

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**ANÁLISIS PARA IMPLEMENTAR UNA CENTRAL
TÉRMICA DE 8 MW CON TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
DE CARGA EN UNA FÁBRICA DE CEMENTO**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO - ELECTRICISTA**

ARTURO LINARES AMPUERO

PROMOCION 2004-I

LIMA-PERU

2010

ANALISIS PARA IMPLEMENTAR UNA CENTRAL TERMICA DE EMERGENCIA DE 8 MW CON TRANSFERENCIA AUTOMATICA DE CARGA EN UNA FÁBRICA DE CEMENTO

TABLA DE CONTENIDOS

PRÓLOGO

CAPITULO I

Introducción	2
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivo del Proyecto	3
1.3 Limitaciones	3

CAPITULO II

Fundamentos básicos de Grupos Electrónicos	5
2.1 Voltaje y frecuencia de un Generador	5
2.1.1 Circuito Equivalente de una Máquina Síncrona	6
2.2 Partes y descripción de un Grupo Electrónico Diesel	9
2.2.1 Motor Diesel	9
2.2.2 Generador	18
2.2.3 Sistema de Control del Grupo Electrónico	25
2.3 Tipos de Cargas Eléctricas	26
2.3.1 Componente Resistiva	27
2.3.2 Componente Capacitiva	27
2.3.3 Componente Inductiva	27
2.4 Potencias en Corriente Alterna	28
2.4.1 Factor de Potencia	28
2.4.2 Potencia Activa	29
2.4.3 Potencia Reactiva	29
2.4.4 Potencia Aparente	30
2.4.5 Curva de Capacidad de un Generador	31
2.5 Fundamentos de Operación de Grupos Electrónicos en Paralelo	33
2.5.1 Consideraciones generales	33
2.5.2 Condiciones para puesta en paralelo de dos o más generadores	34
2.5.3 Sincronización de grupos electrónicos para puesta en Paralelo	35
2.5.4 Modos de Puesta en Paralelo de dos o más fuentes	41
2.6 Protecciones de Motor y Generador	51
2.6.1 Protección por Alta Temperatura	51
2.6.2 Protección por Baja Presión de Aceite	52
2.6.3 Protección por sobre revoluciones	52
2.6.4 Protección por alto y bajo voltaje	52
2.6.5 Protección por alta y baja frecuencia	53

2.6.6 Protección por sobrecarga	53
2.6.7 Protección por Alta Corriente	53
2.6.8 Protección por Cortocircuito	54
2.6.9 Protección por Potencia Activa Inversa	54
2.6.10 Protección por potencia Reactiva Inversa	54

CAPITULO III

Aplicaciones de Grupos Electr6genos	56
3.1 Clasificaci6n de Grupos Electr6genos por R6gimen de operaci6n	56
3.1.1 Standby	56
3.1.2 Prime	57
3.1.3 Operaci6n Continúa	58
3.2 Consideraciones de carga para Grupos electr6genos	58
3.2.1 Aplicaciones obligatorias o por norma	61
3.2.2 Aplicaci6n opcional por aspectos econ6micos o confiabilidad	62
3.2.3 Arranque y trabajo de las cargas	63
3.2.4 Consideraciones de Cargas El6ctricas	65

CAPITULO IV

Tableros de Transferencia Automática para Grupos Electr6genos	86
4.1 Tipos de Control en Tableros y Equipos de Transferencia	88
4.1.1 Tableros de Control manual	89
4.1.2 Tableros de control automático	90
4.1.3 Tableros de Transferencia de transici6n abierta	96
4.1.4 Tableros de Transferencia de transici6n cerrada	96
4.1.5 Controladores para Sistemas de Transferencia	98
4.2 Monitoreo de las Fuentes de Energía	99
4.2.1 Bajo Voltaje	99
4.2.2 Alto Voltaje	102
4.2.3 Alta o Baja Frecuencia	103
4.2.4 P6rdida de una Fase	104
4.2.5 Desbalance de Voltaje	105
4.2.6 Rotaci6n de fases	107
4.3 Retardos de tiempo en sistemas de transferencia automática	108
4.3.1 Tiempo de Retardo de Arranque (TDES)	108
4.3.2 Tiempo de Retardo de Parada (TDEC)	108
4.3.3 Tiempo de Retardo de la Transferencia (TDNE)	108
4.3.4 Tiempo de Retardo de la Retransferencia (TDEN)	109
4.4 Consideraciones de aplicaci6n de Transferencia automática en transici6n cerrada.	110
4.4.1 Conexi6n en Paralelo con suministro Normal	110
4.4.2 Controles de Sincronizaci6n	111
4.4.3 Perturbaciones de Carga	112
4.4.4 Opciones de Controles de Paralelismo con Suministro Comercial	112

4.4.5 Operación de Paralelo Extendido	113
---	-----

CAPITULO V

Aplicación técnica a la implementación de una Central Térmica	114
5.1 Necesidad planteada	114
5.1.1 Descripción del Problema	114
5.2 Análisis de la implementación	115
5.2.1 Dimensionamiento de la Central y Consideraciones de Carga	115
5.2.2 Consideraciones del Sistema de transferencia de carga	124
5.2.3 Descripción del Sistema a Implementar	126

CAPITULO VI

Costos y Análisis Económico de la Implementación de la Central Térmica	150
6.1 Costos de la implementación de la Central Térmica	150
6.2 Costos de Mantenimiento Operacional y Preventivo del Sistema	152

Conclusiones	158
---------------------------	------------

Bibliografía.....	161
--------------------------	------------

Planos

Apéndices

PROLOGO

Este informe de suficiencia ha sido realizado tomando como base todo lo aprendido en sistemas de generación eléctrica de emergencia. En los tiempos actuales, muchas empresas industriales están invirtiendo en generación eléctrica de emergencia debido a la criticidad de sus procesos productivos, incluso ante un corte de suministro de electricidad del concesionario. y se basa en la teoría revisada en la literatura y en las experiencias prácticas obtenidas producto de las labores de instalación y reparación de estos equipos en campo. En primer lugar, debo mencionar el agradecimiento a mi familia por el apoyo brindado durante todas las etapas de mi desarrollo profesional y personal. En el contexto del presente informe, en el Capítulo I se expone el objetivo principal del proyecto y la situación previa al desarrollo del proyecto además de las limitaciones en los alcances del presente informe. En el Capítulo II, se expone la teoría básica sobre generación eléctrica con grupos electrógenos y modos de operación. En el Capítulo III, se exponen las aplicaciones y consideraciones de carga eléctrica cuando trabajamos con estas máquinas térmicas. En el Capítulo IV se desarrolla la teoría sobre sistemas de transferencia de carga entre grupos electrógenos y el suministro de energía normal, los ajustes y consideraciones en función de cada aplicación. En el Capítulo V se desarrolla la aplicación de la teoría expuesta en los capítulos anteriores a la implementación de la central térmica de 8 Megavatios. En el Capítulo VI se realiza un análisis económico de la inversión inicial y costos operativos de mantenimiento del sistema. Finalmente se presentan las conclusiones del trabajo realizado y las recomendaciones para proyectos similares y consideraciones de operación.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Antiguamente, en la central térmica de una fábrica de cemento, se disponía de 04 grupos electrógenos para trabajar en casos de emergencia ante un corte de suministro o racionamiento. Estos equipos fueron retirados paulatinamente de la central térmica de la Fábrica de cemento para ser llevados a otras locaciones de producción. Previo a este proyecto, solo se cuenta con un grupo electrógeno en la central térmica y es necesaria la intervención del operador para poder ser arrancado y suministrar energía a un muy limitado número de cargas en casos de emergencia. La fábrica de cemento tiene la necesidad de implementar un nuevo sistema de generación eléctrica de emergencia de mayor capacidad y automatizado con grupos electrógenos diesel en paralelo para alimentar cargas de los procesos productivos más críticos en casos de corte de suministro comercial y generar energía para la fábrica en casos que esta deba disminuir su consumo de electricidad del sistema interconectado.

Con la actual situación, ante un corte de energía, se tiene demasiado tiempo de parada debido a que el actual sistema no se encuentra automatizado, los operadores deben movilizarse desde la planta de producción hasta la central térmica y arrancar el único grupo electrógeno de 1000 KW. Esto ocasiona

demora en el tiempo de reposición de la energía y por consiguiente, más tiempo sin producir.

1.2 Objetivo del Proyecto

Desarrollar el análisis técnico para implementar un sistema de generación eléctrica con grupos electrógenos diesel y un sistema de Transferencia Automática, para operación en casos de corte de suministro comercial o ante limitaciones de consumo de energía y generar electricidad para las instalaciones y procesos productivos más críticos de una fábrica de cemento. Este sistema debe ser capaz de realizar las maniobras necesarias que permitan la conmutación de la carga de la fábrica de cemento sin intervención de un operador.

1.3 Limitaciones

Este informe no contempla el estudio de las cargas más prioritarias en la fábrica, estas cargas más prioritarias ya se encuentran definidas previamente. Tampoco se realiza el estudio de las protecciones eléctricas en la central térmica, solo las protecciones propias de las máquinas generadoras. Este informe está limitado solamente a implementar la automatización, definir los equipos necesarios, las secuencias de operación que se requieren y los costos de implementación y de operación del sistema. No se está considerando una evaluación técnico-económica previa de este proyecto sino que partimos de una necesidad obligatoria para desarrollarlo por las pérdidas de producción que se han tenido anteriormente en esta planta de fabricación de cemento.

Tampoco se considera el desarrollo del Sistema de monitoreo remoto de la central térmica ni sus costos ni el estudio de los requerimientos del sistema de

alimentación de combustible a la Central térmica para cuando se tienen muchas horas de trabajo continuo.

CAPITULO II

FUNDAMENTOS BÁSICOS DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

2.1 Voltaje y frecuencia de un Generador

Una fuente de generación eléctrica normalmente está constituida por una maquina primaria que es la que proporciona la potencia mecánica y un generador que es el equipo que transforma la energía mecánica generada por la maquina primaria en energía eléctrica. Este generador entrega la energía eléctrica bajo ciertos parámetros básicos. Para poder utilizar esta energía y alimentar cargas eléctricas, requerimos que esta fuente genere bajo dos parámetros fundamentales constantes, voltaje y frecuencia para la carga eléctrica a alimentar. El voltaje que entregue en sus terminales dependerá de la corriente que circule en el rotor del generador y la frecuencia dependerá directamente de la velocidad de giro del rotor y de un aspecto constructivo de la maquina: el número de polos. La relación entre estos parámetros es la siguiente:

$$n_g = \frac{120xf}{p}$$

Donde:

n_g = Velocidad de giro

f = Frecuencia

p = Numero de polos de la máquina

El generador es una maquina síncrona y en aspectos constructivos, puede ser de dos tipos: de polos salientes o de rotor cilíndrico. Los generadores de rotor cilíndrico y pueden ser de 2 hasta 4 polos como máximo. Estas maquinas suelen aplicarse en generación con una maquina prima de alta velocidad, por ejemplo turbinas, motores de combustión interna, etc. Los generadores de rotor de polos salientes suelen ser de más de 4 polos y se aplican en maquinas primas de bajas velocidades como por ejemplo las centrales hidroeléctricas que trabajan con la caída del agua que genera movimiento pero con baja velocidad.

2.1.1 Circuito Equivalente de una Máquina Síncrona

En este caso, nos centraremos en un generador de rotor cilíndrico debido a que este es el tipo utilizado en los grupos electrógenos (Cuya máquina prima es un motor de combustión interna de alta velocidad). El circuito equivalente para una maquina síncrona de rotor cilíndrico se muestra en la figura 2.1.

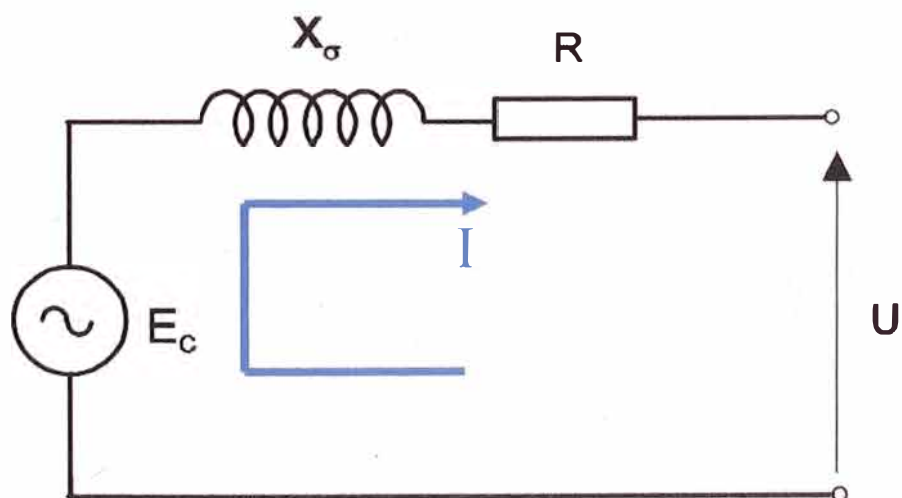


Figura 2.1: Circuito Equivalente de una maquina síncrona

Donde:

R = Resistencia del bobinado de armadura

X_s = Reactancia síncrona

I_a = Corriente del Generador

U =Tensión en terminales de la máquina

E_c = Tensión interna del generador

Del circuito y utilizando la Ley de Ohm, podemos deducir lo siguiente:

$$E_c = U + I_a(R + jX_s)$$

De este circuito, podemos obtener el diagrama fasorial que se muestra en la figura 2.2.

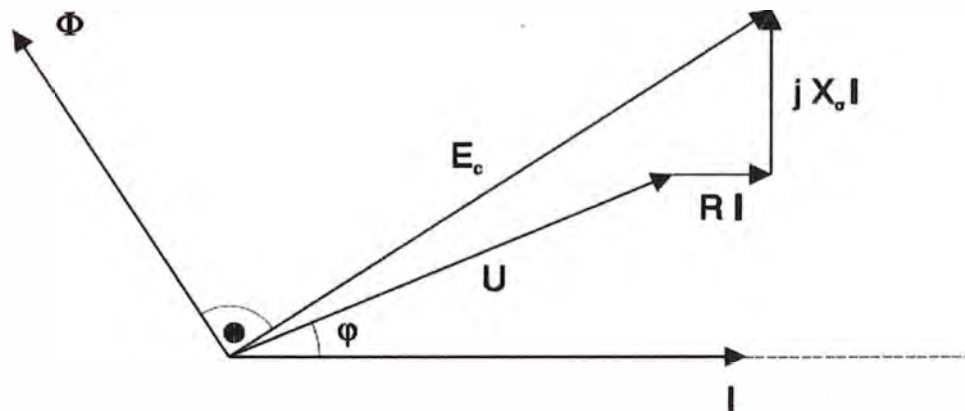


Figura 2.2: Esquema Fasorial del circuito equivalente

De las figuras 2.1 y 2.2 podemos reconocer que los generadores idealmente se pueden imaginar como una fuente de voltaje pero en realidad poseen una componente resistiva debido a la resistividad de los

conductores de cobre que conforman los devanados. También poseen una componente inductiva por las bobinas que conforman el estator principal para la generación de los campos magnéticos necesarios para la generación de electricidad. Por lo tanto cuando tenemos corriente circulando por los devanados del generador, tendremos un voltaje interno E_c que es el generado internamente y las componentes resistiva R y X_c ocasionan una caída de tensión por lo que a la salida en terminales del generador tendremos una tensión U menor que E_c y que debe ser constante en todo momento que el generador entrega energía a las cargas eléctricas.

En equipos para generación eléctrica existe una variedad de generadores y maquinas primas para elegir y dependerá de los recursos con los que contemos para generar energía (fuentes de energía renovables o no renovables), de las aplicaciones (generación continua, emergencia), ubicación y aspectos económicos como la inversión en función de beneficios a corto y largo plazo. El tema de este informe solo contempla las aplicaciones relacionadas a Grupos Electrónicos los cuales tienen como maquina prima a un motor de combustión interna de 4 tiempos de alta velocidad que usa combustible Diesel 2. La mayoría de este tipo de grupos electrónicos es muy usado para aplicaciones de Emergencia.

Como se menciona anteriormente, un equipo de generación eléctrica, debe conservar los parámetros fundamentales de voltaje y frecuencia durante su funcionamiento. Para lograr esto, el grupo electrónico debe contar con

dispositivos electrónicos para el control de voltaje del generador y la velocidad del motor (que conllevará al control de frecuencia del generador) que le permitan, en cualquier nivel de carga y ante cualquier variación de la misma, mantener estos parámetros de generador dentro de límites permisibles de acuerdo a estándares y normas como la IEC 60034-1 o el Código Nacional de Electricidad. Para describir con detalle los principios básicos de control de velocidad y voltaje, debemos conocer los dos componentes principales de los grupos electrógenos: El Motor Diesel y el Generador.

2.2 Partes y descripción de un Grupo Electrónico Diesel

2.2.1 Motor Diesel

Principio de Funcionamiento: El motor Diesel tiene un encendido por compresión por realizar la combustión comprimiendo el aire que se mezcla con el combustible antes de finalizar la compresión, a diferencia de los motores a gasolina o a gas que poseen un encendido por chispa debido a la generación del encendido a través de una bujía en la cámara de combustión para el encendido de la mezcla aire-combustible. La operación tiene lugar dentro de la cámara de combustión formada por el cilindro y el pistón con la siguiente secuencia:

- a) Aspiración del aire del ambiente
- b) Compresión de masa de aire por el pistón

- c) Inyección de combustible pulverizado antes que el pistón alcance el máximo recorrido de compresión (PMS = Punto Muerto Superior)
- d) El aire comprimido a alta temperatura inflama al combustible, produciendo la combustión.
- e) Expansión de los gases de combustión realizando el trabajo mecánico en el cilindro empujando al pistón hacia su máximo recorrido de expansión (PMI = Punto Muerto Inferior)
- f) Expulsión de los gases de la combustión al ambiente.

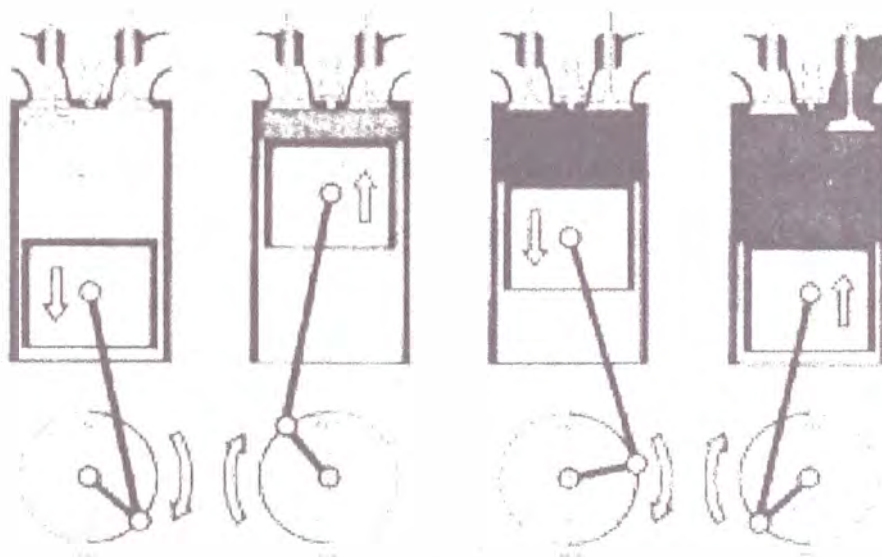


Figura 2.3: Ciclo de combustión de Motor Diesel de 04 tiempos: Aspiración, Compresión, Potencia y Escape

A continuación describiremos los sistemas más importantes del motor de combustión para tener la noción de las condiciones necesarias para operación del mismo.

- A) **Sistema de lubricación:** Su función es limitar el desgaste, aminorar la fricción y proteger a las partes móviles en contacto usando aceite lubricante presurizado que se hace circular como una película delgada entre los huelgos de las superficies en movimiento. El aceite está contenido en un sumidero o cárter y es impulsado por una bomba hacia el intercambiador de calor (enfriador), pasa por el filtro, las galerías y los drenes internos del motor. Recorre el cigüeñal, las paredes interiores del cilindro, el sistema de levas, balancines y válvulas, la bomba de inyección, el turboalimentador y los ejes de accionamiento auxiliares. Los filtros de este sistema tienen válvulas internas en derivación; una para dejar pasar el aceite cuando el filtro está saturado y otra para evitar que el aceite pase por el enfriador cuando el motor está en el proceso de arranque. En esta función, la característica del aceite es fundamental para el buen trabajo de este sistema y se debe utilizar el aceite sugerido por el fabricante del motor en función de la temperatura de operación y del ambiente en el cual se encuentra el equipo.

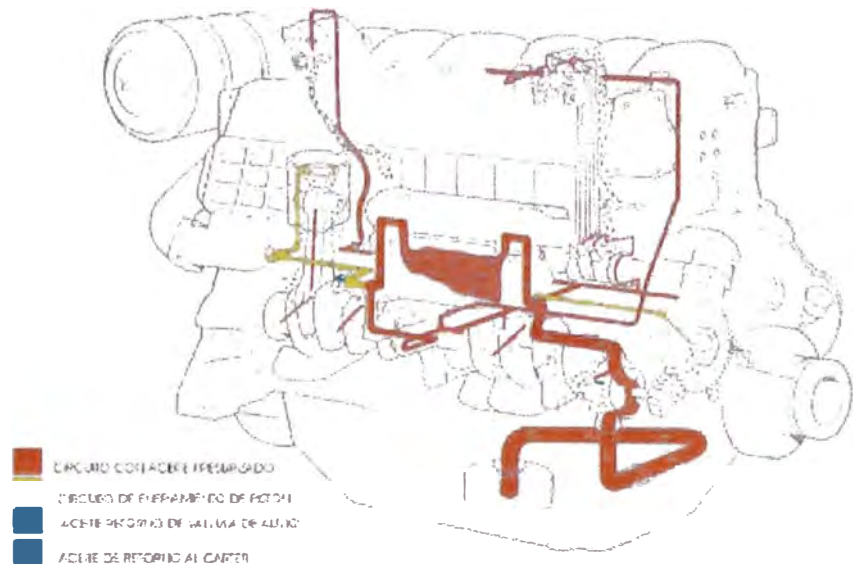


Figura 2.4: Sistema de Lubricación del Motor

- B) **Sistema de Refrigeración:** La función de la refrigeración es mantener la temperatura correcta en el motor extrayendo el calor generado por la combustión, y por la fricción. Una bomba accionada por el mismo motor impulsa el fluido de enfriamiento o refrigerante, lo hace pasar por el enfriador del aceite lubricante, los ductos en la bancada que circundan los cilindros, las culatas, la válvula termostática (controla el nivel de temperatura) y el radiador. Este último transfiere el calor a la atmósfera por el flujo de aire forzado de un ventilador. Este sistema es bastante importante en la vida útil del equipo. En este sistema, la válvula termostática cumple la función de mantener la temperatura del motor a un valor mínimo debido a que valores muy bajos de temperatura no permiten al motor desarrollar toda su potencia. Si

el fluido se encuentra a una temperatura menor a la de apertura de la válvula termostática, esta se mantendrá cerrada impidiendo el paso del fluido por el radiador con lo cual no se realizará la extracción del calor generado por la combustión hasta que no se alcance la temperatura de apertura. Esto permite que el motor alcance y no baje de una temperatura de operación adecuada.

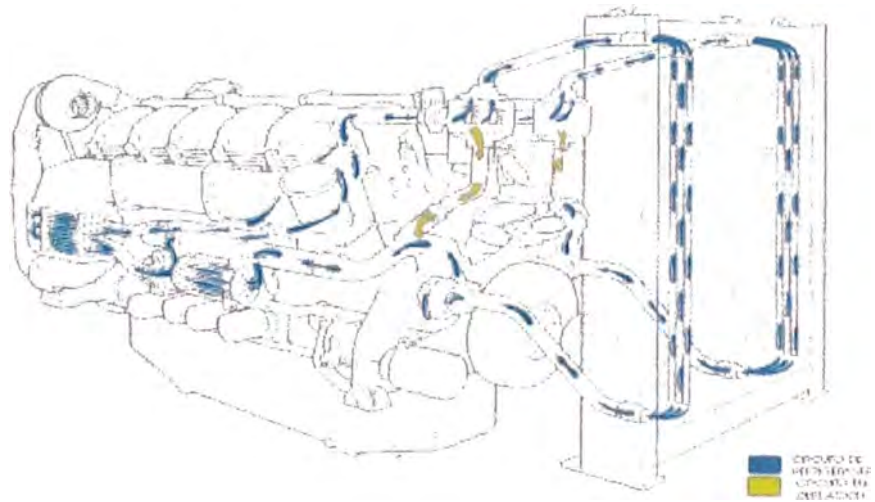


Figura 2.5: Sistema de Refrigeración del Motor

- C) **Sistema de Admisión y Escape:** El sistema de Admisión suministra aire limpio para la combustión del motor. El ingreso del aire a la cámara puede ser: directamente (aspiración natural), presurizado (turboalimentado), presurizado y enfriado (post enfriado), en cada caso la densidad del aire de combustión se va incrementando y consecuentemente también se incrementa la potencia que desarrolla el motor. El sistema de escape conduce

los gases, producto de la combustión. En los sistemas presurizados de inducción se impulsa la masa de aire de combustión con un compresor rotativo que es movido por una turbina accionada por los gases de escape. Al conjunto turbina-compresor se denomina turboalimentador o turbo. El post enfriado se realiza pasando aire por un intercambiador de calor aire-agua (intercooler) o aire-aire (after cooler) o por ambos a la vez. Inicialmente el aire ingresa al filtro donde se separan las partículas sólidas, de ser el caso, pasa por el turbocargador y los post enfriadores; el aire presurizado y enfriado pasa por el múltiple de admisión hacia la culata, al abrirse la válvula de admisión ingresa a la cámara donde se comprime e inflama al combustible. Producida la carrera de trabajo se abre la válvula de escape se expulsa los gases quienes pasan por el turbo, el silenciador y finalmente se descargan al ambiente conducidos por la tubería de escape.

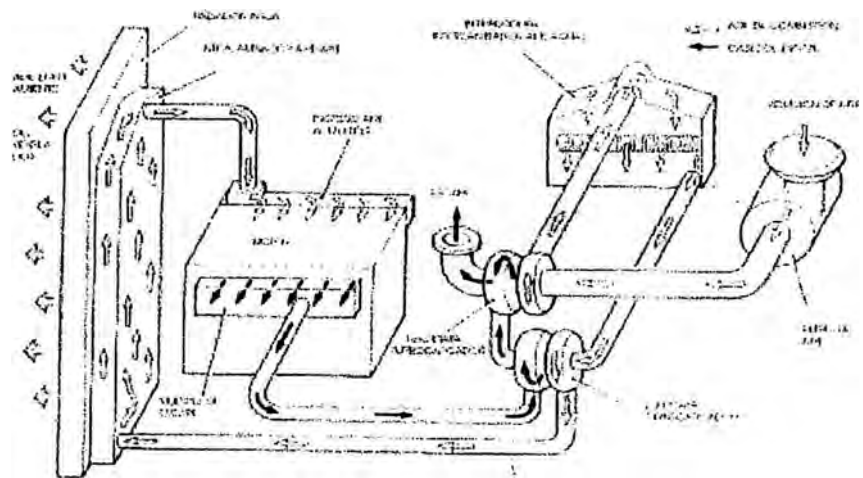


Figura 2.6: Sistema de Admisión y Escape del Motor

- D) **Sistema de Inyección de Combustible:** Tiene como función transportar e introducir el combustible a la cámara de combustión en la cantidad adecuada, en el momento preciso y en las condiciones requeridas para una óptima combustión. El combustible contenido en un tanque es aspirado por la bomba de transferencia (bomba de baja presión) e impulsado a través de tuberías que descargan en el cuerpo de la bomba de inyección (bomba de alta presión) o en el émbolo del inyector bomba. En esta etapa se presuriza el combustible en forma permanente y uniforme haciéndolo circular por las tuberías de alta presión hasta el inyector, este último pulveriza el combustible dentro de la cámara de combustión. En la actualidad, existen múltiples sistemas de inyección de combustible, desde los controlados mecánicamente hasta los sistemas de control electrónico y control

inteligente. Estos sistemas están relacionados directamente con la gobernación de velocidad y el torque del motor de combustión interna.



Figura 2.7: Sistema de Combustible de un Motor Diesel

- E) **Gobernación de Velocidad del Motor:** La característica de operación más importante del motor de un grupo electrógeno es el valor constante de la velocidad de giro que debe mantenerse desde la condición de vacío hasta la condición de plena carga. Los reguladores de velocidad o gobernadores son los encargados de mantener este parámetro variando la cantidad de entrega de combustible a inyectarse. Estos reguladores deben mantener la velocidad del motor dentro de parámetros permisibles (normalmente para grupos electrógenos $3.0 \text{ Hz} \pm 1\%$) sobre la velocidad a plena carga. Dependiendo de los requerimientos

específicos de la carga, se pueden usar gobernadores isócronos en los cuales la variación de velocidad en función de la carga aplicada es mínima (casi cero).

Los métodos más usados para la gobernación de velocidad son:

Mecánica: Se utiliza un gobernador mecánico ubicado dentro de la bomba de combustible. Es un mecanismo con elementos de sensado de la velocidad y actuación sobre la dosificación de combustible. Los elementos que sensan el giro son contrapesos que rotan a una velocidad proporcional a la del motor. La variación de carga modifica la velocidad de giro alterándose también la fuerza centrífuga sobre los contrapesos y estos a su vez mediante articulaciones mecánicas modifican la dosificación de combustible para mantener en el valor deseado a la velocidad.

Electrónica: La lectura de velocidad se realiza con un sensor electromagnético que envía pulsos de tensión a un controlador de estado sólido (tarjeta electrónica). El mando de control de la velocidad se hace por envío de señales eléctricas a un actuador para dosificar el combustible. El actuador a su vez puede ser un servomecanismo eléctrico externo que permita controlar con precisión la dosificación de combustible al motor. En la figura 2.8 se puede apreciar una ilustración de los componentes de este tipo de

gubernación y en la figura 2.9 se muestra el circuito de control electrónico de la tarjeta de gubernación de velocidad.

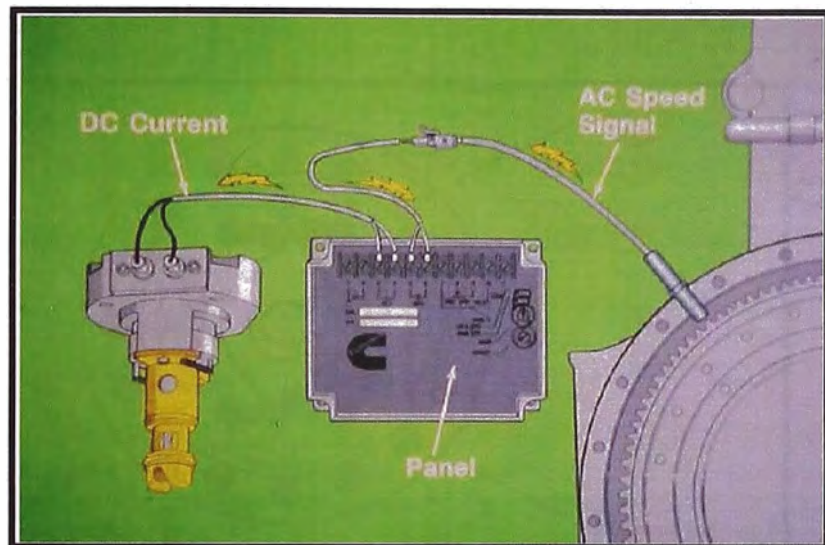


Figura 2.8: Elementos de un sistema de control electrónico de velocidad

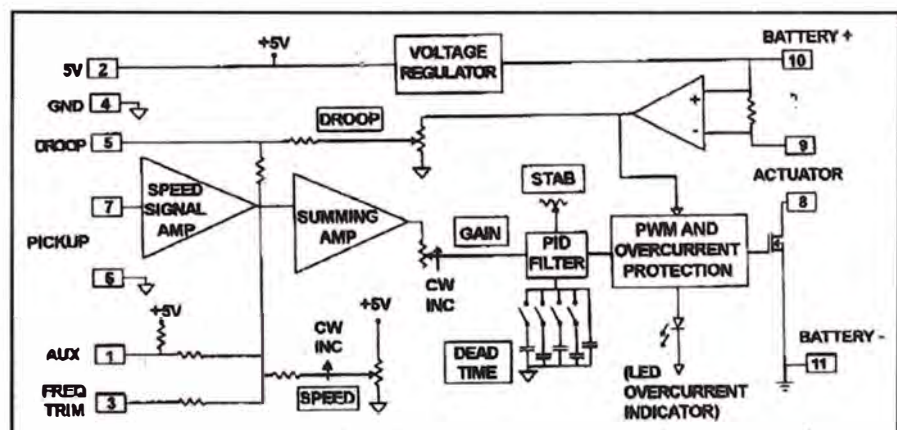


Figura 2.9: Circuito de control de tarjeta electrónica de gubernación de velocidad

2.2.2 Generador

El generador convierte energía mecánica en energía eléctrica. Está compuesto fundamentalmente de un rotor y un estator, como se muestra

en la figura 2.10. En esta figura se muestra también las líneas de campo magnético producidas por la corriente que circula por los devanados del rotor.

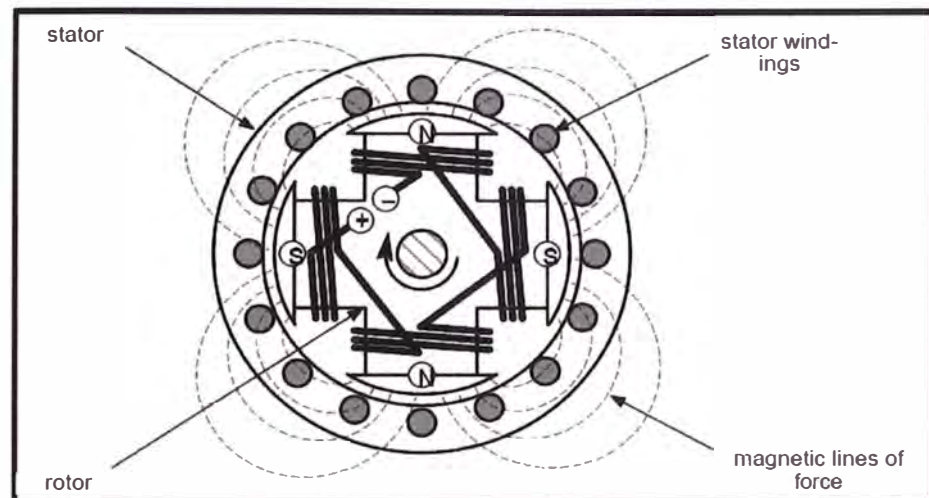


Figura 2.10: Las líneas de campo magnético al energizar el devanado del rotor

Los devanados del rotor son energizados por una fuente de tensión de tipo continua (DC) llamada tensión de excitación. Estas líneas de campo magnético se cruzan perpendicularmente a los devanados del estator cuando el motor hace girar al rotor, induciendo un voltaje en cada bobina de los devanados del estator. Como la polaridad de las líneas de campo cambian de sentido mientras gira el rotor, el voltaje inducido del estator se invierte constantemente. Por esto, el voltaje generado en el estator es sinusoidal. El valor del voltaje inducido depende de la intensidad del campo magnético del rotor (directamente proporcional a corriente en el devanado del rotor) y la velocidad con la que estas líneas de campo cruzan los devanados del estator. Para variar el voltaje de un generador

de un tamaño determinado y girando a una velocidad determinada, se debe variar la intensidad del campo magnético del rotor y esto se realiza mediante un regulador de voltaje, el cual controla la corriente que entrega la excitación al devanado del rotor. El regulador de voltaje es el elemento encargado de inyectar la corriente necesaria y suficiente en el sistema de excitación del generador con el fin de mantener el voltaje deseado. Para este fin, el regulador de voltaje debe recibir la tensión existente en los bornes del generador y decidir la cantidad de corriente que deberá inyectar a la excitación hasta alcanzar el voltaje que tiene como objetivo mantener. Si se producen transitorios de carga en los cuales genere cambios de voltaje, el regulador debe ser capaz de responder rápidamente para recuperar el voltaje hasta el valor deseado. En la figura 2.11 se puede observar la lógica de funcionamiento de un regulador de voltaje.

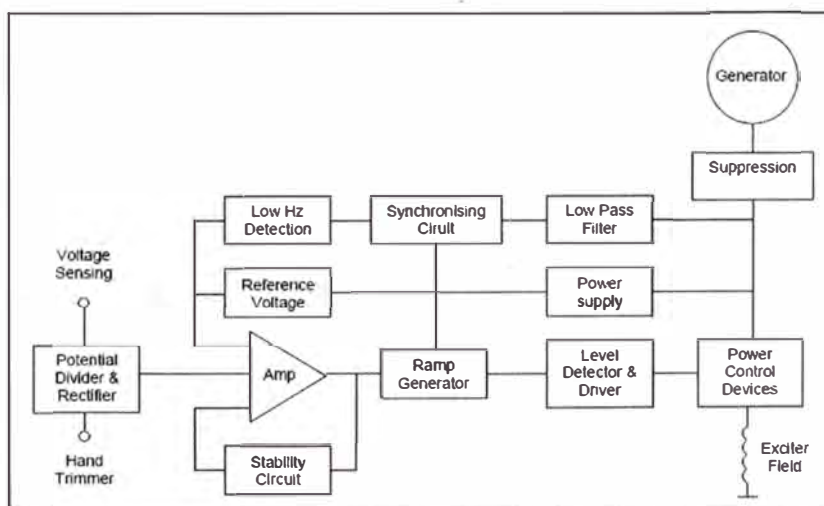


Figura 2.11: Circuito lógico de control de un regulador de voltaje de generador

Existen sistemas de excitación diferentes dependiendo de la aplicación. A continuación se describen los sistemas de excitación más comunes:

- A) **Generadores con excitación por escobillas:** En estos generadores, se cuenta con una fuente de alimentación continua (DC) para aplicar tensión al devanado del rotor del generador. Al ser el rotor un componente giratorio y la fuente un componente estático, se utilizan contactos de rozamiento anillos – escobillas donde se aplica la tensión a las escobillas de material carbón que están en rozamiento y contacto con los anillos de cobre del devanado del rotor. Se cuenta con un regulador de voltaje que sensa la tensión en bornes del generador y aplica una corriente en el rotor para mantener la tensión deseada. La corriente que aplica el regulador de tensión de este tipo de excitación es mayor respecto a otros sistemas de excitación que existen.
- B) **Generadores Auto excitados:** En estos generadores se cuenta con un estator y un rotor especialmente para transmitir la corriente de excitación además de diodos rectificadores para convertir voltajes en corriente alterna (AC) a corriente continua (DC). Los componentes de este sistema de excitación se muestran en la figura 2.12 y 2.13. El sistema de excitación es alimentado por el regulador de voltaje que a su vez se alimenta del voltaje de bornes del mismo generador. El regulador de voltaje sensa la tensión y frecuencia de salida del generador y la compara con sus valores de referencia. Alimenta con

una tensión DC regulada en el devanado del estator excitatriz. El campo generado por el estator excitatriz induce un voltaje sobre el rotor excitatriz que se encuentra en el eje del generador y que gira permanentemente. El voltaje de salida del rotor excitatriz es por tanto de tipo AC y es rectificado por un puente de diodos rectificadores a DC para alimentar al rotor principal. El regulador de voltaje incrementa o reduce la corriente aplicada al estator excitatriz (haciendo más o menos intenso el campo magnético) en función de los cambios del voltaje y frecuencia del generador por las variaciones en la carga.

Una de las desventajas de este sistema de excitación es que la alimentación al regulador de voltaje proviene del mismo voltaje del generador, el cual puede estar sometido a transitorios de voltaje y frecuencia por variaciones repentinas de carga. Esto puede generar respuestas más lentas porque ante caídas de voltaje, el regulador dispondrá de menos potencia para inyectar corriente en la excitatriz y recuperar el voltaje. Otra desventaja es que en el arranque del grupo electrógeno y el inicio de la generación de voltaje, se requiere necesariamente de la tensión en el estator producida por el campo magnético remanente del rotor principal para alimentar al regulador de voltaje

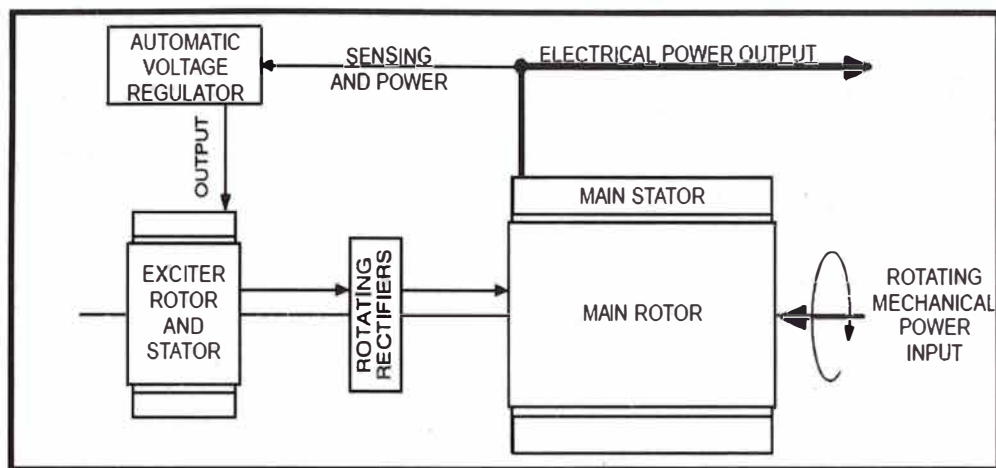


Figura 2.12: Sistema de generación Auto excitado

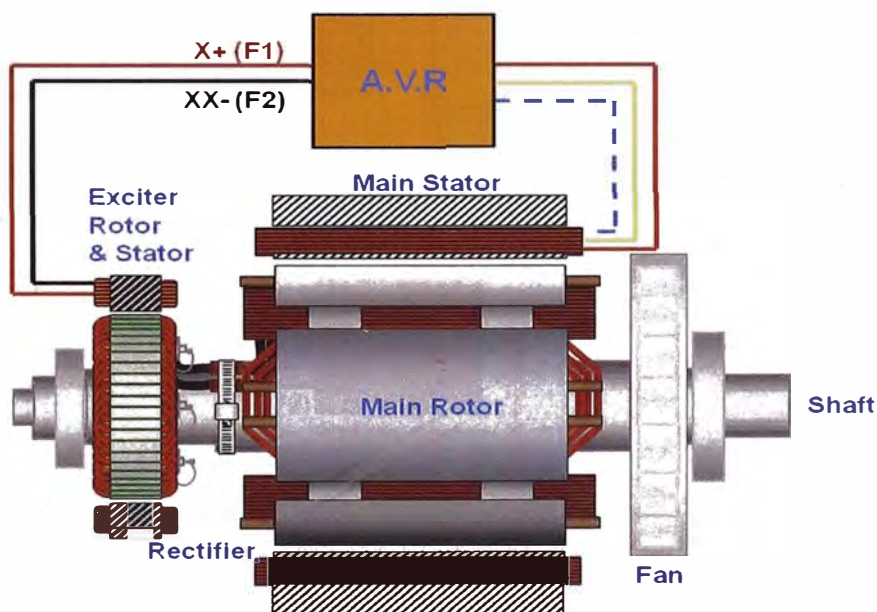


Figura 2.13: Imagen de sistema de generación Auto excitado

- C) **Generadores separadamente excitados:** Este tipo de generadores son similares al auto excitado con la diferencia que se tiene un generador con imán permanente (PMG) en el extremo posterior del eje, el cual será el encargado de alimentar al regulador de voltaje para que este pueda inyectar corriente en la excitatriz. En la figura

2.14 se puede observar este PMG y las conexiones con el sistema de excitación y comparando con la figura 2.12 se puede apreciar la similitud y diferencia. En la figura 2.15 se puede hacer una comparación física con la figura 2.13.

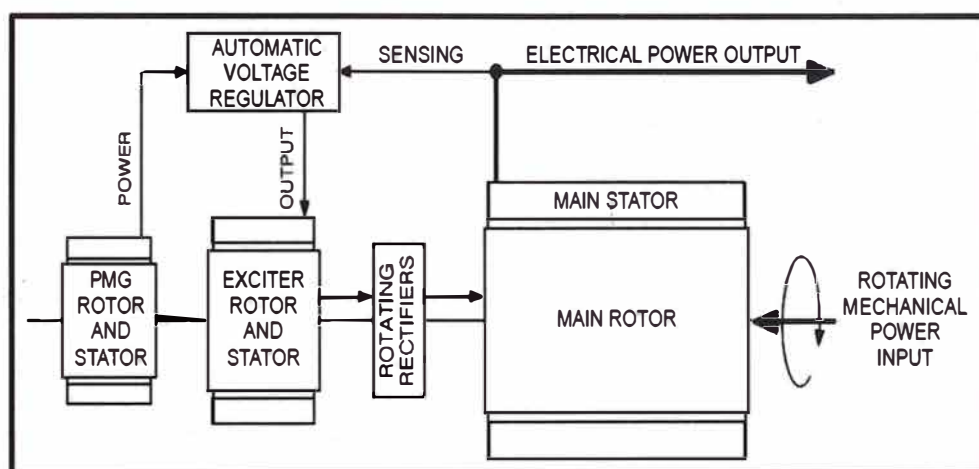


Figura 2.14: Sistema de generación separadamente excitado

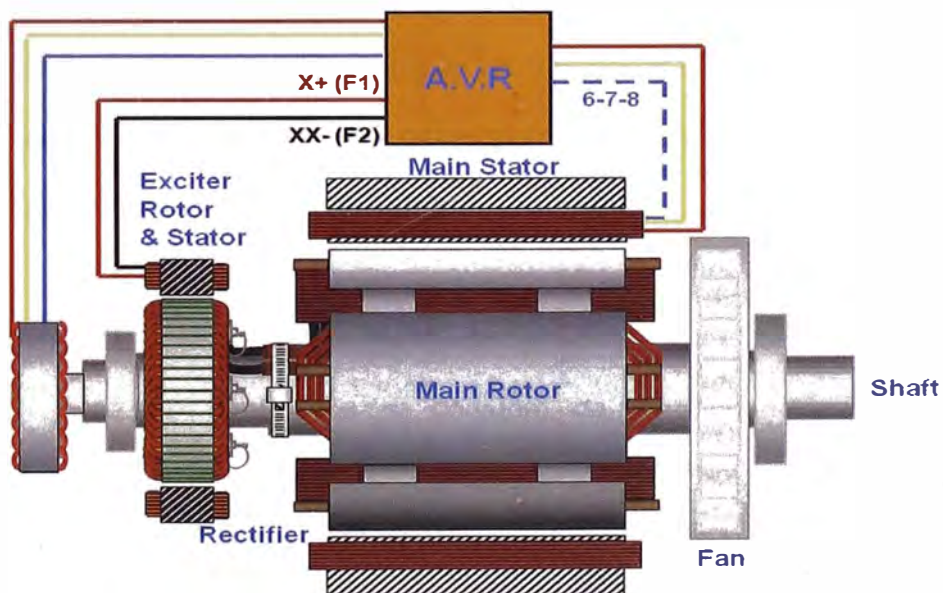


Figura 2.15: Sistema de Generación separadamente excitado

Como este PMG es una fuente de alimentación separada, el circuito de excitación no es afectado por las cargas que se aplican al generador. Es decir ante un transitorio que genera una caída de voltaje, la alimentación al regulador de voltaje no se ve afectada por lo que este, puede recuperar más rápidamente el voltaje inyectando corriente en la excitatriz.

Por otro lado, debido a este generador de imán permanente, el regulador puede ser capaz de sostener hasta 3 veces la corriente nominal por aproximadamente 10 segundos por lo cual se debe tomar medidas para proteger este tipo de generadores de condiciones de falla, ya que en este caso, es capaz de operar hasta sufrir daños irreparables. Por esta razón, los generadores con esta regulación son recomendados para aplicaciones donde se requiere mejor capacidad para arranque de motores y buen desempeño con cargas no lineales pero se debe contar con protección de sobrecarga en el interruptor.

2.2.3 Sistema de Control del Grupo Electrónico

El sistema de control es el conjunto de componentes, sensores, actuadores, tarjetas electrónicas, programas de control, panel de control que en conjunto sirven para realizar la operación del equipo dentro de parámetros adecuados, monitoreando y cumpliendo funciones de protección. Una de las funciones más importantes de este Modulo de Control es la de tener el control de los dos parámetros de generación

eléctrica más importantes: Voltaje y Frecuencia. También cuenta con las funciones de protección para el generador y motor. En la figura 2.16 se muestra el esquema de las funciones que cumple un Modulo de Control de un grupo electrógeno. Todas estas funciones se integran en un controlador basado en tecnología de microprocesadores.

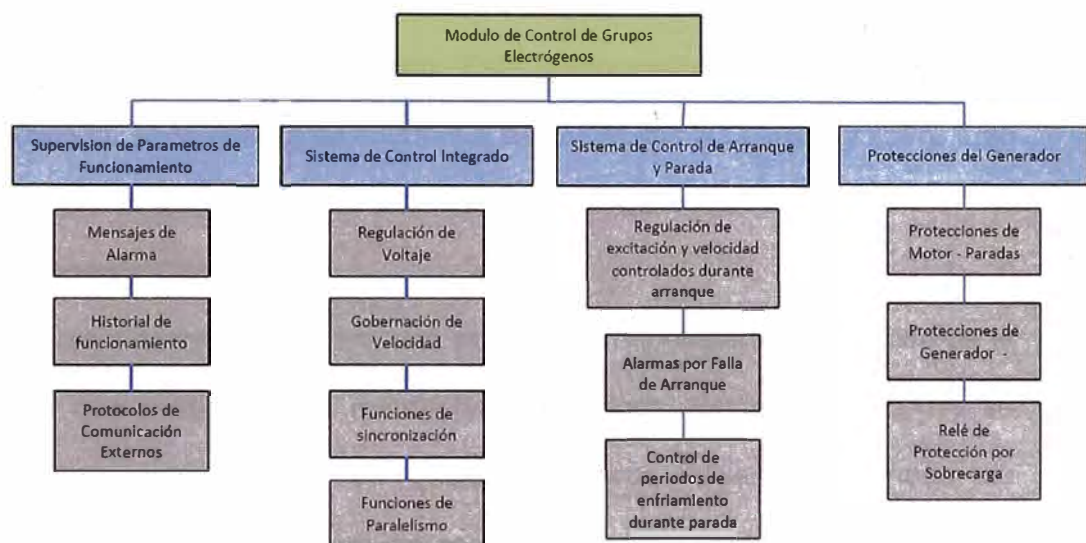


Figura 2.16: Funciones de Modulo de Control de un grupo electrógeno

2.3 Tipos de Cargas Eléctricas

En los sistemas eléctricos de potencia siempre se cuenta con fuentes de suministro que son los que generan la energía (en este caso, los generadores), líneas de transmisión para el transporte de energía desde las fuentes de suministro hacia los centros de distribución o cargas eléctricas. Las cargas son impedancias eléctricas, las cuales se conectan a las fuentes de energía eléctrica. Estas impedancias pueden tener un componente Resistivo, Capacitivo, Inductivo o hasta una

combinación de los tres. En función de esta característica de los equipos a alimentar, tendremos cargas eléctricas de diferentes impedancias:

2.3.1 Componente Resistiva

Es el elemento que genera impedimento al flujo de corriente en un circuito eléctrico. A través de este elemento en corriente alterna, la corriente se encuentra en fase con la tensión. Este componente se mide en Ohmios. Este tipo de componente se encuentra en casi todas las cargas y sobre todo en una plancha, estufas, lámparas incandescentes, etc.

2.3.2 Componente Capacitiva

Es el componente que genera una polarización opuesta a la variación de la tensión que presentan los materiales dieléctricos. Estas componentes se encuentran normalmente en cables eléctricos aislados y líneas de transmisión de gran longitud, en compensadores industriales de factor de potencia, etc. Estas cargas generan un adelanto de la corriente respecto de la tensión de 90° (Desfase de corriente)

2.3.3 Componente Inductiva

Es la inercia opositora a la variación de la corriente que presentan los bobinados. En corriente alterna, la inductancia ejerce una impedancia sobre la corriente. Normalmente este tipo de componente se encuentra en cargas como motores eléctricos, electroimanes, transformadores. Estas cargas generan un retraso de corriente respecto a la tensión de 90° (Desfase de corriente)

Normalmente toda carga eléctrica posee la componente resistiva debido a que este componente refleja el trabajo útil desarrollado por la carga eléctrica. Por ejemplo, una estufa transforma la energía eléctrica en calor y en la práctica se trata de una resistencia que al oponerse a la corriente eléctrica, disipa calor. Otro caso es el de motores eléctricos los cuales transforman energía eléctrica en mecánica pero lo hacen generando un campo magnético mediante bobinas que poseen un considerable componente inductivo por lo cual tienen resistencia e inductancia que generan impedancia de tipo inductiva.

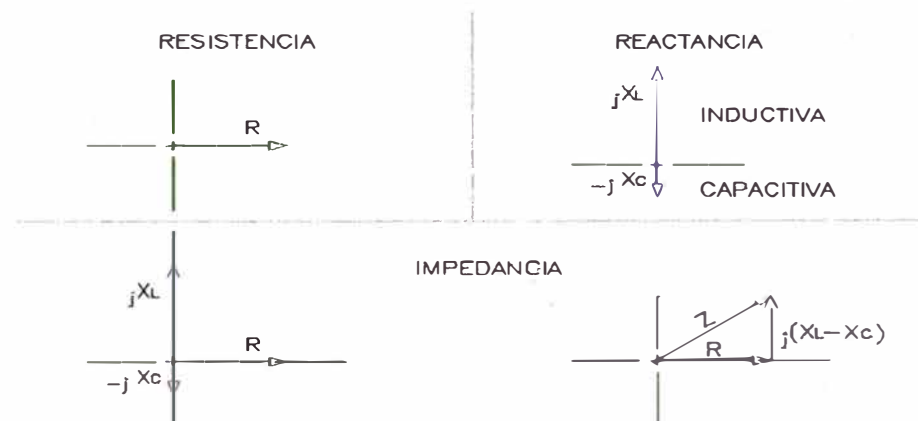


Figura 2.17: Tipos de carga eléctrica, representación fasorial de impedancia

2.4 Potencias en Corriente Alterna

2.4.1 Factor de Potencia

Indica la proporción de energía que realiza trabajo y se disipa respecto al total de la energía que fluye en determinado circuito de corriente alterna. En la representación fasorial (Ver figura 2.18), el factor de potencia es igual al

coseno del ángulo ϕ que forman la componente resistiva y la impedancia total.

2.4.2 Potencia Activa

Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Las diferentes cargas eléctricas existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, luminosa, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda. Se mide en kilowatts (**KW**) y se designa normalmente con la letra **P** Las formulas para cálculo de potencia activa son:

Sistemas Monofásicos:

$$P = V.I.Cos\phi$$

Sistemas Trifásicos:

$$P = \sqrt{3}.V.I.Cos\phi$$

Nota: En casos de cargas puramente activas, el ángulo ϕ es Cero, por lo cual $Cos\phi=1$.

2.4.3 Potencia Reactiva

Esta potencia no tiene el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos y es la utilizada para la formación de campos magnéticos y eléctricos. Fuentes comunes de potencia reactiva son los generadores y capacitores. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo

útil. Por ello que se dice que es una potencia que no produce vatios, se mide en volt - amperios reactivos (**VAR**) y se designa con la letra **Q**. Las formulas para potencia reactiva son:

Sistemas Monofásicos:

$$P = V.I.Sen\phi$$

Sistemas Trifásicos:

$$P = \sqrt{3}.V.I.Sen\phi$$

2.4.4 Potencia Aparente

La potencia aparente (también llamada compleja) de un circuito eléctrico de corriente alterna es la suma vectorial de la energía que disipa dicho circuito en cierto tiempo en forma de calor o trabajo (Potencia activa **P**) y la energía utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos que demanda algunas maquinas inductivas (Potencia reactiva **Q**). Esta potencia no es la realmente consumida "útil", salvo cuando el factor de potencia es la unidad (**cos $\phi=1$**), y señala que la red de alimentación de un circuito no sólo ha de satisfacer la energía consumida por los elementos resistivos, sino que también ha de contarse con la que van a "almacenar" bobinas y condensadores. Se la designa con la letra **S** y se mide en Vatios (Voltios · Amperios). La relación entre la potencia activa reactiva y aparente se muestra en la figura 2.18 y también se puede observar el ángulo ϕ que determina el factor de potencia.

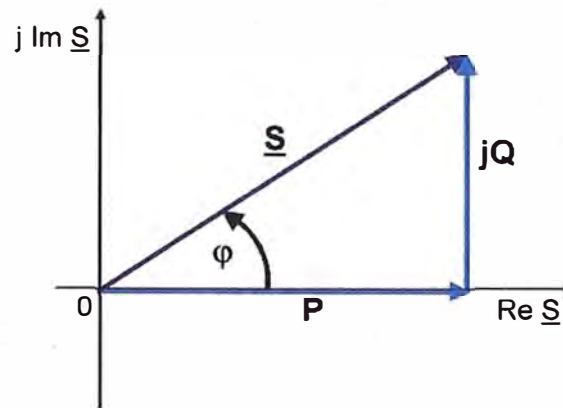


Figura 2.18: Relación entre potencias activa, reactiva y aparente

2.4.5 Curva de Capacidad del Generador

La curva de capacidad de un generador es una herramienta básica para realizar el análisis del comportamiento del mismo ante variaciones de requerimiento de potencia activa y reactiva, basado en las relaciones entre las mismas mostradas en la figura anterior. En el eje horizontal, tenemos el rango de potencia reactiva en p.u. (partes por unidad) y hacia la derecha tenemos la escala con factor de potencia en atraso (cargas inductivas) y hacia la izquierda, tenemos los valores de potencia reactiva en adelanto (cargas capacitivas). En el eje vertical tenemos los valores de potencia activa en valores de p.u. También tenemos los límites de factor de potencia en una escala radial y los extremos permisibles de operación en un generador.

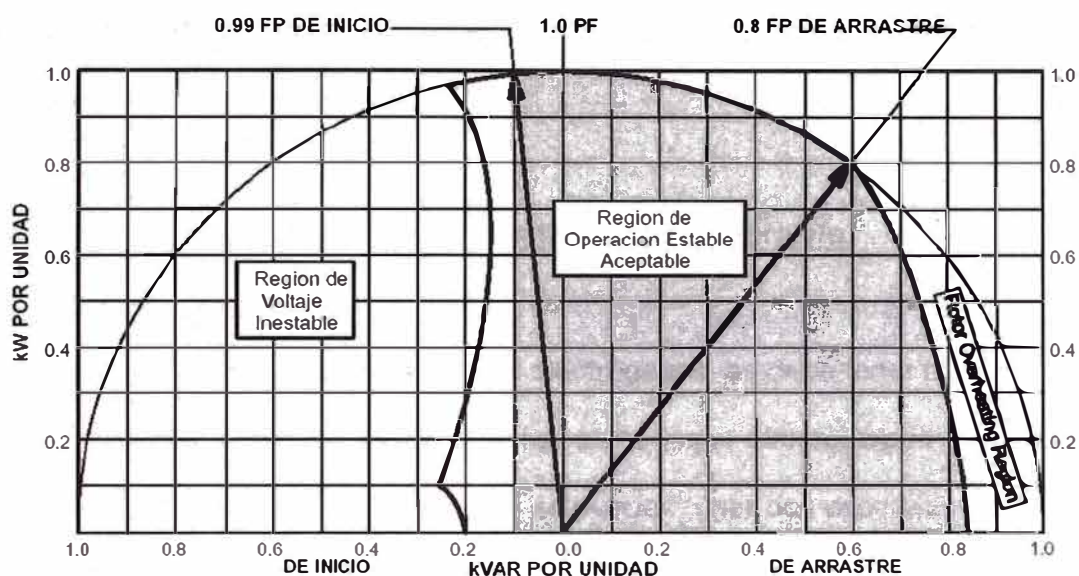


Figura 2.19: Curva de capacidad de un generador

Observando la figura 2.19 empezamos por analizar la zona de operación en régimen estable donde se observa que está limitada por la carga de potencia activa máxima en la zona superior, por el factor de potencia en adelanto (o de inicio según figura) de 0.99 (al 10% de la potencia reactiva nominal) después de lo cual, el generador entra en una zona de voltaje inestable (Generador sub excitado). También se encuentra limitada por el factor de potencia en atraso hasta 0.8. Normalmente los generadores trifásicos se fabrican con un factor de potencia nominal de 0.8 en atraso por lo que este es el límite máximo después de lo cual si mantenemos la potencia activa nominal máxima, empezaremos a tener problemas de recalentamiento del rotor por la alta corriente necesaria para mantener el voltaje. Esto se explica en la alta demanda de potencia reactiva y la exigencia que se aplica al sistema de excitación ante alta demanda de potencia activa. El bajo factor de potencia también trae como consecuencia

el aumento de la corriente en el estator debido a que tendremos más potencia aparente.

2.5 Fundamentos de Operación de Grupos Electrónicos en Paralelo

2.5.1 Consideraciones generales

Para decidir poner en paralelo grupos electrónicos, se debe tener en cuenta el sistema eléctrico del que van a formar parte y que otros equipos y cargas se tienen en el sistema. Normalmente se pueden tener dos escenarios en un sistema eléctrico:

- Que se cuente con una fuente de Suministro Comercial principal, la cual estará alimentando a las cargas en condiciones normales y grupos electrónicos de respaldo para trabajar solo en casos de emergencia para generar energía y alimentar las cargas en paralelo con este suministro comercial, de esa manera consumir menos energía de este suministro. Sería un escenario de paralelo con la Red de Suministro.
- Que uno o más grupos electrónicos trabajen en un sistema aislado sin una fuente de suministro principal existente y toda la generación de este sistema se base en grupos electrónicos. En este caso los generadores de este sistema serán la única fuente principal de energía para las cargas y se repartirán la demanda de energía de manera proporcional. Sería un escenario de una Barra Aislada y Reparto de Carga entre Grupos Electrónicos.

Otro aspecto a considerar es la carga a alimentar o la potencia que se desea generar. En caso de tener grandes cargas que superen la potencia de un solo generador, la alternativa será poner en paralelo grupos electrógenos para sumar sus potencias y alimentar a dicha carga. Si existe una carga que puede ser alimentada por un solo equipo, se debe considerar que este generador será la única fuente de energía para alimentar dicha carga y que el equipo necesariamente en algún momento debe parar para labores de mantenimiento y revisión. En casos como este, se puede optar por la opción de colocar dos o más generadores de menor potencia y más pequeños en paralelo en lugar de un solo equipo lo que le da mejor confiabilidad y flexibilidad al sistema, (se puede apagar uno de los equipos para labores de mantenimiento por ejemplo). Además si estas cargas experimentan variaciones en el tiempo, se pueden apagar uno o más equipos en horas de baja demanda de potencia produciendo un ahorro de combustible y horas de funcionamiento de máquina. Por otro lado, existen casos en los cuales se desea poner en paralelo grupos electrógenos en funcionamiento con un suministro comercial con el fin de hacer una transferencia de las cargas alimentadas de la fuente de generación mediante grupos electrógenos hacia esta fuente de suministro comercial o viceversa, sin cortar la alimentación a las cargas durante este proceso.

2.5.2 Condiciones para puesta en paralelo de dos o más Generadores

A continuación, se describen las consideraciones que deben para que dos o más grupos electrógenos trabajen en paralelo:

- Todos los generadores deben tener el mismo voltaje nominal.
- Todos los generadores deben tener la misma secuencia de fases.
- Todos los generadores deben tener la misma frecuencia.
- En el caso de tener un sistema de generadores en paralelo aislados de una fuente de energía mucho más grande, las maquinas motrices (motores en este caso) y los generadores deben tener comportamientos similares ante transitorios de voltaje y frecuencia por variación de carga de condición de vacío a plena carga.
- El equipamiento de control de los generadores debe contar con las funciones de sincronización.
- Los generadores deben contar con protección contra inversión de potencia activa y reactiva, alta corriente, perdida de excitación.
- Generadores de fabricaciones diferentes, deben tener forma de onda de similares características.

2.5.3 Sincronización de Grupos Electr6genos para puesta en Paralelo

La sincronización se lleva a cabo para poner en paralelo un generador con una fuente de energa el6ctrica, tanto en modo barra aislada (cuando se tiene generadores como 6nica fuente de energa el6ctrica) como en paralelo con una fuente de suministro comercial que es mucho m6s grande. La sincronizaci6n puede realizarse de manera manual, semiautom6tica (usando un verificador de sincronismo) o totalmente automatizada.

Consideremos la condición inicial en la que tenemos dos generadores idénticos, de los cuales, uno de ellos se encuentra alimentando las cargas, como se muestra en la figura 2.20.

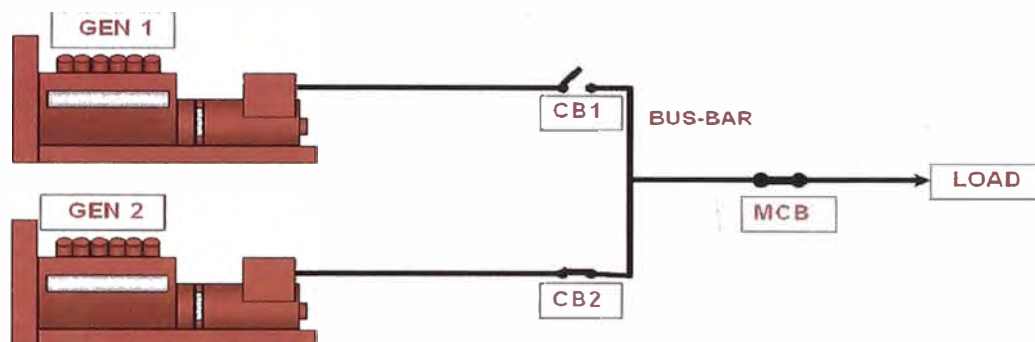


Figura 2.20: Configuración de 02 grupos electrógenos para sincronización

En este caso, el generador GEN2 estará alimentando a las cargas a través de su Interruptor CB2 que se encuentra cerrado hacia la barra común de ambos generadores (BUS-BAR) conectando este equipo a las cargas existentes a través del alimentador principal MCB. Normalmente también el generador GEN2 mantendrá sus parámetros normales de funcionamiento, en este caso frecuencia nominal de 60 Hz. Para sincronizar correctamente el generador GEN1, es necesario que ambos equipos GEN1 y GEN2 tengan frecuencias iguales y se requiere un equipo verificador de sincronización para monitorear la frecuencia de la barra BUS-BAR y del generador GEN1 que va a entrar en paralelo para asegurar que ambas fuentes de energía se encuentren en sincronismo. En la figura 2.21 se puede observar el verificador de sincronización sensando el sincronismo entre GEN1 y BUS-BAR.

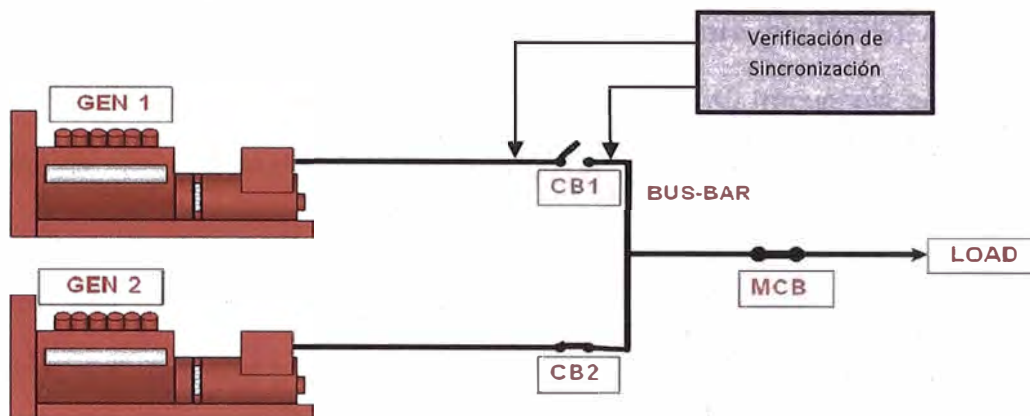


Figura 2.21: Verificador de sincronización

La función del equipo Verificador de Sincronización es medir el ángulo de desfase entre las ondas sinusoidales de ambas fuentes. Este ángulo de desfase se representa en la figura 2.22 donde se observan las ondas de voltaje SET-A y SET-B.

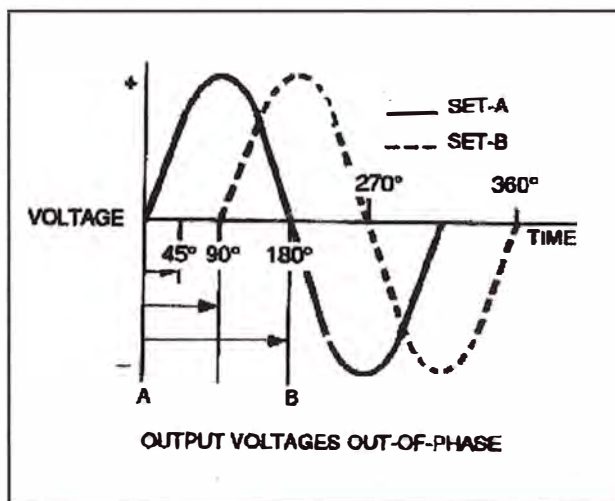


Figura 2.22: Ondas de voltaje de dos fuentes, con ángulo de desfase 90°

En la figura 2.22, podemos observar que la onda de SET-A (que es la del generador que entrará en línea) se encuentra atrasada respecto a la onda SET-B (que es la onda del generador que se encuentra conectado a las

cargas) y para poder alcanzarla esto nunca será posible si ambas fuentes mantienen sus frecuencias exactamente iguales. Para que la SET-A alcance a la SET-B, es necesario incrementar ligeramente su frecuencia para poder reducir este ángulo de 90° y alcance a la SET-B. Esto quiere decir que debe existir una velocidad relativa entre ambas fuentes para que se puedan encontrar en fase (ángulo Cero como se muestra en la figura 2.23) pero esta debe ser pequeña para que en el momento que ambas se encuentren en fase, el verificador de sincronización tenga el tiempo suficiente de verificar el sincronismo de ambas fuentes y permita cerrar el interruptor CB1.

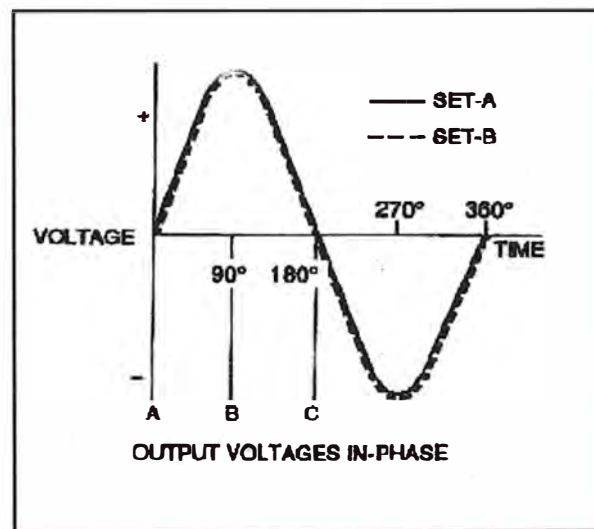


Figura 2.23: Ondas de voltaje se encuentran en fase, ángulo de desfase Cero

Por lo tanto, se debe tener en cuenta que al momento de sincronizar dos generadores, debe existir una velocidad relativa pequeña entre ambos equipos para que entren en fase y se pueda comandar el cierre del Interruptor y así también el generador (GEN1 en este caso) debe mantener

una velocidad mayor que el que está en línea (GEN2) para que al momento de acoplarse al primer generador en línea, este generador tome una proporción de la carga. De esta manera se evita que se active una alarma por potencia activa inversa.

Una vez lograda la sincronización y el cierre del interruptor CB1, ya tenemos ambas fuentes juntas en paralelo, a partir de este momento se debe analizar los modos de hacer paralelismo entre fuentes de energía tomando en cuenta la relación directa entre el sistema de regulación de voltaje del generador y el sistema de gobernación de velocidad del motor para la entrega de potencia activa y reactiva. Esta relación directa se explica gráficamente en la figura 2.24.

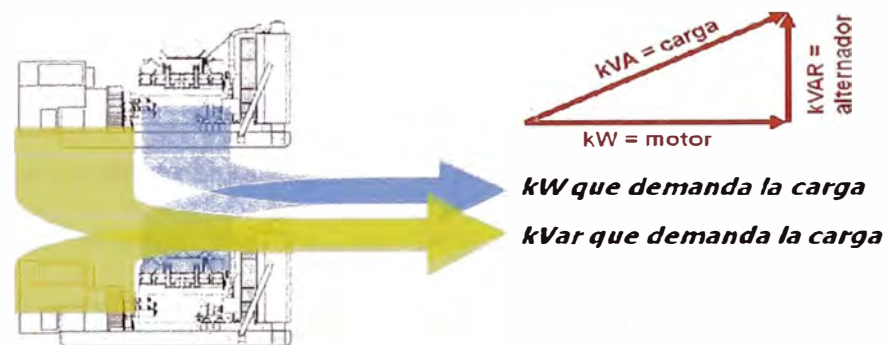


Figura 2.24: Componentes encargados de producir KW y KVAR

Para el modo de trabajo de dos fuentes de energía en paralelo, se debe tener en cuenta que el grupo electrógeno cuenta con el motor o la maquina prima que es la fuente que produce la potencia activa o útil (KW) y la potencia reactiva (KVAR) que es producida por el sistema de excitación del generador.

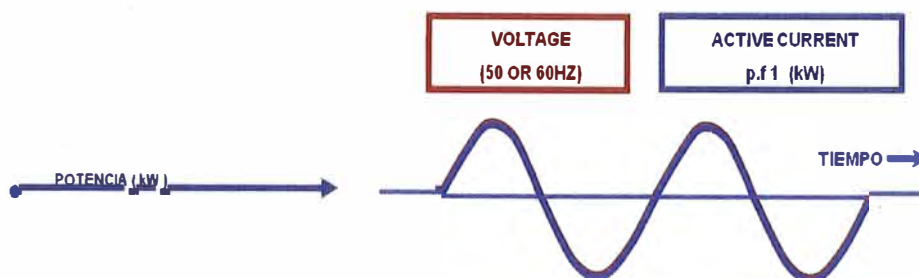


Figura 2.25: Ondas de Voltaje y Corriente de generador en fase

Como se puede observar en la figura 2.25, la corriente se encuentra en fase con el voltaje de línea del generador. Esta es la componente de la corriente que produce la potencia activa y alimenta a la carga. Esta potencia activa que demanda la carga es compartida por las maquinas primas (en este caso los motores) en paralelo entregando los HP necesarios.

En la figura 2.26 se puede observar las componentes reactivas expresadas en KVAR que se encuentran desfasadas en ángulo de 90° , una en atraso y la otra en adelanto respecto al voltaje de línea del generador. La corriente reactiva en atraso significa, como se puede observar el grafico, que es una potencia reactiva positiva, es decir una energía que entregan los generadores a las cargas (sentido positivo: del generador a las cargas).

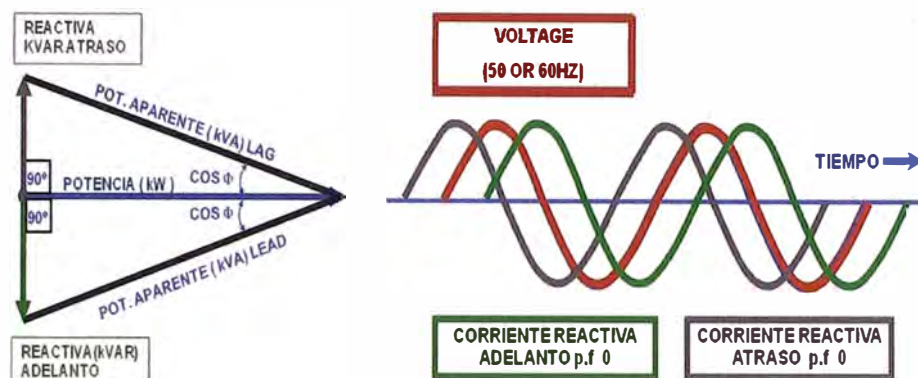


Figura 2.26: Ondas de voltaje y corriente en desfase

La potencia reactiva en adelanto significa que es una potencia negativa debido a que esta forma de energía es entregada por las cargas al generador (sentido negativo: de las cargas al generador). Se debe entender que el desfase de la corriente respecto al voltaje de los generadores depende del tipo de carga que estos alimentan, es decir de la demanda de potencia activa y reactiva de las cargas eléctricas. Durante una situación de dos generadores en paralelo, los grupos electrógenos repartirán la carga activa y reactiva regulando la dosificación de combustible al motor y la corriente de excitación del generador.

2.5.4 Modos de Puesta en Paralelo de dos o más Fuentes

2.5.4.1 Modo de Reparto de Carga

Este modo de operación se aplica usualmente cuando tenemos un sistema de generación de energía eléctrica basado únicamente en grupos electrógenos trabajando en paralelo, donde el objetivo es que sumando las potencias de cada equipo, se logre satisfacer la demanda de la carga existente. Para lograr controlar este reparto

de carga, se requiere tener un control sobre la generación de potencia activa y de potencia reactiva. Estos a su vez, dependen de la dosificación de combustible al motor y de la corriente de excitación respectivamente. Este modo Reparto de Carga entre grupos electrógenos, podemos realizarlo de dos métodos:

a) **Modo de Caída de Frecuencia y Voltaje**

Para hacer este control, se requiere tener una característica particular de voltaje y frecuencia en las cuales decrecen con la carga aplicada. En la figura 2.27, se observa la característica indicada:

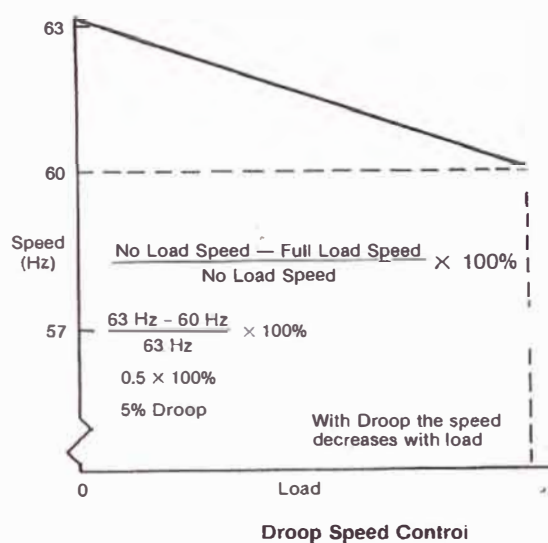


Figura 2.27: Característica de frecuencia tipo Caída

En esta figura 2.27 tenemos la gráfica de característica de frecuencia en función de la carga en la cual esta decrece conforme se aplica más carga. Este factor de caída de

velocidad se expresa en porcentaje (%) y se calcula de la siguiente forma:

$$\%Caída = \frac{\text{frecuencia_vacío} - \text{frecuencia_plena_carga}}{\text{frecuencia_vacío}} \times 100\%$$

Para esta figura 2.27 en particular, podemos verificar que la frecuencia a plena carga es 60 Hz mientras que en vacío, es 63 Hz. Con estos cálculos, aplicando la fórmula descrita, obtenemos lo siguiente:

$$\frac{63 - 60}{60} = 0.5 \times 100\% = 5\% \text{ de Caída}$$

Una vez obtenida la característica de Caída de frecuencia, la forma como trabajan dos generadores en paralelo en Modo Caída de frecuencia se muestra en la figura 2.28

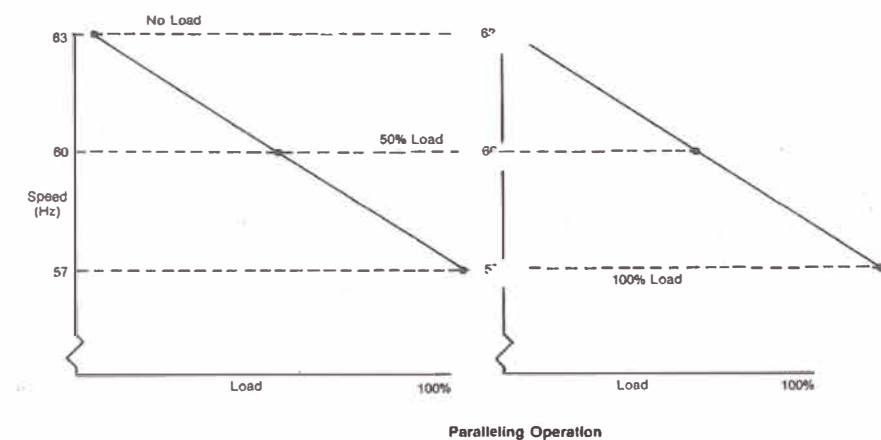


Figura 2.28: Operación de 02 generadores en modo caída

En esta figura 2.28 se observan las características de los gobernadores de velocidad (por tanto frecuencia) de dos generadores que ya se encuentran en paralelo. Suponemos que cada generador es de 100 KW y el generador 1 tiene la característica de frecuencia que se muestra en el gráfico de la izquierda y la del generador 2 tiene la característica de la derecha. En este grafico también se representa una carga total de 100 KW, que se reparten los dos generadores, debido a que la característica del gobernador de frecuencia es idéntica en ambos equipos. El grafico muestra que ambos están trabajando al 50% de carga (50 KW cada uno) y por lo tanto ambos están a una frecuencia de 60 Hz. Si esta carga total de 100 KW varia en el tiempo, tendremos que el reparto de la carga se realizará proporcionalmente en los dos generadores.

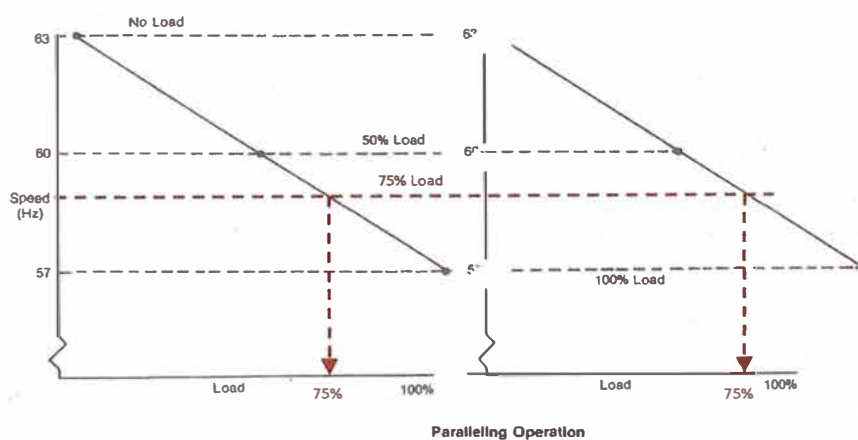


Figura 2.29: Incremento y reparto de carga entre 02 generadores en modo caída

En caso de tener un incremento de carga del 25% como se muestra en la figura 2.29 y de acuerdo a la característica del gobernador de frecuencia, los dos generadores tendrán que asumir la mitad del incremento como se muestra en la figura. Este método de reparto de carga es usado para operaciones que deben ser supervisadas por un operador debido a que esta característica de frecuencia no es perfectamente lineal, sino que en el tiempo puede experimentar variaciones y puede afectar la proporcionalidad del reparto de carga. Por eso, este método de Reparto de Carga es solo para aplicaciones de operación manual, permanentemente supervisadas por un operador. Por otro lado como se puede ver en la figura, ante esta aplicación de carga, tenemos disminución de frecuencia. Suponiendo la perfecta linealidad de la característica, tendremos una nueva frecuencia en la barra común de generadores que sería 58.5 Hz. Por lo tanto ante variaciones de carga, tendremos variación de la frecuencia permanentemente, lo cual afecta a la calidad de energía y el comportamiento de algunas máquinas. Otra desventaja de este método es que al poner en paralelo dos generadores con mínima carga, se puede experimentar potencia inversa hacia uno de los generadores debido a que la característica de frecuencia no es completamente lineal ni exacta para ambos equipos. Estos factores no permiten

utilizar este modo de operación entre grupos electrógenos en forma automática, siempre requieren la intervención de un operador, aparte de tener variaciones de frecuencia y voltaje por la característica de los reguladores de velocidad y voltaje que afectan la calidad de la energía.

b) Modo Isócrono

Existen casos en los cuales se utilizan grupos electrógenos para atender sistemas de emergencia y se requiere que estos arranquen inmediatamente y trabajen en paralelo automáticamente sin necesidad de operación manual ni un operador que realice ajustes en los equipos. En este tipo de casos, se requiere controlar el reparto de carga entre los generadores regulando la gobernación de frecuencia en el motor y verificando el reparto proporcional de carga entre equipos además de mantener la frecuencia constante ante cualquier variación. Esto se convierte en un ciclo que consiste en ajustar dosificación de combustible y verificar carga y frecuencia del generador. Este ciclo puede ser realizado por un sistema de control electrónico que realice ajuste y verificación de los parámetros del reparto de carga entre grupos en paralelo. Un esquema de los elementos de control que intervienen en un sistema de reparto de carga isócrono se muestra en la figura 2.30.

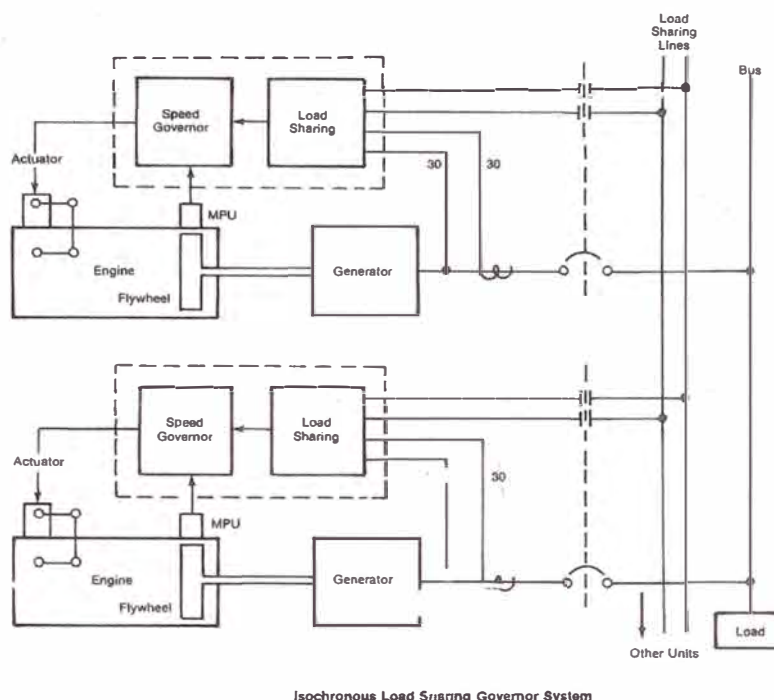


Figura 2.30: Esquema de un sistema de Reparto de Carga isócrono

En esta figura 2.30 se muestra el control de gobernación de velocidad isócrono, el cual tiene control sobre el actuador de dosificación de combustible al motor y la lectura de velocidad. Se instala un controlador de Reparto de Carga en cada equipo el cual, por un lado leerá la carga asumida por el generador sensando voltaje y corriente y por otro lado, enviará señales al gobernador de velocidad del generador para variar la dosificación de combustible. Para asegurar el reparto proporcional entre los dos equipos (o más equipos si hubiese) los controladores de Reparto de carga isócrono cuentan con líneas de señal (un par de líneas para Potencia

Activa y un par de líneas para Potencia Reactiva) entre ellos en las cuales, cada controlador de Reparto produce voltajes proporcionales a la carga de cada equipo y por circulación de corriente, pueden verificar si el reparto de carga es proporcional entre los equipos. Si este no fuera proporcional, los controladores enviarán señales a los gobernadores de cada equipo para ajustar la proporcionalidad del reparto de carga mantenimiento la frecuencia y el voltaje constante en todo el rango de carga (de 0 a 100%). Muchos controladores de reparto de carga isócrono cuentan con funciones que permiten la mayoría de operaciones en paralelo de grupos generadores. Lo que si se debe mencionar es que no todos los módulos de reparto de carga isócrono son compatibles. Dependen principalmente de las marcas debido a ajustes en tiempos de respuesta y el tipo de señal de reparto entre los mismos para efectuar el reparto de carga isócrono.

Otras consideraciones que se deben tomar en cuenta para operar en paralelo grupos electrógenos es el tipo de máquina prima con la que se va a trabajar. Las características de respuesta en velocidad ante variaciones de carga no son iguales entre todas las maquinas primas. Si ponemos en paralelo dos grupos electrógenos que trabajan con diesel de diferentes potencias, el motor de más baja potencia responderá más rápido a las variaciones de carga que el otro

de mayor potencia por tener componentes más pequeños (bielas, pistones, actuadores, cigüeñal, etc) y por la más baja inercia que el otro motor, el cual demorará más en recuperar su velocidad y por ende, su proporción de carga. En un caso de reparto de carga entre dos motores de diferentes potencias, en el momento de un incremento de carga súbita, el motor más pequeño tiende a asumir una proporción mayor de la variación de carga que el motor más grande y dependiendo de la magnitud de carga incrementada, puede experimentar sobrecarga transitoria. Luego que se estabiliza la velocidad del motor más grande, el reparto de carga vuelve a ser proporcional entre ambos equipos. Así mismo, un motor diesel comparado con otro a gas natural de la misma potencia, tendrá un comportamiento muy diferente ante variaciones súbitas o lentas de carga. El motor a gas natural tiene una respuesta más lenta que el motor diesel a tal punto que no se deben poner en paralelo en modo reparto de carga isócrono ni en Caída.

2.5.4.2 Modo de Paralelo con Red Existente

Este modo de operación se aplica cuando el grupo electrógeno trabaja en paralelo con una Red de suministro comercial existente que se considera de mucho mayor tamaño que el generador en términos de potencia (por lo menos 20 veces la potencia del grupo

electrógeno). Normalmente esta fuente es la del suministro comercial de un sistema eléctrico nacional o regional.

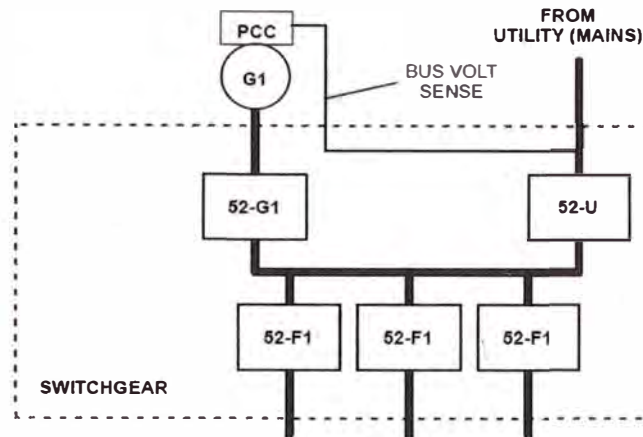


Figura 2.31: Representación de Grupo electrógeno en paralelo con Red

En la figura 2.31 se representa un diagrama unifilar de la configuración de un grupo electrógeno trabajando en paralelo con una Red de Suministro comercial. Cuando el grupo electrógeno sincroniza con esta fuente de suministro y cierra el interruptor 52-G1, trabajará en paralelo con esta fuente y bajo una consigna de potencia activa y factor de potencia a entregar. Estas consignas son ajustables en el controlador de paralelismo del grupo electrógeno y este controlador ajustará el gobernador de frecuencia y el regulador de voltaje para dosificar el combustible apropiado y la corriente necesaria en la excitatriz para que el generador entregue la potencia activa y el factor de potencia ajustados respectivamente. El módulo de control de paralelismo debe monitorear potencia

activa y factor de potencia del generador y realizará el control en base a estas lecturas.

Debido a que la potencia del grupo electrógeno es mucho menor que la de la fuente comercial, los parámetros de voltaje y frecuencia de la red serán constantes y por más combustible que se suministre al motor o corriente a la excitatriz, la frecuencia y voltaje del sistema serán invariables, suponiéndolo ideal. Por lo tanto un aumento en el combustible al motor se traducirá en que el grupo electrógeno entregará más potencia activa y un aumento en la corriente inyectada a la excitatriz del generador se traducirá en incrementar la entrega de potencia reactiva.

2.6 Protecciones de Motor y Generador

Las principales protecciones que se toman en cuenta para un grupo electrógeno con un motor de combustión interna como maquina prima son:

2.6.1 Protección por Alta Temperatura: Esta protección está relacionada con el refrigerante del motor. Normalmente en controladores electrónicos de grupos electrógenos, se cuentan con una temperatura ajustada de aviso o alarma y una temperatura crítica a la cual el equipo se detendrá para impedir daños catastróficos en el motor. Una elevación de la temperatura del motor puede estar relacionada a falta de ventilación en la zona de trabajo del

generador, sobrecarga, intercambio de calor inadecuado del refrigerante en el radiador, refrigerante inadecuado, etc.

2.6.2 Protección por Baja presión de aceite: Similar a la temperatura de refrigerante, es un parámetro básico a controlar en un motor de combustión interna debido a que la circulación de aceite para lubricar y refrigerar ciertas partes en movimiento del motor es fundamental para su funcionamiento. En los controladores modernos existen dos niveles de presión de aceite, una de alarma y otra crítica que produce la parada inmediata del motor. Una caída de la presión de aceite a los componentes del motor puede ocasionar una mala lubricación de los componentes y producir daños catastróficos. Causas relacionadas a esta falla pueden ser falla de la bomba de aceite, saturación de los filtros de aceite, mala calidad de aceite, obstrucciones en el circuito de suministro de aceite a las partes del motor.

2.6.3 Protección por sobre revoluciones: Esta protección trabaja en caso que la velocidad del motor se des controle hasta alcanzar valores que lleven a daños irreparables. Un evento de sobre velocidad puede estar relacionado a problemas con el sistema de combustible, exceso de combustible al motor, fallas o desgaste de actuadores, restricción en el circuito de retorno de combustible, etc.

2.6.4 Protección por alto y bajo voltaje: Para proteger el aislamiento de los devanados y evitar daños físicos del generador. Esta protección también protege a las cargas de este tipo de eventos que pueden originarse en la red, en el generador (Falla de la función de regulación de voltaje) o en algún componente de la instalación eléctrica.

- 2.6.5 Protección por alta y baja frecuencia:** Protege al generador en caso de experimentarse una baja o alta frecuencia principalmente para no suministrar energía fuera de rangos aceptables y dañar las cargas alimentadas.
- 2.6.6 Protección por sobrecarga:** Función de protección para cuidar principalmente al grupo electrógeno. Una sobrecarga afecta directamente a la vida útil del grupo electrógeno. Provoca en el motor sobre esfuerzo dañando componentes (se puede experimentar caída de velocidad y frecuencia) y en el generador se produce una corriente por encima de la nominal que produce recalentamiento de los devanados. (Puede provocar daños de aislamiento y daño térmico de los devanados del estator)
- 2.6.7 Protección por Alta Corriente:** Función para cuidar los devanados del generador. Los fabricantes de generadores determinan y suministran una curva de daños del alternador en base a la corriente soportada por el estator en función de tiempo. La protección por alta corriente debe prevenir que cualquier corriente de falla llegue a alcanzar la curva de daños del generador. En la figura 2.32 se muestran las curvas de daño y de protección donde se puede apreciar que la protección debe anteponerse a la de daños y prevenir que una corriente de cierta magnitud por un cierto tiempo llegue a provocar daños físicos a los devanados del generador.

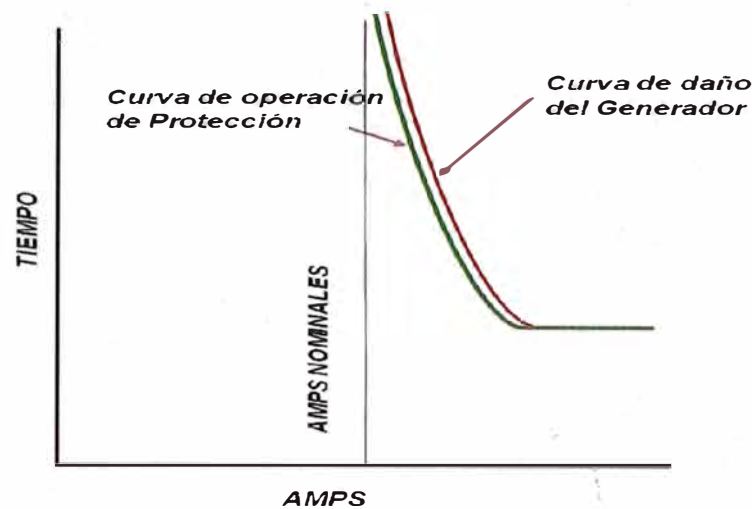


Figura 2.32: Curva de daños de generador y de protección requerida

2.6.8 Protección por Cortocircuito: Se debe despejar estas fallas para evitar daños térmicos en los devanados del generador y evitar alimentar a fallas en una red eléctrica. Esta protección está asociada a la curva de daños del generador mostrada en la figura 2.32 debido a que la corriente dependerá de la magnitud y el tiempo de duración para causar daños en el generador.

2.6.9 Protección por Potencia Activa Inversa: Esta protección se debe tener en cuenta en casos de aplicaciones en paralelo. Esta falla se produce cuando el motor pierde potencia o torque y se convierte en una carga más y empieza a ser movido por el generador, lo cual puede ocasionar daños mecánicos. La única forma de parar este evento es abriendo el interruptor de paralelismo del grupo electrógeno para aislar el generador de las demás fuentes de energía en paralelo con este equipo.

2.6.10 Protección por potencia Reactiva Inversa: Esta protección se toma en cuenta en aplicaciones de paralelo. Este evento se produce cuando falla el sistema de excitación al rotor y el generador ya no puede mantener su

voltaje nominal, por lo cual son las otras fuentes de energía las que mantienen este voltaje y entregan potencia reactiva al generador, dañando el rotor, el sistema de excitación, etc. De igual manera a la potencia activa, la única forma de detener este evento es aislando el grupo electrógeno del sistema abriendo el interruptor de paralelismo entre el grupo electrógeno y el sistema eléctrico.

CAPITULO III

APLICACIONES DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

3.1 Clasificación de Grupos Electrógenos por Régimen de operación

Los regímenes de potencia de los grupos electrógenos describen las condiciones de carga máximas permisibles de un generador. El generador ofrecerá desempeño y tiempo de vida aceptables cuando se aplican las cargas de acuerdo a los rangos especificados. También es importante operar el generador a una carga no muy baja para lograr temperaturas normales de operación de motor y quemar el combustible apropiadamente. Los rangos y valores de potencia de los grupos electrógenos tienen definiciones según el Estándar ISO 3046 “Reciprocating Combustion Engines - Performance” y los valores exactos de potencia en cada régimen en un grupo electrógeno son declarados por el fabricante en la placa de características de cada equipo. Las definiciones de cada régimen se describen a continuación:

3.1.1 Standby

Este rango va dirigido a aplicaciones de emergencia donde se cuenta inicialmente con un suministro de energía confiable de una red comercial. Bajo esta condición el equipo solo trabaja cuando se produce una falla de este suministro de red comercial lo que normalmente implica pocas horas de funcionamiento al año. Este rango es aplicable a cargas variables con un

factor de carga promedio de 80% de la potencia nominal en Standby y con un máximo de 200 horas de operación al año. De estas 200 horas, solo son permisibles 25 horas como máximo al 100% de carga. El régimen o potencia Standby solo debe utilizarse en aplicaciones de Emergencia donde el generador sirve como respaldo de una red pública normal.

3.1.2 Prime

El régimen de potencia Prime se aplica cuando el generador o generadores son la fuente principal de suministro, en lugar de una red pública normal. El número de horas de operación por año es ilimitado si aplica a cargas variables pero está limitado para aplicaciones de carga constante como se describe a continuación:

3.1.2.1 Potencia Prime con tiempo ilimitado de funcionamiento

La potencia Prime está disponible durante un número ilimitado de horas de operación si tenemos aplicaciones de carga variable con un factor de carga promedio de 70%. Se cuenta con una capacidad de sobrecarga de 10% por una hora cada 12 horas de operación, pero esta sobrecarga no debe excederse de 25 horas al año. El tiempo total de operación a plena carga nominal Prime no debe exceder las 500 horas por año. Las aplicaciones que requieran alimentar cargas constantes, están sujetas a limitaciones de tiempo de funcionamiento.

3.1.2.2 Potencia Prime con tiempo limitado de funcionamiento

La potencia prime está limitada en número de horas cuando se tienen aplicaciones de carga constante que suelen estar relacionadas con equipos en paralelo con una red pública comercial. Los grupos electrógenos podrán trabajar en paralelo con la red comercial hasta 750 horas por año a la potencia nominal Prime y que no exceda este valor. Se debe considerar que la vida útil del motor se reduce drásticamente cuando este trabaja con mucha frecuencia a altas cargas. Cualquier aplicación que requiera más de 750 horas anuales al 100% de potencia Prime, deberá usar el rango de potencia Continua.

3.1.3 Operación Continua

Es aplicable para suministrar el 100% de esta potencia Continua permanentemente sin límite de horas y no se admite sobrecarga en este régimen. Normalmente estos generadores se trabajan en aplicaciones de paralelo con una fuente de suministro comercial entregando una carga y factor de potencia fijados en el módulo de control del grupo eléctrico.

3.2 Consideraciones de carga para Grupos Eléctricos

El factor más importante a analizar cuando se desea dimensionar un grupo eléctrico, son las cargas que este deberá alimentar. Las cargas y su comportamiento son muy distintas y afectan de diferente forma al desempeño del generador. Durante la etapa de proyecto, para el dimensionamiento correcto del

generador, es necesario tener la información más exacta posible de las cargas que se desean alimentar para realizar un cálculo del generador más óptimo. Cargas como motores eléctricos, UPS, variadores de frecuencia, bombas contra incendio, equipos electrónicos deben tener diferentes consideraciones para calcular la potencia del grupo electrógeno que se va a requerir.

Las razones para requerir grupos electrógenos en una instalación con un suministro comercial existente pueden ser básicamente dos: La primera es que por normas o códigos sea obligatorio usar un equipo en determinada instalación, por ejemplo para equipos de emergencia, bombas contra incendio, energía de respaldo en hospitales, etc. La segunda es que por confiabilidad o análisis económico sea mejor tener uno o más grupos electrógenos para generar energía.

Normalmente se desea que en este tipo de aplicaciones de emergencia (sea obligatoria o por conveniencia) y ante un corte repentino de suministro comercial, el grupo electrógeno arranque lo más pronto posible y se encuentre listo para alimentar la carga de la instalación. La norma NFPA 110 tiene requerimientos específicos para sistemas eléctricos de emergencia. Indica que el grupo electrógeno debe ser capaz de tomar todas las cargas de emergencia en 10 segundos luego de la falla del suministro. Pero para lograr esto, es necesario contar con algunos elementos que mantengan al equipo siempre listo para arrancar y tomar carga inmediatamente. Uno de ellos es el calentador de refrigerante del motor, el cual permite mantener una temperatura por encima de la ambiental al líquido refrigerante de camisas de cilindros, por lo tanto a la cámara de combustión. Esta temperatura no debe bajar de 32°C a una temperatura ambiental mínima de 4°C. Esto debe complementarse con que el equipo se instale en un cuarto de

máquinas cerrado o un encapsulado para evitar que las variaciones de temperatura ambiental produzcan una caída en la temperatura del refrigerante de motor. Por norma NFPA 110, se requiere contar en el sistema de control con una alarma de “Baja temperatura de motor” para facilitar el monitoreo del generador. Los calentadores de refrigerante son alimentados con 220 o 480 voltios de la fuente de suministro comercial y normalmente controlados por un termostato, es decir que trabajan calentando el líquido hasta una temperatura determinada y luego se apagan hasta que este vuelva a enfriar nuevamente y deban volver a encender los calentadores. Si tuviéramos temperaturas ambientales por debajo de 0°C, se debe considerar el uso de calentadores de baterías. Otro de los elementos necesarios para mantener un grupo electrógeno en Standby es el cargador de baterías. Este equipo garantiza la buena carga de las baterías de arranque del grupo electrógeno y así estén siempre listas para que, en una emergencia, puedan accionar el arrancador del motor lo más pronto posible y arrancar inmediatamente además de entregar energía al sistema de control para estar siempre activo debido a que estos sistemas normalmente consumen desde las baterías de arranque. Estos cargadores deben recibir tensión en corriente alterna en 220 VAC del suministro comercial normal y para alimentar y mantener tensión de 24 VDC o 12 VDC en las baterías de arranque. En caso que un generador se instale a temperaturas por debajo de -18°C se deben considerar calentadores de combustible y calentadores de aceite. En el caso que el generador va a ser expuesto a alta humedad (como climas de costa), es necesario agregar una resistencia calefactora en el interior del generador y otra de menor capacidad en la caja de control donde se encuentran las tarjetas electrónicas. No contar con estos elementos puede llevar a corrosión

prematura, fallas de aislamiento prematuro, deterioro de los pines de los circuitos eléctricos, daño en las tarjetas electrónicas.

Otro caso muy diferente es cuando no se dispone de una fuente de suministro comercial de energía y el grupo electrógeno será la fuente primaria de energía (Régimen Prime o Continuo). En este caso normalmente no se requiere arranque inmediato pero se realiza un proceso de calentamiento antes de aplicar carga.

3.2.1 Aplicación Obligatoria o por Norma

Estas aplicaciones normalmente son determinadas cuando la energía eléctrica de standby es vital para conservar la seguridad de personas y equipos en casos de corte de suministro o emergencias. Estas aplicaciones están indicadas en códigos de construcción, normas sobre instalaciones eléctricas, normas de seguridad y salud de personas (hospitales, clínicas) y lugares de alta concentración de personas (teatros, coliseos, hoteles, etc.). En estos casos normalmente el generador debe alimentar cargas tales como luces de vías de salida, ventilación, sistemas contra incendio, alarmas, ascensores, sistemas de comunicación esenciales e incluso cargas de procesos industriales si la pérdida de energía puede poner en riesgo la vida y salud de las personas. En el Código Nacional de Electricidad se indica la obligatoriedad de contar con grupos electrógenos de emergencia en hospitales, clínicas, alimentación de sistemas de emergencia y para equipos individuales que comprometan la seguridad de personas.

3.2.2 Aplicación opcional por aspectos Económicos o Confiabilidad

En estos casos tenemos la aplicación de los regímenes Standby, Prime y uso Continuo.

- Aplicación de Standby opcional: Esta aplicación se hace más frecuente conforme la disponibilidad de energía se vuelve más crítica para procesos productivos o se desea mejorar la confiabilidad de suministro eléctrico. La presencia de un grupo electrógeno se justifica en estos casos cuando una interrupción del suministro comercial puede causar una gran pérdida económica o interrupción de procesos de producción críticos con gran perjuicio.
- Aplicación de Prime o Uso continuo opcional: Las aplicaciones de grupo electrógeno como fuente primaria de energía o uso de generación continua son muy frecuentes en áreas en desarrollo y para aplicaciones de generación distribuida. Se plantean oportunidades para generar energía en casos de restricciones de demanda por parte del suministro comercial y cuando es necesaria la energía en locaciones donde no se cuenta con una fuente de suministro comercial. Algunas plantas usan generadores para reducir su máxima demanda y para trabajar los grupos electrógenos con sistemas de cogeneración para ahorros de costos en energía y generación de energía térmica para procesos industriales.

En cualquiera de estos dos casos, debemos tomar en cuenta que un generador es una fuente de energía de menor tamaño que una fuente de suministro comercial normal y como se ha mencionado anteriormente, los diferentes tipos de carga pueden tener efectos en la calidad de la energía si no se dimensiona correctamente el generador. Como el generador es una fuente pequeña de energía, cargas que se conectan y se desconectan suelen tener un efecto de distorsión del voltaje y la frecuencia del equipo y estas distorsiones tienen restricciones para mantenerse dentro de rangos aceptables y no afectar negativamente a las demás cargas. Por otro lado, también el voltaje entregado por el generador puede verse distorsionado si este se encuentra conectado a cargas no lineales que producen corrientes armónicas. Estos fenómenos hacen necesario estudiar las cargas que se van a aplicar para poder elegir un generador más grande pero capaz de sostener el voltaje y la frecuencia en valores aceptables durante disturbios por transitorios de carga o armónicos.

3.2.3 Arranque y Trabajo de las Cargas

La potencia requerida algunas cargas puede ser mucho mayor en el momento del arranque que en operación estable de la misma (normalmente ocurre con motores eléctricos que no cuentan con un sistema de arranque suave). Algunas cargas también experimentan picos de demanda mucho mayores que en operación normal (equipos de rayos X y máquinas de soldar). Otras cargas como las no lineales (UPS, computadoras, variadores de frecuencia o otras cargas electrónicas) provocan distorsiones en el

voltaje del generador si este no tiene la capacidad suficiente para soportar este tipo de carga. En todos estos casos se debe realizar un sobredimensionamiento del grupo electrógeno respecto a la carga nominal en estado estable.

Dependiendo de las características de cada carga, durante el arranque o demanda súbita de energía, se experimentan distorsiones transitorias de frecuencia y voltaje. Por ejemplo si durante el arranque de una carga, se demanda súbita de potencia activa, tendremos una perturbación de frecuencia y si tenemos demanda súbita de potencia reactiva, se experimentará una perturbación de voltaje. Estas perturbaciones no pueden ser muy grandes para no afectar o dañar las demás cargas conectadas al generador. Si bien es cierto que existen cargas que toleran variaciones transitorias de voltaje y frecuencia, otras son muy sensibles y hasta cuentan con elementos de protección contra variaciones muy pronunciadas de voltaje y frecuencia que causan una parada de las mismas. Todo esto porque el grupo electrógeno es una fuente limitada de potencia activa y reactiva y debe tenerse en cuenta el estudio de las cargas para dimensionar un grupo electrógeno durante la etapa del proyecto. Otro aspecto a considerar es la cantidad de cargas con demanda súbita de potencia en el arranque. Si no es necesario que todas arranquen al mismo tiempo, es preferible que se haga una secuencia de arranque de cargas con intervalos de tiempo para reducir el requerimiento de potencia de arranque total y por lo tanto tener un generador de tamaño más óptimo.

3.2.4 Consideraciones de Cargas Eléctricas

A continuación se describen algunas cargas y como afectan en el desempeño de grupos electrógenos.

3.2.4.1 Iluminación

Este tipo de cargas son bastante sencillas de manejar debido a que durante el encendido y trabajo normal, no demandan de mayor energía que la normalmente usada durante su trabajo estable. No se requiere considerar mayor dimensionamiento que el nominal para alimentar este tipo de cargas.

3.2.4.2 Sistemas de Aire acondicionado

Los sistemas de aire acondicionado normalmente son especificados en Tons. Para estimar la potencia en KW requerida por un grupo electrógeno para alimentar este tipo de cargas, podemos usar una conversión práctica de 2 HP / Ton que es un valor bastante conservador para estimar la carga total de un sistema de baja eficiencia.

3.2.4.3 Motores Eléctricos

Existe una gran variedad de motores eléctricos y cargas mecánicas conectadas a estos motores. Cada una de estas cargas conectadas a los ejes de los motores eléctricos afecta las características del arranque y funcionamiento. A continuación se describen algunas diferencias y características y como afectan en las alternativas de dimensionamiento de los generadores:

- **Alta y baja inercia:** El momento de inercia de una masa rotativa como es un motor eléctrico y su carga, es una medida de su resistencia a la aceleración debido al torque necesario para arrancar. El torque de arranque demanda de mayor potencia que cuando tenemos la carga en trabajo normal (KVA de arranque o SKVA). Se pueden tener cargas con baja inercia o con alta inercia y esto afectará la demanda de potencia activa y aparente en el arranque de estas cargas para iniciar el giro del motor eléctrico. Para alimentar este tipo de cargas con un grupo electrógeno debemos realizar un sobredimensionamiento del equipo. En la práctica, es mejor establecer las características de la carga como el tipo de Alta o Baja Inercia para estimar la potencia que se requerirá en el arranque. De acuerdo a esto, en base a las aplicaciones, prácticas se puede establecer un factor de servicio entre 1.2 y 1.5 para cargas de baja inercia y un factor entre 1.5 y 1.8 para cargas de Alta Inercia. En la Tabla 3.1 se muestra un cuadro de categorización de cargas de alta inercia y baja inercia comúnmente usadas en la industria.

Tabla 3.1: Cargas de Alta y Baja Inercia

Cargas de Baja inercia	Cargas de Alta Inercia
Ventiladores y sopladores centrífugos	Ascensores
Compresores rotativos	Bombas de uno o varios cilindros
Bombas centrifugas y rotativas	Compresores de uno o varios cilindros
	Maquinas trituradoras
	Maquinas transportadoras

- **Por encima de 50 HP:** Un gran motor eléctrico al iniciar el arranque, conectado a un generador representa una carga de baja impedancia como si su rotor estuviera bloqueado o estancado en una condición inicial. El resultado de esto es una gran corriente en este inicio, típicamente 6 veces la corriente nominal de la carga en condiciones nominales de funcionamiento, por la gran demanda de potencia reactiva, lo que ocasiona una caída de la tensión del generador. Esta caída de tensión del generador está compuesta de una caída instantánea transitoria y una caída de voltaje en el proceso de recuperación del mismo.

La caída instantánea de tensión se produce en el momento que se conecta el grupo electrógeno al motor eléctrico y su magnitud será función de las impedancias relativas tanto del generador como del motor. Si durante el proceso, el motor

experimentara una reducción en la frecuencia debido a una alta demanda de KW durante el arranque, esta caída de voltaje puede ser mayor en tanto la función de protección “Recuperación de Torque” por la cual el regulador de voltaje reduce la corriente de excitación del generador para permitir que el motor recupere velocidad.

Una vez que el regulador de voltaje detecta la caída de voltaje, este inyectará más corriente en el sistema de excitación para recuperar el voltaje nominal, al mismo tiempo que el motor esta acelerando para alcanzar la velocidad nominal. El torque del motor es proporcional al cuadrado del voltaje aplicado. La aceleración del motor esta en función de la diferencia entre el torque del motor y el requerimiento de torque por parte de la carga. Para impedir que el motor se sobre acelere o que se estanque, el generador debe recuperar su voltaje nominal lo más rápido posible.

La capacidad de recuperación de voltaje de un grupo electrógeno depende del tamaño relativo del generador y motor respecto a la carga y la capacidad de respuesta del sistema de excitación. Milisegundos después de producida la caída de tensión, el equipo debe ser capaz de responder y recuperar el voltaje forzando el sistema de excitación de acuerdo a los ajustes de este control. Los componentes del generador deben

ser capaces de mantener el voltaje estable sin producir una sobrecarga del motor. Sistemas de excitación que son muy rápidos o muy lentos en respuesta pueden ocasionar sobrecarga en el motor del grupo electrógeno al realizar arranques de grandes motores eléctricos.

Para aplicaciones de arranque de motores eléctricos tanto la caída de voltaje transitoria como la recuperación del voltaje deben ser consideradas para elegir un generador de las dimensiones adecuadas para no tener una caída de voltaje por debajo de lo proyectado. Estas proyecciones permisibles de caída de tensión suelen ser de 90% del voltaje nominal considerando que se aplica el total de KVA de rotor bloqueado. De esta manera el motor puede desarrollar el 81% ($0.9 \times 0.9 = 0.81$) de su torque nominal durante la aceleración lo cual es adecuado para la mayoría de estas aplicaciones.

En la industria se cuentan con una variedad de sistemas de arranque para reducir la demanda de KVA de arranque inicial de motores eléctricos en los cuales es aceptable reducir el torque. Reduciendo los KVA demandados en el arranque podemos reducir la caída de tensión transitoria, el tamaño requerido del generador y un arranque mecánicamente más suave.

- **Métodos de arranque de motores eléctricos trifásicos:** Los métodos de arranque de motores trifásicos tienen como objetivo reducir la tensión en el momento del arranque de motores eléctricos para tener menor demanda de potencia aparente (KVA). Se debe tener cuidado para usar estos métodos ya que una reducción del voltaje al motor implica reducir el torque que pueda desarrollar el motor eléctrico durante el arranque. Estos métodos deben usarse solo en casos que las cargas de estos motores sean de Baja Inercia al menos que se determine que el motor producirá el torque suficiente para acelerar durante el arranque. A continuación se explican brevemente algunos tipos de arranque:

Arranque Directo

Este es el caso más típico y más usado debido a que se trata únicamente de energizar el motor eléctrico con la tensión plena de la línea de suministro. Se usa al menos que sea necesario reducir los KVA de arranque demandados debido a una capacidad limitada del generador o se requiera reducir la caída de tensión durante el arranque. En este caso no se tiene limitación en su aplicación en motores eléctricos de cualquier tamaño, potencia, voltaje o tipo de motor.

Este método es el más común por ser el más simple, confiable y menor costo inicial. En la curvas de KVA y torque en el

arranque, se observa que los KVA van reduciéndose conforme aumenta la velocidad hasta la nominal en la cual cae hasta el mínimo de demanda.

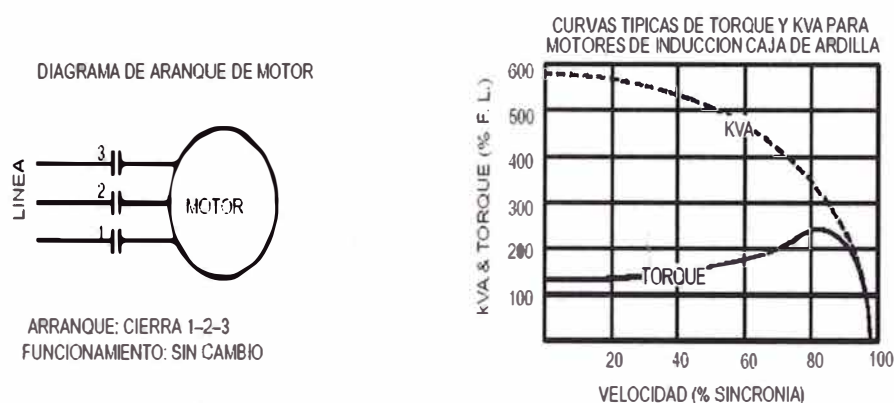


Figura 3.1: Secuencia y comportamiento del arranque directo

Arranque por autotransformador – Transición abierta

Para este tipo de arranque, el autotransformador se conecta al circuito solo en el momento del arranque para reducir el voltaje aplicado al motor. Como se puede observar el esquema y la grafica, la apertura del circuito durante la transición puede causar severos transitorios que lleven a disparos no deseados de interruptores en la línea.

Se debe evitar implementar este tipo de arrancadores de transición abierta en aplicaciones de alimentación con grupos electrógenos, especialmente cuando el motor aun no alcanza velocidad nominal al momento de la conmutación. Durante la conmutación el motor queda sin energía, reduce su velocidad

por lo que sale fuera de sincronismo para luego ser energizado por el pleno voltaje, momento en el cual se puede producir un exceso de demanda de KVA que pueden hasta superar los KVA de arranque del motor.

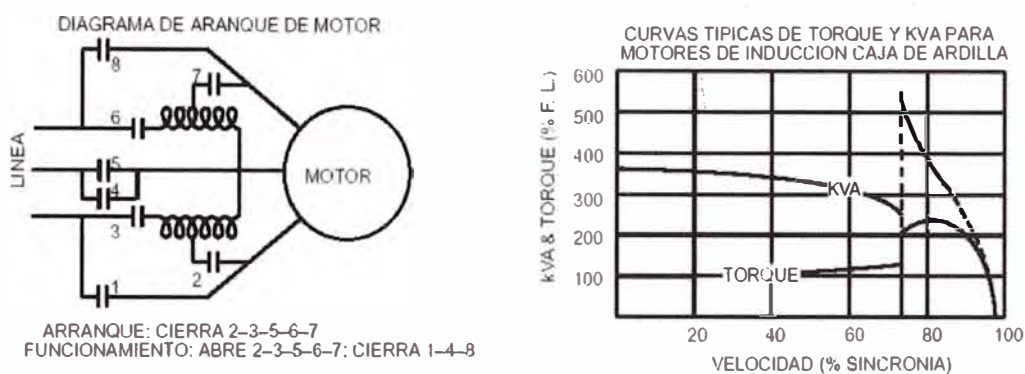


Figura 3.2: Secuencia y comportamiento del arranque por Autotransformador Transición abierta

Arranque mediante Autotransformador – Transición cerrada

Para este tipo de arranque, es similar al caso de transición abierta solo que no se interrumpe la alimentación en ningún momento. Durante la transición, parte del devanado del autotransformador permanece conectado en el circuito de alimentación en serie con el devanado del motor eléctrico.

Es preferible la transición cerrada a la abierta por el menor disturbio en la transición. Sin embargo el mecanismo de

conmutación es más caro y complejo. Este es el método más usado en motores de gran potencia y bajo requerimiento de torque en el arranque, como bombas de aguas residuales y chillers. La ventaja de este sistema de arranque es la mejor relación Torque/Corriente respecto a otros sistemas de arranque con reducción de voltaje.

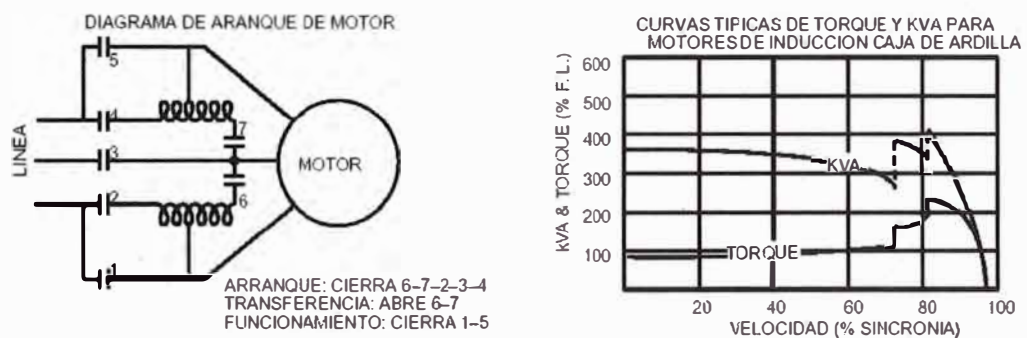


Figura 3.3: Secuencia y comportamiento del arranque por Autotransformador Transición cerrada

Arranque por Reactores – Transición Cerrada

Este sistema de arranque tiene la ventaja de ser simple y de transición cerrada. Sin embargo este tipo de arranque es usado solamente para motores eléctricos de gran potencia, en alta tensión o de alta corriente nominal. Los reactores deben ser dimensionados para la potencia y la tensión específica. Normalmente los este tipo de sistemas tienen un costo mucho mayor al de autotransformador para aplicaciones en motores de baja potencia pero es más económico para aplicaciones en

motores de gran potencia. El arranque por reactores permite un arranque más suave casi sin distorsiones o transitorios y es ideal para uso en bombas centrífugas o ventiladores.

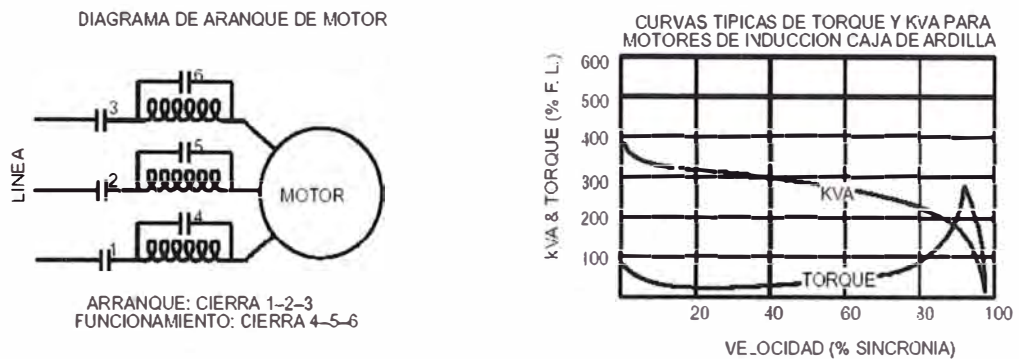


Figura 3.4: Secuencia y comportamiento del arranque por Reactores en Transición cerrada

Arranque por Resistencias – Transición Cerrada

Este tipo de arranque es usado ocasionalmente en motores pequeños cuando se requiere varios pasos para el arranque y no se permita una transición abierta. El arranque por resistencias es una opción económica en motores pequeños. Una ventaja es que puede tener disponible un arranque de este tipo sin pasos, realizando una variación suave de la resistencia lo cual produce un arranque mucho más suave y es capaz de acelerar cargas en el eje del motor más rápidamente debido a que el voltaje se incrementa conforme se reduce la corriente.

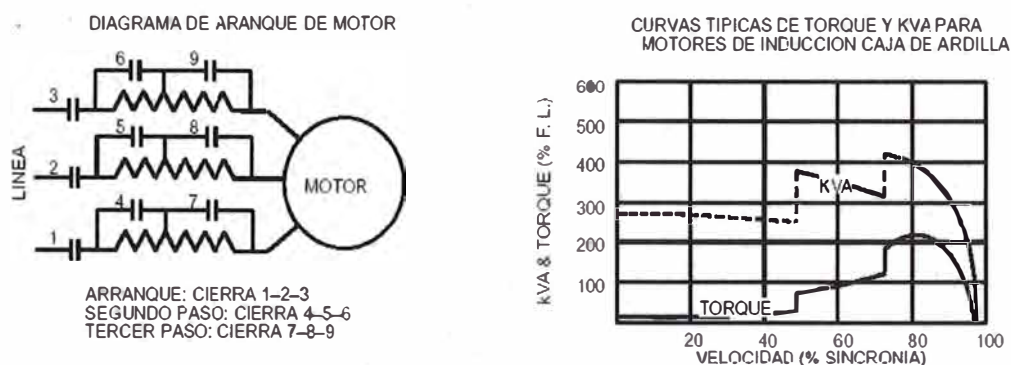


Figura 3.5: Secuencia y comportamiento del arranque por resistencias en transición cerrada

Arranque en Estrella Delta - Transición abierta

Este método de arranque no requiere de autotransformador, resistencias o reactores. Se hace arrancar al motor conectado en Estrella y luego trabaja en conexión Delta en operación normal.

Este método de arranque es muy aplicado en casos donde es aceptable un bajo torque de arranque. Una de las desventajas es que este método es de transición abierta (Se tiene disponible en transición cerrada pero con un costo adicional significativo) y desarrolla bajo torque.

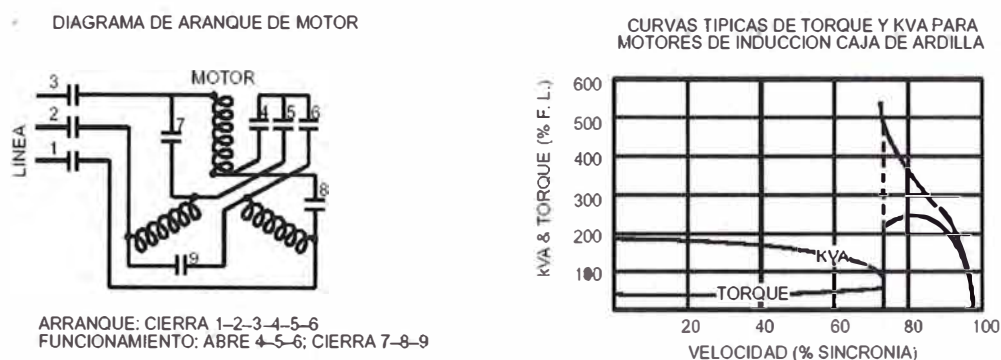


Figura 3.6: Secuencia y comportamiento del arranque Estrella delta en Transición abierta

Arranque con Devanado Partido

Este tipo de arranque es muy económico porque no necesita autotransformador, resistencias o reactores, solo usa contactores de fuerza. Se puede utilizar dos o más pasos dependiendo del tamaño, velocidad y voltaje.

Se tiene en consideración que primero uno de los devanados del estator del motor eléctrico se conecta a la línea y luego se conecta el segundo, lográndose así que la corriente de arranque se incremente de a pocos. La desventaja para aplicaciones con grupos electrógenos es que siempre se produce la corriente de arranque total.

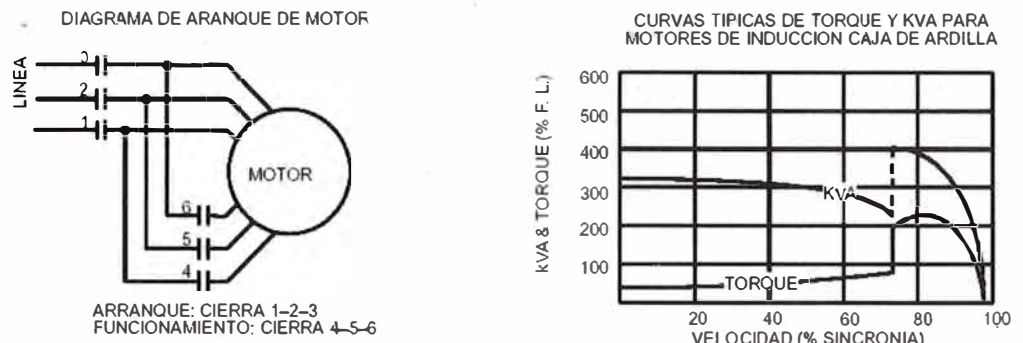


Figura 3.7: Secuencia y comportamiento del arranque Devanado Partido

Arranque de motor con Rotor Devanado

Un motor de rotor devanado puede tener el mismo torque de arranque que uno de Jaula de Ardilla solo que con menor corriente.

La corriente de arranque y las características de velocidad pueden variar conectando la cantidad apropiada de resistencias en el rotor. Este tipo de arranque se ajusta de manera que se puede lograr hasta 1.5 veces los KVA de arranque.

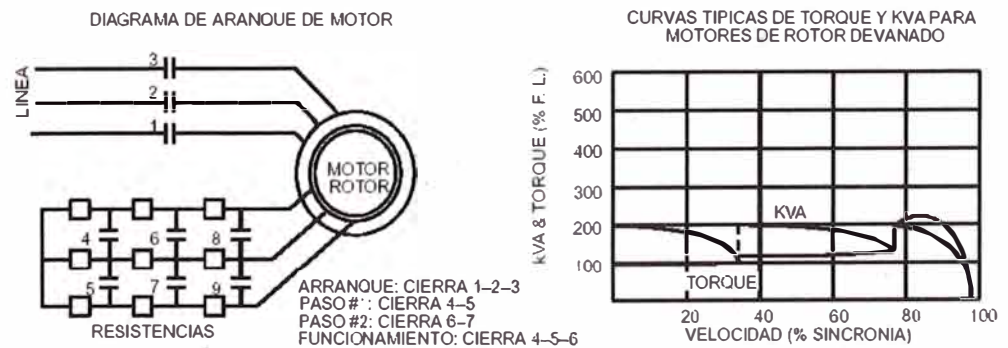


Figura 3.8: Secuencia y comportamiento del arranque Rotor Devanado

En la tabla 3.2 se muestra el resumen de las características de los métodos de arranque de voltaje reducido que son prácticas para el cálculo de los KVA necesarios para arranque de motores.

Tabla 3.2: Características de los métodos de arranque de voltaje reducido

Método de Arranque	% voltaje pleno aplicado	% KVA voltaje pleno	% Torque Voltaje pleno	SKVA factor multiplicador
Voltaje Pleno	100	100	100	1.0
Auto transformador	80	64	64	0.64
	65	42	42	0.42
	50	25	25	0.25
Reactores	80	80	64	0.80
	65	65	42	0.65
	50	50	25	0.50
Resistencias	80	80	64	0.80
	65	65	42	0.65
	50	50	25	0.50
Estrella - Delta	100	33	33	0.33
Devanado Partido	100	60	48	0.6
Con rotor devanado	100	160	100	1.6

De acuerdo a los métodos de arranque que usemos, podremos multiplicar el valor de KVA de arranque por los factores mostrados en la columna de la derecha y podremos calcular los KVA necesarios por los generadores.

3.2.4.4 Variadores de Frecuencia

De todos los tipos de cargas no lineales, los variadores de frecuencia que sirven para controlar la velocidad en los motores eléctricos de inducción, son los que inducen mayor distorsión en el

voltaje de salida de un generador. Se requieren en este caso, generadores más grandes para prevenir el sobrecalentamiento del rotor principal por efecto de las corrientes armónicas inducidas por los variadores de frecuencia y para limitar la distorsión de voltaje del sistema.

Por ejemplo un variador de frecuencia por fuente de inversión de corriente debe ser de menos del 50% de la potencia nominal de un generador para limitar la distorsión armónica. Los variadores de frecuencia más recientes de ancho de pulso modulado vienen siendo más efectivos en costos debido a menor inducción de armónicos. El generador debe ser sobredimensionado en 40% aproximadamente para este tipo de variadores. Para las aplicaciones de variadores de frecuencia, se deben sobredimensionar los generadores en base a potencia nominal del variador, no en base a la potencia nominal del motor que se va a controlar.

3.2.4.5 Sistemas UPS (Sistema de alimentación Ininterrumpida)

Un UPS estático trabaja con rectificadores controlados de silicón (SCR's) para convertir voltajes en corriente alterna (AC) a voltajes en corriente continua (DC). El voltaje en DC se usa para producir voltaje en AC a la salida del UPS a través de un circuito inversor. Este voltaje en DC es usado también para cargar las baterías que son el medio para almacenar energía en los UPS. La conmutación

de los SCR en la entrada induce corrientes armónicas en el generador. Esto produce calentamiento del generador, se reduce la eficiencia y distorsiona la onda sinusoidal de voltaje generada. El resultado es la necesidad de sobredimensionar el generador para una determinada carga.

Antiguamente se tenían conceptos de incompatibilidad entre generadores y UPS debido a que los fabricantes de estos equipos sugerían sobredimensionar el generador entre 2 a 5 veces la capacidad nominal del UPS y aun en estos casos, el problema persistía. En la actualidad los fabricantes de UPS han sabido direccionar los problemas de incompatibilidad y ahora el costo es más atractivo económicamente al evaluar contar con un UPS trabajando con un generador.

Cuando se desee dimensionar un generador, se debe usar la placa de características del UPS pero se debe tener en cuenta que el UPS cuenta con batería para almacenar la energía. Si las baterías están descargadas en el momento que el UPS opera con el generador, este generador debe ser capaz de alimentar la carga más el consumo de la recarga de baterías del UPS. La mayoría de UPS cuentan con un limitador ajustable de corriente. Estos normalmente tienen un rango entre 110% y 150% de la capacidad nominal del UPS. Este ajuste es el pico que debe soportar el generador en el momento inmediato de la falla del suministro normal de energía. El limitador ajustable de corriente se usa en la

mayoría de UPS para controlar la máxima demanda de este equipo de parte de la fuente de suministro y este limitador está expresado en porcentaje de la capacidad nominal del UPS. La carga total que puede demandar el UPS de la fuente de suministro es controlada limitando la carga de la batería. Si la máxima carga está limitada a 125% y el UPS está operando a 75% de su capacidad nominal, la carga de la batería está limitada a 50% de la capacidad del UPS. Algunos UPS pueden reducir su carga de batería durante el trabajo con un grupo generador. Se debe trabajar siempre con la capacidad nominal del UPS también para consideraciones de incremento de cargas en el UPS a futuro.

Con las descripciones de tipos de cargas eléctricas, podemos observar la tabla 3.3 las tolerancias permisibles de voltaje y frecuencia para diferentes tipos de carga en función de las características técnicas normales de estos equipos.

Tabla 3.3: Tolerancias permisibles de voltaje y frecuencia en cargas eléctricas

EQUIPO	VOLTAJE	FREC.	COMENTARIOS
Motores de inducción	+/- 10%	+/- 5%	Bajo voltaje trae como resultado bajo torque y aumento de temperatura. Altos voltajes traen aumento de torque y de los amperios de arranque.
Bobinas o arrancadores de motores	+/- 10%	N/A	Una caída de voltaje de 30 o 40% por más de 02 ciclos pueden causar la desactivación temporal de la bobina.
Lámparas incandescentes	+ 10%, -25%	N/A	Bajo voltaje resulta en solo 65% de iluminación. Alto voltaje resulta en 50 % de la vida útil normal. Baja frecuencia resulta en parpadeos de iluminación.
Lámparas fluorescentes	+ / - 10%	N/A	Alto voltaje resulta en sobrecalentamiento
UPS estático	+ 10%, -15%	+/- 5%	UPS son sensibles a variaciones súbitas de frecuencia mayores a 0.5 Hz/sec. Puede ser necesario sobredimensionar el generador para evitar distorsión de voltaje por armónicos.
Variadores de frecuencia (VFD)	+10%, -15%	+/- 5%	VFD son sensibles a súbitas variaciones de frecuencia mayores a 0.5 Hz/sec. Puede ser necesario sobredimensionar el generador para evitar distorsión de voltaje por armónicos.
Si el voltaje no se recupera hasta el 90%, equipos de protección por bajo voltaje pueden activarse, de igual manera las protecciones por sobre corriente, los sistemas de arranque de motores pueden no trabajar correctamente o los motores pueden no acelerar aceptablemente.			

3.2.4.6 Potencia Regenerativa

La aplicación de generadores a cargas que tienen impulsores Motor – Generador (MG) tales como elevadores y grúas requieren la consideración de la potencia regenerativa. En estas aplicaciones el descenso del elevador o grúa es desacelerado por el motor generador, el cual inyecta energía eléctrica de regreso a la fuente para ser absorbida. La fuente normal de red absorbe la energía regenerada fácilmente porque es esencialmente una fuente ilimitada de energía. La potencia producida por la carga simplemente sirve a otras cargas reduciendo la carga real de la red

comercial. Un generador, por otro lado es una fuente aislada de potencia que tiene una capacidad limitada de absorber potencia regenerativa. La absorción de potencia regenerativa es función de las potencia en HP de fricción del motor a una velocidad gobernada, HP del ventilador, fricción del generador, pérdidas de embobinado. El rango de la potencia regenerativa del generador aparece en las hojas de especificaciones del generador y es típicamente entre 10% y 20% de la potencia nominal del generador (Generador mueve al motor y este absorbe la energía a través de pérdidas por fricción)

Un rango de regeneración de potencia insuficiente para la aplicación puede resultar en una velocidad de descenso excesiva y la sobre velocidad del generador.

NOTA: Las cargas regenerativas excesivas pueden causar que un generador se sobre revolucione y se detenga por protección. Las aplicaciones más susceptibles a este tipo de problema son los edificios pequeños donde el elevador es la carga más significativa del generador.

Generalmente el problema de regeneración se puede resolver asegurándose de que haya otras cargas conectadas que absorban la potencia regenerativa. Por ejemplo, en edificios pequeños donde el elevador es la carga más grande, la carga de la iluminación debe transferirse al generador antes de transferir el elevador. En algunos

casos, bancos auxiliares de carga con controles, se hacen necesarios para ayudar a absorber cargas regenerativas.

3.2.4.7 Factor de potencia de cargas (FP)

Como se ha visto en las figuras 2.23 y 2.24, las inductancias y las capacitancias en los circuitos de carga AC causan que la onda de corriente sinusoidal atrase o adelante a la onda de voltaje. Las cargas capacitivas y motores síncronos sobreexcitados, generan un factor de potencia en adelanto donde la corriente se adelanta al voltaje. Factores de potencia en atraso donde la corriente se atrasa respecto al voltaje es el caso más típico y es el resultado de una inductancia en el circuito. El factor de potencia es el coseno del ángulo por el cual la corriente se adelanta o atrasa al voltaje en un ciclo sinusoidal de 360°. El factor de potencia se expresa generalmente en un número decimal (0.8 por ejemplo) y es la relación entre los KW y los KVA. Por lo tanto:

$$KW=KVA \times FP$$

Se debe aclarar que los generadores trifásicos tienen factor de potencia nominal de 0.8 y los generadores monofásicos poseen un factor de potencia nominal de 1.0. Las cargas que generan factores de potencia más bajos que los nominales indicados pueden llevar a tener que trabajar con un generador más grande para trabajar

apropiadamente. Las cargas reactivas que causan factor de potencia en adelanto pueden causar daños en el generador y disparar equipos de protección. Las fuentes más comunes de factor de potencia en adelanto son sistemas UPS con cargas ligeras, con filtros de armónicos en la línea de entrada, o dispositivos de corrección de factor de potencia (bancos de capacitores) usados con motores trifásicos. Los factores de potencia en adelanto deben evitarse de trabajar con grupos electrógenos. La capacitancia del sistema se vuelve una fuente de excitación para el generador por lo cual se pierde el control sobre el voltaje.

3.2.4.8 Cargas Monofásicas y Balance de Cargas

Las cargas monofásicas deben estar distribuidas de la manera más balanceada posible entre las 03 fases de un generador trifásico para utilizar plenamente la capacidad del generador y limitar el desbalance del voltaje y corrientes. Por ejemplo, un desbalance monofásico tan pequeño como 10% podría requerir limitar la carga balanceada a no más del 75% de la capacidad nominal. Para ayudar a prevenir la falla de sobrecalentamiento y falla de aislamiento prematuro en motores trifásicos, el desbalance de voltaje debe mantenerse por debajo del 2% aproximadamente.

CAPITULO IV

TABLEROS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA PARA GRUPOS ELECTRÓGENOS

Cuando se requiere instalar un grupo electrógeno de emergencia en una instalación industrial, eléctrica o residencial, se tiene entendido que este trabajará en caso de un corte de suministro comercial, conectándose para alimentar cargas eléctricas y al terminar este corte de suministro, se deberá desconectar el grupo electrógeno para reconectar la fuente de suministro comercial y apagar el equipo generador. Esta secuencia que puede ser realizada por un operador manualmente, también puede ser realizada de manera parcial o totalmente automática por un sistema de transferencia de carga. Los sistemas de transferencia de carga sirven para transferir una o más cargas eléctricas de una fuente de energía eléctrica a otra.

Dentro de este concepto, existen variedad de equipos con diferentes construcciones, modos de operación y controles pero con el objetivo de conmutar la carga de una instalación entre dos fuentes de suministro eléctrico. Estos equipos se usan con el fin de incrementar la disponibilidad y confiabilidad de suministro de energía eléctrica a la instalación.

Estos equipos pueden ser operados de manera manual o automática, con tipo de transferencia abierta o cerrada, incluyendo protecciones por sobre carga, bajo voltaje,

baja frecuencia, etc. usando componentes mecánicos o electrónicos para realizar estas operaciones. Normalmente lo más aplicable a estos sistemas de transferencia de carga consiste en una fuente de suministro comercial normal y un grupo electrógeno de respaldo para ser usado por el sistema de transferencia en caso de ausencia o falla del suministro normal. Este sistema de transferencia es capaz de conmutar las cargas entre ambas fuentes (suministro comercial y grupo electrógeno) de manera que estas puedan ser alimentadas tanto por el suministro comercial cuando lo tenemos disponible, como del grupo electrógeno en caso se requiera por falla del suministro comercial. En la figura 4.1 se puede observar una configuración básica de un sistema de transferencia automática en el cual tenemos dos fuentes de suministro eléctrico y una instalación o cargas eléctricas a alimentar. También se observa un interruptor para cada fuente de suministro, los cuales conmutan para transferir la carga de una fuente a otra.

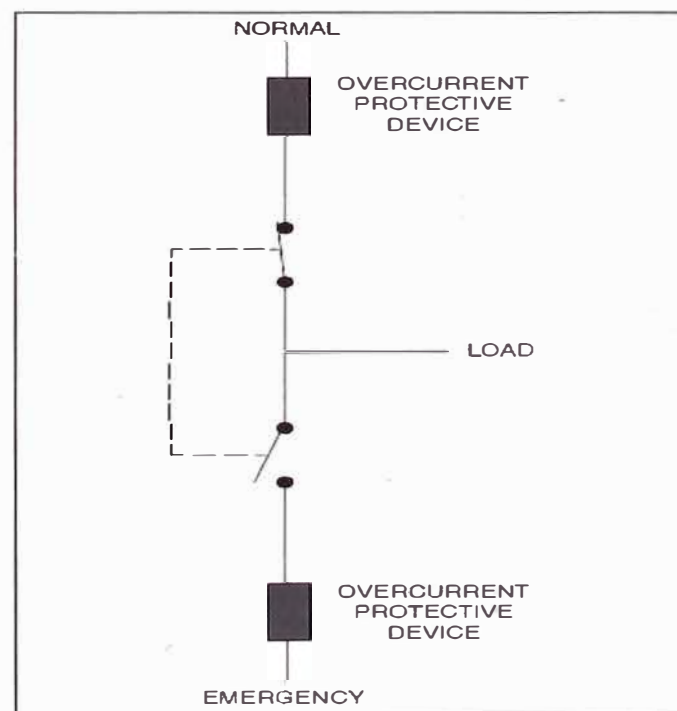


Figura 4.1: Esquema de Transferencia de carga entre dos fuentes de energía

4.1 Tipos de Control en Tableros y Equipos de Transferencia

El tipo de control para los sistemas de transferencia automática varía dependiendo del tipo de conmutación que se tiene. Si se tiene una transferencia manual por ejemplo, no se contará con ningún control electrónico mientras que una conmutación automática puede utilizar controles basados en relés hasta un microprocesador con opciones programables de acuerdo a la necesidad del usuario. Muchas transferencias cuentan con un tipo de control basado en relés, circuitos de estado sólido, o con un controlador basado en microprocesador.

Los primeros diseños de los controles se basaron en relés, para luego dar paso a controles de estado sólido. Los modelos más recientes se basan en tecnología de microprocesadores o controladores lógicos programables. Todos estos controles monitorean la frecuencia y el voltaje de ambas fuentes de energía y comparan estas señales con rangos aceptables de operación para cada parámetro. Estos rangos aceptables de operación son ajustables y programables por el usuario en el controlador. El control se basa en esta comparación para decidir el inicio de una conmutación entre fuentes. Cada control, tablero o sistema de transferencia puede contar con funciones opcionales de señalización, medición, pantallas para muestra de parámetros, y anunciadores remotos. Los controles más sofisticados, como los basados en microprocesador, pueden incluir funciones de monitoreo, comunicación y protecciones adicionales. También incluyen funciones de retardos de tiempo en las etapas de transferencia y re transferencia de carga así como calendario y reloj para programar el ejercitamiento automático para un grupo electrógeno.

Los equipos para transferencia de carga pueden ser diseñados para operación manual, o automática

4.1.1 Tableros de Control Manual

Estos tableros deben ser operados manualmente y requieren directa intervención de un operador para transferir y retransferir la carga. Esta operación puede ser realizada mediante una palanca o dispositivo de maniobra. Estos dispositivos no cuentan con solenoides eléctricos de actuación, contactores o motores lineales. Los contactores mecánicos con los que cuentan los tableros actuales poseen un resorte de carga el cual se opera mediante la palanca de accionamiento con el fin de dar fuerza necesaria para realizar el corte de corriente.

Existen también tableros de transferencia no automática pero de operación manual. La diferencia con los tableros de control manual es que el mecanismo de conmutación ya no es accionado mediante una palanca por el operador, sino que este mecanismo se acciona mediante contactores eléctricos, actuadores o motores lineales. En otras palabras, se usan componentes eléctricos para el accionamiento pero el mando se realiza manualmente (mediante botones, pulsadores, perillas, señales eléctricas o mandos remotos) Estos tableros de transferencia de accionamiento manual no cuentan con elementos que monitoreen y comparen la tensión y frecuencia de las fuentes de energía.

4.1.2 Tableros de Control Automático

Los tableros de transferencia automática cuentan con controles eléctricos los cuales monitorean ambas fuentes de energía y si los parámetros de la fuente conectada se vuelven fuera de valores aceptables, se accionará la transferencia de carga hacia una fuente aceptable de energía (si está disponible) sin la necesidad de un operador que realice esta maniobra. En el caso de contar con un grupo electrógeno como fuente de energía de respaldo, la primera acción en caso de falla del suministro normal será enviar una señal para el arranque automático de este grupo electrógeno. Cuando la fuente de suministro comercial retorna y se encuentra dentro de parámetros aceptables, el control iniciará la conmutación de retorno a la fuente primaria luego de un tiempo de espera y en el caso del generador, realizará la secuencia de parada del mismo. Normalmente un sistema de transferencia de control automático puede ser configurado para operación manual o no automática.

4.1.2.1 Modo de Control Automático: La aplicación más común es la que contempla una fuente de suministro comercial y un grupo electrógeno como fuente de emergencia o Standby (Transferencia Fuente Utilitaria - Generador). En esta aplicación la fuente normal es la de suministro comercial y el tablero o sistema de transferencia automática conectará las cargas a esta fuente siempre que se encuentre disponible y en parámetros aceptables. La secuencia básica de la transferencia automática entre una fuente de

suministro normal y un grupo electrógeno se describe a continuación:

- a) Monitoreo constante de la fuente de suministro comercial y en caso se encuentre fuera de límites aceptables, señala una alarma. Una fuente de energía eléctrica se define como aceptable en función del ajuste de uno o más sensores referidos a los niveles de voltaje. Todos los controladores automáticos cuentan con detección bajo voltaje y opcionalmente puede incluir alto voltaje, alta o baja frecuencia, pérdida de fases, rotación de fases y desbalance de voltaje. Si la fuente de energía se encuentra fuera de los límites de ajuste de alguno de estos sensores, la fuente no es aceptable para el control e iniciará un Tiempo de Retardo de Arranque (TDES) de la fuente de emergencia.

- b) El control sensa si la fuente permanece dentro de rangos no aceptables por un tiempo predeterminado (el tiempo de retardo del arranque). Al terminar este tiempo el control envía el mando de arranque al grupo electrógeno. El control monitorea el voltaje del grupo electrógeno mientras este arranque y acelera hasta alcanzar sus parámetros nominales. Cuando el grupo electrógeno alcanza el voltaje nominal para la fuente de emergencia, se inicia el Tiempo de Retardo para la Transferencia (TDNE). El propósito de este tiempo de

retardo es permitir que se establezcan la frecuencia y voltaje del grupo electrógeno antes de aplicarle carga. Este retardo puede ser usado también en instalaciones de transferencias múltiples para realizar secuencia de aplicación paulatina de carga al grupo electrógeno (pasos para aplicación de carga).

- c) Luego de cumplido el Tiempo de Retardo de la Transferencia, se realiza la conmutación de la carga al grupo electrógeno. El mecanismo de conmutación pasa desde la posición de conexión en fuente normal a una posición neutral para luego pasar a la posición de conexión en fuente de emergencia. Si por características de operación es necesario, se puede utilizar un Tiempo de Retardo en la Transición programada (TDPT). Este tiempo se puede utilizar cuando contamos con múltiples tableros de transferencia en los cuales se requiere realizar retardos para conectar las cargas de manera secuencial y no todas al mismo tiempo. Así se minimizan transitorios de variación de frecuencia o voltaje en el generador.

- d) Cuando el control detecta el retorno de la fuente de suministro normal y verifica que los parámetros de la misma se encuentran dentro de los límites aceptables, se inicia el Tiempo de Retardo de la Retransferencia (TDEN) el cual tiene como función esperar que la fuente de suministro comercial

se estabilice luego de haberse repuesto. En ciertas ocasiones el retorno de la fuente de suministro comercial suele ser breve, seguido de valores de voltaje fuera de rangos aceptables e inestables. Luego de un tiempo, se estabilizan completamente. El Tiempo de Retardo de la Retransferencia garantiza que el grupo electrógeno se mantendrá alimentando a las cargas durante este tiempo como mínimo después de realizada la transferencia en caso de cortes de suministro breves para evitar conmutaciones seguidas.

- e) Cuando el Tiempo de la Retransferencia se ha completado, el control ejecuta la conmutación de carga desde la fuente de emergencia hacia la fuente de suministro normal y luego se inicia el Tiempo de Retardo de Parada (TDEC). La función de retransferencia siempre se realiza entre dos fuentes de energía presentes y se requiere que el control posea funciones para reducir la corriente de inserción que se pueden producir por cargas tales como motores eléctricos, transformadores con baja carga, UPS y otras cargas electrónicas o inductivas. La más simple de usar es el Tiempo de Retardo de Transición Programada (TDPT) el cual, mediante un retardo de la conmutación del mecanismo en su posición neutral deja por un tiempo la cargas desenergizadas para permitir caer totalmente el voltaje el cual puede mantenerse en un valor diferente de cero durante unos

instantes luego de retirar la fuente de alimentación. Realizar esta Transición programada permite que el voltaje baje completamente antes de conectar la nueva fuente de suministro y de esta manera se evitan transitorios no deseados de voltaje durante la conmutación de retransferencia.

- f) Al terminarse el Tiempo de Retardo de Parada, se envía la señal de parada al grupo electrógeno. Este retardo permite al grupo electrógeno realizar un enfriamiento mientras trabaja a velocidad nominal y sin carga antes de pararse completamente.

Existen otras aplicaciones de tableros o sistemas de transferencia automática de carga del tipo Generador – Generador y Fuente Utilitaria – Fuente Utilitaria. La primera es usada en lugares donde no se cuenta con una fuente de suministro comercial y se cuenta con un grupo electrógeno como fuente principal y otro que trabaje solo en caso de emergencia. Además, se puede trabajar en aplicaciones de doble standby en la cual se cuenta con un suministro comercial y dos grupos electrógenos con dos tableros de transferencia, tal como se muestra en la figura 4.2.

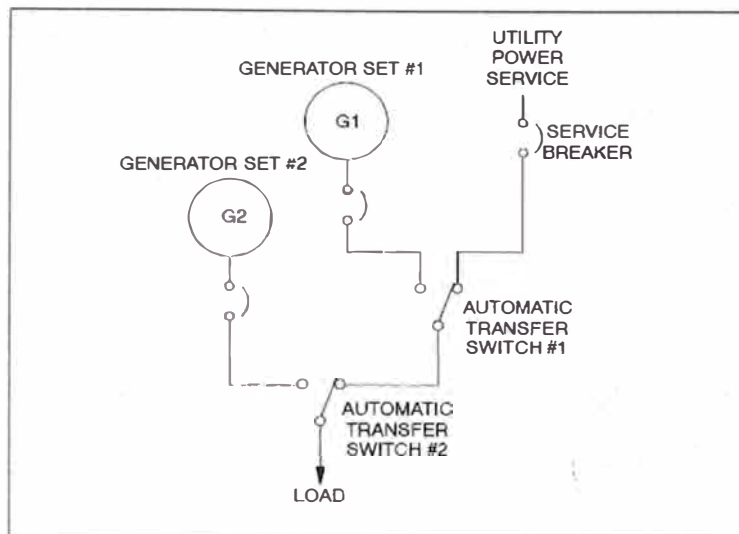


Figura 4.2: Configuración de Doble Standby de Transferencia

En este caso el segundo tablero de transferencia tiene la configuración Generador – Generador debido a que las dos fuentes de suministro que subtiende son grupos electrógenos.

Las aplicaciones de Fuente Utilitaria – Fuente Utilitaria se utilizan cuando existen dos fuentes de suministro comercial disponibles cuyos puntos de origen son diferentes para ambas (diferentes líneas de transmisión por ejemplo). En este caso, no se cuenta con retardos para funciones de generador y la transferencia es más rápida debido que el tablero de transferencia no requiere esperar a que el generador arranque y alcance parámetros nominales.

4.1.3 Tableros de Transferencia de Transición Abierta

Los equipos de transición abierta transfieren la carga conectada entre las fuentes de energía con una interrupción momentánea en el suministro cuando ambas fuentes están disponibles debido al tiempo que demora la carrera de conmutación desde que desconecta la carga de una fuente hasta conectarla a la otra. Esta interrupción momentánea del suministro se llama Tiempo de Transferencia del Conmutador. Asumiendo tener un Tiempo de Transición Programada de cero segundos, normalmente dura alrededor de 6 ciclos o menos dependiendo del tamaño del conmutador. Se cuenta adicionalmente con un bloqueo mecánico para prevenir la interconexión de ambas fuentes por algún error de operación.

4.1.4 Tableros de Transferencia de Transición Cerrada

Con ambas fuentes disponibles, los equipos de Transferencia Automática en transición cerrada ponen en paralelo ambas fuentes y este paralelismo puede ser momentáneo o por un tiempo ajustable, suficiente para realizar una rampa de carga o descarga del grupo electrógeno hacia la fuente de suministro comercial o viceversa. El equipo de transferencia automática en transición cerrada es capaz de sincronizar de manera activa las fuentes controlando la frecuencia y voltaje del grupo electrógeno antes de conectarlo en paralelo, o de manera pasiva verificando el sincronismo entre ambas fuentes antes de permitir el paralelismo controlando los interruptores. El

equipo de transición cerrada trabajará en transición abierta en caso que una de las fuentes falle repentinamente (por ser inevitable el corte de suministro temporal) y lo hará en transición cerrada cuando ambas fuentes se encuentren presentes. La operación en transición cerrada evita la interrupción momentánea del suministro de energía a las cargas. Un ejemplo es el caso de que se programe un ejercitamiento del generador o una prueba de la transferencia y retransferencia. Se debe tener en cuenta que un equipo de transferencia automática en transición cerrada no sustituye a un UPS (Uninterruptible Power Supply) en caso se quiera evitar el corte de suministro ante una falla repentina.

Una de las ventajas de la transición cerrada es que evita los transitorios que se pueden generar en una transición abierta cuando se conmutan dos fuentes que están presentes (normalmente durante el proceso de retransferencia) por presencia de cargas inductivas. En algunos casos la transferencia en transición cerrada puede generar algunos transitorios cuando la carga conectada es significativa respecto a la capacidad máxima de la fuente que se va a conectar. Esto ocurre usualmente cuando la carga se transfiere al grupo electrógeno con un tiempo de paralelismo de 100 milisegundos. Al aplicar carga sobre el grupo electrógeno en un tiempo tan corto, el sistema de gobernación de velocidad del motor demora un instante en responder a la variación de carga. Para limitar este disturbio de frecuencia y voltaje, es recomendable limitar las variaciones de carga por lo menos a 25% de la potencia nominal del generador o incluir un control en la

transición cerrada para realizar una rampa suave temporizada de toma de carga del generador.

4.1.5 Controladores para Sistemas de Transferencia

En la actualidad con la evolución de la tecnología de los controladores lógicos programables y los sistemas de monitoreo, se pueden encontrar Tableros y Sistemas de Transferencia cada vez con más funciones. Los más completos son los que manejan uno o más interruptores, el control sobre el arranque de varios generadores, el monitoreo de las fuentes, los tiempos de retardo y hasta las ordenes de rechazo, aplicación y prioridad de las cargas mediante control de alimentadores. También estos equipos (o Unidades de Control Maestro) pueden conectarse a un sistema de monitoreo remoto y a interfaces con el operador (Pantallas, monitores, internet, etc). Estos sistemas cumplen todas las funciones de un sistema de transferencia automática de carga pero con todas las demás funciones indicadas. Pueden detectar falla en el suministro, arrancar los grupos electrógenos, controlar los interruptores para la transferencia y luego al regresar el suministro comercial, sincronizar los generadores a la fuente de suministro, cerrar interruptores, realizar una rampa de descarga de los generadores hacia la fuente comercial cuando se conectan en paralelo y luego desconectar los grupos electrógenos y enviar señal de parada y otras maniobras necesarias dependiendo de la configuración del sistema.

4.2 Monitoreo de las Fuentes de Energía

A continuación se describen las funciones (en microprocesadores o unidades de control programadas, estos vienen incluidos en el software de control) que se utilizan comúnmente en tableros y sistemas de transferencia automática.

4.2.1 Bajo Voltaje: El sistema de transferencia automática utiliza el sensor de bajo voltaje para monitorear constantemente la fuente de energía normal y la de emergencia. La lógica del control determina que siempre se va a preferir conectar las cargas a la fuente normal. El control no permitirá que las cargas se encuentren desconectadas de ambas fuentes cuando se encuentren disponibles y dentro de valores aceptables por el ajuste del rango del sensor.

NOTA: La norma NFPA 110 tiene requerimiento de sensado de bajo voltaje en todas las líneas vivas de la fuente normal y por lo menos en una línea viva de la fuente de emergencia. (Grupo electrógeno)

El sensor de bajo voltaje utiliza dos parámetros para determinar la condición y la acción del control. Estos parámetros son el Ajuste de Desconexión (Dropout) y el Ajuste de Acometida (Pickup). El Ajuste de Acometida determina el valor de voltaje que el control considera aceptable para que el conmutador pueda conectar esta fuente a la carga. El Ajuste de Desconexión determina el valor de voltaje que el control va a considerar inaceptable para lo cual iniciara una operación de transferencia hacia la

fuerza opuesta. Ambos ajustes pueden ser fijos o modificables dependiendo del tipo de control del que se disponga.

Si estos valores son fijos, típicamente el ajuste de voltaje de Acometida suele ser 85% del voltaje nominal del sistema y el Ajuste de voltaje de Desconexión estará fijado en 75% del voltaje de Acometida. Si estos valores son modificables, el rango de ajuste del voltaje de Acometida es típicamente entre 85 y 100% de la tensión nominal del sistema y el rango de ajuste del voltaje de Desconexión suele ser entre 75 y 98% del voltaje de Acometida. Los sensores de Bajo Voltaje suelen tener un tiempo de retardo para su actuación. Este tiempo permite al control ignorar transitorios de caída de voltaje debido a fallas de cortocircuito u operaciones de recierre. Este valor del tiempo de retardo suele ser de 0.5 segundos y es ajustable en el rango de 0.1 a 1.0 segundo.

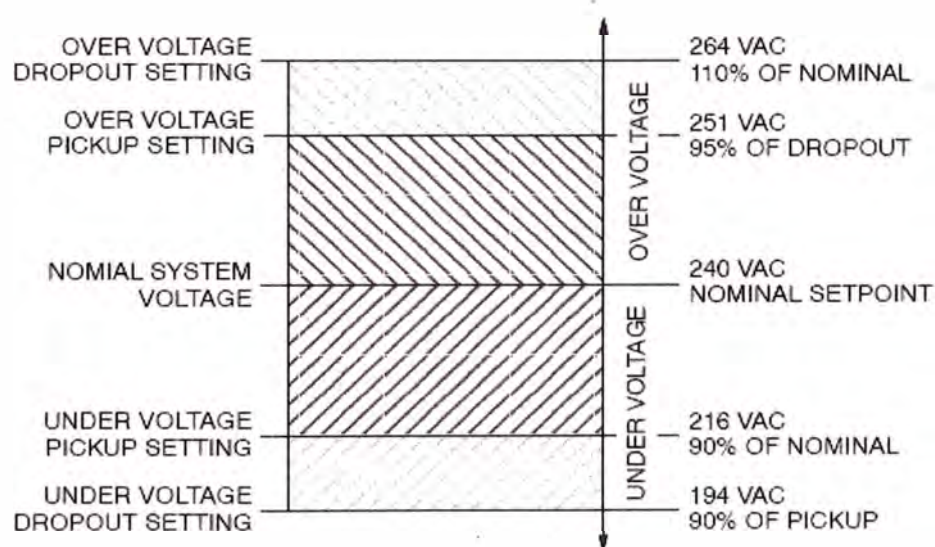


Figura 4.3: Ajustes de Desconexión y Acometida por Bajo y Alto Voltaje

En la figura 4.3 se muestra un ejemplo de ajustes de bajo voltaje y alto voltaje basados en un sistema de 240 voltios, mostrándose los valores de Ajuste de Desconexión y de Acometida. En este ejemplo, se comandará el arranque del grupo electrógeno cuando el voltaje del suministro comercial se encuentre en 194 voltios (90% del Pickup) y se completará la secuencia de transferencia si el voltaje se mantiene por debajo de 216 voltios (90% del voltaje nominal).

Cuando el voltaje de la fuente de suministro normal sobrepasa 216 voltios, se inicia la secuencia de retransferencia (asumiendo que el valor de voltaje se mantendrá entre los límites de Dropout de bajo voltaje).

El amplio rango de voltaje entre el Ajuste de Acometida y el mínimo Ajuste de Desconexión (75% del Dropout) se suele usar donde el suministro comercial entrante posee una mala regulación o es inestable en voltaje como para mantenerse en un rango muy corto. Esto previene llegar a los valores límites de Dropout y de Pickup con mucha frecuencia y por tanto, arranques y paradas repetitivas del generador y acciones innecesarias de transferencia de carga. Otras aplicaciones, por tipo y características de las cargas, requieren rangos de ajuste de voltaje más cortos y precisos de manera de impedir aplicación de voltajes inadecuados a las cargas. Para esto, es mandatorio garantizar una tensión de suministro comercial estable bajo condiciones normales para no salir fuera del corto rango de ajustes Pickup y Dropout. Estos ajustes deben realizarse en función del comportamiento de la fuente de suministro comercial y de las características

de las cargas existentes. Se pueden ver los valores tolerables de voltaje en la Tabla 3.3: Tolerancias permisibles de voltaje y frecuencia en cargas eléctricas, mostrada anteriormente.

4.2.2 Alto Voltaje: Un tablero de control de transferencia automática viene implementado con sensor de Alto voltaje y puede ser habilitado o deshabilitado. Este sensor monitorea continuamente los voltajes línea línea, de alimentación monofásica o trifásica en ambas fuentes. De la misma forma que en el caso de Bajo voltaje, se usan dos ajustes. Un Ajuste de Desconexión (Dropout) y un Ajuste de Acometida (Pickup). El voltaje de Pickup determina el voltaje al cual el control considera aceptable para conectar las cargas a la fuente. El ajuste de Dropout determina el voltaje que el control considera como limite inaceptable e inicia la operación de transferencia hacia la fuente opuesta. Los valores de Pickup y Dropout pueden ser valores fijos o ajustables. Cuando son ajustables, el rango de ajuste del valor de Dropout es típicamente entre 105 y 135% del voltaje nominal del sistema y el rango de Pickup suele estar entre 95 y 100% del ajuste de Dropout.

Este sensor de alto voltaje incluye un retardo de actuación para evitar falsas actuaciones por sobre voltajes transitorios debido a maniobras en elementos del sistema, por actuación de pararrayos, descargas estáticas, descargas atmosféricas, etc. Normalmente este retardo de tiempo es ajustable el rango de 0.5 a 120 segundos.

Tomando el ejemplo de la figura 4.3 para el caso de alto voltaje, si la tensión sobrepasa el límite de 264 voltios (110% del voltaje nominal) se iniciaría el arranque del generador y la secuencia de transferencia luego del retardo del arranque. Cuando el voltaje regresa hasta por debajo de 251 voltios (95% del Dropout), se inicia la secuencia de retransferencia.

Los sistemas eléctricos están normalmente sujetos a distorsiones de todo tipo que inevitablemente pueden ocasionar sobre voltajes, los cuales pueden o no dañar los equipos del sistema eléctrico. Los fenómenos de alto voltaje pueden tener diferentes comportamientos en términos de magnitud del voltaje que alcanzan y duración de los mismos. Otra manera de proteger los equipos que no sea mediante transferencia de carga hacia la fuente alternativa, puede implicar la necesidad de instalar supresores de pico, pararrayos o relés de sobre voltaje. La opción de transferencia de carga solo debe elegirse en caso de tener sobre voltajes repetitivamente en el sistema y de manera prolongada los cuales pueden dañar el aislamiento o los propios equipos.

4.2.3 Alta o Baja Frecuencia: El sensor de alta o baja frecuencia puede ser usado para monitorear tanto la fuente de suministro comercial como la fuente de emergencia. El sensor de frecuencia es poco usado para monitorear el suministro normal pero muy usado para monitorear el grupo electrógeno. La norma internacional NFPA 110 pone como requisito un sensor de frecuencia para monitorear el generador e inhibir la transferencia

hasta que los valores de tensión y frecuencia se encuentren dentro de un rango aceptable.

Los sensores de baja y alta frecuencia normalmente operan en un rango configurable de Ajuste de Acometida entre +/-5% hasta +/-20% de valor nominal. En algunos controladores de sistemas de transferencia, la frecuencia nominal es seleccionada en 50 o 60Hz. El rango de operación del Ajuste de Desconexión suele ser más amplio que el de Acometida. Dependiendo del equipamiento del sistema de transferencia automática seleccionado, el ajuste de desconexión puede ser fijo o ajustable en un rango, típicamente entre 1% y 5%. También en este caso, se ajusta el Retardo de actuación de Alta o Baja frecuencia en un rango que normalmente va entre 0.1 y 15 segundos para permitir al controlador pasar por alto transitorios de caída o incrementos de frecuencia.

4.2.4 Pérdida de una Fase: En aplicaciones donde parte de las cargas conectadas son motores eléctricos de inducción, los sensores de bajo voltaje pueden no detectar la pérdida de una de las fases. Si una de las fases estuviera abierta, el voltaje en dicha fase puede mantenerse en un valor relativamente alto debido al efecto generador de un motor en funcionamiento y conectado a la línea abierta. Dependiendo del ajuste del Dropout y Pickup del sensor de bajo voltaje en la fase abierta y el voltaje regenerativo en esta fase, es posible que el sensor de bajo voltaje no detecte esta fase abierta y el motor (o motores) trabajen hasta dañarse . El sensor de pérdida de fase detecta una caída en el ángulo de fase entre las

tres fases. Normalmente, las fuentes de voltaje trifásico balanceado tienen un ángulo de fase de $120^\circ \pm 2^\circ$.

4.2.5 Desbalance de Voltaje: El sensor detecta un voltaje desbalanceado en sistemas trifásicos (No está disponible en sistemas monofásicos). El sensor de desbalance de voltaje puede ser configurado para monitorear las dos fuentes individualmente. Voltajes desbalanceados se presentan cuando tenemos cargas monofásicas desiguales y desbalanceadas entre las fases. Se puede configurar el sensor de desbalance de voltaje solo para la fuente de emergencia (generador). Se debe tomar en cuenta que el generador será una fuente de menor capacidad que la fuente normal y por lo tanto, de existir un desbalance de cargas, podría provocar en el generador (cuando este se conecte a dichas cargas) un desbalance de tensión de mucha mayor magnitud y gravedad.

El porcentaje de desbalance de voltaje es definido por la ecuación:

$$\%Desbalance = \frac{\text{Maxima desviación Volt respecto } V_{promedio}}{V_{promedio}} \times 100\%$$

Por ejemplo, si los voltaje de una fuente trifásica son: 245, 235 y 230 voltios, en un sistema nominal de 240 voltios, el promedio de los voltajes será 237. El % de desbalance es $(8/237) \times 100\% = 3.4\%$.

Un sensor de desbalance de voltaje cuenta con el ajuste de Dropout normalmente entre 2 y 10%. El ajuste de Pickup usualmente se fija en 10% del Dropout. Por ejemplo con 4% de ajuste del límite de Dropout, el límite de Pickup será de 3.6%. Si se produce un desbalance de voltaje que sobrepase el límite de Dropout se iniciará una secuencia de transferencia y al regresar por debajo del límite de Pickup, se iniciará la secuencia de retransferencia de carga hacia la fuente inicial. Este sensor también cuenta con un Tiempo de Retardo de actuación en el límite de Dropout de entre 2 y 20 segundos.

En sistemas de alimentación trifásicos, pequeños desbalances de voltaje pueden ocasionar significativos incrementos de temperatura en motores de inducción. Las corrientes desbalanceadas a plena carga son del orden de 6 a 10 veces mayor que el desbalance de voltaje. El porcentaje de recalentamiento causado por el desbalance de voltaje será igual a 02 veces el cuadrado del desbalance de voltaje. Ver la figura 4.4.

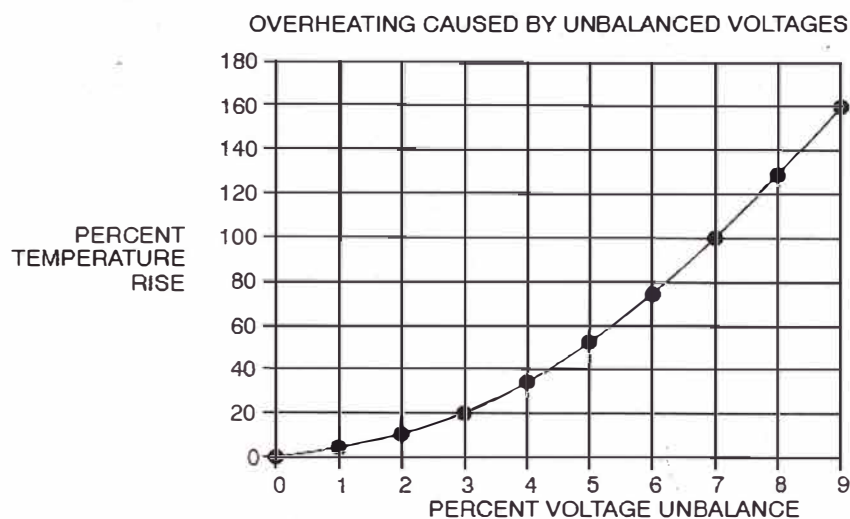


Figura 4.4: Calentamiento de motores versus suministro de voltaje desbalanceado

4.2.6 Rotación de Fases: Este sensor detecta la rotación de fases de ambas fuentes trifásicas y las compara. Si la rotación de fases no es igual para ambas fuentes, el control del sistema de transferencia considera a la fuente no conectada como no disponible y señalará una alarma o precaución. Normalmente después de un trabajo que implique retiro de cables durante reparaciones del sistema de alimentación, al conectar las líneas de fuerza al tablero se verifica la secuencia de fases con instrumentos de medición. Con esta función de protección ya no es necesario realizar esto debido que si existiera algún error o alteración de la secuencia de fases en la reinstalación de los cables de fuerza, esta sería detectada por el sensor e inhibiría la transferencia de carga a una fuente con secuencia invertida.

NOTA: El sensor de secuencia de fases es obligatoria según la norma NFPA 20 para instalaciones de bombas contra incendio.

4.3 Retardos de Tiempo en Sistemas de Transferencia Automática

4.3.1 Tiempo de Retardo de Arranque (TDES)

El propósito del Retardo de arranque es evitar arrancar el generador o evitar una transferencia de carga en caso de una falla de muy breve duración o ante disturbios transitorios en la fuente de suministro normal. Normalmente este tiempo es ajustable entre 0 y 15 segundos y se trata que sea el menor posible. El retardo de arranque se inicia en el momento que la fuente de suministro alcanza valores inaceptables (según límites de Dropout). Si la duración de la interrupción del suministro es mayor al tiempo de retardo de arranque ajustado, el control enviará la señal de arranque al grupo electrógeno.

4.3.2 Tiempo de Retardo de Parada (TDEC)

Este retardo de tiempo permite un periodo de enfriamiento del generador en vacío sin carga antes de apagarse. Este retardo de tiempo es ajustable normalmente de 0 a 30 minutos. Este se inicia cuando se ejecuta la retransferencia de la carga hacia el suministro normal y el generador queda sin carga. Al término de este tiempo, el control del Sistema de Transferencia envía la señal de parada al grupo electrógeno.

4.3.3 Tiempo de Retardo de la Transferencia (TDNE)

Este corto tiempo permite al generador estabilizar sus parámetros de tensión y frecuencia antes de aplicarle carga. Este tiempo se inicia cuando se alcanzan valores de tensión y frecuencia aceptables en la fuente de

emergencia (determinado por el ajuste de Pickup). Luego de concluido este tiempo, el control ejecuta la transferencia desde la fuente normal conectada hacia el generador. Este tiempo tiene normalmente un rango de ajuste entre 0 y 120 segundos y se busca que sea el menor posible.

4.3.4 Tiempo de Retardo de la Retransferencia (TDEN)

Este retardo de tiempo permite a la fuente de suministro normal estabilizarse una vez que retorna antes de realizarse la retransferencia, evitando así muchas operaciones de transferencia y retransferencia si la fuente normal es inestable. También este retardo asegura un mínimo tiempo en el que el generador trabajará con carga y no ocurrirán operaciones de conmutación muy seguidas. Este tiempo se inicia cuando el voltaje y frecuencia de la fuente de suministro normal regresan y se encuentran dentro de límites aceptables (valores de Dropout). Después de terminado este tiempo, el sistema de transferencia ejecutará la retransferencia a la fuente de suministro normal. En la eventualidad que el generador falle durante este tiempo, el retardo de tiempo de retransferencia se omitirá y la retransferencia se realizará inmediatamente. El rango de ajuste es entre 0 y 30 minutos.

Los retardos de tiempo en las secuencias de Transferencia y Retransferencia se ilustran en las figuras 4.5 y 4.6 respectivamente. En color amarillo se ilustra el tiempo en el cual la carga es alimentada por el suministro comercial normal y en color verde ilustra el tiempo en el cual la carga es alimentada por el grupo electrógeno.

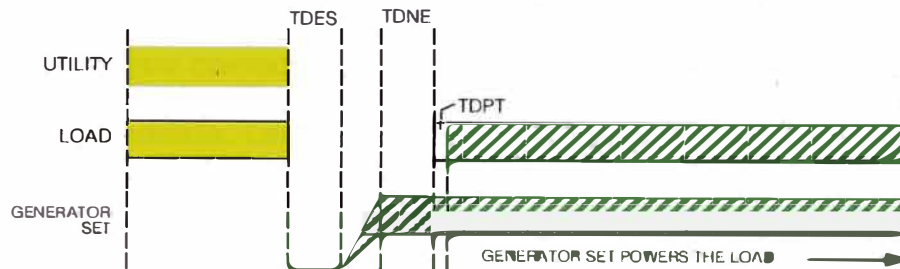


Figura 4.5: Secuencia de tiempos para Transferencia de carga

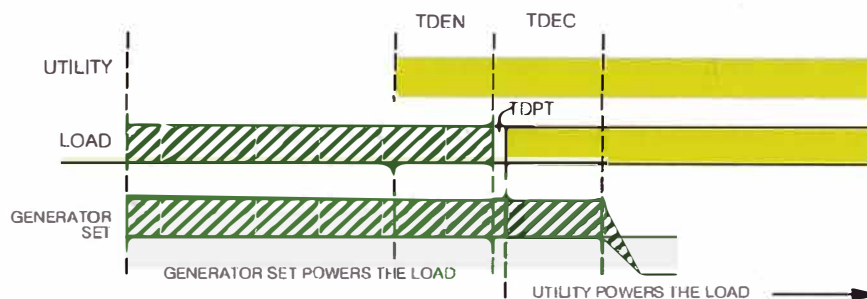


Figura 4.6: Secuencia de tiempos para la Retransferencia de Carga

4.4 Consideraciones de Aplicación de Transferencia Automática en Transición

Cerrada

La transición cerrada se usa en múltiples aplicaciones y con diferentes propósitos pero el principal es evitar interrupciones de suministro de energía cuando se realiza transferencia entre dos fuentes disponibles. Para este tipo de transferencias existen una gran variedad de controladores y lo importante es aplicarlos correctamente según el diseño y características del sistema. A continuación se mencionan consideraciones a tomar en cuenta:

4.4.1 Conexión en paralelo con Suministro Normal: Como en transición cerrada instantánea se ponen en paralelo las dos fuentes, se requiere contar con protecciones para esta puesta en paralelo y para evitar la exportación

de energía al sistema exterior. En estos sistemas de transferencia, el equipo debe considerar operación en modo paralelo extendido en caso de una falla en la transferencia. Las protecciones tienen como fin evitar que el sistema quede sin alimentación o se dañe el grupo electrógeno. Para esto, el generador debe contar con sus respectivas protecciones para ponerse en paralelo.

4.4.2 Controles de Sincronización: Tanto los controladores de sincronización pasivos como los activos, se usan para permitir la conexión del generador al suministro comercial. Los controladores de sincronización pasivos simplemente monitorean las condiciones de las fuentes y solo permiten el paralelo cuando ambas fuentes se encuentran en sincronismo dentro de un rango de ángulo de fase y frecuencia aceptables. Este tipo de control requiere de un interruptor de cierre de actuación rápida, un ajuste de ángulo de fase permisible menor a 15 grados y una diferencia de frecuencia de 0.5 Hz como máximo.

Los controladores de sincronización activos buscan el sincronismo de las dos fuentes pero incluyen el control sobre el gobernador de motor y el regulador de voltaje del grupo electrógeno para sincronizarlo con el suministro comercial. Estos controles también requieren interruptores de actuación rápida, una ventana permisible de ángulo de fase y frecuencia. Sin embargo, desde que el sistema controla la gobernación del motor, en este pueden ajustarse para limitar las ganancias de sincronización y la velocidad de cambio de frecuencia del generador durante el sincronismo. Esto

minimiza la posibilidad de conectar el generador a la fuente de suministro comercial en un instante en que se encuentren fuera de fase.

4.4.3 Perturbaciones de Carga: Un sistema de transición cerrada es usualmente aplicado no solo para eliminar la interrupción de energía a las cargas durante la transferencia o retransferencia, también para hacer una transferencia sin perturbaciones de voltaje o frecuencia (se dice transferencia “limpia”). Lograr esto es muy difícil aplicando la transición cerrada instantánea (con 100 ms de paralelismo), particularmente cuando se transfiere la carga desde la fuente de suministro comercial hacia el grupo electrógeno. Un grupo electrógeno accionado por un motor de combustión interna requiere un pequeño lapso de tiempo para ajustar señales de gobernación y regulación ante aplicación súbita de carga, con mayor notoriedad en generadores grandes. Generalmente se requiere de un controlador de transición cerrada Suave. Este tipo de controladores cuentan con un ajuste de tiempo de duración del paralelismo entre ambas fuentes, el cual puede ser de varios segundos (hasta minutos) y de esta manera el control del gobernador realiza una rampa temporizada de carga del generador antes de desconectar la fuente de suministro comercial. En este caso la sincronización activa más la rampa de carga y descarga aseguran una transferencia cerrada más limpia entre ambas fuentes.

4.4.4 Opciones de Controles de Paralelismo con Suministro Comercial: Cuando se conecta en paralelo un grupo electrógeno al suministro comercial, existen una serie de consideraciones para incluir controles

adicionales y funciones de protección, independientemente del tiempo que dure el paralelismo entre fuentes (aun si fuera solo 100 ms). Las consecuencias en el generador serían graves si se produce una pérdida de excitación (Potencia reactiva inversa) o si el motor se queda sin combustible en plena operación en paralelo (Potencia Activa Inversa). Se debe contar con protecciones para pérdida de excitación y por potencia activa inversa. También se recomienda contar con un control del factor de potencia para evitar intercambio no controlado de potencia reactiva en el punto de conexión entre ambas fuentes. Esto último puede ocurrir si el voltaje de la fuente comercial presenta variaciones respecto a la tensión ajustada en el generador.

4.4.5 Operación de Paralelo Extendido: Una aplicación muy común para sistemas de transición cerrada es el paralelismo extendido usado para alimentar picos de carga, autogeneración o ante restricciones de consumo de energía del suministro comercial. Estos Tableros o sistemas de transferencia deben incluir controles para verificar el flujo de potencia de ambas fuentes. Este tipo de aplicaciones envuelve a generadores de gran potencia, a veces en media tensión. Se debe considerar instalar protecciones adicionales como diferencial de generador, sobre corriente de fase y de tierra, secuencia de fases, pérdida de fase.

CAPITULO V

APLICACIÓN TÉCNICA A LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL TÉRMICA

5.1 Necesidad Planteada

5.1.1 Descripción del Problema

Se requiere implementar un sistema de generación eléctrica de emergencia con capacidad de 8 MW con un sistema de transferencia automática preparado para alimentar inmediatamente una planta industrial en caso de una falla repentina del suministro comercial y para casos en los que requiera reducir el consumo de energía por parte de este suministro comercial generando energía con los grupos electrógenos en paralelo. Esta aplicación es necesaria debido a que existen ocasiones en las que el comité de operación del sistema interconectado nacional (COES) solicita a ciertos clientes con demandas significativas, reducción en su consumo de energía en ciertas horas para reducir la demanda total de energía en el sistema interconectado debido a algún evento que reduzca la potencia total instalada de este sistema. Esta reducción o racionamiento debe ser acatado debido a la reglamentación existente para que se pueda satisfacer la demanda total en el sistema interconectado nacional. La necesidad es implementar los grupos electrógenos, su sincronización y puesta en paralelo, el sistema de transferencia y todos los sistemas de fuerza necesarios para esta central

térmica y su acoplamiento con el sistema eléctrico de la planta industrial ya existente. También se debe analizar los costos en necesarios en los cuales se debe incurrir para esta implementación y la potencia total a instalar en la central térmica, si es necesario que esta potencia sea para abastecer toda la demanda de la fábrica de cemento o solo para procesos críticos de producción.

5.2 Análisis de la Implementación

5.2.1 Dimensionamiento de la Central y Consideraciones de Carga

La demanda total de la planta industrial es de 14 MW, sin embargo por el aspecto económico de inversión inicial, la central térmica será dimensionada para alimentar los procesos más críticos de la fábrica y no para satisfacer la demanda total. La razón principal es que no se producen muchos cortes de suministro en el año y de gran duración como para afectar seriamente una reducción de la producción o deterioro de materiales y equipos por un corte prolongado de suministro. Sin embargo, existen hornos que no pueden dejar de contar con energía eléctrica debido a que una gran reducción de temperatura del equipo, ocasionaría pérdidas de material cuantiosas y pérdida de días de producción para limpiar los hornos del material secado debido del enfriamiento. Estos hornos pueden mantenerse sin energía eléctrica hasta 20 minutos como máximo antes de que empiece el deterioro y secado de la materia prima al interior del mismo.

Lo que se describirá a continuación son las cargas y sus características, necesarias para los procesos de producción más críticos de la fábrica de cemento. Los procesos más críticos de la fábrica de cemento dependen de alimentar las cargas eléctricas que se enumeran en la Tabla 5.1. Con estas cargas se trabajará para el dimensionamiento de la Central Térmica.

1	Pre horno de homogenización: Carga de tipo resistiva regulable según temperatura deseada	1.7 MW	Fdp 0.98
2	Horno de Alta temperatura: Carga de tipo resistiva regulable según temperatura deseada	3.5 MW	Fdp 0.98
3	Maquina Chancadora: Motor eléctrico con arranque estrella - triángulo	0.93 MW	Fdp 0.89
4	Sistema de fajas y bombas: Motores eléctricos con arranque Estrella - Triángulo	0.8 MW	Fdp 0.87
5	Iluminación y Oficinas: Cargas resistivas y con sistemas de respaldo UPS solo para equipos de cómputo	0.2 MW	Fdp 0.94
	Total Nominal	7.2 MW	

De las cargas mencionadas, la 3 y 4 están compuestas por motores eléctricos los cuales están instalados en la planta con método de arranque Estrella – Triangulo. Por lo tanto debemos considerarlos para el dimensionamiento de la demanda total en caso de emergencia.

Inicialmente tenemos el motor eléctrico de la carga 3 y sus características más importantes indicadas en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Datos técnicos de Carga 3 - Motor Eléctrico	
Potencia nominal	1250 HP
Factor de potencia	0.89
Velocidad	1783 RPM
Voltaje Nominal	6000 Voltios
Frecuencia	60 Hz
KVA de arranque (*)	3948 KVA

(*) KVA de arranque indicado es con tensión plena, sin método de arranque.

De acuerdo a la Tabla 3.2 “Características de los Métodos de Arranque de Voltaje Reducido” para el tipo de arranque Estrella Triángulo, tenemos un factor de multiplicación de 0.33. Por lo tanto calculamos KVA de arranque necesario para el motor:

$$3948 \text{ KVA} \times 0.33 = \mathbf{1303 \text{ KVA}}$$

De igual manera tenemos la carga 4 que está compuesta de varios motores eléctricos. Como sabemos que el método de arranque es similar al motor de 1250 HP, realizaremos el cálculo de los KVA necesarios de los generadores para arranque de estas cargas. Las características más importantes y el cálculo de los KVA de arranque se muestran en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Cálculo de KVA de Arranque

Maquina	Potencia (HP)	fdp	Velocidad (RPM)	Voltaje (Voltios)	KVA Arranque	KVA reducido
Motor 1	250	0.86	1800	460	1475	487
Motor 2	250	0.86	1800	460	1475	487
Motor 3	300	0.89	3600	460	1770	584
Motor 4	250	0.88	3600	460	1475	487
Totales	1050 HP				6195	4383

Por lo tanto la suma de los KVA de arranque de los generadores de los grupos electrógenos a utilizar debe ser mayor a:

$$\text{KVA}_{\text{arranque Carga 3}} + \text{KVA}_{\text{arranque Carga 4}} = 1303 + 4383 = \mathbf{5686 \text{ KVA}}$$

También debemos considerar que la carga 5 está compuesta por luminarias y equipos de cómputo. Las luminarias de la planta industrial y oficinas suman una potencia total de 160 KW y los equipos de cómputo suman una potencia de 40 KW con un factor de potencia de 1.0 y es sostenido por dos equipos de respaldo UPS de 20 KVA nominales cada uno. Por lo tanto, se debe determinar el sobre dimensionamiento para este equipo de acuerdo a lo mencionado en la teoría. Según el fundamento teórico debemos considerar un dimensionamiento del generador en función del ajuste del limitador de corriente. En la Tabla 5.4 se muestran las características de los UPS utilizados que requerimos para esta aplicación y que básicamente alimentan a las computadoras y equipos electrónicos de la fábrica de cemento.

Tabla 5.4: Datos técnicos de UPS existentes	
Potencia Aparente	20 KVA
Factor de Potencia en salida	0.8
Tiempo de Autonomía	6 minutos a plena carga y 15 minutos a media carga
Rango de Voltaje de entrada	165 – 264 VAC
Rango de Voltaje de salida	+/- 1%
Rango de Limitación de corriente	140%
Tipo de baterías	12 VDC, libres de mantenimiento
Cantidad de UPS	2

Con estas características, hacemos el cálculo de la potencia adicional que se debe tomar en cuenta para alimentar los UPS:

$$\text{Potencia Aparente} \times \text{fdp} = 20 \text{ KVA} \times 1.0 = 20 \text{ KW}$$

Tomaremos el caso más desfavorable de tener ajustado el rango de limitación de corriente en 140%, por lo cual tendremos:

$$20 \text{ KW} \times 1.4 = 28 \text{ KW} \quad \text{Tenemos potencia adicional de 8 KW}$$

Como se mencionó líneas arriba, tenemos dos equipos UPS de la misma potencia, por lo tanto tenemos:

$$28 \text{ KW} \times 2 = 56 \text{ KW}$$

Por lo tanto para la carga 5, por su característica, consideraremos por sobredimensionamiento del generador lo mostrado en la tabla 5.5.

Tabla 5.5: Consideración de sobredimensionamiento por Carga 5

Luminarias	160 KW
Equipos de Cómputo	56 KW
Total carga 5	216 KW

Con estos cálculos, inicialmente tenemos una carga total de 7216 KW con un factor de potencia de 0.8 para las cargas que se requiere alimentar en caso de falla del suministro comercial, además de **5686 KVA** de arranque para los motores eléctricos de la planta industrial. Esta potencia de arranque la verificaremos cuando comparemos el requerimiento con las características técnicas del generador a utilizar.

Consideraremos un factor de seguridad de 10% para obtener la potencia total de la central térmica. Por lo tanto tenemos:

$$7216 \text{ KW} \times 1.1 = 7938 \text{ KW} \quad \text{aproximando: } \underline{\underline{8000 \text{ KW}}}$$

Asimismo se requiere contar con una potencia del 50% del total de la demanda total de la fábrica de cemento para casos de racionamiento y trabajo en paralelo con el suministro comercial. Al tener 14000 KW de demanda total, se requiere de 7000 KW como máximo para trabajar en este modo. Por lo tanto al necesitar 8000 KW en casos de emergencia, queda definida la necesidad de contar con una potencia instalada de la central térmica en 8000 KW. Trabajando en paralelo con este suministro, se mantienen trabajando los procesos productivos reduciendo el consumo de energía de la concesionaria de suministro eléctrico.

Como se debe disponer de los 8000 KW de la central térmica rápidamente ante una falla de suministro principal, los equipos de generación eléctrica que más se ajustan a esta aplicación son los basados en motor de combustión interna de altas revoluciones (1800 RPM) por simplicidad en el arranque, aceleración inmediata y recuperación rápida ante variaciones intempestivas de carga. Sin embargo, para que el motor de combustión interna pueda arrancar y tomar carga en pocos segundos, de acuerdo a lo requerido en esta aplicación, es necesario que mantenga una temperatura mínima en la cámara de combustión. Al ser esta aplicación de Emergencia (Standby) se debe contar con calentadores de refrigerante para cada motor que mantengan la temperatura del mismo a no menos de 95 °F. (por Norma NFPA 110) Al tener la necesidad que los motores arranquen inmediatamente, se requiere también que las baterías de arranque de los motores mantengan siempre la suficiente carga para alimentar

adecuadamente a los arrancadores eléctricos en el momento que se requiere, por lo cual es necesario instalar un cargador de baterías para el banco de baterías de cada grupo electrógeno. De acuerdo a lo expuesto en el fundamento teórico, para instalar otros accesorios, se debe analizar las condiciones ambientales normales del lugar de trabajo de los equipos. Las condiciones ambientales de la ubicación de la central térmica son las siguientes:

- Temperatura ambiental promedio: 24 °C
- Altitud: 2560 msnm
- Humedad relativa: 12%

Siendo estas las condiciones, no es necesario instalar otros elementos adicionales en los grupos electrógenos. Sin embargo la altura de trabajo no permitirá que el motor desarrolle la plena potencia para la cual ha sido diseñado. En este caso se deberá recurrir a las condiciones de reducción de potencia por condiciones ambientales del grupo electrógeno y son definidas por el fabricante. Menor masa de aire existente para ingreso a la cámara de combustión, menor capacidad de enfriamiento del radiador y de los devanados del generador son factores que contribuyen a la reducción de potencia a entregar por el grupo electrógeno que se elija.

Los 8 MW se pueden instalar con un solo grupo electrógeno de esa capacidad o con varios equipos en paralelo lo que trae mayor flexibilidad y versatilidad a la central térmica. Por otro lado, cuanto más grande sea el grupo electrógeno, más tiempo demorará en el arranque y aceleración. En 1800 RPM solo se cuenta con equipos hasta de 2500 KW. De todas las

potencias de equipos de este tipo, no todos tienen el mismo plazo de entrega. Algunos toman casi 8 meses en fabricarse como los de 2500 KW, otros solo se fabrican a pedido. En el mercado se disponen de grupos electrógenos de 2000 KW a 480 voltios que son más comerciales, los fabricantes mantienen en stock y existe disponibilidad más inmediata. Esto es un punto muy importante en la elección de los equipos a usar ya que un plazo más corto de entrega hace más viable el proyecto y su implementación. Por otro lado, si elegimos grupos de menor tamaño incrementaría la cantidad de equipos necesarios y el espacio para la instalación de los mismos. Tomando en cuenta la pérdida de potencia del motor y generador a medida que el lugar de operación está por encima del nivel del mar, partimos de que el fabricante nos indica que para las condiciones climáticas del lugar del proyecto (25°C y 2560 m.s.n.m), el equipo puede entregar como máximo 1600 KW (tanto para régimen Standby, Prime y Continuo).

Si la potencia total requerida es 8000 KW, tenemos que:

$$\frac{8000KW}{1600KW} = 5$$

Por lo tanto requerimos 05 grupos electrógenos de 2000 KW nominales que al 2560 m.s.n.m. y 25 °C de temperatura promedio, entregarán 1600 KW cada uno. Esta cantidad de generadores en lugar de un solo equipo que entregue los 8 MW, permitirá una mayor flexibilidad, confiabilidad y disponibilidad de energía a la central térmica además de un arranque y aceleración más rápida de los grupos electrógenos por lo que tendremos la

energía de respaldo disponible en muy corto tiempo luego de una falla del suministro comercial.

Otro factor que debemos tener en cuenta es el nivel de voltaje de los generadores. El valor de tensión más común y más disponible en equipos de esta potencia es 480 voltios. Otras tensiones de generadores toman más tiempo de fabricación. Con esta consideración, se deben elegir la capacidad de los Interruptores de Baja tensión de los generadores y deben tener la capacidad de sostener la carga máxima del grupo electrógeno a nivel del mar (2.5 MVA). Utilizamos la formula:

$$P_{Aparente} = V \times A \times \sqrt{3} \Rightarrow 2500 KVA = 480V \times 1.73 \times A$$

$$\text{Despejando: } A = 3011 \text{ Amperios}$$

Por lo tanto, elegiremos interruptores de 3200 amperios en Baja Tensión para el acoplamiento de los grupos con los transformadores elevadores de 480 a 6000 Voltios.

Otro factor que tiene influencia en el desempeño de la central térmica es la polución que existe en la planta industrial debido a que su proceso productivo genera emisiones de polvo de tierra y cemento a lo cual estarán expuestos los equipos a instalar. Se debe considerar una casa de fuerza cerrada para todos los equipos a instalar dentro de la central térmica pero con ductos de ingreso y salida de aire suficientes para garantizar la ventilación en la sala de máquinas durante funcionamiento de los grupos electrógenos.

Por otro lado, la instalación eléctrica actual hace necesario que la central térmica a construirse entregue la energía eléctrica a la barra principal de las

cargas en una tensión de 6 KV mediante una línea de conexión entre la central y esta barra donde se encuentran alimentándose las cargas y donde tendremos también llegada de la línea de suministro comercial. Se debe considerar todo el equipamiento para generar con grupos electrógenos en 480 voltios y equipos de transformación y maniobra para entregar la energía generada en 6 KV hacia las cargas eléctricas. El diagrama unifilar de la instalación eléctrica existente se muestra en el Plano CT-01. En este diagrama se observa la “Barra de Salida del Grupo electrógeno” existente y la línea que llega a la “Barra de Cargas” a través del Interruptor PM-GM. De igual manera llega la alimentación del suministro comercial a través del Interruptor PM-UM a la “Barra de Cargas” por lo que es necesario que los grupos electrógenos se acoplen a la Barra Actual de salida del grupo electrógeno existente a través de Transformadores de Potencia.

5.2.2 Consideraciones del Sistema de Transferencia de Carga

Para esta aplicación la rapidez de reposición del suministro eléctrico después de un corte de energía es vital para el proceso productivo de la fábrica. Es por eso que se requiere de un sistema de transferencia automática de carga en el cual se tenga una Unidad de Control Maestro que detecte la caída de tensión de suministro normal y mande arrancar los grupos electrógenos para que estos se sincronicen y entren en paralelo en modo Reparto de Carga. Una vez disponible la energía de los grupos electrógenos, la Unidad de Control Maestro realizará la transferencia de carga de la red comercial hacia los generadores. Con esto, se repone el suministro de energía hacia las cargas. Durante el tiempo que los grupos

electrógenos trabajen en Reparto de Carga, la Unidad de Control Maestro contará con una función de Control de Demanda de Carga, la cual monitorea la carga total de los grupos electrógenos y compara la carga total entregada con la capacidad total de los grupos electrógenos en funcionamiento. Si la potencia entregada es muy baja respecto a la potencia de los equipos en funcionamiento, esta función deberá apagar uno de los grupos electrógenos para ahorrar horas de trabajo de máquina y costos de combustible. Esta función podrá apagar hasta 03 equipos de manera secuencial en función de la disminución de carga de la fábrica manteniendo una cantidad mínima de equipos encendidos, es decir un mínimo de potencia disponible. De igual manera, si la carga se incrementa, la Unidad de Control Maestro arrancará la cantidad de grupos electrógenos necesarios para satisfacer la demanda sin riesgo de tener los equipos al límite de su capacidad. Por otro lado, ante la detección del retorno del suministro comercial, se debe realizar una re transferencia de carga de los generadores hacia el suministro comercial normal para luego apagarlos y queden nuevamente en Standby, listos para operar ante otra situación similar. Tomando en cuenta la potencia total de la planta de grupos electrógenos a implementar, la criticidad de los procesos productivos que se alimentaran con la central térmica y el alto impacto en la producción debido al corte instantáneo de energía en una re transferencia en transición abierta, se debe optar por la transferencia en transición cerrada suave ya que evitará los transitorios en la red o en los grupos electrógenos por la rampa de carga súbita en transiciones cerradas rápidas. Para lograr que la re transferencia se realice en transición cerrada, la Unidad de Control

Maestro realizará la sincronización de los grupos electrógenos con la fuente de suministro comercial mientras alimentan la carga para luego cerrar el interruptor PM-UM que unirá las dos fuentes. En este momento, la Unidad de Control Maestro controlará una rampa de descarga de los grupos electrógenos en la cual, estos transfieren la carga de la fábrica a la fuente de suministro comercial en un tiempo ajustable antes de ser desacoplados de la Barra de Salida de Grupos Electrógenos y apagarse. Al tener un tiempo de descarga de los grupos hacia la fuente de suministro comercial, tendremos la transición cerrada tipo suave que evitará transitorios durante esta etapa. Esta Unidad de Control Maestro también debe permitir a los grupos electrógenos trabajar en paralelo con el suministro comercial para permitir operar los equipos cuando se tenga una limitación en el consumo por parte del suministro comercial, es decir en los casos de racionamiento mandados por la operación del sistema interconectado nacional. Esta Unidad de Control Maestro permitirá arrancar los grupos electrógenos en Modo de Paralelo con Red y controlar la carga a entregar por la Central Térmica cuando se encuentren en este modo de paralelismo.

5.2.3 Descripción del Sistema a Implementar

El cliente requiere de 8 MW de potencia instalada en una fábrica de cemento y que estén disponibles rápidamente (máximo 20 segundos) ante un corte de suministro para alimentar cargas y procesos críticos. Los 05 grupos electrógenos para la generación de esta potencia, la Unidad de Control Maestro y todos los componentes de maniobra necesarios, serán instalados en una casa de fuerza que será la Central Térmica de la planta industrial. En

función de las necesidades, consideraciones y requerimientos, se indican las características técnicas de los grupos electrógenos a utilizar. Primero mostramos la Tabla 5.6 de las características más importantes de los grupos electrógenos a utilizar.

Tabla 5.6: Características más importantes de Grupos electrógenos

Grupo Electrónico	
Potencia:	2000 KW en Standby (*)
	1825 KW en Prime (*)
	1600 KW en Continuo (*)
Potencia a 2560 msnm	1600 KW (**)
Frecuencia	60 Hertz
Voltaje	480 Voltios
Factor de Potencia	0.8 Inductivo
Potencia aparente Nominal	2.5 MVA en Standby
Tipo de gobernación de frecuencia	Isócrono
Regulación de voltaje	Constante
Alimentación del Control	24 VDC (Baterías de Arranque)
Controlador de Paralelo	Si
Máquina Prima	Motor de Combustión Interna
Tipo	Motor diesel de 4 tiempos
Cilindrada	60 litros
Velocidad nominal	1800 RPM
Sistema de combustible	Inyección directa, Diesel 2
Generador	
Tipo	Libre de escobillas, 4 polos
Tipo de acople con Motor	Discos flexibles
Tipo de excitación	PMG (Generador de Imán Permanente)
KVA de arranque de Generador	7361 KVA
Tipo de aislamiento	Clase H
Normas de Fabricación	NFPA 110, ISO 8528
Accesorios para aplicación Standby	Cargador de Baterías de 560W nominales, calentadores de refrigerante de 5KW

(*)Nota: Potencias entregadas a temperatura máxima de 40°C y altura hasta 1067 m.s.n.m.

(**) Potencia para los 03 regímenes, Standby, Prime y Continuo

De acuerdo a los datos técnicos mostrados, podemos notar que estos equipos elegidos cumplen con el requisito de KVA de arranque necesario para sostener el arranque de las cargas de la Planta industrial. 7361 KVA por cada grupo electrógeno superan largamente a los 5686 KVA necesarios para todos los motores con arranque tipo Estrella – Triangulo. También cuentan con su propio sistema de control para trabajar tanto en modo de paralelo con la red, en reparto de carga isócrono. También cuenta con motor de combustión interna diesel a 1800 RPM para arranque y aceleración rápida a velocidad nominal, calentadores de agua para mantener la temperatura de motor por encima de 32 °C y cargadores de baterías en cada grupo electrógeno para mantener las baterías en buen estado y listas para alimentar el arrancador del grupo electrógeno.

Por otro lado, se tiene una Barra de Cargas en 6000 voltios, mostrada en el Plano CT-01 por lo que requerimos transformar la energía generada por los grupos electrógenos de 480 voltios a este nivel de voltaje. Se utilizarán 05 transformadores de 480 a 6000 voltios, cada uno de 2500 KVA por ser la misma potencia de los grupos electrógenos a nivel del mar. La potencia de cada grupo electrógeno en 480 voltios será transformada por su respectivo transformador a 6000 voltios. La salida de cada uno de los transformadores se acoplara en la Barra de la Central Térmica, la que actualmente es la Barra de Salida del Grupo electrógeno existente. De esta manera la Barra de la Central Térmica será común para los 05 grupos electrógenos en el lado de 6 KV, con el interruptor de paralelismo de cada grupo en baja tensión, su respectivo transformador de potencia para llevar la tensión a 6

KV y una celda para cada transformador antes de la Barra de la Central Térmica.

Las características técnicas más importantes de los transformadores se muestra en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7: Características de los Transformadores de potencia

Potencia	2.5 MVA
Frecuencia	60 Hz
Tensión en AT	6 KV
Tensión en BT	480 V
Tipo de Conexión	YNd11
Tensión de Cortocircuito	Entre 5.0 y 5.8
Regulación de Tensión	+/- 2 x 2.5%
Altura de Operación	3000 msnm

La Barra de la Central Térmica se une con la Barra de las Cargas mediante una línea con interruptores de operación manual tanto en la salida de la Central Térmica (PM-GM1) como a la entrada a la Barra de Cargas (PM-GM2) mientras que la energía del suministro comercial, para llegar a la Barra de Cargas, pasa a través de un Transformador de Potencia que reduce la tensión de suministro en 33 Kv a 6000 voltios y alimenta a esta Barra de Cargas a través del Interruptor PM-UM.

La Unidad de Control Maestro será el controlador para el Sistema de Transferencia Automática y permitirá que los grupos electrógenos trabajen tanto en Modo de Paralelo con Red como en Modo Reparto de Carga Isócrono en caso de emergencia. Como tenemos el suministro comercial

llegando a la Barra de Cargas en 6 KV, este Sistema de Transferencia automática monitorea voltaje y corriente de ambas fuentes (Red de Suministro Comercial en Interruptor PM-UM y Barra de Grupos Electrógenos en Interruptor PM-GM1) en media tensión. Por lo tanto, se requiere de instrumentación eléctrica en ambos lados. Actualmente se cuenta con transformadores de potencial y corriente en el lado de suministro comercial por lo que solo será necesario contar con transformadores de tensión similares en el lado de la central Térmica. Las características técnicas de los 03 transformadores de tensión existentes se muestran en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8: Características de los Transformadores de Tensión

Potencia	20 VA
Tensión de entrada	6000 / 1.73
Tensión de Salida	110 / 1.73
Clase de Precisión	0.5
Frecuencia	60 Hz
Altura de Operación	3000 msnm
Tipo de Conexión Actual	Yy0

Esta tensión secundaria es permisible en la entrada de lectura de tensión de la Unidad de Control Maestro y los 03 transformadores están conectados en Yy0 (Estrella-Estrella-Cero) para no tener desfase de la onda de tensión cuando se requiere sincronizar esta fuente con la Barra de la Central Térmica.

Por otro lado, los transformadores de corriente que se encuentran actualmente instalados en el Interruptor PM-UM tienen las características mostradas en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9: Características de los Transformadores de Corriente

Relación de Transformación	1700 / 5 A
Clase de Precisión	1.0
Potencia	15 VA
Altura de Trabajo	3000 msnm

Se requiere otros transformadores de corriente similares para monitorear los parámetros eléctricos de la Barra de la Central Térmica, es decir en el interruptor PM-GM1 con la única diferencia que la máxima corriente que soportará el interruptor PM-GM1 en el caso más extremo será 1200 Amperios por la capacidad total de los 05 grupos electrógenos a nivel del mar, es decir 12.5 MVA (2.5 MVA cada uno). Por lo tanto la relación de los transformadores de corriente en el Interruptor PM-GM1 es 1200 / 5 A con todas las demás características idénticas a los instalados actualmente en el Interruptor PM-UM. También se requiere que la Unidad de Control Maestro cuente con el mando de control a distancia de la apertura y cierre del interruptor PM-UM. Actualmente se cuenta con los accesorios y las conexiones para comandarlo remotamente y monitorear su posición.

Las características requeridas de la Unidad de Control Maestro se muestran en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10: Características de la Unidad de Control Maestro

Unidad de Control Maestro
Medición de Voltajes, corrientes, KW, KVA y f.d.p de suministro comercial y de Barra común de Grupos Electrógenos
Protecciones por Bajo voltaje, baja frecuencia, alto voltaje de ambas fuentes
Transferencia y Retransferencia de carga en Transición Cerrada con rampa de carga y descarga
Función de Paralelo Extendido (Paralelo entre Grupos Electrógenos y Red de suministro comercial)
Función de Demanda de Carga
Función de sincronización de grupos con el suministro comercial
Función de control del Interruptor de Suministro comercial
Señal de control para arranque y parada de grupos electrógenos
Protecciones por verificación de sincronismo, fallas de cierre y apertura, alarmas por falla de sincronización, sobrecarga
Tensión de Alimentación de Control: 24 VDC (desde baterías de arranque de Grupos Electrógenos)
Gabinete con protección IP 40

Los interruptores de baja tensión que van a servir de elemento de maniobra para el paralelismo entre cada grupo electrógeno y la barra común de la central térmica vienen montados en tableros auto soportados. Cada interruptor será controlado por el Modulo de Control de cada grupo electrógeno, el cual realizará la función de sincronizar los equipos para la puesta en paralelo. Estos interruptores contarán con mando motorizado, bobinas de cierre y apertura en 24 voltios (el mismo voltaje del Control de los grupos electrógenos, cuya fuente son las baterías de arranque). A estos tableros llegarán las señales de mando de apertura, cierre y de falla del Modulo de Control de cada generador. Además llegan las señales de alarma y falla de los transformadores de potencia (Relé Buchholz y de temperatura) para que, en caso de fallas de generador o de transformador, el interruptor abra inmediatamente. Primero calculamos la corriente nominal del

interruptor. Para esto, sabemos que los grupos electrógenos a nivel del mar, entregan 2500 KVA (2000 KW y fdp 0.8). Calculamos la capacidad de corriente del Interruptor:

$$P_{Aparente} = \sqrt{3} \times V \times A \Rightarrow 2500 \text{ KVA} = \sqrt{3} \times 480 \times A \Rightarrow A = 3011 \text{ Amperios}$$

Esta será la corriente nominal del circuito y con la cual seleccionaremos el Interruptor. También debemos calcular la corriente de sobrecarga permisible, del 10% (factor 1.10), valor que ajustaremos en el interruptor durante la puesta en marcha del sistema. Por lo tanto:

$$3011 \times 1.10 = 3312 \text{ Amperios}$$

El fabricante de interruptores tiene interruptores de corriente nominal cercanos a este valor en 2500 y 3200 Amperios. Por lo tanto seleccionamos un Interruptor de 3200 Amperios ajustable para trabajar a 3011 Amperios (I1) como corriente normal para trabajar a nivel del mar. Sin embargo a 2560 msnm, la potencia nominal de cada grupo electrógeno es 2000 KVA y la corriente será:

$$P_{Aparente} = \sqrt{3} \times V \times A \Rightarrow 2000 \text{ KVA} = \sqrt{3} \times 480 \times A \Rightarrow A = 2408 \text{ Amperios}$$

Por tanto el ajuste de I1 será:

$$I1 = K \times In \Rightarrow 2408 = K \times 3200 \Rightarrow K = 0.75$$

Luego de estos cálculos, las características técnicas más importantes de estos interruptores en Baja tensión se muestran en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11: Características de Interruptores de Baja Tensión

Capacidad	3200 Amperios
Rango de Ajuste I1	0.4 – 1.0 In
Capacidad de Cortocircuito	65 KA
Rango de Tensión	220 – 690 Voltios
Accesorios de Control	Bobinas de apertura, cierre y motor operador en 24 VDC

Las celdas de media tensión se instalarán como elementos de corte entre los transformadores de potencia y la barra común de la central térmica en 6 KV. Estos equipos aislarán cada conjunto compuesto por transformador, grupo electrógeno y tablero de baja tensión de la barra energizada de la central térmica cuando los grupos se encuentren apagados. También aislarán el lado de 6 Kv en caso de fallas del transformador. Además no permitirán que los transformadores permanezcan energizados y consumiendo energía todo el tiempo mientras la central no esté funcionando. Las celdas tienen las características mostradas en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12: Características de Celdas de Media Tensión

Tensión nominal	12 kV
Capacidad de corriente	630 Amperios
Corriente de Cortocircuito	20 kA
Motor operador	24 VDC

Se requiere igualmente un interruptor para la salida de la Barra de la Central Térmica en 6000 voltios (PM-GM1). Cada grupo electrógeno genera 2500 KVA a nivel del mar, por lo tanto la corriente que entrega cada equipo en 6000 voltios es:

$$P_{Aparente} = \sqrt{3}xVxA \Rightarrow 2500KVA = \sqrt{3}x6000xA \Rightarrow A = 241Amperios$$

Esta corriente nominal para 2500 KVA (de cada grupo electrógeno), será la corriente nominal del circuito y con la cual seleccionaremos el Interruptor. También debemos calcular la corriente de sobrecarga permisible, del 10% (factor 1.10), valor que ajustaremos en el interruptor por Protección contra Sobrecarga durante la puesta en marcha del sistema. Por lo tanto:

$$241 \times 1.10 = 265 \text{ Amperios}$$

Por otro lado, con la corriente en el lado de media tensión que entrega cada grupo electrógeno, podemos calcular la corriente total que pasa por el Interruptor PM-GM1. Con 05 grupos electrógenos de 2500 KVA, tenemos:

$$241 \times 5 = 1205 \text{ Amperios}$$

Por lo tanto la Central Térmica entregará 1205 Amperios. En el mercado tenemos interruptores de 630, 800 y 1250 Amperios en interruptores de media tensión en vacío para un voltaje nominal de 12 kV. Por lo tanto elegiremos un Interruptor de media tensión en vacío en 1250 Amperios. El Relé de este interruptor puede ajustarse para la corriente nominal del circuito y la de sobrecarga. La corriente de sobrecarga debe ser 10% más sobre la nominal de circuito, la cual será:

$$1205 \times 1.10 = 1326 \text{ Amperios}$$

Con estos cálculos, las características técnicas de este interruptor PM-GM1 se muestran en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13: Características de Interruptor PM-GM1 en Media Tensión

Tensión Nominal	12 kV
Capacidad de Corriente	1250 Amperios
Poder de Cortocircuito	20 kA
Frecuencia Nominal	50-60 Hz

Debemos calcular la capacidad de corriente de los circuitos de Baja y Media Tensión para determinar el tipo de cable a utilizar. Empezaremos con el circuito de baja tensión que parten del generador en 480 voltios. Como sabemos, cada grupo electrógeno tiene capacidad de generar 2500 KVA nominales a nivel del mar y es esta potencia la que se utilizará para dimensionar los elementos que se encuentran en el circuito de fuerza desde el generador hasta la barra de la Central Térmica. Por lo tanto calculamos la corriente para 2500 KVA en el circuito de baja tensión, a la salida del generador.

$$P_{Aparente} = \sqrt{3} \times V \times A \Rightarrow 2500 \text{ KVA} = \sqrt{3} \times 480 \times A \Rightarrow A = 3011 \text{ Amperios}$$

Por consideración de diseño, se debe dar un factor de seguridad a los conductores eléctricos de 1.15 por lo tanto:

$$3011 \times 1.15 = 3463 \text{ Amperios}$$

En la tabla 5.14 se puede observar las capacidades de corriente del Cable NYY que se utiliza para esta aplicación. En este caso, debemos elegir un cable que no sea tan grueso para dificultarnos su instalación y tampoco muy delgado para tener demasiadas ternas.

Tabla 5.14: Capacidades de Corriente de Cables NYY para Baja Tensión

Tipo de cable: NYY 0,6/1 kV

Sección Nominal mm ²	Aire (A)			Directamente Enterrado (A)			Ducto (A)		
	3 Cables Unipolares en Plano	3 Cables Unipolares en Triangulo	1 Cables Tripolar	3 Cables Unipolares en Plano	3 Cables Unipolares en Triangulo	1 Cable Tripolar	1 Cable Unipolares por ducto	3 Cables Unipolares por ducto	1 Cable Tripolar
1,5	24	19,5	17,5	32	26	22	26	21	17
2,5	32	26	24	42	34	32	34	27	25
4	43	35	32	55	45	41	44	36	32
6	54	46	41	68	58	52	54	46	41
10	74	63	57	92	78	71	74	62	56
16	98	85	76	118	101	91	94	81	71
25	130	112	101	150	127	118	120	102	92
35	161	138	125	180	152	140	144	122	110
50	196	168	151	182	178	170	145	142	133
70	250	213	192	260	217	211	208	174	165
95	306	258	232	308	252	245	246	202	191
120	356	299	269	349	287	279	280	230	220
150	408	344	309	396	320	312	317	256	247
185	470	392	353	437	357	346	350	286	274
240	562	461	415	506	406	390	405	325	308
300	646	523	460	569	450	423	455	360	335
400	778	626	533	662	526	486	543	421	384
500	895	713	—	743	578	—	610	462	—

Las medidas de 240 a 500 mm² son más difíciles de instalar cuando se tienen varias ternas, por lo que es mejor elegir a partir de 120 mm². Para 120 mm² y si los cables del circuito de baja tensión serán instalados al Aire con 03 cables en triangulo, tenemos que la capacidad de cada terna será 299 Amperios. Por lo tanto:

$$N^{\circ}Ternas = \frac{Corriente_Total}{Capacidad_Terna} = \frac{3462A}{299A} = 11.57 \Rightarrow 12Ternas$$

La distancia que recorrerán los cables desde el generador al tablero de Baja tensión y de este al transformador es en total de 28 metros. Por lo tanto requerimos una longitud en metros de NYY 3 x 1 x 120 mm² (cable unipolar):

$$12 \times 5 \times 28 \text{ metros} = 1676 \text{ metros} - \text{Aproximando: } \underline{1680 \text{ Metros}}$$

De igual manera, tenemos los cables en el circuito de 6000 voltios a la salida de cada transformador. El cálculo de la corriente en este lado por cada grupo electrógeno será el siguiente:

$$P_{Aparente} = \sqrt{3} \times V \times A \Rightarrow 2500 \text{ KVA} = \sqrt{3} \times 6000 \times A \Rightarrow A = 241 \text{ Amperios}$$

Por consideración de diseño, se debe dar un factor de seguridad a los conductores eléctricos de 1.15 por lo tanto:

$$241 \times 1.15 = 277 \text{ Amperios}$$

En la tabla 5.15 se puede observar las capacidades de corriente del Cable N2XSY que se utilizará para esta aplicación. En este caso, debemos elegir el cable que sea capaz de soportar la corriente de diseño calculada. En este circuito, no se usará más de una terna debido a la magnitud de corriente total calculada.

Tabla 5.15: Capacidades de Corriente de Cable N2XSY

Tipo de cable: N2XSY; N2XSEY 6/10 kV

Sección Nominal mm ²	Aire (A)			Directamente Enterrado (A)			Ducto (A)		
	3 Cables Unipolares en Plano	3 Cables Unipolares en Triangulo	1 Cable Tripolar	3 Cables Unipolares en Plano	3 Cables Unipolares en Triangulo	1 Cable Tripolar	1 Cable Unipolares por ducto	3 Cables Unipolares por ducto	1 Cable Tripolar
16	144	128	118	145	126	121	116	100	95
25	188	168	155	186	162	156	149	130	123
35	229	204	189	222	194	187	178	155	148
50	274	244	226	261	228	221	209	182	175
70	341	305	281	317	279	270	254	223	213
95	417	372	341	377	333	322	302	266	254
120	479	429	391	425	377	365	340	302	289
150	545	486	444	473	423	409	379	338	323
185	621	559	506	522	475	460	428	380	364
240	734	662	595	597	549	531	490	440	420
300	840	757	—	664	617	—	545	494	—
400	945	863	—	708	688	—	580	550	—
500	1 081	987	—	783	768	—	642	615	—

Estos cables que salen del transformador y van a las Celdas de Media Tensión que conformarán la Barra de la Central Térmica serán instalados en

un ducto en formación triángulo. Por esto, elegimos la configuración de 03 cables unipolares por ducto para determinar la capacidad de corriente. En esta columna de valores, tenemos una capacidad de 302 Amperios para el cable 120 mm² y 266 Amperios para el cable de 95 mm². Por lo tanto, elegiremos 01 terna de cable N2XSY de 120 mm², para instalar entre la salida en 6000 voltios del transformador y las celdas que conformarán la Barra de la Central Térmica. La distancia recorrida entre cada transformador su respectiva celda es 72 metros. Por lo tanto tomaremos 72 metros por cada transformador como cable requerido y tendremos:

$$72 \text{ m} \times 5 = \underline{\mathbf{360 \text{ Metros}}}$$

Finalmente, el cable existente tipo N2XSY que va desde la Barra Actual del grupo electrógeno existente hacia la Barra de Cargas que ha sido instalado al Aire, 03 cables unipolares en triángulo solo tiene capacidad para soportar 757 Amperios mientras que con los 05 grupos electrógenos instalados (277 A por cada equipo), este circuito debe estar preparado para soportar la corriente de diseño para los 05 grupos electrógenos, es decir:

$$277 \times 5 = 1385 \text{ Amperios}$$

Por lo tanto requerimos colocar otra terna idéntica (mismo calibre y tipo de cable) para que este circuito soporte la capacidad máxima de la Central Térmica. Con 02 ternas de cable N2XSY de 300 mm², instaladas al aire y 03 cables unipolares en triángulo, tenemos una capacidad:

$$757 \times 2 = 1514 \text{ Amperios}$$

Por lo tanto la capacidad de estas dos ternas es suficiente para este circuito que transportará la energía de la Barra de la Central Térmica hacia la Barra

de Cargas. La distancia recorrida de cable es **960 metros** por lo que será necesaria esta longitud de cable para la conexión.

Luego de haber definido las características técnicas de los equipos más importantes para implementar la Central Térmica, los ubicamos en el plano CT-02 donde se observa la disposición final de los equipos con el proyecto implementado.

En la relación de equipos utilizados, el grupo electrógeno existente no encaja en el nuevo sistema automatizado ya que su sistema de control posee una tecnología diferente (más antigua) que no es compatible con la de los equipos a utilizar en este proyecto. Su sistema de control requiere la operación manual mientras que este proyecto tiene como objetivo automatizar toda la operación. Por lo tanto el grupo electrógeno existente debe ser retirado de la Central Térmica para el presente proyecto.

Con el diagrama unifilar de la nueva Central Térmica, plano CT-02 con los equipos nuevos instalados, establecemos en las Tablas 5.16 y 5.17 los ajustes y parámetros de los equipos principales: Los Módulos de Control de Grupos Electrógenos y el Módulo del Sistema de Transferencia Automática que van a realizar las la secuencias de operación de la Central Térmica.

Tabla 5.16: Ajuste de límites de Protección en Módulos de Control de Grupos Electrógenos GE1, GE2, GE3, GE4 y GE5		
Descripción	Límite de Alarma	Límite de Parada o Ajuste
Alta Temperatura de Motor	212 °F	220 °F
Baja Presión de Aceite	45 PSI	40 PSI
Sobre velocidad	--	2070 RPM
Alto Voltaje	--	110% Vn
Bajo Voltaje	--	90% Vn
Potencia Activa Inversa	--	5%
Potencia Reactiva Inversa	--	15%
Angulo Permisible de Sincronización	--	8°

Tabla 5.17: Ajuste de Límites de Operación, protección del Sistema de Transferencia Automática de Carga (Unidad de Control Maestro)	
Descripción	Valor de Ajuste
Tiempo de Retardo de Arranque (TDES)	3 s
Tiempo de Retardo de la Transferencia (TDNE)	5 s
Tiempo de Retardo de la Re transferencia (TDEN)	180 s
Tiempo de Retardo de Parada (TDEC)	5 s
Angulo permisible de Sincronización de Grupos electrógenos con Suministro Comercial (Durante Retransferencia)	8°
Límites de Bajo Voltaje	
<ul style="list-style-type: none"> Ajuste de Desconexión (Dropout) 	95%

• Ajuste de Acometida (Pickup)	95%
• Retardo de Bajo Voltaje	2 s
Limites de Alto Voltaje	
• Ajuste de Desconexión (Dropout)	110%
• Ajuste de Acometida (Pickup)	95%
• Retardo de Alto Voltaje	2 s
Limite de Baja y Alta Frecuencia	
• Ajuste de Desconexión (Banda Dropout)	2%
• Ajuste de Acometida (Banda Pickup)	5%
Perdida de una Fase	Habilitado
Desbalance de Voltaje	
• Ajuste de Desconexión (Dropout)	5%
• Ajuste de Acometida (Pickup)	4.5%
• Retardo de Desbalance	15 s
Verificación de Rotación de Fases	Habilitado

Ahora describiremos la secuencia de operación que cumplirá el sistema de transferencia automatizado y que serán realizados por los módulos de control de los grupos electrógenos y por la Unidad de Control Maestro.

5.2.3.1. Secuencias de Operación de la Central Térmica Automatizada

La fuente de energía principal es proveniente del sistema interconectado nacional. Por lo tanto, se está planificando que la Central Térmica funcione bajo las dos siguientes formas de

operación: Ante una falla intempestiva de la Red Pública y Ante un racionamiento obligado de consumo de la Red Pública de suministro comercial lo cual limita la energía disponible para producción de la Fábrica de Cemento.

Antes de describir la secuencia de operación automática en cada caso, se describe el estado del sistema en condición normal:

- El interruptor **PM-UM** permanecerá cerrado con lo cual el suministro comercial se encuentra alimentando a la **Barra de Cargas**, por lo tanto a toda la fábrica.
- Los interruptores **PM-GM1** y **PM-GM2** estarán cerrados con lo cual, la **Barra de la Central Térmica** siempre se encontrará energizada pero con la fuente de suministro comercial.
- Los seccionadores o celdas de Media Tensión **PM-MVGE1**, **PM-MVGE2**, **PM-MVGE3**, **PM-MVGE4** y **PM-MVGE5** permanecerán abiertas pero con el mando remoto habilitado.
- Los interruptores **PM-GE1**, **PM-GE2**, **PM-GE3**, **PM-GE4**, **PM-GE5** se encontrarán abiertos pero el mando remoto habilitado.
- El interruptor **PM-AD00** se encontrará cerrado para dejar pasar la energía al transformador, al Interruptor **PM-UM** y alimentar la **Barra de Cargas**.
- La **Unidad de Control Maestro** se encontrará en estado Automático monitoreando los parámetros de la fuente de suministro comercial.

- Los alimentadores a las cargas cuentan con protección por mínima tensión, de manera que cuando se produzca un corte de suministro, estos se abrirán hasta que reconozcan y sean cerrados manualmente.

A continuación se describen ambas formas de operación:

- **Ante una falla Intempestiva de la Red Pública:**
 - La Unidad de Control Maestro (que será en este caso el Sistema de Transferencia Automática de Carga) va a monitorear constantemente la tensión en la llegada del interruptor de suministro comercial PM-UM.
 - Al producirse caída de tensión o frecuencia de la fuente de Suministro comercial por debajo del Límite de Dropout, la **Unidad de Control Maestro** contará el Tiempo de Retardo de Arranque programado (TDES) y luego de cumplido, comandará el arranque de los 05 grupos electrógenos.
 - En el instante que cada grupo electrógeno arranca, se cerraran sus respectivas Celdas de Media Tensión **PM-MVGE1, PM-MVGE2, PM-MVGE3, PM-MVGE4 y PM-MVGE5**, con lo cual se conectan a la barra los transformadores **T1, T2, T3, T4 y T5** y sus respectivos **Tableros de Barras N°1 al N°5** de cada equipo.

- En el momento que los grupos alcanzan parámetros nominales de frecuencia y voltaje, la **Unidad de Control Maestro** contará el Tiempo de Retardo de la Transferencia (TDNE).
- Luego de cumplido este tiempo la **Unidad de Control Maestro** abre el Interruptor **PM-UM**, y el **Grupo Electrónico N°1** (o el primero en alcanzar parámetros nominales) cierra su interruptor **PM-GE1** con lo cual se energiza la **Barra de la Central Térmica**.
- Los demás grupos electrónicos sincronizarán con la tensión de los transformadores en Baja Tensión y verificando el ángulo de sincronización de fase, cerraran los Interruptores **PM-GE2, PM-GE3, PM-GE4 y PM-GE5**. Así tendremos los 05 grupos electrónicos en paralelo con Modo de Reparto de Carga isócrono.
- Los 05 generadores entregan la energía en la **Barra de la Central Térmica** y por tanto, se tiene energizada la **Barra de Cargas**.
- En este momento, se sabe que la Central Térmica con los 05 grupos operativos tiene una capacidad nominal de 8 MW y la demanda total de la Fabrica de Cemento es 14 MW. Por lo tanto, no se pueden utilizar las funciones automáticas del Sistema de Control de Transferencia. En este caso, los operadores de la Fábrica deben reponer los alimentadores

- solo de las cargas críticas de la planta. De esta manera se asegura que no se sobrecargará a la Central térmica.
- Debido a que se tiene el modo de paralelo Reparto de Carga Isócrono, los grupos electrógenos se repartirán la carga crítica de la fábrica de cemento en forma equitativa manteniendo la frecuencia y voltaje de alimentación constantes.
 - Cuando la **Unidad de Control Maestro** detecta que la tensión o frecuencia de la Fuente de Suministro Comercial están por encima de sus valores de ajuste de Pickup, inicia el conteo del Tiempo de Retardo de la Retransferencia.
 - Cuando este conteo ha concluido, la **Unidad de Control Maestro** envía señales de control de frecuencia y voltaje a los 05 Grupos Electrógenos al mismo tiempo para sincronizarlos con la Fuente de Suministro Comercial.
 - En el momento que ambas fuentes se encuentran en sincronismo y dentro del ángulo permisible de sincronización, la **Unidad de Control Maestro** cierra el Interruptor **PM-UM** colocando ambas fuentes en paralelo.
 - Con ambas fuentes en paralelo, los 05 Grupos Electrógenos van realizando una rampa de descarga bajando la cantidad de combustible que va a los inyectores, hasta que los grupos llegan a una carga mínima de 250 KW en total y los interruptores **PM-GE1, PM-GE2, PM-GE3, PM-GE4** y **PM-**

GE5 se abren dejando solo a la fuente de Suministro Comercial alimentando la **Barra de Cargas**.

- La **Unidad de Control Maestro** cuenta el Tiempo de Retardo de Parada (TDEC), luego de lo cual los grupos electrógenos realizan su propia secuencia de enfriamiento para proceder a apagarse.
- Al apagarse cada grupo electrógeno, se abren sus respectivas Celdas de Media Tensión **PM-MVGE1, PM-MVGE2, PM-MVGE3, PM-MVGE4 y PM-MVGE5** con lo cual el sistema vuelve a su condición inicial y los transformadores **T1, T2, T3, T4 y T5** quedan desenergizados.
- **Ante un racionamiento de la Red Pública:**
 - En la pantalla de la **Unidad de Control Maestro**, se debe seleccionar la operación de PARALELO EXTENDIDO con la cual, el usuario podrá comandar el inicio de la secuencia para que los grupos electrógenos puedan alimentar la **Barra de Cargas** en paralelo con el Suministro Comercial.
 - Una vez que dicha opción es activada por el usuario, la **Unidad de Control Maestro** envía señal de mando para arrancar los 05 Grupos Electrógenos en forma secuencial.
 - En el instante que cada grupo electrógeno arranca, se cerraran sus respectivas Celdas de Media Tensión **PM-MVGE1, PM-MVGE2, PM-MVGE3, PM-MVGE4 y PM-MVGE5**, con lo cual se energizan los transformadores **T1,**

T2, T3, T4 y T5 y sus respectivos Tableros de Barras N°1 al N°5 de cada equipo

- Cuando los Grupos Electrógenos alcanzan parámetros nominales de tensión y frecuencia, estos sincronizan con la tensión de los transformadores en el lado de Baja Tensión y cuando el ángulo permisible de fase es verificado por los módulos de control de cada grupo electrógeno, estos cerrarán los Interruptores **PM-GE1, PM-GE2, PM-GE3, PM-GE4 y PM-GE5** con lo cual tendremos el paralelo de los grupos electrógenos de la Central Térmica con el Suministro Comercial.
- En la misma pantalla de la **Unidad de Control Maestro** se debe realizar el ajuste de la carga (%KW) que debe ser asumida por los grupos electrógenos. En este caso, la **Unidad de Control Maestro** está programada para entregar un Factor de Potencia constante de 0.85 debido a que este es el Factor de Potencia promedio de la carga total de la Fábrica de cemento. Este ajuste de carga es determinado por el operador y estará en función de la cantidad de energía que se deberá dejar de consumir del Suministro Comercial.
- Una vez que se realizó este ajuste, los grupos electrógenos trabajarán entregando permanentemente la potencia ajustada con el factor de potencia 0.85 aun si produjeran ligeros cambios en los parámetros de la fuente de

Suministro Comercial, siempre que no salgan de los valores permisibles ajustados en la **Unidad de Control Maestro**.

- Para terminar el PARALELO EXTENDIDO de los grupos electrógenos con el Suministro Comercial, se desactiva esta operación en la pantalla de la **Unidad de Control Maestro**.
- La **Unidad de Control Maestro** retira la señal de arranque de los grupos electrógenos.
- El **Modulo de Control** de cada Grupo electrógeno realiza una rampa de descarga hasta tener carga mínima.
- Los **Módulos de Control** de los Grupos Electrógenos abren los Interruptores **PM-GE1**, **PM-GE2**, **PM-GE3**, **PM-GE4** y **PM-GE5** y quedan aislados de la **Barra de la Central Térmica**.
- Los grupos electrógenos realizan una secuencia de enfriamiento para luego apagarse.
- Al apagarse cada grupo electrógeno, se abren sus respectivas Celdas de Media Tensión **PM-MVGE1**, **PM-MVGE2**, **PM-MVGE3**, **PM-MVGE4** y **PM-MVGE5** con lo cual el sistema vuelve a su condición inicial y los transformadores **T1**, **T2**, **T3**, **T4** y **T5** quedan desenergizados.

CAPITULO VI

COSTOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA

6.1 Costos de la implementación de la Central Térmica

Luego de describir los componentes y sus características técnicas, procedemos a realizar una suma de los costos en los que se debe incurrir para implementar la central térmica planteada. Los costos que se muestran en la tabla 6.1 muestran los equipos necesarios, suministros y servicios de instalación de toda la central térmica.

Tabla 6.1: Costos de Implementación de la Central Térmica

Item	Descripción	Und	Cant	C. Unitario US \$	C. Parcial US \$
I	EQUIPOS DE GENERACION Y CONTROL				
1.1	GRUPO ELECTROGENO DE 2000 KW	Und	5	272,832.73	1,364,163.63
1.2	UNIDAD DE CONTROL MAESTRO	Und	1	29,700.00	29,700.00
					1,393,863.63
II	ACCESORIOS PARA EQUIPOS DE GENERACION				
2.1	Cargadores de baterías 24VDC, 12 A	Und	5	518.70	2,593.50
2.2	Amortiguadores de vibración	Und	5	2,500.00	12,500.00
					15,093.50
III	EQUIPAMIENTO DE MANIOBRA Y TRANSPORTE DE ENERGÍA				
3.1	Tablero de control 3200 Amp, 480 VCA	Und	5	10,600.00	53,000.00
3.2	Celda de Salida con interruptor extraíble, 1250A	Und	1	24,570.00	24,570.00
3.3	Celda de Llegada con interruptor fijo 630	Und	5	17,063.00	85,315.00
3.4	Transformador de Potencia 2500 KVA	Und	5	42,500.00	212,500.00
3.5	Cable NYY 1kV 3x1x120 mm ²	m	1680	40.95	68,796.00
3.6	Cable N2XSY, 15KV, 1X120mm ²	m	360	22.11	7,959.60
3.7	Cable N2XSY, 10KV, 1X300mm ²	m	960	46.72	44,851.20
3.8	Cables y accesorios, alimentación de Equipos Auxiliares	Gbl	1	2,367.90	2,367.90
3.9	Cable de señales, Comunicación y Control entre Equipos	Gbl	1	11,642.42	11,642.42
3.10	Transformador de Corriente 1700 / 5 A, 15 VA	Und	3	1,450.000	4,350.00
3.11	Transformador de Tensión de Medida: 6000/110V	Und	3	1,350.000	4,050.00
					519,402.12
IV	SERVICIOS Y MANO DE OBRA				
4.1	Montaje de Grupo Electrógeno 2000 KW	Gbl	5	21,100.00	105,500.00
4.2	AMPLIACION CASETA - SECTOR TRANSFORMADORES	Gbl	1	10,000.00	10,000.00
4.3	AMPLIACIÓN DE CASETA EXISTENTE - P/ INSTALACIÓN 5TO GE	Gbl	1	12,000.00	12,000.00
4.4	INSTALACION EQUIPOS DE MEDIA TENSION	Gbl	1	5,483.13	5,483.13
4.5	INSTALACION CABLES DE CONTROL - UNIDAD DE CONTROL	Gbl	1	4,689.17	4,689.17
4.6	Fabricación de cajuela P/Trafo de tensión 6 KV.	Gbl	1	1,769.40	1,769.40
					139,441.70
V	SERVICIO DE TRANSPORTE				
5.1	TRANSPORTE DE EQUIPOS HACIA CENTRAL TÉRMICA	Und	1	37,500.00	37,500.00
					37,500.00
	TOTAL US\$				2,105,300.95

6.2 Costos de Mantenimiento Operacional y Preventivo del Sistema

En esta parte, se van a indicar los costos de mantener la central térmica de emergencia operativa y lista para trabajar ante cualquier evento de corte de suministro. En la tabla 6.2 tenemos el detalle de costos del mantenimiento preventivo del grupo electrógeno que según las recomendaciones del fabricante, se debe efectuar cada 250 horas o seis meses independientemente de la cantidad de horas trabajadas de la máquina. La condición que se cumpla primero en el funcionamiento de la máquina.

Tabla 6.2: Costos de Mantenimiento preventivo de Grupo Electrónico

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	US\$ / U	TOTAL
FILTRO DE COMBUSTIBLE	3	Und	44.00	132.00
FILTRO DE ACEITE	4	Und	51.60	206.40
FILTRO DE AIRE	4	Und	60.36	241.44
FILTRO DE AGUA	2	Und	25.76	51.52
ACEITE	95	gal	13.30	1,263.50
CONSUMIBLES	1	Und	40.00	40.00
MANO DE OBRA	6	H-H	20.00	120.00
				2,054.86

Considerando que este monto se desembolsa cada 06 meses, dividiremos esta cantidad para obtener el costo de manera mensual de mantenimiento preventivo de cada uno de los grupos electrógenos. Estamos haciendo esta consideración tomando en cuenta que la central térmica es solo para uso de emergencia por lo que tendremos:

$$\frac{\text{Mant}_{06 \text{ meses}}(\text{US\$})}{\# \text{ meses}} = \frac{2054.86}{6} = \text{US\$}342.48$$

Por contar con 05 grupos electrógenos en Standby, tenemos el costo total mensual de mantenimiento preventivo:

$$342.48 \times 5 = \text{US\$}1712.38 \dots\dots(6.1)$$

También tenemos los costos de suministro de energía a la Unidad de control Maestro, a los calentadores de agua y cargadores de batería de los grupos electrógenos. Estos permiten que la central térmica se encuentre siempre en modo de espera o Standby para actuar ante una pérdida del suministro eléctrico. El suministro de energía a la Unidad de Control Maestro, como se ha mencionado anteriormente, es tomado desde las baterías de arranque de los grupos electrógenos, por lo que bastará garantizar alimentación sobre estas baterías para tener lo mismo en la Unidad de Control Maestro. En la tabla 6.3 tenemos los costos por día de mantener estos sistemas activos en un solo generador.

Tabla 6.3: Costo diario de operación de sistemas de Standby de un Generador

COSTOS DE OPERACIÓN SISTEMA EN STANDBY (POR CADA GRUPO)	POTENCIA KW	HORAS AL DÍA	ENERGÍA KW.H	COSTO US\$/KWH	TOTAL US\$
CONSUMO DE CALENTADOR DE AGUA	10	6	60	0.12	7.20
CONSUMO CARGADORES DE BATERÍA	0.2	12	2.4	0.12	0.29
CONSUMO DE SISTEMA DE ILUMINACIÓN CENTRAL TERMICA	0.8	24	19.2	0.12	2.30
					9.79

Calculamos el costo para 30 días de operación y para los cinco grupos electrógenos de la central térmica. Obtenemos un costo mensual de operación en Standby:

$$9.79 \times 30 \times 5 = \text{US\$}1468.8 \dots\dots(6.2)$$

Por otro lado, parte del régimen Standby es realizar por lo menos un arranque semanal de cada grupo electrógeno durante 15 minutos en vacío. En la Tabla 6.4, tenemos el costo de combustible Diesel 2 para realizar esta prueba de 15 minutos tomando el dato de consumo del grupo electrógeno en vacío.

Tabla 6.4: Costo de una prueba semanal de un grupo electrógeno

PRUEBAS SEMANALES DE GRUPO (VACIO)	CONSUMO (GAL/H)	TIEMPO (H)	US\$ / GAL	TOTAL US\$
CONSUMO DE DIESEL 2	21	0.25	3.58	18.80

Calculamos el costo de combustible en 04 pruebas en vacío durante un mes y considerando que tenemos cinco grupos electrógenos instalados en la central térmica.

$$18.80 \times 5 \times 4 = \text{US\$}375.90 \dots\dots(6.3)$$

También debemos considerar que cada año se realiza un monitoreo y mantenimiento a los transformadores que tiene un costo de US\$1,000 por cada uno. Calculamos el costo mensual de estos trabajos:

$$\frac{US\$1000x5}{12} = US\$416.67 \dots\dots(6.4)$$

Al tener la caseta cerrada sin mucha exposición de los equipos al ambiente, tendremos costos adicionales de mantenimiento poco frecuente, de los elementos de maniobra en baja y media tensión. Tomaremos como referencia un costo de US\$3,000 cada dos años, por lo tanto tendremos un costo mensual:

$$\frac{US\$3000}{24} = US\$125 \dots\dots(6.5)$$

De las ecuaciones 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, tenemos la Tabla 6.5 sumando todos los costos de forma mensual de mantenimiento en Standby de la central térmica.

Tabla 6.5: Suma de los costos de operación y mantenimiento

Descripción	Costo US\$
Mantenimiento preventivo	1,712.38
Costo de operación	1,468.80
Pruebas semanales	375.90
Mantenimiento Transformadores	416.67
Equipos de maniobra	125.00
Costo Mensual	4,098.75

Finalmente, en base a los datos de consumo de combustible podemos analizar el rendimiento de la generación de los grupos electrógenos con Diesel 2. El objetivo será calcular el costo por Kilowatt hora generando con los grupos electrógenos de la central térmica a diferentes niveles de carga. Con este análisis, podremos determinar en qué rango de carga tendremos el mejor rendimiento y podremos

operar los grupos electrógenos de manera más óptima, sobre todo cuando trabaje en paralelo con la red. En la Tabla 6.6 podemos ver los valores de consumo de combustible, carga en KW y porcentaje. Con estos datos, calculamos el rendimiento para cada uno de los porcentajes de carga tabulados y obtendremos el grafico de la figura 6.1 donde se puede apreciar el consumo de galones por KWh en función del porcentaje de carga del generador. El costo por Kwh se ha calculado considerando un costo de US\$ 3.58 por cada galón de combustible.

Tabla 6.6: Cálculo de Rendimiento y costo de KWh

POTENCIA (KW)	CARGA %	CONSUMO (GAL/H)	RENDIMIENTO (GAL/KWH)	COSTO US\$ / KWH
500	25	43	0.086	0.308
912	45.6	67	0.073	0.263
1000	50	71	0.071	0.254
1370	68.5	94	0.069	0.246
1500	75	103	0.069	0.246
1825	91.25	122	0.067	0.239
2000	100	135	0.068	0.242

Se debe tener en cuenta que el precio aproximado de energía para la Fábrica de cemento es 0.0398 US\$/Kwh en hora punta y 0.0327 US\$/Kwh en hora fuera de punta. Esta comparación hace que siempre es más conveniente usar energía del suministro comercial antes que generar con grupos electrógenos.

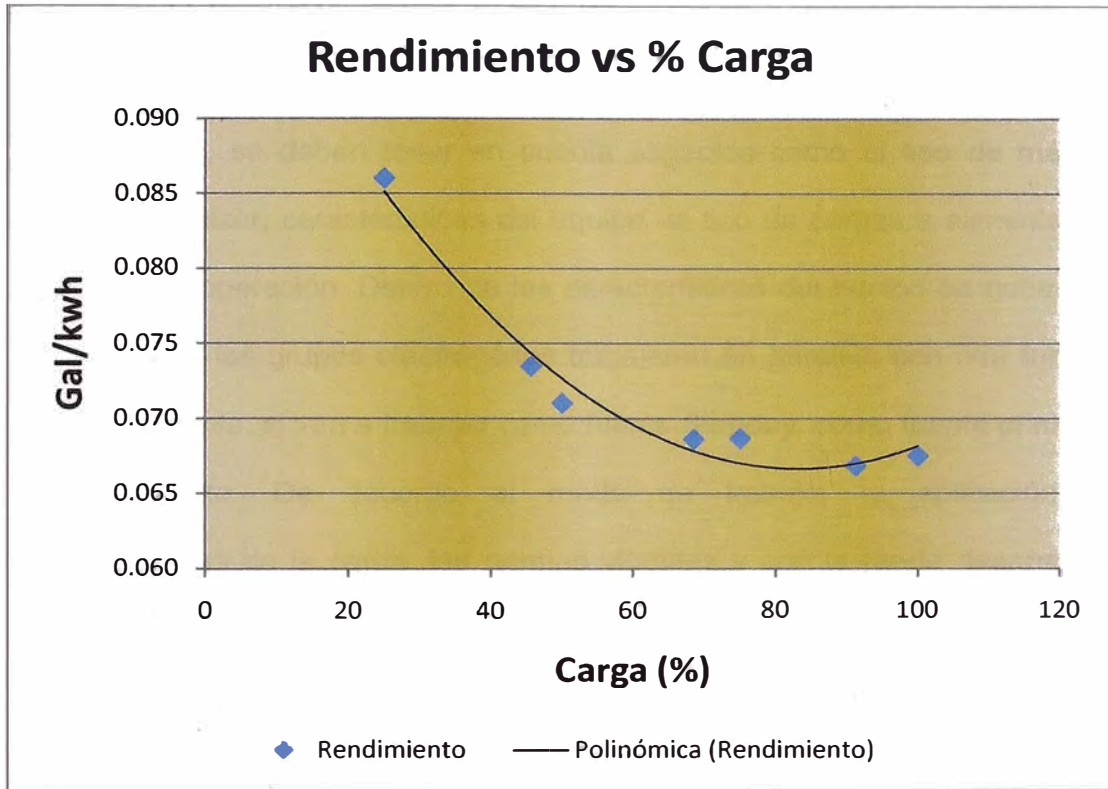


Figura 6.1: Curva de galones consumidos versus % carga

CONCLUSIONES

1. Cuando se va a realizar un proyecto de generación eléctrica usando grupos electrógenos, se deben tener en cuenta aspectos como el tipo de máquina térmica a utilizar, características del equipo, el tipo de cargas a alimentar y el régimen de operación. Dentro de las características del equipo se debe tener en cuenta si los grupos electrógenos trabajarán en paralelo con otra fuente o individualmente, si van a trabajar como fuente Standby, como fuente primaria o continuamente. De acuerdo al modo de trabajo, la aplicación, las características de la carga, las normas vigentes y con la teoría desarrollada, podemos elegir los grupos electrógenos más adecuados para cada proyecto.
2. Los tableros y sistemas de transferencia automática de carga tienen diferentes características y su aplicación depende del tipo y criticidad de las cargas, de los procesos a los cuales se está suministrando energía, de la cantidad de energía que se transfiere, del costo beneficio entre una transición abierta y cerrada debido al mayor costo de la segunda. La configuración de los tiempos y protecciones de estos tableros o sistemas dependen igualmente de su aplicación y las cargas que alimentan.
3. Al considerar un proyecto de instalación de un sistema de generación eléctrica de emergencia, se deben considerar, no solo los costos de la inversión inicial sino también los incurridos para el mantenimiento del Standby de este sistema, es decir los costos por mantener los grupos electrógenos listos para arrancar el cualquier momento.
4. Se deben analizar los rendimientos de los grupos electrógenos para operarlos de manera más óptima cuando trabajamos en paralelo con la red comercial o

paralelo extendido. Del análisis obtenido según la figura 6.1, el rango de trabajo más óptimo es alrededor de 85 y 90% de su potencia nominal en Standby. Esto quiere decir que para el proyecto realizado, tendremos la generación más óptima cuando uno o más grupos electrógenos operen al 90% de carga.

5. A pesar del mejor rendimiento a niveles altos de carga de los grupos electrógenos, sigue siendo más conveniente consumir del suministro comercial debido a que el costo de generación por Kwh siempre es mayor que el costo de energía del concesionario tanto en hora punta como fuera de punta.
6. Los sistemas de control para grupos electrógenos y sistemas de transferencia cada vez evolucionan de manera más rápida y los costos se reducen con esta evolución. La tecnología hace que sea cada vez más fácil contar módulos de control con mayores protecciones para los equipos, sistemas más confiables y a un menor costo. La ventaja es que las labores de configuración para el arranque inicial se hacen cada vez más sencillas y rápidas.
7. En el presente informe, se han presentado valores referenciales de configuración de los equipos basados en la experiencia obtenida y la teoría revisada.
8. En el proyecto desarrollado, se concluye que la mejor opción fue optar por grupos electrógenos con motor de combustión interna de 2 MW debido a la inmediata disponibilidad en caso de emergencia ante una falla del suministro comercial. Motores más grandes u otro tipo de máquinas primas requiere un tiempo mayor de arranque y aceleración para estar disponibles.
9. En el proyecto desarrollado también se optó por la mejor opción de un sistema de transferencia automática de carga en transición cerrada por la cantidad de

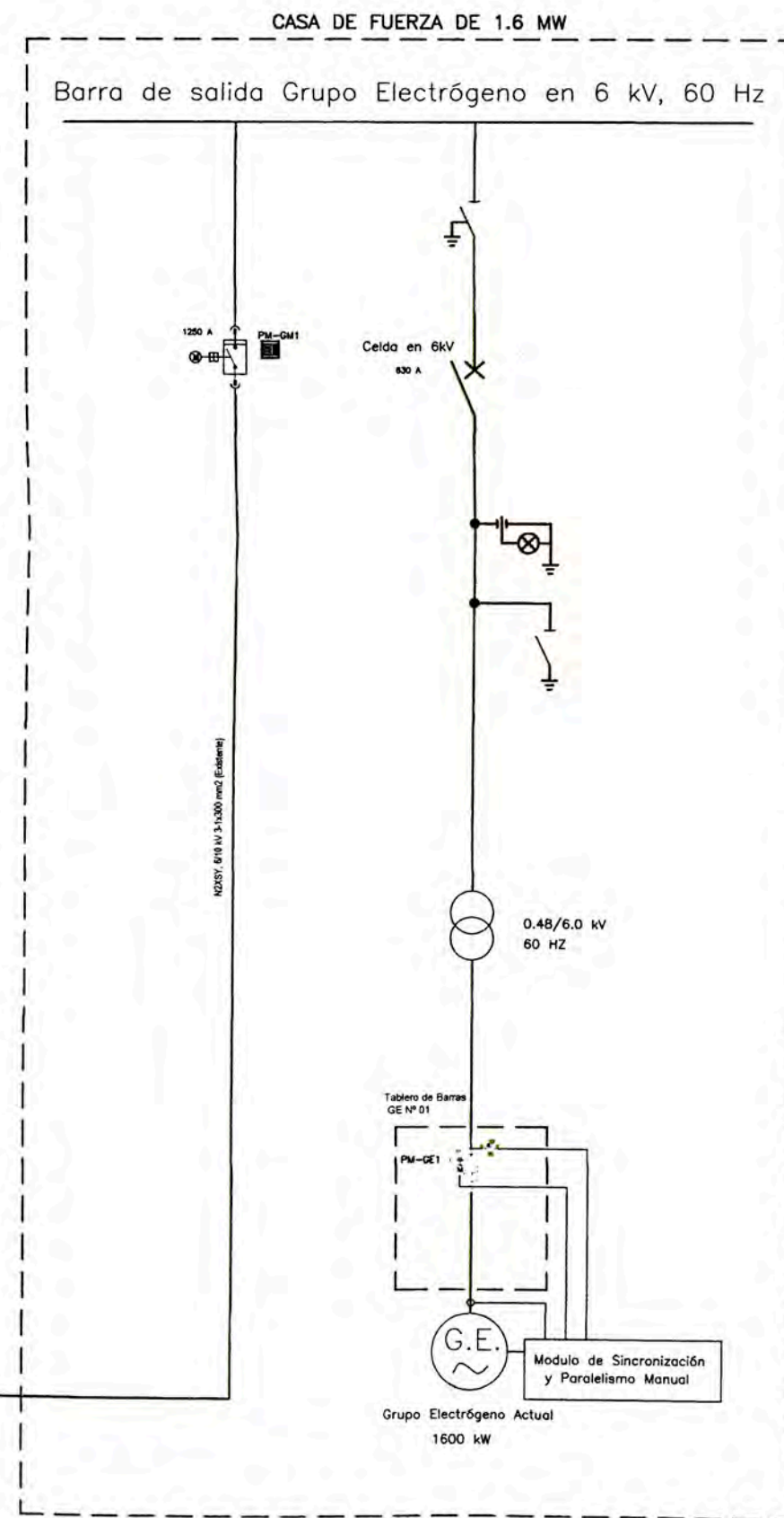
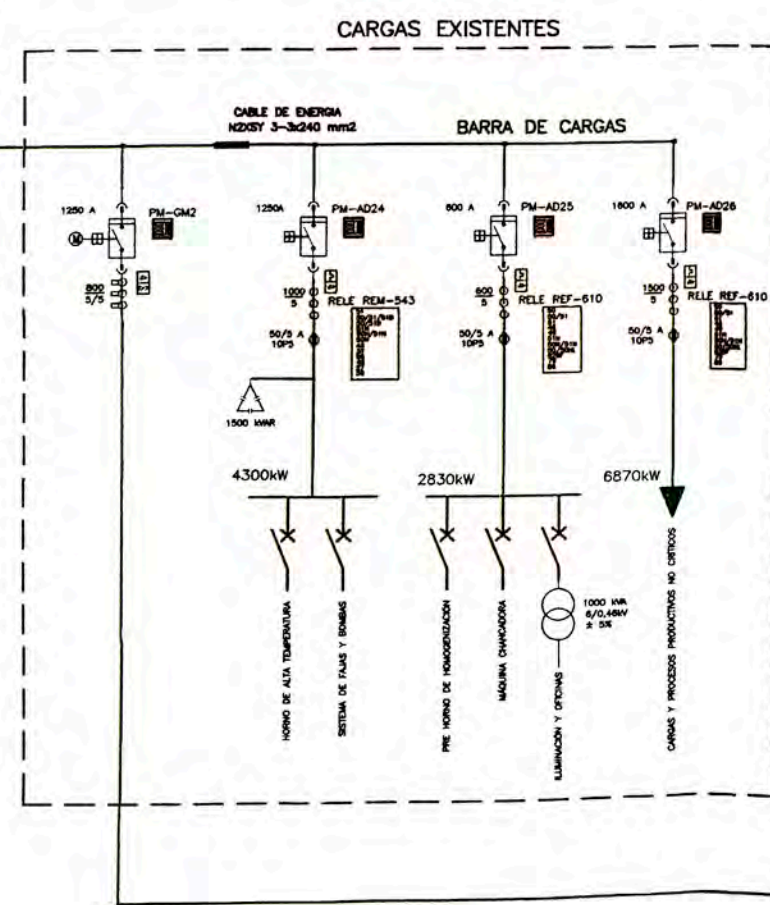
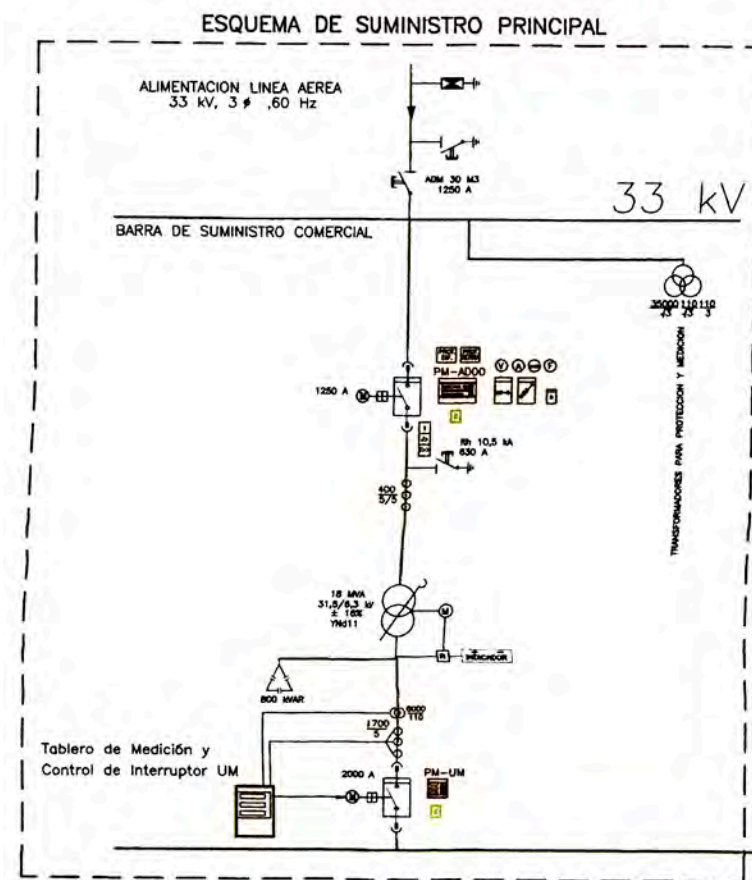
energía que se demanda y por la criticidad de los procesos de fabricación, además que es muy costoso en tiempo y dinero tener un corte de energía instantáneo para arrancar nuevamente el ciclo de producción de la fábrica.

BIBLIOGRAFÍA

1. T-030 Application Manual – Liquid Cooled Generators Sets
Autor: Cummins Power Generation
2. T-011 Application Manual – Transfer Switches
Autor: Cummins Power Generation
3. Análisis de Sistemas de Potencia
Autor: J. Grainger y W. Stevenson
4. Código Nacional de Electricidad – Utilización
Autor: Dirección Nacional de Electricidad
5. Teoría de las Maquinas Eléctricas de Corriente Alterna
Autor: Alexander Langsdorf
6. Curso de Grupos Electrógenos y Motores
Autor: TECSUP

PLANOS

- Plano CT - 01
- Plano CT - 02

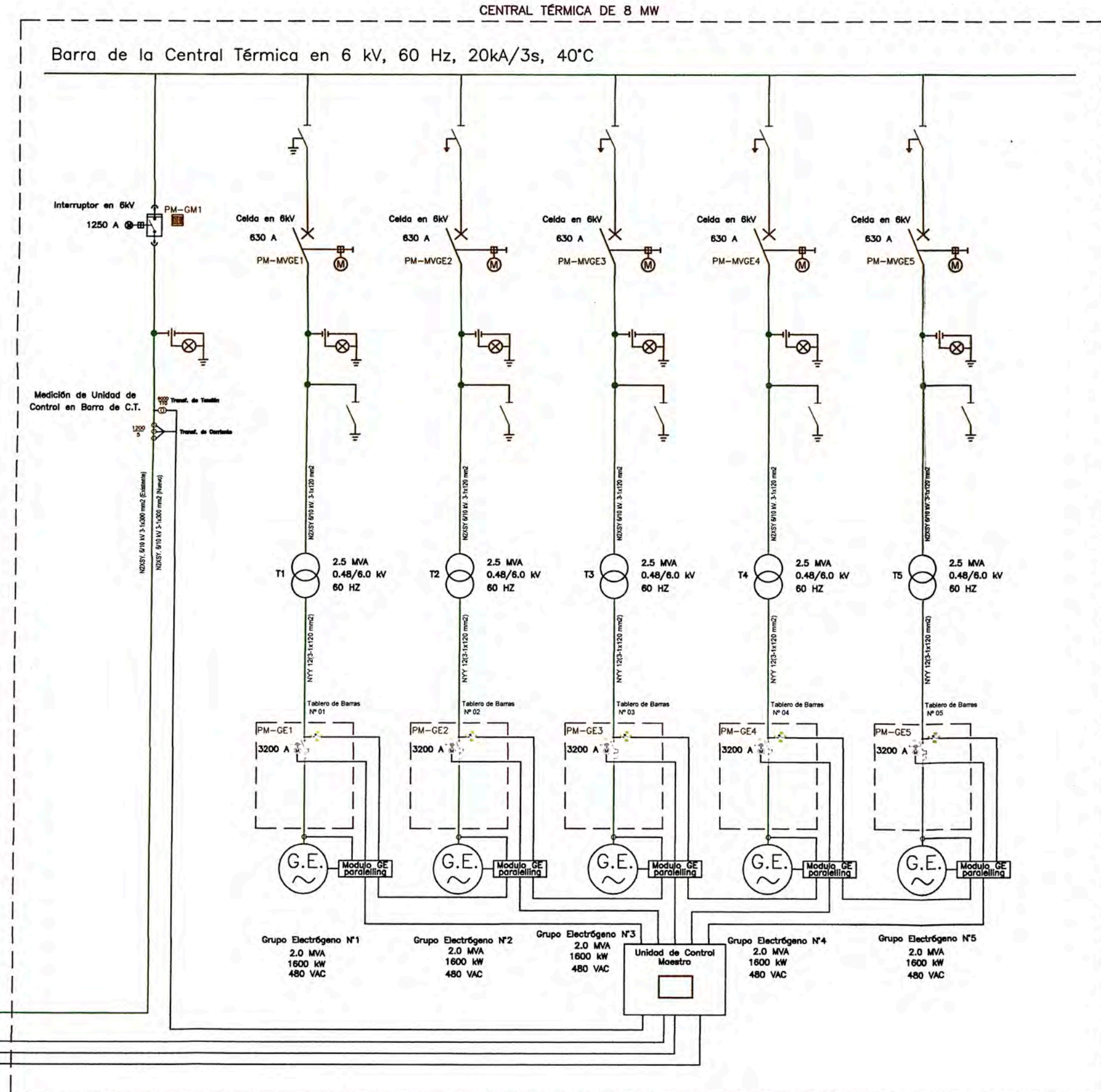
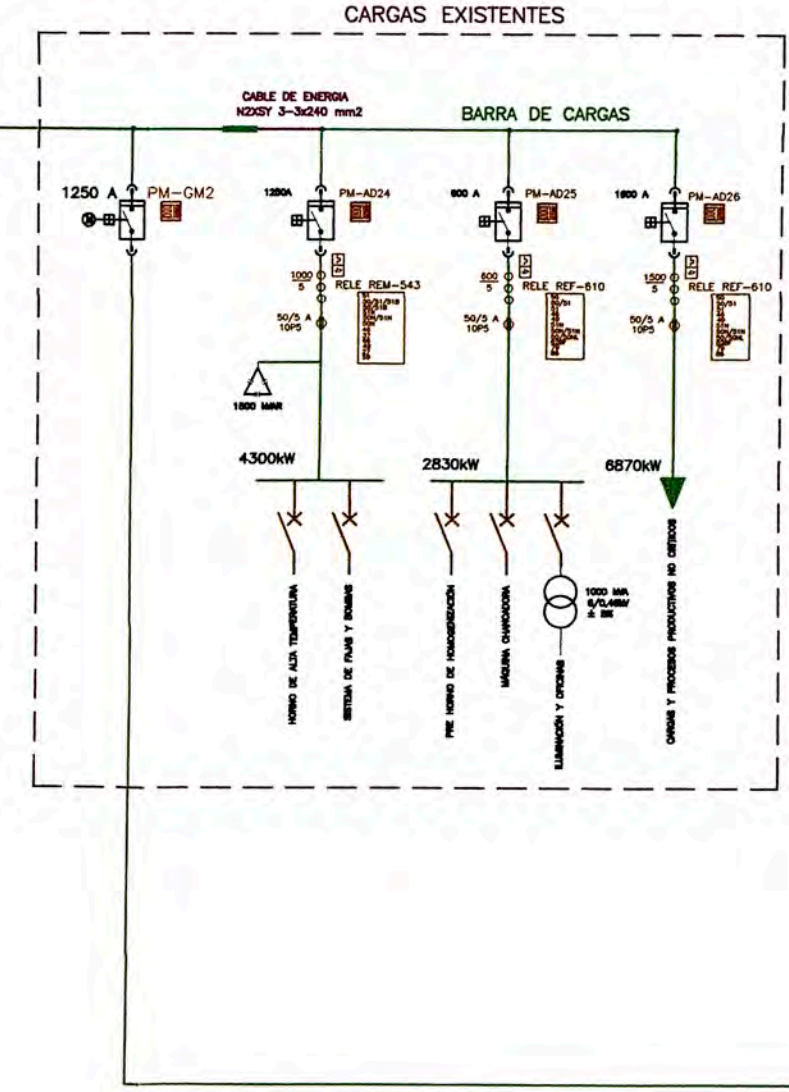
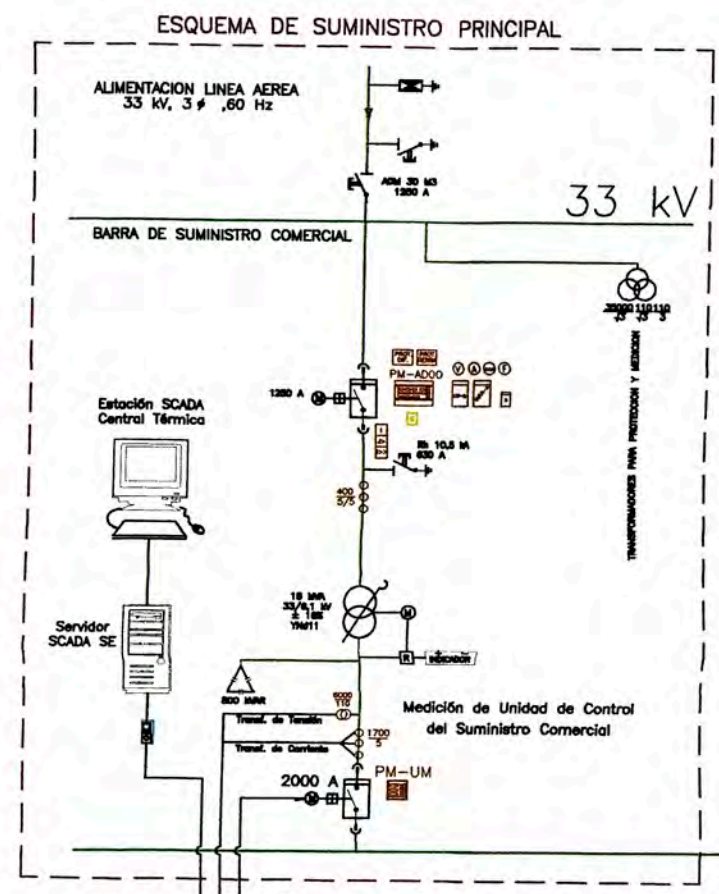


PLANOS DE REFERENCIA

No. PLANO	DESCRIPCIÓN

EQUIPAMIENTO DE UNA CENTRAL TERMICA

DIAGRAMA UNIFILAR DE SISTEMA



PLANOS DE REFERENCIA

No. PLANO	DESCRIPCIÓN

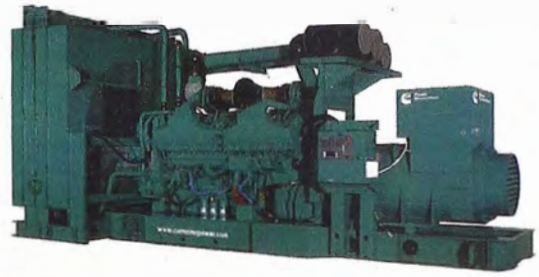
EQUIPAMIENTO DE UNA CENTRAL TÉRMICA

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

No. CONTRATO :	GRUPO DE TRABAJO :	
No. PROYECTO :	NÚMERO DE PLANO	REV
	CT-02	A

APÉNDICES

Diesel generator set QSK60 series engine EPA emissions



> Specification sheet

1450 kW - 2250 kW 60 Hz

1200 kW - 2000 kW 50 Hz

Our energy working for you.™



Power Generation

Description

Cummins Power Generation commercial generator sets are fully integrated power generation systems providing optimum performance, reliability and versatility for stationary, prime power and continuous duty power applications.



This generator set is designed in facilities certified to ISO9001 and manufactured in facilities certified to ISO9001 or ISO9002.



The Prototype Test Support (PTS) program verifies the performance integrity of the generator set design. Cummins Power Generation products bearing the PTS symbol meet the prototype test requirements of NFPA 110 for Level 1 systems.



All low voltage models are CSA certified to product class 4215-01.



The generator set is available Listed to UL 2200, Stationary Engine Generator Assemblies. The PowerCommand control is Listed to UL 508 - Category NITW7 for U.S. and Canadian usage. Circuit breaker assemblies are UL 489 Listed for 100% continuous operation and also UL 869A Listed Service Equipment.

U.S. EPA

All 60 Hz models comply with EPA emissions requirements for stationary applications. Some 60 Hz models comply with EPA TPEM requirements for mobile applications.

Features

Cummins® heavy-duty engine - Rugged 4-cycle, industrial diesel delivers reliable power, low emissions and fast response to load changes.

Alternator - Several alternator sizes offer selectable motor starting capability with low reactance 2/3 pitch windings, low waveform distortion with non-linear loads and fault clearing short-circuit capability.

Permanent magnet generator - Offers enhanced motor starting and fault clearing short-circuit capability.

Control system - The PowerCommand® electronic control is standard equipment and provides total genset system integration including automatic remote starting/stopping, precise frequency and voltage regulation, alarm and status message display, AmpSentry™ protection, output metering, auto-shutdown at fault detection and NFPA 110 Level 1 compliance.

Cooling system - Standard integral set-mounted radiator system, designed and tested for rated ambient temperatures, simplifies facility design requirements for rejected heat.

NFPA - The genset accepts full rated load in a single step in accordance with NFPA 110 for Level 1 systems.

Warranty and service - Backed by a comprehensive warranty and worldwide distributor network.

Model	Standby rating		Prime rating		Continuous rating		Data sheets	
	60 Hz kW (kVA)	50 Hz kW (kVA)	60 Hz kW (kVA)	50 Hz kW (kVA)	60 Hz kW (kVA)	50 Hz kW (kVA)	60 Hz	50 Hz
DQKB	1750 (2188)	1500 (1875)	1600 (2000)	1350 (1688)	1450 (1813)	1200 (1500)	D-3220/3224	D-3221
DQKC	2000 (2500)	1650 (2063)	1825 (2281)	1500 (1875)	1600 (2000)	1200 (1500)	D-3222/3225	D-3223
DQKD		1800 (2250)		1600 (2000)		1320 (1650)		D-3250
DQKH	2250 (2813)	2000 (2500)					D-3235	D-3236

Generator set specifications

Governor regulation class	ISO8528 Part 1 Class G3
Voltage regulation, no load to full load	± 0.5%
Random voltage variation	± 0.5%
Frequency regulation	Isochronous
Random frequency variation	± 0.25%
Radio frequency emissions compliance	IEC 801.2 through IEC 801.5; MIL STD 461C, Part 9

Engine specifications

Design	4 cycle, V-block, turbocharged and low temperature aftercooled
Bore	158.8 mm (6.25 in)
Stroke	190.0 mm (7.48 in)
Displacement	60.2 litres (3673 in ³)
Cylinder block	Cast iron, 60°V, 16 cylinder
Battery capacity	2200 amps minimum at ambient temperature of -18 °C to 0 °C (0 °F to 32 °F)
Battery charging alternator	40 amps
Starting voltage	24 volt, negative ground
Fuel system	Direct injection: number 2 diesel fuel
Fuel filter	Triple element, 10 micron filtration, spin-on fuel filters with water separator
Air cleaner type	Dry replaceable element
Lube oil filter type(s)	Four spin-on, combination full flow and bypass filters
Standard cooling system	104 °F (40 °C) ambient radiator

Alternator specifications

Design	Brushless, 4 pole, revolving field
Stator	2/3 pitch
Rotor	Single bearing, flexible disc
Insulation system	Class H is available on low and medium voltage, Class F is available on high voltage
Standard temperature rise	150 °C standby
Exciter type	PMG (permanent magnet generator)
Phase rotation	A (U), B (V), C (W)
Alternator cooling	Direct drive centrifugal blower fan
AC waveform total harmonic distortion	< 5% no load to full linear load, < 3% for any single harmonic
Telephone influence factor (TIF)	< 50 per NEMA MG1-22.43
Telephone harmonic factor (THF)	< 3

Available voltages

60 Hz line-neutral/line-line				50 Hz line-neutral/line-line			
• 219/380	• 277/480	• 2400/4160	• 7620/13200	• 220/380	• 240/415	• 1905/3300	• 3810/6600
• 254/440	• 347/600	• 7200/12470	• 7970/13800	• 230/400	• 254/440	• 3640/6300	• 6350/11000

* Note: Consult factory for other voltages.

Generator set options and accessories

<p>Engine</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Low exhaust emission configuration DQKB 60 Hz, 5.5 g/hp-hr NO_x data sheet D-3224 <input type="checkbox"/> DQKC 60 Hz, 5.5 g/hp-hr NO_x data sheet D-3225 <input type="checkbox"/> 208/240/480 V coolant heater for ambient above 4.5 °C (40 °F) <input type="checkbox"/> 208/240/480 V coolant heater for ambient below 4.5 °C (40 °F) <input type="checkbox"/> High capacity oil pan <p>Cooling system</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Radiator, 50 °C ambient <input type="checkbox"/> Heat exchanger cooling <input type="checkbox"/> Remote radiator cooling 	<p>Control panel</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> 120/240 V, 100 W control anti-condensation space heater <input type="checkbox"/> Paralleling configurations <input type="checkbox"/> Remote fault signal package <input type="checkbox"/> Run relay package <p>Exhaust system</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Industrial grade exhaust silencer <input type="checkbox"/> Residential grade exhaust silencer <input type="checkbox"/> Critical grade exhaust silencer 	<p>Alternator</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> 80 °C rise alternator <input type="checkbox"/> 105 °C rise alternator <input type="checkbox"/> 125 °C rise alternator <input type="checkbox"/> 120/240 V, 300 W anti-condensation heater <input type="checkbox"/> Temperature sensor - RTDs, 2/phase <input type="checkbox"/> Temperature sensor - alternator bearing RTD <input type="checkbox"/> Differential current transformers 	<p>Generator set</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> DQKC 60 Hz, 5.5 g/hp-hr NO_x data sheet D-3225 <input type="checkbox"/> 208/240/480 V coolant heater <input type="checkbox"/> Batteries <input type="checkbox"/> Battery Rack w/hold-down - floor standing <input type="checkbox"/> Circuit breaker - set mounted <input type="checkbox"/> Disconnect switch - set mounted <input type="checkbox"/> PowerCommand network <input type="checkbox"/> Remote annunciator panel <input type="checkbox"/> Spring isolators <input type="checkbox"/> 2 year warranty <input type="checkbox"/> 5 year warranty <input type="checkbox"/> 10 year major components warranty
---	--	--	---

* Note: Some options may not be available on all models - consult factory for availability.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2007 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, AmpSentry and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product or service names may be trademarks or service marks of others. S-1383p (9/07)



Control system

Operator panel features

Analog AC metering panel - Provides color-coded display of generator set output voltage, current, frequency, power factor and kW. All phases of voltage and current are simultaneously displayed. Easy to see output status from a distance.

Graphical data display - Allows operator to view all engine and alternator data; perform operator adjustments for speed, voltage and time delays; view fault history; and set up and adjust the generator set (set up requires password access). A portion of the display is allocated to display system status including alarm and shutdown conditions. Display is controlled by sealed membrane switches. Up to 9 lines of data can be displayed with approximately 26 characters per line.

LED status lamps - The status lamps indicate remote start command (green), not in auto (red-flashing), warning (amber) and shutdown (red).

Mode selector switch - Off/manual/auto and run/stop switches allow remote automatic starting or manual starting from the operator panel. Panel includes an LED lamp to indicate manual mode operation.

Exerciser switch - Automated exercise function in the control allows an operator to initiate an exercise period and have it automatically completed by the control.

Fault reset switch - Allows the operator to reset the control after a warning or shutdown condition. LED lamp with switch indicates that a fault is present on the system.

Panel lamps and switch - Operator panel can be illuminated by a series of high-intensity LED lamps controlled by a membrane switch on the panel. Panel lamps include a time delay to automatically switch off after a preset time period.

Emergency stop switch - Provides positive and immediate shutdown of the generator set on operation.

Construction - Operator panel is a sealed design with membrane switches for most functions. Mechanical switches are oil-tight design. Plug interfaces are provided to the generator set control system. Display panel labeling is configurable for language.

Standard control functions

- Integrated Isochronous governing and fuel control system.
- Integrated 3-phase sensing voltage regulation system with automatic single and three phase fault regulation.
- Integrated AC protective functions include over/under voltage, short-circuit, overcurrent (warning and shutdown) and overload.
- Integrated engine management system including configurable cycle-cranking functions and configurable start sequence.
- Comprehensive warning and shutdown protection including customer configurable warning and shutdown conditions.
- Comprehensive data displays including 3-phase AC voltage, current, power factor, kW and kVA; engine oil pressure, coolant temperature, DC volts and other service functions; operating history (load and fault conditions) and system setup information.

Options

- Integrated digital paralleling controls including options for semi-automatic and automatic (isolated bus) applications.
- LonMark compliant network interface.
- Control anti-condensation heater.
- Key-type mode select switch.
- Relay outputs for genset running, common warning and common shutdown.
- Exhaust temperature alarm.
- Alternator temperature alarm(s).
- Centinel™ lube oil burn system.
- Power transfer control function to allow generator set to control remote power circuit breakers for open, fast closed or soft (ramping) power transfer from a utility source to the genset (2 minute maximum fail-to-disconnect timer).



Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2007 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, AmpSentry and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product or service names may be trademarks or service marks of others.
S-1383p (9/07)



Ratings definitions

Emergency standby power (ESP):

Applicable for supplying power to varying electrical load for the duration of power interruption of a reliable utility source. Emergency Standby Power (ESP) is in accordance with ISO 8528. Fuel Stop power in accordance with ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.

Limited-time running power (LTP):

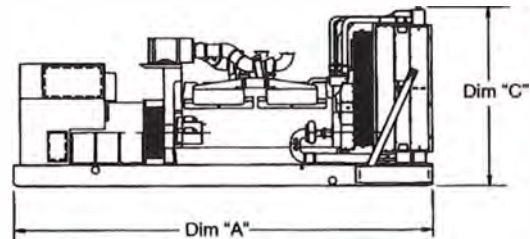
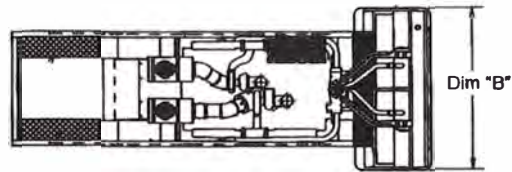
Applicable for supplying power to a constant electrical load for limited hours. Limited Time Running Power (LTP) is in accordance with ISO 8528.

Prime power (PRP):

Applicable for supplying power to varying electrical load for unlimited hours. Prime Power (PRP) is in accordance with ISO 8528. Ten percent overload capability is available in accordance with ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.

Base load (continuous) power (COP):

Applicable for supplying power continuously to a constant electrical load for unlimited hours. Continuous Power (COP) in accordance with ISO 8528, ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.



This outline drawing is for reference only. See respective model data sheet for specific model outline drawing number.

Do not use for installation design

Model	Dim "A" mm (in.)	Dim "B" mm (in.)	Dim "C" mm (in.)	Set Weight* dry kg (lbs)	Set Weight* wet kg (lbs)
DQKB	6175 (243)	2286 (90)	2537 (100)	14365 (31669)	14868 (32779)
DQKC	6175 (243)	2286 (90)	2537 (100)	14649 (32296)	15152 (33405)
DQKD	6175 (243)	2286 (90)	2537 (100)	14863 (32767)	15366 (33876)
DQKH	6175 (243)	2494 (98)	3116 (123)	15254 (33629)	15781 (34790)

* Note: Weights represent a set with standard features. See outline drawings for weights of other configurations.

Cummins Power Generation

1400 73rd Avenue N.E.
Minneapolis, MN 55432 USA
Telephone: 763 574 5000
Fax: 763 574 5298

Important: Back feed to a utility system can cause electrocution and/or property damage. Do not connect to any building's electrical system except through an approved device or after building main switch is open.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2007 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, AmpSentry and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product or service names may be trademarks or service marks of others.
S-1383p (9/07)



Model: DQKC
Frequency: 60
Fuel type: Diesel

➤ **Generator set data sheet**
2000 kW standby



**Power
Generation**

Our energy working for you.™

Exhaust emission data sheet:	EDS-169
Emission compliance sheet:	EPA-1006
Sound performance data sheet:	MSP-174
Cooling performance data sheet:	MCP-109
Prototype test summary data sheet:	PTS-155
Standard set-mounted radiator cooling outline:	0500-3947
Optional set-mounted radiator cooling outline:	0500-3948
Optional heat exchanger cooling outline:	0500-3946
Optional remote radiator cooling outline:	0500-3945

Fuel consumption	Standby				Prime				Continuous
	kW (kVA)				kW (kVA)				kW (kVA)
Ratings	2000 (2500)				1825 (2281)				1600 (2000)
Load	1/4	1/2	3/4	Full	1/4	1/2	3/4	Full	Full
US gph	43	71	103	135	41	67	94	122	108
L/hr	163	272	385	510	154	252	356	462	408

Engine	Standby rating	Prime rating	Continuous rating
Engine manufacturer	Cummins Inc.		
Engine model	QSK60-G6		
Configuration	Cast iron, 60°V 16 cylinder		
Aspiration	Turbocharged and low temperature aftercooled		
Gross engine power output, kWm (bhp)	2179 (2922)	1975 (2647)	1739 (2332)
BMEP at set rated load, kPa (psi)	2420 (351)	2185 (317)	1924 (279)
Bore, mm (in)	159 (6.25)		
Stroke, mm (in)	190 (7.48)		
Rated speed, rpm	1800		
Piston speed, m/s (ft/min)	11.4 (2243)		
Compression ratio	14.5:1		
Lube oil capacity, L (qt)	280 (296)	397 (420)	397 (420)
Overspeed limit, rpm	2100 ±50		
Regenerative power, kW	207		

Fuel flow	
Maximum fuel flow, L/hr (US gph)	1893 (500)
Maximum fuel inlet restriction, kPa (in Hg)	8.4 (2.5)
Maximum fuel inlet temperature, °C (°F)	71 (160)

Air	Standby rating	Prime rating	Continuous rating
Combustion air, m ³ /min (scfm)	173 (6150)	160 (5690)	148 (5275)
Maximum air cleaner restriction, kPa (in H ₂ O)	6.2 (25)		
Alternator cooling air, m ³ /min (cfm)	289 (10200)		

Exhaust			
Exhaust gas flow at set rated load, m ³ /min (cfm)	439 (15500)	398 (14070)	348 (12305)
Exhaust gas temperature, °C (°F)	477 (890)	460 (860)	446 (835)
Maximum exhaust back pressure, kPa (in H ₂ O)	6.7 (27)		

Standard set-mounted radiator cooling			
Ambient design, °C (°F)	40 (104)		
Fan load, kW _m (HP)	50 (67)		
Coolant capacity (with radiator), L (US gal)	454 (120)		
Cooling system air flow, m ³ /min (scfm)	1996 (70500)		
Total heat rejection, MJ/min (Btu/min)	94.1 (89164)	83.2 (78882)	73.9 (70030)
Maximum cooling air flow static restriction, kPa (in H ₂ O)	0.12 (0.5)		
Maximum fuel return line restriction kPa (in Hg)	23.7 (7)		

Optional set-mounted radiator cooling			
Ambient design, °C (°F)	50 (122)		
Fan load, kW _m (HP)	57.4 (77)		
Coolant capacity (with radiator), L (US gal)	492 (130)		
Cooling system air flow, m ³ /min (scfm)	2294 (81000)		
Total heat rejection, MJ/min (Btu/min)	94.1 (89164)	83.2 (78882)	73.9 (70030)
Maximum cooling air flow static restriction, kPa (in H ₂ O)	0.12 (0.5)		
Maximum fuel return line restriction, kPa (in Hg)	23.7 (7)		

Optional heat exchanger cooling			
Set coolant capacity, L (US gal)	454 (120)		
Heat rejected, jacket water circuit, MJ/min (Btu/min)	37.1 (35150)	33.1 (31410)	28.7 (27260)
Heat rejected, aftercooler circuit, MJ/min (Btu/min)	37.3 (35380)	32.3 (30600)	28.1 (26620)
Heat rejected, fuel circuit, MJ/min (Btu/min)	2.1 (2000)		
Total heat radiated to room, MJ/min (Btu/min)	17.5 (16634)	15.7 (14872)	13.9 (13150)
Maximum raw water pressure, jacket water circuit, kPa (psi)	1034 (150)		
Maximum raw water pressure, aftercooler circuit, kPa (psi)	1034 (150)		
Maximum raw water pressure, fuel circuit, kPa (psi)	1034 (150)		
Maximum raw water flow, jacket water circuit, L/min (US gal/min)	1363 (360)		
Maximum raw water flow, aftercooler circuit, L/min (US gal/min)	1363 (360)		
Maximum raw water flow, fuel circuit, L/min (US gal/min)	144 (38)		
Minimum raw water flow @ 27 °C (80 °F) Inlet temp, jacket water circuit, L/min (US gal/min)	288 (76)		
Minimum raw water flow @ 27 °C (80 °F) Inlet temp, aftercooler circuit, L/min (US gal/min)	416 (110)		
Minimum raw water flow @ 27 °C (80 °F) Inlet temp, fuel circuit, L/min (US gal/min)	38 (10)		
Raw water delta P @ min flow, jacket water circuit, kPa (psi)	2.4 (0.35)		
Raw water delta P @ min flow, aftercooler circuit, kPa (psi)	4.1 (0.6)		
Raw water delta P @ min flow, fuel circuit, kPa (psi)	4.8 (0.7)		
Maximum jacket water outlet temp, °C (°F)	104 (220)	100 (212)	100 (212)
Maximum aftercooler inlet temp, °C (°F)	66 (150)		
Maximum aftercooler inlet temp @ 25 °C (77 °F) ambient, °C (°F)	49 (120)		
Maximum fuel return line restriction, kPa (in Hg)	23.7 (7)		

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2007 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. "Our energy working for you." is a trademark of Cummins Power Generation. D-3222h (9/07)



Optional remote radiator cooling¹

	Standby rating	Prime rating	Continuous rating
Set coolant capacity, L (US gal)	193 (51)		
Max flow rate @ max friction head, jacket water circuit, L/min (US gal/min)	1817 (480)		
Max flow rate @ max friction head, aftercooler circuit, L/min (US gal/min)	503 (133)		
Heat rejected, jacket water circuit, MJ/min (Btu/min)	37.1 (35150)	33.1 (31410)	28.7 (27260)
Heat rejected, aftercooler circuit, MJ/min (Btu/min)	37.3 (35380)	32.3 (30600)	28.1 (26620)
Heat rejected, fuel circuit, MJ/min (Btu/min)	2.1 (2000)		
Total heat radiated to room, MJ/min (Btu/min)	17.5 (16634)	15.7 (14872)	13.9 (13150)
Maximum friction head, jacket water circuit, kPa (psi)	69 (10)		
Maximum friction head, aftercooler circuit, kPa (psi)	48 (7)		
Maximum static head, jacket water circuit, m (ft)	18 (60)		
Maximum static head, aftercooler circuit, m (ft)	18 (60)		
Maximum jacket water outlet temp, °C (°F)	104 (220)	100 (212)	100 (212)
Maximum aftercooler inlet temp @ 25 °C (77 °F) ambient, °C (°F)	49 (120)		
Maximum aftercooler inlet temp, °C (°F)	66 (150)		
Maximum fuel flow, L/hr (US gph)	1893 (500)		
Maximum fuel return line restriction, kPa (in Hg)	30.5 (9)		

Weights²

Unit dry weight kgs (lbs)	14649 (32296)
Unit wet weight kgs (lbs)	15152 (33405)

Notes:

¹ For non-standard remote installations contact your local Cummins Power Generation representative.

² Weights represent a set with standard features. See outline drawing for weights of other configurations.

Derating factors

Standby	Engine power available up to 1067 m (3500 ft) at ambient temperatures up to 40 °C (104 °F) and up to 168 m (550 ft) at 50 °C (122 °F). Above these elevations, derate at 4.3% per 305 m (1000 ft). Above 50 °C (122 °F) and 2800 m (9200 ft), derate an additional 4.3% per 305 m (1000 ft) and 12% per 10 °C (18 °F).
Prime	Engine power available up to 1067 m (3500 ft) at ambient temperatures up to 40 °C (104 °F) and up to 168 m (550 ft) at 50 °C (122 °F). Above these elevations, derate at 4.3% per 305 m (1000 ft). Above 50 °C (122 °F) and 2800 m (9200 ft), derate an additional 4.3% per 305 m (1000 ft) and 12% per 10 °C (18 °F).
Continuous	Engine power available up to 730 m (2400 ft) at ambient temperatures up to 40 °C (104 °F). Derate 2% at 0 m (0 ft) for 50 °C (122 °F) ambient temperature. Above these elevations, derate at 3.3% per 305 m (1000 ft). Above 50 °C (122 °F) and 2925 m (9600 ft), derate an additional 4.3% per 305 m (1000 ft) and 12% per 10 °C (18 °F).

Ratings definitions

Emergency standby power (ESP):	Limited-time running power (LTP):	Prime power (PRP):	Base load (continuous) power (COP):
Applicable for supplying power to varying electrical load for the duration of power interruption of a reliable utility source. Emergency Standby Power (ESP) is in accordance with ISO 8528. Fuel Stop power in accordance with ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.	Applicable for supplying power to a constant electrical load for limited hours. Limited Time Running Power (LTP) is in accordance with ISO 8528.	Applicable for supplying power to varying electrical load for unlimited hours. Prime Power (PRP) is in accordance with ISO 8528. Ten percent overload capability is available in accordance with ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.	Applicable for supplying power continuously to a constant electrical load for unlimited hours. Continuous Power (COP) is in accordance with ISO 8528, ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.

Alternator data

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2007 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. "Our energy working for you." is a trademark of Cummins Power Generation. D-3222h (9/07)



Voltage	Connection ¹	Temp rise degrees C	Duty ²	Single phase factor ³	Max surge kVA ⁴	Winding No.	Alternator data sheet	Feature Code
380	Wye, 3-phase	150/125/105	S/P/C		7327	13	ADS-515	B595
380	Wye, 3-phase	125/105/80	S/P/C		7327	13	ADS-515	B598
380	Wye, 3-phase	105/80	S/P		7327	13	ADS-515	B599
380	Wye, 3-phase	105	C		7695	312	ADS-335	B662
380	Wye, 3-phase	80	S		7963	13	ADS-515	B660
440	Wye, 3-phase	125/105/80	S/P/C		7361	312	ADS-334	B663
440	Wye, 3-phase	105	S		7284	12	ADS-515	B665
440	Wye, 3-phase	105	C		6716	312	ADS-333	B666
480	Wye, 3-phase	125/105/80	S/P/C		7361	312	ADS-334	B462
480	Wye, 3-phase	105/80	S/P		7695	312	ADS-335	B463
480	Wye, 3-phase	125/105	P/C		6716	312	ADS-333	B464
480	Wye, 3-phase	80	S		7284	12	ADS-515	B601
480	Wye, 3-phase	105	S		9720	19	ADS-517	B796
600	Wye, 3-phase	125/105/80	S/P/C		7361	07	ADS-334	B465
600	Wye, 3-phase	105/80	S/P		7695	07	ADS-335	B301
600	Wye, 3-phase	125/105	P/C		6716	07	ADS-333	B466
600	Wye, 3-phase	80	S		7265	07	ADS-515	B604
4160	Wye, 3-phase	125/105/80	S/P/C		6307	51	ADS-518	B467
4160	Wye, 3-phase	105/80	S/P		6307	51	ADS-518	B313
4160	Wye, 3-phase	80	S		6307	51	ADS-518	B605
4160	Wye, 3-phase	105	C		7926	51	ADS-324	B502
4160	Wye, 3-phase	105	S		8752	59	ADS-520	B795
12470-13800	Wye, 3-phase	125/105/80	S/P/C		6062	91	ADS-521	B488
12470	Wye, 3-phase	105/80	S/P		6038	87	ADS-521	B567
13200-13800	Wye, 3-phase	105/80	S/P		6062	91	ADS-521	B612
12470	Wye, 3-phase	80	S		6685	87	ADS-522	B607
13200-13800	Wye, 3-phase	80	S		8012	91	ADS-523	B628
13800	Wye, 3-phase	80	S		6833	91	ADS-522	B610
13800	Wye, 3-phase	105	S		8001	99	ADA-523	B797

Notes:

¹ Limited single phase capability is available from some three phase rated configurations. To obtain single phase rating, multiply the three phase kW rating by the Single Phase Factor³. All single phase ratings are at unity power factor.

² Standby (S), Prime (P) and Continuous ratings (C).

³ Factor for the Single Phase Output from Three Phase Alternator formula listed below.

⁴ Maximum rated starting kVA that results in a minimum of 90% of rated sustained voltage during starting.

Formulas for calculating full load currents:

Three phase output

$$\frac{\text{kW} \times 1000}{\text{Voltage} \times 1.73 \times 0.8}$$

Single phase output

$$\frac{\text{kW} \times \text{SinglePhaseFactor} \times 1000}{\text{Voltage}}$$

Cummins Power Generation

1400 73rd Avenue N.E.
 Minneapolis, MN 55432 USA
 Phone: 763 574 5000
 Fax: 763 574 5298

Important: Back feed to a utility system can cause electrocution and/or property damage. Do not connect to any building's electrical system except through an approved device or after building main switch is open.

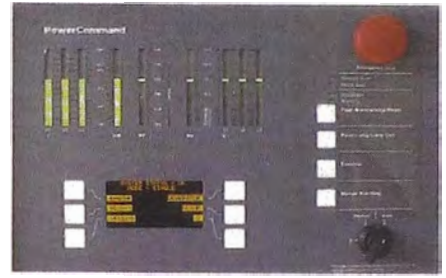
Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2007 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. "Our energy working for you." is a trademark of Cummins Power Generation. D-3222h (9/07)



PowerCommand® 3201 digital generator set control



> Specification sheet

Our energy working for you.™



**Power
Generation**

Description

The PowerCommand® 3201 Control is a microprocessor-based generator set monitoring, metering and control system. The control provides an operator interface to the genset, digital voltage regulation, digital governing and generator set protective functions. It may incorporate optional automatic digital paralleling controls and/or power transfer controls. The integration of all the functions into a single control system provides enhanced reliability and performance compared to conventional control systems.

The PowerCommand control is designed for mounting on the generator set and is suitable for use on generator sets ranging in size from 20 kW to 4000 kW. It will directly read AC voltages up to 600 VAC and can be configured for any frequency, voltage and power connection configuration from 120 to 13,800 VAC. The operator panel may be remote-mounted from the generator set and connected via an RS485 network connection.

The control offers a wide range of standard control and digital display features so custom control configurations are not needed to meet application requirements and system reliability is not compromised by use of untested special components.

Power for PowerCommand Control is usually derived from the generator set starting batteries. It functions over a voltage range from 8 VDC to 35 VDC.

Features

Digital full authority electronic engine controls - Provide engine monitoring, protection and governing. These functions are integrated with voltage regulation and paralleling functions for optimum system performance.

Digital voltage regulation - Provides fast, controlled response to load changes and high levels of immunity to the effects of non-linear loads.

AmpSentry™ protective relay - UL Listed, true alternator overcurrent protection.

AC output metering - Includes analog and digital display.

Battery monitoring system - Senses and warns against weak battery condition that is not detected by conventional DC over and undervoltage monitoring.

Message display - Digital alarm and status.

Generator set monitoring - Displays status of all critical engine and alternator generator set functions.

Smart starting control system - Integrated fuel ramping to limit black smoke and frequency overshoot, in addition to optimized cold weather starting.

Advanced serviceability - Utilizes InPower™, a PC-based software service tool.

Digital power transfer control - Optional control functions that allow operation in open transition, closed transition or soft (ramping) transfer modes.

PowerCommand LonWorks® network - Optional network interface providing expanded input/output capability, remote monitoring and control by annunciators and other equipment, and easier installation.

Warranty - Backed by a comprehensive warranty and worldwide distributor service network.

Operator panel

The operator panel provides the user with a complete package of easy to view and use information. It includes an enhanced graphical operator panel that allows the user to view up to 9 lines of information, as well as graphical displays of system data. Connections to the operator panel are sealed, locking plug interfaces for reliable, vibration-resistant interconnection to the generator set wiring harness.

Control switches and functions



Off/manual/auto mode control switch - The *not in auto* lamp will flash when the control is in the *manual* or *off* mode. In the *auto* mode, the generator set can be started using the exercise push-button or with a start signal from a remote device, such as automatic transfer switches.

Manual run/stop control switch and indicating LED - When the mode control switch is in the *manual* position and the *manual run/stop* switch is pressed, the generator set will start, bypassing all time delay starts. (Time delay idle can also be bypassed with another control action.) If the generator set is running in the *manual* mode, pressing the *run/stop* switch will cause the generator set to shut down. An LED (light emitting diode) lamp adjacent to the switch will light to indicate the generator set is in manual mode.

Exercise control switch and indicating LED - When the mode control switch is in the *auto* position the *exercise* control switch is used to complete a pre-programmed exercise sequence. All exercise functions are disabled when an emergency start command is received by the control. An LED lamp adjacent to the switch will light to indicate the generator set is in exercise mode.

Panel lamp/lamp test control switch.

Fault acknowledge/reset switch - The control includes a fault acknowledge function to allow the operator to reset the fault condition. If the fault condition is not corrected, the fault will reappear, but will not be logged as a separate event. Multiple faults can be logged and displayed at one time.

Emergency stop control switch.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry, iWatch and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others.

S-1444h (4/08) Page 2 of 10

Operator adjustments - The control includes provisions for many set up and adjustment functions via raise/lower switches on the operator panel. Functions that can be adjusted by the operator include:

- Time delay start (0-300 seconds)
- Time delay stop (0-600 seconds)
- Alternator voltage ($\pm 5\%$)
- Alternator frequency (± 3 Hz)

The operator panel can be configured to require an access code prior to adjusting these values. A second access code is used to protect the control from unauthorized service level adjustments. Voltage and frequency adjustments are disabled during operation in parallel with a system bus to prevent inadvertent misadjustment of the paralleling load sharing functions.

Analog AC metering panel



The PowerCommand control is equipped with an analog AC metering panel that simultaneously displays 3-phase line-to-line AC volts and current, kW, power factor and frequency.

The meter panel is composed of a series of LEDs configured in bar graphs for each function. The LEDs are color coded with green indicating normal range values, amber for warning levels and red for shutdown conditions. Scales for each function are in % of nominal rated values.

Graphical display panel



The PowerCommand control is provided with a graphical display capable of displaying up to 9 lines of data with approximately 27 characters per line. The graphical display is accompanied by a set of six tactile-feel membrane switches that are used by the operator to navigate through control menus and to make control adjustments. Display is configurable for multiple languages. It is configurable for units of measurement. The display incorporates three levels of operation and adjustability. All data on the control can be viewed by



scrolling through screens with the navigation keys. The top three lines of the display are allocated to mode and status messages that continuously display the operating mode of the control system, as well as any faults or warning conditions that may be present on the controller. If more than one fault or warning message is present, the messages will scroll to allow the operator to view all active messages in the system.

Screen-saver mode - The operator panel can be programmed to automatically switch off to reduce battery voltage drain when the control is not being used and the generator set is not running. Depressing any button on the operator panel, new fault conditions or receipt of a remote signal at the control will “wake up” the control.

Generator set data

Generator set hardware data - Generator set rating in kVA, complete generator set model number and serial number, engine model and serial number and alternator model and serial number. The control also displays the part number of the control and the software version present in the control.

Data logs - Number of start attempts and number of start attempts since reset. Number of times generator set has run and number of times since reset. Duration of generator set running time and duration of running time since last reset. Generator set kWh produced and kWh produced since last reset.

Adjustment history - Record of adjustment and setting changes made on the control, identifies whether adjustment was made via the operator panel or with a service tool. If a service tool is used, the control provides a record of the serial number of the tool used. This information is read with InPower.

Fault history - Record of the most recent fault conditions with time stamp, along with the number of times each fault has occurred. At least 20 events are stored in the control memory.

Load profile data - Data indicating the total operating hours at percent of load in 10% increments and since reset.

Generator set AC data

Generator set output frequency, voltage and current - All phases (line-to-line and line-to-neutral for voltage. Accuracy 1%.

Generator set power output - PowerCommand displays generator set kW and kVA output (average phase, individual phase and direction of flow) and power factor with leading/lagging indication. Accuracy 5%.

Generator set kWh energy output - Total kWh produced and total produced since last reset with time stamp of time of last reset.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry, iWatch and “Our energy working for you.” are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others.
S-1444h (4/08) Page 3 of 10

Digital synchroscope - Bus voltage and frequency, generator set bus voltage and frequency, the phase angle displacement and a signal indicating “ready to close”. A breaker control switch is included on this panel for convenient operation of the equipment without switching between viewing screens.

Engine data

Basic engine data - Engine starting battery voltage, engine lube oil pressure and engine coolant temperature.

Engine service data - Varies with engine used, but typically includes: Engine coolant pressure, engine fuel rail temperature and pressure, engine fuel input and output temperature, intake manifold temperature and pressure, ambient air pressure, crankcase blowby flow and aftercooler inlet coolant temperature.

Engine fuel consumption - The fuel consumed by the engine is calculated by the control based on fuel flow into the engine and returned by the engine, and the temperature of the two flow streams. Accuracy is $\pm 5\%$ over 500 hours of operation. Data provided includes overall average fuel consumed and consumption since reset. This information is read with InPower.

Engine exhaust temperature (optional).

Power transfer control data (optional)

Utility (mains) source data - Displays line-to-line and line-to-neutral voltage of utility (mains) source, frequency and estimated amps, and kW and kVA supplied by utility (mains) source (optional when power transfer control is used).

System status information - Provides graphical system status display showing availability of sources and positions of each contactor.

System control - Allows operator to view status of system and manually control operation of the system. Provides manual adjustment capability for time delay start, stop, transfer and retransfer, as well as time delays for program transition (when used) and power transfer overlap time.

Internal control functions

General functions

System control voltage - The control operates on 24 VDC from the generator set starting batteries. Control functions are fully operational over a voltage range of 8 VDC to 36 VDC.

Emergency start mode - PowerCommand accepts a ground signal from remote devices or a network signal to automatically start the generator set and immediately accelerate to rated speed and voltage.

PowerCommand includes a smart starting system that is designed to quickly start the engine, minimize black smoke, minimize voltage and frequency overshoot, and



oscillations on starting. The control system does this by careful simultaneous control of the engine fuel system and alternator excitation system.

Non-emergency start mode - The control is provided with a separate remote start input or a network signal to start the generator set via the programmable idle control. Using the non-emergency mode, the generator set takes longer to start, but there is less wear on the engine. In this start mode, the generator set will start, operate at idle speed for a predefined time period or until the engine reaches operating temperature (whichever time is shorter), and then ramp to rated speed and voltage. Time delay is adjustable from 0-300 seconds and default is 10 seconds. The control also monitors and records the source of start signals, when that information is available. The control automatically exits idle mode if an emergency remote start signal is received at the control.

Data logging - The control maintains a record of manual control operations, warning and shutdown conditions and other events. It uses the control "on" time as the time-stamp means when a real time clock is not included with the control. The control also stores critical engine and alternator data before and after a fault occurs, for use by InPower and the technician in evaluating the root causes for the fault condition.

Fault simulation mode - PowerCommand, in conjunction with InPower software, will accept commands to allow a technician to verify the proper operation of critical protective functions of the control by simulating failure modes or by forcing the control to operate outside of its normal operating ranges. InPower also provides a complete list of faults and settings for the protective functions of the specific generator set it is communicating with.

Built in test - The control system automatically tests itself, and all the sensors, actuators and harnesses in the control system, on a startup signal. The test can also be initiated from InPower and can be accomplished either locally to the generator set or remotely.

Engine control

Engine starting - The control operates a factory-supplied fuel valve that enables engine starting.

Cycle cranking - Configurable for number of starting cycles (1 to 7) and duration of crank and rest periods. Control includes starter protection algorithms to prevent the operator from specifying a starting sequence that might be damaging. Default setting is for (3) start cycles composed of 15 seconds of cranking and 15 seconds of rest.

Programmable idle speed control - In this mode the generator set would start and run to idle speed. It would operate at that speed for a programmed time period, then ramp to rated speed. When the control gets a signal to stop, it will ramp to idle, operate for the programmed period at idle and then shut down. During idle mode,

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry, iWatch and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. S-1444h (4/08) Page 4 of 10

engine protective functions are adjusted for the lower engine speed and alternator function is disabled.

Time delay start and stop (cool down) - Configurable for time delay of 0-300 seconds prior to starting after receiving a remote start signal in normal operation modes and for time delay of 0-600 seconds prior to ramp-to-idle or shutdown after signal to stop in normal operation modes. The generator set control will monitor the load during operation of the generator set, and if the total load on the set is less than 10% of rated it will reduce the operation time for the time delay stop in order to prevent extended operation of the engine at very light load levels. Default for both time delay periods is 0 seconds.

Engine governing

Isochronous governing - Controls engine speed within $\pm 0.25\%$ for any steady state load from no load to full load. Frequency drift will not exceed $\pm 0.5\%$ for a 33 °C (60 °F) change in ambient temperature over an 8 hour period.

Droop governing - Control can be adjusted to droop from 0 to 10% from no load to full load, using InPower.

Temperature dynamics - Modifies the engine fuel system control parameters as a function of engine temperature. Allows engine to be more responsive when warm and more stable when operating at lower temperature levels.

Isochronous load sharing control - See *Paralleling Functions/Load sharing controls*.

Droop load sharing control - See *Paralleling Functions/Load sharing controls*.

Idle mode - Engine governing can be regulated at an idle speed for a programmed period on start or stop of the engine. When the engine is operating at idle speed, the alternator excitation is automatically switched off.

Alternator control

Digital output voltage regulation - PowerCommand will regulate output voltage to within 0.5% for any loads between no load and full load. Voltage drift will not exceed $\pm 0.5\%$ for a 33 °C (60 °F) change in temperature in an 8 hour period. On engine starting, or sudden load acceptance, voltage is controlled to a maximum of 5% overshoot over nominal level.

Torque-matched V/Hz overload control - The voltage roll-off set point and rate of decay (i.e., the slope of the V/Hz curve) is adjustable in the control. This function is automatically disabled when the control is in a synchronizing mode.

Fault current regulation - PowerCommand will regulate the output current on any phase to a maximum of 3 times rated current under fault conditions for both single phase and three phase faults. In conjunction with a permanent magnet generator, it will provide 3 times rated current on all phases for motor starting and short circuit coordination purposes.



Isochronous (kVar) load sharing control - See *Paralleling Functions/Load sharing controls*.

Droop (kVar) load sharing control - See *Paralleling Functions/Load sharing controls*.

Protective functions

On a warning condition, the control will indicate a fault by lighting the warning LED on the control panel and displaying the fault name and code on the operator display panel. The nature of the fault and time of occurrence are logged in the control. The service manual and InPower service tool provide service keys and procedures based on the service codes provided.

On a shutdown condition, the control will light the shutdown LED on the control panel, display the fault name and code, initiate shutdown and lock out the generator set. The shutdown sequence of the generator set includes programmable cooldown at idle for fault conditions that do not endanger the engine. The control maintains a data log of all fault conditions as they occur and time stamps them with the controller run time and engine operating hours data. Adjustments to most set points are made using the InPower service tool.

The control system includes a “*fault bypass*” mode that forces the system to function regardless of the status of protective functions. In this mode, the only protective functions that are operational are over speed, loss of both speed sensors, moving the control switch to the *off* position or pressing the *emergency stop* switch. The control maintains a record of the time that the mode is enabled and of all warning or shutdown conditions that have occurred while in the “*fault bypass*” mode.

Many protective functions within the control system are configurable for warning, shutdown or both (2 levels). Exceptions to this include functions such as over speed conditions, and loss of speed sensing. In addition, some warning functions can incorporate control functions as a consequence of a fault.

System protective functions:

Ground fault warning (option - 600 VAC class generator sets) - Ground (earth) fault sensing is adjustable over a range of 100-1200 amps with time delays of 0-1 second. May be configured for shutdown rather than alarm.

Configurable alarm and status inputs - PowerCommand will accept up to four alarm or status inputs (contact closed to ground) to indicate customer-specified conditions. The control is programmable for warning, shutdown or status indication and for labeling the input (up to 24 characters). Sixteen additional faults can be input to the control via the network.

Breaker fail to close and breaker auxiliary contact warning or shutdown - When the paralleling control signals a circuit breaker to close, it will monitor the breaker

auxiliary contacts and verify that the breaker has connected the generator set to the system bus. If the control does not sense a breaker closure within 0.5 second of the close signal, the control will monitor the phase relationship between the generator set and the bus. If this indicates that the generator set is not closed to the bus, the “*breaker fail to close*” alarm will be indicated, the breaker will be opened and the generator set shut down. If the phase relationship monitor indicates that the generator set is in parallel with the bus, “*circuit breaker auxiliary contact failure*” will be indicated and the generator set will continue to run in normal operation mode.

Breaker fail to open warning - The control system monitors the operation of breakers that have been signaled to open. If the breaker does not open within 1 second of initiation of signal, a “*breaker fail to open*” warning is initiated. The control will logically allow the generator set to continue to run if shutdown of the generator set with the breaker closed will cause potential damage or operating problems.

Bus or generator set PT input calibration error - The control system monitors the sensed voltage from the bus and generator set output voltage-potential transformers. When the paralleling breaker is closed, it will indicate a warning condition when they read different values.

Emergency stop - Annunciated whenever the local or remote emergency stop signal is received. Alarm panel distinguishes between local or remote operation.

AmpSentry protective relay

AmpSentry protective relay is a UL Listed comprehensive monitoring and control system integral to the PowerCommand Control System that guards the electrical integrity of the alternator and power system by providing protection against a wide array of fault conditions in the generator set or in the load. It also provides single and three phase fault current regulation so that downstream protective devices have the maximum current available to quickly clear fault conditions without subjecting the alternator to potentially catastrophic failure conditions. See document R1053 below for a full size time over current curve. The control does not include protection required for interconnection to a utility (mains) service.

Over current warning - Output current on any phase at more than 110% of rating for more than 60 seconds.

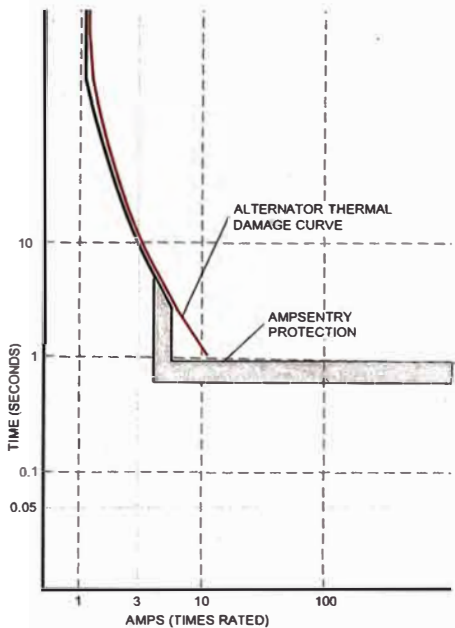
Over current shutdown (51V) - Output current on any phase is more than 110%, less than 175% of rating and approaching thermal damage point of alternator. Control includes algorithms to protect alternator from repeated over current conditions over a short period of time. The control does not include instantaneous trip functions, as they are not necessary for alternator protection and complicate short circuit coordination (discrimination).

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry, iWatch and “Our energy working for you.” are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. S-1444h (4/08) Page 5 of 10





Short circuit shutdown (51) - Output current on any phase is more than 175% of rating at time of shutdown. The control replicates the function of a 51V relay by discriminating between short circuit conditions and shutdown conditions, and shutting down the genset as fast as is necessary on a short circuit condition while operating as long as is possible on an overload condition. Control includes algorithms to protect alternator from repeated over current conditions over a short time.

High AC voltage shutdown (59) - Output voltage on any phase exceeds preset values. Time to trip is inversely proportional to amount above threshold. Values adjustable from 105-125% of nominal voltage, with time delay adjustable from 0.25-10 seconds. Default value is 110% for 10 seconds.

Low AC voltage shutdown (27) - Voltage on any phase has dropped below a preset value. Adjustable over a range of 50-95% of reference voltage, time delay 2-10 seconds. Default value is 85% for 10 seconds. Function tracks reference voltage. Control does not nuisance trip when voltage varies due to the control directing voltage to drop, such as during a voltage roll-off during synchronizing.

Under frequency shutdown (81u) - Generator set output frequency cannot be maintained. Settings are adjustable from 0-10 Hz below nominal governor set point, for a 0-20 second time delay. Default: 6 Hz, 10 seconds. Under frequency protection is disabled when excitation is switched off (such as when engine is operating in idle speed mode or the synchronizer is enabled).

Over frequency shutdown/warning (81o) - Generator set is operating at a potentially damaging frequency level. Defaults: Disabled.

Over load (kW) warning - Provides a warning indication when engine is operating at a load level over a set point. Adjustment range: 80-140% of rated kW, 0-120 second delay. Defaults: 105%, 60 seconds.

Reverse power shutdown (32) - Adjustment range: 5-20% of standby kW rating, delay 1-15 seconds. Defaults: 10%, 3 seconds.

Sync check (25) - Verifies that the generator set is operating in synchronism with the system bus prior to allowing the paralleling breaker to close. Includes dead bus sensing capability.

Fail to synchronize warning or shutdown - Indicates that the generator set could not be brought to synchronization with the system bus. Configurable for warning or shutdown and adjustable for time delay of 10-120 seconds. Default is 120 seconds.

Phase sequence sensing shutdown - Verifies that the generator set phase sequence matches the bus prior to allowing the paralleling breaker to close. The generator set will shutdown if the generator set and bus phase sequence do not match.

Reverse Var shutdown - Shutdown level is adjustable: 15-50% of rated Var output, delay 10-60 seconds. Defaults: 20%, 10 seconds.

High alternator temperature (option).

Engine protection

Over speed shutdown - Default setting is 115% of nominal.

Low lube oil pressure shutdown - Level is preset to match the capabilities of each engine. Control includes time delays to prevent nuisance shutdown signals.

Low lube oil pressure warning - Level is preset to match the capabilities of each engine. Control includes time delays to prevent nuisance shutdown signals.

High coolant temperature shutdown.

High coolant temperature warning.

Low coolant pressure warning/shutdown.

Low coolant level warning/shutdown.

Low coolant temperature warning - Indicates that engine temperature may not be high enough for a 10 second start or proper load pickup.

Low and high battery voltage warning - Indicates battery charging system failure by continuously monitoring battery voltage and indicating a problem when voltage is outside a preset acceptance band.

Discharged battery protection - When DC voltage is below a preset threshold, the control will shut down to avoid completely discharging the battery.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry, iWatch and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. S-1444h (4/08) Page 6 of 10



Weak battery warning - The control system will test the battery bank each time the generator set is signaled to start and indicate a warning if the generator set battery indicates impending failure.

Fail to start (overcrank) shutdown.

Fail to crank shutdown - Control has signaled starter to crank engine but engine does not rotate.

Redundant starter disconnect.

Redundant speed sensors - Loss of one sensor results in a mag pickup sensor warning. Loss of both sensors results in mag pickup failure.

Low fuel day tank and low fuel main tank warning.

Cranking lockout - The control will not allow the starter to attempt to engage or to crank the engine when the engine is rotating.

Sensor failure indication - All analog sensors are provided with sensor failure logic to indicate if the sensor or interconnecting wiring has failed. Separate indication is provided for fail high or low.

High crankcase blowby level warning.

High fuel temperature warning.

High intake manifold temperature/pressure.

Aftercooler cooler inlet over temperature.

Paralleling functions (optional)

First Start Sensor™ System - PowerCommand provides a unique control function that positively prevents multiple generator sets from simultaneously closing to an isolated bus under black start conditions. The First Start Sensor system is a communication system between generator sets that allows the generator sets to work together to determine which generator set in a system should be the first to close to the bus. The system includes an independent backup function, so that if the primary system is disabled the required functions are still performed.

Synchronizer - PowerCommand incorporates a digital synchronizing function to force the generator set to match the phase relationship and voltage of the generator set output with the system bus or utility grid. The synchronizer includes provisions to provide proper operation even with highly distorted bus voltage waveforms. The synchronizer includes adjustments for phase angle window (5°-20°) and time delay (0.5-5 seconds). The synchronizer is 3-phase sensing, and includes controls to directly operate a paralleling breaker. The breaker controls include fail to open and fail to close protection.

Load sharing controls - The generator set control includes an integrated load sharing control system for both real (kW) and reactive (kVar) loads when the generator set(s) are operating on an isolated bus. The control

system determines kW load on the engine and kVar load on the alternator as a percent of generator set capacity, and then regulates fuel and excitation systems to maintain system and genset at the same percent of load without impacting voltage or frequency regulation. The control can also be configured for operation in droop mode for kW or Kvar load sharing.

Load govern controls - When PowerCommand receives a signal indicating that the generator set is paralleled with an infinite source such as a utility (mains) service, the generator set will operate in load govern mode. In this mode the generator set will synchronize and close to the bus, ramp to a pre-programmed kW and kVar load level, and then operate at that point. Control is adjustable for kW values from 0-100% of standby rating, and 0.7-1.0 power factor (leading). Default setting is 80% of standby and 1.0 power factor. The control includes inputs to allow independent control of kW and kVar load sharing level by a remote device while in the load govern mode. The rate of load increase and decrease is also adjustable in the control.

Load demand control - The control system includes the ability to respond to an external signal to initiate load demand operation. On command, the generator set will ramp to no load, open its paralleling breaker, cool down, and shut down. On removal of the command, the generator set will immediately start, synchronize, connect, and ramp to its share of the total load on the system.

Power transfer control (optional)

The Power transfer control feature allows PowerCommand to provide integrated automatic power transfer functions including source availability sensing and transfer device (circuit breaker) monitoring and control. The control is configurable for open transition, fast transfer (100 mS), or soft (ramping) sequences of operation. Standard functions include:

- 3-phase (line-to-neutral) close differential under voltage sensing for utility (mains) service. Sensing for pickup in an adjustable range from 85-100% of nominal, with default at 95% of dropout setting. Dropout is configurable 75-98% of pickup, with default at 85%.
- 3-phase over voltage sensing for normal utility service adjustable for pickup at 95-105% of dropout and dropout configurable for 105-135% of nominal. Time delay is adjustable in a range of 0.5-120 seconds. Default is disabled and is enabled using InPower.
- Under frequency sensing for normal utility service. Adjustment range is 80-95% of nominal. Default is disabled and is enabled using InPower.
- Configurable sequence of operation with or without adjustable program-transition capability. Adjustment range is 0-60 seconds.
- Remote exercise feature accepts a remote signal to initiate with or without load testing, or testing can be

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry, iWatch and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. S-1444h (4/08) Page 7 of 10



initiated by the operator. Test sequence may include a programmed idle period prior to acceleration to rated voltage and frequency, and after cool down. Test may be configured to be performed with load or without load.

- Time delay start and stop as described in this document; time delay transfer adjustable in a range of 0-120 seconds and retransfer in a range of 0-1800 seconds; all in 1-second increments.
- Fail to disconnect timer is adjustable in a range of 0.1 to 120 seconds.

Environment

The control is designed for proper operation without recalibration in ambient temperatures from -40 °C to +70 °C (-40 °F to +158 °F) and for storage from -40 °C to +80 °C (-40 °F to +176 °F). Control will operate with humidity up to 95%, non-condensing and at altitudes up to 5000 m (13,000 ft).

The operator control panel has a single membrane surface which is impervious to the effects of dust, moisture, oil and exhaust fumes. The panel uses sealed membrane or oil-tight switches to provide long reliable service life in harsh environments.

The control system is specifically designed for resistance to RFI/EMI and to resist the effects of vibration to provide a long reliable life when mounted on a generator set. The control includes transient voltage surge suppression to provide compliance to referenced standards.

The control is mounted on a vibration-isolated structure attached to the generator set skid and includes all generator set wiring factory-installed.



Control interface

Input signals to the PowerCommand control include:

Remote start signal - May be connected via either discrete signal or Lon[®] Network or both for premium reliability. Discrete signal is normally open contact to ground or normally closed contact that opens to indicate start signal. Separate signal inputs available for emergency start and non-emergency start.

Remote emergency stop.

Low main or day tank fuel level warning.

Remote alarm reset.

Load demand stop.

Utility parallel (load govern) mode command.

Configurable customer inputs - Control includes provisions for (4) input signals from customer discrete devices. (16) additional input signals can be implemented with the use of external network modules.

Output signals from the control include:

Generator set running signal - Fused normally open contact rated 5 A at 30 VDC/180 VAC, closes to indicate generator set is running.

Generator set common shutdown signal - Self-protected relay driver.

Load shed signal - Self-protected relay driver. Operation is configurable for under frequency or over kW load or both. Adjustment range is 80-140% of standby rating with time delay of 0-120 seconds. Default settings are overload 105%, 60 sec, and under frequency 3 Hz below governor reference for 3 seconds.

Ready to load signal - Self-protected relay driver. Operates when the generator set has reached 90% of rated speed and voltage and latches until generator set is switched to off or idle mode.

Modem control signal - Self-protected relay driver.

Paralleling breaker interface - Fused normally open relay contact (5 A, 30 VDC/180 VAC) for parallel breaker close signal and normally open contact for parallel breaker open signal.

Control power for auxiliary devices is available from the controller.

Network connections include:

Serial interface - This communication port is to allow the control to communicate with a personal computer running InPower service and maintenance software.

Echelon[®] LonWorks interface (option) - System allows for fast, effective incorporation of auxiliary I/O, remote annunciation, redundant start commands from Cummins transfer switches, and other control functions.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry, iWatch and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. S-1444h (4/08) Page 8 of 10



Software

InPower - An optional PC-based software service tool that is designed to directly communicate to PowerCommand generator sets and transfer switches to facilitate service and monitoring of these products.

PowerCommand for Windows® - An optional software tool that is used to remotely monitor and control generator sets, transfer switches and other on-site power system devices.

Certifications

PowerCommand meets or exceeds the requirements of the following codes and standards:

NFPA 110: For Level 1 systems

UL508: Recognized or Listed and suitable for use on UL 2200 Listed generator sets

CSA C282-M: 1999 compliance

CSA 22.2 No. 14 M91: Industrial Controls

ISO 8528-4: 1993 compliance, Controls and Switchgear

NFPA99: Standard for Health Care Facilities

CE Mark

EN 50081-1: Residential, Commercial, Light Industrial

EN 50081-2: Industrial

EN 50082-1: Residential, Commercial, Light Industrial

EN 50082-2: Industrial

ISO 7637, pulses #2b, 4: DC Supply Surge Voltage Test

Mil Std 202C, Method 101: Salt Fog Test

ANSI C62.41: Surge Withstand

IEC 801.2, 3, 4, 5

ISO9001: PowerCommand control systems and generator sets are designed and manufactured in ISO9001 certified facilities.

Warranty

PowerCommand control systems are a part of complete power systems provided by Cummins Power Generation and are covered by a one year limited warranty as a standard feature.

Extended warranty options are available for coverage up to 10 years.

Options and accessories

- Isolated bus paralleling. Provides all automatic and manual paralleling functions for systems that operate isolated from the utility service.
- Full function paralleling. Provides all paralleling functions, including automatic and manual operation, protection, and other features described in this document.
- Open transition power transfer control. Control will operate two circuit breakers to provide power transfer between a normal source and a generator in a "break before make" sequence.
- Fast closed transition power transfer control. Control will operate two circuit breakers to provide power transfer between a normal source and generator in a "make before break" sequence between live sources, and "break before make" from a failed source. Overlap between sources is 100 mS or less.
- Closed transition (ramping) power transfer control. Control will operate two circuit breakers to provide power transfer between a normal source and generator in a "make before break" sequence between live sources, and "break before make" from a failed source. Overlap time between sources is configurable, and control ramps load from source to source to minimize disturbances on transfer.
- Key-type mode select switch.
- Ground fault alarm module.
- Exhaust temperature monitoring.
- Alternator temperature monitoring.
- Network Interface Module
- Digital remote annunciator. (See S-1343)
- Digital output relay module (See S-1431)
- Modbus® interface. (See S-1471)
- Cummins Power Generation iWatch™ remote monitoring system (S-1518)
- Cummins Power Generation iWatch Wireless™ remote monitoring system (S-1572)
- ILSI (isochronous load sharing interface). Allows PowerCommand to share real load with other load sharing systems that incorporate analog load sharing lines. See document C604 for more information.
- Utility protective relaying. Gensets can be provided with power switching mechanisms and utility grade protective relaying to meet local grid protection requirements.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry, iWatch and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. S-1444h (4/08) Page 9 of 10



See your distributor for more information

Cummins Power Generation

Americas

1400 73rd Avenue N.E.
Minneapolis, MN 55432 USA
Phone: 763 574 5000
Fax: 763 574 5298

Europe, CIS, Middle East and Africa

Manston Park Columbus Ave.
Manston Ramsgate
Kent CT 12 5BF United Kingdom
Phone 44 1843 255000
Fax 44 1843 255902

Asia Pacific

10 Toh Guan Road #07-01
TT International Tradepark
Singapore 608838
Phone 65 6417 2388
Fax 65 6417 2399

Warning: Back feed to a utility system can cause electrocution and/or property damage. Do not connect to any building electrical except through an approved device or after building main breaker is open.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry, iWatch and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others.
S-1444h (4/08) Page 10 of 10



PowerCommand[®] Digital MasterControl[™] DMC1000



**Power
Generation**

Our energy working for you.™

Description

The DMC1000 is a dedicated purpose microprocessor-based controller that provides supervisory and power transfer functions (when required) for up to four generator sets with PowerCommand[®] digital paralleling controls (PCC). The control system, in conjunction with the digital generator set controls, is a fully automatic, distributed logic arrangement suitable for use in unattended applications.

The control system is configurable for use in many power system architectures, including isolated bus paralleling of generator sets in prime power or standby applications, and is also configurable for use in applications that require control of a normal source main circuit breaker or circuit breaker transfer pair.

In applications where the power transfer function is used, the control is configurable for open transition (load break) transfer of loads and closed transition (utility/mains parallel) operation in both fast (100 ms) and ramping type situations. The control system also includes utility (mains) paralleling functions for peak shaving and base loading applications.

The DMC1000 is thoroughly prototype-tested and incorporates a broad range of operational diagnostic functions to greatly enhance system reliability.

The control system includes an easy-to-use, full-function operator panel and LED-type remote annunciator. Common bus and transfer pair system configurations include a breaker auto/manual switch and manual breaker control switch(es).

The photo on this page illustrates equipment with standard and optional features.

Features

True RMS bus metering – Full-function true RMS bus AC metering (generator bus and utility bus--when used).

Load add and load shed sequence control (optional) - Automatic, reconfigurable sequencing of loads to prevent overload of the generator bus.

LED system status annunciator - Provides operator with visual and audible notification of system status and display of individual generator set status.

Load demand control system - Allows the system to switch off generator sets in a user-configurable sequence to conserve fuel and maximize generator set life.

Operator control panel - Includes full system AC metering, system status and alarm history, and also provides a password-protected means to readjust system operating parameters. A second, fully functional and redundant operator panel can be provided for operator convenience in a remote location.

Building management system interface – A Modbus[®] RTU register map is provided for customer use in configuring third party controls to monitor the system.

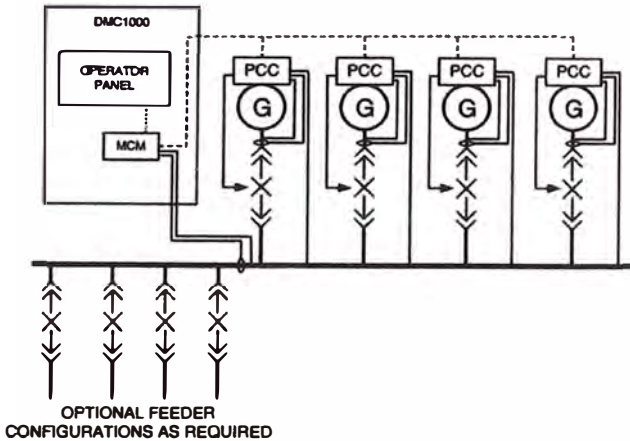
Suitable for use in severe environments - Control system is operational over a broad temperature range and is suitable for use in unheated and/or unventilated outdoor enclosures in most areas. The core controls are encapsulated for protection from environmental contamination such as dust and moisture.

Local service and parts - The entire Cummins Power Generation system is serviced and supported by a worldwide distribution system with factory-trained and -certified technicians and local parts support.

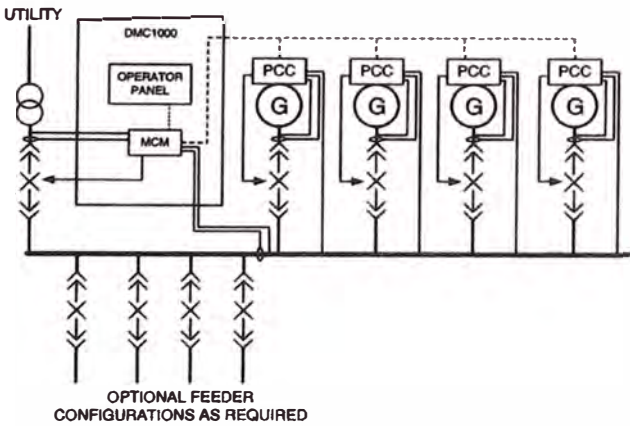
Common system configurations

The DMC1000 is designed to provide basic supervisory functions for the gensets, generator bus AC metering, utility bus AC metering (when used), system status, and power transfer functions, when necessary. The DMC1000 is configurable for operation in the following system configurations.

Isolated bus with or without genset main - System consists of an isolated bus and may include a genset main breaker. The system controls genset main breaker as a programmable function of bus capacity when required.

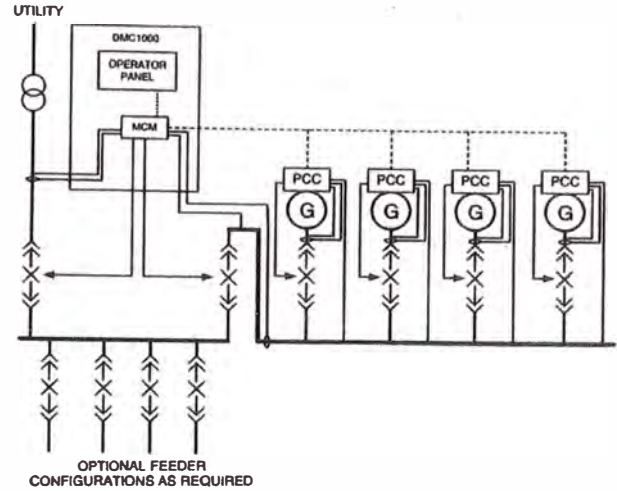


Common bus - System consists of a utility main breaker, but no genset main breaker (only individual genset paralleling breakers).



The system controls utility main breaker and genset paralleling breakers (via inhibit). Operation sequences are configurable for open transition transfer and ramping closed transition transfer. The system is suitable for use in peak shaving and base loading applications.

Transfer pair - System consists of a breaker pair - one a generator bus main, the other a utility main.



DMC1000 controls both breakers in open transition, fast closed transition, or ramping closed transition modes. It can also be programmed to exercise the generator set bus in parallel with the utility in either peak shave or base load operational modes.

Construction

The control system is housed in a rigid freestanding or wall mounted metal enclosed structure requiring front access only. The sheet metal components of the system are primed with a rust-inhibiting primer and finished with satin finish light grey.

Control components are totally isolated from power-carrying components by metal or insulating barriers.

All control wiring is rated and sized - as required - for safe, reliable operation. Each wire, device and functional component is identified by permanent identification.

Fuses are installed in DIN-rail mounted safety type fuse holders. Terminal blocks are provided for all field connections on DIN-rail mounted devices.

Construction specifications

	IEC configuration	UL/CSA configuration
Enclosure type	IP40	NEMA 1
Control wiring	85 °C/600 V	105 °C/600 V
Approval	<ul style="list-style-type: none"> • CE Marked • BS EN ISO 60439 1 	UL891 Listed/CSA certified
Operating range	<ul style="list-style-type: none"> • -20 to +70 °C • Up to 95% humidity (non-condensing) • Up to 2000 M 	<ul style="list-style-type: none"> • -40 to +70 °C (control only) • -20 to +70 °C (HMI) • Up to 95% humidity (non-condensing) • Up to 5000 M

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 Cummins Power Generation Inc. All rights reserved. Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. Specifications are subject to change without notice. S-1549e (11/08) Page 2 of 7



Operator panel



The DMC1000 is provided with an operator panel that displays system status and allows operator adjustment of system functions. A redundant operator panel, up to 1200 meters (4000 ft) distant, may also be used. The display is composed of a backlit LCD display with a series of six status LED lamps. The display is accompanied by six tactile-feel membrane switches that are used to navigate through menus for system control, monitoring and adjustments. A main screen one-line diagram with AC data gives a quick overview of current system status. Control and adjustments are password protected. The graphical display is capable of providing up to six lines of data with approximately 21 characters per line. It is adjustable for screen contrast and brightness.

The operator panel includes LED indicating lamps for the following functions:

- Utility parallel (green) - Lighted when generator sets are paralleled to utility/mains service.
- Lockout (red) - Indicates that the control system has experienced a local or remote failure that prevents automatic operation.
- Warning (amber) - Indicates that an abnormal condition exists in the control system that requires operator attention.
- Remote start (green) - Indicates that a remote system has signaled the generator sets to start and run.
- Auto (green) - Indicates that the control system is ready to operate in fully unattended, automatic mode, as programmed.
- Manual (amber) - The system has been commanded to a manual condition in which no automatic control actions will be taken.
- LCD display - The home screen (shown above) provides information in a one-line format relevant to the current system operating state. Information includes source availability, source connected status, voltage, frequency and power data. Faults can also be reset from the home screen.
- System status - The top line provides the current system status as well as countdown of any timer that is currently in effect, such as a retransfer timer.
- System control - The control menus allow initiating a test, base load, or peak shave operation as well as easy access to adjustments for relevant operating set points.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 Cummins Power Generation Inc. All rights reserved. Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. Specifications are subject to change without notice.
S-1549e (11/08) Page 3 of 7

- Adjustments - The adjustment screens allow complete configuring, set up and fine tuning of the controller settings.
- Monitoring - The monitor screens provide organized access to all controller data including AC data, load demand status information, breaker position information and analog and discrete input and output readings.
- Faults - Diagnostics pop up on the display when they occur and can be acknowledged with a single key press. Fault history information can be viewed through the menu navigation.

The operator panel includes LED system status display, a backlit LCD display panel and tactile-feel pushbutton switches to allow operator viewing of detailed system data and configuration of the control system to current and future needs.

Control functions



Control functions in the system are managed by the PowerCommand MCM3320 control (MCM). This control is a fully configurable, microprocessor-based controller and provides all core system functions in a flexible, reliable, prototype-tested configuration.

The MCM is a single-board, encapsulated control module that interfaces to external components through locking plug-in terminal blocks suitable for wiring up to 2.5 mm (12 gage). It includes a series of integrated operator display functions.

On-board LEDs provide the following service status indications:

- Control operating (green flashing)
- Utility connected (green)
- Utility available (green)
- Generator bus connected (amber)
- Generator bus available (amber) (MCM)
- Common warning (amber)
- Not in auto (red flashing)
- Fail to synchronize (red)
- Synchronizing (green flashing)
- Sync check OK (green)

An on-board alphanumeric coded display provides the following status indications:

- Timing to start
- Timing to stop
- Timing program transition



- Timing to transfer
- Timing to retransfer
- Synchronizing
- OK to close
- Base load mode
- Peak shave mode
- Ramping load on
- Ramping load off
- Manual mode
- Standby mode
- Utility failed
- Test mode
- Inhibit
- Extended parallel

The display also provides fault information to the user.

Bus synchronizing - Control incorporates a digital master synchronizing function to force a bus of connected generator sets to match the frequency, phase and voltage of another source, such as a utility grid. The synchronizer includes provisions for proper operation even with highly distorted bus voltage waveforms and will accommodate up to a minimum of 20 gensets. The synchronizer can match other sources over a range of 90-110% of nominal voltage and up to +/- 3 Hz. The synchronizer function is configurable for slip frequency synchronizing for applications requiring a known direction of power flow at instant of breaker closure or for applications where phase synchronization performance is otherwise inadequate.

Sync check - The independent sync check function determines when permissive conditions have been met to allow breaker closure. Adjustable criteria are: phase difference from 0.1-20 degrees, frequency difference from 0.001-1.0 Hz, voltage difference from 0.5-10% and a dwell time from 0.5-5.0 seconds. Internally the sync check is used to perform closed transition operations.

Dual source bus AC metering - The control provides comprehensive 3-phase AC metering functions for both monitored sources, including: 3-phase voltage (L-L and L-N) and current, frequency, phase rotation, individual phase and totalized values of kW, kVAR, kVA and Power Factor; totalized positive and negative kW hours, kVAR hours and kVA hours. Three wire or four wire voltage connection with direct sensing of voltages to 480 V and up to 35 kV with external transformers. Current sensing is accomplished with either 5 A or 1 CT secondaries and with up to 10,000 A primary.

Power transfer control - Provides integrated automatic power transfer functions including source availability sensing, gensets start/stop and transfer pair monitoring and control. The transfer/retransfer is configurable for open transition, fast closed transition (less than 100 ms interconnect time), or soft closed transition (load ramping) sequences of operation. Utility

source failure will automatically start gensets and transfer load, retransferring when utility source returns.

Test will start gensets and transfer load if test with load is enabled.

Sensors and timers include:

- Undervoltage sensor - 3-phase L-N or L-L under voltage sensing adjustable for pickup from 85-100% of nominal. Dropout adjustable from 75-98% of pickup. Dropout delay adjustable from 0.1-30 sec.
- Overvoltage sensor - 3-phase L-N or L-L over voltage sensing adjustable for pickup from 95-99% of dropout. Dropout adjustable from 105-135% of nominal. Dropout delay adjustable from 0.5-120 sec. Default setting is disabled.
- Over/under frequency sensor - Center frequency adjustable from 45-65 Hz. Dropout bandwidth adjustable from 0.3-5% of center frequency beyond pickup bandwidth. Pickup bandwidth adjustable from 0.3-20% of center frequency. Default setting is disabled.
- Loss of phase sensor - Detects out-of-range voltage phase angle relationship. Default setting is disabled.
- Phase rotation sensor - Checks for valid phase rotation of source. Default setting is disabled.
- Breaker tripped - If the breaker tripped input is active, the associated source will be considered unavailable.
- Genset online capacity sensor - Optionally enabled sensor. Use to require minimum kW capacity online before closing generator bus main breaker.
- Timers - Control provides adjustable start delay from 0-3600 sec, stop delay from 0-3600 sec, transfer delay from 0-120 sec, retransfer delay from 0-1800 sec, programmed transition delay from 0-60 sec and maximum parallel time from 0- 800 sec.

Breaker control - Utility main and genset main breaker interfaces include separate relays for opening and closing breaker, as well as inputs for both 'a' and 'b' breaker position contacts and tripped status. Breaker diagnostics include contact failure, fail to close, fail to open, fail to disconnect, and tripped. Upon breaker failure, appropriate control action is taken to maintain system integrity (max 30 VDC, 10 A or 250 VAC, 10 A).

Extended paralleling - In extended paralleling mode (when enabled) the controller will start gensets and parallel to a utility source, then govern the real and reactive power output of the gensets based on the desired control point. The control point for the real power (kW) can be configured for either the genset bus metering point ("base load") or the utility metering point ("peak shave"). The control point for the reactive power (kVAR or power factor) can also be independently configured for either the genset bus metering point or the utility metering point. This flexibility would allow base kW load from the gensets while maintaining the utility power factor at a reasonable value to avoid penalties due to low power factor. The system always operates within genset ratings. The control point can be changed

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 Cummins Power Generation Inc. All rights reserved. Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. Specifications are subject to change without notice.

S-1549e (11/08) Page 4 of 7



while the system is in operation. Set points can be adjusted via hardwired analog input or adjusted through an operator panel display or service tool.

Scheduler - The scheduler (when enabled) allows the system to be operated at preset times in either test without load, test with load, or extended parallel mode. A real-time clock is built in. Up to 12 different programs can be set for day of week, time of day, duration, repeat interval and mode. For example, a test with load for one hour every Tuesday at 2 a.m. can be programmed. Up to six different exceptions can also be set up to block a program from running during a specific date and time period.

Load demand - Load demand (when enabled) will attempt to match generating capacity to load, typically for the conservation of fuel or optimizing of generator set life. The load demand function will support from two to four gensets. Shutdown sequence can either be a fixed sequence or can be based on running hours. With fixed sequence method, the sequence can be changed while the system is in operation. Running hours method will attempt to equalize genset hours over time by exchanging stopped and running gensets. To protect system integrity, load demand will restart all gensets whenever an overload condition is detected. The minimum amount of capacity to maintain online is adjustable. Initial delay for load demand to begin operation is adjustable from 1-60 minutes. Shutdown threshold is adjustable from 20-100% of online capacity minus one. Shutdown delay is adjustable from 1-60 minutes. Restart threshold is adjustable from 20-100% of online capacity. Run hours differential is adjustable from 1-500 hours.

Load add/shed (optional) - Load add and shed will control and monitor up to six load step levels (such as feeder breaker or automatic transfer switches) in any combination. Up to six levels of load add, and up to five levels of load shed may be defined. The load add/shed function will support up to four gensets. Loads can be added as gensets come online as well as on a timed basis. Loads are shed on a timed basis when an overload condition is detected, protecting system integrity. Shed loads can be restored through operator action. Manual load add and shed is also provided. Load add delay is adjustable from 1-60 sec. Load shed delay is adjustable from 1-10 sec.

Data logging - The control maintains a record of up to 20 control operations, warning conditions and other events. Records are time stamped.

Fault simulation mode - The control, in conjunction with InPower™ software, will accept commands to allow a technician to verify the proper operation of the control and its interface by simulating failure modes or by forcing the control to operate outside of its normal operating ranges. InPower also provides a complete list of faults and settings for the protective functions provided by the controller.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 Cummins Power Generation Inc. All rights reserved. Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. Specifications are subject to change without notice. S-1549e (11/08) Page 5 of 7

Protective Functions - The control provides the following system protective functions for each breaker or bus. Note that each protective function will cause the control to take intelligent corrective action to best resolve the problem until an operator can address it. See the *Intelligent protective action* section for details.

Diagnostics can be mapped to any of 8 configurable low-side driver outputs for external use such as driving relays, lamps or as signals to other system devices.

- Breaker fail to close warning - When the controller signals a circuit breaker to close; it will monitor the breaker auxiliary contacts and verify that the breaker has closed. If the control does not sense a breaker closure within an adjustable time period after the close signal, the fail to close warning will be initiated.
- Breaker position contact warning - The controller will monitor both 'a' and 'b' position contacts from the breaker. If the contacts disagree as to the breaker position, the breaker position contact warning will be initiated.
- Breaker fail to open warning - The control system monitors the operation of breakers that have been signaled to open. If the breaker does not open within an adjustable time delay, a breaker fail to open warning is initiated.
- Breaker tripped warning - The control accepts inputs to monitor breaker trip/bell alarm contact and will initiate a breaker tripped warning if it should activate.
- Fail to disconnect warning - If the controller is unable to open either breaker, a fail to disconnect warning is initiated. Typically, this would be mapped to a configurable output, allowing an external device to trip a breaker.
- Fail to synchronize warning - Indicates that the generator set bus could not be brought to synchronization with the system bus. Configurable for adjustable time delay of 10-120 seconds.
- Bus overload warning - The control monitors genset bus load relative to the online capacity and monitors bus frequency. On a configurable basis, control will initiate a bus overload warning if the bus kW load exceeds an adjustable threshold (80-140%) for an adjustable delay (0-120 s), or if the bus frequency falls below an adjustable threshold (0.1-10 Hz) for an adjustable delay (0-20 s), or both.
- Maximum parallel time warning - During closed transition load transfers, control independently monitors paralleled time. If time is exceeded, warning is initiated and genset bus is disconnected.

Intelligent protective action

When abnormal situations are detected by the control, it will provide as much corrective action as possible to keep the system operating.

Utility main breaker fail to close warning - Control will start the gensets and transfer load to the genset bus and remain there until the operator resets the fault condition and resolves the problem.



Genset main breaker fail to close warning

Control will return to the utility source and will not retry until operator resets the fault condition and resolves the problem.

Breaker position contact warning - Control will check for current above a threshold on all three phases. If criteria is met, control will remain on the source. If not, control will attempt to transfer to other source.

Fail to synchronize warning - If the control is trying to perform a closed transition retransfer, but fail to sync occurs, the control can be configured to perform the retransfer using open transition.

Control interface - outputs

Configurable customer outputs - Control includes eight output signals (low-side relay drivers) for use by external equipment. These are configurable for any available control warning or event. Default settings are: common warning, fail to sync, genset bus available, utility bus available, fail to disconnect, sync check ok and sync output limit. External relays can be powered from the controller.

Generator set signals - For each generator set in the control system, the control provides start command, load demand control, and control of the generator set excitation and fuel control systems for load control while paralleled with the utility service (mains).

Genset main and utility main breaker interfaces - Dedicated separate relays are provided for breaker open and breaker close circuits.

Network connections

Serial interface - This communication port allows the control to communicate with a personal computer running InPower service and maintenance software.

Modbus RTU Interface - Provides a standard register map of system data for use in monitoring by a remote device. Controller is a Modbus RTU slave device capable of communication on either RS232 or RS485. Modbus address is configurable. A complete array of system control, adjustments and monitoring data are available and are documented in a published register map.

Control power

Control power for the system is derived from the generator set 24 VDC starting batteries. A solid-state, no-break, "best battery" selector system is provided so that control voltage is available as long as any generator set battery bank in the system is available. All incoming battery banks are isolated to prevent the failure of one

battery bank from disabling the entire system. The core system control has redundant control power inputs for added reliability, as well as separate high/low DC voltage monitoring.

The PowerCommand control (on each generator set in the system) continually monitors the battery charging system for low and high DC voltage and runs a battery load test every time the engine is started. Functions and messages on the generator paralleling control include:

- Low DC voltage (battery voltage less than 24 VDC, except during engine cranking)
- High DC voltage (battery voltage greater than 32 VDC)

Optional load add/shed modules



(AUX101, AUX102)

These modules provide the relay outputs and switch position inputs for controlling and monitoring up to 6 sets of load feeder breakers or 6 sets of transfer switches.

System annunciator panels



A standard system annunciator panel provides LED indication of the following alarm and status conditions:

- Utility (mains) available
- Utility (mains) connected
- Genset bus available
- Genset bus connected
- Not in auto
- Common alarm
- Fail to sync
- Genset 1 running
- Genset 2 running
- Genset 3 running

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 Cummins Power Generation Inc. All rights reserved. Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. Specifications are subject to change without notice.
S-1549e (11/08) Page 6 of 7



- Genset 4 running
- Test
- Extended parallel
- Genset bus overload
- Load demand mode
- Spares (4)

An optional system annunciator panel provides LED indication of the following alarm and status conditions:

- Level x loads on (one for each of 6 levels)
- Level x load shed (one for each of 5 levels) see document S-1472 for more information on this module

Optional bar graph interfaces



(HMI112)

The control is available with optional bar graph displays. Two displays are used with one bar graph dedicated to the utility source and the other to the genset bus. The bar graphs provide a dynamic visual indication of the following readings for each source:

- L1 current percent
- L2 current percent
- L3 current percent
- Total kW percent
- Power factor
- Frequency percent
- L1L2 voltage percent
- L2L3 voltage percent
- L3L1 voltage percent
- Load add/shed modules

Software

InPower is a PC-based software service tool that is designed to directly communicate to PowerCommand products to facilitate setup, service and monitoring of these products.

Certifications

PowerCommand DMC1000 meets or exceeds the requirements of the following codes and standards:

- UL 508 recognized
- CE Mark
- ISO 7637, pulses #2, 3a, 3b, 5, 7
- BS EN 60439-1:1999
- BS ISO 8528-4:2005
- BS EN 60204-1:1993
- BS EN ISO 12100-2:2003
- EN55011, Class B Radiated Emissions
- EN55011, Class B Conducted Emissions
- IEC 1000-4-5 (EN 61000-4-5); AC Surge Immunity. Similar waveforms are described in ANSI/IEEE 62.41-1991
- IEC 1000-4-4 (EN 61000-4-4) Fast Transients Immunity
- IEC 1000-4-2 (EN 61000-4-2) Electrostatic Discharge Immunity
- IEC 1000-4-3 (EN 61000-4-3) Radiated Field Immunity
- IEC 1000-4-6 Conducted Field Immunity
- IEC 1000-4-11 Voltage Dip Immunity

PowerCommand control systems are designed and manufactured in ISO9001-certified facilities.

Warranty

PowerCommand control systems are a part of complete power systems provided by Cummins Power Generation, and are covered by a one-year limited warranty as a standard feature.

Various warranty options are available. Consult your local distributor for details.

Options and accessories

- Load shed relays (standard 6 levels)
- Load add relays (standard 6 levels)
- Freestanding cabinet
- DC station battery system
- Utility interconnection equipment, including protection relay(s), as required for local application requirements
- Single NER (neutral earth relay control)
- Bar graph display for each source bus
- Load status annunciator

See your distributor for more information

Cummins Power Generation

Americas

1400 73rd Avenue N.E.
Minneapolis, MN 55432 USA
Phone: 763 574 5000
Fax: 763 574 5298

Europe, CIS, Middle East and Africa

Manston Park Columbus Ave.
Manston Ramsgate
Kent CT 12 5BF United Kingdom
Phone 44 1843 255000
Fax 44 1843 255902

Asia Pacific

10 Toh Guan Road #07-01
TT International Tradepark
Singapore 608838
Phone 65 6417 2388
Fax 65 6417 2399

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2008 Cummins Power Generation Inc. All rights reserved. Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. Specifications are subject to change without notice.
S-1549e (11/08) Page 7 of 7

