos. La eliminación desde el diseño de los puntos de falla únicos es la clave de la redundancia.

Interrupción estática de transferencia (STS): un STS tiene dos entradas y una salida. Por lo general toma energía de dos sistemas UPS diferentes, y provee a la carga energía acondicionada proveniente de una de ellas. Cuando falla uno de los circuitos de alimentación UPS primarios, el STS transfiere la carga al circuito de alimentación UPS secundario en unos 4 milisegundos, lo que mantiene la carga con energía protegida todo el tiempo.

Cargas de cable simple: cuando el entorno está compuesto de equipos de cable simple, cada uno de los equipos informáticos sólo puede alimentarse con un STS único o un interruptor de transferencia para montaje en rack.

Cargas de cable doble: a medida que pasa el tiempo, las cargas de cable doble se van aceptando como estándar, por lo tanto el uso de los STS no es necesario. Las cargas pueden conectarse simplemente a dos PDU separadas que se alimentan con sistemas UPS separados.

Sincronización de fuentes diversas: cuando se emplean unidades STS en un centro de datos, es importante que los circuitos de alimentación de las dos UPS estén sincronizados. Si no se contempla el control de la sincronización, es posible que los módulos UPS se desfasen, especialmente cuando el suministro proviene de baterías.

Ventajas:

- Permite el mantenimiento concurrente de todos los componentes si todas las cargas son de cable doble.
- Ahorro de costos en comparación con un diseño $2(N+1)$ debido a la menor cantidad de módulos UPS.
- Tiene caminos de energía separados para cualquier carga de cable doble que pueda requerirse que proveen redundancia desde la entrada de la red eléctrica.
- Puede realizarse el mantenimiento de los módulos UPS, el tablero de conmutación y otros equipos de distribución sin transferir la carga al modo de bypass, lo que expondría la carga a energía no acondicionada. Muchos diseños redundantes distribuidos no incluyen un circuito de bypass de mantenimiento.

Desventajas:

- Es una solución relativamente costosa en comparación con las configuraciones anteriores, debido al uso generalizado de tableros de conmutación.
- El diseño se basa en el funcionamiento adecuado de los equipos STS, que representan puntos de falla únicos y causan modos de falla complejos.
- La configuración es compleja; en instalaciones grandes que tienen muchos módulos UPS, interruptores estáticos de transferencia y PDU, puede ser un verdadero desafío para los administradores mantener los sistemas con cargas equitativas y saber qué sistema abastece a cada carga.
- Tiene modos de funcionamiento inesperados: el sistema tiene muchos modos de funcionamiento y existen muchas transiciones posibles entre ellos. Es difícil poner a prueba todos esos modos en condiciones previstas y de falla para verificar el funcionamiento correcto de la estrategia de control y de los dispositivos de liberación de fallas.
- Existen ineficiencias en la UPS debido al funcionamiento habitual con una carga menor a la total.

(5) Redundancia con sistema más sistema.

Sistema más sistema, buses paralelos múltiples, alimentación dual, $2(N+1)$, $2N+2$, $[(N+1) + (N+1)]$ y $2N$ son nomenclaturas que hacen referencia a variaciones de esta configuración. En la actualidad, con este diseño, es posible crear sistemas UPS que tal vez nunca requieran la transferencia de la carga a la red eléctrica. Estos sistemas pueden diseñarse para eliminar todos los puntos de falla únicos posibles. Sin embargo, cuantos más puntos de falla únicos se eliminan, más costoso es implementar el diseño. La mayoría de las instalaciones con configuraciones de sistema más sistema se encuentran en edificios independientes diseñados especialmente. No es infrecuente que los espacios que ocupan los dispositivos de soporte de la infraestructura (salas de distribución eléctrica, UPS, baterías, equipos de refrigeración, generador y red eléctrica) tengan el mismo tamaño que el espacio que ocupan los equipos del centro de datos.

La variación $2(N+1)$ de esta configuración, como se ilustra en la figura 10, se basa en la utilización de dos sistemas UPS paralelos redundantes. En un caso óptimo, estos sistemas UPS se alimentan con tableros de conmutación independientes, incluso con redes eléctricas independientes y, en lo posible, con sistemas de

generadores independientes. El elevado costo de construir este tipo de infraestructura se justifica de acuerdo con la importancia de los procesos que se lleven a cabo en el centro de datos y el costo que provoque el tiempo de inactividad respecto de las operaciones.

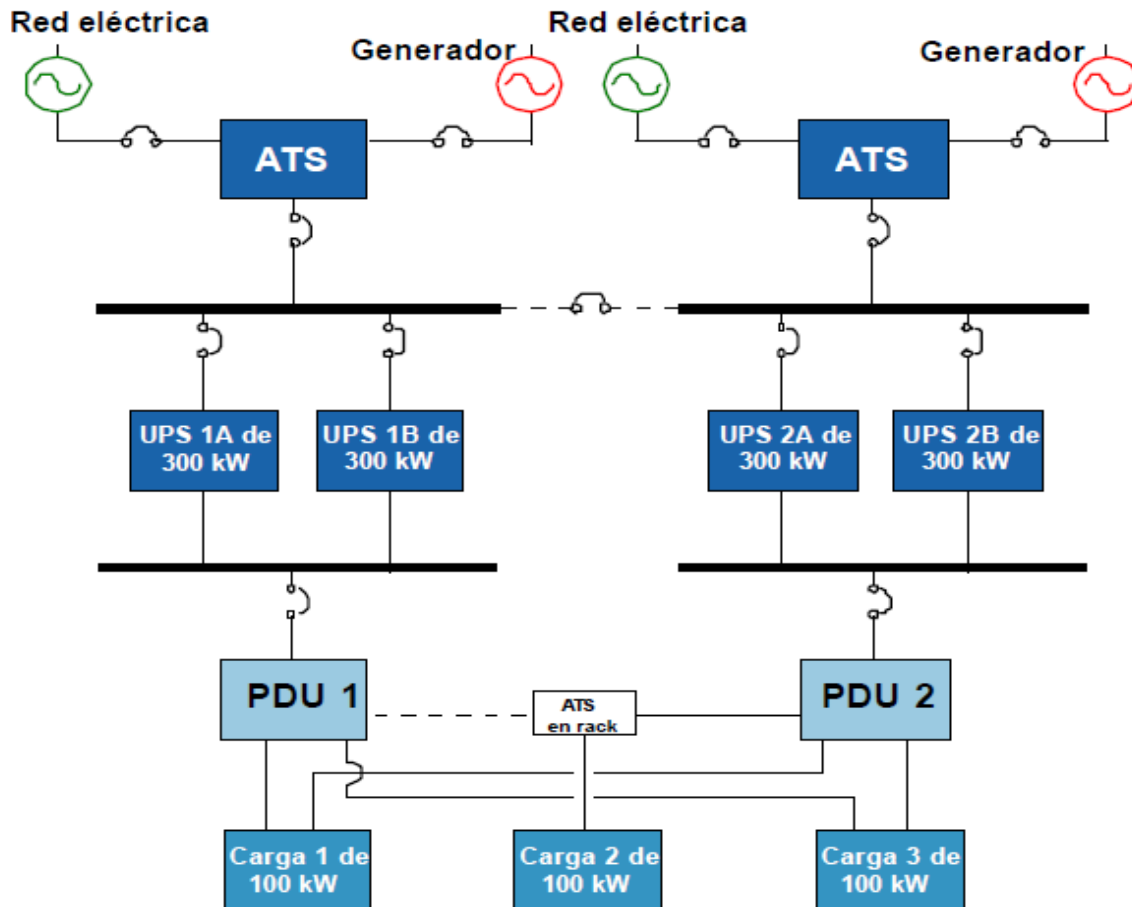


Figura 30. – Configuración de UPS 2(N+1).

El concepto fundamental detrás de esta configuración requiere que cada uno de los equipos eléctricos pueda fallar o apagarse manualmente sin que sea necesario que la carga crítica se transfiera a la red eléctrica. Son muy comunes en los diseños 2(N+1) los circuitos de bypass que permiten que ciertas secciones del sistema se cierren y se salteen utilizando una fuente alternativa que mantendrá la integridad redundante de la instalación. Puede verse un ejemplo de este caso en la figura 6: el circuito que vincula los tableros de paneles de entrada de las UPS permite que una de las entradas de la red eléctrica se cierre sin que se necesite

cerrar uno de los sistemas UPS. En un diseño $2(N+1)$, la falla de un solo módulo UPS simplemente hace que deba retirarse ese módulo del circuito y que los módulos que están conectados en paralelo con ese tomen la carga adicional.

En el ejemplo que se muestra en la figura 10, la carga crítica es 300 kW, por lo tanto, el diseño requiere que se utilicen cuatro módulos UPS de 300 kW, y dos buses paralelos separados para conectar dos módulos a cada uno. Cada bus alimenta la distribución necesaria para hacer llegar dos caminos, separados directamente a las cargas de cable doble. Las cargas de cable simple que se muestran en la figura 6 muestran de qué manera puede acercarse la redundancia a la carga con un interruptor de transferencia. Sin embargo, las arquitecturas de potencia de nivel IV requieren que todas las cargas sean de cable doble.

Ventajas:

- Los dos caminos de energía hacen que no exista ningún punto de falla único; por lo tanto tiene una alta tolerancia a las fallas.
- La configuración ofrece redundancia completa desde la entrada de la red eléctrica hasta las cargas críticas.
- En los diseños $2(N+1)$, sigue existiendo redundancia en la UPS, incluso durante el mantenimiento concurrente.
- Puede realizarse el mantenimiento de los módulos UPS, el tablero de conmutación y otros equipos de distribución sin transferir la carga al modo de bypass, lo que expondría la carga a energía no acondicionada.
- Es más fácil mantener los sistemas con cargas equitativas y saber qué sistema abastece a cada equipo.

Desventajas:

- Es la solución con el costo más alto, debido a la gran cantidad de componentes redundantes.
- La eficiencia en la UPS disminuye debido al funcionamiento habitual con una carga menor a la completa.
- Los edificios convencionales no están bien preparados para grandes instalaciones “sistema más sistema” de alta disponibilidad que requieran la separación en diferentes compartimentos de los componentes redundantes.

Con base en la información comentada en este capítulo sobre los principales esquemas de operación empezamos a definir la estructura básica del funcionamiento del grupo electrógeno en conjunto con el UPS.

De esta manera la transición será del tipo abierta como lo muestra la figura 1, ya que a diferencia de los otros tipos de transición cerrada o en paralelismo donde el grupo electrógeno debe entrar en sincronía con la alimentación de energía eléctrica de la red, nuestro sistema de transición abierta o estado de emergencia sólo opera o realiza la transferencia cuando existe falla en el suministro de energía eléctrica por parte de la red comercial (CFE), debido a total ausencia de ésta o que no cumpla con los requisitos de frecuencia o voltaje para alimentar las cargas críticas, y a la vez realizar la retransferencia cuando la red comercial cumpla con las condiciones y pueda volver a tomar la carga de nuestros tableros de cargas críticas y mandar la orden de paro del equipo.

Observamos que existen equipos que por su funcionamiento necesario dentro del hospital no deben de sufrir ninguna interrupción por corte de energía.

Para evitar un mal funcionamiento, elegimos un respaldo de paralelo redundante o sistema “N+1”.

Con nivel II como lo muestra la tabla 1 y la figura 7 que nos permite un tiempo de transferencia cero y un mejor plan de mantenimiento para la UPS, con la ventaja de que cualquier UPS puede tomar la carga en caso de que falle una, y en caso de fallar ambas. Podemos transferir dicha carga al bypass de mantenimiento.

En esta parte observamos que no sólo se puede contar con el tiempo de respaldo brindado por las UPS que es limitado, para evitar la descarga total de sus baterías, es mejor respaldar dichas UPS por el grupo electrógeno.

A continuación mostramos algunas ventajas y desventajas de nuestro sistema y un esbozo de un posible diagrama de bloques de nuestro sistema eléctrico que con la continuidad del desarrollo de esta tesis mejoraremos y explicaremos el funcionamiento de sus componentes y las bases de su dimensionamiento.

DIAGRAMA DE BLOQUES

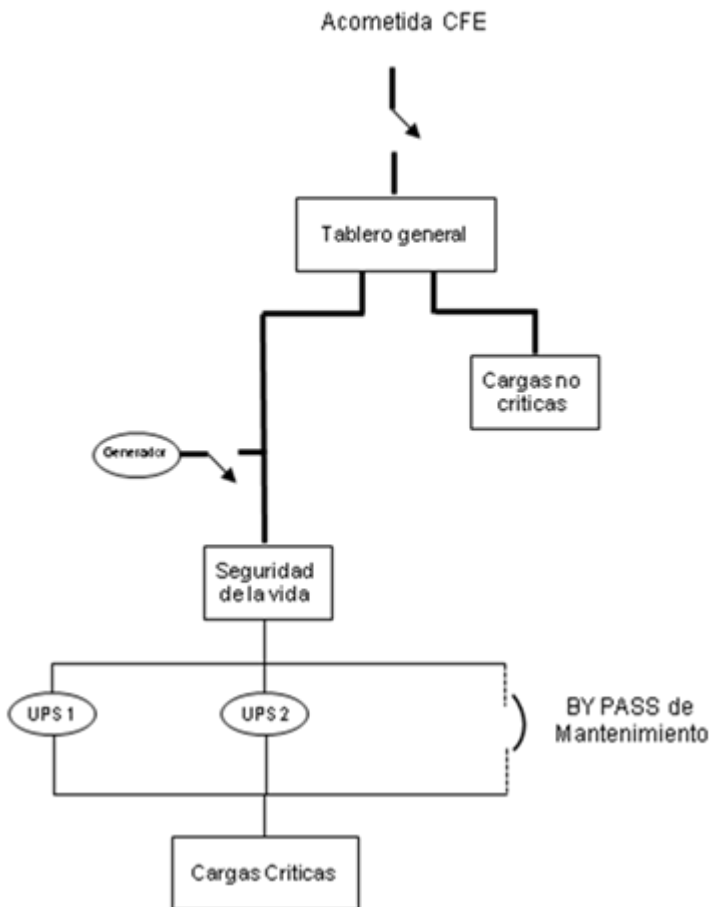


Figura 31.- Diagrama de bloques hospital.

Ventajas:

- Tiene un nivel de disponibilidad más alto que las configuraciones de capacidad 1 debido a la capacidad extra que puede utilizarse si colapsa uno de los módulos UPS.
- Las probabilidades de falla son menores en comparación con las de las configuraciones redundantes aisladas, ya que esta configuración tiene menos

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

disyuntores, y los módulos están on line constantemente (no hay cargas escalonadas).

- Es expandible si aumentan las necesidades de potencia. Es posible configurar varias unidades en la misma instalación.
- La disposición del hardware es rentable y conceptualmente simple.

Desventajas:

- Ambos módulos deben ser iguales en cuanto a diseño, fabricante, régimen nominal, tecnología y configuración.
- Sigue teniendo puntos de falla únicos en la alimentación y en la salida hacia las cargas a alimentar del sistema UPS.
- Durante el mantenimiento de la UPS, las baterías o los equipos que alimenta, se expone la carga a una fuente de energía no protegida; por lo general, esto ocurre por lo menos una vez al año con una duración de 2 a 4 horas.
- Los niveles de eficiencia operativa son más bajos, ya que ninguna unidad se utiliza al 100%.
- Existe un bus de carga por sistema, que es un punto de falla único.
- Los equipos de la mayoría de los fabricantes necesitan interruptores estáticos externos para compartir la carga equitativamente entre los dos módulos UPS; de lo contrario, existirá un amplio margen de 15% en la distribución de la carga; este interruptor aumenta el costo de los equipos y hace que el sistema sea más complejo.
- Los equipos de la mayoría de los fabricantes necesitan un panel de bypass de mantenimiento externo común; este panel aumenta el costo de los equipos y hace que el sistema sea más complejo.

CAPÍTULO 3

3.- ESPECIFICACIONES Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.

Los sistemas para respaldar energía permiten entregar energía a una carga para que ésta pueda funcionar, la operación normal es tomar la energía de la red y enviarla a la carga. Cuando se produce un corte del suministro de energía el sistema de respaldo utiliza una fuente de energía propia para seguir alimentando la carga.

Es común utilizar como nombre genérico de los equipos de respaldo la sigla inglesa UPS que significa “Uninterruptable Power Supply”, y cuya traducción es “fuente de poder ininterrumpida”. La palabra ininterrumpida se refiere a que el tiempo de transferencia es cero.

En las instalaciones eléctricas debido a la demanda de la carga instalada y equipos primordiales, las baterías de los sistemas UPS ofrecen de 10 a 30 minutos de energía antes de descargarse. Para proteger cargas críticas de cortes de larga duración el UPS debe ser “sostenido o respaldado” por un grupo generador, el cual debe ser dimensionado para poder alimentar al UPS en las más exigentes situaciones de carga y demás cargas que no admiten cortes de larga duración (iluminación, potencia de motores, extractores, etc.) que no están conectados al UPS pero sí deben ser abastecidos de energía por su importancia dentro de la instalación.

Por lo tanto, en los hospitales no es posible sustentar el derecho a la salud si no se garantiza a la población que los servicios hospitalarios sean de buena calidad, ello significa ofrecer a los pacientes los mayores beneficios posibles con los menores riesgos para su salud y su vida.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES ÁREAS DE LA UNIDAD HOSPITALARIA TIPO (UHT).

El hospital en estudio cuenta con 2 niveles para su funcionamiento, mismos que vamos a describir a continuación: (consultar planos arquitectónicos 1A y 1B del anexo de este capítulo).

Planta baja:

(Donde se localizan los servicios que dan atención médica al derechohabiente)

- ✓ Acceso principal.
- ✓ Vestíbulo general.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

- ✓ Consulta externa.
- ✓ Laboratorio.
- ✓ Imagenología.
- ✓ Urgencias.
- ✓ Cirugía.
- ✓ Tococirugía.
- ✓ Central de esterilización y equipos.
- ✓ Admisión hospitalaria.
- ✓ Casa de máquinas

Primer nivel:

- ✓ Hospitalización.
- ✓ Educación e investigación.
- ✓ Servicios de apoyo.
- ✓ Baños y vestidores.
- ✓ Nutrición y dietética.
- ✓ Almacén general.
- ✓ Conservación.
- ✓ Personal.
- ✓ Ropa limpia.
- ✓ Ropa sucia.
- ✓ Servicios de apoyo.

3.2- CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

Tomando como datos de partida las necesidades y magnitud de la carga a instalar para la unidad hospitalaria (UH), el servicio de suministro de energía eléctrica posee las siguientes características:

- ✓ Tensión a 13.2 KV, 3 fases - 3 Hilos, 60Hz.
- ✓ Acometida subterránea de la subestación existente de la unidad segundo nivel de atención en media tensión.
- ✓ Tres conductores sintenax de 1/0 c/u, con aislamiento para 15 KV alojados cada uno en tubería de PVC. de 103 mm.

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA (EQUIPAMIENTO).

Los principales componentes de la SE se indican a continuación:

- Gabinete para albergar equipo de medición en media tensión de la compañía suministradora.
- Gabinete para albergar equipo de medición en media tensión propiedad del IMSS.
- Interruptor general en media tensión, tripolar en hexafloruro (SF6).
De operación en grupo con carga de 3 posiciones (abierto, cerrado, puesta a tierra), con tres fusibles limitadores de corriente (tiempo extremadamente inverso para la protección contra corto circuito instantáneo) de apertura manual desde exterior por medio de una palanca y apertura automática al fundirse cualquiera de sus fusibles de 100Ac/u, 650MVA de capacidad interruptiva a 15KV para operar a 2450 m.s.n.m. marca Groupe Schneider. para transformador TR-1N de 1000kVA.
- Gabinete para acoplamiento a transformador TR-1N.
- Un transformador trifásico “TR-1N” de distribución tipo "AA" de 1000 KVA (13.2 KV/480-277V).
Conexión delta-estrella aterrizado, con 4 derivaciones de regulación dos arriba y dos abajo del 2.5% c/u. del voltaje nominal en el primario, diseñado para operar normalmente a 50°C sobre una media ambiente de 30°C, máxima de 40°C, y una impedancia de 5.75% con aislamiento en resina epoxy en el devanado en el lado de alta y barniz impregnado en el devanado de baja tensión.

-Gabinete con interruptor general tipo electromagnético “TG-1N” de 3P-1600 A. Servicio normal, barras colectoras de 1600 A a 3F - 4H + PT , 480/277V, 60Hz y 50 kA simétricos de capacidad interruptiva a 480volts, con protección de tiempo largo, corto, instantáneo y falla a tierra, con interruptores derivados integrados a este mismo.

-Tableros de aislamientos para salas de cirugía, salas de expulsión se alimentan de una fuente ininterrumpible de energía (UPS) a 480-220/127V.

-Tableros de distribución de alumbrado y receptáculos para servicio normal y otros para servicio de emergencia para una tensión de operación de 220/127V.

-Tableros de distribución de alumbrado y receptáculos para servicio normal y otros para servicio de emergencia para una tensión de operación de 220/127V.

Que se pueden consultar su ubicación y características en el plano 2 “diagrama unifilar hospital”.

3.3- CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE EMERGENCIA

El sistema eléctrico como observamos en la figura 12, en general para las cargas críticas y de emergencia se divide en:

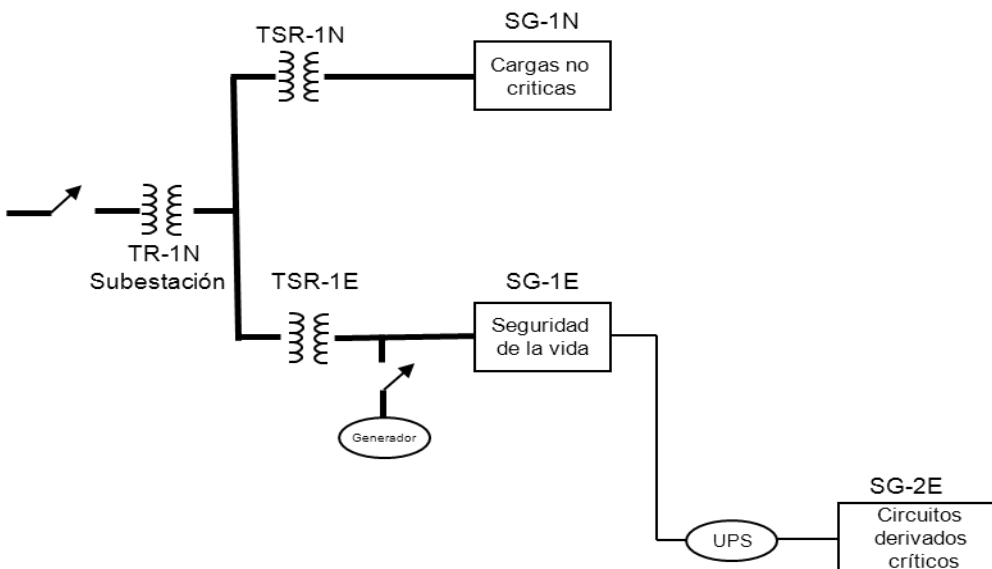


Figura 32.- Diagrama de bloques eléctrico del sistema hospitalario.

- a. Circuitos derivados para la seguridad de la vida (tablero SG-1N)
- b. Circuitos derivados críticos (tablero SG-2E)

a) Circuitos derivados para seguridad de la vida.

A continuación se indican las áreas y porcentajes de manera general que se conectarán a este circuito:

- 30% de iluminación de circulaciones, vestíbulo principal, vestíbulo secundario, salas de espera, sala de día.
- 50% de iluminación y 50 % de receptáculos en consulta externa.
- 30% de iluminación y los equipos y receptáculos de imagenología que irán a emergencia.
- 50% de iluminación y los equipos y receptáculos de anatomía patológica que irán a emergencia.
- 100% de iluminación y 50% receptáculos en área de hospitalización (áreas de atención general)
- 100% de iluminación y 100% de receptáculos en subestación eléctrica.
- 50% de iluminación y 50% de receptáculos de farmacia.
- 100% de iluminación y 100% de receptáculos en área del sitio de cómputo.
- 100% de iluminación en tococirugía

El sistema de circuitos derivados de seguridad de la vida se conectará a tableros de transferencias (s) que operará en un máximo de 10 segundos.

b) Circuitos derivados críticos.

A Continuación se indican las áreas y porcentajes de manera general que se conectarán a este circuito:

- 100% de iluminación y 50% de receptáculos en servicios de urgencias.
- 100% de iluminación y 50% receptáculos en centrales de enfermeras.
- 100% de iluminación y 50% de receptáculos en área de observación.
- 30% de iluminación y los equipos y receptáculos que irán a emergencia.
- 50% de iluminación y los equipos y receptáculos de laboratorio que irán a emergencia.
- 100% de iluminación y 100% receptáculos en área de pediatría.
- 50% de iluminación y 50% de receptáculos en área de casa de máquinas y talleres de mantenimiento.
- 100% de receptáculos de cada sala de expulsión conectado a un tablero de aislamiento por sala.
- 100% de receptáculos de cada quirófano conectado a un tablero de aislamiento por cada quirófano.

3.4.- CÁLCULOS Y DEFINICIÓN DE PARÁMETROS

CARGAS CRÍTICAS, CIRCUITOS DERIVADOS CRÍTICOS.

Con la información proporcionada por el IMSS (Instituto Mexicano del Seguro Social), las cargas se clasifican según su importancia y funcionamiento dentro del hospital, los cuales agruparemos en tres tableros:

- 1) Tablero subgeneral uno “SG-1N” que alimenta cargas no críticas.
- 2) Tablero subgeneral uno de emergencia “SG-1E” que alimenta cargas para seguridad de la vida.
- 3) Tablero subgeneral dos “SG-2E” que alimenta cargas derivadas críticas.

Los circuitos derivados para la seguridad de la vida estarán respaldados por el grupo electrógeno, mientras que los circuitos derivados críticos estarán respaldados por el UPS y el grupo electrógeno.

Dicha información referente a las cargas se puede consultar en el anexo de este capítulo en los planos:

Plano 3 tablero de cargas SG-1N.
Plano 4 tablero de cargas SG-1E.
Plano 5 tablero de cargas SG-2E.

Con base en la carga instalada en VA, se propondrá el cálculo de los calibres de los cables por caída de tensión, ya sean estos alimentadores o circuitos derivados, así como también el calibre de la tubería que contendrá a los mismos. Se asignará un interruptor termo magnético para la protección de cada uno de los circuitos derivados. Con base en la carga calculada de los tableros se dimensionará la UPS y el grupo electrógeno. Para cálculos repetitivos de cableado o tubería se indicará el criterio del cálculo, las correspondientes ecuaciones y un ejemplo desarrollado. Para los demás cálculos similares sólo se mostrarán en una tabla resumen.

Dicha información y desarrollo matemático se muestra en el anexo de este capítulo con sus respectivas tablas de cada tablero y justificación.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAÍS”

A continuación se muestran los resultados más relevantes en tablas:

BALANCEO DE CARGAS EN LOS TABLEROS

TABLERO SG-2E

	CARGA X FASE (VA)			CARGA X CIRCUITO EN VA	(In) En Amp.
	A	B	C		
TOTAL	13242	13242	13268	39752	104.32

BALANCEO DE FASES

EL DESBALANCEO ENTRE FASES NO SERÁ MAYOR AL 5%	$\frac{(\text{S})\text{FASE MAYOR} - (\text{S})\text{FASE MENOR}}{(\text{S})\text{FASE MAYOR}} \times 100 = \%$
A – B =	0.0%
B – C =	0.196%
C – A =	0.196%

TABLERO SG-1E

	CARGA X FASE (VA)			CARGA X CIRCUITO EN VA	(In) En Amp.
	A	B	C		
TOTAL	91765	91919	91920	275604	723.28

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

BALANCEO DE FASES

EL DESBALANCEO ENTRE FASES NO SERÁ MAYOR AL 5%	$\frac{(S)FASE\ MAYOR - (S)FASE\ MENOR}{(S)FASE\ MAYOR} \times 100 = \%$
A – B =	0.16%
B – C =	0.001%
C – A =	0.17%

TABLERO SG-1N

	CARGA X FASE (VA)			CARGA X CIRCUITO EN VA	(In) En Amp.
	A	B	C		
TOTAL	74751	75383	75018	225152	590.87

BALANCEO DE FASES

EL DESBALANCEO ENTRE FASES NO SERÁ MAYOR AL 5%	$\frac{(S)FASE\ MAYOR - (S)FASE\ MENOR}{(S)FASE\ MAYOR} \times 100 = \%$
A – B =	0.84%
B – C =	0.48%
C – A =	0.35%

Tomando como base la figura 11 que muestra el diagrama de bloques de nuestro sistema eléctrico observamos que el tablero SG-2E está conectado al UPS y con base en el resultado obtenido en las cargas de dicho tablero requerimos que nuestra UPS soporte la carga de 39752 VA y una corriente de 104.32 A.

Para su dimensionamiento no se aplica un factor para cargas futuras debido a la configuración paralela redundante (N+1) elegida que se comentó anteriormente luego entonces tenemos:

$$UPS = 39752VA \cong 40KVA$$

Y de la misma manera observamos que el tablero SG-1E estará respaldado por el grupo electrógeno A la salida de nuestro tablero SG-1E va a los contactos de cierre y apertura para la transferencia y retransferencia los cuales consultando la tabla de cargas críticas debe soportar 723.28 A de corriente nominal que circulará por él y una carga de 275604 VA, aplicando un factor de crecimiento del 1.5 al generador tenemos:

$$GENERADOR = 275604VA \times 1.5 = 413KVA \cong 400KVA$$

Con este valor seleccionamos nuestro generador a una capacidad de 400 KVA que es el valor comercial más cercano y satisface las necesidades requeridas de alimentación a los tableros SG-2E Y SG1E en caso de falla de energía eléctrica.

3.5.- ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO

Dentro del análisis es necesario hacer mención del cálculo de corto circuito de nuestro sistema, ya que en funcionamiento anormal de nuestro sistema pueden presentarse fallas de aislamiento, que producen corrientes de corto circuito, equilibradas o desequilibradas, según el número de fases afectadas por la falla.

Por lo tanto, su cálculo constituye la base para poder determinar la capacidad de interrupción de las protecciones automáticas y una buena coordinación de aislamiento, es decir, una buena selección de la resistencia o aguante del aislamiento con relación a las sobretensiones esperadas para obtener un riesgo de falla aceptable de nuestro sistema orientada a:

- ✓ Proporcionar seguridad a las personas y personal de operación de las instalaciones.
- ✓ Prevenir daños permanentes a las instalaciones.
- ✓ Minimizar las interrupciones del suministro a los consumidores.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

- ✓ Minimizar las interrupciones de los circuitos. Dicho análisis puede ser consultado en el anexo de este capítulo y mostramos los resultados obtenidos mediante el sistema por unidad de falla trifásica y el resultado obtenido por el programa EDSA simulado en el laboratorio de sistemas eléctricos de potencia de nuestra universidad.

Resultado programa EDSA.

```

System Summary
-----
Base MVA                : 1.000
System Frequency(Hz)   : 60

# of Total Buses       : 20
# of Active Buses      : 20
# of Total Branches    : 18

# of Active Sources    : 2
# of Active Motors     : 0
# of Active Shunts     : 0
# of Transformers      : 3
Reference Temperature(^C) : 20.0
Impedance Displaying Temperature(^C) : 25.0

-----
Calculation Options
-----
Calculating All or Mult-Buses Fault with Fault Z = 0.00000 + j 0.00000 O
Fault Phases:
  Phase A for Line-Ground Fault
  Phase B,C for Line-Line or Line-Line-Ground Fault

Classical Calculation:
  Complex Z for X/R and Fault Current

Transformer Phase Shift is not considered.
Generator and Motor X/R is constant.
Base Voltages : Use System Voltages
Prefault Voltages : Use System Voltages
Use Only X to Calculate Results
-----

```

Jobfile Name: CORTO 1 Page : 2

Bus Results: 5 Cycle--Symmetrical

Bus Name	Pre-Flt V	3P Flt. A	LG Flt. A	Thevenin Imped.		Complex	
				Z+(pu)	Zo(pu)	3P	X/R
ACOMETIDA	13200	25006	25006	0.0017	0.0022	20.000	
BUS 1	13200	24977	24977	0.0018	0.0022	19.880	
BUS 2	480	20300	20557	0.0593	0.0575	672.57	
BUS 3	220	10123	10965	0.2593	0.2000	2942.5	
BUS 4	220	10571	11493	0.2483	0.1890	2817.6	
G1	220	2187	2898	1.2000	0.3167	29.000	
M1	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58	
M10	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41	
M11	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41	
M12	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41	
M13	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41	
M2	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58	
M3	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58	
M4	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58	
M5	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58	
M6	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58	
M7	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58	
M8	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41	
M9	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41	

Y

$$I_{f3\phi} = (576.67 p. u.)(43.74 A) = 25.2 KVA$$

En el método por unidad, observando el resultado obtenido en forma teórica de $I = 25.2$ KVA y el resultado obtenido haciendo uso del programa $I = 25$ KVA es muy similar, con lo cual se corrobora el resultado del cálculo realizado.

Con lo cual podemos escoger nuestra capacidad de interrupción de nuestros interruptores en sus tableros correspondientes, así como el cálculo del sistema de tierra.

3.6.- ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TIERRAS.

De igual manera el análisis del sistema de tierras es primordial, esto con el fin de que cualquier punto accesible a las personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidas a tensiones de paso o de contacto que superen los umbrales que sean permitidos, cuando se presente una falla, y se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos es la máxima corriente que pueden soportar, debido a la tensión de paso o de contacto y no el valor de la resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente.

Un bajo valor de resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir el máximo potencial de tierra, por tanto al diseñar un sistema de puesta a tierra, es fundamental determinar tensiones máximas aplicadas al ser humano en caso de falla.

- FUNCIONES DE UNA MALLA DE PUESTA A TIERRA

Entre las más importantes se tienen:

- a) Evitan sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas, operación o maniobras de disyuntores.
- b) Proporcionar una vía rápida de descarga de baja impedancia con el fin de mejorar y asegurar el funcionamiento de protecciones.
- c) Proporcionar seguridad al personal de la subestación.
- d) Prever un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.

- REQUISITOS DE UNA MALLA A TIERRA

Los requisitos que debe cumplir una malla de puesta a tierra son los siguientes:

- a) Debe tener una resistencia tal que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.
- b) La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- c) Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- d) Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
- e) Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla, (es decir disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.
- f) Debe ser resistente a la corrosión.

De igual manera el cálculo matemático a manera de ejemplo se encuentra en el anexo de este capítulo y a continuación mostramos los resultados obtenidos.

Comparación de potenciales

Debe ocurrir E_s (calculado) < E_s (tolerable).

Ocurre $2.28 \text{ kV} < 2.538 \text{ kV}$ lo cual es correcto.

Debe ocurrir E_m (calculado) < E_m (tolerable).

Ocurre $10.6 \text{ kV} < 11.6 \text{ kV}$ lo cual es correcto.

Finalmente la resistencia total se obtiene:

$$R_T = \frac{(1.9)(3.8167) - (1.814)^2}{1.9 + 3.8167 - (2)(1.8114)} = 1.896 \Omega$$

Como $R_T < 5 \text{ Ohms}$ que es el valor máximo permitido para una subestación, se considera que la red de tierra está dentro de la norma del IEEE std 80-1986.

CAPÍTULO 4

4.- CARACTERÍSTICAS DEL GRUPO ELECTRÓGENO

La finalidad de un grupo electrógeno equipado con cuadro de arranque y paro automático es arrancar automáticamente al recibir una señal de arranque exterior dada por un equipo de detección de fallo de red, sincronizarse a sí mismo hasta adquirir los valores nominales y efectuar la transferencia de energía y a la vez, una vez sufragada la falla por ausencia de energía eléctrica en la acometida, realizar de la misma manera la retransferencia de energía eléctrica a las barras críticas. En la figura 13 observamos un grupo electrógeno y sistema de paro y arranque automático.

Cuando el grupo electrógeno está en marcha, queda protegido por las alarmas del equipo automático, que detecta anomalías en el motor o el alternador. No precisan, por tanto, ninguna intervención de personal, salvo los trabajos de mantenimiento periódicos.

4.1.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.



Figura 33.- Grupo electrógeno.

Generador:

El generador (figura 14) se define como la máquina del grupo electrógeno que se usa para convertir la potencia mecánica rotativa entregada por el motor diesel, en potencia eléctrica de CA mediante fenómenos de inducción electromagnética.

El generador también recibe el nombre de alternador, ya que a su salida se logra obtener corriente alterna.

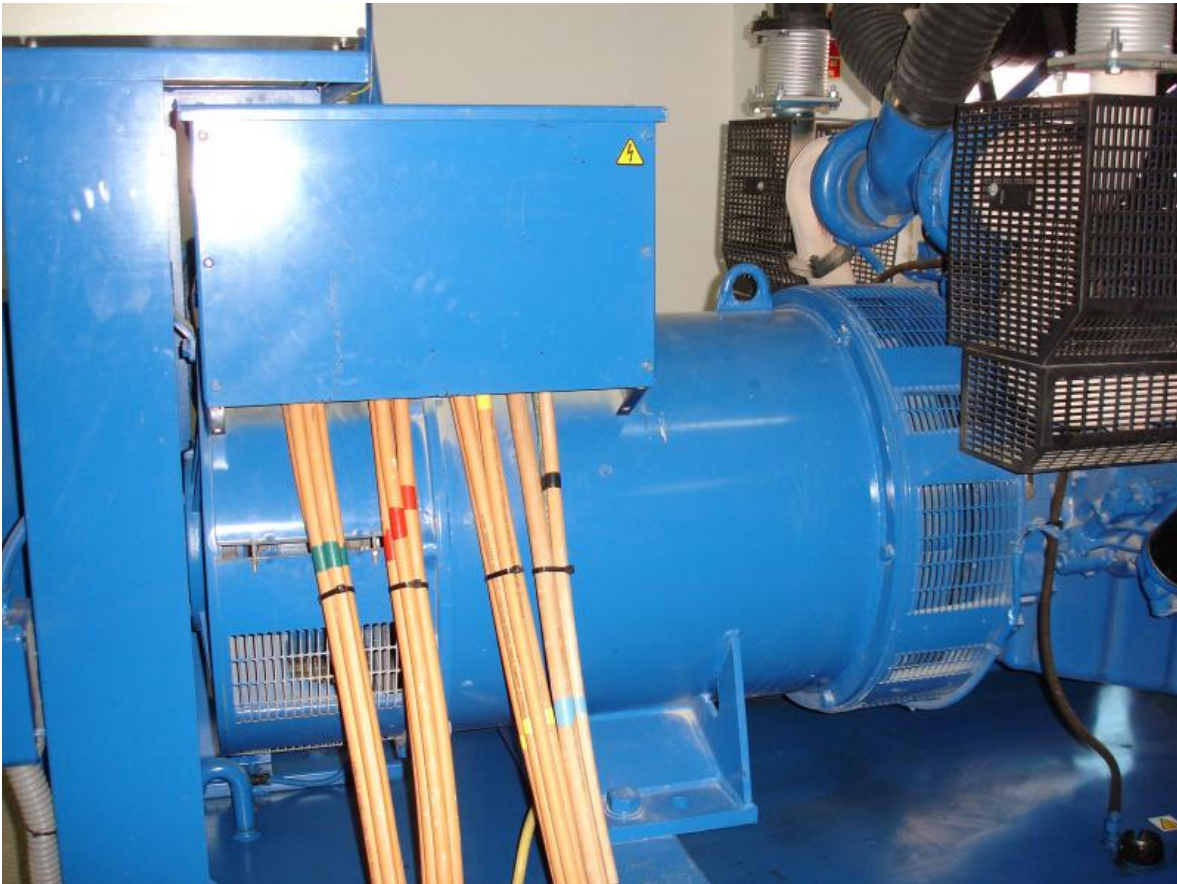


Figura 34.- Generador

Las características que posee este generador son:

Voltaje: 220 V

Potencia: 400 KVA

Frecuencia: 60 Hz

Velocidad: 1800 r.p.m.

Factor de potencia: de 0.8 a 0.9

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAÍS”

Marca: Stamford

Configuración: Estrella neutro saliente

Motor diesel:

El motor que acciona el grupo electrógeno es un motor de utilización industrial (figura 15), de encendido por compresión, dotado de los accesorios necesarios para un suministro seguro de energía.

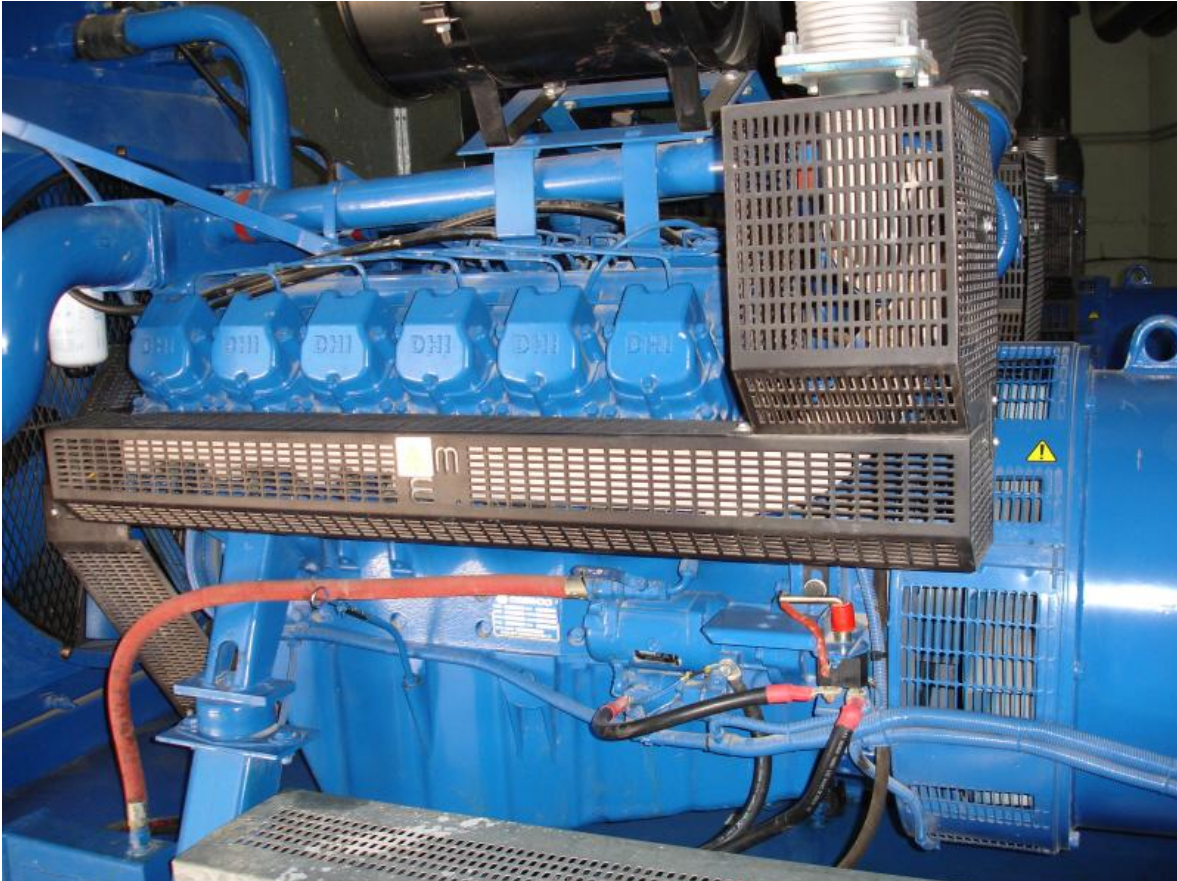


Figura 35.- Motor diesel

Características:

Ciclo diesel: 4 tiempos.

Refrigeración: Agua por radiador.

Nº y disposición de los cilindros: 12 en V.

Cilindrada total: 21900 cc.

Aspiración de aire: Turbo.

Regulador de velocidad: Electrónico.

Capacidad de aceite: 40 lt.

Consumo de aceite: 0,65 l/hora.

Capacidad de agua o refrigerante: 123 lt.

Depósito de combustible: 990 lt.

Datos técnicos de instalación:

Entrada de aire mínima: 3,3 m².

Salida de aire mínima (dimensiones del panel del radiador): 1,23 x 1,30.

Caudal de aire del ventilador en salida libre: 43000 m³/h.

Máxima contrapresión admisible en canalización de aire: 20 mm c.d.a.

Caudal de aire aspirado por el motor de combustión: 2436 m³/h

Caudal de gases de escape: 6980 m³/h.

Máxima contrapresión admisible en el escape: 500 mm c.d.a.

Diámetro de tubería de escape para recorrido corto (máx 6 m): 2 tuberías de 150 mm.

Temperatura de gases de escape: 565 °C

El sistema de salida de gases de escape de combustión de motores diesel produce un nivel de ruido que resulta molesto o incluso peligroso en exposiciones prolongadas al mismo. Se instalan los silenciadores adecuados (atenuación de 15, 25 o 40 dBA).

La unión entre el motor y el alternador se efectúa por medio de unos discos metálicos que confieren a la transmisión una gran seguridad sin necesidad de mantenimiento. El conjunto de motor y alternador se fija sobre una bancada de acero por medio de unos aisladores de vibraciones, para evitar que estas se transmitan a la base sobre la que está apoyado el grupo electrógeno.

4.2.- ELEMENTOS AUXILIARES DEL EQUIPO GENERADOR

Este generador instalado es del tipo autoexcitado con regulación por unidad de control de voltaje (AVR).(ver figura 16)

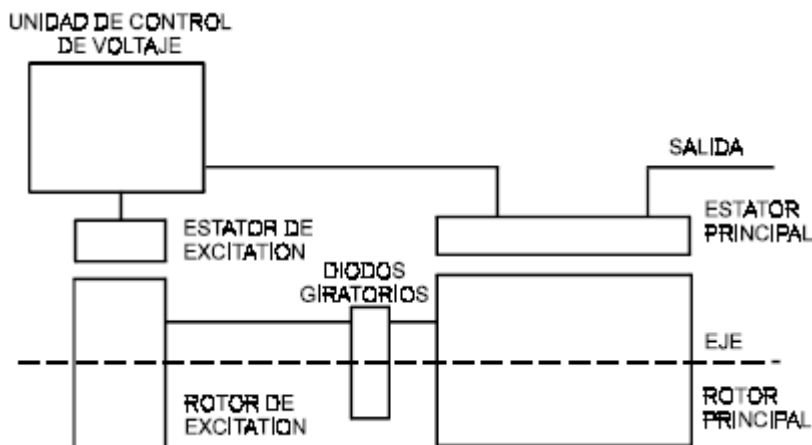


Figura 36.- Bloques del generador y el AVR.

El estator principal proporciona energía para la excitación del campo a través de la unidad de control de voltaje (AVR) que es el dispositivo para regular el nivel de excitación que requiere el campo según carga aplicada. La AVR responde a la señal derivada de los devanados del estator principal, al controlar la potencia baja del campo de excitación se consigue el control de la potencia alta exigida por el campo principal mediante la salida rectificadora del estator de excitación. (ver figura 17)

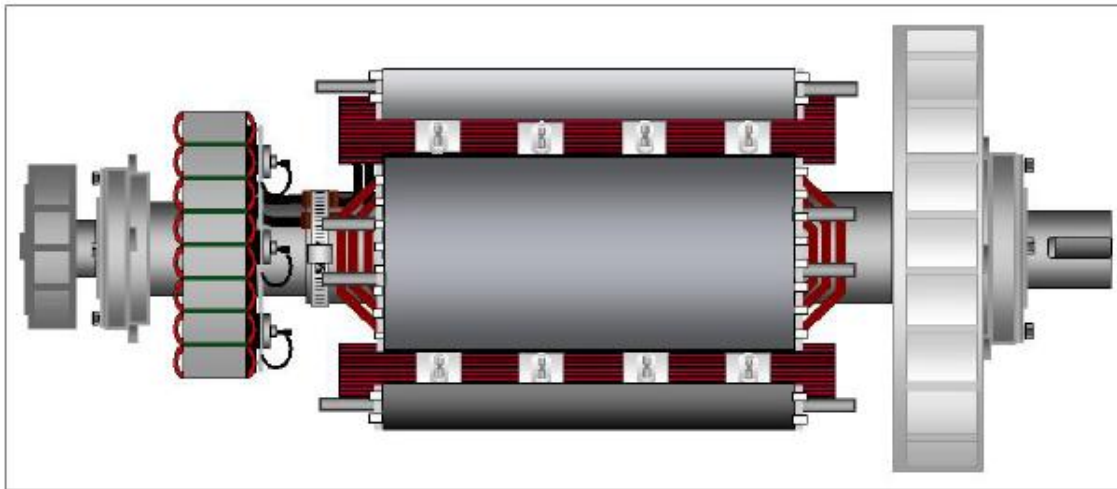


Figura 37.- Transversal del generador Stamford

La corriente continua para excitar el rotor se obtiene por medio de rectificadores (ver figura 18 y 19) que se conectan al devanado del estator del alternador, ya que en el primer momento el débil campo de magnetismo remanente del rotor en rotación induce en el devanado del estator una f.e.m. alterna pequeña. Y los rectificadores de silicio conectados a la corriente alterna dan una corriente continua que intensifica el campo del rotor y la tensión del alternador aumenta.

A la vez posee un supresor de cresta que es un varistor de óxido metálico y está conectado a los extremos de las dos placas rectificadoras para evitar que altos voltajes transitorios inversos del devanado de inducción causen desperfectos en los diodos.

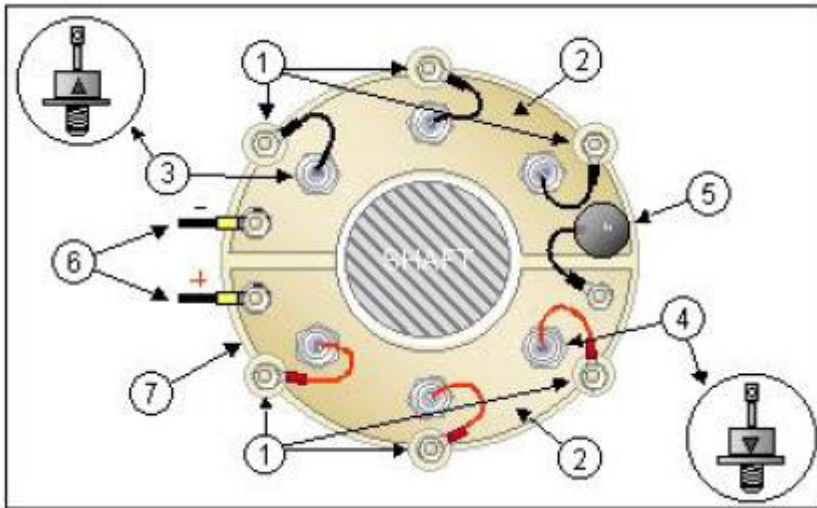


Figura 38.- Conjunto rectificador giratorio.

Componentes rectificadores:

- 1.- Conexión C.A.
- 2.- Placas de rectificadas.
- 3.- Diodo (negativo o inverso.)
- 4.- Diodo (positivo).
- 5.- Supresor de cresta (varistor).
- 6.- Alimentación del rotor C.D.
- 7.- Centro de rectificadas.

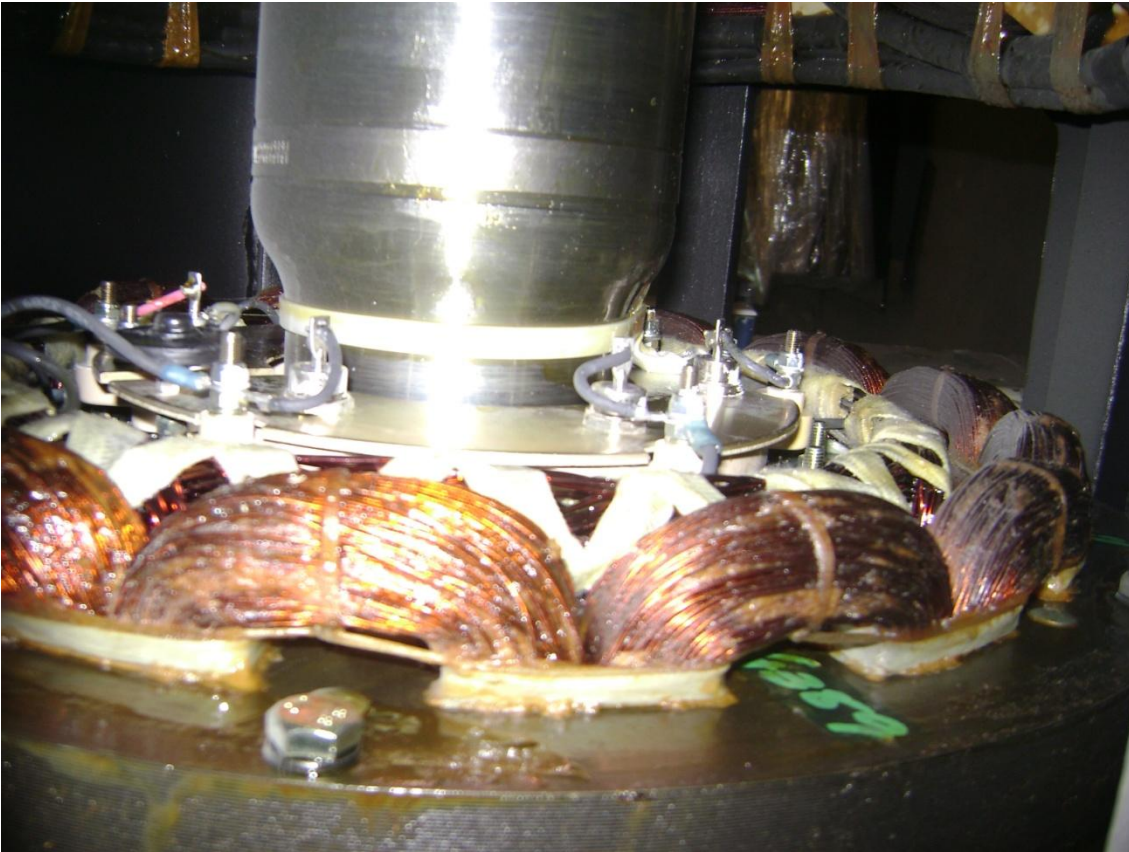


Figura 39.- Real del conjunto, rectificador giratorio.

El (AVR) regulación por unidad de control de voltaje; esta unidad detecta la tensión media entre dos fases para asegurar una regulación muy constante. Adicionalmente, detecta la velocidad del motor de accionamiento y provoca una breve caída de tensión en proporción a la caída de la frecuencia por debajo de un punto ajustable, evitando así una sobreexcitación y facilitando un alivio al motor de accionamiento en caso de golpes de carga. También proporciona una protección contra sobreexcitación que actúa en retardo, desexcitando el generador en el caso de un voltaje excesivo en el campo de excitación.

De las principales características que posee el AVR son:

- Protección de sobrevoltaje lleva un circuito interno y permite configurar el máximo valor de voltaje tolerable por el generador con corte de 280 Vca Y regreso de 260 Vca.
- Limitación de la corriente de corto circuito; este accesorio funciona en conjunto con la AVR para facilitar un ajuste del nivel máximo de la corriente de cortocircuito.

Se instala un transformador de corriente (CT) en cada fase para facilitar la limitación de corriente en el caso de cualquier fallo entre fases o fase y neutro.

- Unidad de control del factor de potencia (pfc3); la unidad vigila el factor de potencia del generador y ajusta la excitación para mantener el factor de potencia constante. El transformador de corriente trabaja en conjunto con una resistencia de carga en la AVR. Un porcentaje del voltaje de esta resistencia se suma al circuito de la AVR. (ver figura 20)

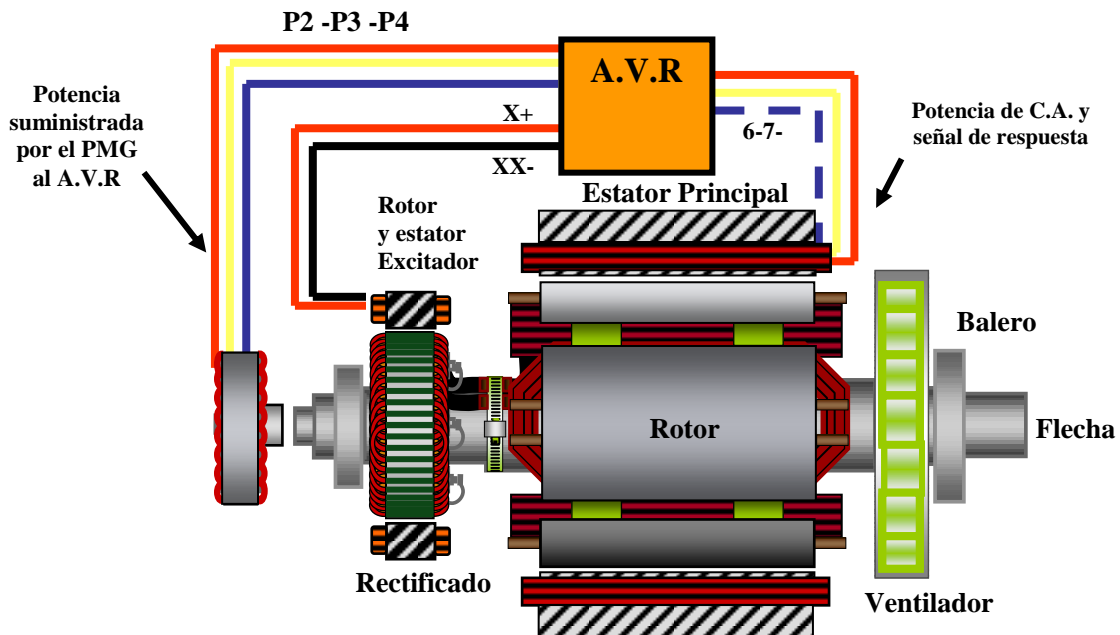


Figura 40.- AVR conectado al generador.

SISTEMAS PRINCIPALES DEL MOTOR



Figura 41 .- Sistemas principales del motor.

El motor cuenta con diferentes protecciones necesarias para su buen funcionamiento como son:

1.- Protección del motor: el sensor de presión de aceite o también conocido como enviódor de presión (figura 22), es el dispositivo para poder medir la presión que está ejerciendo el aceite, la cual no debe de estar debajo de 18 lb/in².



Figura 42.- Sensor de presión.

2.- Sensor de temperatura: el sensor de temperatura es el dispositivo que nos permite medir la diferencia de temperatura que tiene el refrigerante que circula por el motor. Se instala cerca de donde se encuentran ubicados los termostatos.(figura 23)

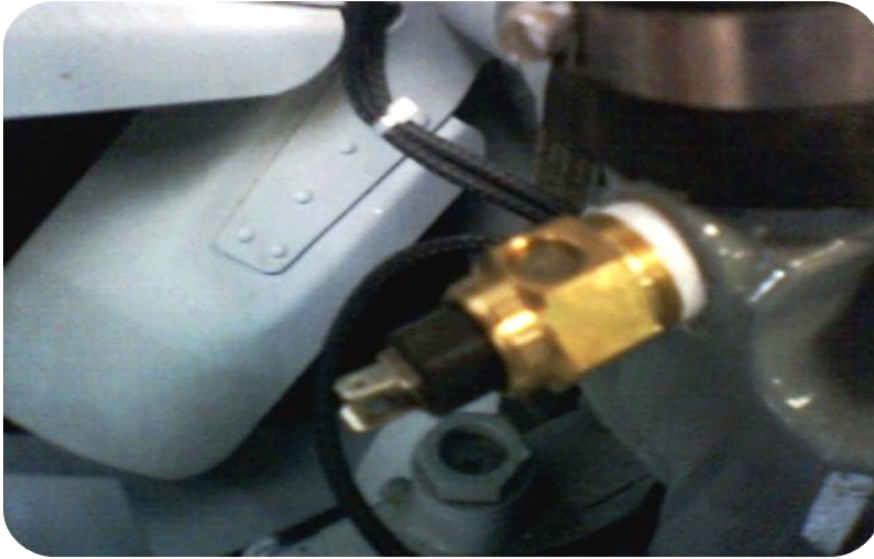


Figura 43.- Sensor de temperatura

3.- Sensor de nivel de agua: el dispositivo nivel de agua es una protección que en el momento que el nivel de agua en el radiador sea bajo, el dispositivo manda una señal al módulo para indicar la falla en el sistema. (figura 24)



Figura 44.- Sensor de nivel de agua.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

4.- Sistema de goberación electrónico: con este sistema se mantiene la velocidad nominal del motor en un rango fijo tanto con carga o en vacío, la variación máxima debe ser de 0.5% (figuras 25, 26 y 27) y se compone de:

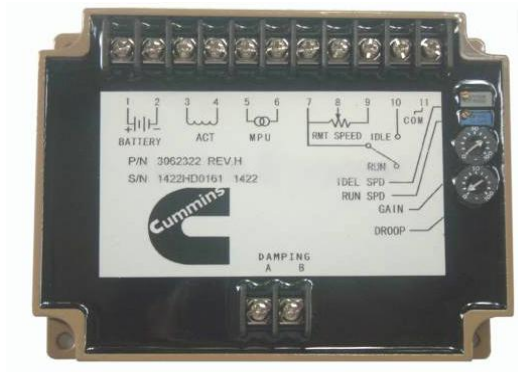


Figura 45.- Sistema de goberación.



Figura 46.- Actuador.



Figura 47.- Pick-up

- Para suministrar potencia de marcha y arranque del motor, energizar los sistemas de monitoreo del motor y mantener cargada la batería que soporta estas funciones.

- Para motores electrónicos, suministrar energía para hacer trabajar el E.C.M. y los sistemas de control del motor.

Un cargador electrónico de baterías: asegura la carga de la batería, aunque el grupo permanezca largos períodos de tiempo sin funcionar. Suelen ser de una intensidad máxima de carga de 5 A.

4.3.- DESCRIPCIÓN DEL CONTROL ELECTRÓNICO MODELO DALE3100

El módulo de control modelo DALE3100 es una unidad diseñada específicamente para control y protección de la planta generadora de energía eléctrica, el cual incluye todas las funciones, tiempos de operación, instrumentación básica del motor diesel, red normal y generador, así como las protecciones requeridas para la correcta operación y protección de una planta generadora de energía eléctrica. El microprocesador permite desarrollar múltiples funciones.

- Display gráfico LCD, el cual permite la interpretación de los eventos de operación y alarma sin necesidad de traducción o de cambio de idioma ya que emplea iconos gráficos.
- Monitoreo el voltaje frecuencia y corriente del generador.
- Medición de potencia del generador (kW, kVA y f.p.).
- Monitoreo del voltaje y frecuencia de la red normal.
- Monitoreo de los parámetros de operación del motor diesel.
- Entradas opcionales totalmente configurables como alarmas o como eventos de operación seleccionables.
- Salidas configurables a cualquier evento de operación o de falla directamente en el módulo o a través de una unidad de expansión por medio de contactos secos.
- Indicación de alarmas por medio de indicadores “ocultos hasta que encienden”.

Cabe señalar que las secuencias selectivas de operación, tiempos y puntos de falla pueden ser modificados o configurados en campo por el usuario

empleando una PC y el software de configuración local 3100 y la interface P180 o modificar los parámetros básicos a través del menú de configuración desde el panel frontal del modulo de control.

4.3.1.- MODOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA (etapa de control).

La siguiente descripción es la secuencia seguida por un módulo que tiene la configuración de fábrica. En nuestro caso el nombre del equipo es el modelo DALE3100, en el cual nos referimos en esta sección y se observa en la figura 28.

El módulo de arranque automático cuenta con tres modos de operación que describiremos.

- OPERACIÓN EN MODO AUTOMÁTICO.- operación mediante la cual nuestro control sensea el voltaje y la frecuencia de la red comercial, y esta al no cumplir con las condiciones necesarias para el funcionamiento del sistema de emergencia realiza la transferencia y a su vez la retransferencia de energía eléctrica una vez cumplidas las condiciones de operación.

- OPERACIÓN MANUAL.- modo de operación necesario por el personal de mantenimiento para realizar pruebas necesarias para el buen funcionamiento del equipo.

- OPERACIÓN DE PRUEBA.- modo de operación necesario por el personal de mantenimiento para realizar la transferencia automática con carga para verificar el correcto funcionamiento del equipo.

La explicación más detallada, así como el diagrama eléctrico del control se pueden consultar en el anexo del capítulo 4.

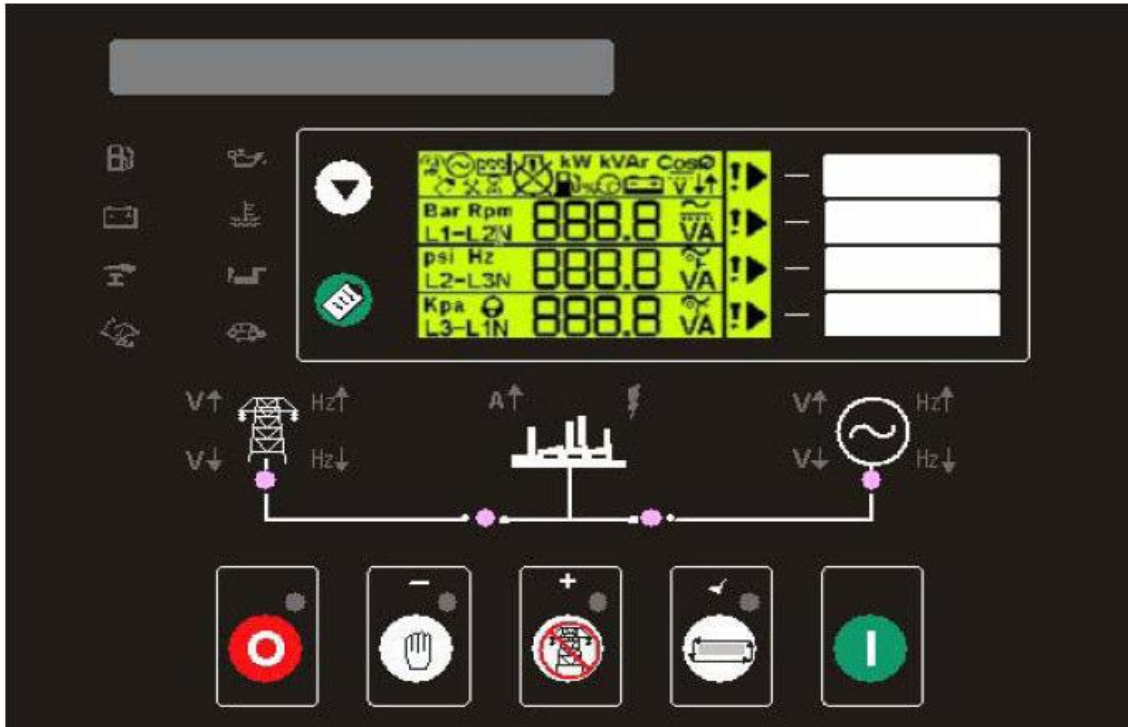


Figura 48.- Del tablero de control DALE3100

4.4.- CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES PRINCIPALES DE UPS



Figura 49.- UPS

*“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAÍS”*

Capacidad: 40 kVA

Cantidad de baterías: 4 cadenas de baterías.

Voltaje nominal: 220 V.

Frecuencia: 60 Hz \pm 0,05 Hz.

Salida activa, demora automática antes de activar la salida: 0 seg.

Prioridad de operación durante corte en la entrada del rectificador: en batería.

Tiempo de respaldo: 15 min. Y 9Ah.

Capacidad de sobrecarga \leq 125% durante 10 minutos; \leq 150% durante 60 segundos.

Rectificador (3 polo, 600 VCA).

Temperatura operativa 0° C a 40° C.

Elevación 0 a 3000 mts.

Forma de onda (En línea o batería): Onda sinusoidal pura.

Tolerancia de frecuencia: \pm 5%.

- Rectificador del tipo estado sólido, potencia constante, fase controlada, rectificación de onda completa mínimo de 6 pulsos para rectificadores trifásicos a base de tiristores (SCR's), salida de tensión regulada.
- Inversor estático de corriente, fabricado a base de transistores de potencia IGBT y con tecnología de modulación por ancho de pulso (PWM), con tensión de salida 120 o 127 V c.a. monofásico, 220 o 480 V c.a. trifásico, forma de onda senoidal. La tensión de salida del inversor es la misma o mayor que se requiere para la alimentación a la carga eléctrica, la salida del inversor se debe mantener con una regulación de tensión de \pm 1% bajo cualquier condición de carga, es capaz de transferir la carga a la línea alternativa en forma automática, cuando la tensión final de descarga de la batería es alcanzada, sin interrupción, por medio del interruptor estático de transferencia automática.
- Interruptor estático de transferencia automática, conecta la carga a la fuente alternativa cuando una sobrecarga o falla del inversor ocurre, realiza transferencias sin interrupciones de la carga después de que el control lógico detecte alguna de las siguientes condiciones:
 - a) Falla del inversor.
 - b) Sobrecorriente en el inversor.
 - c) Tensión de salida del inversor mayor o igual a \square 10% del valor nominal.
 - d) Desconexión por baja tensión de corriente continua.
 - e) Transferencia manual vía botón pulsador o selector.

Retransferencia automática sin interrupción. Si el control de transferencia es puesto en retransferencia automática, el circuito de control es capaz de retransferir la carga a la salida del inversor cuando la sobrecarga desaparezca y la salida del inversor esté dentro de las especificaciones. La operación de transferencia/retransferencia automática o manual debe ser sin interrupciones, permitiendo la transferencia cuando la fuente normal y la fuente alternativa se encuentren en sincronía.

Un Interruptor de transferencia de carga de accionamiento manual mecánico, trifásico de acuerdo a la tensión y la capacidad en amperes de salida de la línea alternativa y la línea normal del SAI. Este interruptor manual de transferencia está montado dentro del mismo gabinete.

Las pantallas y su funcionamiento se presentan en el anexo de este capítulo.

CAPÍTULO 5

5.- RECOMENDACIONES, MEJORAS OPERATIVAS Y DE MANTENIMIENTO.

En este capítulo se dan algunas recomendaciones, como la elaboración de un programa para PLC que nos permitirá monitorear el estado de los interruptores de nuestros tableros del sistema de emergencia, así como la elaboración de un plan de mantenimiento para prolongar la vida útil del grupo electrógeno y sus componentes y que el personal encargado de la operación sepa interpretar las fallas o el estado de operación en que se encuentra el grupo electrógeno.

5.1- CONTROL Y MONITOREO DE INTERRUPTORES CON PLC.

Al analizar el funcionamiento del modulo DALE3100 observamos que cubre con las expectativas de control sobre la transferencia y la retransferencia.

Y al tratarse de un sistema de emergencia en el cual las fallas por suministro de energía deben de atenderse prontamente en nuestros tableros SG-1E y SG-2E. Se propone establecer un control por medio de un PLC (controlador lógico programable) que nos esté monitoreando el estado actual de los interruptores de los tableros SG-1E y SG-2E, y así atender prontamente la falla y reducir el tiempo de esta. Esto se logra de la siguiente manera:

- 1.- Seleccionar el PLC a ocupar tomando en cuenta su capacidad, entradas y salidas.
- 2.- Botones pulsadores para la falla NC (normalmente cerrados) y NO (normalmente abiertos). Desde el cuarto de control.
- 3.- Diseño del programa a implementar en el PLC por programa en escalera.
- 4.- Indicando por medio de un led bicolor mediante una luz verde el estado NC y luz roja para el estado NO. Y botón pulsador para apagar la alarma sonora (bocina) indicando que se ha enterado del cambio de posición del interruptor.

- DESCRIPCION DEL PLC

El autómata programable (PLC) es el equipo que en un sistema automático nos permite elaborar y modificar las funciones que tradicionalmente se han realizado con relés, contactores, temporizadores, etc. La sigla PLC significa “Programable Logic Controller” (en español: Controlador Lógico Programable).

Es un equipo electrónico utilizado para “controlar automáticamente”, a través de secuencias lógicas, máquinas y equipos.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

El PLC posee interfaces de entrada para la lectura de estados, interfaces de salida para el manejo de tensiones y corrientes que actuarán sobre un equipo o proceso industrial, y un microcontrolador con programa almacenado en su memoria. Leerá las entradas y de acuerdo a las instrucciones de procesamiento del programa, se elaborarán las salidas.

Los PLC constan de los siguientes componentes esenciales:

Propios del PLC: Hardware y software.

Externos al PLC: Actuadores, sensores y equipo programador.

Las partes que integran a un control lógico programable (figura 30) son las siguientes:

- Unidad central de proceso.
- Módulos de entrada y salida de datos.
- Dispositivo de programación o terminal.

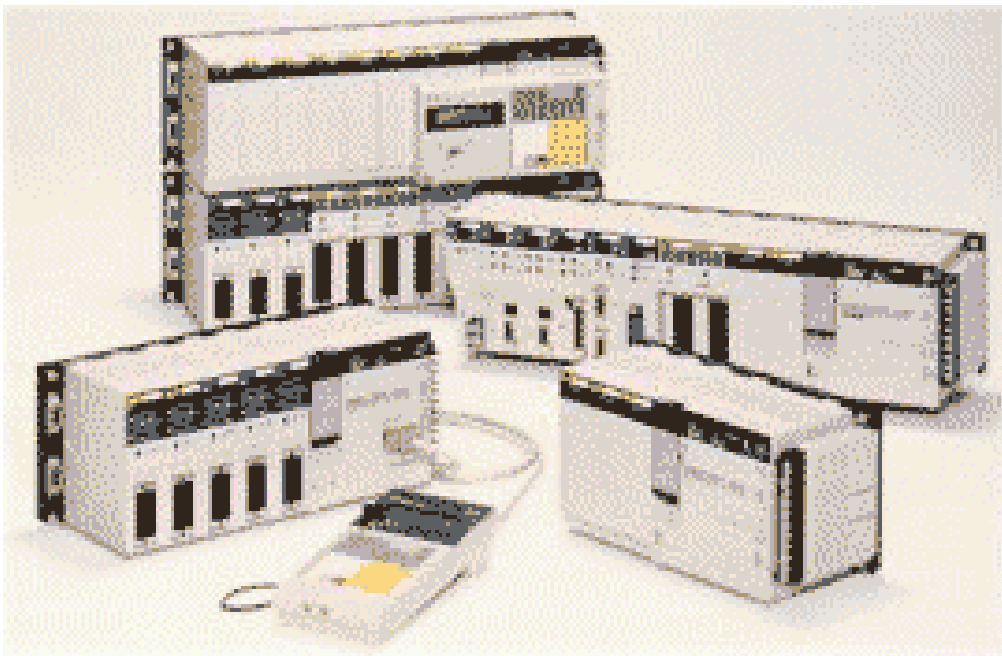


Figura 50.- El PLC cuenta con lenguajes de programación

Con los lenguajes de programación se le “ordena” al PLC las tareas que tiene que realizar. Los lenguajes de programación se determinan de acuerdo a la electrónica de la Unidad Central de Proceso.

Existen diferentes tipos de lenguajes de programación para el PLC entre los más comunes:

Lenguaje de esquema de contacto o escalera: Se trata de un lenguaje gráfico que emplea símbolos para representar contactos, relés, registros, etc. Cada símbolo está identificado con la dirección de una variable de entrada o salida de modo que se los puede combinar convenientemente para definir una condición que fije el estado de una variable de salida. Dicho de otra forma, dadas una o más variables, mediante símbolos se establecen condiciones que definen el estado de una salida.

Ejemplo de algunos símbolos ocupados en el esquema escalera.

-] [- Contacto NA
-] \ [- Contacto NC
- ()- Salida (variable discreta de salida)
- (+)- Operación suma de contenido de registros
-] CMP< [- Comparación (menor que)
-] GET [- Lectura del valor (dato) de un registro
- (JSB)- Salto a subrutina
- (TON)- Temporizador

Lenguajes literales o mnemónicos:

Estos lenguajes describen “directamente” o en forma literal las ecuaciones que permiten que se lleve a cabo una operación y reciben el nombre de lenguajes “booleanos” ya que proporcionan un medio literal para la transcripción directa de las ecuaciones de boole o funciones lógicas que definen una secuencia de control.

Ejemplo de algunos símbolos ocupados en lenguaje literal o mnemónico.

Instrucción (Nemónico)	Descripción
ADD	Suma
AND	Función lógica Y
AND NOT	Función lógica NO Y
AND LD	Función lógica Y condicionada
BCD	Convertidor binario a BCD
BIN	Convertidor BCD a binario
CMP	Comparación de variables numéricas

*“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”*

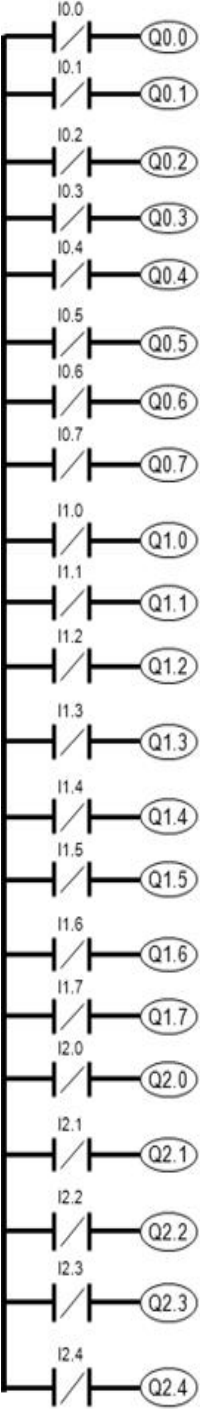
CNT	Contador
JME	Retorno o fin de salto
JMP	Salto condicional
LD	Variable de función lógica
LD NOT	Variable de función lógica negada
MOV	Transferir datos entre registros
OUT	Variable de salida
SUB	Resta
END	Fin de un programa

Elaboración del programa

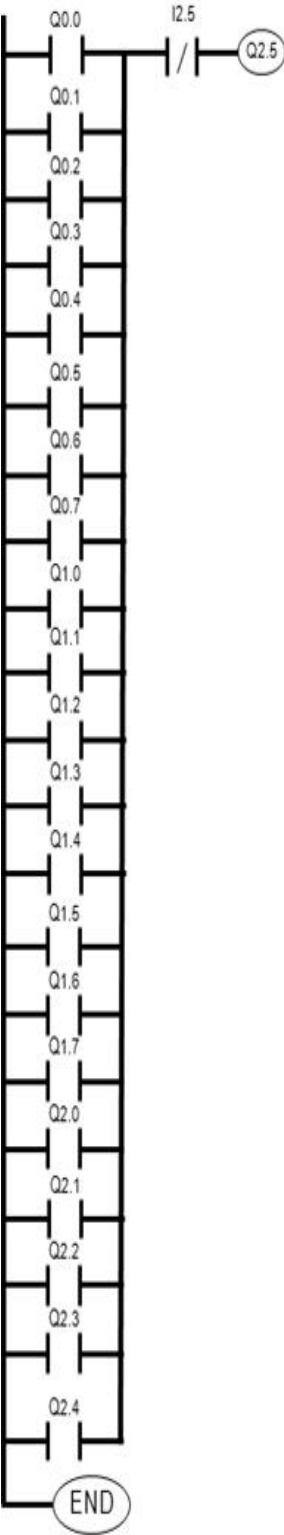
A continuación se muestra el diagrama en escalera del programa para el PLC, el cual se elabora usando el programa STEP 7 DE SIMENS versión v1.0 s7-2000.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Diseño de control de posicionamiento de los interruptores SG-2E Y SG-1E



“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”



5.1.1- MODO DE OPERACIÓN DEL PROGRAMA:

Comenzamos por direccionar las entradas de nuestro PLC las cuales proviene del interruptor que cuenta con un dispositivo mecánico, que nosotros ocupamos según la posición de esté como NO (normalmente abierto) y NC (normalmente cerrado).

Tabla 1

TABLERO SG-2E		
CTO.	ENTRADA	SALIDA
1	I0.0	Q0.0
2	I0.1	Q0.1
3	I0.2	Q0.2
4	I0.3	Q0.3
5	I0.4	Q0.4
6	I0.5	Q0.5
7	I0.6	Q0.6

Tabla 2

TABLERO SG-1E		
CTO.	ENTRADA	SALIDA
8	I0.7	Q0.7
9	I1.0	Q1.0
10	I1.1	Q1.1
11	I1.2	Q1.2
12	I1.3	Q1.3
13	I1.4	Q1.4
14	I1.5	Q1.5
15	I1.6	Q1.6
16	I1.7	Q1.7
17	I2.0	Q2.0
18	I2.1	Q2.1
19	I2.2	Q2.2
20	I2.3	Q2.3
21	I2.4	Q2.4
BOTÓN	I2.5	Q2.5

Dónde:

I → Entradas del PLC

Q → Salidas del PLC a la luz indicadora bicolor

BOTON → Botón de enclavamiento para la bocina

Se explicará el funcionamiento por los dos primeros interruptores debido a que el funcionamiento para los demás es muy similar.

Al estar cerrados los interruptores I0.0 y I0.1 envían señal a las salidas Q0.0 y Q0.1, con lo cual el led da la indicación con una luz verde. Se observa en el diagrama escalera que en esta situación los contactos NC internos del PLC no cambian de posición y no envían señal a la salida Q2.5 (salida a nuestro elemento sonoro bocina).

Supongamos que al ocurrir algún disparo por parte del interruptor I0.0 este cambia de posición de NC a NO y desenergiza la salida Q0.0 con lo cual el led indicador cambia de color verde a rojo. Esto debido a la conexión propia del led que cambia su potencial de referencia y permite el cambio de color como lo muestra su diagrama más adelante. Luego entonces, el contacto interno Q0.0 que se encontraba NO cambia de posición NC pasando por el botón de enclavamiento I2.5 NC que a su vez envía señal a la salida Q2.5 que activa la bocina emitiendo una señal audible alertando al personal de que existe falla en el interruptor I0.0, entonces se oprime el botón I2.5 para enclavarlo y cambiar su posición a NO y desenergizar la bocina con lo cual se da por enterado que existe una falla en dicho interruptor para su atención. Cabe señalar que si por accidente se regresara el botón I2.5 a su posición de NC se volvería a activar la bocina, esto debido a que el contacto Q0.0 sigue en la posición de NC, ya que la salida Q0.0 está desenergizada indicando que la falla no ha sido atendida.

Una vez corregida la falla se energiza la entrada I0.0 cambia de posición y se energiza la salida Q0.0 cambiando de posición el contacto Q0.0 con lo cual no se envía señal al botón I2.5 y este se puede restablecer a su posición de NO.

Bien, ahora analizaremos lo que ocurre cuando simultáneamente se presenta falla en ambos interruptores dicho en este ejemplo, (al ocurrir alguna falla simultánea en dos o más de nuestros interruptores instalados en nuestros tableros de emergencia se comporta de manera similar dicho anteriormente).

Al cambiar de posición las entradas I0.0 y I0.1 se desenergizan las salidas correspondientes Q0.0 y Q0.1, con los cuales sus correspondientes leds cambian de color de verde a rojo. En el diagrama se observa que los contactos internos Q0.0 y Q0.1 cambian de posición NO a NC y envían señal a la salida Q2.5 activando la bocina y alertando al personal, se oprime el botón I2.5 interrumpiendo la señal a la salida Q2.5 y apagando el elemento sonoro indicando que se ha enterado de la falla.

Suponiendo que sólo se solucione la falla en la entrada I0.0 ocurre lo mencionado anteriormente, con la diferencia de que la luz indicadora de la salida Q0.1 sigue en el color rojo y al regresar el botón I2.5 a la posición NC vuelve a enviar señal a la bocina activándola, alertando de que existe alguna falla que no se ha solucionado. Esto debido a que la salida Q0.0 está desenergizado su contacto Q0.0 no ha cambiado de posición sigue en NC. Se vuelve a oprimir el botón I2.5 para dar de enterado y atender la falla, una vez restablecida se envía señal a la salida Q0.1, cambia de color el led indicador se abre el contacto Q0.1 deja de enviar señal y se puede restablecer el botón I2.5.

Esto es básicamente el funcionamiento de nuestro diseño que nos permite ver qué interruptor ha fallado.

Se propone para llevar a cabo dicho sistema los siguientes elementos básicos.

5.2.- PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.

El mantenimiento detectivo es un concepto emergente, proveniente de la filosofía de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad o RCM (Reliability Centered Maintenance) por su sigla en inglés.

Siendo la seguridad un concepto de confiabilidad, la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) análisis de causas, etc. son herramientas de grandes importancias y utilidad para el estudio de la seguridad de un sistema de emergencia de suministro de energía como las plantas eléctricas

Hoy día las prácticas de mantenimiento en los grupos electrógenos están orientados a garantizar la confiabilidad del sistema a través de los tres tipos tradicionales de mantenimiento: preventivo, correctivo y predictivo. La incorporación de una nueva metodología de mantenimiento como lo es el “mantenimiento detectivo” permitirá a quienes operan y mantienen los sistemas de energía de respaldo poder asegurar la confiabilidad del sistema.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Las inspecciones que se requieren en el mantenimiento detectivo difieren de los que se requieren en el mantenimiento predictivo, ya que en las inspecciones predictivas se busca encontrar componentes en mal estado, mas en el mantenimiento detectivo se hacen inspecciones que buscan componentes que están fallando.

Antecedentes y nuevos paradigmas en mantenimiento

No se debe desconocer que el mantenimiento ha venido sufriendo cambios en los últimos años y ha debido adaptarse a las nuevas necesidades y requerimientos de confiabilidad y seguridad de las empresas; por esto continuamente se está en la búsqueda de implementar estrategias que garanticen el buen desempeño de sus equipos y sistemas, tanto a nivel estratégico como a nivel operacional; esto hasta tal punto de enfrentarnos a nuevos paradigmas basados en conceptos de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) como los citados por el señor Jhon Moubray de AladonTda quien cita los siguientes avances:

<i>“En caso de ser técnicamente factible tanto una tarea de restauración o reemplazo a intervalos fijos (preventiva), como una tarea <a condición de> (predictiva), generalmente la primera es más económica y efectiva que la basada en la condición.”</i>	<i>“En caso de ser técnicamente factible tanto una tarea de restauración o reemplazo a intervalos fijos (preventiva), como una tarea <a condición de> (predictiva), ésta última es generalmente más económica y efectiva a lo largo de la vida del activo”</i>
<i>“Los incidentes serios, accidentes catastróficos que implican fallos múltiples de equipos, generalmente son el resultado de <u>mala suerte</u> ó <u>actos de Dios</u>, y por lo tanto son inmanejables”</i>	<i>“La probabilidad de un fallo múltiple es, en buena medida, una variable manejable, especialmente en sistemas protegidos”</i>
<i>“La forma más rápida y segura de mejorar el comportamiento de un activo existente que <u>no es confiable</u> es mejorar su diseño”</i>	<i>“Casi siempre es más costo-eficaz tratar de mejorar el comportamiento de un activo no confiable mejorando la forma en que es operado y mantenido, revisando el diseño sólo si tal solución no logra el comportamiento deseado”</i>
<i>“Para la mayoría de los activos pueden desarrollarse políticas genéricas de mantenimiento.”</i>	<i>“Las políticas genéricas solamente deben aplicarse en activos idénticos cuyo contexto operacional, funciones y parámetros de prestación deseados también sean idénticos”</i>
<i>“Las políticas de mantenimiento deben ser elaboradas por directores y gerentes y los planes de mantenimiento establecidos por especialistas calificados o por contratistas externos (concepto de arriba hacia abajo)..”</i>	<i>“Las políticas de mantenimiento deben ser establecidas por las personas que están más cerca de los activos. La responsabilidad de la Dirección y Gerencia es de proveer las herramientas que les permitan tomar las decisiones correctas y asegurar que esas decisiones sean sensatas y defendibles”</i>

TIPOS DE MANTENIMIENTOS:

- MANTENIMIENTO PREDICTIVO:

Las tareas predictivas o basadas en condición implican constatar si algo está fallando. Consiste en inspeccionar los equipos o componentes de un equipo a intervalos regulares y tomar acción para prevenir las fallas o evitar consecuencias de las mismas según su condición. Este tipo de actividades incluye tanto las inspecciones objetivas (con instrumentos) como subjetivas (con los sentidos), como la reparación por defecto.

- MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

Las tareas preventivas o basadas en el tiempo, generalmente implican restaurar items o reemplazar componentes a intervalos fijos de tiempo

- MANTENIMIENTO CORRECTIVO:

Las tareas correctivas o a rotura, implican reparar items cuando se descubre que está fallando o cuándo han fallado; generalmente ocurren en urgencias o emergencias.

- MANTENIMIENTO MEJORATIVO:

No es una tarea de mantenimiento, consiste en tareas de modificación, rediseño o cambios de las condiciones originales del equipo o instalación.

- MANTENIMIENTO DETECTIVO:

Las tareas detectivas o búsqueda de fallos, consiste en la inspección de las funciones ocultas a intervalos regulares, para ver si han fallado y reacondicionarlas en caso de falla. Solamente aplica para fallos ocultos o no evidentes.

5.2.1-- ETAPA DE PLANEAMIENTO DEL MANTENIMIENTO.

La finalidad de crear una etapa de planeamiento del mantenimiento es la de aumentar la confiabilidad y disponibilidad de los grupos electrógenos diesel como fuente de energía de respaldo que suplente autónomamente la falta de energía por fallas en el sistema de la red comercial de energía eléctrica.

Estableceremos una estrategia de ejecución de un plan de mantenimiento detectivo de fallas, encaminado al logro de la máxima confiabilidad y disponibilidad

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

del grupo electrógeno diesel como fuente de energía de respaldo enmarcado bajo las últimas tendencias de mantenimiento, en búsqueda de mejorar de las condiciones de seguridad, la continuidad en el funcionamiento y la estructuración de un diagnóstico real del mismo, identificando fallas ocultas y no evidentes en sus componentes de forma que puedan ser reparados o reemplazados oportunamente.










































A) LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DEL GRUPO ELECTRÓGENO:

Se presentan las fichas técnicas del grupo electrógeno

B) SISTEMA DE PROTECCIÓN ASOCIADO A CADA COMPONENTE CONTROLADO POR EL MÓDULO DALE3100

Sección de config.	Parámetro	Tipo	Iconos mostrados	
Enviadores análogos	Baja presión	Pre-alarma		
	Baja presión	Corte		
	Alta temperatura	Pre-alarma		
	Alta temperatura	Corte		
	Nivel de combustible %	Pre-alarma		
Calendario	Fecha/hora	Fecha/hora		
Temporizadores	Retardo transitorios normal	Temporizador (seg)	1	
	Retardo de arranque	Temporizador (seg)	2	
	Pre calentamiento	Temporizador (seg)	3	
	Intento de marcha	Temporizador (seg)	4	
	Descanso de marcha	Temporizador (seg)	5	
	Activación de protecciones	Temporizador (seg)	6	
	Sobre tiro en sobre velocidad	Temporizador (seg)	7	
	Calentamiento	Temporizador (seg)	8	
	Retardo de transferencia	Temporizador (seg)	9	
	Retardo de regreso	Temporizador (seg)	10	
	Enfriamiento	Temporizador (seg)	11	
	Energizar para parar	Temporizador (seg)	12	
Suministro de normal	Bajo voltaje	Corte		
	Alto voltaje	Corte		
	Baja frecuencia	Corte		
	Alta frecuencia	Corte		


“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Salida de generador	Bajo voltaje generador L1-N	Corte			
	Bajo voltaje generador L1-N	Pre-alarma			
	Sobre voltaje generador	Pre-alarma			
	Sobre voltaje generador	Corte			
	Baja frecuencia de generador	Corte			
	Baja frecuencia de generador	Pre-alarma			
	Sobre frecuencia de generador	Pre-alarma			
	Sobre frecuencia de generador	Corte			
	% sobre corriente retardada	Corte			
Velocidad de motor	Baja velocidad (RPM)	Corte			
	Baja velocidad (RPM)	Pre-alarma			
	Sobre velocidad (RPM)	Pre-alarma			
	Sobre velocidad (RPM)	Corte			
Voltaje de CD	Bajo voltaje CD	Advertencia			
	Alto voltaje CD	Advertencia			
	Falla de alternador	Advertencia			

Estas protecciones se muestran a manera de advertencias como condiciones de alarma no críticas y no afectan la operación del sistema del generador, sirven para distraer la atención del operador a una condición indeseable.

En el evento de una alarma de advertencia, el LCD mostrará:



Falla del cargador de batería.- Si el módulo no detecta voltaje desde la terminal de luz de advertencia en el alternador de carga auxiliar, el icono  se iluminará.

Bajo voltaje de batería.- Si el módulo detecta que el suministro de CD de la planta ha caído por debajo del ajuste de nivel de bajo voltaje, el módulo mostrará:



Alto voltaje de batería.- Si el módulo detecta que el suministro de CD de la planta ha subido por arriba del ajuste de nivel de alto voltaje, el módulo mostrará:



Falla de paro.- Si el módulo detecta que el motor permanece trabajando cuando el “temporizador de falla de paro” termina, el módulo mostrará:



Bajo nivel de combustible.- Si el nivel de combustible detectado por el respectivo enviador, cae debajo del ajuste de bajo nivel de combustible, una advertencia ocurrirá y el siguiente icono se iluminará:



Las siguientes alarmas son denominadas “pre-alarmas”, ya que advierten al operador de una potencial condición de alarma de mayor seriedad. Por ejemplo, si la temperatura de un motor sobrepasa el nivel de pre-alarma, una condición de advertencia ocurrirá para notificar al operador. Si la temperatura cae debajo de este nivel, la alarma cesa y el equipo continuará trabajando normalmente, de cualquier modo si la temperatura continúa subiendo hasta que el punto de disparo de temperatura de enfriamiento es alcanzado, la advertencia es sobrepasada y el paro por alta temperatura de enfriamiento es iniciado.

Baja presión de aceite.- Si el módulo detecta que la presión de aceite del motor ha caído por debajo del nivel de ajuste de la pre-alarma de baja presión de aceite después de que el temporizador de activación de protecciones ha terminado, la advertencia ocurrirá y el siguiente icono se iluminará:



Alta temperatura de motor.- Si el módulo detecta que la temperatura de enfriamiento del motor ha excedido el nivel de ajuste de la pre-alarma de alta temperatura de motor después de que el temporizador de activación de protecciones ha terminado, la advertencia ocurrirá y el siguiente icono se iluminará:



Sobre velocidad.- Si el motor excede el corte de la pre-alarma, una advertencia se inicia y el siguiente icono se iluminará:



Baja velocidad.- Si la velocidad del motor cae por debajo de la pre-ajustada pre-alarma después de que el temporizador de activación de protecciones ha concluido, una advertencia es iniciada y el siguiente icono se iluminará:

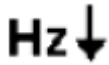


Alta frecuencia del generador.- Si el módulo detecta que la frecuencia de salida del generador excede los pre-ajustes de la pre-alarma, una advertencia es iniciada y el siguiente icono se iluminará:



Baja frecuencia del generador.- Si el módulo detecta una frecuencia en la salida del generador por debajo de los pre-ajustes de la pre-alarma después de que el

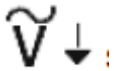
temporizador de activación de protecciones ha expirado, una advertencia es iniciada y el siguiente icono se iluminará:



Alto voltaje del generador.- Si el módulo detecta una salida de voltaje del generador en exceso al corte pre-ajustado un paro es iniciado y el siguiente icono se iluminará:



Bajo voltaje del generador.- Si el módulo detecta una salida de bajo voltaje del generador, por debajo de los pre-ajustes de las pre-alarmas después de que el temporizador de activación de protecciones ha expirado, una advertencia se inicializa y el siguiente icono se iluminará:



Alta corriente del generador.- Si el módulo detecta una salida de corriente del generador excediendo los pre-ajustes de corte, una advertencia es iniciada y el siguiente icono se iluminará:



Falla de arranque.- Si el motor no arranca después de que el pre-ajustado número de intentos se ha realizado, el paro se inicializa y el siguiente icono se iluminará:



Paro de emergencia.- Quitando el suministro de +ve CD de la entrada de paro de emergencia, se inicia la siguiente secuencia, primeramente inicializa un paro controlado del generador y previene cualquier intento de re-arranque del generador hasta que el botón de paro de emergencia sea re-establecido. Seguidamente, quita el suministro de +ve CD a la válvula de combustible y el solenoide de arranque y el siguiente icono se iluminará:



Observamos que tanto en el generador, el motor y el tablero de control, se cuentan con dispositivos que realizan funciones de protección, acciones de protección y ambas, ¿pero qué puede causar una falla funcional en los dispositivos?

- Que no estén ajustados a la referencia de activación requerida.
- Que presenten piezas dañadas y/o deterioradas en su estructura.
- Que cumplan con su vida útil.
- Una mala instalación.
- No realizar pruebas funcionales sobre los dispositivos.
- Condiciones que sobrepasan umbrales funcionales.
- Usar dispositivos no recomendados por fabricante.

Mala calidad.
Una mala conectividad.
Ausencia de mantenimiento.

C) IDENTIFICAR LOS EFECTOS DE FALLA.

¿Qué ocurre cuando sucede cada falla en los dispositivos de protección?

Cada uno de los dispositivos de protección presentes en el motor diesel son dispositivos que realizan una función protectora. En el evento de que ocurra una falla en los dispositivos de protección, no se detectaría la condición anormal para la cual han sido dispuestos; esto generaría en el motor:

- Altas temperaturas de operación en el motor.
- Evaporación y consumo continuo del líquido refrigerante.
- Incendio del motor.
- Dilatación mecánica de los componentes activos.
 - Deterioro de la estructura mecánica del motor debido a la baja inyección de aceite en sus partes activas.
- Fugas de aceite.
- Sobre velocidades en la volante del motor.
- Arrastres excesivos durante arranques.
- Quema excesiva de aceite (el motor empieza a pasar aceite) por bajos niveles de combustible.
- Bajas velocidades en el cigüeñal del motor por baja inyección del combustible.

El generador se cuenta con dispositivos que realizan funciones y acciones de protección. En el evento de que ocurra una falla funcional de estos dispositivos en el contexto operacional no se detectaría la condición anormal o no se realizaría la acción protectora para la cual han sido dispuestos; esto se formaría en el generador:

Dstrucción del aislamiento y partes del generador.
Deterioro de la vida útil del generador.
Elevadas temperaturas en el generador.
Incendio en el generador.
Motorizar el generador.
Daños y quemaduras de tarjetas electrónicas en los reguladores de voltaje AVR.
Perdidas de sincronismo.
Inestabilidad en el sistema.
Un nivel de voltaje por debajo del nominal.
Daños y/o deterioros en el devanado de campo principal.
Daños y/o deterioros en los diodos giratorios.

En el tablero de control se cuentan con dispositivos que realizan acciones de protección basadas en las funciones de protección tanto del motor como del generador; por esto en el evento de tener fallas funcionales en estos dispositivos de acciones de protección, se tendrían los mismos efectos relacionados tanto para el motor como para el generador.

Se enlistan algunas otras que se pudiesen presentar como consecuencia de dicha falla:

1. Incendio del motor.
2. Incendio en el generador.
3. Destrucción del aislamiento y partes del generador.
4. Deterioro de la carga.
5. Deterioro de la estructura mecánica del motor debido a la baja inyección de aceite en sus partes activas.
6. Quema excesiva de aceite (el motor empieza a pasar aceite) por bajos niveles de combustible.
7. Altas temperaturas de operación en el motor.
8. Elevadas temperaturas en el generador.
9. Daños y/o deterioros en el devanado de campo principal.
10. Daños y/o deterioros en los diodos giratorios.
11. Daños y quemaduras de tarjetas electrónicas en los reguladores de voltaje AVR.
12. Deterioro de la vida útil del generador.
13. Sobre velocidades en la volante del motor.
14. Dilatación mecánica de los componentes activos.
15. Arrastres excesivos durante arranques.
16. Bajas velocidades en el cigüeñal del motor por baja inyección del combustible.
17. Un nivel de voltaje por debajo del nominal.
18. Inestabilidad en el sistema.
19. Pérdidas de sincronismo.
20. Motorizar el generador.
21. Evaporación y consumo continuo del líquido refrigerante.
22. Fugas de aceite.

D) IDENTIFICAR TAREAS DETECTIVAS.

¿Qué se puede hacer para detectar cada modo de falla en los dispositivos de protección?

Para identificar las tareas que deben ser emprendidas para detectar las fallas ocultas o no evidentes, se deben ejecutar actividades de rutina de búsquedas de fallo que consisten básicamente en:

Medir el ajuste de parámetros de los dispositivos.

Inspeccionar los sensores y verificar la funcionalidad mecánica y eléctrica de cada pieza.

Verificar que los sensores todavía se encuentren dentro de su vida útil.

Verificar que las condiciones de instalación sean apropiadas.

Realizar pruebas funcionales sobre los dispositivos (dentro y fuera de los rangos operativos).

Verificar que los sensores sean los recomendados por fabricante.

Verificar la calidad del dispositivo.

Verificar el conexionado del dispositivo y su interfaz con otros elementos.

Verificar los mantenimientos preventivos realizados.

Así entonces para los elementos:

Motor diesel:

En cuanto el sistema de engrase, se seguirán las instrucciones indicadas por el fabricante al elegir el tipo de aceite. En general, se recomienda sustituir el aceite una vez al año o cada 200 horas de funcionamiento aproximadamente (según fabricante), lo que venza primero.

El líquido refrigerante debe cambiarse cada dos años o cada 3000 horas de funcionamiento, lo que venza primero.

Aunque el grupo funcione esporádicamente en casos de emergencia por fallo de red, debe realizarse igualmente el cambio, ya que la resistencia calefactora del motor diesel mantiene permanentemente caliente el líquido y éste pierde sus propiedades.

Generador:

Se recomienda una limpieza y chequeo de parámetros, los cuales se revisarán en el momento de arrancar los grupos para realizar pruebas periódicas con carga cada dos semanas.

Aunque los fallos en el generador suelen ser mínimos, una vez al año se recomienda checar el estado de los devanados midiendo la resistencia de aislamiento a tierra.

En los rodamientos, comprobar el desgaste y la posible pérdida de engrase, los rodamientos deben ser sustituidos después de 25000 horas de servicio aproximadamente.

Equipo eléctrico:

Para el mantenimiento del equipo eléctrico, sólo se necesitará que una o dos veces al año se efectúe una prueba de todos los automatismos a través de su sistema automático, y se efectúe un reapriete de todos sus embonamientos, tanto de maniobra como de potencia.

Baterías:

En grupos electrógenos para fallo de red se debe poner especial atención al mantenimiento de las baterías. Cada mes será conveniente efectuar una comprobación del nivel de electrolito, así como una medida de la densidad del mismo para evaluar su nivel de carga. El valor de esta densidad a 25°C es:

De 1240 a 1280 g/l cuando está totalmente cargada; de 1160 a 1240 g/l cuando la carga es media; de 1120 a 1160 g/l cuando está descargada. La densidad del electrolito aumenta al disminuir la temperatura. La capacidad de arranque de una batería disminuye al disminuir la temperatura.

Considerando los grupos electrógenos como un equipo de respaldo de un sistema eléctrico que nos permite mejorar la confiabilidad en la continuidad del suministro de energía eléctrica, es claro que si las cosas funcionan bien y se entrega el servicio en los momentos requeridos, el proceso productivo del sistema eléctrico debe generar la utilidad que se esperan mediante la propuesta del plan de mantenimiento propuesto en este capítulo.

Se propone el siguiente chequeo de los componentes en la siguiente tabla 24:

CONCLUSIONES

Con base en el análisis presentado en esta tesis podemos concluir que, se logra el objetivo de garantizar que la instalación eléctrica y el dimensionamiento de nuestro grupo electrógeno y UPS cumplen con los requerimientos de seguridad y funcionalidad dentro del sistema hospitalario con base en las normas eléctricas vigentes, aunado al plan de mantenimiento propuesto para su mejor funcionamiento obtenemos un mantenimiento más efectivo.

Basándonos en el dimensionamiento de cada tablero:

En el tablero SG-2E (circuitos derivados críticos) la configuración de la UPS respaldo de paralelo redundante o sistema “N+1” satisface correctamente la demanda de carga de dicho tablero en caso de falla por ausencia de energía eléctrica.

Siendo muy flexible en caso de falla ya que al presentarse la ausencia de energía y fallar una UPS la otra puede tomar la carga total del tablero, en caso de que ambas UPS fallen la carga puede ser transferida al grupo electrógeno mediante un bypass de mantenimiento o en caso de fallar ambas UPS y no existir falla en la red comercial con este mismo bypass de mantenimiento podemos conectar dicha carga a la red comercial de energía eléctrica y para su mantenimiento podemos alternar la carga a una UPS darle servicio a la otra y viceversa.

Dicha configuración permite en caso de crecimiento de la carga en este tablero conectar más UPS en paralelo para satisfacer la demanda.

En el tablero SG-1E (seguridad de la vida) la transición tipo abierta elegida para el funcionamiento de nuestro grupo electrógeno, el cual logró cumplir con la carga demandada por dicho tablero y para cargas futuras se le aplicó un factor de 1.5. Este tipo de transición en la cual el grupo electrógeno opera en ausencia de energía eléctrica de la red comercial o que esta no cumpla con los requerimientos de voltaje o frecuencia, este opera de manera automática y segura mediante su tablero de control que permite mediante señalización ver el estado actual de transferencia o retransferencia de energía según sea el caso. Permitiendo una disminución del error humano.

Así, para mantener las condiciones de ahorro de energía eléctrica para este hospital fue importante un buen diseño y dimensionamiento de la instalación eléctrica mediante una distribución de las cargas eléctricas con base en su funcionalidad dentro del hospital en los circuitos de los tableros balanceando las cargas entre fases como máximo en un 5%, de esta manera se evita sobrecarga en una de las fases.

También se logró para la instalación una correcta selección de conductores y protecciones para tableros y equipos eléctricos.

Mediante el análisis de corto circuito logramos determinar la capacidad de interrupción de las protecciones automáticas y una buena coordinación de aislamiento reduciendo daños a nuestro sistema eléctrico.

De la misma manera se logró mediante el análisis del sistema de tierras, que las personas que transiten o permanezcan allí como son los usuarios del hospital o personal que labora, no estén sometidas a tensiones de paso o de contacto que superen los umbrales que sean permitidos, cuando se presente una falla tomando como criterio la seguridad de los seres humanos con base en la carga máxima que pudiesen soportar, obteniendo un bajo valor de resistencia de puesta a tierra que también nos permite una vía rápida de descarga y asegurar el funcionamiento de nuestras protecciones.

Observamos que la UPS y el grupo electrógeno cubren con las expectativas ¿pero qué ocurre?, cuando uno o más interruptores de nuestros tableros de emergencia SG-1E y SG-2E actúan (es decir, cambian su estado de cerrado a abierto) dejando de suministrar energía a su correspondiente carga.

Estas fallas no son detectadas por la UPS y el grupo electrógeno, por lo cual se logró el diseño un sistema con un PLC mediante un sistema de luces indicadoras y alarma audible que permite al operador ver qué interruptor está actuado y en su caso escuchar la alarma para atender su falla y restablecerla, permitiendo un menor tiempo de ausencia de energía a la respectiva carga de dichos tableros.

Al realizar el mantenimiento centrado en la confiabilidad, en el RCM ponemos énfasis tanto en las consecuencias de las fallas como en las características técnicas de las mismas logrando:

- ✓ Una mayor atención a las tareas de mantenimiento que más incidencia tienen en el funcionamiento o desempeño de las instalaciones.
- ✓ Enfocarse en las funciones más importantes de los sistemas, evitando o quitando acciones de mantenimiento que no son estrictamente necesarias o reemplazándolas por otras aún mejores.
- ✓ Un lenguaje técnico común, sencillo y fácil de entender para todos los empleados vinculados al proceso del RCM, permitiendo al personal involucrado saber qué pueden y qué no pueden esperar de esta aplicación y qué deben hacer para conseguirlo.
- ✓ Reduce la cantidad de trabajo rutinario, es decir, las tareas de mantenimiento hechas cíclicamente.

REFLEXIONES

Para poder realizar esta tesis y su análisis correspondiente es de mucha importancia tomar en cuenta mi formación como ingeniero eléctrico, en la cual se me inculcó el método de la investigación, la solución de problemas, abarcando diferentes puntos de vista e interactuando con otros ingenieros y otros profesionistas de otras carreras con un sentido común mediante el intercambio de ideas, basándome en los conocimientos adquiridos en la Facultad de Ingeniería desde el tronco común hasta los últimos semestres.

Esto me ha permitido una correcta realización de mis actividades profesionales, así como la toma de decisiones en la solución de problemas que cotidianamente se presentan en mi ejercicio profesional.

NEXOS CAPÍTULO 3

En este anexo realizaremos los cálculos necesarios para obtener la carga de cada tablero y poder dimensionar nuestro equipo de emergencia. Haremos un ejemplo de un tablero y los demás resultados siguiendo un procedimiento similar los mostraremos en sus respectivas tablas.

Para tener un mayor rendimiento de nuestros transformadores, debemos tratar que cada línea tenga la misma carga. Tratando de lograr que el desbalanceo (diferencia de carga) sea lo menor posible, no más del 5% entre fases.

Para determinar el desbalanceo existente entre dos fases, aplicaremos la siguiente ecuación:

$$\frac{(S)FASE MAYOR - (S)FASE MENOR}{(S)FASE MAYOR} \times 100 = \%$$

Esta fórmula debe aplicarse entre las fases “A-B”, “B-C”, “C-A”

De existir un desbalanceo mayor al 5%, entonces debemos cambiar cargas de una línea a otra hasta lograr el valor mínimo aceptable.

Para esto último, registraremos en un cuadro de cargas por tablero las corrientes de cada línea y efectuaremos los cambios hasta lograr el porcentaje exigible o menos. Según la norma NOM-001-SEDE-2005 ART. 210-19 (a.4)

TABLERO SG-2E

Tabla

TABLERO	CARGA X FASE (VA)			CARGA X CIRCUITO EN VA	(In) En Amp.	LONG. EN (M)
	A	B	C			
AR	2502	2502	2502	7506	19.70	94
BR	1112	1112	1112	3336	8.75	58
CR	1112	1112	1112	3336	8.75	76
DR	2224	2224	2250	6698	17.58	29
ER	1668	1668	1668	5004	13.13	46
FR	3512	3512	3512	10536	27.65	70
HR	1112	1112	1112	3336	8.75	49
TOTAL	13242	13242	13268	39752	104.32	TABLERO 1

Con la ecuación mencionada

$$\frac{(S)FASE MAYOR - (S)FASE MENOR}{(S)FASE MAYOR} \times 100 = \%$$

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Calcularemos el desbalanceo entre fases que no deberá ser no mayor al 5%

$$1.- A - B = \text{¿?} \quad \frac{13242-13242}{13242} \times 100 = 0.0\%$$

$$2.- B - C = \text{¿?} \quad \frac{13268-13242}{13268} \times 100 = 0.196\%$$

$$3.- C - A = \text{¿?} \quad \frac{13268-13242}{13268} \times 100 = 0.196\%$$

TABLA BALANCEO DE FASES

EL DESBALANCEO ENTRE FASES NO SERÁ MAYOR AL 5%	$\frac{(\text{S})\text{FASE MAYOR} - (\text{S})\text{FASE MENOR}}{(\text{S})\text{FASE MAYOR}} \times 100 = \%$
A - B =	0.0%
B - C =	0.196%
C - A =	0.196%

Cálculo del diámetro del conductor:

Calcularemos el diámetro del conductor basados en la norma NOM-001-SEDE-2005 ART. 210-19 (a.4), proponiendo una $e\% = 3\%$ con la siguiente ecuación con la cualidad de que es de cuatro hilos y el cálculo se efectuará de la siguiente manera:

La caída de voltaje entre fases:

$$E_f = \sqrt{3} \times R \times I$$

De:

$$R = (PL \times S) \quad \text{si para un conductor de cobre } \rho = \frac{1}{50} \times \frac{\Omega - mm^2}{m}$$

$$R = \frac{L}{50S} \quad \text{por lo tanto } E_f = \sqrt{3} \left(\frac{L}{50S} \right) I = \frac{\sqrt{3}LI}{50S};$$

Donde la caída de voltaje expresada en por ciento:

$$e\% = \frac{E_f}{V_f} \times 100 ;$$

Entonces tenemos:

$$e\% = \frac{\sqrt{3}LI}{50SV_f} \times 100 = \frac{2\sqrt{3}LI}{SV_f}$$

$$3 = \frac{2\sqrt{3}LI}{SV_f}$$

Despejando la sección del conductor tenemos:

$$S = \frac{2\sqrt{3}LI}{3V_f}$$

Donde: e% → Caída de voltaje en por ciento.

I → Corriente que circula por el conductor en Amperes.

R → Resistencia del conductor en Ω

S → Sección del conductor en mm^2

L → Longitud del conductor en metros.

ρ → Resistividad para el cobre.

E_f → Caída de voltaje entre fases en volts

V_f → Voltaje entre fases en volts

Así con la ecuación anterior tenemos para el tab AR.-

$$S = \frac{2 \times \sqrt{3} \times 19.7 \times 94}{220 \times 3} = 9.72 \text{ mm}^2$$

Con este valor obtenido consultamos al ART. 310.16 TABLA 310-16.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible seleccionando nuestro conductor a 75 °C. Tomando el valor si es el caso, inmediato superior de la tabla que en este caso de 9.72 mm^2 elegimos el superior que es 13.3 mm^2 y corresponde a un calibre 6 AWGkcmil. (American Wire Gage) o en mil circular mils (kcmil). Conductor de cobre como los establece la norma art.- 110-5 y 110-6. Como lo muestra la tabla:

TABLA

TABLERO	In en Amp.	Long. En (m)	SECCIÓN CALCULA DA	SECCIÓN TABLAS A 75 °C	calibre AWGkcmil elegido
AR	19.70	94	9.72	13.3	6
BR	8.75	58	2.665	3.307	12
CR	8.75	76	3.492	5.26	10
DR	17.58	29	2.675	3.307	12
ER	13.13	46	3.170	5.26	10
FR	27.65	70	10.158	13.3	6
HR	8.75	49	2.252	3.307	12

Para el tablero AR con nuestro nuevo valor 6 AWGkcmil procedemos a calcular la caída de tensión.

La caída de tensión por fase está dada por:

$$E_f = IZ_{eq}$$

Y la $Z_{eq} = I(R \cos \theta + X \sin \theta)$ impedancia equivalente en Ω

$$y \quad e\% = \frac{E_f}{V_f} \times 100$$

Obteniendo los valores de resistencia y reactancia consultando la NEC tabla 9 de reactancia y resistencia y convirtiendo las unidades de Ω/Km a $\Omega/100\text{m}$. y tomando la Z efectiva de la tabla.

Calculamos para el tablero AR la $E = ?$

$$E = 19.7 \times 0.148 = 2.91 \text{ V}$$

$$e\% = \frac{2.91}{220} \times 100 = 1.32$$

Cumple con la norma y es bastante aceptable, ahora el interruptor el cual debe seleccionarse con un valor mayor a la corriente nominal de la carga que ha de proteger, se considera un valor de 125%. Basándonos en la NOM-001-SEDE-2005 ART.-210-20,210-23 240-3.b, 240-6. Y 310-15

Tenemos:

$$I_{sc} = I_n + 25\%$$

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

$$I_{sc} = 19.7 + 4.93 = 24.62 \text{ A}$$

Donde:

I_{sc} → corriente del dispositivo de sobrecorriente

I_n → corriente nominal

En este caso el valor de 24.62 A le corresponde un interruptor normalizado de 25 A al estar muy cercano el valor en Amperes y evitar que a la menor distorsión al arranque se bote la pastilla, se sugiere el inmediato superior que es de 30 A.

Para el aislamiento del conductor consultamos la tabla 310-13 que corresponde para nuestro conductor un THW. Y los resultados los muestra la tabla:

Tabla

TABLERO	I_n en Amp.	Zef. $\Omega/100m.$	e%	I_{sc} Calculada (A)	I_{sc} por norma (A)	* I (A) a 75°C
AR	19.70	0.148	1.33	24.62	30	65
BR	8.75	0.56	2.23	10.94	15	25
CR	8.75	0.36	1.43	10.94	15	35
DR	17.58	0.56	4.47	21.97	25	25
ER	13.13	0.36	2.15	16.42	20	35
FR	27.65	0.148	1.86	34.56	40	65
HR	8.75	0.56	2.23	10.94	15	25

* Capacidad de conducción de corriente en (A) basados en la tabla 310-16 NOM-001-SEDE-2005 para cada conductor seleccionado la cual nos permite observar que el interruptor se activa antes de sobrecargar al límite el conductor seleccionado.

Observamos que el tablero DR se excede el valor de caída de voltaje que como señala la norma debe ser menor al 3% por lo cual corregimos aumentando su calibre y obtener una caída menor al 3% y a la vez corregir el límite del interruptor que se encuentra muy cercano a la capacidad de conducción de corriente de dicho conductor.

Para el tablero DR calibre anterior 12 AWGkcmil se propone un calibre 10 AWGkcmil con una $Z = 0.36$ recalculamos:

$$E = 17.58 \times 0.36 = 6.33 \text{ V}$$

$$e\% = \frac{6.33}{220} \times 100 = 2.87$$

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Que cumple con lo requerido y las correcciones las mostramos en la siguiente tabla, sólo para los valores que no cumplían.

Tabla

TABLERO	In en Amp.	Calibre anterior	Calibre nuevo	Zef. $\Omega/100m.$	e%	* I (A) a 75°C	I _{sc} por norma (A)
DR	17.58	12	10	0.36	2.87	35	25

- Cálculo del diámetro del tubo conduit:

Se tomará un factor de corrección a una temperatura de 30 °C igual a 1 así para el tablero AR de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2005 de la tabla 250-95.

Con un I_{sc}= 30 A corresponde un conductor de puesta a tierra de 10 AWGkcmil de la NOM-001-SEDE-2005 de la tabla 10-5 para conductores tipo THW-LS los conductores activos tenemos un área de 46.8 mm² y para el conductor puesto a tierra de 15.7 mm²

$A_T = (4 \times \text{conductores activos y el neutro}) + (\text{conductor puesto a tierra})$.

Donde: A_T → área total de los conductores dentro del tubo.

$$A_T = (4 \times 46.8) + (15.7) = 202.9 \text{ mm}^2$$

Consultando la NOM-001-SEDE-2005 de la tabla 10-4 el área disponible para conductores en mm² en más de dos conductores fr=40% tenemos un valor de 222 mm² con un diámetro nominal de tubo de 27 mm² que mostramos en la siguiente tabla:

Tabla

TAB	CALIBRE COND. ACTIVOS AWGkcmil	I _{sc} POR NORMA (A)	COND. PUESTA A TIERRA AWGkcmil	ÁREA COND. ACTIVOS mm ²	ÁREA COND. PUESTA A TIERRA AWGkcmil	ÁREA TOTAL mm ²	CALIBRE DEL TUBO
AR	6	30	10	46.8	15.7	202.9	27
BR	12	15	14	11.7	8.97	55.8	16

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

CR	10	15	14	15.7	8.97	71.8	16
DR	10	25	10	15.7	15.7	78.5	16
ER	10	20	12	15.7	11.7	74.5	16
FR	6	40	10	46.8	15.7	202.9	27
HR	12	15	14	11.7	8.97	55.8	16

Para nuestro conductor alimentador y su respectiva protección la NOM-001-SDE-2005 ART.- 220-10.b9. Calculando la capacidad de conducción y tomando el total como carga continua ajustamos.

Seleccionamos el conductor del alimentador con la ecuación:

$$\text{Conductor alimentador} = \sum I_T + 25\% I_{\text{MAYOR}} = \text{¿?}$$

Donde:

$\sum I_T$ → la sumatoria de la corriente total del tablero SG-2E tabla 3
 25% I_{MAYOR} → se elige el 25 % de la corriente mayor presente en el tablero SG-2E tablero FR.

Tenemos:

$$\text{Conductor alimentador} = \sum 104.32 \text{ A} + 6.91 \text{ A} = 111.32 \text{ A}$$

Consultando la tabla de la norma 310-16 a 75 °C tenemos un conductor
 Son sección: 33.62 mm²
 Calibre: 2 AWGkcmil.

Por caída de voltaje usando el método descrito se propone cambiar el calibre a 1 AWGkcmil. Con capacidad de conducción de 130 A a 75 °C. Entonces:

$$E = 111.32 \times 0.052 = 5.78 \text{ V}$$

$$e\% = (5.78/22) \times 100 = 2.62\%$$

Que cumple y el tubo que los alojará con diámetro calculado de 34.3 mm, y de tablas el diámetro es de 35 mm. Al ser la misma distancia y corriente del tablero SG-2E a la UPS y de ésta al tablero SG-1E. Ocuparemos el mismo conductor y tubo. Para mayor referencia ver el plano unifilar del hospital.

Para el interruptor termomagnético principal del tablero SG-2R tenemos:

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

$$ITM_{\text{ALIMENTADOR}} = \sum I_T \times 1.25 = 104.32 \times 1.25 = 130.4 \text{ A}$$

Donde:

$\sum I_T \rightarrow$ la sumatoria de la corriente total del tablero SG-2E tabla 1

Al ser un valor muy cercano a la capacidad de conducción del conductor y evitar daños a este, se propone uno menor a 130.4 A y mayor a 111.32 A, quedando el valor de 120 A.

$ITM_{\text{ALIMENTADOR}}$ normalizado = 120 A valor que también se ocupará para el interruptor que llega de la UPS al tablero SG-1E. (ver diagrama de bloques figura 19).

En este punto requerimos que nuestra UPS soporte la carga de 39752 VA y una corriente de 104.32 A, no se aplica un factor para cargas futuras debido a la configuración paralela redundante (N+1) elegida que se explica más adelante.

$$UPS = 39752VA \cong 40KVA$$

Analizaremos ahora el otro tablero SG-1E (tablero subgeneral de emergencia uno y reserva) alimentado por el grupo electrógeno que pertenece a las barras críticas o los circuitos derivados de seguridad de la vida. Seguimos un procedimiento similar al anterior (tablero SG-2E) y mostramos las tablas de resultado de este tablero empezando por enlistar y balancear cargas según la norma mencionada.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

TABLERO SG-1E

TABLA

TABLER O	FASES			CARGA X CIRCUITO EN VA	(In) Amp.	LONG. (M)
	A	B	C			
AE	3378	3432	3403	10213	26.80	95
BE	8211	8065	7916	24192	63.49	59
CE	5699	5905	5841	17445	45.78	77
DE	6425	6134	6447	19006	49.88	30
EE	10501	10797	10905	32203	84.51	47
FE	4678	4647	4453	13778	36.16	71
GE	3300	3466	3446	10212	26.8	32
HE	2347	2250	2256	6853	17.98	50
INT-ES1	5000	5000	5000	15000	39.36	79
INT-ES2	5716	5715	5716	17147	45.00	34
INT-ES3	5000	5000	5000	15000	39.36	50
XE	736	736	736	2208	5.79	90
UPS-1	13242	13242	13268	39752	104.32	3
CCM	17532	17530	17533	52595	138.01	50
TOTAL	91765	91919	91920	275604	723.28	

TABLA BALANCEO DE FASES

EL DESBALANCEO ENTRE FASES NO SERÁ MAYOR AL 5%	$\frac{(S)FASE\ MAYOR - (S)FASE\ MENOR}{(S)FASE\ MAYOR} \times 100 = \%$
A – B =	0.16%
B – C =	0.001%
C – A =	0.17%

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Cálculo del diámetro del conductor

TABLA

TABLERO	In en Amp.	Long. En (m)	SECCIÓN CALCULADA	SECCIÓN TABLAS A 75 °C	calibre AWGkcmil
AE	26.80	95	13.36	21.15	4
BE	63.49	59	19.66	21.15	4
CE	45.78	77	18.50	21.15	4
DE	49.88	30	7.85	8.367	8
EE	84.51	47	20.84	26.67	4
FE	36.16	71	13.47	21.15	4
GE	26.8	32	4.5	5.26	10
HE	17.98	50	4.72	5.26	10
INT-ES1	39.36	79	16.32	21.15	4
INT-ES2	45.00	34	8.03	8.367	8
INT-ES3	39.36	50	10.33	13.3	6
XE	5.79	90	2.73	3.307	14 A 12
UPS-1	104.32	3	39.8	42.41	1
CCM	138.01	50	36.29	42.41	1

TABLA

tablero	In en Amp.	Zef. Ω /100m.	e%	I_{sc} Calculada (A)	I_{sc} por norma (A)	* I (A) a 75°C
AE	26.80	0.098	1.194	33.5	40	85
BE	63.49	0.098	2.828	79.36	80	85
CE	45.78	0.098	2.039	57.22	70	85
DE	49.88	0.23	5.215	62.35	70	50
EE	84.51	0.098	3.76	105.63	110	85
FE	36.16	0.098	1.611	45.2	50	85
GE	26.8	0.36	4.38	37.225	45	35
HE	17.98	0.36	2.942	22.475	30	35
INT-ES1	39.36	0.098	1.753	49.2	60	85
INT-ES2	45.00	0.23	4.705	56.25	60	50
INT-ES3	39.36	0.148	2.648	49.2	60	65
XE	5.79	0.56	1.474	7.23	10	25
UPS-1	104.32	0.052	2.62	130.4	150	130

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

CCM	138.01	0.052	3.26	172.5	170	130
-----	--------	-------	------	-------	-----	-----

* Capacidad de conducción de corriente en (A) basados en la tabla 310-16 NOM-001-SEDE-2005 para cada conductor seleccionado la cual nos permite observar que el interruptor se activa antes de sobrecargar al límite el conductor seleccionado

Las correcciones de caída de voltaje que no cumplen con la norma las mostramos en la siguiente tabla:

TABLA

Cto. N°	In en Amp.	Calibre anterior	Calibre nuevo	Zef. $\Omega/100m.$	e%	* I (A) a 75°C	I _{sc} por norma (A)
DE	49.88	8	4	0.098	2.22	85	80
EE	84.51	4	2	0.066	2.53	115	110
GE	26.8	10	8	0.23	2.8	50	60
INT-ES2	45	8	6	0.148	3.02	65	60
CCM	138.01	1	2/0	.036	2.25	175	160

-Cálculo del diámetro del tubo conduit

TABLA

TAB	CALIBRE COND. ACTIVOS AWGkcmil	I _{sc} POR NORMA (A)	COND. PUESTA A TIERRA AWGkcmil	ÁREA COND. ACTIVOS mm ²	ÁREA COND. PUESTA A TIERRA AWGkcmil	ÁREA TOTAL mm ²	CALIBRE DEL TUBO
AE	4	40	10	62.8	15.7	266.9	35
BE	4	80	8	62.8	28.2	279.4	35
CE	4	70	8	62.8	28.2	279.4	35
DE	4	80	8	62.8	28.2	279.4	35
EE	2	110	6	86	46.8	390.8	41
FE	4	50	10	62.8	15.7	266.9	35
GE	8	60	8	28.2	28.2	141.0	27

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

HE	10	30	10	15.7	15.7	78.5	16
INT-ES1	4	60	10	62.8	15.7	266.9	35
INT-ES2	6	60	10	46.8	15.7	202.9	27
INT-ES3	6	60	10	46.8	15.7	202.9	27
XE	12	10	14	11.7	8.97	55.8	16
UPS-1	1	150	6	123	46.8	538.8	53
CCM	1	160	6	123	46.8	538.8	53

Seleccionamos el conductor del alimentador con el criterio anterior con la ecuación:

$$\text{Conductor alimentador} = \sum I_T + 25\% I_{\text{MAYOR}} = ?$$

Donde:

$\sum I_T$ → la sumatoria de la corriente total del tablero SG-1E tabla 9
 25% I_{MAYOR} → se elige el 25 % de la corriente mayor presente en el tablero SG-1E. tablero CCM

Tenemos:

$$\text{Conductor alimentador} = \sum 723.28 \text{ A} + 34.5 \text{ A} = 757.78 \text{ A}$$

Dividiendo esta corriente entre dos obtenemos 378.9 A y tenemos dos conductores por fase.

Consultando la tabla de la norma 310-16 a 75 °C tenemos un conductor.

Son sección: 380.03 mm²

Calibre: 750 AWGkcmil. Con capacidad de conducción de corriente de 475 A a 75°C de la tabla 310-16.

Para el interruptor termomagnético principal tenemos:

$$ITM_{\text{ALIMENTADOR}} = I \times 1.25 = 723.28 \times 1.25 = 904.1 \text{ A}$$

$$ITM_{\text{ALIMENTADOR}} \text{ normalizado} = 900 \text{ A}$$

A la salida de nuestro tablero SG-1E va a los contactos de cierre y apertura para la transferencia y retransferencia los cuales consultando la tabla de cargas críticas

2 debe soportar 723.28 A de corriente nominal que circulará por él y una carga de 275604 VA, aplicando un factor de crecimiento del 1.5 tenemos:

$$\text{GENERADOR} = 275604\text{VA} \times 1.5 = 413\text{KVA} \cong 400\text{KVA}$$

Con este valor seleccionamos nuestro generador a una capacidad de 400 KVA que es el valor comercial más cercano. Y satisface las necesidades requeridas y que se explica en el capítulo referente a generadores y control de éste.

Continuaremos con el cálculo de nuestro transformador TRS-1E (transformador de servicios de emergencia) que conecta al tablero TGN (tablero general) con el tablero SG-1N que acabamos de analizar.

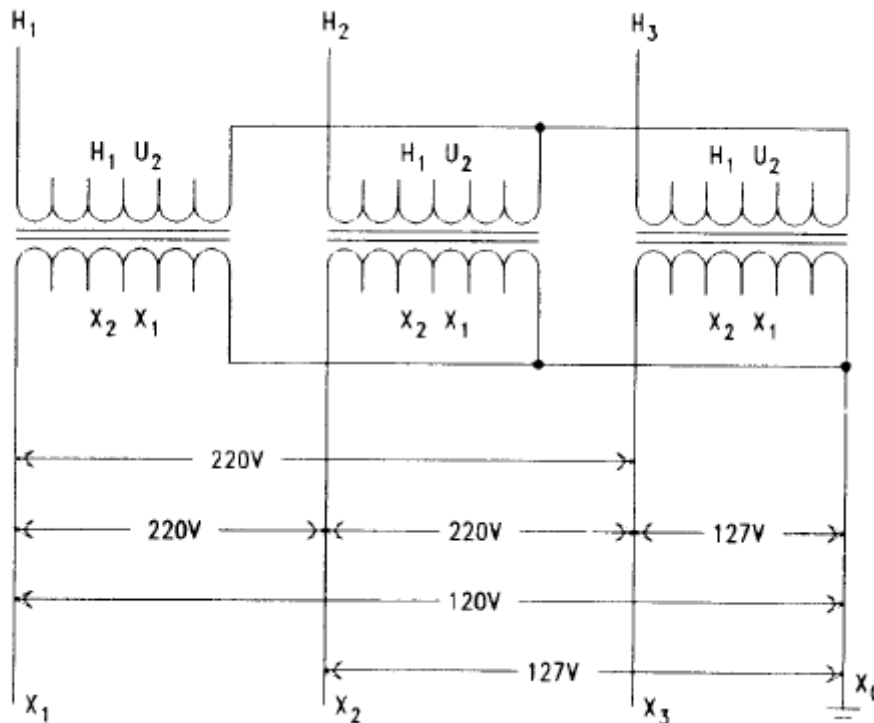


Figura 20.- Transformador TRS-1E

Capacidad a alimentar del lado del secundario.

Carga total = 275604 Volts y 723.28 A de corriente nominal.
Se propone un transformador de 300KVA.

Así la corriente:

$$I_p = \frac{KVA}{V_p \times \sqrt{3}} = \frac{300KVA}{440 \times \sqrt{3}} = 393.65A$$

Y

$$I_s = \frac{KVA}{V_s \times \sqrt{3}} = \frac{300KVA}{220 \times \sqrt{3}} = 787.3A$$

Donde:

I_p → Corriente en el primario del transformador en Amperes.

I_s → Corriente en el secundario del transformador en Amperes.

V_p → Voltaje en el primario del transformador en Volts.

V_s → Voltaje en el secundario del transformador en Volts.

KVA → Capacidad del transformador.

Tenemos en caso de usar interruptor o fusible para el primario:

Corriente con interruptor automático= $393.65 \times 1.25 = 492$ A por norma 500 A.

Para el secundario:

Corriente con interruptor automático= $787.3 \times 1.25 = 984$ A por norma 1000 A.

Para los conductores en el lado del secundario sección: 506.71 mm^2 Calibre: 1000 AWGkcmil. Y tenemos 2 conductores por fase, con capacidad de conducción de corriente de 545 A a 75°C cada uno de la tabla 310-16.

Y para el lado del primario:

1 conductor = $I \times 1.25 = 393.65 \times 1.25 = 492$ A

Consultando tablas sección: 456.04 mm^2
Calibre: 900 AWGkcmil. con capacidad de conducción de corriente de 520 A a 75°C de la tabla 310-16.

Para las protecciones del transformador consultamos los artículos de la NOM-001-SEDE-2005 ART. 450-3 b) tomando en cuenta la impedancia del transformador que es $Z = 5.57\%$.

En esta parte hemos llegado al tablero TGN al cual también van conectadas las cargas no críticas (ver plano unifilar del hospital) que mencionamos a continuación.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Analizaremos ahora el otro tablero SG-1N (tablero subgeneral uno) alimentado por la acometida del suministro comercial que pertenece a las barras no críticas. Seguimos un procedimiento similar al anterior, empezando por enlistar y balancear cargas según la norma mencionada..

TABLERO SG-1N

TABLA

TABLER O	F A S E S			CARGA X CIRCUITO EN VA	(In) Amp.	LONG. (M)
	A	B	C			
AN	5138	4887	5017	15042	39.48	96
BN	4831	4923	4899	14653	38.45	60
CN	4833	4834	4906	14573	38.24	78
DN	6563	6726	6510	19799	51.96	31
EN	12526	12038	12211	36775	96.51	46
FN	4754	4789	4841	14384	37.75	72
GN	14780	15427	15345	45552	119.54	33
HN	9854	10287	9817	29958	78.62	51
INST-E4	5000	5000	5000	15000	39.36	52
INT-RX2	5000	5000	5000	15000	39.37	48
XN	1472	1472	1472	4416	11.59	91
TOTAL	74751	75383	75018	225152	590.87	

TABLA BALANCEO DE FASES

EL DESBALANCEO ENTRE FASES NO SERÁ MAYOR AL 5%	$\frac{(S)FASE\ MAYOR - (S)FASE\ MENOR}{(S)FASE\ MAYOR} \times 100 = \%$
A – B =	0.84%
B – C =	0.48%
C – A =	0.35%

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Cálculo del diámetro del conductor.

Tabla

Tablero	In en Amp.	Long. En (m)	SECCIÓN CALCULADA	SECCIÓN TABLAS A 75 °C	calibre AWGkcmil
AN	39.48	96	19.89	21.15	4
BN	38.45	60	12.10	13.3	6
CN	38.24	78	15.65	21.15	4
DN	51.96	31	8.45	13.3	6
EN	96.51	46	23.30	26.67	3
FN	37.75	72	14.26	21.15	4
GN	119.54	33	20.70	21.15	4
HN	78.62	51	21.04	26.67	3
INST-E4	39.36	52	10.74	13.3	6
INT-RX2	39.37	48	9.92	13.3	6
XN	11.59	91	5.53	8.367	8

Tabla

Tablero	In en Amp.	Zef. $\Omega/100m.$	e%	I_{sc} Calculada (A)	I_{sc} por norma (A)	* I (A) a 75°C
AN	39.48	0.098	1.76	49.35	60	85
BN	38.45	0.148	2.59	48.06	60	65
CN	38.24	0.098	1.70	47.80	60	85
DN	51.96	0.148	3.50	64.95	70	65
EN	96.51	0.079	3.47	120.64	125	100
FN	37.75	0.098	1.68	47.19	60	85
GN	119.54	0.098	5.32	149.43	125	85
HN	78.62	0.079	2.82	98.28	95	100
INST-E4	39.36	0.148	2.65	49.20	60	65
INT-RX2	39.37	0.148	2.65	49.21	60	65
XN	11.59	0.23	1.21	14.49	20	50

* Capacidad de conducción de corriente en (A) basados en la tabla 310-16 NOM-001-SEDE-2005 para cada conductor seleccionado la cual nos permite observar que el interruptor se activa antes de sobrecargar al límite el conductor seleccionado.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

De igual modo, procedemos con los circuitos que sobrepasan el 3% y a la vez corregir el límite del interruptor que se encuentra muy cercano con la capacidad de conducción de corriente de los conductores, se muestra en la tabla:

TABLA

Cto. N°	In en Amp.	Calibre anterior	Calibre nuevo	Zef. $\Omega/100m.$	e%	* I (A) a 75°C	I _{sc} por norma (A)
DN	51.96	6	4	0.098	2.31	85	60
EN	96.51	3	1	0.052	2.5	130	125
GN	119.54	4	1	0.052	2.82	130	125

- Cálculo del diámetro del tubo conduit

TABLA

TAB	CALIBRE COND. ACTIVOS AWGkcmil	I _{sc} POR NORMA (A)	COND. PUESTA A TIERRA AWGkcmil	ÁREA COND. ACTIVOS mm ²	ÁREA COND. PUESTA A TIERRA AWGkcmil	ÁREA TOTAL mm ²	CALIBRE DEL TUBO
AN	4	60	10	62.8	15.7	266.9	35
BN	6	60	10	46.8	15.7	202.9	27
CN	4	60	10	62.8	15.7	266.9	35
DN	4	70	8	62.8	28.2	279.4	35
EN	1	125	6	123	46.8	538.8	53
FN	4	60	10	62.8	15.7	266.9	35
GN	1	125	6	123	46.8	538.8	53
HN	3	95	8	73.2	28.2	321.0	35
INST-E4	6	60	10	46.8	15.7	202.9	27
INT-RX2	6	60	10	46.8	15.7	202.9	27
XN	8	20	12	28.2	11.7	124.5	21

Seleccionamos el conductor del alimentador con el criterio anterior con la ecuación:

$$\text{Conductor alimentador} = \sum I_T + 25\% I_{\text{MAYOR}} = ?$$

Donde:

$\sum I_T$ → La sumatoria de la corriente total del tablero SG-1E tabla 15

25% I_{MAYOR} → se elige el 25 % de la corriente mayor presente en el tablero SG-1N

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Tenemos:

$$\text{Conductor alimentador} = \sum 590.87 \text{ A} + 29.88 \text{ A} = 620.75 \text{ A}$$

Dividiendo esta corriente entre dos obtenemos 310.37 A y tenemos dos conductores por fase.

Consultando la tabla de la norma 310-16 a 75 °C tenemos dos conductores.

Son sección: 202.68 mm²

Calibre: 400 AWGkcmil con capacidad de conducción de corriente de 335 A a 75°C de la tabla 310-16.

Para el interruptor termomagnético principal tenemos:

$$ITM_{\text{ALIMENTADOR}} = I \times 1.25 = 620.75 \times 1.25 = 775.9 \text{ A}$$

$$ITM_{\text{ALIMENTADOR}} \text{ normalizado} = 650 \text{ A}$$

Se elige el valor de 650 para poder proteger la carga de corriente que es de 620.75 A y la capacidad de conducción del conductor es de 670, con la cual protegemos el conductor en sobrecarga.

Proseguimos con el cálculo de nuestro transformador TRS-1N (transformador de servicios generales) que conecta al tablero TGN (tablero general) con el tablero TGN-1 que acabamos de analizar.

Calculando:

Capacidad a alimentar del lado del secundario.

Carga total = 225152 Volts y 590.87 A de corriente nominal.
Se propone un transformador de 225KVA.

Así la corriente:

$$I_p = \frac{KVA}{V_p \times \sqrt{3}} = \frac{225KVA}{440 \times \sqrt{3}} = 295.23A$$

Y

$$I_s = \frac{KVA}{V_s \times \sqrt{3}} = \frac{225KVA}{220 \times \sqrt{3}} = 590.47A$$

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAÍS”

Donde:

I_p → Corriente en el primario del transformador en Amperes.

I_s → Corriente en el secundario del transformador en Amperes.

V_p → Voltaje en el primario del transformador en Volts.

V_s → Voltaje en el secundario del transformador en Volts.

KVA → Capacidad del transformador.

Tenemos en caso de usar interruptor o fusible para el primario:

Corriente con interruptor automático= $295.23 \times 1.25 = 369$ A por norma 400 A.

Para el secundario:

Corriente con interruptor automático= $590.47 \times 1.25 = 737.5$ A se elige 650 A.

Para los dos conductores por fase en el lado del secundario sección: 202.68 mm^2
Calibre: 400 AWGkcmil, con capacidad de conducción de corriente de 335 A a 75°C de la tabla 310-16 del ITM_{ALIMENTADOR} del tablero SG-1N.

Que calculamos anteriormente.

Y para el lado del primario:

$I \text{ conductor} = I \times 1.25 = 295.23 \times 1.25 = 369$ A.

Consultando tablas sección: 304.04 mm^2

Calibre: 600 AWGkcmil con capacidad de conducción de 420 A, se elige el valor de 400 A para el interruptor para poder proteger la carga de corriente que es de 369 A y la capacidad de conducción del conductor es de 420 A con la cual protegemos el conductor en sobrecarga.

Para las protecciones del transformador consultamos los artículos de la NOM-001-SEDE-2005 ART. 450-3. b) y su respectiva tabla. Tomando en cuenta la impedancia del transformador que es $Z = 4.5\%$ y según la tabla 450-3.

Con lo cual hemos llegado al tablero TGN que es alimentado por la acometida y la subestación receptora existente y se señala en el diagrama unifilar del hospital.

Proseguimos en los siguientes capítulos analizando el grupo electrógeno y la UPS.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Cálculo de corto circuito.

Las corrientes de corto circuito pueden tener un efecto de deterioro sobre los cables si no existe una buena coordinación en las protecciones contra sobrecorriente, así como en las capacidades interruptivas de dichas protecciones.

El presente apunte tiene como objetivo el explicar una simplificación del método P.U. (por unidad) aplicado a instalaciones eléctricas, el que nos dará la respuesta de manera sencilla y eficaz, en la determinación de los niveles de cortocircuito en distintos puntos del sistema.

Esto, debido a que las instalaciones eléctricas requieren siempre de la protección contra cortocircuitos dondequiera que exista esta falla. La corriente de cortocircuito se debe calcular en cada nivel de la instalación, con el propósito de determinar las características del equipo requerido para soportarla y/o eliminarla.

En nuestro diagrama unifilar de corto circuito 1 mostramos las cargas (motores) que están involucradas en el estudio de corto presente.

En la siguiente tabla se muestran los datos de placa de los motores con que contamos.

Tabla:

Motor 1	Motor 2	Motor 3,4,5,6,y7	Motor 3,4,5,6,y7
HP=13,	HP=25	HP=3	HP=1
P=9.7 KW	P=18.64 KW	P=2.23 KW	P=0.746 KW
S=11.83 KVA	S=23.6 KVA	S=2.89 KVA	S=0.838 KVA
$V_{ff}= 220V$	$V_{ff}= 220V$	$V_{ff}= 220V$	$V_{ff}= 220V$
$I_n=31A$	$I_n=64A$	$I_n=7.6A$	$I_n=2.2A$
F.P.=0.82	F.P.=0.79	F.P.=0.77	F.P.=0.89
# POLOS=6	# POLOS=6	# POLOS=4	# POLOS=4
$X''=0.16146$	$X''=0.1753$	$X''=0.1187$	$X''=0.0733$
$X'=0.26$	$X'=0.275$	$X'=0.245$	$X'=0.20$
R.P.M.=1220	R.P.M.=1180	R.P.M.=1800	R.P.M.=1800
$I=192A$	$I=365A$	$I=64A$	$I=30A$
$\eta =40\%$	$\eta =40\%$	$\eta =90\%$	$\eta =70\%$

Y en la siguiente tabla la de los transformadores

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Tabla:

Transformador T1	Transformador T2	Transformador T3
Cap.=1MVA	Cap.=225KVA	Cap.=300KVA
Conexión delta-estrella	Conexión delta-estrella	Conexión delta-estrella
13.2KVA/480V	480V/220V	480V/220V
X=5.75% p.u.	X=4.5% p.u.	X=5.57% p.u.

Con base en el diagrama corto circuito 1 dividimos por zonas las áreas a estudiar y se calculan los valores necesarios para cada zona.

Con base en las ecuaciones:

$$I_f = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} V_{ff}}$$

$$Z_f = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3} I_f}$$

Tomando como base 1 MVA del transformador T₁, y el respectivo valor de V_{ff} según la respectiva zona. Para la zona I tenemos:

$$I_f = \frac{1M}{\sqrt{3} \times 13200} = 43.74A$$

Y

$$Z_f = \frac{13200}{\sqrt{3} \times 43.74} = 174.23$$

Resultados de las zonas I, II y III que se muestran en la siguiente tabla

ZONA	I	II	III	UNIDAD DE MEDIDA
BASE				
S _{3φ}	1	1	1	MVA
V _{ff}	13,200	480	220	V
I _f	43.74	1,202.8	2,624.3	A
Z _f	174.23	0.23	0.0484	Ω

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Partiendo con la ecuación:

$$X\%_{nueva} = X\%_{antigua} \left(\frac{V_{antigua}}{V_{nueva}} \right)^2 \left(\frac{S_{nueva}}{S_{antigua}} \right)$$

Donde: $X\%_{nueva}$ → Nuevo valor del elemento analizado en P.U.
 $X\%_{antigua}$ → Valor de la reactancia del elemento a analizar en P.U.
 $V_{antigua}$ → Voltaje de placa del equipo analizado.
 V_{nueva} → Voltaje de base elegido en la tabla 18 de acuerdo a la zona.
 S_{nueva} → Potencia aparente tomada como base.
 $S_{antigua}$ → Potencia aparente del elemento analizado.

Calculando para T_1 y M_1 los demás resultados de los demás elementos en P.U. se muestran en la tabla:

$$T_1 = \frac{5.75}{100} \left(\frac{13.2KVA}{13.2KVA} \right)^2 \left(\frac{1MVA}{1MVA} \right) = 0.0575 p. u.$$

Y para m_1

$$m_1 = \frac{0.16146}{100} \left(\frac{220V}{220V} \right)^2 \left(\frac{1MVA}{11.83KVA} \right) = 0.13648 p. u.$$

Tabla

Unidades en p.u.		
$T_1=0.0575$	$X_{m4}=0.4396$	$X_{m10}=0.8747$
$T_2=0.2$	$X_{m5}=0.4396$	$X_{m11}=0.8747$
$T_3=0.1856$	$X_{m6}=0.4396$	$X_{m12}=0.8747$
$X_{m1}=0.13648$	$X_{m7}=0.4396$	$X_{m13}=0.8747$
$X_{m2}=0.0743$	$X_{m8}=0.8747$	$X_G=0.012$
$X_{m3}=0.4396$	$X_{m9}=0.8747$	

Para la acometida tomando el dato de $S_{cc3\phi}$ del diagrama unifilar del hospital.

Calculando tenemos:

$$S_{cc3\phi} = 571MVA$$

DE

$$I_{cc3\phi} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} V_{ff}} = \frac{571 \times 10^6 VA}{\sqrt{3} \times 13.2 \times 10^3 V} = 24.97 \times 10^3 A$$

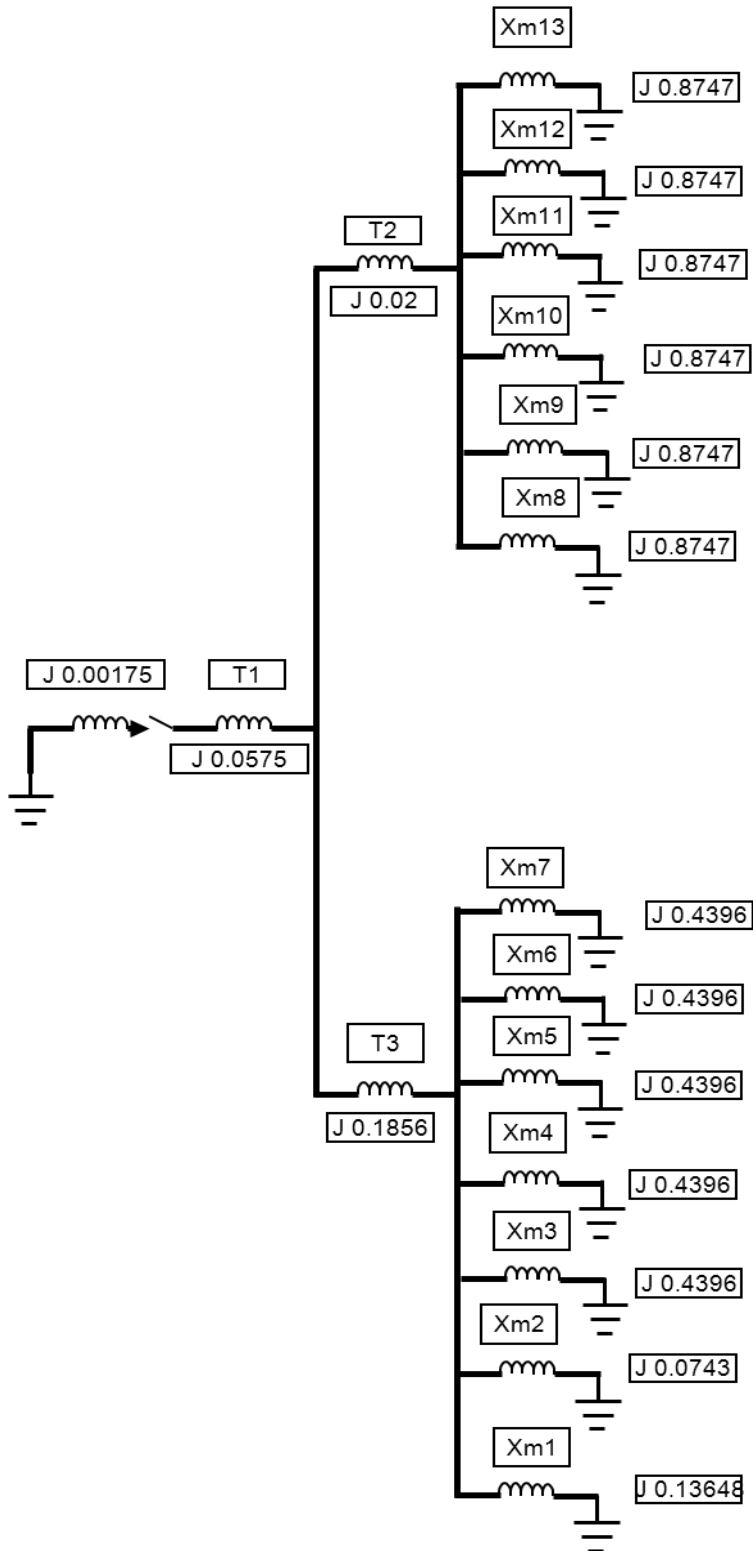
Y

$$Z_{CC} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3} I_{cc}} = \frac{13.2 \times 10^3 \text{ V}}{\sqrt{3} 24.97 \times 10^3 \text{ A}} = 0.3052 \, \Omega$$

$$Z_{CCp.u.} = \frac{0.3052 \, \Omega}{174.23 \, \Omega} = 1.75 \times 10^{-3}$$

A continuación se muestra el diagrama los buses y reducción con los elementos en P.U. en el plano 6 “diagrama de corto circuito” y su reducción para calcular la corriente de falla entregada por la acometida y el circuito analizado.

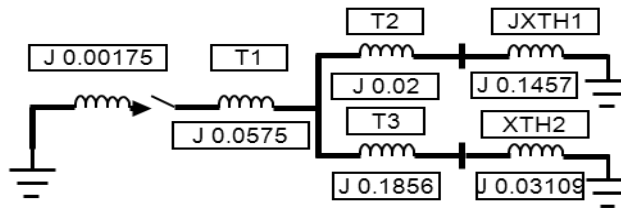
DIAGRAMA DE REACTANCIAS



“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

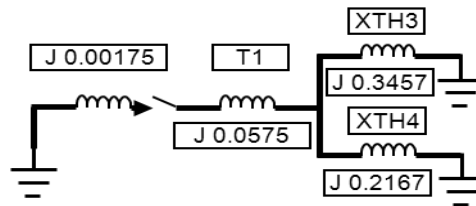
REDUCIENDO

Donde: $X_{TH1} = X_{m13} // X_{m12} // X_{m11} // X_{m10} // X_{m9} // X_{m8} = 0.1457 \text{ p.u.}$
 $X_{TH2} = X_{m7} // X_{m6} // X_{m5} // X_{m4} // X_{m3} // X_{m2} // X_{m1} = 0.03109 \text{ p.u.}$



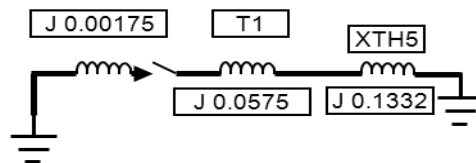
REDUCIENDO

Donde: $X_{TH3} = T2 + X_{TH1} = 0.3457 \text{ p.u.}$
 $X_{TH4} = T3 + X_{TH2} = 0.2167 \text{ p.u.}$



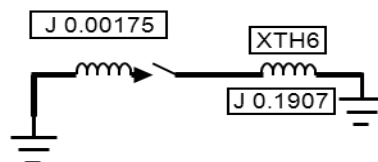
REDUCIENDO

Donde: $X_{TH5} = X_{TH4} // X_{TH3} = 0.1332 \text{ p.u.}$



REDUCIENDO

Donde: $X_{TH6} = T1 + X_{TH5} = 0.1907 \text{ p.u.}$



REDUCIENDO

Donde: $X_{TH7} = J0.00175 // J0.1907 = 0.001734 \text{ p.u.}$

Con el resultado procedemos a calcular la corriente de falla:

$$I_{f3\phi \text{ p.u.}} = \frac{1 \text{ p.u.}}{1.729 \times 10^{-3}} = 578.36 \text{ p.u.}$$

Y $I_{f3\phi} = (578.36 \text{ p.u.})(43.74 \text{ A}) = 25.29 \text{ kVA}$

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Este resultado lo comparamos con la simulación de nuestro proyecto en el laboratorio de sistemas eléctricos de potencia con el programa.

El cual mostramos y nos da el siguiente resultado.

```

-----
System Summary
-----
Base MVA : 1.000
System Frequency(Hz) : 60

# of Total Buses : 20
# of Active Buses : 20
# of Total Branches : 18

# of Active Sources : 2
# of Active Motors : 0
# of Active Shunts : 0
# of Transformers : 3
Reference Temperature(°C) : 20.0
Impedance Displaying Temperature(°C) : 25.0

-----
Calculation Options
-----

Calculating All or Mult-Buses Fault with Fault Z = 0.00000 + j 0.00000 O
Fault Phases:
Phase A for Line-Ground Fault
Phase B,C for Line-Line or Line-Line-Ground Fault

Classical Calculation:
Complex Z for X/R and Fault Current

Transformer Phase Shift is not considered.
Generator and Motor X/R is constant.
Base Voltages : Use System Voltages
Prefault Voltages : Use System Voltages
Use Only X to Calculate Results
-----

```

Jobfile Name: CORTO 1

Page : 2

Bus Results: 5 Cycle--Symmetrical

Bus Name	Pre-Flt V	3P Flt. A	LG Flt. A	Thevenin Imped.		Complex
				Z+(pu)	Zo(pu)	3P X/R
ACOMETIDA	13200	25006	25006	0.0017	0.0022	20.000
BUS 1	13200	24977	24977	0.0018	0.0022	19.880
BUS 2	480	20300	20557	0.0593	0.0575	672.57
BUS 3	220	10123	10965	0.2593	0.2000	2942.5
BUS 4	220	10571	11493	0.2483	0.1890	2817.6
G1	220	2187	2898	1.2000	0.3167	29.000
M1	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58
M10	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41
M11	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41
M12	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41
M13	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41
M2	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58
M3	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58
M4	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58
M5	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58
M6	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58
M7	220	10562	11482	0.2485	0.1892	854.58
M8	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41
M9	220	10115	10955	0.2595	0.2002	892.41

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

Observando el resultado obtenido en forma teórica de $I = 25.2$ KVA y el resultado obtenido haciendo uso del programa $I = 25$ KVA es muy similar, con lo cual se corrobora el resultado del cálculo realizado.

Partiendo de estos datos complementamos la información necesaria para dimensionar los interruptores de cada tablero de nuestro sistema, donde señalamos la capacidad interruptiva obtenida en su respectivo bus y para elegirla se tendrá que optar por una de mayor capacidad con la finalidad de que el interruptor tolere la falla de corto circuito al presentarse y no sufra daños. Para referencia podemos consultar el diagrama unifila del hospital y el de cortocircuito 1 que mostramos en la siguiente tabla :

Tabla del tablero SG-2E:

Tabla

CTO N°	I_{sc} por norma (A)	Capacidad interruptiva Bus 4 (A)
1	30	10571
2	15	10571
3	15	10571
4	25	10571
5	20	10571
6	40	10571
7	15	10571

Tabla del tablero SG-1E:

Tabla

CTO N°	I_{sc} por norma (A)	Capacidad interruptiva Bus 4 (A)
8	40	10571
9	90	10571
10	70	10571
11	70	10571
12	110	10571
13	50	10571
14	45	10571
15	30	10571
16	60	10571

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

17	60	10571
18	60	10571
19	10	10571
20	150	10571
21	2500	10571

Tabla del tablero SG-1N:

Tabla

CTO N°	I_{sc} por norma (A)	Capacidad interruptiva Bus 3 (A)
22	60	10123
23	60	10123
24	60	10123
25	70	10123
26	125	10123
27	60	10123
28	175	10123
29	110	10123
30	60	10123
31	60	10123
32	20	10123

Para el transformador TSR-1N del lado del secundario con 1600 A nominales y capacidad interrutiva > (mayor que) 10123 A.

Para el transformador TSR-1E del lado del secundario con 1000 A nominales y capacidad interrutiva > (mayor que) 10571 A.

Para el transformador TR-1N del lado del secundario con 1700 A nominales y capacidad interrutiva > (mayor que) 20300 A.

Cálculo de malla a tierra

Se verificara que los potenciales de contacto y de paso en la red de tierra no excedan los valores límite de los potenciales tolerables por el cuerpo humano.

Al ser este un tema sobre dimensionamiento carecemos de valores reales sobre el terreno, así que se supondrá los valores del tamaño de la subestación y de la resistividad del terreno para poder realizar el cálculo a manera de ejemplo.

Longitud dela subestación	47 m
Ancho de la subestación	37 m.
Longitud de la red (se prolonga 1.5 m por Cada lado para aterrizar la cerca metálica)	50m
Ancho de la red (se prolonga 1.5 m por Cada lado para aterrizar la cerca metálica)	40m
Corriente de cortocircuito monofásica	$I_{CC} = 25 \text{ kVA}$
Resistividad del terreno	$\rho = 200 \Omega \cdot \text{m.}$
Resistividad superficial (grava)	$\rho_s = 3000 \Omega \cdot \text{m.}$
Profundidad de la red	$h = 2.5 \text{ m.}$
Grueso de la capa superficial	$h_s = 0.2 \text{ m.}$
Tiempo de duración de la falla	$t = 0.5 \text{ s.}$
Relación X/R en el bus de falla	$X/R = 20$
Longitud del electrodo a tierra	3 m.
Diámetro de los electrodos a tierra	0.0159 m (5/8)
Factor de crecimiento de la subestación	$f_c = 1.0$
Calibre del conductor (por norma se Emplea el mínimo)	4/0 211.6 kcm
Diámetro del conductor 4/0 (d)	0.0134 m.
Conectores de bronce, atornillados,	
Temperatura máxima de la red (T_m)	450°C

DISEÑO DE LA RED

Cálculo de la sección del conductor (cobre desnudo).

Factor de decremento Df:

$$Df = \sqrt{1 + \frac{X/R}{2\pi 60 t f} (1 - e^{-2(2\pi 60 t f / X/R)})}$$

$$Df = \sqrt{1 + \frac{20}{188.4955} (1 - e^{-2(188.4955)/20})} = 1.0517$$

No existe factor de incremento en la corriente de falla $f_c = 1.0$

Corriente máxima de malla:

$$I_D = I_{CC} \times D_f \times f_c$$

$$I_D = 25kA \times 1.0517 \times 1 = 26.3kA$$

Sección del conductor

Para conductores mecánicos de bronce (atornillables) $T_m = 450^\circ C$

De tabla 2 – IEEE std 80-1986: factor 6.6

$$A = 26.3 \text{ kA} \times 6.6 = 173,580 \text{ circular mils}$$

$A = 173.58 \text{ kcm}$ por norma ocuparemos el calibre 4/0

Table 2
Minimum per Unit Conductor Sizes (cmils/A)

Fault Time (s)	100% Cu Only	97% Cu Only	40% CCS Only	30% CCS Only	97% Cu/Temperature Limits (450 °C)	97% Cu/Temperature Limits (250 °C)
30.0	38.4	38.7	57.0	65.8	51.1	64.5
4.0	14.0	14.2	20.8	24.0	18.7	23.5
1.0	7.0	7.1	10.4	12.0	9.3	11.8
0.5	4.9	5.0	7.4	8.5	6.6	8.3

Cálculo del factor de reflexión K

$$K = \frac{200 - 3000}{200 + 3000} = -0.875$$

De la tabla figura 7 IEEE std 80-1986

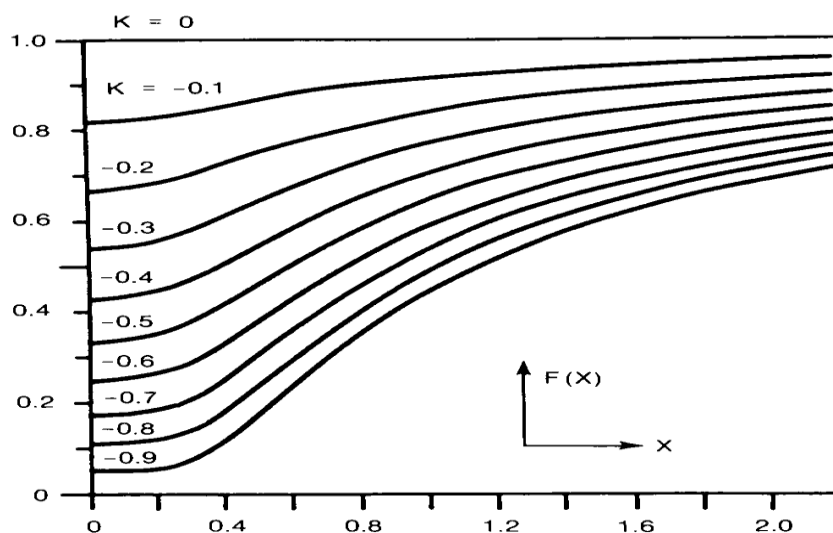


Fig 7
Function $F(X)$ Versus X and Reflection Factor K

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

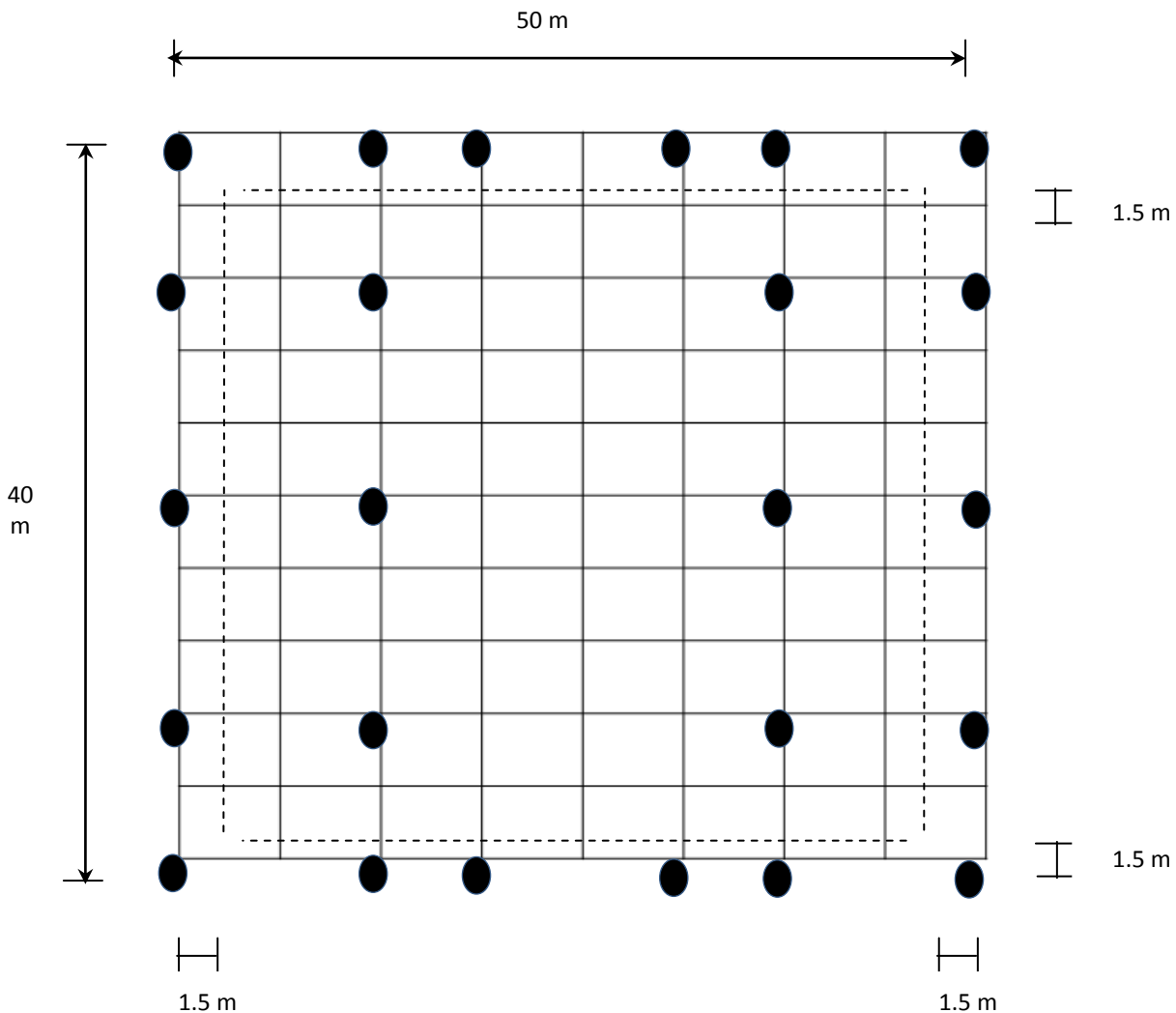
Se toma el valor correspondiente de $K = -0.875$ con la abscisa $h_s = 0.2$ m, se corta el eje de las ordenadas C_S , que para nuestro caso tiene $C_S = 0.78$ a este factor se le llama factor de reducción.

Cálculo de los potenciales tolerables. Considerando la fórmula para una persona de 70kg.

$$E_{s(\text{paso})} = \frac{157 + 0.7 C_S p_s}{\sqrt{t}} = \frac{157 + 0.7 \times 0.78 \times 3000}{\sqrt{0.5}} = 2.5 \text{ kV}$$

$$E_{m(\text{contacto})} = \frac{157 + 3.42 C_S p_s}{\sqrt{t}} = \frac{157 + 3.42 \times 0.78 \times 3000}{\sqrt{0.5}} = 11.6 \text{ kV}$$

Longitud tentativa de la red de tierra, se utiliza una cuadrícula de 5x5 de largo según la figura.



“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAÍS”

Se suponen 11 conductores transversales, espaciados 5m.
Se suponen 9 conductores longitudinales, espaciados 5m.

Conductores transversales = $11 \times 50 = 550$ m
Conductores longitudinales = $9 \times 40 = 360$ m
 $L_m = 910$ m

Longitud de los conductores verticales (electrodos)

$$L_e = 1.15 \times 24 \times 3 = 82.8 \text{ m}$$

Longitud total de la red

$$L = L_m + L_e = 82.8 + 910 = 992.8 \text{ m}$$

Calculo del potencial de la malla (E_m) en la red.

$$n_m = \sqrt{A \times B} = \sqrt{11 \times 9} = 9.949$$

Para el cálculo del potencial de paso (E_s).

$n_s = 11$ el número mayor de conductores
 $n = 24$ el número de electrodos

$$\text{Cálculo de } K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{2.5}{1}} = 1.87$$

Donde:

Profundidad de la malla en metros

$h_s \rightarrow 1$ m (profundidad de referencia de la malla)

$k_{ij} = 1$ en mallas con electrodos

Cálculo de k_m

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} + \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \text{Ln} \left(\frac{8}{\pi(2nm-1)} \right) \right]$$

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left(\frac{5^2}{16 \times 2.5 \times 0.0134} + \frac{(10+2 \times 5)^2}{8 \times 5 \times 0.0134} + \frac{2.5}{4 \times 0.0134} \right) + \frac{1}{1.41} \text{Ln} \left(\frac{8}{\pi(2 \times 8 - 1)} \right) \right] = 0.6345$$

Cálculo de K_i

$$K_i = 0.656 + 0.172n_m = 0.656 + (0.172) (9.949) = 2.194$$

Potencial de malla.

$$E_M = K_m K_i \rho I_D 1/L = (0.6345)(2.194)(200)(26.3k)(1/992.8) = 10.6 \text{ kV}$$

Cálculo del potencial de paso (E_s) en la red.

$$E_s = K_s K_i \rho I_D 1/L$$

Cálculo de K_s donde $n_s = 11$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{(n_s-2)}) \right] = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 2.5} + \frac{1}{5+2.5} + \frac{1}{5} (1 - 0.5^{(11-2)}) \right] = 0.1695$$

$$K_i = 0.656 + 0.172n_s = 0.656 + (0.172) (11) = 2.548$$

$$E_s = (0.1695)(2.376)(200)(26.3k)(1/992.8) = 2.28 \text{ kV}$$

Comparación de potenciales.

Debe ocurrir E_s (calculado) < E_s (tolerable)

Ocurre $2.28 \text{ kV} < 2.538 \text{ kV}$ lo cual es correcto.

Debe ocurrir E_m (calculado) < E_m (tolerable)

Ocurre $10.6 \text{ kV} < 11.6 \text{ kV}$ lo cual es correcto.

Por lo tanto, al comparar los potenciales se observa que la malla de tierra es correcta.

Cálculo de la resistencia de la red respecto al terreno.

Aplicando la ecuación de Severak.

$$R = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$
$$R = 200 \left[\frac{1}{992.8} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 2000}} \left(1 + \frac{1}{1 + 2.5\sqrt{\frac{20}{2000}}} \right) \right] = 2.0 \Omega$$

Aplicando la ecuación de Schwarz, cuyos elementos son los siguientes, se debe encontrar una resistencia de tierra del mismo orden.

Coefficiente de profundidad de enterramiento h.

$$h_1 = \sqrt{d_1 x h} = \sqrt{0.0134 \times 2.5} = 0.183$$

Relación longitud-ancho

$$\frac{b}{a} = \frac{50}{40} = 1.25$$

En nuestro caso

$$h_1 = \sqrt{d_1 \times h} = \sqrt{0.0134 \times 2.5} = 0.183$$

La curva de la figura 18 IEEE std 80-1986 y las ecuaciones para encontrar los coeficientes de reflexión K_1 y K_2 son:

$$K_1 = -0.05 \times \frac{b}{a} + 1.2 = -0.05 \times \frac{50}{40} + 1.2 = 4.47$$

$$K_2 = -0.05 \times \frac{b}{a} + 4.68 = -0.05 \times \frac{50}{40} + 4.68 = 4.805$$

Analizando cada una de las resistencias, de la ecuación de Schwarz, y considerando que

$$\rho_1 = \rho_2 = \rho_a = 200$$

$$L_m = \frac{\rho_1}{\pi L_m} \left[\ln \left(\frac{2L_m}{h_1} \right) + K_1 \left(\frac{L_m}{\sqrt{A}} - K_2 \right) \right]$$

$$L_m = \frac{200}{\pi \times 820} \left[\ln \left(\frac{2 \times 820}{h_{0.1831}} \right) + 1.137 \left(\frac{820}{\sqrt{50 \times 40}} - 4.805 \right) \right] = 1.9$$

$$L_e = \frac{\rho_1}{\mu L_m} \left[\ln \left(\frac{8L_e}{d_2} \right) - 1 + 2K_1 \frac{L_e}{\sqrt{A}} (\sqrt{n} - 1)^2 \right]$$

$$L_e = \frac{200}{2n \times \pi \times 3} \left[\ln \left(\frac{8 \times 3}{0.0159} \right) - 1 + 2(1.137) \frac{3}{\sqrt{50 \times 40}} (\sqrt{24} - 1)^2 \right] = 3.8167$$

$$R_{me} = \frac{\rho_a}{\pi L_m} \left[\ln \frac{2L_m}{L_e} + K_1 \frac{L_m}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

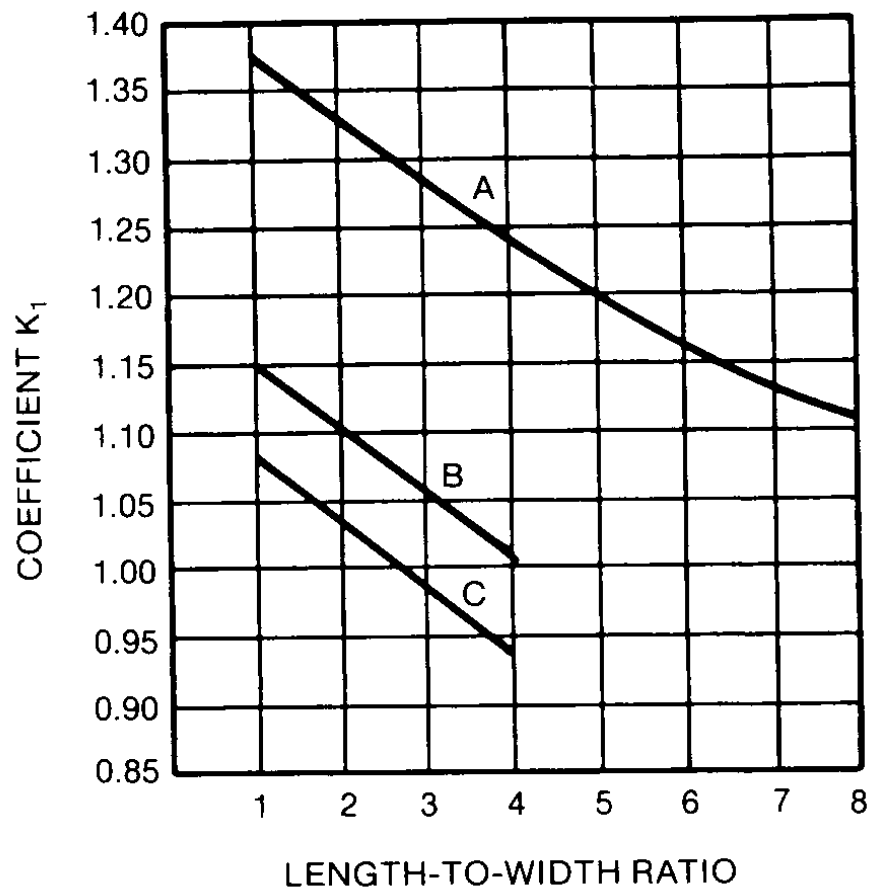
$$R_{me} = \frac{200}{\pi \times 820} \left[\ln \frac{2 \times 820}{3} + (1.137) \frac{820}{\sqrt{50 \times 40}} - 4.805 + 1 \right] = 1.8114$$

Finalmente la resistencia total se obtiene:

$$R_T = \frac{R_m R_e - R_{me}^2}{R_m + R_e - 2R_{me}}$$

$$R_T = \frac{(1.9)(3.8167) - (1.8114)^2}{1.9 + 3.8167 - (2)(1.8114)} = 1.896 \Omega$$

Como $R_T < 5$ Ohms que es el valor máximo permitido para una subestación, se considera que la red de tierra está dentro de la norma del IEEE std 80-1986



CURVE A — FOR DEPTH $h = 0$

$$\gamma_A = -0.04x + 1.41$$

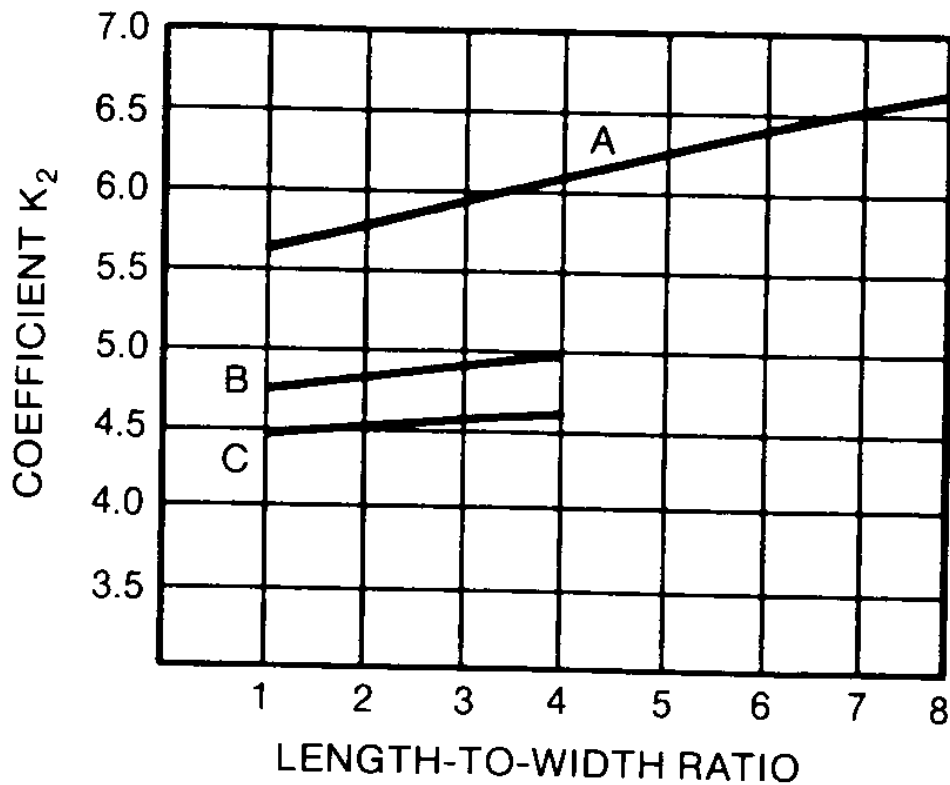
CURVE B — FOR DEPTH $h = 1/10 \sqrt{\text{AREA}}$

$$\gamma_B = -0.05x + 1.20$$

CURVE C — FOR DEPTH $h = 1/6 \sqrt{\text{AREA}}$

$$\gamma_C = -0.05x + 1.13$$

Fig 18
Coefficients K_1 and K_2 of Schwarz's Formula
(a) Coefficient K_1



CURVE A — FOR DEPTH $h = 0$

$$\gamma_A = 0.15x + 5.50$$

CURVE B — FOR DEPTH $h = 1/10 \sqrt{\text{AREA}}$

$$\gamma_B = 0.10x + 4.68$$

CURVE C — FOR DEPTH $h = 1/6 \sqrt{\text{AREA}}$

$$\gamma_C = -0.05x + 4.40$$

Fig 18 (Continued)
(b) Coefficient K_2

NEXOS CAPÍTULO 4

MODOS DE OPERACIÓN

Operación en modo automático

El tablero de control DALE 3100 cuyo diagrama eléctrico puede consultarse en el plano 7, sensa continuamente el voltaje de la red comercial en las terminales MC-31, MC-32, MC-33, teniendo como protección los interruptores FA2-FA-3-FA4, si las tres fases tienen el valor nominal seleccionado configurado en el módulo de control, entonces se manda señal a la unidad de transferencia (SN) por medio de la terminal MC-27 energizando al bobina del contactor de carga normal “KM” (a los interruptores termo magnéticos o electromagnéticos) y la carga la toma de la red normal, también se apaga el indicador de “falla de red” indicando que la red normal está presente y se encenderá el indicador “red con carga” indicando que la red está alimentando la carga, la planta se selecciona entonces en modo automático.

A través del borne MC-11 del módulo de control, tenemos la señal de confirmación de que la transferencia hacia la red normal se ha efectuado y el contactor o interruptor de la red normal ha cerrado (señal KM), cerrando sus contactos KM 1-3, encendiendo el indicador red con carga y la carga la toma de la red normal. Y a su vez desenergiza la bobina KA y abre los contactos KM 1-3 para desconectar la alimentación de la red de CFE.

En caso de detectarse una falla en el suministro de energía eléctrica de la red normal o que ésta suba o baje de los valores previamente seleccionados por medio del software instalado, se encenderá el indicador “falla de red” se activa el tiempo de retardo de arranque, y una vez que ha transcurrido, se proporciona inmediatamente la señal de arranque del grupo, para tal efecto se energiza el borne E2 (MEC-5), el cual energiza el dispositivo de paro. (Válvula de combustible o gobernador electrónico).

Una vez que el motor diesel ha arrancado el alternador de carga de baterías generará y cargará las baterías, manteniendo las mismas en óptimas condiciones de operación sensándose en la terminal E-11 (MC-9) del módulo de control.

También sensa las tres líneas del generador en las terminales MC-35, MC-36 y MC-37 del módulo de control a través de los interruptores FV-1, FV-2 y FV-3. Una línea de voltaje del generador se emplea para alimentar la transferencia (SE) a través de la terminal MC-30 cuando transcurren los tiempos mencionados para efectuar la transferencia.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAÍS”



Imagen de los interruptores

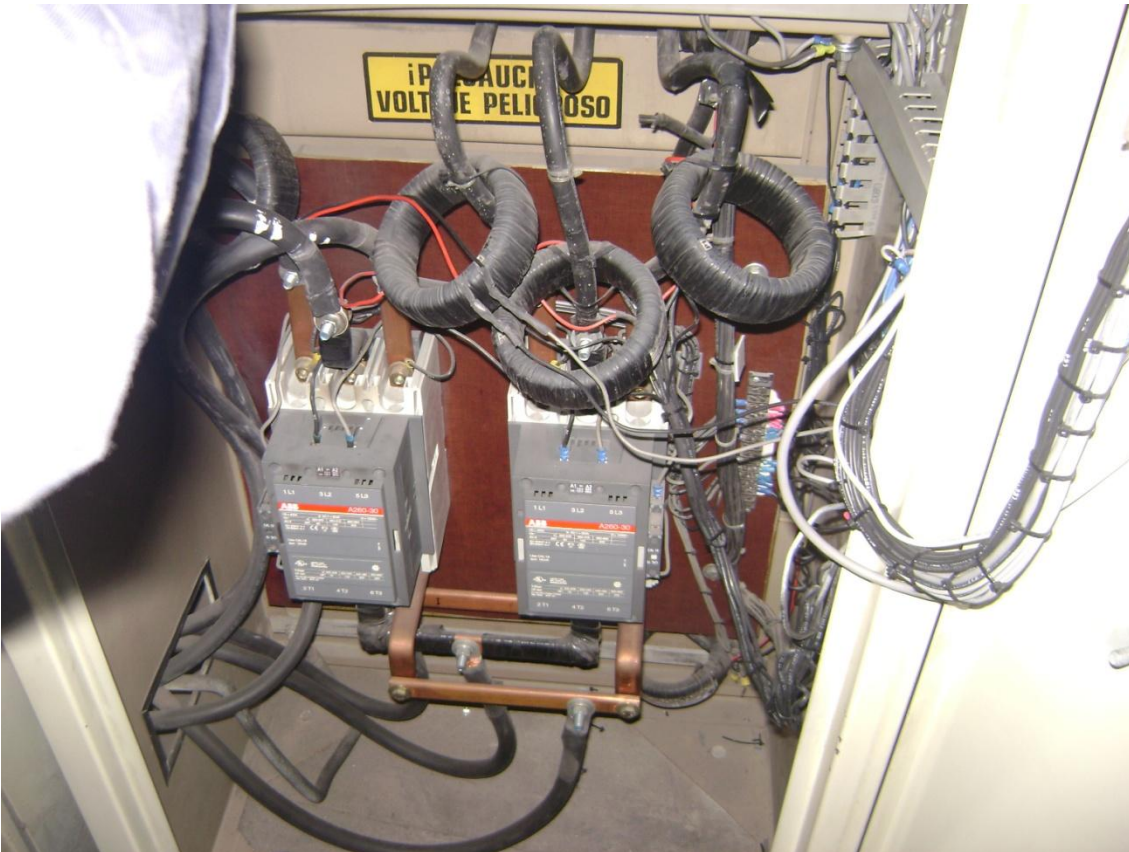


Imagen.- (Senseo de las tres líneas del generador en las terminales MC-35, MC-36 y MC-37 del módulo de control).

Una vez que la planta alcanza los valores nominales de operación, se encenderá el indicador “planta en operación” y la planta tomará la carga.

Cuando el control detecta el voltaje del generador, lo indicará en el display, se activará el tiempo de retardo de transferencia, después de transcurrido el tiempo de retardo de transferencia se cerrará el contacto entre las terminales MC-29 Y MC-30, el cual envía la señal de transferencia (SE). Se energiza la bobina del contactor de la unidad de transferencia del lado de emergencia (KA) al operar la unidad de transferencia, se cierran los contactos KA1-3 alimentando entonces el grupo a la carga y quedando bajo esta condición de operación durante el periodo que dure la emergencia o la falla de alimentación de la red normal. Y apaga las alarmas los primeros 20 segundos para evitar que envíen señales de error durante la transferencia o retransferencia.

En estas condiciones de operación normal del grupo tenemos:

El equipo está en el modo de operación automático.

En el display deberá estar indicada la leyenda “planta en operación”.

Se tendrán los valores de voltaje, frecuencia y corriente en el display verificando continuamente que estos se encuentren siempre dentro de los valores especificados.

Se registrará en el contador de horas, el tiempo de operación del grupo, y se deberá llevar una bitácora de operación para conocer la historia del equipo, las características de las fallas y el tiempo que duran las mismas, adicionalmente se almacenan los últimos 15 eventos de falla con fecha y hora de registro.

La retransferencia se da una vez que el voltaje de la red normal se restablece dentro de los valores especificados, estos son sensados directamente en el modulo DALE3100, este a su vez retira las señales de arranque y alimentación de combustible de las terminales MC-5 (E2) y MC-4 (E4), inmediatamente se activará el tiempo de retardo de retransferencia, este retrasará la retransferencia para dar oportunidad de que el voltaje de la red normal se reestablezca totalmente y no dar oportunidad a que cualquier variación o pérdida del voltaje nuevamente afecten la carga, no afectándose la retransferencia hasta que el tiempo ajustado en el módulo haya transcurrido sin problemas y variaciones en el lado de la alimentación de la red normal.

La retransferencia se realiza cuando el módulo de control desenergiza la terminal MC-30, retirando la señal de emergencia (SE) y cierra el contacto formado entre las terminales MC-27 y MC-28 permitiendo que la señal de la red normal (SN) alimente la unidad de transferencia, con esto la unidad de transferencia cambia de posición y el contactor del lado de emergencia abre sus contactos KA-1, KA-2, KA-3 y habilitando el cierre de los contactos KM del interruptor normal, efectuando la transferencia de la carga.

Una vez realizada la retransferencia, el módulo de control retrasará el paro del equipo de acuerdo al tiempo seleccionado en el mismo.

En caso de una nueva falla de la red comercial antes de que termine el tiempo de retardo de transferencia y sea efectuada la misma, el equipo sólo sentirá la falla y continuará alimentando a la carga sin ninguna interrupción.

En el caso de que la falla de la red normal ocurriera en el periodo entre la operación de la retransferencia y la operación del tiempo de paro, ya efectuada la transferencia el control, sólo efectuará la retransferencia y el grupo volverá a tomar la carga, en esta operación la interrupción al ser efectuada la retransferencia será sólo de 1-2 segundos.

Cuando la falla ocurre una vez que el tiempo de retardo de paro ha transcurrido y el equipo ha dado señal de paro, en esta condición la nueva señal de arranque se retardará 20 segundos para dar oportunidad a que el motor diesel pare totalmente, esto debido a la inercia y evitar que el motor de arranque energice y encuentre al volante del motor diesel aun girando.

Operación en modo manual.

En la posición manual el equipo trabajará cuando el personal de mantenimiento lo requiera y esta operación no interferirá con la condición de operación automática, ya que cuando se trabaje el equipo en forma manual no ocasionará trastornos en la carga por interrupciones imprevistas a menos que el equipo se programe de esta manera, así mismo esta forma de operación mejora las condiciones de mantenimiento del equipo.

Y su uso también permite el control manual de las funciones del generador. En este modo el módulo responderá al botón arranque (I), arrancando el equipo trabajando sin carga. Si el motor está trabajando sin carga en el modo manual y una señal de arranque se hace presente, el módulo automáticamente instruirá al dispositivo de transferencia que ponga al generador con carga (transferencia de carga se vuelve activo (si se selecciona)). Si la señal de arranque es removida el generador permanecerá con carga hasta que las posiciones PARO/RESTABLECER o AUTO se seleccionen.

Operación en modo prueba.

En la posición de prueba el equipo trabajará cuando el personal de mantenimiento lo requiera, se deberá tener conocimiento que esta condición si se efectuara el cambio de la unidad de transferencia tomando la planta de carga, garantizando la correcta operación del equipo al trabajar con carga.

Con el botón en modo de prueba nos permite una operación de prueba con carga del sistema. Y el módulo responderá al botón arranque (I), arrancando el motor y poniéndolo a trabajar con carga (transferencia de carga se vuelve activa (si se usa)). El generador trabajará con carga hasta que el modo auto sea seleccionado. Entonces, la señal de arranque es removida y el módulo automáticamente transferirá la carga del generador y parará al grupo. Observado el temporizador de retardo de paro y el temporizador de enfriamiento necesariamente, el módulo entonces esperará el próximo evento de arranque.

Pantallas del panel de control del UPS.

Pantalla normal:

La pantalla normal muestra el tipo de SAI, el panel vuelve automáticamente a este estado desde cualquier otro, transcurridos de 1 a 2 minutos desde el último cambio de estado del visualizador.

Pantalla menú:

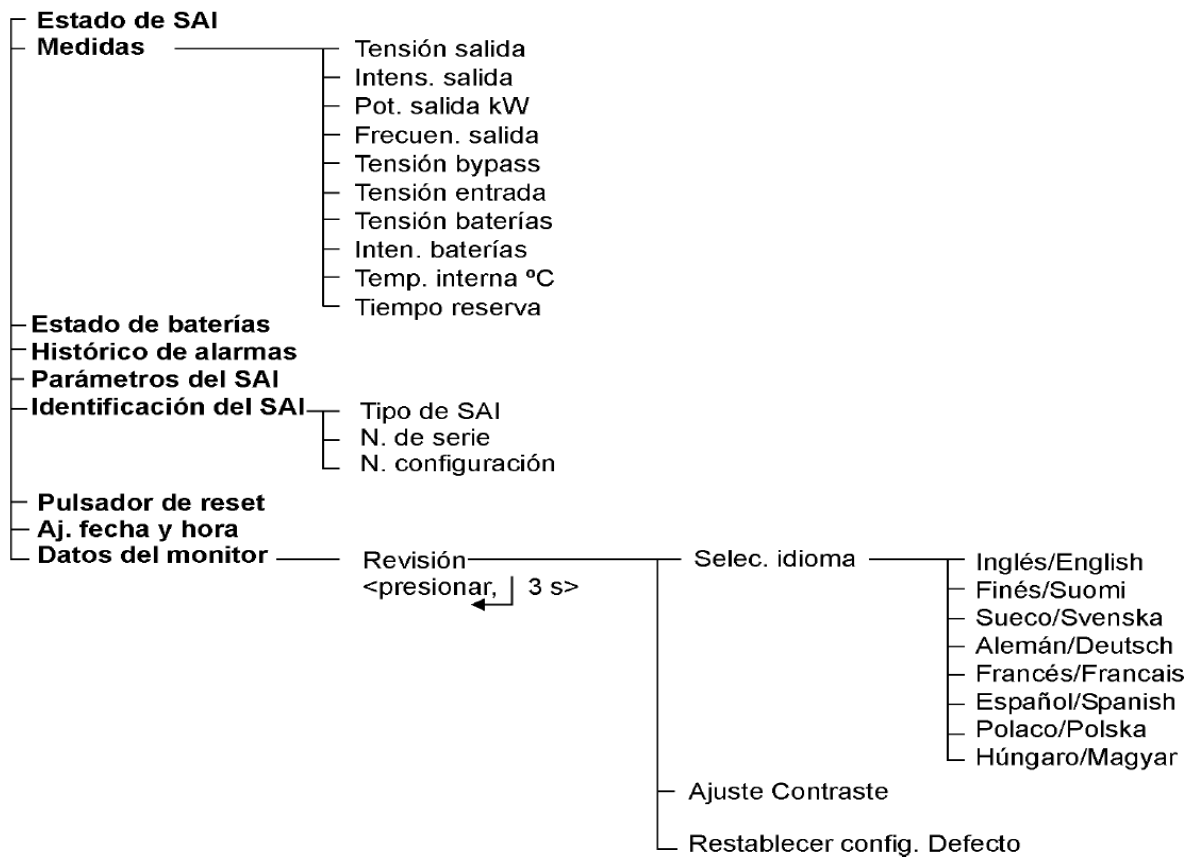
La pantalla menú ofrece las siguientes opciones, que se pueden seleccionar presionando los botones ↓ y ↑ y a continuación el botón ↵:

- Estado de SAI.
- Medidas.
- Estado de baterías.
- Histórico de alarmas.
- Parámetros del SAI.
- Identificación del SAI.
- Pulsador de reset.
- Datos del monitor.

El panel de control vuelve a la pantalla normal cuando se presiona el botón “menú”.

Esquema de menús.

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”



Pantalla estado de SAI

La primera línea de esta pantalla indica el modo de funcionamiento actual del SAI. El visualizador presenta automáticamente esta pantalla en caso de funcionamiento anormal de la unidad. Si se activa una alarma en la unidad, se indica en la última línea. Cuando se pulsa el botón ↓, el visualizador pasa a la pantalla alarmas activas mediante el botón ↓ es posible desplazarse por las alarmas activas y volver a la pantalla estado de SAI con el botón ↑.

En esta pantalla se genera un sonido audible cuando se produce una alarma activa. El sonido cesa cuando se presiona cualquier botón, cuando se pulsa el botón menú, se vuelve a la pantalla de menús.

Pantalla medidas:

Esta pantalla informa sobre las distintas mediciones del SAI, se pueden seleccionar distintas mediciones con los botones ↓ y ↑. Está disponible la siguiente información:

- Tensión de salida: muestra la tensión de CA de cada fase de salida.

- Intensidad de salida: muestra la corriente de cada fase de salida.
- Potencia de salida: muestra la potencia en kW de cada fase de salida.
- Frecuencia de salida, indicada en Hz.
- Tensión bypass: muestra las tensiones de la línea de derivación de cada fase.
- Tensión de entrada: muestra las tensiones de la línea de entrada del rectificador de cada fase.
- Tensión baterías: muestra la tensión de CC de la cadena de baterías positiva y negativa.
- Intensidad baterías: muestra la corriente de la cadena de baterías positiva y negativa.
- Temperatura interna: muestra la temperatura en el interior del SAI (en °C).
- Tiempo de reserva de la batería: muestra el tiempo de reserva de la batería en minutos.

Si el tiempo de reserva es superior a 90 minutos, el visualizador indicará 9999. Cuando se pulsa el botón menú, se vuelve a la pantalla de menús.

Pantalla estado de baterías:

Esta pantalla proporciona información sobre el modo de funcionamiento de las baterías. Cuando se pulsa el botón menú, se vuelve a la pantalla de menús.

Pantalla histórico de alarmas:

Esta pantalla muestra las 8 últimas alarmas del SAI y la hora en que se ha generado cada una de ellas. El tiempo mostrado (día, hrs:min:seg) es el tiempo transcurrido entre alarmas consecutivas. Las alarmas se pueden ver pulsando el botón ↓. Cuando se pulsa el botón menú, se vuelve a la pantalla de menús.

Pantalla parámetros del SAI:

Esta pantalla proporciona información sobre los valores de los parámetros de funcionamiento del SAI. Sólo el personal de servicio enviado por el fabricante, o el representante de un agente autorizado por el fabricante, pueden modificar estos parámetros.

Los valores de los parámetros están protegidos con contraseña.

Los valores de los distintos parámetros se pueden ver mediante los botones ↓ y ↑.

Pantalla identificación del SAI:

Esta pantalla proporciona información sobre el tipo de SAI, el número de serie de la unidad y el número de producto. Mediante los botones ↓ y ↑ es posible desplazarse por estas opciones.

Pantalla pulsador de reset:

Cuando se selecciona esta función, se reinician todas las alarmas que no lo hacen de forma automática. También hace que la unidad vuelva al modo normal si se ha bloqueado en derivación debido a un número elevado de transferencias en derivación, siempre y cuando se permita la transferencia al funcionamiento normal. El botón de reinicio no corrige la situación que ha provocado la alarma.

Pantalla datos del monitor:

Esta pantalla muestra información sobre el software de visualización: fecha de revisión, compilación y suma de comprobación. Para ajustar el contraste o seleccionar otro idioma, mantenga presionado el botón ← durante tres segundos. Mediante los botones ↓ y ↑, es posible desplazarse por estas opciones. Cuando se pulsa el botón menú, se vuelve a la pantalla de menús.

NEXO ESTIMADO DE LA INSTALACION

A continuación se muestra una tabla con el costo estimado del sistema instalado tomando en cuenta el precio comercial de los componentes más importantes de nuestro sistema a manera de aproximación, no se muestra el valor real cotizado en un sistema eléctrico de emergencia como el analizado en esta tesis debido a que es información confidencial. Dicho estimado lo mostramos en la siguiente tabla.

PARTIDA	CANTIDAD	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	1	GESTORIA	\$3,300	\$3,300
2	1	UH PROYECTO ELECTRICO TRANSICION	\$31,500	\$31,500
3	2	TRANSFORMADORES	\$100,000	\$200,000
4	1	TRANSFORMADOR	\$150,000	\$150,000
5	1	ALIMENTADORES ELECTRICOS SUBESTACION TABLEROS	\$250,000	\$250,000
6	2	UPS	\$40,000	\$80,000
7	1	TABLEROS GENERALES	\$40,000	\$40,000
8	2	TABLERO SUBGENERAL	\$20,000	\$40,000
9	1	GENERADOR	\$250,000	\$250,000
			COSTO PARCIAL	\$1044,800

PLANOS

BIBLIOGRAFÍA:

ENRRIQUEZ HARPER. Guía práctica para el cálculo de instalaciones eléctricas. México D.F. Segunda edición. Limusa Noriega editores. 1993, 450 pág. ISBN 968-18-4919-1.

JACINTO VIQUEIRA LANDA. Redes eléctricas. México. Tercera edición. Representaciones y Servicios de Ingeniería, s.a. ISBN 968-6062-84-X.

JOSÉ RAÚL MARTÍN. Diseño de subestaciones eléctricas México D.F. segunda edición. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma De México Ciudad Universitaria 2000, 545 pág. ISBN 968-36-8303-7.

GUILLERMO LÓPEZ MONROY. Sistemas de tierras en redes de distribución.

Norma ANSI/IEEE std 80-1986 IEEE GUIDE FOR SAFETY IN AC SUBSTATION GROUNDING.

Norma NOM-001-SEMP-1994 NORMA OFICIAL MEXICANA RELATIVA A LAS INSTALACIONES DESTINADAS AL SUMINISTRO Y USO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

POWERWARE EATON 2011. Definición de UPS (disponible en <http://www.upsonline.com.ar/queesups.html> consultado el 22 de noviembre del 2011).

OTTOMOTORES 2011. Control dale 3100 (disponible en http://www.ottomotores.com.mx/Joomla/images/stories/info%20up/DSE%20Controls/CONTROLS%2009/DSE_5210-5220_DALE7200GOB-DALE3100_integrado.pdf consultado el 15 de diciembre del 2011).

WIKIPEDIA ENCICLOPEDIA LIBRE 2012. Mantenimiento (disponible en <http://es.wikipedia.org/wiki/Mantenimiento> consultado el 15 de febrero del 2012).

APC 2011. Grupo electrógeno de emergencia (disponible en <http://www.directindustry.es/prod/apc-mge/grupos-electrogenos-diesel-de-emergencia-62943-747231.html> consultado el 10 de febrero del 2012).

“ANÁLISIS DE GRUPO ELECTRÓGENO, UPS Y SISTEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA EN UN HOSPITAL TIPO DEL IMSS DE LA RED DEL PAIS”

CURSO “OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS GRUPOS ELECTROGENOS”. Ottomotores, S.A. de C.V. San Lorenzo # 1150 Col. Cerro de la Estrella. Delegación Iztapalapa México D.F. duración 25 horas.