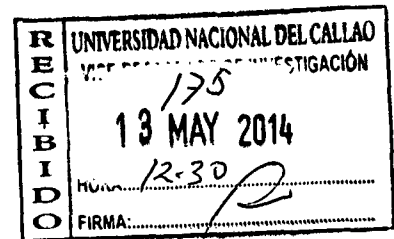
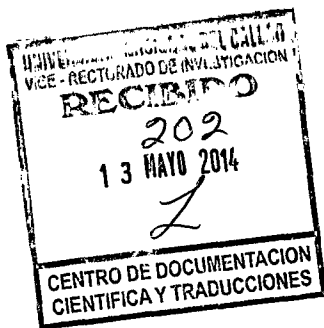


83



JUN 2014

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



INFORME FINAL DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN
“EL DIGITAL MASTER CONTROL EN LA
OPERACIÓN ÓPTIMA DE LOS SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA
COMERCIALES E INDUSTRIALES”

AUTOR: JESUS HUBER MURILLO MANRIQUE
PERIODO DE EJECUCION: Del 01/05/2013 al 30/04/2014

Resolución de Aprobación N° 467-2013-R

Callao, 2014

ÍNDICE

RESUMEN.....	4
ABSTRACT.....	5
INTRODUCCIÓN.....	6
1. ANTECEDENTES	8
1.1. ANTECEDENTES TÉCNICOS Y DATOS VINCULADOS A LA INVESTIGACIÓN CON LA PRECISIÓN DE LA FUENTE BIBLIOGRÁFICA.....	8
1.2. IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	9
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	13
1.3.1. Objetivo Principal.....	13
1.3.2. Objetivos Secundarios	13
1.4. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.....	13
1.5. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
1.5.1. Problema principal	19
1.5.2. Problemas secundarios	19
1.6. HIPOTESIS.....	21
1.6.1. Hipótesis secundarias.....	21
1.7. VARIABLES DEPENDIENTES	21
1.8. VARIABLES INDEPENDIENTES.....	22
1.9. METODOLOGÍA PARA LA CONTRASTACIÓN Y DEMOSTRACIÓN DE LA HIPÓTESIS.....	22
2. MARCO TEÓRICO	23
2.1. MASTER DIGITAL CONTROL EN LA SUBESTACION PRINCIPAL 10 kV. DEL SISTEMA UN SISTEMA ELECTRICO	23
2.2. MODIFICACIONES AL SISTEMA ACTUAL.....	25



2.3.	CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE EL DISEÑO DE NUEVOS TABLEROS.....	28
2.4.	TABLEROS Y TRABAJOS EN LA SUBESTACION PRINCIPAL..	30
2.5.	OTRAS ACTIVIDADES POR COORDINAR CON CUMMINS	34
2.6.	AMPLIACION DE LA FUNCIONALIDAD DEL SISTEMA MASTER CONTROL	35
2.7.	CAPACITACIÓN.....	35
3.	CONTROL MASTER DIGITAL	36
3.1.	DMC 300 ACTUAL.....	36
3.2.	DMC 300 PROYECTADO.....	37
3.3.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	44
3.4.	INDICACIONES MÉTRICAS.....	47
3.5.	SISTEMA DE CONTROL.....	49
3.6.	SISTEMA DE HISTORIAL DE ALARMAS	50
3.7.	FUNCIONES DE PROTECCIÓN.....	52
3.8.	SISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA.....	52
3.9.	CERTIFICACIONES	53
4.	POWERCOMMAND PARALLELING SYSTEM	55
4.1.	CARACTERÍSTICAS	56
4.2.	LOS COMPONENTES INTERNOS SISTEMA PLC.....	61
4.3.	FUNCIONES DE PROTECCIÓN Y CONTROL	62
4.4.	CONTROL DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA.....	67
4.5.	GESTION DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA.....	69
4.6.	CONSTRUCCIÓN DE LOS GABINETES	74
4.7.	LAS CARACTERÍSTICAS OPCIONALES Y GARANTÍA.....	75
4.8.	CERTIFICACIONES	76

5. SECUENCIA DE OPERACIONES	77
5.1. CASO1: CONDICIONES NORMALES	77
5.2. CASO 2: MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE BARRAS A	79
5.3. CASO 3: MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE BARRAS B	84
5.4. CASO 4: FALLA Y RETORNO DE AMBOS SUMINISTROS	87
5.5. CASO 5: FALLA SUMINISTRO BACK UP	90
5.6. CASO 6: FALLA Y RETORNO DEL SUMINISTRO NORMAL	91
5.7. CASO 7: SUMINISTRO RESTRINGIDO EN AMBOS LADOS; ACTIVACIÓN	95
5.8. CASO 8: DESACTIVACIÓN DE LA RESTRICCIÓN 2.....	97
6. SISTEMAS DE ENCLAVAMIENTOS	106
6.1. ANTECEDENTES.....	106
6.2. ESTADO DE ESTA TAREA.....	108
6.3. FUNCIONES DE OPERACIÓN Y PROTECCIÓN	112
6.4. RED DE MEDIA TENSIÓN	113
6.5. CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS INTERRUPTORES:	116
7. MATERIALES Y MÉTODOS	130
8. RESULTADOS	134
9. DISCUSIÓN.....	137
9.1. CONCLUSIONES	138
9.2. RECOMENDACIONES.....	140
10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	142
11.- APENDICE	145
12.- ANEXOS.....	146

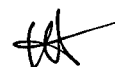
RESUMEN

Ante la falta de mantenimiento de las barras de cargas críticas y no críticas de 10 kV, a fines de Julio de 2012, el Aeropuerto Internacional Jorge Chávez (AIJCH) aprobó la secuencia de operaciones automáticas que Cummins debería programar en el digital master control (DMC) a fin de que con la nueva topología del sistema de distribución se pueda mejorar el servicio; en casos de contingencias o de realizar tareas de mantenimiento (actualmente no se cuenta). El documento aprobado, escrito en español fue remitido a Cummins para que sirva de base a su plan de ingeniería.

Para lograr una óptima operación a través del digital master control en sistemas eléctricos de potencias comerciales e industriales en las diversas contingencias presentadas en el sector eléctrico es prioritario realizar trabajos en: La nueva configuración del DMC, sistemas de enclavamientos, independización de las barras de emergencia, transferencia automática entre la barra principal y reserva, entre otros.

Como parte de uno de los hitos del trabajo a ser realizado por Cummins; hemos recibido la nueva ingeniería del proyecto, preparado en Inglaterra el cual contiene toda la funcionalidad solicitada. Este informe debe ser aprobado o rechazado según sea el caso, por el AIJCH.

Con la implementación del DMC (el cual incluye la instalación de los enclavamientos electromecánicos para funcionamiento manual, independización de la barra de emergencia), a un sistema eléctrico de potencia comercial e industrial se logra mejorar, en gran medida la confiabilidad del sistema de media tensión del AIJCH, utilizando una forma independiente las fuentes: principal, reserva y emergencia.



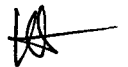
ABSTRACT

In the absence of maintenance bars critical and noncritical loads of 10 kV, in late July 2012, the International Airport Jorge Chávez (AIJCH) approved sequence of automatic operations that Cummins should be programmed in the digital master control (DMC) so that with the new topology of the distribution system can improve the service; in case of contingency or perform maintenance (currently employed). The approved document, written in Spanish was sent to Cummins as a basis for your engineering plan.

For optimum operation through digital master control in electrical systems for commercial and industrial powers in the various contingencies presented in the electricity sector is working on priority : The new configuration of DMC systems, interlocks, independization emergency bars, automatic transfer between the main bar and reserves , among others.

As part of one of the landmarks of the work to be performed by Cummins; we have received the new engineering project, prepared in England which contains all the required functionality. This report should be approved or rejected as appropriate, by the AIJCH.

With the implementation of the DMC (which includes the installation of electromechanical interlocks for manual operation, independization emergency bar), to an electrical system of commercial and industrial power may be enhanced largely system reliability MV the AIJCH, using an independent sources: main, reserve and emergency.



INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación trata sobre la modificación de la topología del sistema eléctrico de distribución del Aeropuerto Internacional Jorge Chávez (AIJCH), el cual requiere la realización de varias actividades relacionadas a la adaptación del DMC, algunas de las que pueden desarrollarse en paralelo y otras que deben realizarse necesariamente una después de la otra así mismo se describen y detallan las actividades así como su estado actual.

Dentro de la implementación de enclavamientos, el sistema de distribución tiene la posibilidad de ser alimentado por dos puntos: fuente principal de 60/10 kV y fuente de reserva 10 kV. Al nivel 10 kV las tensiones y sus ángulos en estos dos suministros no son exactamente iguales, por lo que si los unimos a través de algún cable del sistema de distribución del AIJCH, provocaríamos un flujo de energía activa y reactiva entre los dos puntos, completamente fuera del control de la operación del sistema del aeropuerto.

Por la razón indicada en el punto anterior y para evitar daños al sistema del aeropuerto y a los cables de alimentación a 10 kV de Edelnor, es que se ha previsto la implementación de enclavamientos eléctricos que eviten que por cualquier motivo se establezca una conexión entre los dos suministros.

En el modo automático de control del sistema a cargo del DMC; los enclavamientos pueden programarse electrónicamente para que no se produzca la conexión entre estos dos puntos de alimentación.

Para la modificación de la programación del Master Control Digital, el sistema de distribución modificado podrá operarse en forma manual tal como se hace con cualquier sistema de distribución similar. Sin embargo debido a la alta confiabilidad requerida por el sistema que alimenta a un aeropuerto como el AIJCH, se ha instalado un sistema de control automático programable cuya



misión es la siguiente: En casos de contingencias en el sistema de alimentación externo; operar automáticamente el sistema de distribución, restableciendo el servicio a la máxima carga posible, de acuerdo a las prioridades de rechazo y reconexión establecidas por el AIJCH. En casos de restablecimiento del sistema, restablecer la condición de trabajo normal en el mínimo tiempo posible minimizando interrupciones de servicio.

Permitir el ajuste de la secuencia de prioridades de carga asignadas por el AIJCH tanto para el rechazo como para la restitución del servicio, cable por cable y en las barras críticas, no críticas y de emergencia.

En casos de mantenimiento de barras; operar automáticamente los interruptores y poner en servicio/sincronizar los grupos de emergencia. Funcionalidad requerida; para cumplir las funciones descritas anteriormente; se requiere que el DMC tenga la capacidad de Tele comandar interruptores, operar generadores de emergencia y ponerlos en paralelo con la red.

Respecto a las interfaces requeridas con el sistema de distribución, Cummins nos ha hecho llegar las especificaciones de lo que requiere el DMC para poder tele comandar los interruptores del sistema, así mismo nos ha hecho conocer las limitaciones y características normales de operación de sus contactos. Hemos preparado circuitos típicos para cada una de las interfaces requeridas por el DMC, teniendo en cuenta tanto la funcionalidad que se desea implementar como las limitaciones impuestas por la capacidad y tipo de contactos del DMC.

Por la naturaleza del trabajo a realizar, no se espera que ningún fabricante tenga productos estándar que cumplan con todos los requisitos requeridos por el DMC. Por este motivo se ha previsto tomar los paneles estándar, similares a los actuales y completarlos incluyendo lo que se requiere para la aplicación de la funcionalidad del DMC en el AIJCH.

1. ANTECEDENTES

1.1. ANTECEDENTES TÉCNICOS Y DATOS VINCULADOS A LA INVESTIGACIÓN CON LA PRECISIÓN DE LA FUENTE BIBLIOGRÁFICA

La IEEE Std 493-1997 presenta dos nuevos capítulos, el Capítulo 9, una nueva metodología para la estimación de la frecuencia de las caídas de tensión en los sitios industriales y comerciales, y en el Capítulo 10, una metodología para estimar el número de pruebas necesarias para demostrar la fiabilidad de emergencia y sistemas de reserva.

Sobre el tema tratado existen muchos trabajos desarrollados en los que se han utilizado medios avanzados de informática, estadística y matemática motivo por el cual presentamos varios trabajos publicados por la sociedad de sistemas de potencia aplicados a la industria y vinculados con las funciones que maneja el DMC, estos estudios serán las ideas pilares de mi trabajo, a continuación paso a nombrar algunos de los trabajos antes mencionados:

- Ayoub, A. K., and Patton, A. D., "A frequency and duration method for generating system reliability evaluation," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Nov. /Dec. 1976, pp. 1929–1933.
- Billinton, R., and Allan, R. N., "Reliability Evaluation of Power Systems," Plenum Publishing Corp., 1983.
- Billinton, R., and Grover, M. S., "A sequential method for reliability analysis of distribution and transmission systems,"

CA

Proceedings of the 1975 Annual Reliability and Maintainability Symposium, Jan. 1975, pp. 460–469.

- Billinton, R., and Wacker, G., “Cost of electrical service interruptions to industrial and commercial consumers,” IEEE IAS Conference Record, Oct. 7–11, 1985.
- Billinton, R., Wacker, G., and Wojczynshi, E., “Interruption cost methodology and results—A Canadian commercial and small industry survey,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, no. 2, Feb. 1984, pp. 437–443.

1.2. IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Actualmente se tienen cuatro tipos de fuentes de energía, tal como se presentan en la Tabla N° 1.1. También encontramos tres tipos de cargas clasificadas según la importancia que cada una de las fuentes brinda a las cargas, también están en la Tabla N° 1.1.

TABLA N° 1.1.- CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE FUENTES VS TIPO DE CARGAS			
TIPO DE FUENTE	TIPOS DE CARGAS		
	MUY CRITICO	CRITICO	NO CRITICO
PRINCIPAL	X	X	X
STANDBY	X		
EMERGENCIA	X	X	
UPS	X		

De la Tabla N° 1.1 podemos describir lo siguiente:

La fuente principal cubre el 100% de la carga del sistema.

La fuente secundaria suministra potencia de otra barra diferente a la anterior y cubre el 60% de la carga del sistema.

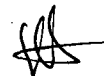
La fuente de emergencia (conformado por grupos electrógenos), cubre el 75% del total de las cargas.

Las fuentes UPs son utilizadas para las cargas muy críticas del sistema.

TABLA N° 1.2.- CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE USUARIOS VS TIPO DE CARGAS			
TIPO DE USUARIO	TIPOS DE CARGAS		
	MUY CRITICO	CRITICO	NO CRITICO
CATEGORIA 1	AEREOPUERTOS	HOTELES	EMPRESAS FABRILES
CATEGORIA 2	BANCOS	ESTADIOS	EMPRESAS MANUFACTURERAS
CATEGORIA 3	HOSPITALES	CINES	METALMECÁNICA
CATEGORIA 4	ESTACIONES DE COMANDO	EDIFICIOS	OTROS

En la Tabla N° 1.2 se muestran los tipos de usuarios según categoría, es decir desde los muy críticos hasta los no críticos.

Es trabajo es importante por:



- El DMC visualizar los fundamentos de la evaluación y análisis de la fiabilidad del sistema eléctrico, los costos de las interrupciones teniendo como parámetro importante la evaluación de la fiabilidad, los gastos y efectos.
- Me permite evaluar y mejorar la fiabilidad de una planta existente
- Mantenimiento predictivo y preventivo eléctrico.
- Utiliza métodos probabilísticos para los reportes de fallas.
- Finalmente la fiabilidad de las pruebas de cumplimiento de las redes principal, backup, emergencia y Ups.
- Manejo de tecnología punta.
- Los costos de operación son mínimos ya que el DMC trabaja en forma automática y autónoma.

- Las funciones de registro son: V, I, F, KW, KVARs, KVA, energías activa y reactiva, reporte de calidad de energía, registro de eventos.

La DMC incluye una lógica completa distribuida del sistema de control de complejos y exigentes usuarios que utilizan sistemas eléctricos en los que la fiabilidad, el rendimiento y la flexibilidad son primordiales.

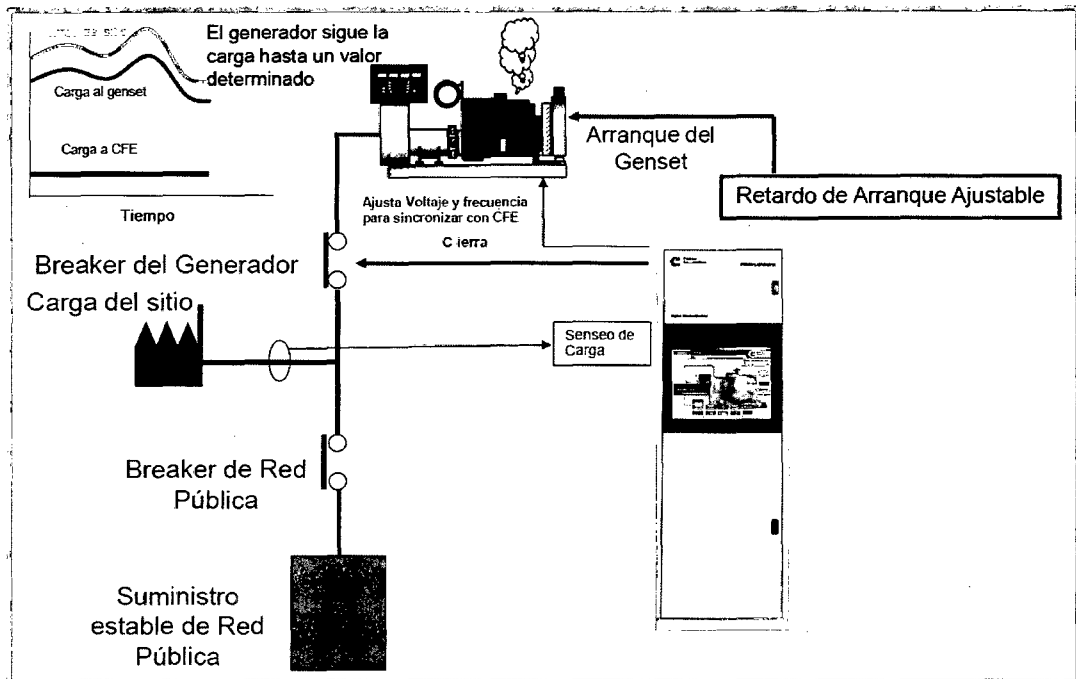



Figura N° 1.1.- Diagrama de bloques de la operatividad del DMC300

Además cuenta con: Panel del operador, pantalla táctil del panel del operador Sistema de control, sistema de historial de alarmas, servicio de información, componentes internos sistema PLC, Funciones de protección, Sistema de control de potencia, Secuencia típica de

operación, Sincronización y paralelo, Secuencia de parada normal, Control de potencia de transferencia, La pérdida de la energía normal, Carga y Gestión de la Capacidad, Bus sobrecarga, Cargue modo de demanda, Interfaz de control, Medio ambiente y las siguientes certificaciones:

- ✓ CSA C282-M1999 de los suministros de energía eléctrica para Edificios
- ✓ CSA 22.2 No. 14 M91 Industrial Controls
- ✓ BS / EN 60439-1:1999 Aparamenta de Baja Tensión y Control y Protección
- ✓ BS / EN 60204-1:1993 Seguridad de las máquinas (eléctrica)
- ✓ BS / ISO 8528-4:2005 Sistemas de Control para la alternativa Grupos electrógenos
- ✓ IEC 60439.1 Aparamenta de baja tensión y equipo de encendido.
- ✓ ISO 8528-4: 2005 Sistemas de Control para la alternativa Impulsados por grupos electrógenos
- ✓ ISO 12100-2: Seguridad de las máquinas
- ✓ NFPA 70: Código Eléctrico Nacional de EE.UU.
- ✓ NFPA 99: Norma para las instalaciones de salud
- ✓ NFPA 110 para sistemas de nivel 1
- ✓ Listado UL 891, Categoría NIWT7 para EE.UU. y Canadá.
- ✓ Fabricado en la certificación ISO9001 instalaciones.



1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. Objetivo Principal

Lograr una óptima operación a través del digital master control en sistemas eléctricos de potencias comerciales e industriales en las diversas contingencias presentadas en el sector eléctrico

1.3.2. Objetivos Secundarios

Para poder manejar los sistemas eléctricos de potencias comerciales e industriales es necesario cumplir con:

- Analizar los sistemas normativos de los suministros en la ciudad de los concesionarios.
- Describir las condiciones de trabajo dentro de las contingencias que más frecuentemente se presentan.
- Establecer un procedimiento en la operación de los sistemas eléctricos de potencia comercial e industrial la operatividad óptima y falta de energía en las diversas contingencias presentadas en el sector eléctrico.

1.4. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

El sistema existente ha sido diseñado empleando un sistema DMC 300 Master Control suministrado por Cummins Power Generation Ltd., Kent. CT12 5BF England y las modificaciones propuestas

afectarán a solo parte del sistema total, por lo que es recomendable mantener lo más que se pueda del equipo existente.

También es recomendable diseñar las modificaciones y adiciones al sistema existente manteniendo la misma filosofía de supervisión, control, adquisición de datos, sincronización entre grupos e interface con los operadores.

Esto se refleja en la necesidad de ampliar el alcance del sistema Master Control actual reprogramándolo para que se adapte a la nueva configuración del sistema.

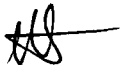
Las modificaciones más importantes a realizar en el actual sistema de control son las siguientes:

- Implementar en el sistema Master Control, la lógica y equipos necesarios para poner en paralelo los grupos electrógenos de emergencia a nivel tensión de generación, pero asegurándose que los transformadores de los grupos electrógenos solo se conecten al nivel de 10 kV cuando los grupos electrógenos se encuentren en funcionamiento en las condiciones de velocidad, tensión, presión de aceite, temperatura etc. requeridos para su operación de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- Incluir en la lógica de sincronización las verificaciones necesarias para que los grupos electrógenos entren en paralelo entre sí sobre su sistema de barras inicialmente desenergizado y se permita el cierre posterior de los demás interruptores al sistema de 10 kV, lado A o B verificando previamente que se cumplan las condiciones de sincronismo.

- Se requiere que la pantalla táctil del Master Control presente al operador un despliegue mostrando la configuración del sistema eléctrico en la subestación principal. El operador debe poder operar a control remoto desde ese esquema, tele-comandando el cierre o apertura de cualquiera de sus interruptores de la subestación principal de 10 kV en modo "Manual" del Master Control. Cuando el Master Control se encuentre en Modo automático, solo se podrán comandar las secuencias programadas.

Para realizar la función de tele-comando manual, el sistema Master Control debe operar en modo manual: Pero en este modo de operación pierde la capacidad de verificar si se cumplen las condiciones de enclavamiento necesarias en la configuración por implementar. Por los motivos expuestos anteriormente, todos los enclavamientos de seguridad requeridos por el sistema se implementarán en forma cableada en los tableros diseñados.

Cummins programará el Master Control para que tele-comande la operación de todos los interruptores de la subestación principal.



Cummins programará el Master Control incluyendo programas automáticos de operaciones típicas como rechazo de carga, paralelo extendido con la Fuente A o la Fuente B, energización o des energización de barras de acuerdo a secuencias de operación provistas.

1.5. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El digital master control (DMC) suministrado por Cummins Power Generation Ltd., Kent. CT12 5BF England es un sistema inteligente

diseñado para cumplir con requerimientos muy severos y sofisticados de trabajo automático. El hardware y software ha sido diseñado en forma muy especial para controlar, proteger, sincronizar, rechazo de carga, potencia inversa, cortocircuito, sobrecarga, regular y comandar los sistemas eléctricos comerciales e industriales.

Además este equipo tiene la misma filosofía de supervisión, control, adquisición de datos, sincronización entre grupos electrógenos e interface, esto es, implementar en el DMC la lógica y equipos necesarios para poner en paralelo los grupos de emergencia y tele-comandar automáticamente el cierre y apertura de los interruptores a nivel 10 kV del sistema eléctrico.

También se incluye en la lógica de sincronización las verificaciones necesarias para que los grupos electrógenos entren en paralelo entre sí sobre su sistema de barras inicialmente desenergizado y se permita el cierre posterior de los demás interruptores al sistema de 10 kV, lado A y B verificando previamente que se cumplan las condiciones de sincronismo preestablecido. Esto se traduce en la necesidad de programar el DMC y equipar el sistema con el hardware y software adecuados para que también se pueda sincronizar los generadores con las fuentes de energía principal y standby mediante los interruptores 52-301, 52-305, 52 A y 52 B.

Se requiere que la pantalla táctil del DMC presente al operador un despliegue mostrando la configuración del sistema eléctrico en la sub-estación principal. El operador debe poder operar a control remoto desde ese esquema tele-comandando el cierre o apertura de cualquiera de sus interruptores en modo "Manual". Cuando el DMC

se encuentre en modo automático, solo se podrán comandar las secuencias programadas.

Para realizar la función de tele-comando manual, el DMC debe operar en modo manual: Pero en este modo de operación pierde la capacidad de verificar si se cumplen las condiciones de enclavamiento necesarias en la configuración deseada.

Por los motivos expuestos anteriormente, todos los enclavamientos de seguridad requeridos por el sistema se implementarán en forma cableada en los tableros. Cummins – England programará el DMC para que en las que se incluye: programas automáticos de operaciones típicas como rechazo de carga, paralelo extendido con la fuente A o la fuente B, energización o desenergización de barras de acuerdo a las secuencias de operación provistas y tele-comande la operación de todos los interruptores de la subestación principal.

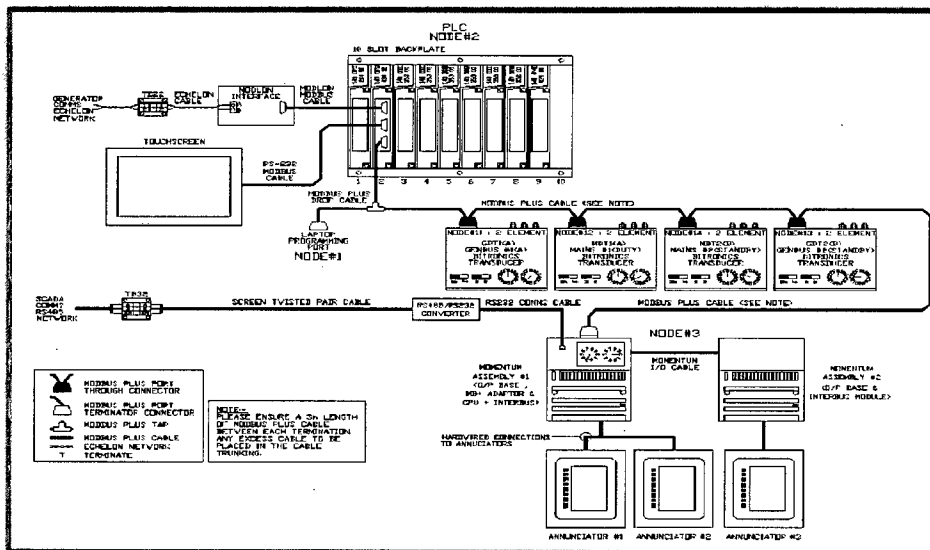


Figura N° 1.2.- Diagrama de bloques general del DMC300

Además Cummins England especificará la disposición de los bornes a instalarse en cada tablero, los mismos que estarán conectados a:

- Bobinas de mando de interruptores, cierre y disparo.
- Transformadores de tensión para medida, protección y sincronización
- Transformadores de corriente
- Bobinas de relés
- Contactos de relés
- Contactos auxiliares de interruptores, tanto normalmente abiertos como normalmente cerrados
- Lámparas de señalización
- Instrumentos de medida, señalizaciones y adquisición de datos
- Manija de control de mando de los interruptores, local-remoto.

El DMC mantendrá la condición de actuar y realizar la secuencias de emergencia ante el ingreso de señal de "Falla de tensión de Red principal" (contacto seco N/A) o ante la señal de "Falla de tensión de Standby" (contacto seco N/A), tal como se encuentra configurado.

Es necesario programar al DMC a fin de que pueda realizar la sincronización de grupos electrógenos con las redes Principal y Standby a nivel 10 kV, y además de la lógica tradicional para sincronización de los alternadores, el sistema verificará lo siguiente:



Si antes de la sincronización existía tensión en barras a nivel 10 kV la sincronización se realizará normalmente, entrando en paralelo con la red principal.

Si antes de la sincronización no había tensión en barras de 10 kV, el DMC deberá permitir que los grupos electrógenos se sincronicen entre sí para permitir la alimentación del sistema de barras A o B, pero se bloqueará el cierre de todos los interruptores de alimentación desde la red standby de Edelnor, para evitar un paralelo sin verificar sincronismo.

1.5.1. Problema principal

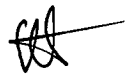
¿SERÁ EL DIGITAL MASTER CONTROL LA SOLUCIÓN EN LA OPERACIÓN ÓPTIMA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA COMERCIALES E INDUSTRIALES?

Las estadísticas de operación de los sistemas eléctricos muestran que en los sistemas de distribución se originan entre 80% a 90% de las interrupciones. Dentro de dichas interrupciones se tienen, en la misma proporción, interrupciones programadas y no programadas. Las no programadas se originan principalmente por factores climáticos, fallas de las instalaciones, falsas maniobras y acciones de terceros.

1.5.2. Problemas secundarios

P.S.1 ¿Cómo es el sistema de normativas respecto a la atención del cliente de parte de los concesionarios?

De acuerdo a la definición 13 del Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), el sector típico comprende instalaciones de distribución con características similares



en la disposición geográfica de la carga, en los aspectos técnicos, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento.

P.S.2 ¿Cómo son las condiciones de operación de los sistemas eléctricos de potencia comerciales e industriales?

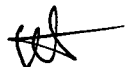
Estos sistemas están conformados por cargas muy especiales (centros de informática, servicios auxiliares, sistemas de seguridad, etc.), los que deben tener garantizada una alimentación ininterrumpida sea cual fuese las condiciones de trabajo.

P.S.3 ¿Cómo la falta de una operación óptima en el trabajo del sistema eléctrico puede producir cuantiosas pérdidas económicas y por ende falta de credibilidad?

Este problema se presenta cuando existe un corte de energía en el suministro eléctrico de media tensión y por ende en las subestaciones eléctricas del predio.

Los UPS reciben de la red mediante los transformadores de aislamiento 480 voltios y entregan a los tableros de distribución 380 voltios, 60 Hz con neutro corrido y su respectivo sistema de puesta a tierra exclusivo.

Es que a partir de éstos tableros de distribución se alimentan todas las computadoras y equipos de los centros de informática que son las cargas más críticas. Además se tienen las cargas de servicios auxiliares que



son imprescindibles dentro del centro fabril, bancos o comercio.

1.6. HIPOTESIS

La utilización del digital Master Control será una solución en la operación óptima de los sistemas eléctricos de potencia comerciales e industriales.

1.6.1. Hipótesis secundarias.

H1. Aplicando el cumplimiento de los sistemas normativos que rigen a los suministros se logrará minimizar el número de interrupciones en un sistema eléctrico.

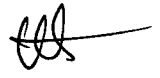
H2. Mejorando las condiciones de operación de los circuitos eléctricos se logrará una operatividad óptima de los sistemas eléctricos de potencia comerciales e industriales.

H3. La implementación del digital master control en los sistemas eléctricos de potencia comercial e industrial será una solución en la operatividad óptima y se reducirá la falta de energía en los diversos usuarios durante las contingencias presentadas en el sector eléctrico.

1.7. VARIABLES DEPENDIENTES

Parámetros eléctricos principales (tensión, corriente y frecuencia).

Parámetros eléctricos secundarios (potencia aparente, activa y reactiva, energía activa y reactiva).



Cargas trifásicas: Resistiva, inductiva, capacitiva e industrial.

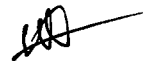
1.8. VARIABLES INDEPENDIENTES

Perturbaciones de los parámetros eléctricos principales debido a las diferentes contingencias presentadas.

1.9. METODOLOGÍA PARA LA CONTRASTACIÓN Y DEMOSTRACIÓN DE LA HIPÓTESIS.

Para contrastar y demostrar la hipótesis se tendrá como metodología de trabajo lo siguiente:

- Estudio de las componentes del sistema eléctrico de potencia comercial e industrial.
- Estudio profundo del principio de funcionamiento del DMC.
- El cálculo y análisis de las contingencias más frecuentes.
- Planificación de la secuencia de operaciones del DMC.
- Planificación de la secuencia de interfaces del DMC y el Power Command.



2. MARCO TEÓRICO

2.1. MASTER DIGITAL CONTROL EN LA SUBESTACION PRINCIPAL 10 kV. DEL SISTEMA UN SISTEMA ELECTRICO

La subestación principal del sistema eléctrico de AIJCH - LAP, ha sido construida con algunas limitaciones que afectan la operación y confiabilidad del sistema eléctrico que alimenta el Aeropuerto Internacional Jorge Chávez (AIJCH).

Las principales observaciones al sistema actual son las siguientes:

- No permite el mantenimiento de los sistemas de barras A y B. Es imposible el desenergizar cualquiera de los dos sistemas de barras sin originar la salida fuera de servicio de parte de la carga importante del aeropuerto.
- Los 03 grupos diesel de emergencia solo pueden emplearse para alimentar las cargas de la barra A, es imposible alimentar con los grupos electrógenos cargas alimentadas desde la barra B, sin pasar por la barra A, y en la barra B están conectados los servicios auxiliares que son vitales para la operación del sistema
- Los transformadores de los grupos electrógenos de emergencia están conectados permanentemente al sistema de 10 kV, originando pérdidas en forma continua y afectando la vida de los transformadores.

En la página siguiente se muestra la configuración actual del sistema:



2.2. MODIFICACIONES AL SISTEMA ACTUAL

Con el fin de solucionar los problemas mencionados anteriormente, se están realizando una serie de proyectos orientados a mejorar la confiabilidad del sistema de alimentación al AIJCH.

El sistema existente ha sido diseñado empleando un sistema DMC 300 Master Digital Control suministrado por Cummins Power Generation Ltd., Kent. CT12 5BF England.

Las modificaciones propuestas afectarán a solo parte del sistema total, por lo que es recomendable mantener lo más que se pueda del equipo existente; entre ellos el sistema mencionado en el párrafo anterior.

También es recomendable diseñar las modificaciones y adiciones al sistema existente manteniendo la misma filosofía de supervisión, control, adquisición de datos, sincronización entre grupos e interface con los operadores.

Esto se refleja en la necesidad de ampliar el alcance del sistema Master Control actual reprogramándolo para que se adapte a la nueva configuración del sistema.

Las modificaciones más importantes a realizar en el actual sistema de control son las siguientes:

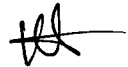
Implementar en el sistema Master Control, la lógica y equipo necesarios para poner en paralelo los grupos electrógenos de emergencia a nivel tensión de generación, pero asegurándose que los transformadores de los grupos electrógenos solo se conecten al nivel de 10 kV cuando los grupos electrógenos se encuentren en

funcionamiento en las condiciones de velocidad, tensión, presión de aceite, temperatura etc. requeridos para su operación de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

- Lo anterior se traduce en la necesidad de tele-comandar automáticamente el cierre de los tres (03) interruptores a nivel 10 kV de los transformadores de los grupos electrógenos. Esto se logrará mediante una señal de 24 voltios DC enviada por el sistema de control de los grupos electrógenos a los nuevos tableros de 10 kV a ser diseñados por el consorcio en los que se instalarán los tres interruptores. Esta señal en 24 Voltios DC se retira cuando los grupos electrógenos se apagan iniciando la secuencia de disparo de los interruptores a 10 kV.
- El diseño y la instalación de los tableros de 10kV de los grupos electrógenos a realizarse, incluirán los relés de 24 voltios cuyos contactos se emplearán para comandar el cierre y apertura de los tres (3) interruptores a 10 kV.

Incluir en la lógica de sincronización las verificaciones necesarias para que los grupos electrógenos entren en paralelo entre sí sobre su sistema de barras inicialmente desenergizado y se permita el cierre posterior de los demás interruptores al sistema de 10 kV, barras A o B verificando previamente que se cumplan las condiciones de sincronismo.

- Esto se traduce en la necesidad de programar el Master Control y equipar el sistema con el hardware adicional adecuado para que también se pueda sincronizar los generadores con la red empleando los interruptores A o B.

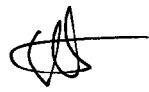


- Los tableros diseñados por el Consorcio incluirán los enclavamientos necesarios para evitar que se cierre un lazo entre las dos fuentes de alimentación A y B a través del sistema eléctrico del AIJCH.

Se requiere que la pantalla táctil del Master Control presente al operador un despliegue mostrando la configuración del sistema eléctrico en la subestación principal. El operador debe poder operar a control remoto desde ese esquema, tele-comandando el cierre o apertura de cualquiera de sus interruptores de la subestación principal de 10 kV en modo "Manual" del Master Control. Cuando el Master Control se encuentre en Modo automático, solo se podrán comandar las secuencias programadas.

Para realizar la función de tele-comando manual, el sistema Master Control debe operar en modo manual. Pero en este modo de operación pierde la capacidad de verificar si se cumplen las condiciones de enclavamiento necesarias en la configuración por implementar.

- Por los motivos expuestos anteriormente, todos los enclavamientos de seguridad requeridos por el sistema se implementarán en forma cableada en los tableros diseñados.
- Cummins programará el Master Control para que tele-comande la operación de todos los interruptores de la subestación principal; veinte y tres (23).
- Cummins programará el Master Control incluyendo programas automáticos de operaciones típicas como rechazo de carga, paralelo extendido con la Fuente A o la Fuente B, energización



o desenergización de barras de acuerdo a secuencias de operación provistas por el Consorcio.

2.3. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE EL DISEÑO DE NUEVOS TABLEROS.

Los módulos de los tableros se diseñarán y construirán teniendo en cuenta los requerimientos de Cummins para que la interface entre los bornes de los tableros y el sistema del Master Control se realice en forma óptima.

Los Tableros se especificarán para que sean construidos con las bobinas de interruptores, contactos auxiliares, lámparas de señalización, relés, instrumentos de medida y cualquier otro elemento que se instale en cada tablero; conectados a bornes ubicados en el lugar y en la disposición que mejor se acomode a los requerimientos del sistema Master Control.

Cummins indicará sus requerimientos para que sean incluidos en las especificaciones de los tableros a fin de que sean construidos minimizando el trabajo en sitio, en el momento de la instalación.

Los trabajos más importantes que correrán a cargo de Cummins son los siguientes:

- Cableado del sistema Master control a los nuevos tableros mediante cables multifilares de 2.5 mm² o cualquier otra sección y configuración especificada por Cummins de acuerdo a los requerimientos de su sistema.
- Proveer el cable multifilar que se requiere para conectar todos los tableros al sistema Master Control.

- Especificación de cualquier requerimiento especial para los bornes de interface con el sistema Master Control.
- Programación del sistema Master Control a fin de que pueda realizar las funciones incluidas en estas especificaciones.
- El Consorcio diseñará los tableros incluyendo todos los contactos auxiliares requeridos por Cummins. Para esto Cummins hará llegar sus requerimientos al Consorcio.
- Actualizar el hardware del Master Control y reconfigurar su software para incluir los nuevos puntos de control y medición.
- Especificar los requerimientos de tensión de referencia en todos los puntos del sistema que lo requiera a fin de que el Master Control pueda realizar las operaciones requeridas en estas especificaciones.
- Preparar especificaciones para las pruebas de las nuevas funcionalidades y participación en las mismas
- Puesta en servicio del Master Control incluyendo todas las reprogramaciones y cambios que se hayan realizado
- Elaboración de esquemas "as built" del Master control y sus conexiones con todos los tableros.

Cummins deberá realizar todas las tareas de modificación y cableado a los elementos de su sistema desde los nuevos tableros o desde los existentes, así como deberá proveer la información mencionada anteriormente u otra que considere pertinente al diseño de los nuevos tableros, las canaletas para cables o las obras civiles que deberán realizarse en las instalaciones, a fin de que sean consideradas en los diseños.

A continuación se muestra el esquema de principio del sistema eléctrico después de realizar las modificaciones materia del presente

trabajo. Después del esquema se detallan algunas peculiaridades de los trabajos a realizar en cada grupo de tableros.

2.4. TABLEROS Y TRABAJOS EN LA SUBESTACION PRINCIPAL

TABLEROS DE CONTROL DE LOS TRES GRUPOS ELECTRÓGENOS

Además de los criterios generales identificados en el punto C, estos tableros se diseñarán y especificarán para que sean construidos con las bobinas de interruptores, contactos auxiliares, lámparas de señalización, relés, instrumentos de medida y cualquier otro elemento que se instale en cada tablero; conectados a bornes ubicados en el lugar y en la disposición que mejor se acomode a los requerimientos del sistema Master Control. Los trabajos más importantes que correrán a cargo de Cummins son los siguientes:

- Cummins especificará la disposición de los bornes a instalarse en cada tablero, los que estarán conectados a
 - Bobinas de mando de interruptores, cierre y disparo
 - Transformadores de tensión para medida, protección y sincronización
 - Transformadores de corriente
 - Bobinas de relés
 - Contactos de relés
 - Contactos auxiliares de interruptores, tanto normalmente abiertos como normalmente cerrados
 - Lámparas de señalización
 - Instrumentos de medida, señalizaciones y adquisición de datos

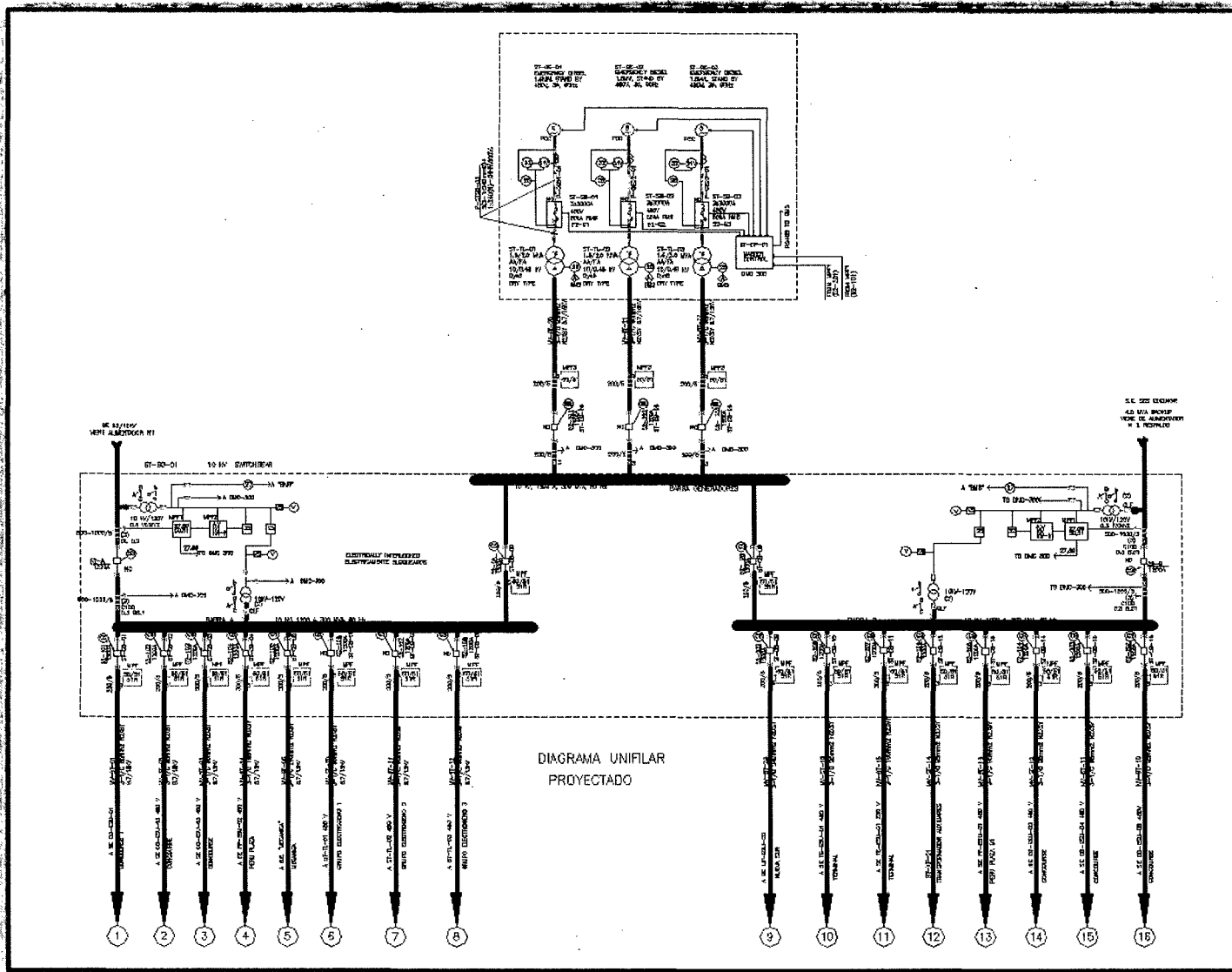
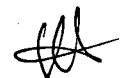


Figura N° 2.2

- Manija de control de mando de los interruptores, local-remoto
- El Master Control mantendrá la condición de actuar y realizar la secuencias de emergencia ante el ingreso de señal de “Falla de tensión de Red” (contacto seco N/A) o ante la señal de “Falla de tensión de Standby” (contacto seco N/A), similar a como se encuentra configurado actualmente.
- Programación del Master Control a fin de que pueda realizar la sincronización de grupos electrógenos con la red Principal y la de Standby a nivel 10 kV. Además de la lógica tradicional para sincronización de grupos electrógenos, el sistema verificará lo siguiente:
 - Si antes de la sincronización existía tensión en barras a nivel 10 kV la sincronización se realizará normalmente, entrando en paralelo con la red principal.
 - Si antes de la sincronización no había tensión en barras de 10 kV, el Master control deberá permitir que los grupos electrógenos se sincronicen entre sí para permitir la alimentación del sistema de barras A o B, pero se bloqueará el cierre de todos los interruptores de alimentación desde Edelnor, para evitar un paralelo sin verificar sincronismo.
 - Solo se permitirá el cierre de uno de los dos interruptores al sistema de Edelnor pero solamente a través del sistema de sincronización del Master Control.
- Especificar cualquier requerimiento de tensión desde los servicios auxiliares a fin de incluirla en el diseño de los tableros y la subestación en general




- Actualización o elaboración de esquemas “as built” del Master control y sus interfaces con estos tableros.

TABLEROS DE INTERRUPTORES DE ENLACE DA Y DB ENTRE LA BARRA DE LOS TABLEROS DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS Y LOS SISTEMAS DE BARRAS A Y B

A ambos lados de los tableros en los que se instalarán los interruptores a 10 kV para los grupos electrógenos, se instalarán dos tableros para enlazar las barras de los mismos con las barras de carga A y B. A los interruptores alojados en estos tableros se les ha denominado DA y DB, según se trate del interruptor que une los grupos Diesel con el sistema de barras A o con el sistema de barras B.

Los trabajos más importantes que correrán a cargo de Cummins en estos tableros son los siguientes:

- Telemando de estos dos (2) interruptores cuando el Master control esta en modo manual y la manija de control local de los interruptores está en modo remoto
- Especificar cualquier requerimiento que tuviera sobre las canaletas para tendido de cables de control
- Proveer e instalar los cables multifilares de control para la conexión de los tableros con el sistema de Master control
 - El proyecto de modificaciones en la subestación a cargo del consorcio incluirá la instalación de canaletas, ductos, zanjas o cualquier otro requerimiento especificado por Cummins.



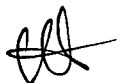
SISTEMAS DE BARRAS A y B

A la fecha los sistemas de barras A y B se unen mediante un interruptor de enlace. En la nueva configuración los sistemas de barras se acoplarán mediante dos interruptores, pasando por los nuevos tableros en los que se montarán los interruptores a 10 kV de los grupos.

Los trabajos más importantes que correrán a cargo de Cummins en los tableros que comparten los sistemas de barras A y B son los siguientes:

- Verificación del equipamiento y conexión de los tableros existentes al sistema del Master Control.
- Provisión de cable multifilar de control y su instalación hasta el Master control, en los casos en los que se encuentre que es necesario hacerlo para implementar la nueva funcionalidad.
- La revisión del sistema de rechazo de carga en casos de emergencia por falta de generación. El orden de prioridades será programado por Cummins de acuerdo a lo solicitado por el Consorcio
- Algunos de los alimentadores serán reasignados a cargas diferentes; en estos casos Cummins deberá actualizar las bases de datos y esquemas en el Master control para reflejar la nueva disposición.

2.5. OTRAS ACTIVIDADES POR COORDINAR CON CUMMINS



Con el fin de mantener un control adecuado del avance de los trabajos, se empleará un diagrama de Gantt en el que mantiene constante observación a las tareas en la ruta crítica del proyecto. Se

espera que Cummins proporcione información sobre los tiempos que requiera para cada una de las tareas que asuma, así como la secuencia en la que debe realizar sus tareas, a fin de definir enlaces y precedencias.

2.6. AMPLIACION DE LA FUNCIONALIDAD DEL SISTEMA MASTER CONTROL

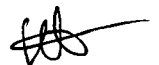
Cummins proveerá al consorcio la información que le permita apreciar cualquier funcionalidad incluida como estándar en el sistema Master Control y que no está siendo empleada a la fecha. Con esta información el consorcio podrá sugerir a LAP la implementación de aquellas aplicaciones que no están siendo aprovechadas, principalmente las que se refieren a protección (potencia de secuencia inversa, inversión de potencia, protección contra fallas a tierra, protección diferencial etc.) incluyendo rechazo de cargas.

Cummins también proveerá de cualquier información y sugerencias sobre la funcionalidad estándar, incluyendo secuencias de operación en el modo automático que pudieran ser aprovechadas por LAP

2.7. CAPACITACIÓN

Es importante incluir un período de capacitación para el personal de operación y mantenimiento del AIJCH.

Normalmente los proveedores de sistemas tienen cursos estándar para usuarios, se espera que Cummins cotice alternativas de capacitación para que el AIJCH pueda realizar una selección adecuada a sus necesidades.



3. CONTROL MASTER DIGITAL

El digital master control (DMC) suministrado por Cummins Power Generation Ltd., Kent. CT12 5BF England es un sistema inteligente diseñado para cumplir con requerimientos muy severos y sofisticados de trabajo automático. El hardware y software ha sido diseñado en forma muy especial para controlar, proteger, sincronizar, rechazo de carga, potencia inversa, cortocircuito, sobrecarga, regular y comandar los sistemas eléctricos comerciales e industriales.

3.1. DMC 300 ACTUAL

Actualmente nuestro AIJCH dispone de un sistema eléctrico de media tensión tal como el que se muestra en la figura N° 3.1, el mismo que presenta serias dificultades en la gestión, administración y confiabilidad del suministro eléctrico.

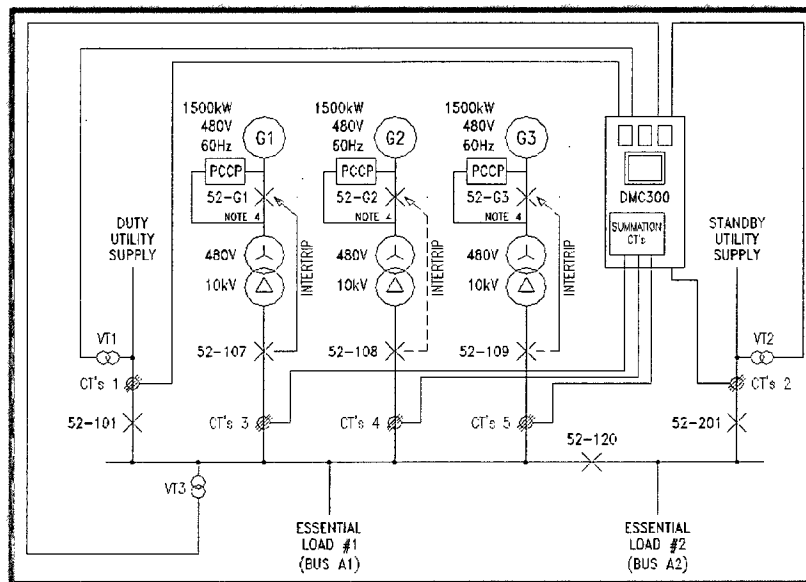


Figura N° 3.1.- Diagrama unifilar y topología existente

3.2. DMC 300 PROYECTADO

Con el fin de darle mayor confiabilidad al sistema eléctrico es que estamos presentando una nueva topología de la subestación principal. Además este equipo tiene la filosofía de supervisión, control, adquisición de datos, sincronización entre grupos electrógenos e interface, esto es, implementar en el DMC la lógica y equipos necesarios para poner en paralelo los grupos de emergencia y teleco mandar automáticamente el cierre y apertura de los interruptores 52 - 301 al 52 - 305 a nivel 10 kV del sistema eléctrico, tal como se muestra en la figura N° 3.1.

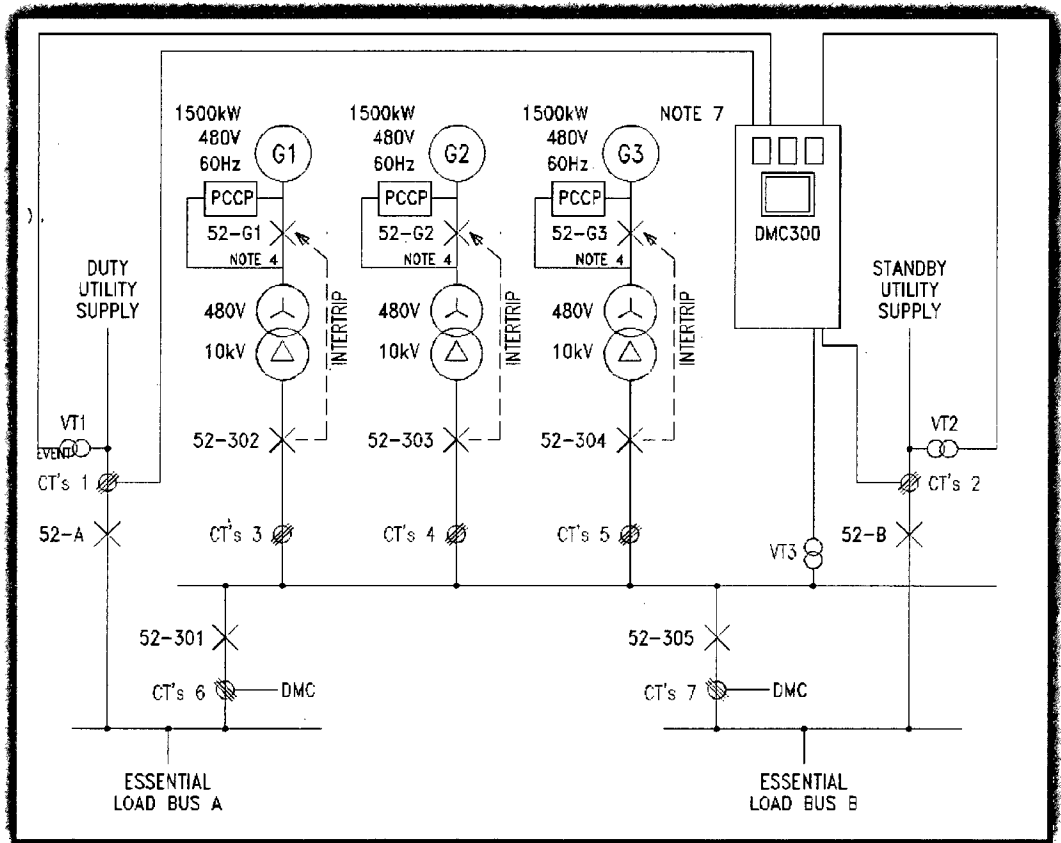


Figura N° 3.2.- Diagrama unifilar general con topología proyectada

También se incluye en la lógica de sincronización las verificaciones necesarias para que los grupos electrógenos entren en paralelo entre sí sobre su sistema de barras inicialmente desenergizado y se permita el cierre posterior de los demás interruptores al sistema de 10 kV, lado A y B verificando previamente que se cumplan las condiciones de sincronismo preestablecido. Esto se traduce en la necesidad de programar el DMC y equipar el sistema con el hardware y software adecuados para que también se pueda sincronizar los generadores con las fuentes de energía principal y standby mediante los interruptores 52-301, 52-305, 52 A y 52 B.

Se requiere que la pantalla táctil del DMC presente al operador un despliegue mostrando la configuración del sistema eléctrico en la sub-estación principal.

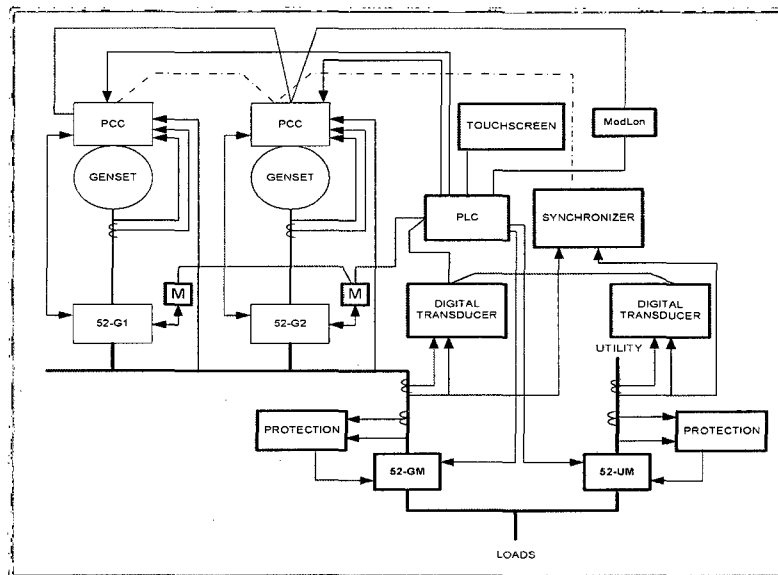


Figura N° 3.3.- Diagrama de bloques general del DMC300

El operador debe poder operar a control remoto desde ese esquema tele-comandando el cierre o apertura de cualquiera de sus interruptores en modo "Manual". Cuando el DMC se encuentre en modo automático, solo se podrán comandar las secuencias programadas.

Para realizar la función de telecomando manual, el DMC debe operar en modo manual: Pero en este modo de operación pierde la capacidad de verificar si se cumplen las condiciones de enclavamiento necesarias en la configuración deseada.

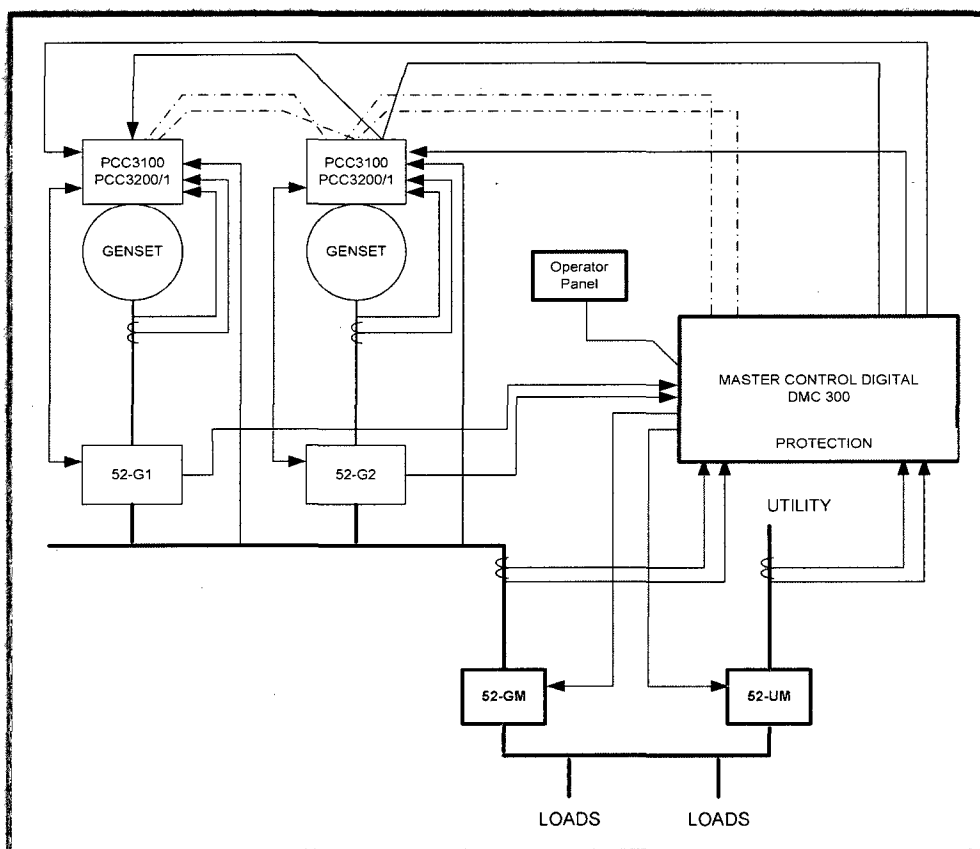


Figura N° 3.4.- Diagrama de bloques especial del DMC300

Por los motivos expuestos anteriormente, todos los enclavamientos de seguridad requeridos por el sistema se implementarán en forma cableada en los tableros. Cummins – England programará el DMC para que en las que se incluye: programas automáticos de operaciones típicas como rechazo de carga, paralelo extendido con la fuente A o la fuente B, energización o desenergización de barras de acuerdo a las secuencias de operación previstas y telecomando la operación de todos los interruptores de la subestación principal.

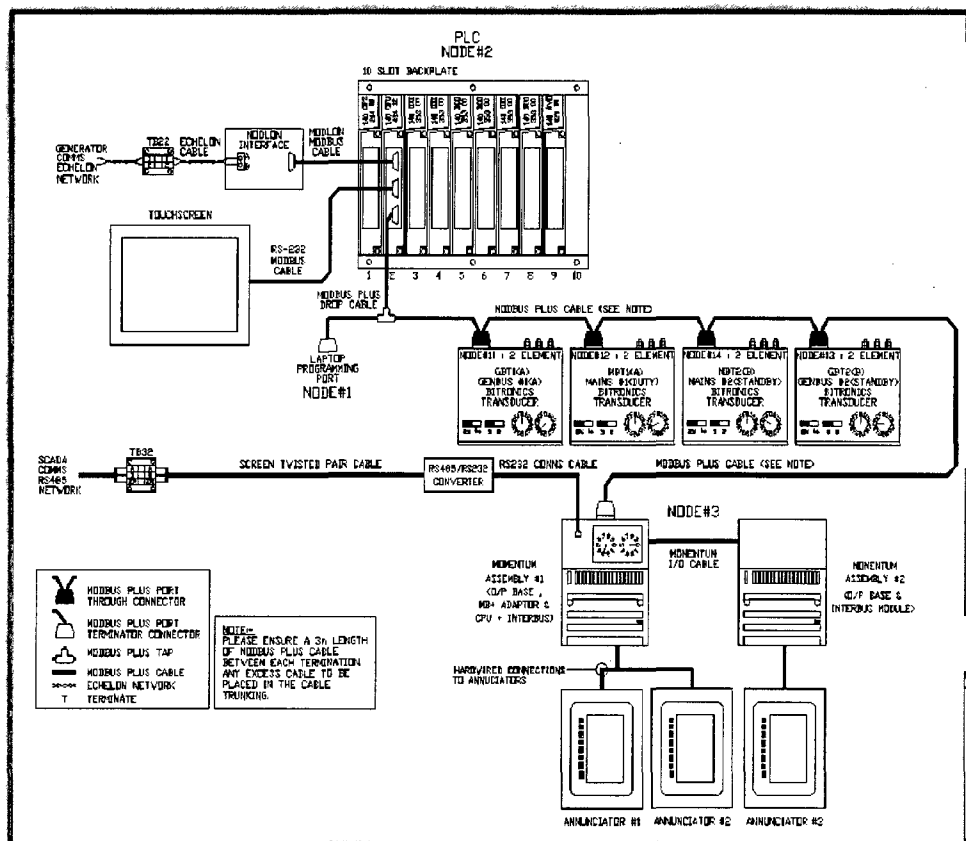


Figura N° 3.5.- Diagrama de bloques del DMC300 + periféricos

Además Cummins England especificará la disposición de los bornes a instalarse en cada tablero, los mismos que estarán conectados a:

- Bobinas de mando de interruptores, cierre y disparo.
- Transformadores de tensión para medida, protección y sincronización
- Transformadores de corriente
- Bobinas de relés
- Contactos de relés
- Contactos auxiliares de interruptores, tanto normalmente abiertos como normalmente cerrados
- Lámparas de señalización
- Instrumentos de medida, señalizaciones y adquisición de datos
- Manija de control de mando de los interruptores, local-remoto.

El DMC mantendrá la condición de actuar y realizar la secuencias de emergencia ante el ingreso de señal de "Falla de tensión de Red principal" (contacto seco N/A) o ante la señal de "Falla de tensión de Standby" (contacto seco N/A), tal como se encuentra configurado.

Es necesario programar al DMC a fin de que pueda realizar la sincronización de grupos electrógenos con las redes Principal y Standby a nivel 10 kV, y además de la lógica tradicional para sincronización de los alternadores, el sistema verificará lo siguiente:

Si antes de la sincronización existía tensión en barras a nivel 10 kV la sincronización se realizará normalmente, entrando en paralelo con la red principal.

Si antes de la sincronización no había tensión en barras de 10 kV, el DMC deberá permitir que los grupos electrógenos se sincronicen entre sí para permitir la alimentación del sistema de barras A o B, pero se bloqueará el cierre de todos los interruptores de alimentación desde la red standby de Edelnor, para evitar un paralelo sin verificar sincronismo.

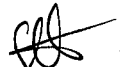
Es trabajo es importante por:

- El DMC visualizar los fundamentos de la evaluación y análisis de la fiabilidad del sistema eléctrico, los costos de las interrupciones teniendo como parámetro importante la evaluación de la fiabilidad, los gastos y efectos.
- Me permite evaluar y mejorar la fiabilidad de una planta existente
- Mantenimiento predictivo y preventivo eléctrico.
- Utiliza métodos probabilísticos para los reportes de fallas.
- Finalmente la fiabilidad de las pruebas de cumplimiento de las redes principal, backup, emergencia y Ups.
- Manejo de tecnología punta.
- Los costos de operación son mínimos ya que el DMC trabaja en forma automática y autónoma.
- Las funciones de registro son: V, I, F, KW, KVARs, KVA, energías activa y reactiva, reporte de calidad de energía, registro de eventos.

La DMC incluye una lógica completa distribuida del sistema de control de complejos y exigentes usuarios que utilizan sistemas eléctricos en los que la fiabilidad, el rendimiento y la flexibilidad son primordiales. Además cuenta con: Panel del operador, pantalla táctil

del panel del operador Sistema de control, sistema de historial de alarmas, servicio de información, componentes internos sistema PLC, Funciones de protección, Sistema de control de potencia, Secuencia típica de operación, Sincronización y paralelo, Secuencia de parada normal, Control de potencia de transferencia, La pérdida de la energía normal, Carga y Gestión de la Capacidad, Bus sobrecarga, Cargue modo de demanda, Interfaz de control, Medio ambiente y las siguientes certificaciones:

- ✓ CSA C282-M1999 de los suministros de energía eléctrica para Edificios
- ✓ CSA 22.2 No. 14 M91 Industrial Controls
- ✓ BS / EN 60439-1:1999 Apararmenta de Baja Tensión y Control y Protección
- ✓ BS / EN 60204-1:1993 Seguridad de las máquinas (eléctrica)
- ✓ BS / ISO 8528-4:2005 Sistemas de Control para la alternativa Grupos electrógenos
- ✓ IEC 60439.1 Apararmenta de baja tensión y equipo de encendido.
- ✓ ISO 8528-4: 2005 Sistemas de Control para la alternativa Impulsados por grupos electrógenos
- ✓ ISO 12100-2: Seguridad de las máquinas
- ✓ NFPA 70: Código Eléctrico Nacional de EE.UU.
- ✓ NFPA 99: Norma para las instalaciones de salud
- ✓ NFPA 110 para sistemas de nivel 1
- ✓ Listado UL 891, Categoría NIWT7 para EE.UU. y Canadá.
- ✓ Fabricado en la certificación ISO9001 instalaciones.



personalizado configuraciones se puede lograr con diseño minimalista para trabajar.

Las principales características de control incluyen:

- Función completa de control maestro para cualquier paralelo del sistema. Sistema de control maestro proporciona el uso en las instalaciones de energía del sistema, tanto para emergencias / stand-by (Bus aislado) funcionamiento y operación en paralelo con la utility (red principal) de servicio para aplicaciones que van desde a corto plazo la transferencia de poder blando a continua paralela en el caso de otras situaciones.
- Alta resolución gráfica táctil en color muestra el sistema completo y datos del generador, medición de CA, tendencias y otra información.
- Carga automática de la adición y eliminación. El sistema incluye la secuencia de carga para agregar automáticamente la carga y retirar la carga como la capacidad del sistema, cambia debido a la disponibilidad de los generadores y los cambios en la carga del nivel del sistema.
- El PowerCommand Digital Network vincula al MasterControl con los grupos electrógenos, interruptores de transferencia (Cuando se utiliza) y el equipo de monitorización remota (cuando también se utiliza). El DMC proporciona información detallada sobre los datos operacionales y todos los componentes en el sistema y permite directa operador de control.



- Interfaz de usuario remoto (opcional). El DMC es configurado para permitir el uso de un control remoto basado en PC panel de operador con el software HMI mismo que el panel de control principal.
- Garantía. Sistemas PowerCommand son apoyados por una red mundial de distribuidores independientes que proporcionar piezas locales, servicio y soporte de garantía.
- El panel de operador fácil de ver proporciona al usuario una gama completa de fácil de utilizar la información

Pantalla táctil del panel del operador

A todo color de alta resolución de 15 pulgadas (diagonal) con pantalla táctil interfaz del panel de operador (HMI) permite al operador controlar y controlar el sistema de energía en el sitio. Todos los datos se pueden configurar para la visualización en cualquiera de los dos o estándar IEC o NEMA

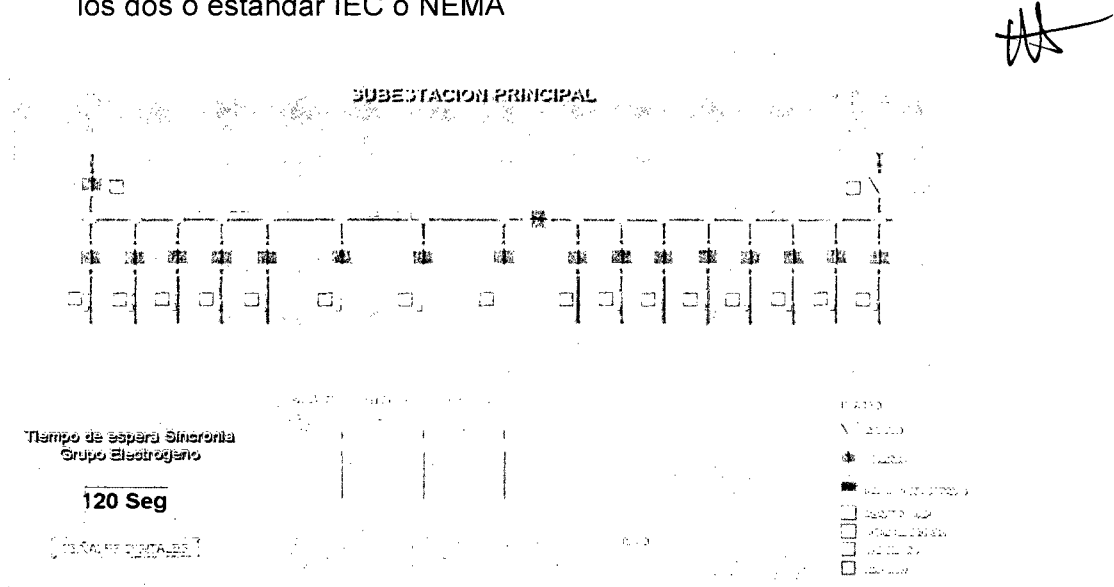


Figura N° 3.7


3.4. INDICACIONES MÉTRICAS

Las pantallas están configuradas en una típica Windows ® formato. Cada pantalla incluye botones de navegación para permitir un rápido acceso a otras pantallas que son lógicamente conectados con la pantalla que se muestra. El acceso a pantallas que tienen un impacto en la configuración del sistema o secuencia de operación son controlados por un sistema de contraseña de varios niveles.

El HMI normalmente incluye las siguientes pantallas y / o funciones

La pantalla de control del sistema proporciona al operador la capacidad de activar o desactivar la operación de carga de la demanda, ver valores del temporizador y la secuencia de carga de demanda; iniciar la prueba (con o sin carga), el control de la secuencia de cierre para el generador se pone en el modo de demanda de carga, establecer la carga retrasos demanda tiempo, establecer la demanda de carga set operación puntos, y visualizar y modificar el complemento de carga automática y arrojar secuencia. La pantalla también permite el ajuste de la configuración de la fuente de disponibilidad y tiempos de secuencia para poder transferir. Esta pantalla está protegida con contraseña para evitar el acceso a las funciones de configuración de usuarios no autorizados.

La pantalla de diagrama unifilar muestra el estado del sistema en una combinación de animación, cambio de color de pantalla, texto mensajes y los indicadores emergentes. Las condiciones visibles en la pantalla son:



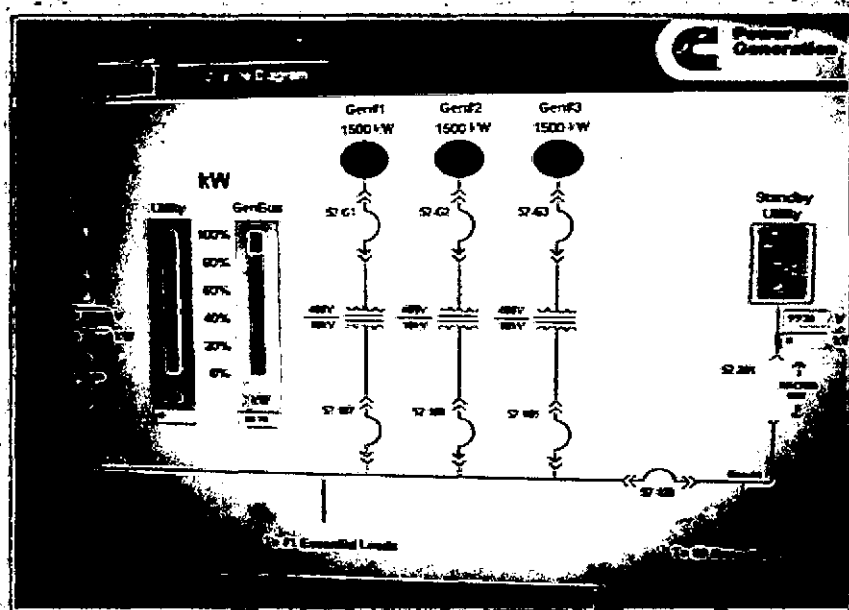


Figura N° 3.8

- Generador (s) y la configuración de bus con grupo electrógeno, interruptor paralelo y bus energizado / desenergizado indicación (rojo indica activado, verde indicando desenergizado).
- Generador de designación conjunto, con datos de control, y pantallas de resumen de rendimiento accesibles a través de teclas (enlaces) situado sobre o adyacente al icono del grupo electrógeno.
- Generador de modo conjunto (ejecutar / apagado / automático).
- Generador de estado de armado (normal / advertencia / apagado / carga demanda parada).
- Interruptor paralelo de estado (abierto / cerrado / tropezó / acumuló out). Pantallas opcionales de estado y condición de

otros interruptores y dispositivos se pueden suministrar en caso necesario.

- Estado de Bus (activado o desactivado) Al hacer clic en el bus icono proporciona acceso a una pantalla bus AC de datos. Para aplicaciones que incluyen interruptores de transferencia automática (ATS), el Digital MasterControl proporciona una representación de la ATS en la línea uno, fuente indicando disponibilidad y la posición del interruptor. También está disponible con acceso a la información detallada para cada uno de ATS en el sistema.

3.5. SISTEMA DE CONTROL

La pantalla de control del sistema proporciona al operador la capacidad de activar o desactivar la operación de carga de la demanda, ver valores del temporizador y la secuencia de carga de demanda; iniciar la prueba (Con o sin carga), el control de la secuencia de cierre para el generador se pone en el modo de demanda de carga, establecer la carga, retrasos, demanda, tiempo, establecer la demanda de carga set operación puntos, y visualizar y modificar el complemento de carga automática y arrojar la secuencia. La pantalla también permite el ajuste de la configuración de la fuente de disponibilidad y tiempos de secuencia para poder transferir. Esta pantalla está protegida con contraseña para evitar el acceso a las funciones de configuración de usuarios no autorizado.

parámetros para cada generador en el sistema. Incluye la pantalla de visualización del estado del grupo electrógeno (detenido, el tiempo Retraso de arranque, estado de marcha lenta, voltios nominales / Hertz, sincronización, carga de acción y carga de gobernar);

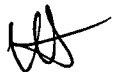
Analógico AC de medición para grupo electrógeno (3 fases, voltaje y corriente AC, frecuencia, kW y factor de potencia) y de corriente trifásica bus de voltaje y frecuencia. La pantalla proporciona una visualización completa de los datos del motor y del alternador presentes en el control del grupo electrógeno. La pantalla también muestra el estado del grupo electrógeno automático.

La pantalla táctil proporciona en tiempo real gráficos de tendencias

Para parámetros de salida AC y un seguimiento continuo de media tensión, frecuencia, kilovatios totales, y el promedio de corriente. Las escalas de valores que se muestran son configurable

Cualquier alarma en cualquier grupo electrógeno o en el sistema presenta una barra de alarma y visualización de advertencia en la pantalla táctil. Un clic en la barra representa un pop-up pantalla de presentación del aparato en donde la falla se ha producido, y el nombre del fallo. La pantalla permite que el operador intente restablecer advertencia y las condiciones del operador.

El sistema de servicios e información, incluyendo el nombre, dirección y teléfono del local, punto de servicio para el equipo, se proporciona en el menú principal de pantalla para el sistema



3.7. FUNCIONES DE PROTECCIÓN

Las funciones de protección son provistos por separado de los relés de protección (opcional) y / o el generador PowerCommand establecer los controles. Las funciones de protección del grupo electrógeno incluyen sobre y bajo voltaje de bus, en Frecuencia, sobre carga y la fase de protección de secuencia. Puesto que estas funciones residen en los controles del grupo electrógeno, es efectivamente redundante, de modo que cada vez que un generador se cierra al bus de las funciones de protección para sobre / bajo voltaje y frecuencia (sobrecarga del bus) son disponible.

El servicio InPower herramienta de software permite una rápida y consistente configuración de todas las funciones del sistema de protección, o pueden ajustar a través de los paneles de mando del grupo electrógeno.

3.8. SISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA

La potencia de control para el sistema se toma de la fuente de baterías de arranque de 24 V CC del generador. Un sólido estado no-break selector del sistema proporciona para tensión de control y está disponible siempre y cuando cualquier banco de baterías en el sistema es operativo. Todos los bancos la batería están aislados para evitar el fracaso de una batería desde la desactivación de todo el sistema. Una batería de la estación y cargador respalda el conjunto múltiple de control de potencia del generador y modo que el control principal tiene múltiples redundantes las disposiciones de control de potencia.



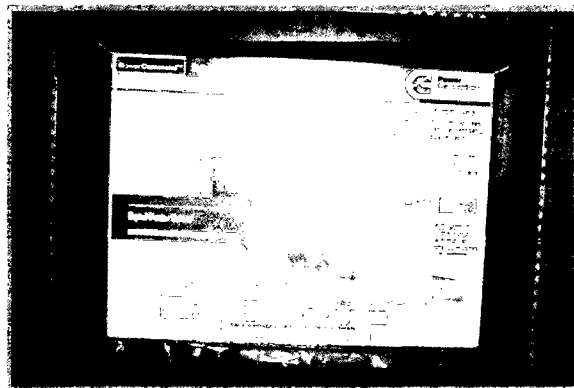


Figura N° 3.9

La Control PowerCommand (en cada grupo electrógeno en el sistema) supervisa continuamente la carga del sistema de baterías de voltaje DC y ejecuta la prueba de carga cada vez que se arranca el motor. Funciones y mensajes sobre el control del generador en paralelo son:

- Bajo voltaje DC (voltaje de la batería inferior a 24 VDC, excepto durante el arranque del motor).
- Alto voltaje DC (voltaje de la batería superior a 32 VDC).
- Batería débil (voltaje de la batería inferior a 14,4 V CC para más de 2 segundos durante el arranque del motor).

La pila del mando de la estación maestra integral también incluye batería de pruebas de fallo e indicación de alarma.

3.9. CERTIFICACIONES

Digital Controles Maestros cumplen o excede los requisitos de los códigos y normas siguientes:

- ✓ AS / NZS 3000 Reglas de cableado COMO 3009 Suministro de energía eléctrica de emergencia

- ✓ Edificios AS / NZS 3947 de baja tensión y equipos de control AS / NZS 3947 Parte 6.1 Materiales de funciones múltiples
- ✓ Transferencia automática de equipos de conmutación COMO 60529 Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP)
- ✓ AS / NZS 3439.1 Aparata de baja tensión y equipos de control asambleas, Parte 1 Ensayo de tipo y probado parcialmente asambleas
- ✓ CSA C282-M1999 de los suministros de energía eléctrica para Edificios
- ✓ CSA 22.2 No. 14 M91 Industrial Controls
- ✓ BS / EN 60439-1:1999 Aparata de Baja Tensión y Control y Protección
- ✓ BS / EN 60204-1:1993 Seguridad de las máquinas (eléctrica)
- ✓ BS / ISO 8528-4:2005 Sistemas de Control para la alternativa Grupos electrógenos
- ✓ IEC 60439.1 Aparata de baja tensión y equipo de encendido.
- ✓ ISO 8528-4: 2005 Sistemas de Control para la alternativa Impulsados por motor de grupos electrógenos
- ✓ ISO 12100-2: Seguridad de las máquinas
- ✓ NFPA 70: Código Eléctrico Nacional de EE.UU.
- ✓ Controles PowerCommand son adecuados para uso en de emergencia, aplicaciones críticas y de reserva, según se define en los artículos 700, 701, y 702.
- ✓ NFPA 99: Norma para las instalaciones de salud
- ✓ NFPA 110 para sistemas de nivel 1
- ✓ Listado UL 891, Categoría NIWT7 para EE.UU. y Canadá.



4. POWERCOMMAND PARALLELING SYSTEM

El Power Command y el Digital MasterControl es un sistema de controlador de nivel diseñado para interactuar directamente con la fuente de potencia en paralelo con el PowerCommand de los grupos electrógenos.

La DMC incluye una lógica completa distribuida del sistema de control de complejos y exigentes sistemas eléctricos de potencia en los que la fiabilidad, el rendimiento y la flexibilidad son primordiales.

El PowerCommand es un sistema en paralelo donde el generador establece controles programados en disposición con todas las funciones paralelas incluyendo el control del grupo electrógeno, protección del grupo electrógeno, sincronización, primero en el bus lógico, la carga compartida (para operación de bus aislado con otros grupos electrógenos) y la carga gobierno (para la red interconectada-operación).

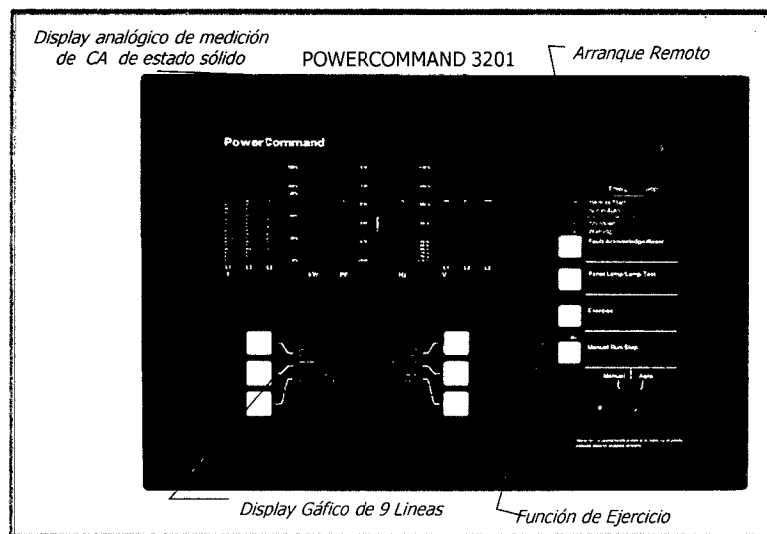


Figura N° 4.1.- Vista frontal del PowerCommand Digital Network

4.1. CARACTERÍSTICAS

El PowerCommand Digital Network vincula al Master Control con los grupos electrógenos, interruptores de transferencia (cuando se utiliza) y el equipo de monitorización remota (cuando también se utiliza), son apoyados por una red mundial de distribuidores independientes que proporcionar piezas locales, servicio y soporte de garantía. El panel de operador fácil de ver proporciona al usuario una gama completa de fácil de utilizar la información.

Pantalla táctil del panel del operador

A todo color de alta resolución de 15 pulgadas (diagonal) con pantalla táctil interfaz del panel de operador (HMI) permite al operador controlar y controlar el sistema de energía en el sitio. Todos los datos se pueden configurar para la visualización en cualquiera de los dos estándares. Las pantallas están configuradas en una típica Windows ® formato. Cada pantalla incluye botones de navegación para permitir un rápido acceso a otras pantallas que son lógicamente conectadas con la pantalla que se muestra. El acceso a pantallas que tienen un impacto en la configuración del sistema o secuencia de operación son controlados por un sistema de contraseña de varios niveles.

El HMI normalmente incluye las siguientes pantallas y/o funciones: La pantalla de control del sistema proporciona al operador la capacidad de activar o desactivar la operación de carga de la demanda, ver valores del temporizador y la secuencia de carga de demanda; iniciar la prueba (con o sin carga), el control de la secuencia de cierre para el generador se pone en el modo de

demanda de carga, establecer la carga retrasos demanda tiempo, establecer la demanda de carga set operación puntos, y visualizar y modificar el complemento de carga automática y arrojar secuencia.



Figura N° 4.2.- Ubicación del PowerCommand Digital Network

La pantalla también permite el ajuste de la configuración de la fuente de disponibilidad y tiempos de secuencia para poder transferir. Esta pantalla está protegida con contraseña para evitar el acceso a las funciones de configuración de no autorizado usuarios.

La pantalla de diagrama unifilar muestra el estado del sistema en una combinación de animación, cambio de color de pantalla, texto mensajes y los indicadores emergentes.

Condiciones visibles en la pantalla son:

- Generador (s) y la configuración de bus con grupo electrógeno, interruptor paralelo y bus energizado /desenergizado indicación (rojo indica desactivado, verde indicando desenergizado).
- Generador de designación conjunto, con datos de control, y pantallas de resumen de rendimiento accesibles a través de teclas (enlaces) situado sobre o adyacente a la envolvente del grupo electrógeno.
- Generador de modo conjunto (ejecutar / apagado / automático).
- Generador de estado de armado (normal / advertencia / apagado / carga demanda parada).
- Interruptor paralelo de estado (abierto / cerrado / tropezó / acumuló out). Pantallas opcionales de estado y condición de otros interruptores y dispositivos se pueden suministrar en caso necesario.
- Estado de Bus (activado o desactivado). Al hacer clic en el bus icono proporciona acceso a una pantalla bus AC de datos.

Para aplicaciones que incluyen interruptores de transferencia automática (ATS), el MasterControl Digital proporciona una representación de la ATS en la línea uno, fuente indicando disponibilidad y la posición del interruptor. También está disponible con acceso a la información detallada para cada uno de ATS en el sistema.

Sistema de control

La pantalla de control del sistema proporciona al operador la capacidad de activar o desactivar la operación de carga de la

demanda, ver valores del temporizador y la secuencia de carga de demanda; iniciar la prueba (Con o sin carga), el control de la secuencia de cierre para el generador se pone en el modo de demanda de carga, establecer la carga retrasos demanda tiempo. La pantalla también permite el ajuste de la configuración de la fuente de disponibilidad y tiempos de secuencia para poder transferir. Esta pantalla está protegida con contraseña para evitar el acceso a las funciones de configuración de no autorizados usuarios. El PowerCommand es el que controla la operación del generador y motor diésel tal como se muestra en la figura N° 4.3.

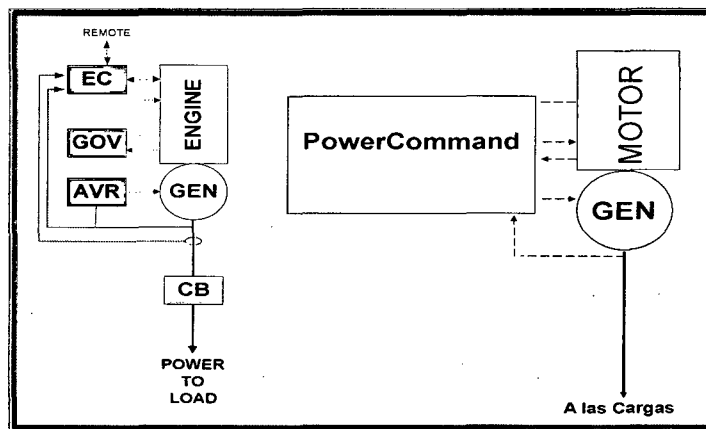


Figura N° 4.3.- Sistema de control del PowerCommand Digital Network

Sistema de historial de alarmas

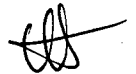
El maestro de control de pantalla táctil registra la fecha, hora y la naturaleza de todas las condiciones de alarma y de parada informa sobre el estado del sistema. Este registro incluye todas las alarmas presentes en el conjunto generador – motor y todo el control maestro y funciones de la red conectada.

[Firma manuscrita]

A diario presenta sus historias y perspectivas de operación, permitiendo que el usuario no sólo comprenda el nivel del sistema y las condiciones de funcionamiento, sino también vea los detalles de la operación de cualquier componente dentro del sistema.

El resumen del estado del grupo electrógeno proporciona una visualización análoga y gráfica de estados operativos del grupo electrógeno parámetros para cada generador en el sistema. Incluye la pantalla de visualización del estado del grupo electrógeno (detenido, el tiempo Retraso de arranque, estado de marcha lenta, voltios nominales / Hertz, sincronización, carga de acción o de la carga a gobernar); analógico AC de medición para grupo electrógeno (3 fases, voltaje y corriente AC, frecuencia, kW y factor de potencia) y de corriente trifásica bus de voltaje y frecuencia. La pantalla proporciona una visualización completa de los datos del motor y del alternador presentes en el grupo electrógeno. La pantalla también muestra el estado del grupo electrógeno automático. La pantalla táctil proporciona en tiempo real gráficos de tendencias para AC parámetros de salida y un seguimiento continuo de tensión, frecuencia, kilovatios totales, y el promedio de la corriente. Las escalas de valores que se muestran son configurable.

Cualquier alarma en cualquier grupo electrógeno o en el sistema causa una barra de alarma y visualización de advertencia la cual aparecerá en la pantalla táctil. Un clic en la barra representa un pop-up pantalla de presentación del aparato en donde la falla se ha producido, y el nombre de la falla.



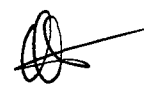
El sistema de información y los servicios de información, incluyendo el nombre, dirección y teléfono del local, punto de servicio para el equipo, se proporciona en el principal menú.



Figura N° 4.4.- Visualización analógica y digital del PowerCommand Digital Network

4.2. LOS COMPONENTES INTERNOS SISTEMA PLC

Las funciones de paralelismo y control (reparto de sincronización, carga, etc.) son proporcionadas por el PowerCommand el cual establece las condiciones de la puesta en paralelo. El sistema de la lógica de control tal como añadir y/o rechazar carga se realiza por un controlador lógico programable (PLC). El PLC es un rack dentro del sistema de componentes intercambiables con las tarjetas para



permitir el fácil mantenimiento de los componentes. Otras características del PLC incluyen:

- On-line cambios. El PLC puede ser interconectado a unas secuencias de ordenadores personales y de control puede ser modificada sin necesidad de apagar el sistema.
- Almacenamiento de programa EEPROM. El programa del PLC es almacenado en la memoria no volátil EEPROM con batería de reserva adicional de la RAM para almacenar PLC ajustes de configuración del sistema.
- Indicadores LED de estado. El PLC y de entrada / salida (I/O) bloques incluyen indicadores LED de estado para su uso en la visualización estado del sistema y el diagnóstico de fallos.
- E/S de bloques supresores de sobretensiones. Las entradas y salidas del PLC se conectan a través de supresores de sobretensión integrales para proporcionar una protección fiable frente a sobretensiones dañinas.

4.3. FUNCIONES DE PROTECCIÓN Y CONTROL

Las funciones de protección son provistas por relés de protección (opcional) y/o el generador PowerCommand establece sus controles. Las funciones de protección del grupo electrógeno incluyen sobre y bajo voltaje de bus, sobre y baja frecuencia, sobre carga y la fase de protección de secuencia. Puesto que estas funciones residen en los controles del grupo electrógeno, la cual son redundantes, de modo que cada vez que un generador ingresa al bus las funciones de protección para sobre / bajo voltaje y frecuencia (sobrecarga del bus) son disponible.

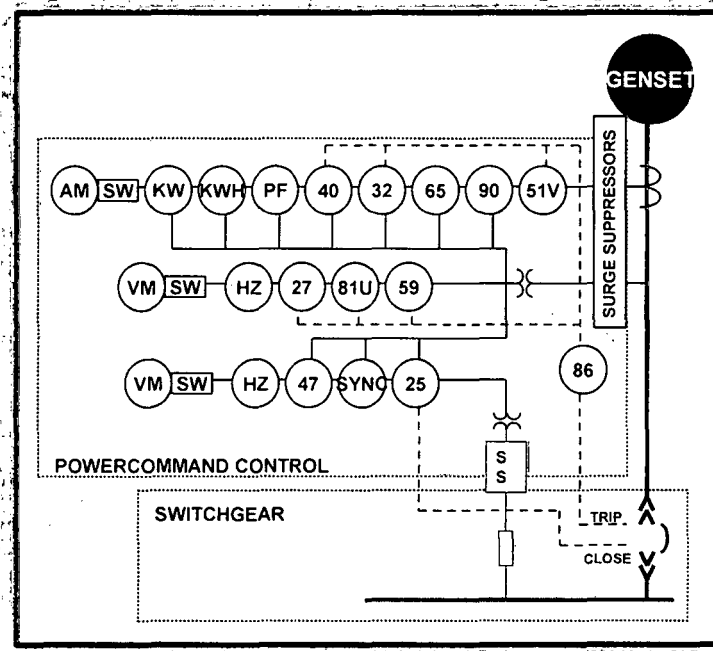


Figura N° 4.5.- Funciones de protección del PowerCommand Digital Network

El servicio InPower herramienta de software permite una rápida y consistente configuración de todas las funciones del sistema de protección, o pueden ajustar a través de los paneles de mando del grupo electrógeno. En una condición de aviso el sistema de control indica una falla al mostrar el nombre del error y el código de servicio. La naturaleza del fallo y el tiempo de aparición se registra en el control del generador (basado en funcionamiento del motor horas) y en el control principal sobre la base de un sistema de tiempo real. El manual de servicio y una herramienta de servicio InPower proporcionar las claves y procedimientos de servicio para el código especificado de servicio.

Handwritten signature or mark.

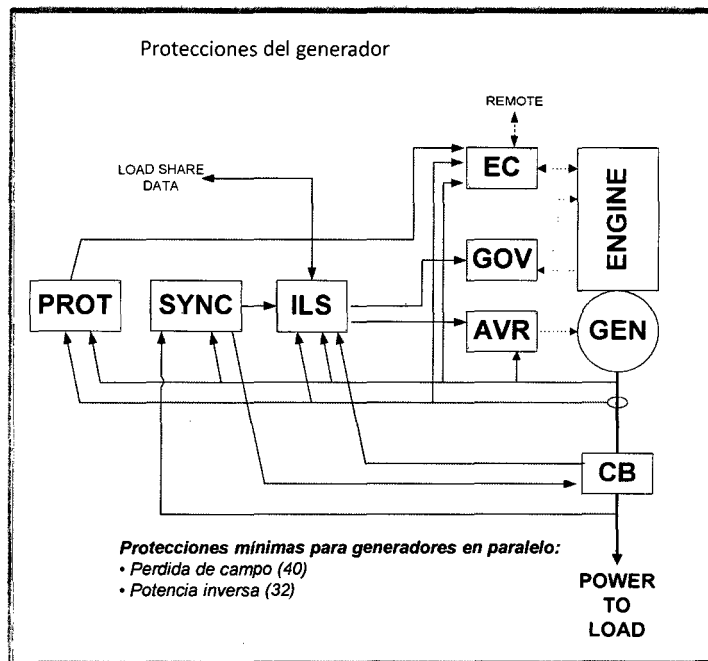


Figura N° 4.6.- Diagrama de bloques del PowerCommand Digital Network

El sistema de protección de nivel y protección paralelo es proporcionado por el fabricante según el grado de utilidad y según lo específica el proveedor de servicios públicos locales o el diseñador del sistema.

Sistema de control de potencia

La fuente del sistema de control para el sistema se deriva del banco de baterías de 24 V CC. Un módulo de estado sólido no - break "mejor batería" siempre proporciona una tensión disponible y cuando cualquier de los bancos de baterías en el sistema está operativo. Todos los bancos de baterías están aislados para evitar el fracaso del conjunto de las baterías del sistema. Una batería de la

estación y respectivo cargador respaldan la disponibilidad de la fuente del sistema de control.

El control PowerCommand (en cada grupo electrógeno en el sistema) supervisa continuamente la carga de la batería, el nivel de tensión DC alto/bajo y ejecuta un test de prueba de carga de batería cada vez que se arranca el motor. Las funciones y mensajes sobre el control del generador en paralelo son:

- Bajo voltaje DC (voltaje de la batería inferior a 24 VDC, excepto durante el arranque del motor).
- Alto voltaje DC (voltaje de la batería superior a 32 VDC).
- Batería débil (voltaje de la batería inferior a 14,4 V CC para más de 2 segundos durante el arranque del motor).

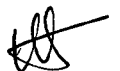
La pila del mando de la estación maestra integral también incluye batería de pruebas de fallo e indicación de alarma.

Secuencia típica de operación

El sistema PowerCommand digital de acoplamiento en paralelo puede ser configurarse para casi cualquier secuencia lógica.

Sincronización y paralelo en secuencia de arranque normal

El controlador del nivel del sistema o interruptores de transferencia señalan a cada grupo electrógeno para iniciar en caso de emergencia o de prueba/ejercicio modo. Cuando recibe una señal, cada grupo electrógeno de control automáticamente y de forma independiente comienza cada generador, acelera hasta la frecuencia nominal y se acumula una tensión nominal. El primer sistema integrado de inicio del sensor en cada control supervisa este



proceso, y en la búsqueda de un generador fijado en 90% de la tensión nominal y la frecuencia, de forma automática desactiva todas las demás unidades de cierre para el autobús y se cierra la unidad lista para el bus del generador.

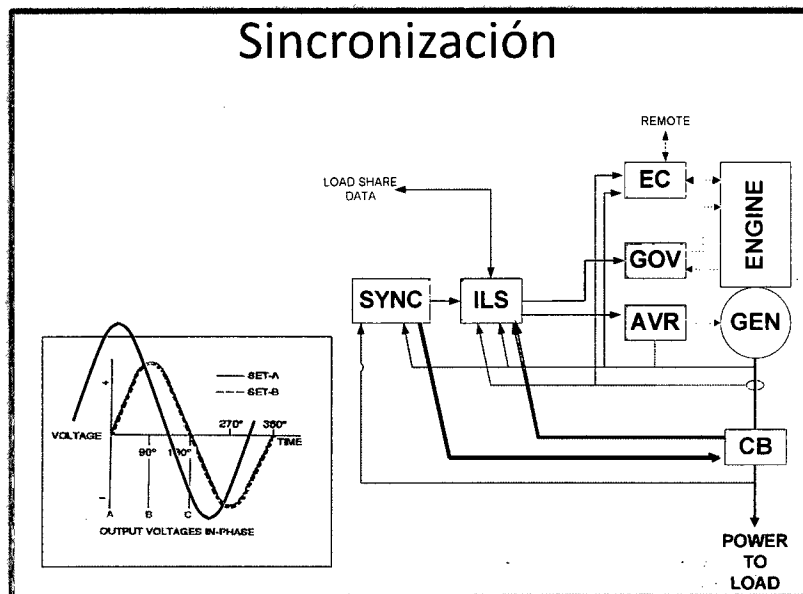


Figura N° 4.7.- Sincronización del PowerCommand Digital Network

Después de la primera unidad se cierra el bus, el restante de los generadores disponibles de la tensión de bus y el sincronizador de cada grupo electrógeno de control automáticamente se enciende. Al mismo tiempo, el sincronizador controla a cada grupo electrógeno para sincronizar con el bus del sistema y después cerrarla en el momento apropiado. Como cada unidad se cierra al bus, la unidad asume su parte proporcional de la carga total en el bus.

Secuencia de parada normal

Handwritten signature

Cuando los comandos de inicio del sistema se eliminan de la grupos electrógenos, cada conjunto generador abre su interruptor paralelo y el grupo electrógeno cumple su tiempo de retardo detener y/o la secuencia de enfriamiento. A medida que cada grupo electrógeno completa su secuencia de enfriamiento, es automáticamente apagado.

Si una señal de inicio del sistema es recibida en el generador durante el período de enfriamiento, un grupo electrógeno inmediatamente cerca del bus del sistema y todas las demás unidades se sincronizan con ella, como se describe en la pérdida de la normalidad de potencia.

El fallo de una unidad para iniciar o sincronizar

Si un generador no arranca, después de la falla a la hora de inicio (en el control del grupo electrógeno) ha expirado, la unidad se apagará y sonará una alarma.

Si un grupo electrógeno no se sincroniza, después de un tiempo preestablecido retrasar la alarma pero la unidad seguirá intentando sincronizar hasta una señal ordena parar por el funcionamiento manual de los interruptores de control en el grupo electrógeno.

4.4. CONTROL DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA

El MasterControl Digital o interruptores de transferencia automática comúnmente proporcionan alimentación al sistema de control de transferencia de funciones.

La transferencia de energía del sistema de control monitorea continuamente la disponibilidad de cada fuente de alimentación

(servicio de utilidad o barra del generador) y se conecta automáticamente al sistema de cargas a la mejor fuente disponible según la configuración programado por el operador.

En caso de pérdida de la energía normal, cada control de transferencia de energía realiza un retardo de tiempo corto, entonces inicia el generador sistema de arranque mediante la emisión de órdenes de marcha para cada grupo electrógeno.

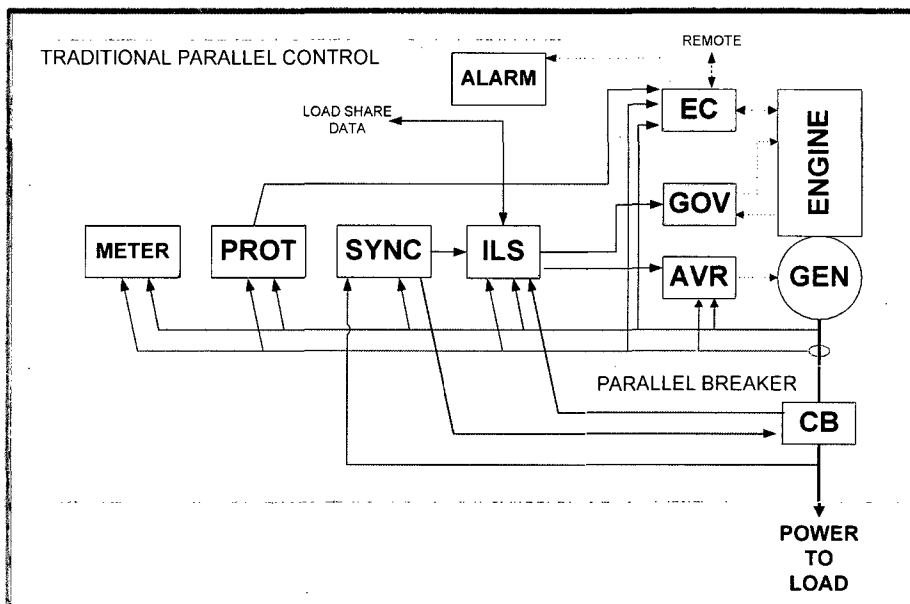


Figura N° 4.8.- Diagrama de bloques del PowerCommand Digital Network

Cuando el grupo electrógeno primero ha cerrado para el autobús, la transferencia de energía del sistema de control detectará la disponibilidad de la capacidad del generador y la transferencia de cargas a comenzar para el generador bus desconectando la alimentación de la red y conectando la barra del generador a las cargas del sistema.

El MasterControl digital puede inhibir la operación de algunos dispositivos de transmisión de energía de hasta una capacidad adecuada disponible para servir a los consumidores conectados. En sistema manual de control está disponible para que el operador controle la secuencia de operación de los controles de transferencia de potencia.

4.5. GESTION DE LA CAPACIDAD DE DEMANDA.

Cuando la transferencia de energía del sistema de control ha detectado que la fuente de alimentación normal ha vuelto y está dentro de límites programados y un período de tiempo de retardo de re-transferencia se ha completado, cada control de transferencia de potencia se iniciará un proceso de re transferencia, ya sea en un procedimiento abierto o cerrado del modo de transición, según lo seleccionado por el operador.

Si se ejecuta en el modo de transición cerrada, el sistema sincroniza el generador de bus a la utilidad primera fuente, y se cierra para la fuente de servicio. Si el sistema está diseñado para la transferencia suave entre las fuentes vivas, las rampas de reducción de la carga en el bus generador estarán a un mínimo valor, y luego se abre la conexión con el generador fuente. Si el sistema está funcionando en modo de una transferencia rápida, la función de rampa no se utiliza y el sistema operará de fuente a fuente lo más rápidamente posible, típicamente en 100 milisegundos o menos. El proceso de transferencia se repite secuencialmente a través de cada Power point transferencia.



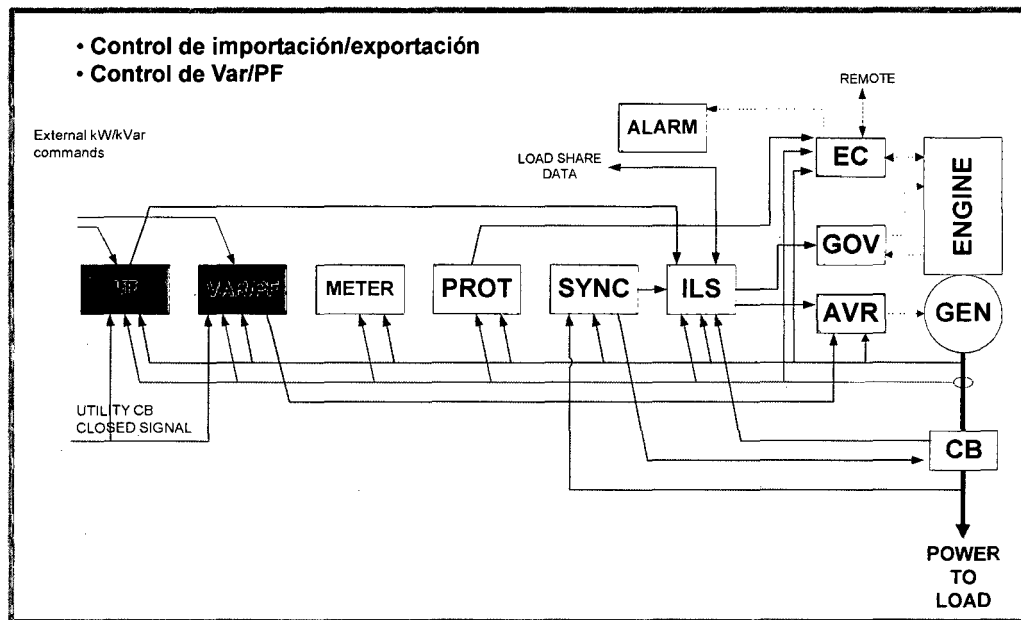


Figura N° 4.9.- Control y gobierno de la carga del PowerCommand Digital Network

Si se ejecuta en el modo de transición abierta, el sistema secuencialmente transfiere de nuevo a la utilidad mediante la apertura de la conexión al bus del generador en cada par de transferencia, luego de cerrar su acoplamiento a la red asociada a un operador-programado en un período de tiempo más tarde. Este proceso se completa en cada punto de transferencia de potencia en el sistema, por cada control de transferencia de potencia.

Cuando todas las cargas han sido transferidas de nuevo a la utilidad, la transferencia de energía del sistema de control elimina el comienzo de comandos de grupos electrógenos.

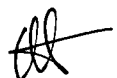
Cuando se realiza la prueba sin carga, el sistema permite probar el generador, estableciéndose que no hay ninguna carga. En este modo de funcionamiento de los grupos electrógenos deben adquirir su velocidad y tensión nominales, sincronizarse a la barra del generador maestro, así el sistema no transfiera carga a los generadores. Si se produjese un corte del suministro eléctrico durante un periodo de prueba, las cargas deben cerrarse inmediatamente en el sistema de manera prioritaria.

Cuando el sistema está funcionando modo de transición cerrada, siempre se transfiere las fuentes disponibles sin una interrupción de energía a la carga.

En el modo prueba de cargas, el sistema permitirá a los grupos electrógenos para ser probado por transferencia de las cargas del sistema a los grupos electrógenos. La secuencia de funcionamiento en esta modalidad será similar a que se describe para una condición de fallo de alimentación, excepto que si el sistema está configurado para realizar la transición cerrada operaciones de transferencia que transferirá las cargas sin interrupción de la energía a las cargas.

Carga y Gestión de la Capacidad

El sistema de control de carga en el MasterControl Digital controla automáticamente la adición de las cargas del sistema para el generador de autobuses y el número de grupos electrógenos operando en el sistema. La secuencia puede utilizar interruptores de transferencia automáticos, interruptores de alimentación, o la instalación de un sistema de gestión (generalmente proporcionado por el fabricante u otros) para controlar la carga de la adición y programado en el sistema.

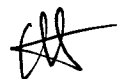


Cuando todos los grupos generadores están cerrados al bus del sistema programado la secuencia de cargas restante en el sistema sigue una secuencia temporizada que es configurable por el operador.

Las cargas también pueden ser controladas manualmente (agregar o retirar) a través de la pantalla táctil del sistema.

Si se produce una sobrecarga de bus por cualquier razón, una señal será generada para iniciar la desconexión de carga en el sistema. Si el autobús no regresa a la frecuencia apropiada dentro de un período de tiempo predeterminado (ajustable a través de la IHM), se generará señales adicionales para repartir la carga hasta que los rendimientos del conjunto de los generadores del autobús se hallen a la frecuencia normal. La carga que se desprende debido a la sobrecarga requiere un reset manual a través del operador.

El modo demanda de la carga, se da cuando el sistema está funcionando en el modo de emergencia con la "demanda de carga" el interruptor en el panel de operador en la posición "on", controla un seguimiento continuo de la carga total en el bus. Si la carga total en el bus cae por debajo de los límites preestablecidos para un período de 15 minutos, el controlador automáticamente cerrará los grupos electrógenos con la orden de un operador predeterminado hasta que se tenga el número mínimo de generadores necesarios para operar la carga y permanecer en el autobús. El propósito de esta función es la de permitir que el generador se establezca para operar más cerca de su capacidad nominal, disminuyendo de ese modo el consumo de combustible y reduciendo el desgaste en el sistema.




En el momento que se está acercando a la capacidad del bus disponible, las unidades de reserva será automáticamente renovadas (en el orden inverso del que fueron cerradas abajo) y en el paralelo con el bus debe asumir su parte proporcional de la carga del sistema. El sistema compensa automáticamente los grupos electrógenos de diferentes tamaños.

Interfaz de control

Todas las interconexiones de control en la MasterControl están proporcionada en borneras estandarizados en modo de bloque de terminales. Las interconexiones con el equipo externo pueden incluir:

- Cargue agregar y cargar relés cobertizo. Cada equipo incluye Forma" C" (contactos normalmente abiertos y contactos normalmente cerrado con retorno común) nominal 10 A @ 600 VAC.
- Paralelamente a los relés de interruptor de control. Los relés son directamente impulsados por el conjunto de control de generador PowerCommand y montado en el control maestro para la interconexión.
- Conexión del bus de voltaje. El control incluye 3 fases + tierra (4 hilos) conexiones de hasta 600 VAC. Además, si se desea, se proporciona una tensión de bus de la señal de referencia al PowerCommand del grupo electrógeno de control.
- Sistema de comando de arranque a control remoto. Proporcionado para permitir el remoto (con carga) sistema de prueba.



4.6. CONSTRUCCIÓN DE LOS GABINETES

El sistema de control está ubicado en un envoltente auto soportado rígido, NEMA1/IP40, estructura metálica cerrada diseñada para acceso frontal. Marco está construido de mínimo de 2,5 mm de planchas de acero. El marco y todos los componentes de otra hoja de metal del sistema están preparadas con una pintura imprimante anticorrosión y acabado con esmalte satinado ANSI 61 gris.

Los componentes de control están completamente aislados de portadores de energía de componentes de metal o aislamiento barreras. Todos los componentes y superficies operando a más de 50 voltios están protegidos para evitar inadvertida en contacto. Todo el cableado de control es de 105 ° C (221 ° F), 600 voltios clasificar y tamaño según sea necesario para el funcionamiento seguro, fiable.

Cada componente de alambre, dispositivo y funcional es identificado por serigrafía o una identificación similar permanente. Los fusibles están instalados en riel DIN, el cual incluye sus por seguridad sus respectivos portafusiles. Los bloques de terminales se proporcionan para todas las conexiones de campo sobre carril DIN dispositivos.

El MasterControl digital puede estar integrado en el tablero de paralelismo o suministrado en un tablero auto soportado por separado. Los tableros auto soportados deben ser situado a menos de 100 metros de la celda. (Consulte con la fábrica si se requiere más distancia).

El MasterControl incluye las comunicaciones de red a través de una Echelon Lonworks ® Network ™. La red está adecuada para el control remoto local o (opcional) y funciones de vigilancia. El sistema

de control está disponible con interfaz Modbus RTU ya sea a través de RS485 o TCP/IP interfaz.

4.7. LAS CARACTERÍSTICAS OPCIONALES Y GARANTÍA

En el sistema paralelismo están diseñados alrededor de las instalaciones requisitos que pueden variar considerablemente de un lugar a sitio, por lo que hay muchas características que se pueden aplicar a Controles digitales Master. Estos pueden incluir:

- Control remoto y múltiples interfaces de usuario
- Interfaces Web para permitir la supervisión y los controles a través de la internet
- Las herramientas de presentación de informes, como la generación automática de informes, para aplicaciones de cuidado de la salud
- PLC redundancia
- Protocolos de comunicación del partido, sobre todo para la creación de interfaces de gestión. Póngase en contacto con su local de Cummins Power Generation representante para obtener más información sobre las características necesarias en su aplicación.

El Sistemas PowerCommand son parte de un poder absoluto régimen previsto por Cummins Power Generation y son cubierto por una garantía limitada como una característica estándar.

Opciones de garantía extendida están disponibles. Póngase en contacto con su Cummins Power Generation distribuidor para más información. Consulte a su distribuidor para más información Cummins Power

4.8. CERTIFICACIONES

- ✓ CSA C282-M1999 de los suministros de energía eléctrica para Edificios
- ✓ CSA 22.2 No. 14 M91 Industrial Controls
- ✓ BS / EN 60439-1:1999 Aparata de Baja Tensión y Control y Protección
- ✓ BS / EN 60204-1:1993 Seguridad de las máquinas (eléctrica)
- ✓ BS / ISO 8528-4:2005 Sistemas de Control para la alternativa Grupos electrógenos
- ✓ IEC 60439.1 Aparata de baja tensión y equipo de encendido.
- ✓ ISO 8528-4: 2005 Sistemas de Control para la alternativa Impulsados por grupos electrógenos
- ✓ ISO 12100-2: Seguridad de las máquinas
- ✓ NFPA 70: Código Eléctrico Nacional de EE.UU.
- ✓ NFPA 99: Norma para las instalaciones de salud
- ✓ NFPA 110 para sistemas de nivel 1
- ✓ Listado UL 891, Categoría NIWT7 para EE.UU. y Canadá.
- ✓ Sistemas de control PowerCommand y grupos electrógenos son diseñado y fabricado en la certificación ISO9001 instalaciones.

Medio ambiente

El control está diseñado para un funcionamiento adecuado sin re calibración en temperaturas ambiente de 0 ° C a +46° C (32 ° F a 115 ° F) y de almacenamiento de -20 ° C a +70° C (-4 ° F a 158 ° F). Control funcionará con humedad hasta a 95%, sin condensación, ya altitudes de hasta 10.000 pies (5000 metros).



5. SECUENCIA DE OPERACIONES

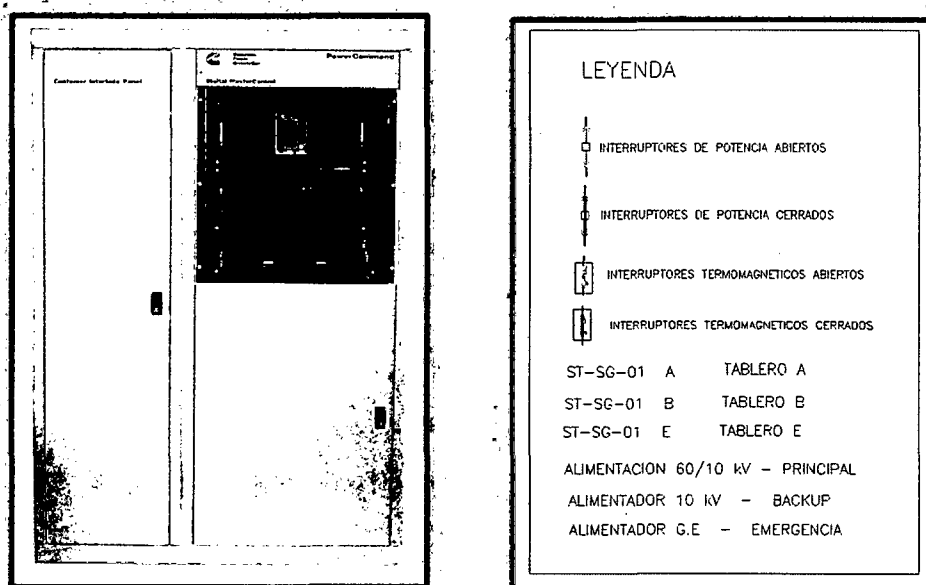


Figura N° 5.1.

5.1. CASO1: CONDICIONES NORMALES

CASO 1 > CONDICIONES NORMALES

En condiciones normales el sistema operará con sus interruptores tal como se les define a continuación.

- Interruptor 52-A cerrado. Suministro normal en buenas condiciones
- Interruptor del suministro de back up 52-B abierto. Suministro en buenas condiciones.
- Barras A y B conectadas mediante los interruptores de acoplamiento 52-301 y 52-305 que se encuentran cerrados

[Firma manuscrita]

- Todas las cargas de las barras A y B alimentadas mediante el suministro normal
- Las cargas alimentadas mediante los interruptores a 10 kV, pueden configurarse en 17 niveles de control de rechazo y reposición.
- Los interruptores de generadores 52-302 a 304 abiertos
- Interruptores de baja tensión de los generadores 52-G1 a 52-G3 abiertos.
- Los generadores pueden emplearse como reserva de la barra A, la barra B o ambas.
- Se cuenta con enlaces en la subestación mecánica a nivel 10 kV y aguas abajo a nivel 230 y 480 V, que permiten transferir las cargas más críticas de la barra A la B y viceversa

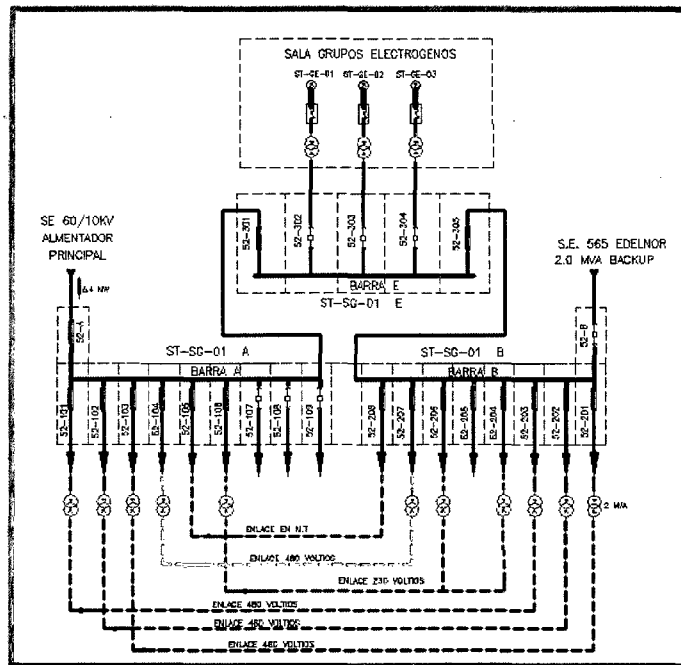


Figura N° 5.2.

5.2. CASO 2: MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE BARRAS A

Caso 2 > Mantenimiento de las barras A.

Este mantenimiento se programará y realizará de acuerdo a los procedimientos de mantenimiento y seguridad normalizados de LAP.

La desenergización del sistema de barras A minimizando la pérdida de suministro a sus cargas de alta prioridad, requiere transferir cargas en la SE Mecánica a 10 kV así como aguas abajo en los niveles 230 y 480 V, de las barras A, a las barras B.

Como esta tarea no está automatizada todavía, los operadores deben realizar estas tareas de transferencia manual, antes de iniciar la secuencia automática correspondiente a este caso en el DMC.

En la SE Mecánica a nivel 10 kV, así como aguas abajo, a nivel 480 y 230 V, se transfieren manualmente las cargas de la barra A, a la B, luego:

- El operador inicia la secuencia de mantenimiento de barras A empleando los botones HMI en el DMC.
- El DMC cierra los interruptores 52-302 a 304
>> Si uno de los interruptores a 10 kV anteriores no cierra el DMC da una alarma visual y auditiva y no permite que arranque el generador asociado al interruptor que falla.
- Se abren todos los interruptores de carga en la barra A.
>> Si uno de los interruptores no abre, el DMC da una alarma visual y auditiva y el proceso sigue.
- El DMC arranca los tres generadores y luego les comanda que entren en paralelo mediante los interruptores de baja tensión,

con el sistema de barras de emergencia que está todavía alimentado todo el sistema por el suministro normal.

>> Si un generador no arranca el DMC da una alarma visual y auditiva y el proceso continuo con capacidad reducida.

>> Si un generador no sincroniza después de un tiempo de espera ajustable, el DMC da una alarma y continúa intentando hasta que se le comande manualmente parar los intentos y el proceso continuo con capacidad reducida.

- Los generadores toman carga hasta su máxima capacidad. Pero ésta no es suficiente para alimentar todo el sistema de distribución, de modo que si se va a abrir el interruptor de suministro normal, se debe rechazar carga.
- Siguiendo las prioridades dadas por LAP, el DMC inicia el rechazo de carga en la barra B, hasta que la potencia entregada por la alimentación A sea cero.
>> Si no se logra bajar este valor a cero en un lapso ajustable, el DMC producirá una alarma y detendrá el proceso. Para reiniciarlo se requerirá un restablecimiento manual.
- El DMC abre el interruptor de acoplamiento 52-301. Ahora, los generadores alimentan toda la carga que ha permanecido conectada a la barra, B.
- El DMC abre el interruptor de acoplamiento 52-301. Ahora, los generadores alimentan toda la carga que ha permanecido conectada a la barra, B.
- El DMC sincroniza los generadores con el suministro de back up
>> Si los generadores fallan en su intento de sincronizar con el suministro de back up, el DMC da una alarma auditiva/visual y continua tratando de sincronizar.

- El DMC cierra el interruptor 52-B.
>> Si el interruptor 52-B no cierra, el DMC da una alarma e interrumpe el proceso de transferencia hasta que la falla sea eliminada y se cancele la alarma en el HMI.
- El DMC restablece toda la carga en la barra B reconectando los alimentadores en la barra B, que fueran abiertos antes de abrir el interruptor 52-301.
- El DMC descarga los generadores hasta que la carga por el suministro de back up alcanza los 2 MW.
- El DMC abre el interruptor del suministro normal 52-A
- El operador pone llave al interruptor 52-301, en posición abierto.
- El operador pone llave al interruptor 52-A, en posición abierto.
- Así, tanto el interruptor de acoplamiento 52-301 como el interruptor del suministro normal 52-A estarán abiertos y con llave – Permitiendo que se realice el mantenimiento del sistema de barras A.
- El sistema es ahora alimentado desde el suministro de back up y los 3 generadores diesel. La confiabilidad depende en gran medida de la confiabilidad del suministro de back up. La protección de desacoplamiento en la llegada del suministro de back up B, se encargará de disparar directamente el interruptor 52-B si se pierde este suministro. De presentarse este caso el DMS rechazara la carga de menor prioridad hasta dejar los grupos operando a su máxima capacidad
- Mientras el DMS se encuentre operando en este modo el comando de cierre de los interruptores 52-A y 52-301 permanecerá bloqueado. Además, los operadores habrán dejado estos interruptores abiertos en posición manual y con

llave. A esto se sumarían los procedimientos de seguridad propios del mantenimiento de barras que exigen la sólida puesta a tierra de las mismas.

CASO 2 > Fin del mantenimiento de barras A

- El operador saca las llaves de los interruptores 52-A y 52-301 y los pone en posición remoto.

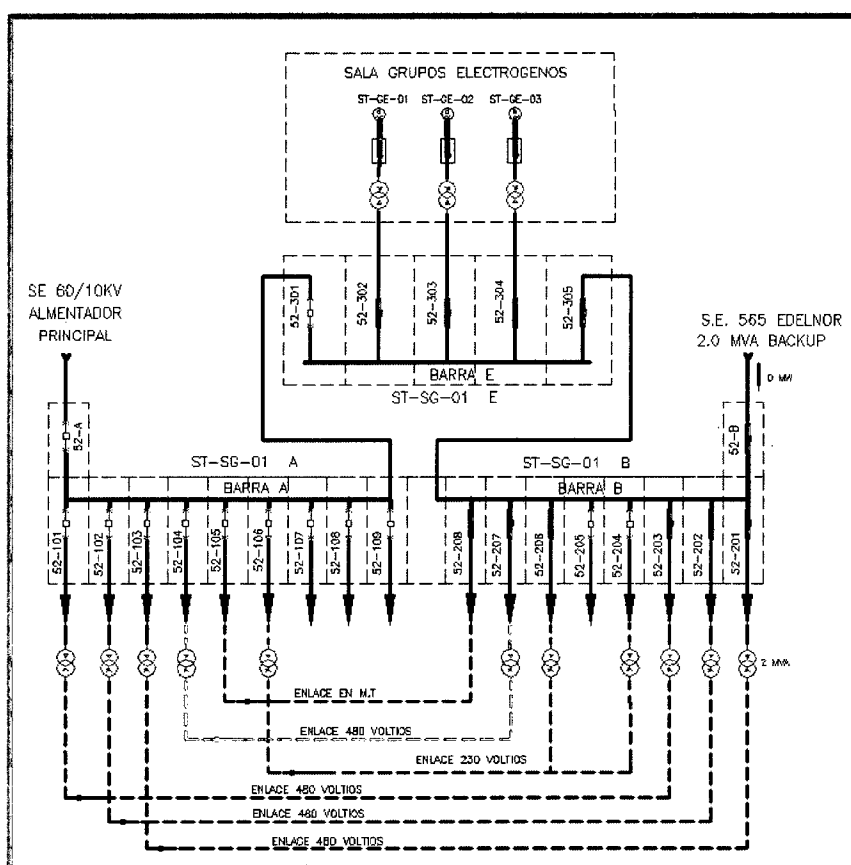


Figura N° 5.3

- El operador finaliza el modo mantenimiento de barras A, empleando los botones pulsadores HMI en el DMC.

[Firma manuscrita]

- El DMC inicia esta secuencia haciendo que los grupos tomen el máximo de su carga.
- Luego inicia un rechazo de carga hasta que la carga recibida del suministro de back up se haga cero.
 - >> Si no se pudiera reducir a cero la carga del suministro de back up el DMS dará una alarma auditiva/visual y detendrá el proceso. Se requerirá un restablecimiento del sistema para continuar el proceso.
- El DMC cierra el interruptor de acoplamiento 52-301y energiza el sistema de barras A
 - >> Si el interruptor falla y no cierra, el DMC da una alarma audible/visual e interrumpe el proceso de transferencia, hasta que la falla sea resuelta y se restaure el sistema en HMI.
- El sistema sincroniza los generadores con el suministro normal, cuando esto se logra cierra remotamente el interruptor 52-A.
 - >> Si los generadores no logran sincronizarse con el suministro normal, el DMC da una alarma auditiva/visual y continua con sus intentos de sincronizarlos. Esto podría deberse a que los generadores tienen demasiada carga y requieran que se rechace otro alimentador en la barra B
- Ahora la carga se transfiere al suministro normal reduciendo la carga de los generadores.
- Cuando la carga de los generadores alcanza el nivel de los 50kw, se abren los interruptores de los generadores 52-G1 al 52-G3 y se permitirá que los generadores se enfríen y paren.
 - >> Si el interruptor de un generador falla y no abre, el DMC da una alarma audible/visual. Si el generador está en buenas condiciones, continuará funcionando con su alarma activada.

Si el generador se ha detenido todos los otros generadores se han detenido.

- El DMC inicia la secuencia de recarga de la barra A, cerrando los interruptores conectados a estas barras en la secuencia determinada por LAP.
>> Si un interruptor falla y no cierra, el DMC da una alarma audible/visual pero la operación de restablecimiento continúa.
- El DMC abre los interruptores 52-302 a 304, desenergizando los transformadores de los grupos de generación. Aquí termina la intervención del DMC.
- En la subestación mecánica, a nivel 10 kV así como aguas abajo a nivel 230 y 480 V, los operadores en forma manual restablecen la alimentación a las cargas que corresponden a la barra A y que fueran transferidas al inicio del proceso.
- Ahora el sistema está nuevamente en condiciones normales, tal como se describió en el Caso 1

5.3. CASO 3: MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE BARRAS B

CASO 3 > Mantenimiento de la barra B



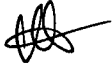
Este mantenimiento se programará y realizará de acuerdo a los procedimientos de mantenimiento y seguridad normalizados de LAP.

La desenergización del sistema de barras B, minimizando la pérdida de suministro a sus cargas requiere previamente transferir cargas de las barras B a las barras A en la SE Mecánica a nivel 10 kV, así como aguas abajo en los niveles 230 y 480 V.

Como esta tarea no está automatizada todavía, los operadores deben realizar estas tareas antes de iniciar la secuencia automática correspondiente a este caso, en el DMC.

- El operador inicia el modo “Mantenimiento de las barras B”, empleando los botones pulsadores HMI en el DMC.
- El DMC abre todos los interruptores 52-202 al 52-209 en las barras B. Como las cargas de esta barra han sido ya transferidas a las barras B no se produce ninguna pérdida de suministro.
- El DMC abre el interruptor de acoplamiento 52-305.
- El DMC verifica/abre el interruptor del suministro de back up 52-B
- El operador pone llave a los interruptores 52-305 y 52-B en posición manual y abierta, permitiendo que se inicie el mantenimiento del sistema de barras B.

CASO 3 > Fin del modo “Mantenimiento del Sistema de Barras B”

- Con la llave correspondiente, el operador cambia la posición de comando de los interruptores 52-B y 52-305, a remoto.
- El operador termina el modo “Mantenimiento del sistema de barras B” empleando los botones pulsadores HMI en el DMC.
- El DMC cierra el interruptor de acoplamiento 52-305 y 52-301 y energiza el sistema de barras B. 
- El DMC reconecta cargas a la barra B de acuerdo a la secuencia requerida por LAP.

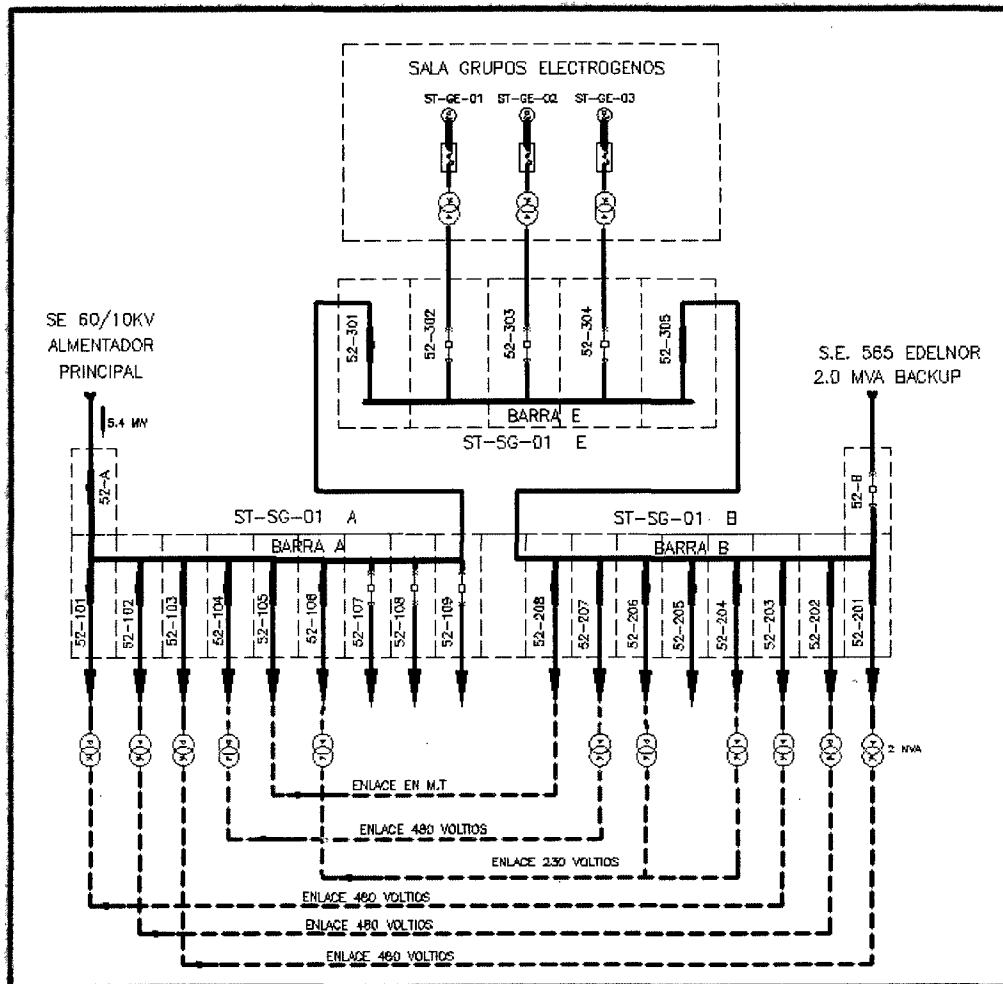


Figura N° 5.4

- Aquí termina la intervención del DMC
- En la subestación mecánica así como aguas abajo a nivel 480 y 230 V, los operadores restablecen manualmente la conexión de cargas de la barra B.
- Ahora el sistema está en la condición normal, descrita en el caso 1

[Firma manuscrita]

5.4. CASO 4: FALLA Y RETORNO DE AMBOS SUMINISTROS

CASO 4 > Falla simultánea de ambos suministros

- Tanto el suministro normal como el de back up envían al DMC una señal de falta de tensión, mediante un contacto que cierra en caso de falla.
- El DMC abre ambos interruptores de los suministros 52-A y 52-B.
>> Si uno de los interruptores no abre, el DMC da una alarma visual/auditiva y el proceso se interrumpe hasta que la falla sea resuelta y se cancele la alarma del interruptor en el HMI.
- El DMC verifica/cierra los interruptores de acoplamiento 52-301y 52-305.
- Se abren todos los interruptores a 10 kV en los dos sistemas
>> Si un interruptor falla y no abre, el DMC emite una alarma audible y visual, pero no interrumpe el proceso de restablecimiento.
- El DMC cierra los interruptores 52-302 al 52-304.
- Los grupos se ponen en paralelo sobre las barras de emergencia, procediéndose a realizar el sincronismo en base a la secuencia en que alcanzaron su nivel de trabajo y activaron su sensor de arranque.



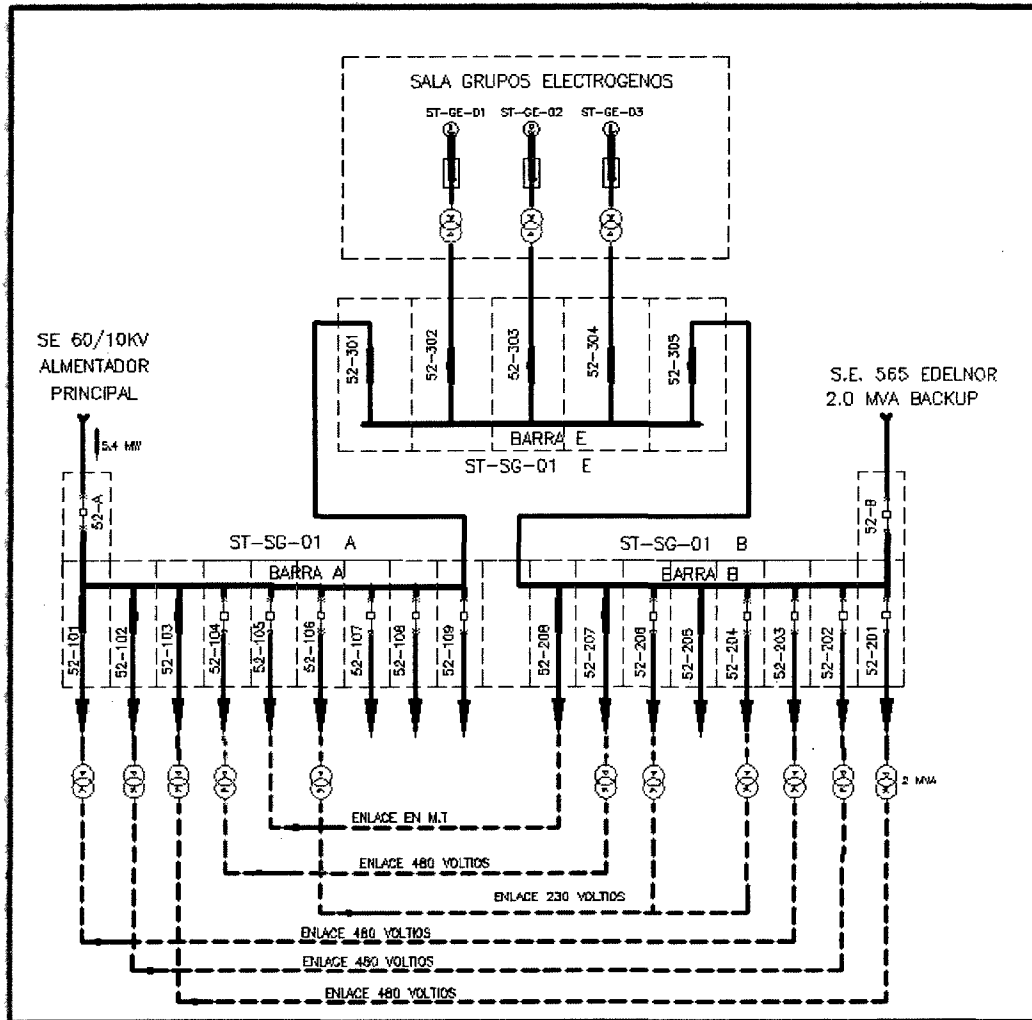


Figura N° 5.5.

- En cuanto se confirma la presencia de tensión en las barras A y B, el DMC restablecerá el servicio hasta donde sea posible, en base a la secuencia de prioridades proporcionada por LAP y confirmadas mediante su definición en el HMI.

[Handwritten signature]

- Así los generadores están ahora completamente cargados y alimentando solos el máximo de carga que les sea posible.

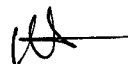
CASO 4 > Retorno a la normalidad

En caso de que los dos suministros retornen al mismo tiempo, se dará preferencia al suministro normal.

Este caso se analizará asumiendo las dos posibilidades de secuencia de retorno: Que retorna primero el suministro normal o que retorna primero el suministro de back up

Retorno del suministro normal:

- Mediante la apertura de un contacto que cierra cuando no hay tensión; el DMC verifica que el suministro normal ha retornado.
- En DMC espera por un corto tiempo configurable, para verificar que el retorno es confiable, que no se trata de un retorno temporal.
- El DMC comanda a los generadores que sincronicen con el suministro normal.
- Cuando se cumplen las condiciones de sincronismo, el DMC cierra el interruptor 52-A.
- El DMC reconecta todas las cargas en ambos sistemas e barras
- El DMC comanda a los generadores que gradualmente reduzcan su carga a fin de que la tome el suministro normal
- Cuando la carga de los generadores es del orden de los 50 kW, se abren los interruptores de baja tensión 52-G1 al 52-G3 permitiéndose que los generadores se enfríen y paren.



- Luego el DMC abre los interruptores de media tensión 52-302 al 52-304.
- Así el sistema retorna a su condición normal descrito en el Caso 1, pero con el suministro de back up no disponible

Retorno del Suministro de BACKUP:

- Si se detecta que el suministro back up retorna primero; el MDC espera un tiempo configurable antes de iniciar la secuencia del cambio, de manera de asegurarse que el suministro de back up es confiable y que la tensión está dentro del rango aceptable.
- Si mientras espera, retorna también el suministro normal. Este último se hace cargo del restablecimiento del servicio, si este no es el caso, entonces el DMC prosigue con la secuencia que sigue;
- El DMC comanda que los grupos sincronicen con el suministro de Back Up.
- Cuando se cumplen las condiciones de sincronismo, cierra el interruptor 52-B.
- El DMC comanda a los generadores que transfieran la carga a al suministro de back up hasta que la carga recibida de este suministro alcance los 2 MW

5.5. CASO 5: FALLA SUMINISTRO BACK UP

En el caso de que falle el suministro back up, pero se cuente todavía con el servicio normal, la secuencia de eventos programada será como sigue



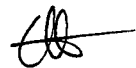
- La falla del suministro back up será detectada por el DMC 300 mediante el cierre de un contacto auxiliar que se mantiene abierto cuando la tensión es correcta.
- El interruptor 52- B debe de estar abierto, sin embargo el DMC enviará un comando de apertura para asegurarse que lo está.
- DMC da una alarma en el despliegue del sistema como un aviso de que el suministro de back up no está disponible.
- DMC no toma ninguna acción y el suministro normal alimenta todas las cargas.

5.6. CASO 6: FALLA Y RETORNO DEL SUMINISTRO NORMAL

CASO 6 > Falla suministro normal

En el caso de que falle el suministro normal pero se cuente todavía con el servicio de back up, la secuencia será como sigue

- El DMC 300 recibe la señal de falta de tensión en el suministro normal
- Mediante la señal de tensión normal, el DMC confirma que el suministro de back up está en buenas condiciones.
- El DMC abre el interruptor 52-A
- Cierra los interruptores en media tensión 52-302 al 304.
- El DMC arranca los generadores G1 al G3.
- A continuación abre todos los interruptores de las barras A y B
- Mantiene cerrados los interruptores de acoplamiento 52-301 y 52-305
- Cierra el interruptor del suministro de back up 52-B. Ahora las dos barras están energizadas por el suministro de back up, los



generadores en pleno proceso de alcanzar sus condiciones de trabajo y sus transformadores 440V/10 kV energizados.

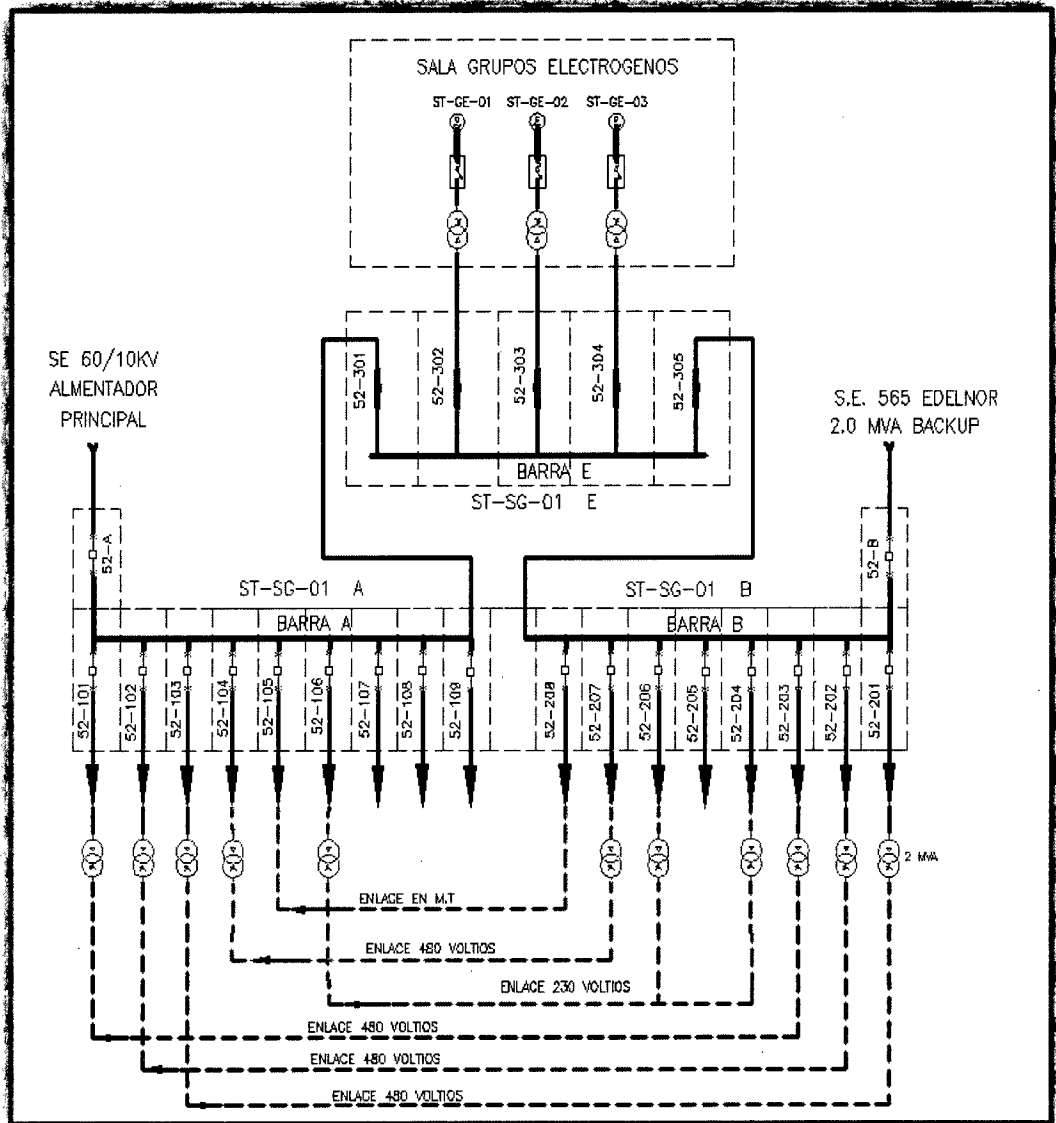


Figura N° 5.6.

Handwritten signature

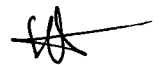
- El DMC inicia el proceso de restablecimiento, de acuerdo a la secuencia provista por LAP, algunas de las cargas de alta prioridad están en la barra A y otras en la B. El proceso continúa hasta que la carga del suministro B llega cerca a los 2 MW menos la carga más grande.
- El DMC comanda a los generadores a entrar en paralelo con la tensión en las barras de emergencia. El paralelo se realiza cerrando los interruptores en el lado de baja tensión de los transformadores.
- Se continúa el proceso de restablecimiento de las cargas en la secuencia establecida por LAP. Los generadores toman las cargas a medida que ingresan, El DMC controla que la carga por el suministro de back up no pase de los 2 MW para no sobrecargar este suministro.
- En caso de tener alguna limitación en la generación de emergencia, como por ejemplo el tener un grupo fuera de servicio por mantenimiento, el DMC rechazará la carga menos importante.
- En caso de que estando en estas condiciones fallara el suministro de back up, el sistema de desacoplamiento con que está equipado el tablero de llegada de este suministro abre directamente el interruptor 52-B y envía una señal al DMC, lo que da lugar a que el DMC reaccione en forma similar al caso 4.

CASO 6 > Retorno del suministro normal

- Al retornar el suministro normal, aunque el suministro de Back Up se mantenga en buenas condiciones; si el DMC recibe la señal del retorno de tensión en el suministro normal: Espera

un corto tiempo que puede ajustarse, a fin de estar seguro que el retorno es confiable, y luego;

- El DMC comanda a los generadores a que tomen una carga cercana a la máxima
- Empieza el rechazo de carga, sacando fuera de servicio las cargas de menor importancia de acuerdo a las precedencias provistas por LAP y midiendo la carga que toma el suministro de back up.
- Cuando la carga del suministro de back up es menor a 50 kW, el DMC abre el interruptor 52-B
- El DMC comanda a los generadores a que sincronicen con el suministro normal
- Cuando se cumplen las condiciones de sincronización, el DMC cierra el interruptor 52-A
- El DMC restablece las cargas que fueran rechazadas, empezando por la carga rechazada de mayor prioridad.
- Los generadores se desaceleran lentamente para transferir la carga al suministro normal.
- Cuando la carga de los generadores es del orden de los 50 kW, se abren los interruptores de baja tensión 52-G1 al 52-G3, dejando que los generadores bajen su temperatura y paren.
- Seguidamente el DMC abre los interruptores de alta de los transformadores 52-302 al 304
- Ahora el sistema está nuevamente en la condición descrita como normal en el CASO 1



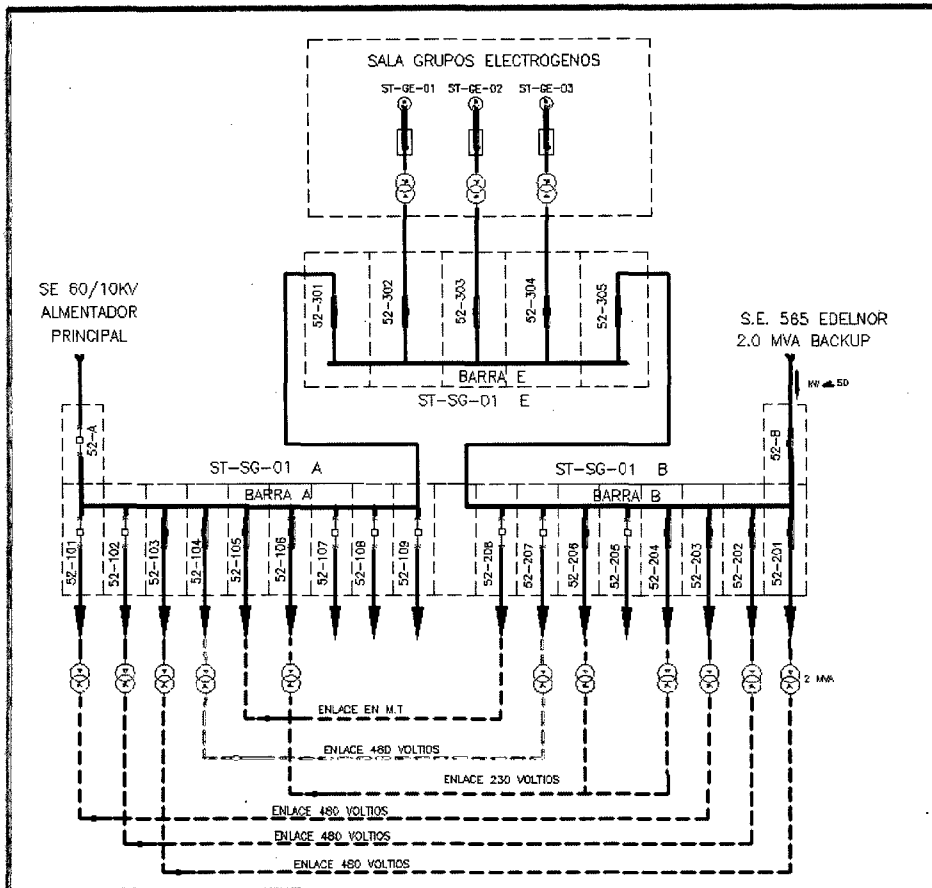


Figura N° 5.7.

5.7. CASO 7: SUMINISTRO RESTRINGIDO EN AMBOS LADOS; ACTIVACIÓN

Este modo puede usarse en casos en los que la empresa eléctrica tenga problemas y requiera que la carga se reduzca y comparta en los dos suministros.

- El operador activa el "Modo restringido" empleando los botones pulsadores HMI en el DMC.

- Se ajusta el valor de carga base en el DMC que se requiera reducir la carga total del sistema.
- El DMC cierra los interruptores 52-302 al 304
- El DMC arranca los 3 generadores y los sincroniza con la tensión en barras de emergencia.
- Los generadores toman carga hasta que la carga por el interruptor 52-301 se reduce a un valor pequeño y el DMC abre este interruptor.

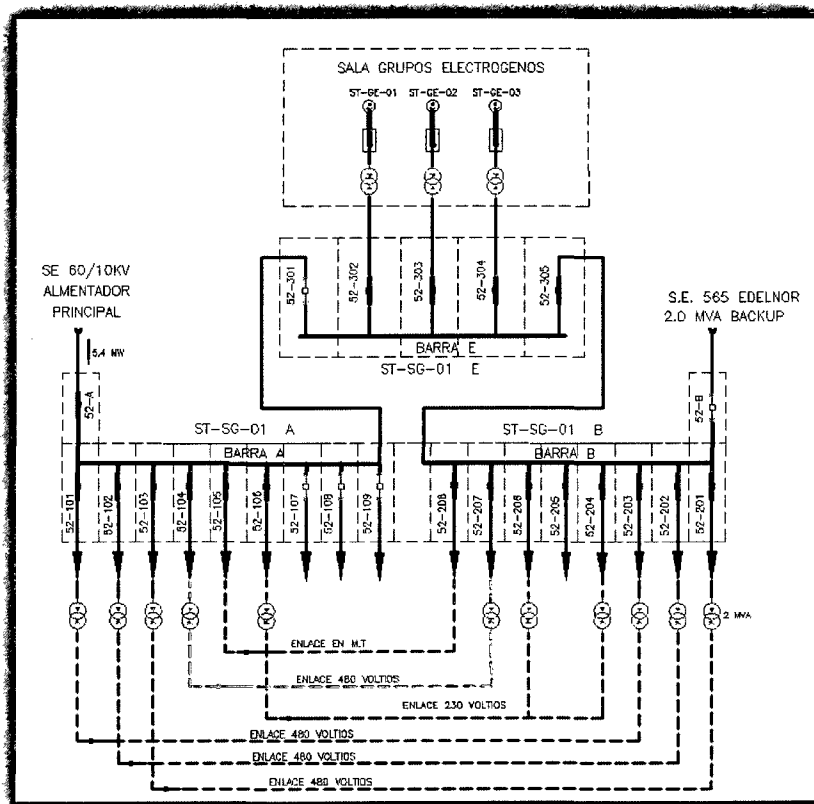


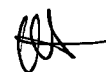
Figura N° 5.8.

- Ahora la barra A es alimentada por el suministro normal y la barra B por los generadores compartiendo la carga.

- Los generadores se sincronizan con el suministro de back up; cumplidas las condiciones de sincronismo, el DMC cierra el interruptor 52-B.
- Luego los generadores ajustan su carga al valor base permitiendo que la empresa eléctrica alimente el sistema eléctrico por ambos lados en forma reducida.
- El operador informa a la empresa eléctrica que la carga se ha reducido en el valor ajustado como carga base en los generadores.
- El sistema está ahora operando alimentado por los dos suministros y con carga reducida en el valor ajustado como carga base.
- Los sistemas de protección instalados en las celdas de las llegadas de los dos suministros tienen capacidad para detectar fallas en el suministro de la empresa eléctrica, abrir directamente el interruptor 52-A o 52-B y avisar al DMC a fin de que proceda en forma similar al caso de pérdida de un suministro.

5.8. CASO 8: DESACTIVACIÓN DE LA RESTRICCIÓN 2

- Si la empresa suministradora del servicio levanta la restricción del suministro, el operador notifica el cambio al DMC300
- El DMC comanda a los generadores a que tomen lentamente más carga y verifica la carga recibida del suministro de back up.
- Cuando la carga que alimenta el suministro de back up se ha reducido a un valor cercano a cero, el DMC abre el interruptor 52-B.



- Ahora los generadores se encuentran alimentando solos toda la carga de las barras B.

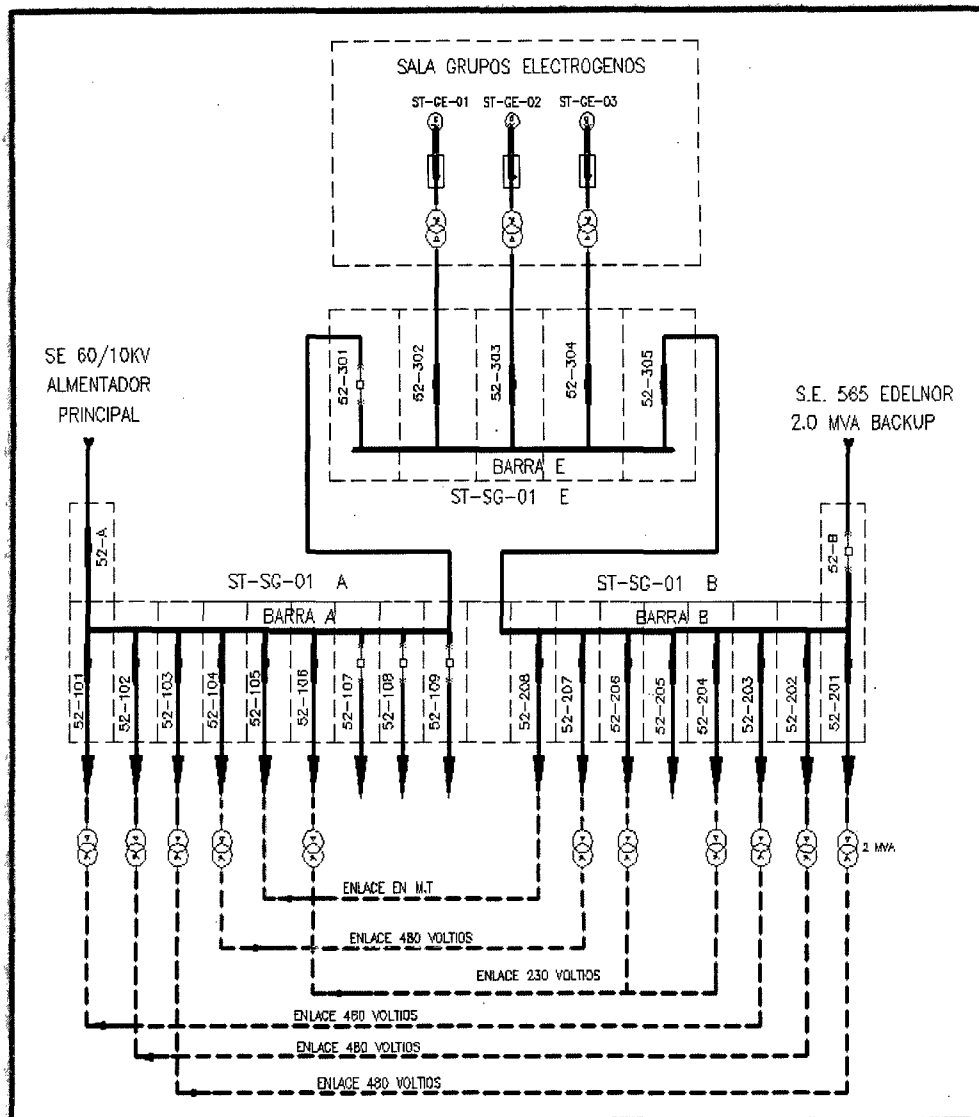
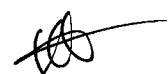


Figura N° 5.9.

- El sistema sincroniza los generadores con el suministro normal; cuando se cumplen las condiciones de sincronismo, el DMC cierra el interruptor de acopamiento 52-301.
- Luego la carga se transfiere nuevamente al suministro normal desacelerando lentamente los tres generadores.
- Cuando la carga de los generadores baja al nivel de los 50 kW, se abre los interruptores 52-G1 al 52-G3 empleados para ponerlos en paralelo; los generadores bajan su temperatura y paran.
- El DMC abre los interruptores 52-302 al 304 y desenergiza a los transformadores
- Ahora el sistema está nuevamente en condiciones normales, tal como se detalla en el caso 1

TEST 1 > PRUEBA DE GRUPOS CON CARGA

- Si se selecciona en el HMI el modo "Prueba con carga" o se le activa remotamente mediante el dispositivo de comando cableado; ocurre lo siguiente
- El DMC da la señal de arranque a los generadores
- Cierra los interruptores 52-302 al 52-304
- Los grupos se sincronizan, cierran los interruptores 52-G1 al 52-G3 y ponen en paralelo con las barras de emergencia.



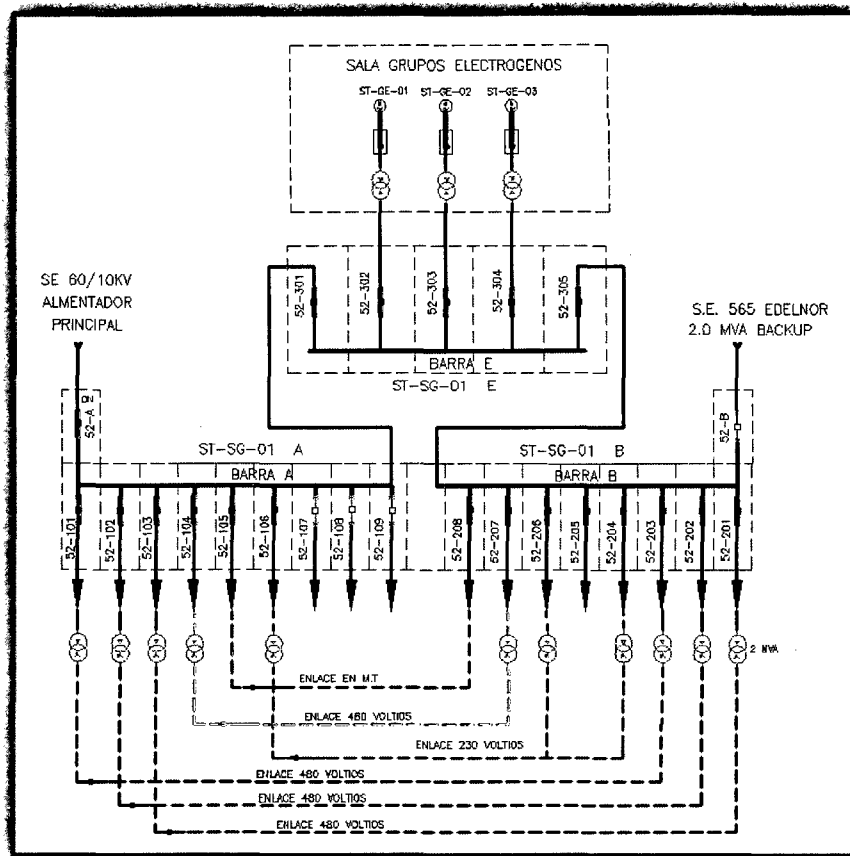


Figura N° 5.10.

- Una vez en paralelo los grupos tomaran carga lentamente.
- Los generadores tomarán su carga máxima por un tiempo configurable en el DMC
- Luego, los grupos generadores reducirán lentamente su carga
- Cuando la carga de los generadores sea del orden de los 50 kW, se abren los interruptores 52-G1 al 52 - G3, los generadores bajan su temperatura y se detienen.
- Ahora el sistema está trabajando en condiciones normales, tal como se describe en el caso 1.

[Firma manuscrita]

TEST 2 > PRUEBA DE LA SINCRONIZACIÓN REMOTA

El propósito de esta prueba es el de probar los grupos con carga, así como probar la sincronización remota realizada mediante los interruptores 52-A y 52-B.

Como los grupos no tienen la capacidad suficiente para alimentar toda la carga del AIJCH, la prueba de sincronización remota significaría el sacar fuera de servicio algunas cargas, de acuerdo a las prioridades establecidas por LAP.

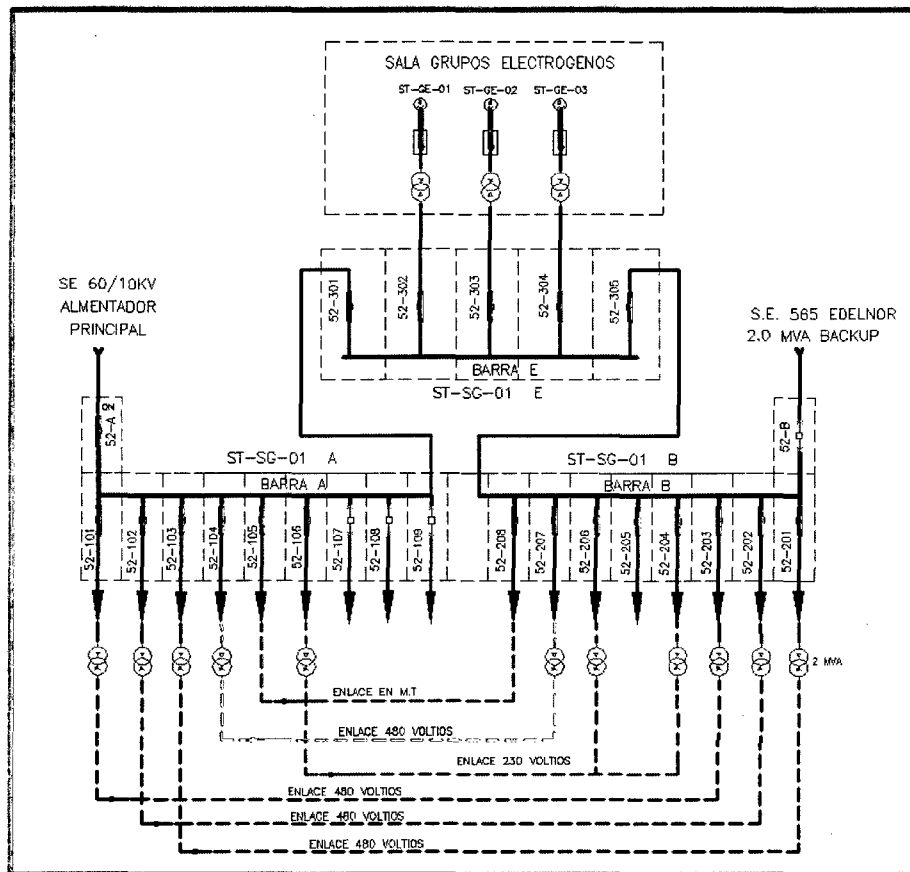
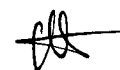


Figura N° 5.11.

Con el objeto de minimizar inconvenientes producidos por esta prueba, el operador de mantenimiento sacará fuera de servicio en forma manual todas las cargas de aire acondicionado del aeropuerto, así como cualquier otra que se requiera para reducir la carga total a un valor menor a los 4,500 kW.

Después de comprobar que la carga por el suministro normal tiene un valor soportable por los tres grupos en paralelo, el operador iniciara esta prueba desde el DMC o remotamente mediante el dispositivo de comando cableado.

- Si se selecciona en el HMI el modo “Prueba con carga” o se le activa remotamente mediante el dispositivo de comando cableado, ocurre lo siguiente:
- El DMC verifica que los dos suministros el normal y el Back Up estén en condiciones normales.
- El DMC da la señal de arranque a los generadores
- Cierra los interruptores 52-302 al 52-304
- Los grupos se sincronizan, cierran los interruptores 52-G1 al 52-G3 y ponen los grupos en paralelo con las barras de emergencia.
- Una vez en paralelo los grupos tomaran carga lentamente.
- A medida que toman carga, la carga a través del suministro normal se reducirá en la misma medida.
- Una vez que la carga por el suministro normal se ha reducido a un valor cercano a cero o en todo caso menor a 50 kW, se abre el interruptor 52-A, dejando a los grupos alimentando solos la carga del sistema.



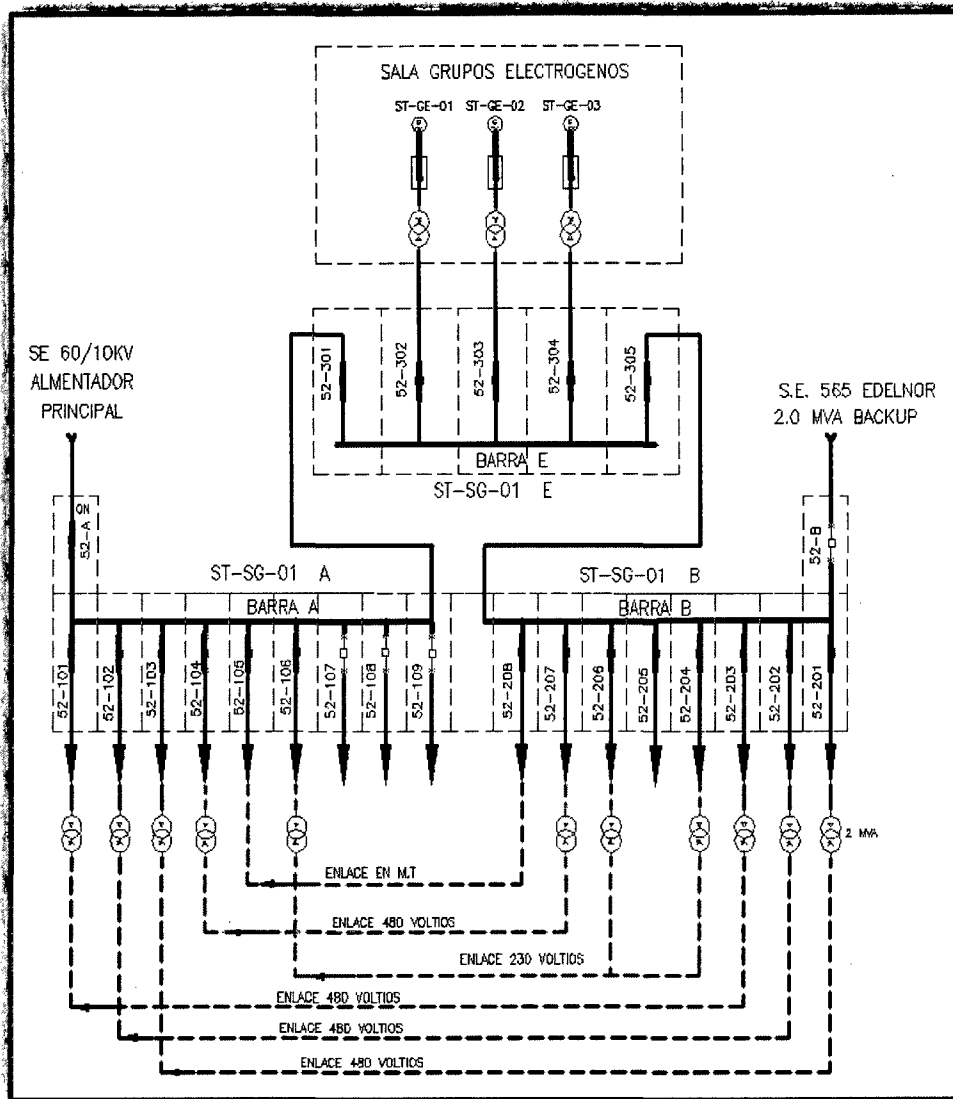



Figura N° 5.12.

Handwritten signature

- Pasado un tiempo configurable en el DMC, los generadores se sincronizaran con la alimentación de Back Up a 10 kV
- Logradas las condiciones de paralelo se cerrará el interruptor 52-B

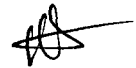
- Los grupos bajaran lentamente unos 200 kW permitiendo que el suministro de Back Up tome la carga por un tiempo configurable de pocos minutos.
- Pasado el tiempo ajustado, los grupos retomarán la carga completa del sistema reduciendo a un valor cercano a cero, la carga del suministro de Back Up.
- En estas condiciones el DMC abrirá remotamente el interruptor 52-B
- Ahora los grupos sincronizarán remotamente con el suministro principal.
- Logradas las condiciones de paralelo, el DMC cerrará el interruptor 52-A
- Luego, los grupos generadores reducirán lentamente su carga, permitiendo que el suministro normal retome completamente la carga del sistema.
- Cuando la carga de los generadores sea del orden de los 50 kW, se abren los interruptores 52-G1 al 52 - G3, y los interruptores 52-302 al 52-304; los generadores bajan su temperatura y se detienen.
- Ahora el sistema está nuevamente trabajando en condiciones normales, tal como se describe en el caso 1.
- Para lograr el total restablecimiento del sistema, el operador de mantenimiento restaurará manualmente todas las cargas que sacó fuera de servicio antes de iniciar la prueba.

TEST 3 > PRUEBA DE GRUPOS SIN CARGA.



- Si se selecciona la opción "Prueba de grupos sin carga" el DMC realiza los siguientes pasos:

- Arranca los generadores pero no se cerrarán ni los interruptores 52-302 al 52-303 ni los 52-G1 al 52-G3. Se recomienda que se ajuste el tiempo de marcha en vacío de los grupos solamente por cortos períodos
- A la terminación de la prueba, el DMC300 quita la señal de arranque a los grupos, estos corren durante su periodo de enfriamiento y paran.
- Ahora el sistema está trabajando en condiciones normales, tal como se describe en el caso 1.



6. SISTEMAS DE ENCLAVAMIENTOS

6.1. ANTECEDENTES

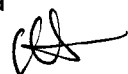
El sistema de distribución tiene la posibilidad de ser alimentado por dos puntos. 60/10 y 10 kV. Al nivel 10 kV las tensiones y sus ángulos en los dos suministros no son exactamente iguales, por lo que si los unimos a través de algún cable del sistema de distribución del AIJCH, provocaríamos un flujo de energía activa y reactiva entre los dos puntos, completamente fuera del control de la operación del sistema del aeropuerto.

Por la razón indicada en el punto anterior; para evitar daños al sistema del aeropuerto y a los cables de alimentación a 10 kV de Edelnor. Se ha previsto la implementación de enclavamientos eléctricos que eviten que por cualquier motivo se establezca una conexión entre los dos suministros.

En el modo automático de control del sistema, a cargo del DMC; los enclavamientos pueden programarse electrónicamente para que no se produzca la conexión entre los dos puntos de alimentación

En el caso de que el DMC falle o que se realicen operaciones en el modo manual, los programas del DMC no trabajan, por lo que debe instalarse un sistema cableado que asegure que no se cometerán errores.

Por requerimiento de LAP Manto, los nuevos paneles deben suministrarse con sistemas lo más parecidos a los actuales a fin de facilitar las tareas de operación y mantenimiento de todas las instalaciones, incluyendo las nuevas. Sin embargo, el consultor no ha



tenido acceso a los esquemas de los paneles actuales a los que había que imitar, por lo que para asegurar un resultado lo más parecido a lo que se tiene pero incluyendo las modificaciones necesarias, se tiene que esperar hasta tener acceso a los esquemas estándar definitivos del fabricante, quien proveerá una réplica de los paneles que se tienen a la fecha.

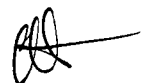
Debido a esta incertidumbre; en las especificaciones técnicas, que integran los documentos de licitación se han incluido las siguientes notas:

En cada celda se deben considerar los costos de 10 relés de 24 V, 6 A

En cada celda se deben considerar los costos de 90 borneras para ser instaladas en ambos lados de la celda, considerar los costos del cableado de los equipos a las borneras

Los objetivos son los siguientes:

- ❖ Tener una subestación con una flexibilidad en las operaciones que me permita realizar trabajos de mantenimiento en las barras A y B.
- ❖ Crear una barra del sistema de emergencia, grupos electrógenos, en el que se incluyen los enlaces adecuados que trabaje en coordinación con la línea principal de 60 kV y el backup de 10 kV.
- ❖ Provisionar a los tres transformadores de 2 MVA un sistema de ventilación natural.



- ❖ Hacer el diseño que nos permita tener desconectados a los transformadores de 2 MVA cuando los grupos electrógenos no funcionen.
- ❖ Ampliar la capacidad de operación del DMC actual, haciendo que cuando los grupos electrógenos trabajen, DMC primero busque el suministro del backup.

6.2. ESTADO DE ESTA TAREA

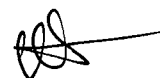
Se ha desarrollado el diseño de todos los circuitos de enclavamiento a instalar en cada panel. Los circuitos estarán integrados por relés auxiliares activados o desactivados por contactos auxiliares de posición de los interruptores. Permitiendo o bloqueando el mando de cierre de interruptores según el caso. De ahora en adelante, la implementación requerirá seguir los siguientes pasos;

Modificar los esquemas funcionales de los paneles a ser fabricados con una configuración estándar del fabricante.

Los circuitos de enclavamiento se pondrán en serie con los circuitos de mando de cierre de los respectivos interruptores. Las conexiones entre los contactos de los relés auxiliares se realizarán en un grupo de bornes instalados junto a los bornes estándar de los tableros. En esta forma si en el futuro se desea realizar alguna modificación a los enclavamientos debido al empleo de nuevos elementos; no se requerirá desmontar todo el cableado.

Realizar la instalación física de los circuitos

Realizar las pruebas en fábrica en Lima y en sitio, para verificar que todo funciona de acuerdo a los requerimientos de LAP.



Para poder visualizar mejor los enclavamientos es que presentamos a continuación el primer enclavamiento correspondiente al interruptor de potencia denominado 52-301

El Power Command Digital Network vincula al Master Control con los grupos electrógenos, interruptores de transferencia (Cuando se utiliza el sistema de emergencia) y el equipo de monitorización remota (cuando también se utiliza la operación a distancia).

El DMC proporciona información detallada sobre los datos operacionales y todos los componentes en el sistema y permite un directo operador del sistema de fuerza y control.

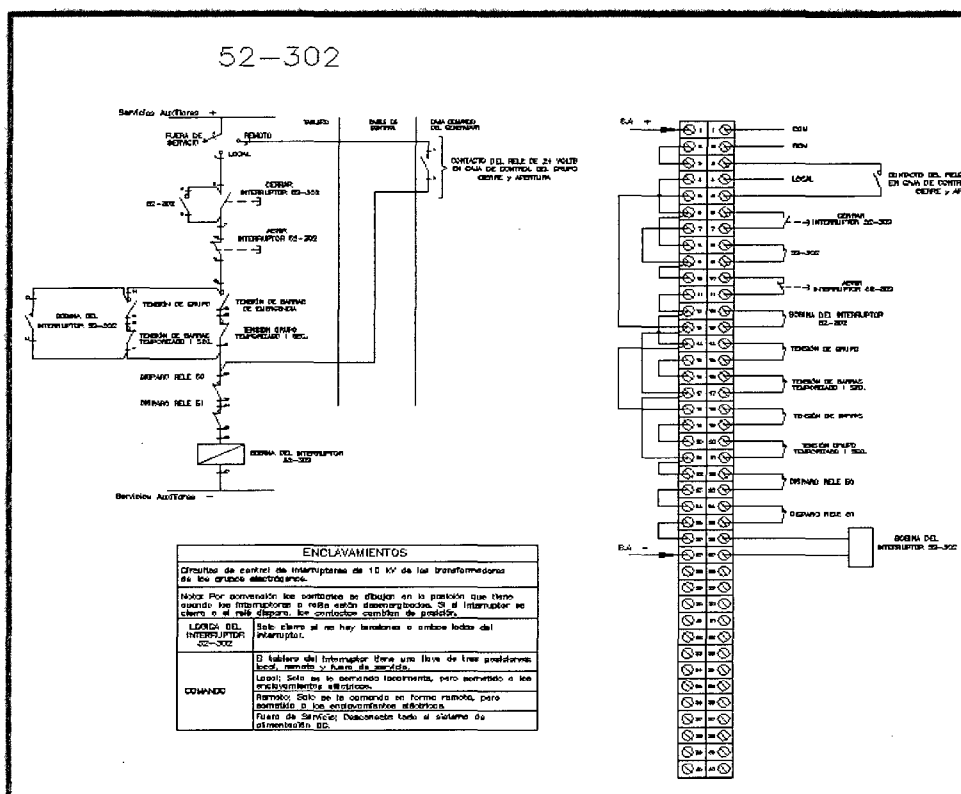


Figura N° 6.2.- Sistema de enclavamiento interruptor 52-302

Con estos enclavamientos el DMC es configurado para permitir el uso de un control remoto basado en PC panel de operador con el software HMI el mismo que está ubicado en el panel de control principal.

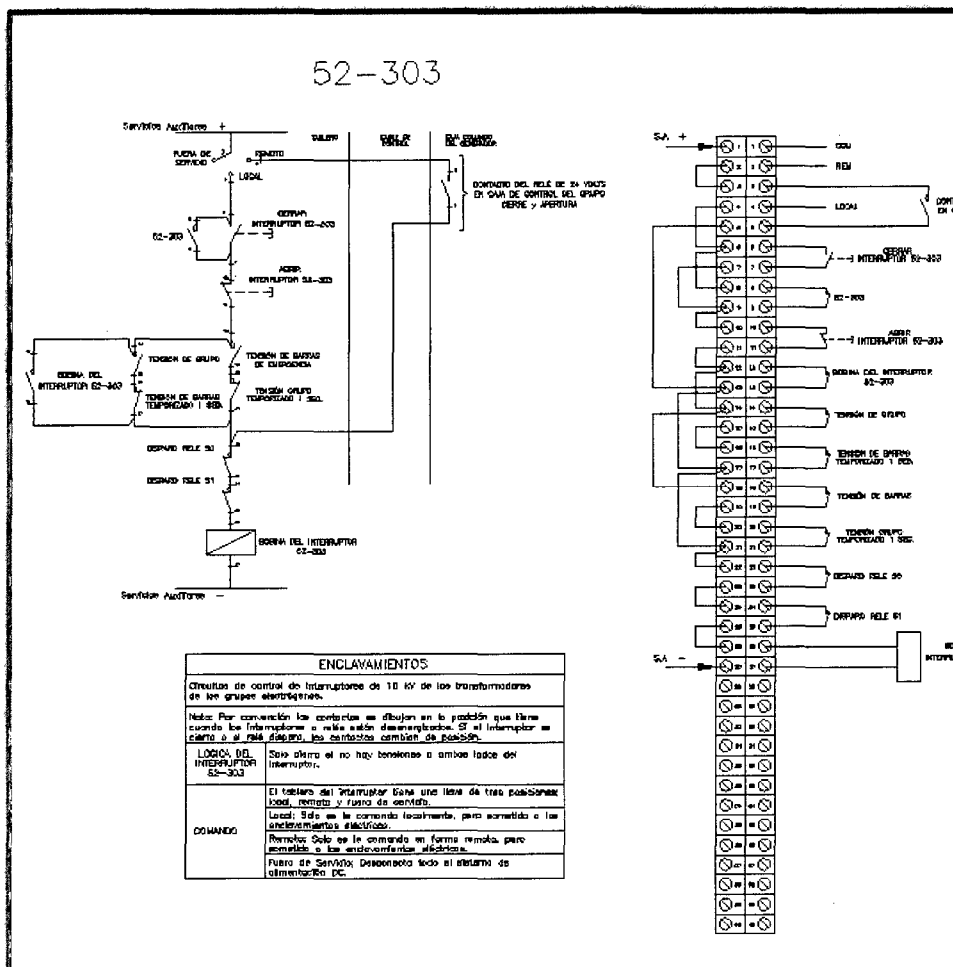


Figura N° 6.3.- Sistema de enclavamiento interruptor 52-303

El DMC también recibe señales del PowerCommand en el momento de las puestas en paralelo de los grupos electrógenos (entre ellos,

pudiendo ser el GE1 + GE2 + GE3 los tres a la vez o entre ellos) según la necesidad de la carga). El sistema de servicios e información, incluyendo el nombre, dirección y teléfono del local, punto de servicio para el equipo, se proporciona en el menú principal de pantalla para el sistema

6.3. FUNCIONES DE OPERACIÓN Y PROTECCIÓN

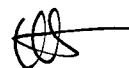
Las funciones de operación en manual y automático son provistas por los sistemas de enclavamientos siguientes:

- Enclavamientos del interruptor 52-301.
- Enclavamientos del interruptor 52-302.
- Enclavamientos del interruptor 52-303.

Estos enclavamientos nos proporcionan las secuencias a seguir en las diversas tareas encomendadas al DMC.

Las funciones de protección son provistos por separado de los relés de protección y del generador Power Command estos establecen las rutas de operación y por ende de la protección. Las funciones de protección del grupo electrógeno incluyen sobre y baja tensión de bus, en Frecuencia, sobre carga y la fase de protección de secuencia.

Estas funciones residen en los controles del grupo electrógeno Power Command aún que el DMC y los relés también coordinan entre ellos por lo que decimos que estas funciones deben ser efectivamente redundantes, de modo que cada vez que un generador se conecta al bus de las funciones de protección todas quedan disponibles.



Para la implementación, cambios y mejoras de la protección y servicio se cuenta con una herramienta de software, InPower, la misma que permite una rápida y consistente configuración de todas las funciones del sistema de protección, o pueden ajustarse a través de los paneles de mando del grupo electrógeno o desde el mismo DMC.

Se han considerado los siguientes:

- Diseño de los enclavamientos de los interruptores 52 - A y 52 - B para que trabaje en Apagado – Manual - Automático.
- Diseño de los enclavamientos del interruptor de enlace 52 - 301 y 52 -305 para que trabaje en Apagado – Manual - Automático.
- Diseño de los enclavamientos de los interruptor de los grupos electrógenos: 52 - 302, 52 - 303 y 52 - 304 para que trabaje en Apagado – Manual - Automático.

Los interruptores anteriormente denominados se hallan enlazados al master control y es este equipo que le brindará la funcionalidad en automático al sistema.

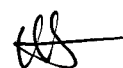
6.4. RED DE MEDIA TENSIÓN

Sistema trifásico de tres hilos, tensión de 10 kV Voltios, Frecuencia de 60 Hz e instalación en bandejas tipo escalera

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

Demanda máxima: 9.6 MW – 10 KV, 60 Hz.

Para los interruptores 52-A, 52-B, 52- 301 y 52-305.



Demanda máxima: 1.5 MW – 10 KV, 60 Hz.

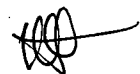
Para los interruptores 52-302, 52-303 y 52- 304.

A la fecha el sistema de barras A y B se unen mediante un interruptor de enlace. En la nueva configuración los sistemas de barras se acoplarán mediante dos interruptores, estando en el tablero ST-SG-02(tablero de emergencia) en los que también se montarán los interruptores a 10 kV de los grupos.

Los trabajos más importantes que correrán a cargo de Cummins en los tableros que comparten los sistemas de barras A y B son los siguientes:

- Verificación del equipamiento y conexión de los tableros existentes al sistema del Master Control.
- Provisión de cable multifilar de control y su instalación hasta el Master control, en los casos en los que se encuentre que es necesario hacerlo para implementar la nueva funcionalidad.
- La revisión del sistema de rechazo de carga en casos de emergencia por falta de generación. El orden de prioridades será programado por Cummins de acuerdo a lo solicitado por el Consorcio
- Algunos de los alimentadores serán reasignados a cargas diferentes; en estos casos Cummins deberá actualizar las bases de datos y esquemas en el Master control para reflejar la nueva disposición.

INTERRUPTORES DE ENLACE 52-301 Y 52-305 ENTRE LA BARRA DE LOS TABLEROS DE EMERGENCIA Y LOS SISTEMAS DE BARRAS A Y B



A ambos lados de los tableros en los que se instalarán los interruptores a 10 kV para los grupos electrógenos, se instalarán dos tableros para enlazar las barras de los mismos con las barras de carga A y B. A los interruptores alojados en estos tableros se les ha denominado 52-301 y 52-305, según se trate del interruptor que une los grupos Diesel con el sistema de barras A o con el sistema de barras B. Los trabajos más importantes que correrán a cargo de Cummins en estos tableros son los siguientes:

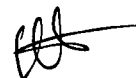
Telemando de estos dos (2) interruptores cuando el Master control esta en modo manual y la manija de control local de los interruptores está en modo remoto

Especificar cualquier requerimiento que tuviera sobre las canaletas para tendido de cables de control.

Proveer e instalar los cables multifilares de control para la conexión de los tableros con el sistema de Master control.

AMPLIACION DE LA FUNCIONALIDAD DEL SISTEMA MASTER CONTROL

Cummins proveerá al consorcio la información que le permita apreciar cualquier funcionalidad incluida como estándar en el sistema Master Control y que no está siendo empleada a la fecha. Con esta información el consorcio podrá sugerir a LAP la implementación de aquellas aplicaciones que no están siendo aprovechadas, principalmente las que se refieren a protección (potencia de secuencia inversa, inversión de potencia, protección contra fallas a tierra, protección diferencial etc.) incluyendo rechazo de cargas.

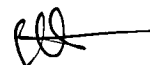


6.5. CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS INTERRUPTORES:

Condiciones de trabajo después de la modificación; alimentación A, hasta 12 MW, alimentación B hasta 2 MW									
Caso	Descripción	interruptor							Comentarios
		52-A	52-301	52-305	52-B	52-302	52-303	52-304	
1	Normal	cerrado	cerrado	cerrado	abierto	abierto	abierto	abierto	Alimentación normal desde el actual transf. 60/10 kV
2	Mantenimiento barras A	abierto	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	Alimentación desde el lado B y grupos diesel
3	Mantenimiento barras B	cerrado	abierto	abierto	abierto	abierto	abierto	abierto	Transferencias de cargas B a A, se harán aguas abajo

Condiciones de trabajo si se presentaran problemas en Edelnor									
Caso	Descripción	interruptor							Comentarios
		52-A	52-301	52-305	52-B	52-302	52-303	52-304	
4	Problemas graves en Edelnor, no hay suministro	abierto	cerrado	cerrado	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	Se requiere rechazo de carga hasta los 4.5 kVA. Si se deja carga menor a 450 kVA en la barra A solo se abriría el interr. 52-305
5	Alimentación restringida solo por el lado A	cerrado	cerrado	abierto	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	Puede requerirse rechazo de carga. Solo se alimenta la barra A
6	Alimentación restringida solo por el lado B	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	Puede requerirse rechazo de carga
7	Alimentación restringida por ambos lados 1	cerrado	cerrado	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	Grupos en apoyo de barra A
8	Alimenta. restringida por ambos lados 2	cerrado	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	Grupos en apoyo de barra B

Condiciones de trabajo en el futuro con una nueva alimentación B mediante otro transf 60/10 kV. Sin problemas en Edelnor									
Caso	Descripción	interruptor							Comentarios
		52-A	52-301	52-305	52-B	52-302	52-303	52-304	
9	Normal en el futuro: Condición 1	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	abierto	abierto	abierto	Alimentación normal desde el futuro transf 60/10 kV
10	Normal en el futuro: Condición 2	cerrado	abierto	abierto	cerrado	abierto	abierto	abierto	Alimentación normal desde los dos puntos de alimentación
11	Normal en el futuro: Condición 3	cerrado	cerrado	cerrado	abierto	abierto	abierto	abierto	Alimentación normal desde el actual transf 60/10 kV
12	Mantenimiento barras A, en el futuro	abierto	abierto	abierto	cerrado	abierto	abierto	abierto	Transferencias de cargas A a B, se harán aguas abajo
13	Mantenimiento barras B, en el futuro	cerrado	abierto	abierto	abierto	abierto	abierto	abierto	Transferencias de cargas B a A, se harán aguas abajo



Condiciones de trabajo en el futuro con una nueva alimentación B mediante otro transf 60/10 kV. Problemas en Edelnor									
Caso	Descripción	interruptor							Comentarios
		52-A	52-301	52-305	52-B	52-302	52-303	52-304	
14	Problemas graves en Edelnor, no hay suministro	abierto	cerrado	cerrado	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	Se requiere rechazo de carga hasta los 4.5 kVA
15	Alimentación restringida solo por el lado A	cerrado	cerrado	cerrado	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	Puede requerirse rechazo de carga
16	Alimentación restringida solo por el lado B	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	Puede requerirse rechazo de carga
17	Alimentación restringida por ambos lados 1	cerrado	cerrado	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	Grupos en apoyo de barra A.
18	Alimentación restringida por ambos lados 2	cerrado	abierto	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	cerrado	Grupos en apoyo de barra B.

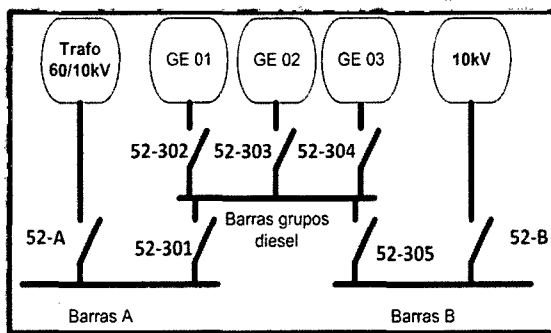


Figura N° 6.4.

[Firma manuscrita]

interruptor 52-A	No cierra si 52-B está cerrado, a menos que 52-301 o 52-305 este abierto
Interruptor 52-B	No cierra si 52-A esta cerrado a menos que 52-301 o 52-305 este abierto
Interruptor 52-301	no cierra si 52-A y 52-B están cerrados a menos que 52-305 este abierto
Interruptor 52-301	Cierra si 52-A esta cerrado y 52-B abierto sin importarle la posición de 52-305
	Cierra si 52-B está cerrado y 52-A abierto sin importarle la posición de 52-305
Interruptor 52-305	No cierra si 52-A y 52-B están cerrados a menos que 52-301 este abierto
	Cierra si 52-B está cerrado y 52-A abierto sin importarle la posición de 52-301
Interruptor 52-305	Cierra si 52-A esta cerrado y 52-B abierto sin importarle la posición de 52-301
	Cierra si 52-B está cerrado y 52-A abierto sin importarle la posición de 52-301
Interruptores 52-302, 52-303 y 52-304	No tienen enclavamientos con ningún otro interruptor a nivel 10 Kv.
Interruptores 52-G1, G2 y G3	Cierran controlados por el Master control
	El Master control no cierra a menos que haya tensión en las barras de los grupos diesel de la misma magnitud y en fase con la tensión del generador
	Para el mando de cierre, al master control no le interesa si la tensión a las barras de los grupos llega del lado A o B.
	Esperemos que Cummins nos pueda dar un contacto libre en el interruptor de 460 V para usarlo como enclavamiento pero solo para casos de operación manual

Circuitos de control de interruptores 10 kV de los transformadores de los grupos diesel	
Nota: Por convención los contactos se dibujan en la posición que tienen cuando los interruptores o relés están desenergizados. Si el interruptor se cierra o el relé dispara, los contactos cambian de posición	
Lógica	El interruptor solo energiza el transformador, toda la lógica de la puesta en paralelo está en el control del grupo, de modo que si en forma manual se cerrara este interruptor no se estaría poniendo nada en paralelo. El interruptor de baja es el que no se puede cerrar sin el debido control del paralelo, sea manual o automáticamente.
	En forma remota, es el DMC el que lo cierra antes de iniciar el paralelo y lo abre finalizada la operación de los grupos.
Comando	El tablero del interruptor tiene una llave de tres posiciones; local, remoto y fuera de servicio.
	Remoto, el DMC tiene toda la lógica que asegura que los generadores no se conecten a la red sin antes pasar por el sistema sincronización a nivel 460 V.
	En posición manual, podríamos incluir un enclavamiento que verifique que el interruptor de 460V está abierto, pero no sabemos si se cuenta con un contacto axilar disponible a ese nivel
	Fuera de servicio desconecta todo el sistema de alimentación a DC
En este caso, el interruptor no tiene enclavamientos con ningún otro interruptor a nivel 10 kV	

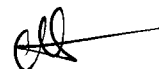
El master control debe recibir tensión de los transformadores de tensión en barras y en el lado de alta de los transformadores de tensión de los grupos.

El master control determinara la lógica de enclavamientos que evite el cierre de interruptores sin verificar paralelismo.

Actualmente la subestación principal – sala de 10 kV del sistema eléctrico del AIJCH, ha sido construida con algunas limitaciones que afectan la operación y confiabilidad del sistema eléctrico.

Las principales observaciones al sistema actual son las siguientes:

- No permite el mantenimiento de los sistemas de barras A y B.
- Los grupos electrógenos de emergencia se hallan conectados directamente a las barras A y B.



- Los tres transformadores de 2 MVA, 10/48 kV de los grupos electrógenos se hallan conectados a la barra A los 365 días de año, de manera inexplicable, consumiendo energía y avejentándolos prematuramente.
- El sistema existente ha sido diseñado empleando un sistema DMC 300
- Digital Master Control suministrado por Cummins Power Generation Ltd, Kent. CT12 5BF England.

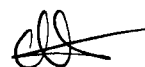
Contactos auxiliares de los interruptores 52-A y 52-B, asignados a los circuitos de enclavamiento				Enclavamiento de cierre de los interruptores 52-A y 52-B entre si y con los interruptores 52-301 y 52-305			
Plano ST-E-0104_revB.dwg				Plano ST-E-0104_revB.dwg			
Interruptor	Tipo de contacto auxiliar	contactos en los interruptores 52-A y 52-B	Asignados al enclavamiento del interruptor	Del interruptor	Al interruptor con que se enclava	contacto auxiliar tipo	Contacto del interruptor con que se enclava
52-A	NC	S17 - S18	52-B	52-A	52-B	NC	S17 - S18
	NO	S19 - S110	52-301		52-301	NC	S13 - S14
	NC	S111 - S112	52-301		52-305	NC	S17 - S18
	NO	S113 - S114	52-305	52-A	NC	S17 - S18	
52-B	NC	S115 - S117	52-305	52-B	52-301	NC	S17 - S18
	NC	S17 - S18	52-A		52-305	NC	S17 - S18
	NO	S19 - S110	52-301				
	NC	S111 - S112	52-301				
		S113 - S114	52-305				
		S115 - S117	52-305				
Las conexiones al DMC se haran a los puntos que se definan en los planos definitivos de Cummins							
Contactos auxiliares de los interruptores 52-301 y 52-305, asignados a los circuitos de enclavamiento				Enclavamiento de cierre de los interruptores 52-301 y 52-305 entre si y con los interruptores 52-A y 52-B			
Plano ST-E-0108_revA.dwg				Plano ST-E-0108_revA.dwg			
Interruptor	Tipo de contacto auxiliar	contactos en los interruptores 52-301 y 52-305	Asignados al enclavamiento del interruptor	Del interruptor	Al interruptor con que se enclava	contacto auxiliar tipo	Contacto del interruptor con que se enclava
52-301	NC	S13 - S14	52 - A	52 - 301	52 - B	NO	S19 - S110
	NC	S17 - S18	52 - B		52 - A	NO	S19 - S110
	NC	S111 - S112	52 - 305		52 - A	NC	S111 - S112
			52 - B		NC		
					52 - 305	NC	
52-305	NC	S17 - S18	52 - A	52 - 305	52 - A	NO	S113 - S114
	NC	S19 - S110	52 - B		52 - B	NO	S113 - S114
	NC	S111 - S112	52-301		52 - B	NC	S115 - S117
			52 - A		NC	S115 - S117	
					52 - 301	NC	S111 - S112
Las conexiones al DMC se haran a los puntos que se definan en los planos definitivos de Cummins							

- El programa de criticidad que maneja el DMC lo realiza sacando o ingresando las cargas necesarias en bloques de 3 cargas cada bloque.
- La sala de grupos electrógenos incluyen 03 transformadores de 2 MVA cada uno sin ventilación, se ha registrado en ellos una temperatura de 170°C.
- El alimentador de 10 kV – backup, correspondiente a la subestación de EDELNOR N° 565 tiene una potencia contratada de 2 MW.

Por las razones antes indicadas es que se ha realizado los trabajos de ingeniería necesaria para el cambio de topología del sistema eléctrico del AIJCH, el cual se incluye básicamente la independización de los grupos electrógenos ubicados en el tablero ST-SG-02 enlazado al tablero existente de cargas ST-SG-01 mediante los siguientes interruptores: 52 – A, 52 – B, 52 – 301 y 52 – 305.

En este proyecto desarrollamos los circuitos de corriente y lógica de los enclavamientos necesarios para que los interruptores 52 – A, 52 – B, 52 – 301 y 52 – 305 puedan trabajar en manual y automático. Así mismo se desarrollan, los circuitos de corriente, de los contactos secos del DMC trabajando en 0.5 Amperios y los contactos secos, de los interruptores de potencia de 10 kV, de 5 y 10 Amperios cada uno (amplificadores de corriente).

En la subestación Principal del AIJCH se cuenta con 02 suministros eléctricos provenientes de las redes de EDELNOR. Uno de ellos es una conexión en el nivel de 60 kV desde la subestación Tomás Valle de EDELNOR, "Suministro Normal", que es transformada al nivel de



10 kV mediante una subestación reductora 60/10 kV propia, y el otro es un suministro en 10 kV desde la subestación N° 565 también de EDELNOR "Suministro de Emergencia".

El suministro desde la red de 60 kV es, por el nivel de tensión utilizado el más económico y por lo tanto se utiliza como "Suministro Normal".

El suministro en 10 kV "Suministro de Emergencia", se utiliza en casos de falla de la red de 60 kV la misma que deben trabajar en paralelo con los grupos electrógenos (actualmente no trabajan en paralelo).

Con este proyecto se busca:

- Alimentar la barra A desde los grupos electrógenos + el suministro de emergencia de 2 MW, mientras la barra B se halla desenergizada.
- Alimentar la barra B desde los grupos electrógenos + el suministro de emergencia de 2 MW, mientras la barra A se halla desenergizada.

Se presenta el plano resumido del ST- E – 0802

- Alimentar las barras A + B desde los grupos electrógenos + el suministro de emergencia de 2 MW, mientras el "Suministro Normal", se halla desenergizado.
- Alimentar las barras A + B desde el "Suministro Normal", mientras los grupos electrógenos + el suministro de emergencia de 2 MW se halla desenergizado.



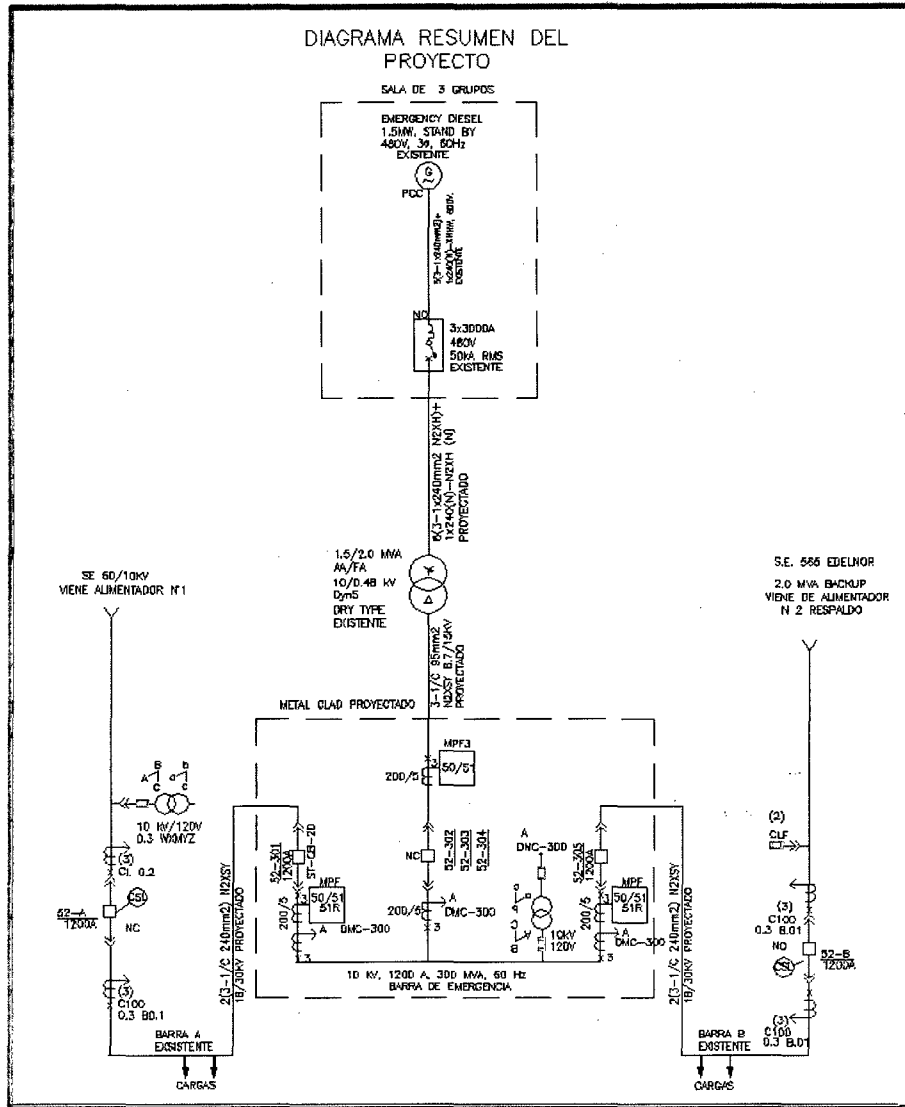


Figura N° 6.5.

Se ha cogido esta topología debido a:

- El circuito utilizado, el cual ha sido presentado a LAP en el plano ST-E-O802 CN Rev. 01, es conocido por Cummins.

- Con esta topología se ha utilizado el mismo DMC que actualmente trabaja en la subestación principal – sala 10 kV.
- La disponibilidad económica que se nos asignó en la ejecución de los proyectos para lograr la confiabilidad eléctrica de AIJCH.

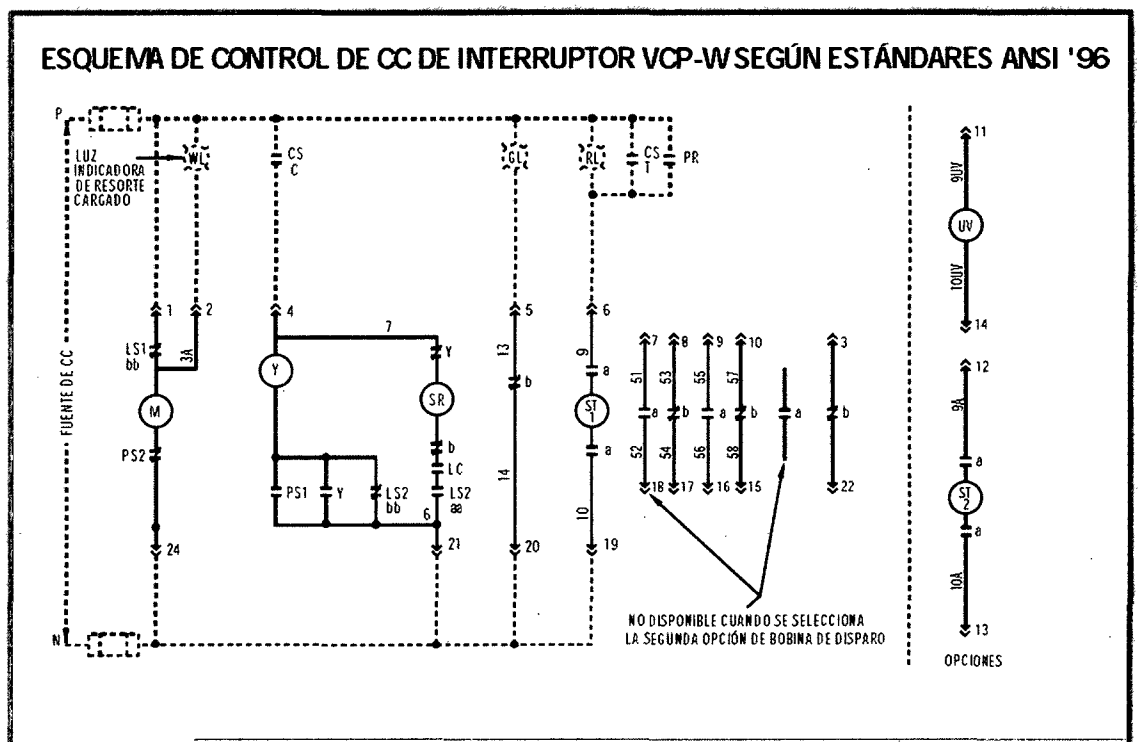


Figura N° 6.6.

[Handwritten signature]

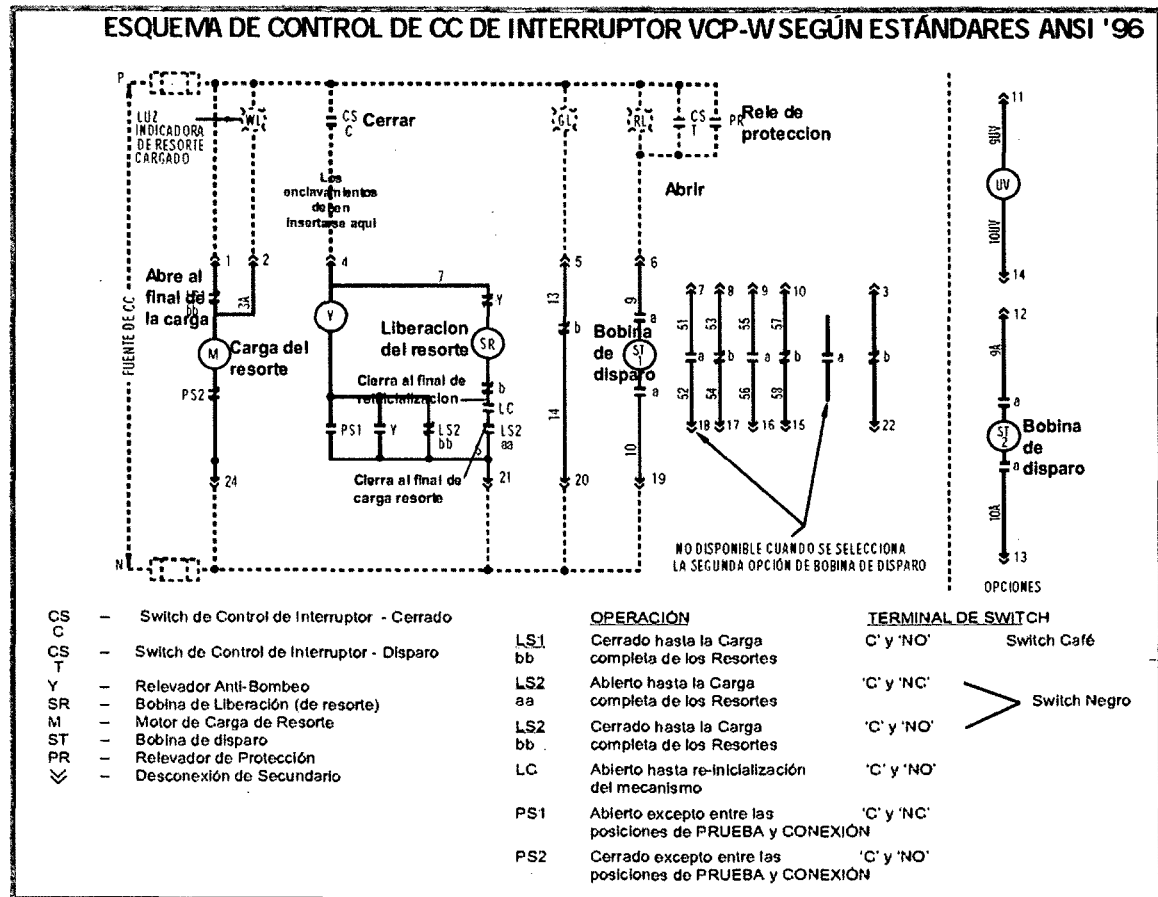
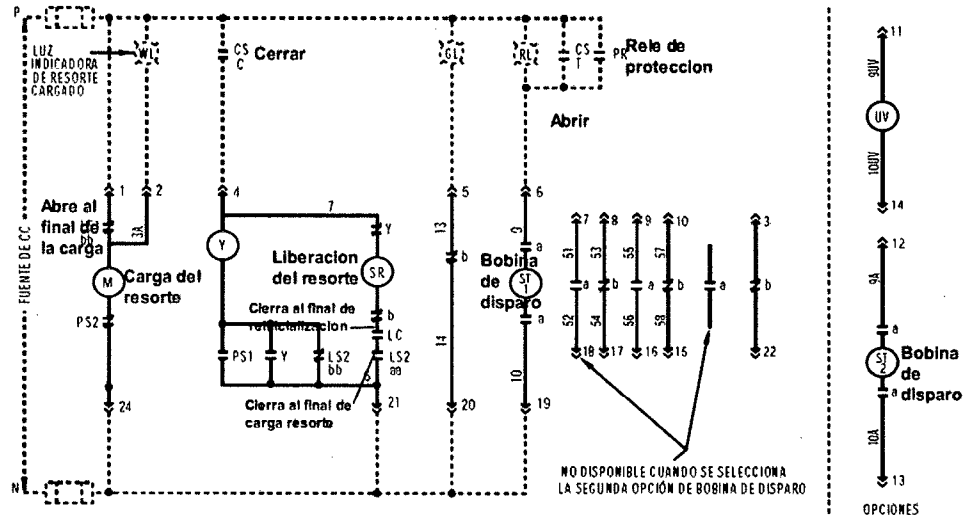


Figura N° 6.7.

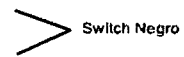
ESQUEMA DE CONTROL DE CC DE INTERRUPTOR VCP-W SEGÚN ESTÁNDARES ANSI '96



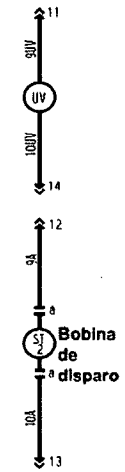
- CS - Switch de Control de Interruptor - Cerrado
- CS T - Switch de Control de Interruptor - Disparo
- Y - Relevador Anti-Bombeo
- SR - Bobina de Liberación (de resorte)
- M - Motor de Carga de Resorte
- ST - Bobina de disparo
- PR - Relevador de Protección
- ⋈ - Desconexión de Secundario

- OPERACIÓN**
- LS1 - Cerrado hasta la Carga completa de los Resortes
 - LS2 - Abierto hasta la Carga completa de los Resortes
 - aa - Cerrado hasta la Carga completa de los Resortes
 - bb - Abierto hasta re-Inicialización del mecanismo
 - PS1 - Abierto excepto entre las posiciones de PRUEBA y CONEXIÓN
 - PS2 - Cerrado excepto entre las posiciones de PRUEBA y CONEXIÓN

- TERMINAL DE SWITCH**
- C' y 'NO' - Switch Café



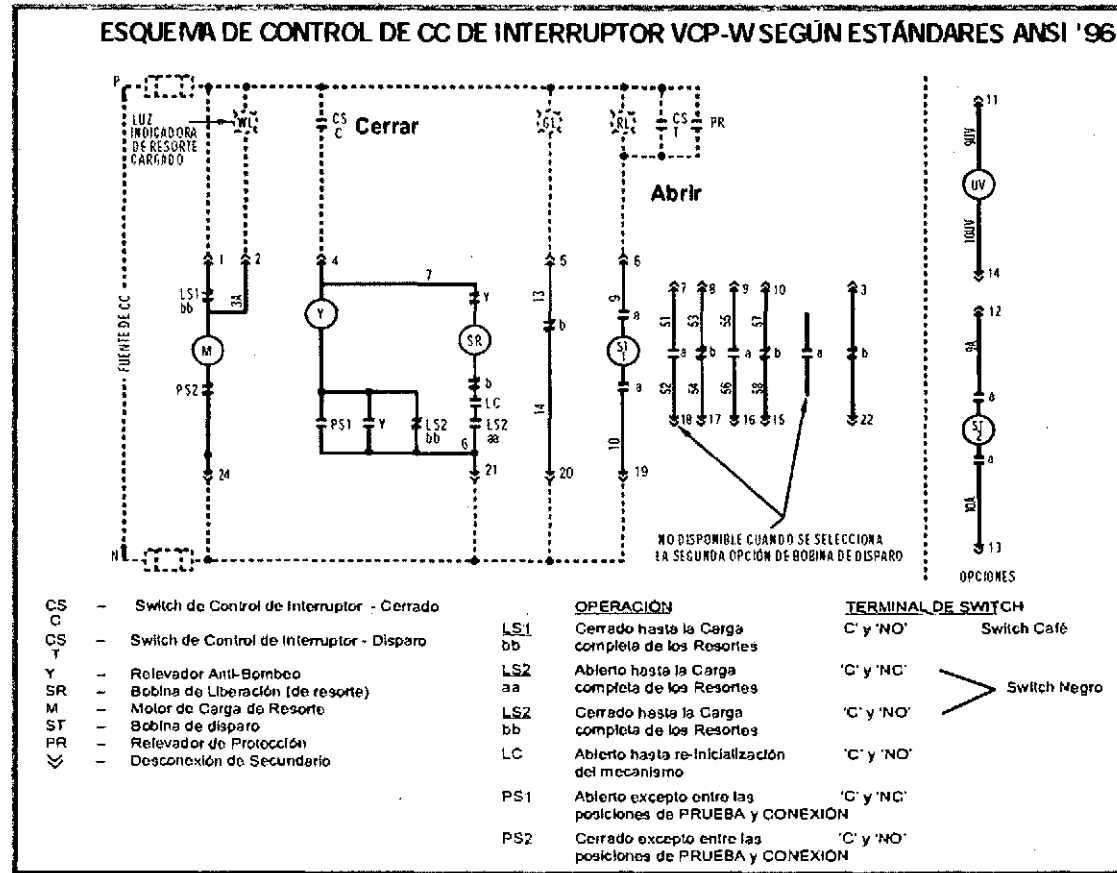
OPCIONES



[Handwritten signature]

Figura N° 6.8.

ESQUEMA DE CONTROL DE CC DE INTERRUPTOR VCP-W SEGÚN ESTÁNDARES ANSI '96



(Handwritten scribble)

Figura N° 6.9.

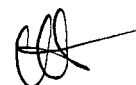
7. MATERIALES Y MÉTODOS

Los sistemas eléctricos de potencia e industriales actuales manejan tecnología punta en la fabricación, operación, protección y control de todos sus componentes entre los cuales encontramos:

- Máquinas síncronas.
- Transformadores de potencia secos.
- Transformadores de medida y protección.
- Interruptores de potencia motorizados para trabajo en automático.
- Relés de protección y control del sistema eléctrico.
- Equipos de medición y análisis de energía.
- BMS (administrador de edificios, el cual trabaja estrechamente con el DMC dentro del sistema Scada compartido).
- DMC (digital master control que es el corazón del sistema eléctrico).

Como podemos notar en la descripción general de equipos anterior el sistema propuesto no es muy utilizado dado que: Los costos son elevados y el cliente no aplica una plena integración de su sistema eléctrico.

En la Figura N° 7.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico propuesto, en él se puede visualizar claramente el papel que desempeña el DMC300 (diseñado para atender cargas críticas y no críticas con fuentes normales, reserva y emergencia). También podemos notar que cada fuente de media tensión es conectada a los correspondientes transformadores de medida y protección con la finalidad de que todas las señales lleguen al DMC y este pueda tomar decisiones según la programación ya realizada por el fabricante Cummins.



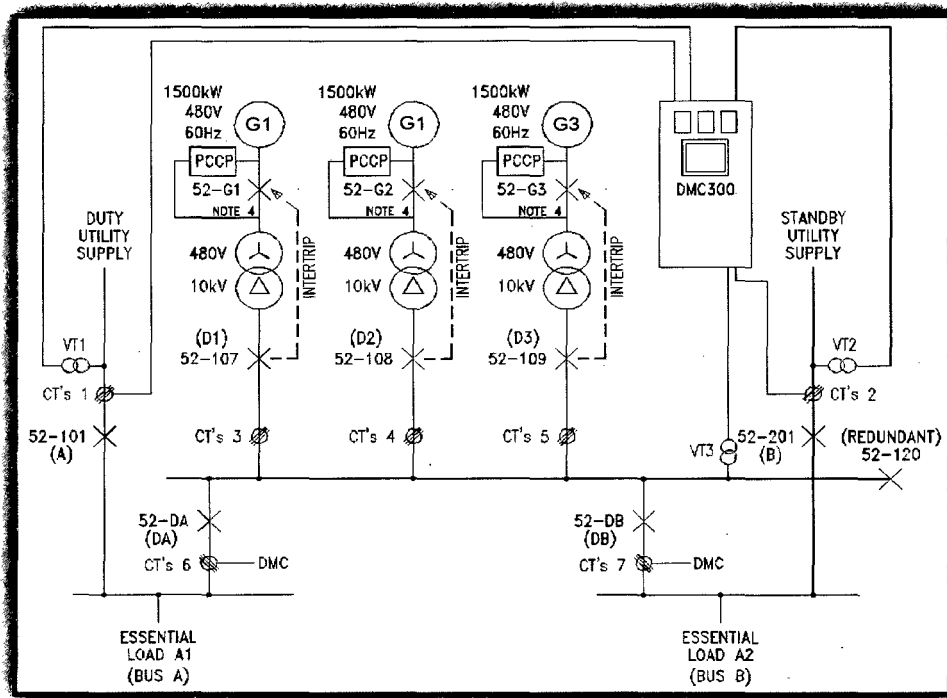


Figura N° 7.1.- Diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico

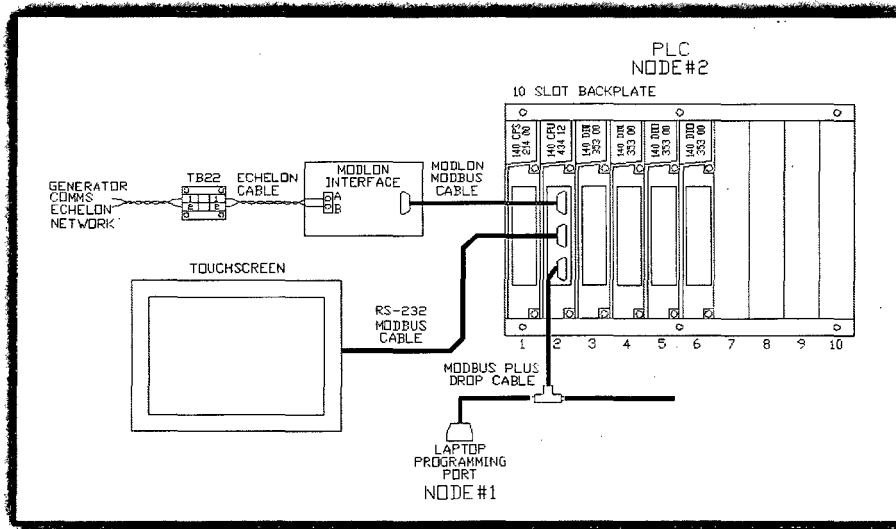


Figura N° 7.2.- Componentes del DMC utilizado

En la Figura N° 7.2 se presentan los componentes del DMC: PLC, tochsreen, interface y acceso para la programación del sistema.

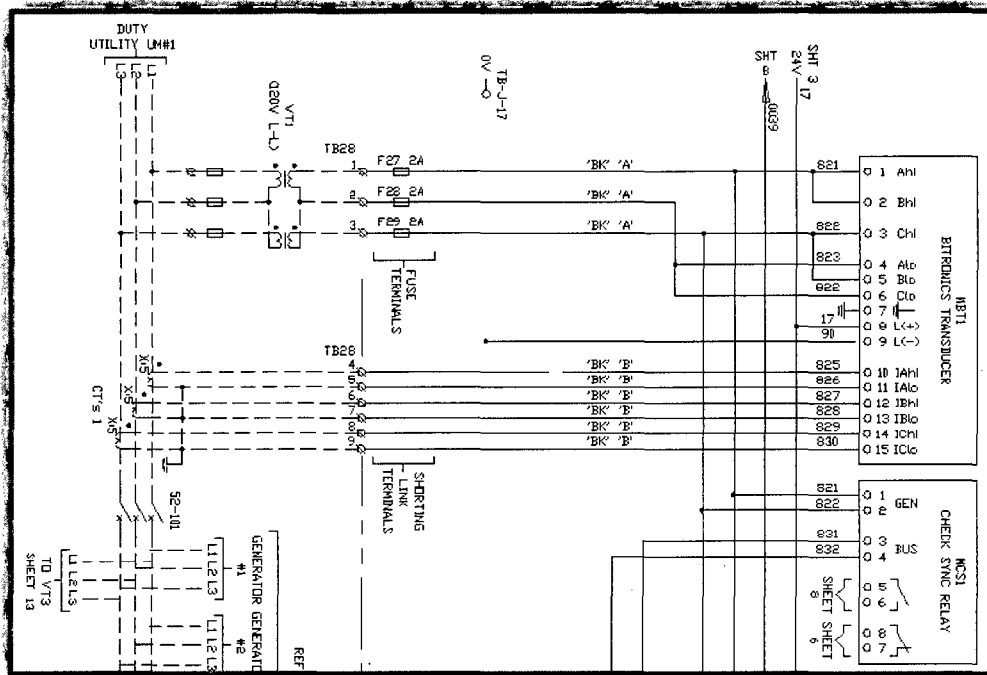


Figura N° 7.3.- Red principal – utilización de los transformadores de medida

Las señales de tensión y corriente, cuando se trabaja en media tensión, se obtienen utilizando transformadores de corriente y tensión tal como se puede visualizar en la Figura N° 7.3.

Dado que los transformadores de tensión y corriente se hallan instalados en los gabinetes de media tensión es necesario llevar estas señales al transductor a través de diversos sistemas de borneras. Los cables utilizados deben ser apantallados para evitar interferencias.

En la Figura N° 7.4 se puede ver el equipo denominado BMS (sistema administrador de edificios), el cual está conformada por diversos equipos que

procesan la señal entregada por el DMC. Estas señales son dirigidas a los puntos de control y mando centralizado en algún lugar estratégico de la empresa y/o sistema eléctrico a ser controlado.

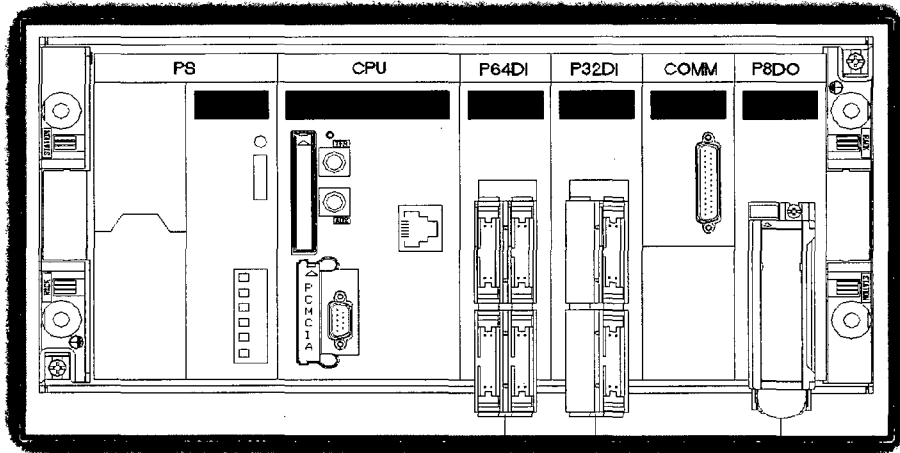


Figura N° 7.4.- BMS (sistema administrador de edificios)

En la figura N° 7.5 podemos visualizar el DMC PANEL en el recuadro se distingue claramente las señales que llegan al DMC vía borneras TB27 y TB28 correspondiente a los tres grupos electrógenos a ser controlados.

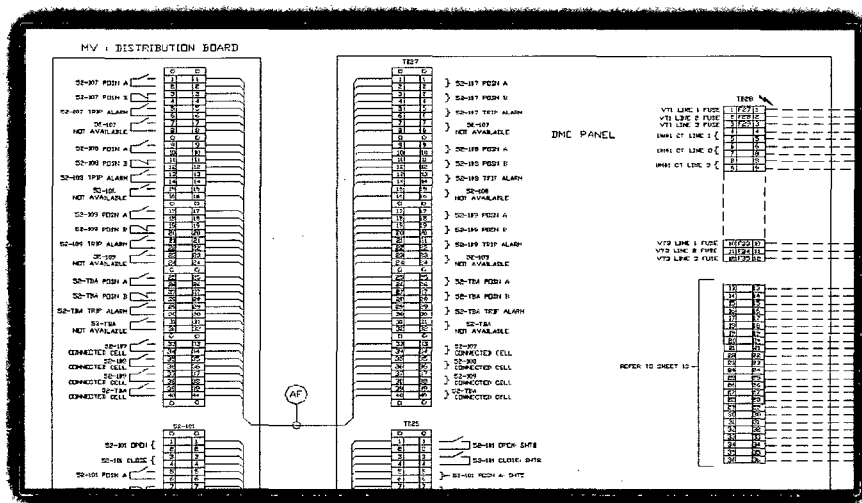


Figura N° 7.5.- DMC panel

8. RESULTADOS

Con la implementación del DMC (el cual incluye la instalación de los enclavamientos electromecánicos para funcionamiento manual), a un sistema eléctrico de potencia comercial e industrial se logra mejorar, en gran medida la confiabilidad del sistema de media tensión del AIJCH, toda vez que utilizamos:

- Fuente principal.
- Fuente reserva.
- Fuente de emergencia.

Handwritten signature

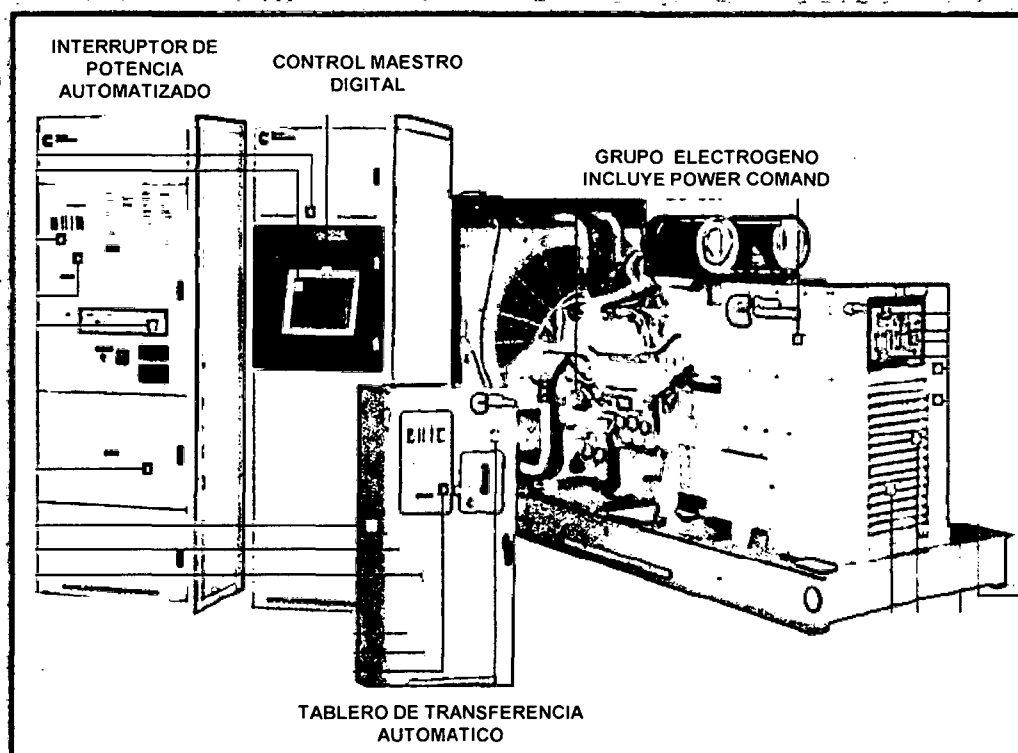


Figura N° 8.1.- Enlace de los equipos que trabajan con el DMC

En la figura N° 8.1 se puede visualizar lo siguiente:

- Grupo electrógeno (fuente de emergencia).
- Tablero de transferencia (recibe las tres fuentes: principal, reserva y emergencia).
- DMC (control maestro digital).
- Interruptor de potencia con mando motorizado y manual (incluye los relés de protección y control del sistema eléctrico).

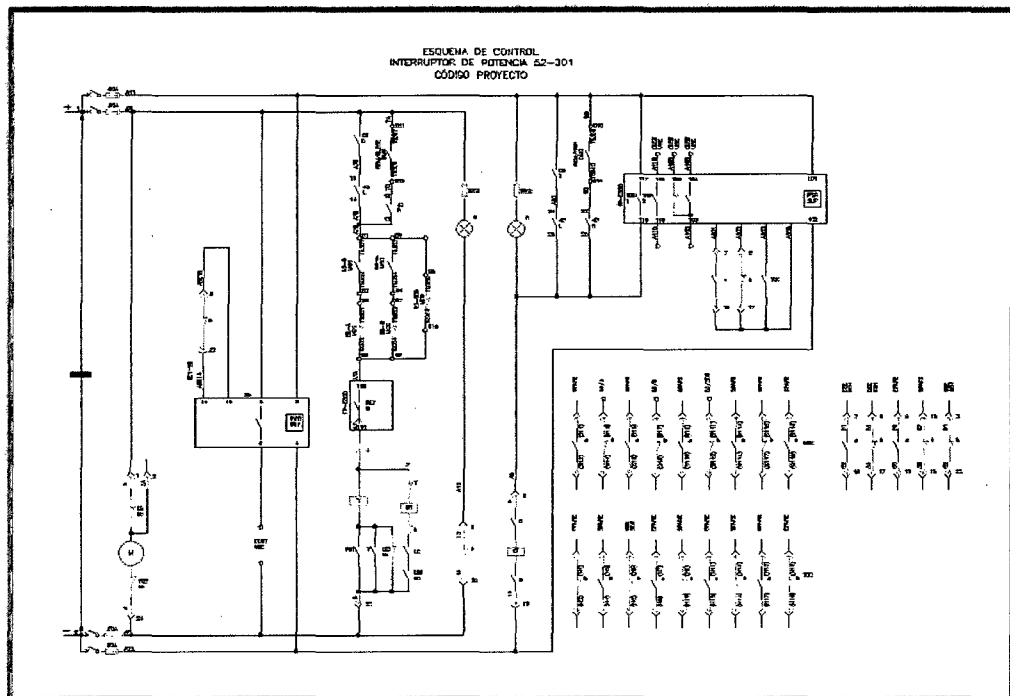


Figura N° 8.2.- Enlace de los equipos que trabajan con el DMC

En la Figura N° 8.2 se muestra el diagrama unifilar simplificado de uno de los interruptores utilizados en la operación (apertura y cierre de los circuitos en 10 kV), como se visualiza dentro del interruptor se hallan los contactos secos

al cual son conector el DMC y el sistema de visualización del estado de los mismos. Es la mejor manera de hacer trabajar a estos interruptores en forma segura y precisa.

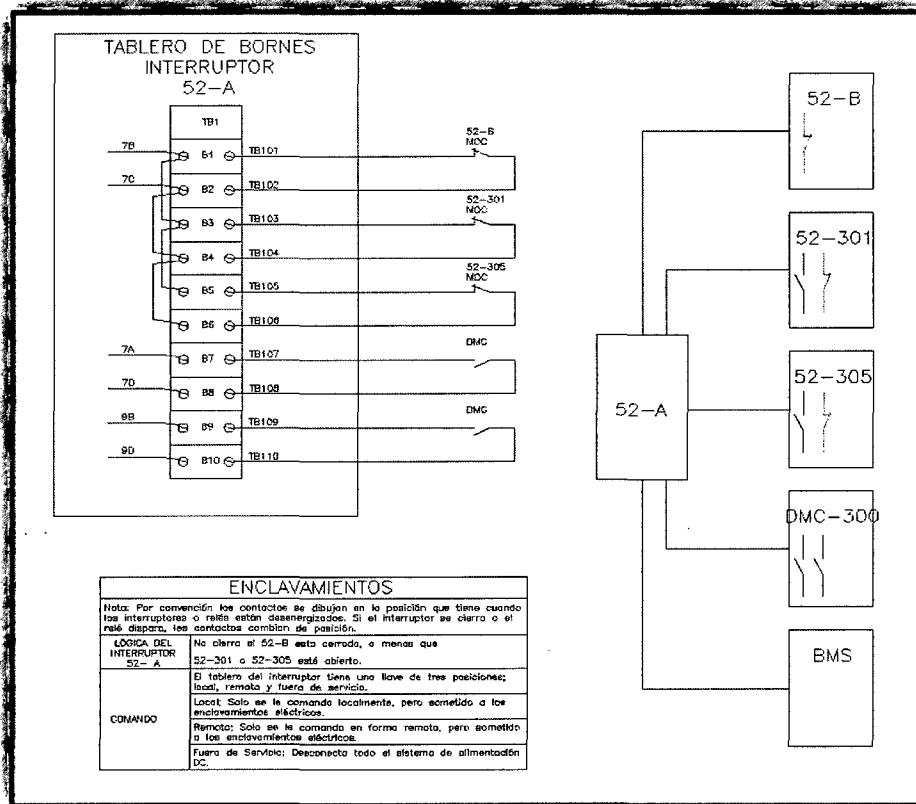


Figura N° 8.3.- Sistemas de borneras utilizados en los enclavamientos.

Los sistemas eléctricos de potencia comerciales e industriales actuales manejan tecnología punta en la fabricación, operación, protección y control de todos sus componentes. Así mismo se tiene una distribución del sistema de control utilizando lógica cableada que me permita el manejar el sistema eléctrico en operación manual. En tal sentido la figura N° 8.3 nos muestra parte de las borneras utilizadas en el que resaltan: la codificación e interconexión con el DMC.

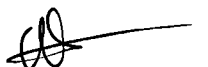
Handwritten signature

9. DISCUSIÓN

El sistema existente ha sido diseñado empleando un sistema DMC 300 Master Control suministrado por Cummins Power Generation Ltd, Kent. CT12 5BF England que no logra satisfacer las actuales necesidades del AIJCH.

Dentro de los objetivos que me he planteado es lograr una óptima operación a través del digital master control en sistemas eléctricos de potencias comerciales e industriales frente a las diversas contingencias presentadas en el sector eléctrico. Con la inserción al sistema actual de los sistemas de enclavamiento y la independización de la fuente de emergencia de las demás fuentes y logrando que las cargas reciban energía de las tres fuentes existentes.

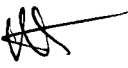
Para lograr nuestro objetivo se ha tenido que analizar los sistemas normativos de los suministros en la ciudad del concesionario EDELNOR S.A.A., así también se ha analizado las condiciones de trabajo dentro de las contingencias que más frecuentemente se presentan (cortes por parte del concesionario y trabajos de mantenimiento). También se ha establecido los procedimientos en la operación de los sistemas eléctricos de potencia comercial e industrial frente a la falta de energía en las diversas contingencias presentadas en el sector eléctrico peruano. Es imperante la utilización de la tecnología punta para la operación del sistema eléctrico dentro de las interrupciones que se dan como interrupciones programadas y no programadas. Las no programadas se originan principalmente por factores climáticos, fallas de las instalaciones, falsas maniobras y acciones de terceros.



En consecuencia la utilización del digital Master Control es una solución en la operación óptima de los sistemas eléctricos de potencia comerciales e industriales.

9.1. CONCLUSIONES

Después de haber estudiado a profundidad los sistemas eléctricos comerciales e industriales operados con el DMC se ha llegado a presentar los resultados siguientes:

- Tiempo de ausencia de energía de 2 a 4 segundos cuando se va la fuente principal y se utiliza las fuente de reserva en el orden de 4 MW. (o más dependiendo de la contrata con EDELNOR S.A.A.)
- Tiempo de ausencia de energía cuando se va la fuente principal e ingresa la fuente de emergencia, el tiempo de retorno es del orden de 14 segundos con una carga de 4.5 MW.
- Trabajo en paralelo de las fuentes principal y emergencia.
- Trabajo en paralelo de las fuentes reserva y emergencia.
- Disponibilidad de las tres fuentes de energía existentes. 

Los resultados se presentan en los capítulos 3, 4, 5 y 6 del presente trabajo la operación en estado estacionario presentamos finalmente las siguientes conclusiones:

Sobre las prestaciones.- Siendo el DMC responsables del comportamiento dinámico del sistema eléctrico y conociendo que las frecuentes perturbaciones, en estado transitorio, harán que el sistema cambie su performance es que cuentan con una programación descrita en los capítulos 5 y 6.

De las características de trabajo.- Se ha demostrado que la operación del DMC, respetando los tiempos de aclaramiento de falla y contando con la protección adecuada nos conduce a garantizar un excelente servicio logrando amplios márgenes de confiabilidad, fiabilidad y estabilidad del sistema.

De las comunicaciones.- Los equipos de control, protección y regulación que integran el DMC cuentan con un puerto serial donde se conecta una interface hombre máquina (IHM), que me permite interactuar con un computador. Teniendo la información ON LINE en mi puesto de trabajo puedo controlar, programar, abrir o cerrar cualquier circuito en forma remota y/o local. Están preparados para trabajar en redes LAN, WAN, fibras ópticas u otro medio utilizado en comunicaciones. Esto me permite integrar los procesos y hacer el despacho de carga óptimo minimizando costos de operación.

De la protección Integral.- Se ha demostrado que el DMC siempre estarán haciendo frente a múltiples ausencias de energía producidos en las líneas de transmisión y en las cargas y para velar por la integridad de los circuitos y equipos periféricos es que se debe contar con equipos que pueden detectar estas perturbaciones ocurridas en un circuito eléctrico, en este sentido, se cuenta implementado la protección mediante relés numéricos multifunción que posee una gama muy amplia de controles y protecciones para detectar y operar cuando los parámetros eléctricos se hallan en la zona de perturbación transitoria.

De la vida útil.- Siendo tan importantes el DMC, estas son fabricadas utilizando componentes modernos con tecnología punta



de manera tal que garanticen y sobrepasen largamente el tiempo de vida útil diseñado.

Los fabricantes consideran que el incremento de la temperatura dentro del circuito eléctrico de la máquina disminuye considerablemente el tiempo de vida útil de la misma.

9.2. RECOMENDACIONES

Siendo el tema muy amplio es que voy a priorizar algunos procedimientos detallados en el presente trabajo tales como:

La selección.- Cuando tengo que seleccionar el DMC debo estar seguro del tipo de sistema eléctrico al cual debe ser integrado. Es recomendable aplicar el procedimiento de selección recomendado por los fabricantes.


Además es necesario que la selección y dimensionamiento del DMC deba ser diseñado a medida y de acorde a las necesidades del sistema eléctrico y su criticidad, confiabilidad y fiabilidad.

En la puesta en servicio.- Los especialistas, antes de instalar el DMC, deberán chequear si las características eléctricas del sistema. Seguidamente se debe realizar la coordinación de la comunicación, control y protección. Es muy importante, antes de activar el DMC, hacer un lanzamiento en vacío manteniendo el sistema sin energía y con los interruptores automáticos abiertos.

Para las pruebas de operación con carga el DMC deberá conectar y desconectar las cargas estas deben hacerse en forma progresiva no en forma brusca, puede no deteriorar a los grupos electrógenos instalados y conectados al sistema.

En las redes de comunicación local y remota.- Hoy en día los sistemas eléctricos de potencia comercial e industriales manejan redes de comunicación que permiten tener interconectados las diversas fuentes de energía disponibles. Estas redes son conectadas a un computador central para de esta forma poder controlar y regular la performance de las cargas del sistema eléctrico.

Optimización en el control y protección.- El DMC con relés y equipos altamente sofisticados que presenta un control y protección optimizados cuando los equipos se hallan estratégicamente instalados y monitoreados en forma local o remota, los cuales garantizan la protección, control y gestión de eventos y registro de señales.



10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

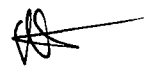
- ANSI C37-06 (1 987) Standard for switchgear AC High Voltage Circuit Breakers rated on a symmetrical current basis. Preferred ratings and related capabilities.
- ANSI/IEEE C37-012 (1 979) Application guide for capacitance current switching for AC High Voltage circuit breakers rated on a symmetrical current.
- ANSI/IEEE C37-09 (1 979) Standard test procedure for AC High Voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis.
- Ayoub, A. K., and Patton, A. D., "A frequency and duration method for generating system reliability evaluation," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Nov. /Dec. 1976, pp. 1929–1933.
- Billinton, R., and Allan, R. N., "Reliability Evaluation of Power Systems," Plenum Publishing Corp., 1983.
- Billinton, R., and Grover, M. S., "A sequential method for reliability analysis of distribution and transmission systems," Proceedings of the 1975 Annual Reliability and Maintainability Symposium, Jan. 1975, pp. 460–469.
- Billinton, R., and Wacker, G., "Cost of electrical service interruptions to industrial and commercial consumers," IEEE IAS Conference Record, Oct. 7–11, 1985.
- Billinton, R., Wacker, G., and Wojczynshi, E., "Interruption cost methodology and results—A Canadian commercial and small industry survey," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, no. 2, Feb. 1984, pp. 437–443.
- CEI 186: Transformadores de tensión
- CEI 71: Coordinación del aislamiento



- IEEE Brown Book, IEEE Std. 399-1997, IEEE Recommended. Practice for Industrial and Commercial Power System Analysis.
- IEEE Red Book, IEEE Std. 141-1993, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.
- P.M. ANDERSON Analysis of Faulted Power System. The Iowa State University Press / Ames 1973.

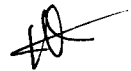
CERTIFICACIONES

- ✓ ANSI C62.41 : sobretensión no disruptiva
- ✓ CSA 22.2 No. 14 Controles Industriales M91.
- ✓ CSA C282 - M1999 Cumplimiento
- ✓ CSA - Este producto está certificado por CSA.
- ✓ EN 50082-2 susceptibilidad Industrial
- ✓ IEC 801.2, 3, 4, 5: para la susceptibilidad, llevó a cabo, y las emisiones electromagnéticas radiadas.
- ✓ ISO 7637, pulsos # 2b, 4; DC prueba de picos de tensión de alimentación.
- ✓ ISO 8528-4 : 1993 , Cumplimiento de Controles y Conmutación de Equipos
- ✓ ISO9001 - Este conjunto de productos se ha diseñado y fabricado en instalaciones certificadas.
- ✓ Mil Std 202C , Método 101 : Prueba de niebla salina
- ✓ NFPA110 para el nivel 1 sistemas.
- ✓ NFPA99 : Estándar para Instalaciones de Cuidado de la Salud
- ✓ PowerCommand cumple o supera los requisitos de los siguientes códigos y normas :
- ✓ PTS - El programa de Apoyo Prototype Test (PTS) verifica la integridad de rendimiento de un diseño de grupo electrógeno. Los



productos que llevan el símbolo PTS han sido sometidos a pruebas de conformidad con la norma NFPA 110 exige para verificar la integridad del diseño y el rendimiento tanto en condiciones de funcionamiento normales y anormales.

- ✓ UL508 Listed, Categoría NIWT7 para EE.UU. y Canadá.
- ✓ UL - El grupo electrógeno está en la lista UL508 y adecuado para su uso en sistemas de generador que se enumeran a UL2200, motor parado Asambleas del generador.



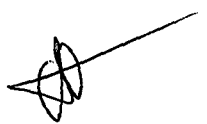
11. APENDICES

La tecnología punta que actualmente encontramos en el mercado de procedencia americana - inglesa proviene de las normas IEEE – NEMA – ANSI, nuestro tema en todo momento hace uso de estas normas.

Durante el desarrollo de mi trabajo de investigación digital master control (DMC) en todo momento se ha mencionado la información fuente (Billinton, R., and Wacker, G., "Cost of electrical service interruptions to industrial and commercial consumers," IEEE IAS Conference Record, Oct. 7–11, 1985), entre otros.

La particularidad y alta tecnología utilizada en el digital master control no me ha permitido incluir apéndices, por este motivo es que dentro del presente trabajo se han desarrollado los procedimientos a ser utilizados en la aplicación del tema.

En consecuencia, los apéndices se hallan contenidos dentro del presente trabajo de investigación.



12. ANEXOS

En la implementación del DMC, el cual incluye la ingeniería de los enclavamientos electromecánicos para funcionamiento manual, enlaces del sistema actual y la parte correspondiente a la ampliación para que el sistema eléctrico de potencia comercial logre optimizar su trabajo y por ende mejore la confiabilidad del sistema de media tensión utilizando en forma independiente las fuentes: principal, reserva y emergencia.

En consecuencia los esquemas eléctricos, conceptos nuevos y tecnología punta utilizada de procedencia americana - inglesa proviene de las normas IEEE – NEMA – ANSI, nuestro tema en todo momento hace uso de estas normas.

En el desarrollo del presente trabajo ya se hallan incluidos en el mismo los anexos que me permiten entender el modo de trabajo e digital master control.

