

**DIMENSIONAMIENTO DE LOS
MOTORES Y GENERADORES EN
APLICACIONES DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

Contenido

Consideraciones de clasificación de grupos electrógenos	2
Definiciones de clasificación	2
Factor de carga del grupo electrógeno	3
Potencia auxiliar de emergencia	3
Potencia auxiliar	3
Potencia principal	3
Potencia continua	3
La norma ISO 8528-1 (2005) de la Organización de	4
Potencia de operación continua (COP)	4
Potencia de funcionamiento principal (PRP)	4
Potencia de funcionamiento de tiempo limitado (LTP)	4
Administración de carga	4
Aislado de la empresa de servicios públicos de energía menos de 500 horas por año	5
Aislado de la empresa de servicios públicos de energía más de 500 horas por año	5
Operación en paralelo con la empresa de servicios públicos de energía durante menos de 500 horas por año	5
Operación en paralelo con la empresa de servicios públicos de energía durante más de 500 horas por año	6
Normas	6
Capacidad de clasificación del generador	7
Límites de tolerancia del generador	8
Impacto de las condiciones del sitio en las clasificaciones de los grupos electrógenos	9

Altitud.....	9
Calor	9
Ambientes corrosivos	9
Humedad	9
Polvo.....	10
Respuesta transitoria.....	10
Criterios para dimensionamiento	11
Arranque del motor	12
Carga de bloque	13
Normas de respuesta transitoria	13
Consideraciones del motor	14
Configuración del motor	19
Sistema de aire	19
Motores de gas	20
Capacidad de carga en bloque o respuesta transitoria	20
Interacción del sistema	21
Reguladores de voltaje	21
Regulador de voltaje digital	22
Requisitos del cliente	24
Demanda de potencia	24
Requisitos de potencia en el sitio	24
Administración de carga.....	24
Perfiles de carga	24
Estimación de datos de carga	26
Clasificación de las cargas	26
Cálculo de la carga VA/pies ²	27
Pasos de carga	28

Priorización	28
Desconexión de cargas	29
Cargas intermitentes	29
Categorías adicionales de carga	29
Estrategias de administración de carga	29
Corte de crestas	30
Carga fundamental	30
Importación cero/Exportación cero	31
Compartición de crestas	32
Cogeneración	32
Curvas de duración de carga	33
Pautas para estimación de cargas	33
Crecimiento de la carga	34
Factor de demanda	35
Factor de diversidad	36
Factor de demanda y factor de diversidad en la determinación del tamaño	37
Caídas de frecuencia	37
Carga en bloque y normas	37
Requisitos de arranque	38
Aceptación de carga	38
Arranque de 10 segundos	38
Centros de atención médica y NFPA 99	39
Selección del combustible	39
Rendimiento	40
Emisiones	40
Factores de corrección	41

"Nominal" comparado con "No exceder"	42
Equilibrio térmico	42
Uso de cogeneración	43
Análisis de carga.....	44
Cargas de sistemas de iluminación	45
Cargas lineales de sistemas de iluminación	45
Sistemas de iluminación	45
Iluminación incandescente	46
Corriente interna de lámparas de tungsteno	46
Cargas no lineales de sistemas de iluminación	46
Lámparas fluorescentes	47
Lámparas de descarga de gas	47
Cargas de motores	47
Motores de inducción	48
Rotor de devanado (anillo colector)	49
Definición de deslizamiento	50
Motores sincrónicos	51
Motores CC.....	51
Motores monofásicos	52
Motores trifásicos	53
Rendimiento del motor	53
Clase de diseño	53
Arranque del motor	55
Factor de potencia de arranque	58
Carga de arranque del motor	59
Par del motor	59
Voltaje del motor	64

Técnicas de arranque del motor	65
Arranque a voltaje pleno	65
Arranque suave - Arranque amortiguado del motor con carga.....	68
Arranque de voltaje reducido	68
Métodos de arranque reducido	70
Arranque intermitente	77
Técnicas de localización y solución de problemas de arranque del motor	77
Cargas variadas	78
Mandos de velocidad ajustable (variable)	78
Sistemas de Rectificador Controlado de Silicio (SCR)	79
Cargas de soldadura	80
Suministro de Potencia Ininterrumpida (UPS)	81
Potencia regenerativa	87
Transformadores	88
Cargas críticas	90
Consejos útiles de aplicación de carga	91
Cargas monofásicas	94
Equilibrio de la carga	94
Diagramas de una línea	96
Consideraciones de selección de grupos electrógenos	101
Tipos de carga.....	101
Cargas lineales	101
Cargas no lineales	102
Contenido de armónicas	103
Consideraciones del generador	105

Calentamiento del generador	105
Impacto de reactancia del generador	105
Distorsión de onda	106
AVR y excitación del generador	108
Determinación de la distorsión	109
Paso del generador	109
Paso de 2/3.....	109
Cargas no lineales y paso de 2/3	110
Operación en paralelo y paso de 2/3	110
Aplicaciones que requieren paso de 2/3	110
Otras consideraciones de selección de grupos electrógenos	111
Gama de voltaje/Número de cables	111
Selección de voltaje del grupo eléctrico	112
Instalaciones con varios motores	113
Operación en paralelo	113
Caídas y reguladores	116
Compensación del regulador	117
Control de carga	118
Orden de carga	118
Apagado de la unidad	118

Prólogo

Esta sección de la Guía de Aplicación e Instalación describe la selección de motores y generadores en aplicaciones de energía eléctrica, en sistemas con motores Caterpillar®. Otros sistemas de motores, componentes y principios se tratan en otras secciones de esta Guía de Aplicación e Instalación.

La información y los datos específicos de cada motor se pueden obtener de diferentes fuentes. Consulte la sección 'Introducción' de esta guía para obtener referencias adicionales.

Los sistemas y los componentes descritos en esta guía pueden no estar disponibles o no aplicar a todos los motores.

Dimensionamiento de Motores y Generadores en Aplicaciones de Energía Eléctrica

Los grupos electrógenos, en el mismo sitio de trabajo, se usan en una variedad de aplicaciones. Se usan cada vez más en aplicaciones de administración de carga gracias a la desregulación y a la privatización de las empresas de servicios públicos. Algunos grupos electrógenos se usan estrictamente como "respaldo" para emergencias y, en otros casos, como la fuente principal de energía eléctrica.

Aunque pueden usarse programas de computadora para un dimensionamiento adecuado del grupo electrógeno, es provechoso comprender las fórmulas, cálculos y factores no numéricos para determinar los requerimientos de tamaño.

Se deben considerar los siguientes temas, tratados específicamente en esta sección.

- Clasificaciones del motor
- Aplicaciones del cliente
- Análisis de carga
- Criterios de selección de los grupos electrógenos
- Instalaciones con varios motores

CONTENIDO DE LA SECCIÓN

Consideraciones de clasificación de los grupos electrógenos 2

- Definiciones de clasificación
- Administración de carga
- Normas
- Impacto de las condiciones del sitio en las clasificaciones de los grupos electrógenos
- Respuesta transitoria
- Normas de respuesta transitoria

Requisitos del cliente 24

- Demanda de potencia
- Pasos de carga
- Factor de demanda
- Factor de diversidad
- Factores de demanda y diversidad en el dimensionamiento

- Requisitos de arranque

- Rendimiento

Análisis de carga 44

- Cargas de sistemas de iluminación
- Cargas de motores
- Rendimiento del motor
- Técnicas de arranque del motor
- Cargas variadas

Selección de grupos electrógenos Consideraciones..... 101

- Tipos de carga
- Contenido de armónicas
- Consideraciones de generadores
- Instalaciones con varios motores

Consideraciones de clasificación de grupos electrógenos

Definiciones de clasificación

Un grupo electrógeno se compone de un motor y un generador. Sin embargo, es mejor considerar el motor y el generador como un sistema. Individualmente, cada uno tiene características únicas; pero como sistema, estas cualidades tienen un impacto significativo en el rendimiento y en el dimensionamiento del sistema de grupo electrógeno.

Las capacidades del motor y el generador se consideran individual y conjuntamente cuando se seleccionan grupos electrógenos. Los motores producen potencia al freno (o kilovatios) mientras controlan la velocidad o la frecuencia. Los generadores determinan el comportamiento del motor, pero son responsables, principalmente, de transformar la potencia del motor en kilovoltios-amperios (kVA) y kilovatios eléctricos (kW). Éstos también deben satisfacer los flujos altos de "corriente de magnetización" (kVAR) o las condiciones de corrientes transitorias del equipo eléctrico.

Generalmente, un grupo electrógeno dispone de un generador que corresponde con la capacidad de salida del motor. El dimensionamiento de los motores se relaciona con la potencia actual en kW requerida para cumplir con las necesidades de la instalación. El generador, por otra parte, debe poder manejar la potencia aparente máxima medida en kVA. La potencia real puede identificarse de varias maneras. Puede calcularse tomando las clasificaciones de la placa del equipo que impulsará el

generador. Si se hace ésto, también deben considerarse las eficiencias del equipo. La potencia real puede determinarse mediante un análisis de carga de la instalación. Ésto implica un estudio de los requisitos de potencia durante un período de tiempo.

$$ekW = pf \times kVA$$

$$bkW = \frac{ekW}{eff} + \text{Demanda del ventilador}$$

$$kVA = \text{kVA de salida del generador}$$

pf = factor de potencia de la carga conectada

ekW = energía eléctrica (kW eléctrico)

bkW = potencia del motor (kW al freno)

eff = eficiencia del generador

Cuando los kW no se indican como eléctricos (ekW) ni como al freno (bkW), es importante aclarar cuál de las dos aplican cuando se realizan cálculos o comparaciones de productos.

Factor de carga del grupo electrógeno

El factor de carga de un grupo electrógeno se usa como criterio de clasificación. Se calcula hallando el producto de varias cargas:

Factor de carga = % de tiempo x % de carga

$$\% \text{ de tiempo} = \frac{\text{tiempo en carga específica}}{\text{tiempo de operación total}}$$

$$\% \text{ de carga} = \frac{\text{carga específica}}{\text{carga nominal}}$$

El tiempo extendido de velocidad baja en vacío y el tiempo en que el grupo electrógeno no está en operación, no se incluye en el cálculo del factor de carga.

Por ejemplo, suponga que una instalación tiene un grupo electrógeno clasificado a 550 kW y opera dos horas a la semana. Durante estas dos horas, opera a 400 kW por 1,5 horas. Encuentre el factor de carga.

Las fórmulas indican lo siguiente:

$$\% \text{ de carga} = \frac{400 \text{ kW}}{550 \text{ kW}} = 0,73$$

$$\% \text{ de tiempo} = \frac{90 \text{ min.}}{120 \text{ min.}} = 0,75$$

$$\text{Factor de carga} = 0,73 \times 0,75 = 54,75\%$$

Este factor de carga indicaría que el grupo electrógeno podría usarse como auxiliar, debido a que cumple con el factor de carga y con otros criterios de clasificación.

Las definiciones de clasificación de potencia de los grupos electrógenos Caterpillar se basan en el factor de carga típico, las horas de uso por año, la demanda máxima y el uso en la aplicación. A continuación se indican las clasificaciones de potencia de los grupos electrógenos Caterpillar: auxiliar para emergencia, auxiliar, principal y continua.

Potencia auxiliar de emergencia

Uso típico de 50 horas por año con un máximo de 200 horas por año. El factor de carga variable típico es 70%.

Potencia auxiliar

Uso máximo de 500 horas por año, hasta 300 horas continuas y operación con cargas variables. Sin sobrecarga disponible. La clasificación es equivalente a la Principal +10%. El factor de carga máximo es 70% de la clasificación auxiliar.

Potencia principal

Horas ilimitadas de uso. Factor de carga (70%, máximo/80% si no hay costo adicional) de la potencia principal publicada, en un período de 24 horas. La sobrecarga de 10% está limitada a 1 hora en 12 horas, pero sin exceder 25 horas por año. La sobrecarga de 10% está disponible en conformidad con la norma ISO 3046-1 (2002). La vida útil hasta el reacondicionamiento del motor depende de la operación, como se describe en la norma ISO 8528 (2005). El tiempo de operación con carga mayor a 100% puede afectar la vida útil hasta el reacondicionamiento.

Potencia continua

Horas ilimitadas de uso. Factor de carga de 100% de la potencia continua publicada. Generalmente, en conformidad con la norma ISO 8528 (2005) de potencia continua.

Nota: La operación que exceda estas definiciones de clasificación resultará en una menor vida útil y mayores costos del generador y del motor por año.

La norma ISO 8528-1 (2005) de la Organización de

Normas Internacionales (ISO) define tres tipos de servicio:

- Potencia de operación continua (COP)
- Potencia de funcionamiento principal (PRP)
- Potencia de funcionamiento de tiempo limitado (LTP)

Potencia de operación continua (COP)

La potencia de operación continua es la potencia que un grupo electrógeno puede operar en carga continua para un número ilimitado de horas bajo condiciones ambientales definidas. Para cumplir estas normas, debe seguirse el mantenimiento estipulado por el fabricante.

Potencia de funcionamiento principal (PRP)

La potencia de funcionamiento principal es la potencia de un grupo electrógeno durante una secuencia de potencia variable para un número ilimitado de horas bajo condiciones ambientales definidas. Para cumplir estas normas, debe seguirse el mantenimiento estipulado por el fabricante.

Potencia de funcionamiento de tiempo limitado (LTP)

La potencia de funcionamiento de tiempo limitado es la potencia máxima que un grupo electrógeno entrega en un período de hasta 500 horas por año bajo condiciones ambientales definidas. Sólo 300 horas pueden ser

de funcionamiento continuo. Para cumplir estas normas, debe seguirse el mantenimiento estipulado por el fabricante.

Con frecuencia, las especificaciones se indican en términos y normas ISO.

La Tabla No. 1 muestra las clasificaciones ISO de grupos electrógenos y la correlación con las clasificaciones de grupos electrógenos Caterpillar.

Clasificaciones de grupos electrógenos	
ISO	Caterpillar
ESP	Potencia auxiliar de emergencia
LTP	Auxiliar de emergencia
PRP	Principal
COP	Continua

Tabla 1

Administración de carga

La administración de carga es el control cuidadoso de las cargas del grupo electrógeno y/o de la empresa de servicios públicos de energía, con el fin de tener los costos eléctricos más bajos posibles. Además, Caterpillar tiene dos categorías amplias de clasificación, en términos de administración de carga:

- Aislado de la empresa de servicios públicos de energía
- Operación en paralelo con la empresa de servicios públicos de energía

Aislado de la empresa de servicios públicos de energía menos de 500 horas por año

Salida disponible con carga variable durante menos de 6 horas por día*.

* Potencia de emergencia con combustible en conformidad con las normas ISO 3046/1, AS2789, DIN6271 y BS5514.

Factor de carga típico =	60% o menos
Horas típicas por año =	Menos de 500 horas
Demanda máxima típica =	80% de kW nominal con 100% de clasificación disponible para la duración de una interrupción de corriente eléctrica de emergencia.
Aplicación típica =	Tasas ininterrumpibles de la empresa de servicios públicos de energía, compartición de crestas.

Aislado de la empresa de servicios públicos de energía más de 500 horas por año

Salida disponible con carga variable durante más de 500 horas por año y menos de 6 horas por día*.

**Potencia principal en conformidad con la norma ISO 8528. Potencia de sobrecarga en conformidad con la norma ISO 3046/1, AS2789, DIN6271 y BS5514.

Factor de carga típico = 60% a 70%

Horas típicas por año = Más de 500 horas

Demanda máxima típica = 100% de clasificación principal más 10% de clasificación usada ocasionalmente.

Aplicación típica = Compartición de crestas o cogeneración.

Operación en paralelo con la empresa de servicios públicos de energía durante menos de 500 horas por año

Salida disponible sin carga variable durante menos de 500 horas por año.

Factor de carga típico = 60% a 70%

Horas típicas por año = Menos de 500 horas

Demanda máxima típica = 100% de clasificación principal usada ocasionalmente.

Aplicación típica = Compartición de crestas.

Operación en paralelo con la empresa de servicios públicos de energía durante más de 500 horas por año

Salida disponible sin variación de carga por tiempo ilimitado***.

*** Clasificación de potencia continua en conformidad con las normas ISO 8528, ISO 3046/1, AS2789, DIN6271 y BS5514.

Factor de carga típico =	70% a 100%
Horas típicas por año =	Sin límite
Demanda máxima típica =	100% de clasificación continua usada 100% del tiempo.
Aplicación típica =	Carga base, empresa de servicios públicos de energía, compartición de crestas, cogeneración, operación en paralelo.

Dependiendo de la aplicación del grupo electrógeno se determinará el tamaño requerido. Por ejemplo, si para un carga dada, el grupo electrógeno sólo se usará como auxiliar para sólo una carga crítica, entonces puede usarse un grupo electrógeno kW más pequeño, en lugar que el usado para potencia principal.

Normas

Los grupos electrógenos Caterpillar están en conformidad con la Organización de Normas Internacionales (ISO) y con las normas de la Sociedad de Ingenieros Automotrices (SAE). Cada organización usa diferentes técnicas y tolerancias para las clasificaciones de potencia y consumo de combustible.

La norma ISO 3046-1 es específica para motores y la norma ISO 8528 para grupos electrógenos.

La norma ISO 8528 tiene 12 secciones. La primera sección describe las aplicaciones, clasificaciones y rendimiento. Las secciones restantes se indican a continuación por número de sección.

2. Características específicas del motor
3. Generadores de corriente alterna
4. Especificaciones de conmutadores y arrancadores
5. Especificaciones de grupos electrógenos
6. Métodos de prueba
7. Declaraciones técnicas para especificación y diseño
8. Grupos electrógenos de potencia baja
9. Requisitos para la medición y la evaluación de la vibración mecánica
10. Normas sobre ruido
11. Sistemas de suministro de potencia dinámica e ininterrumpida
12. Suministro de potencia de emergencia para servicios de seguridad

Capacidad de clasificación del generador

Los grupos electrógenos están limitados en sus clasificaciones por las condiciones y aplicaciones del generador y el motor.

Generalmente, las clasificaciones de los generadores están limitadas térmicamente. Están limitadas por la cantidad de calor interno generado y por la cantidad de calor disipado. Una definición más precisa es el aumento de la temperatura del devanado por encima de la temperatura ambiente. En otras palabras, la unidad retiene parte del calor, lo que aumenta la temperatura de la unidad. La clasificación de generadores de la Asociación de Fabricantes Eléctricos Nacionales (NEMA) se basa en el límite de "aumento de temperatura" de los generadores. Además de los Estados Unidos, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) tiene límites para el aumento de temperatura de los generadores, que pueden consultarse en IEC 6034-22 (1996) y IEC 6034-1 (2004).

El aumento de temperatura es el aumento de la temperatura del devanado por encima de la temperatura ambiente. La temperatura ambiente es la temperatura del aire de enfriamiento que ingresa por las aberturas de ventilación de la máquina.

Este aumento de temperatura se presenta debido al flujo de corriente en los devanados y a las pérdidas internas que ocurren durante la operación de la máquina.

Las clases más comunes de generadores son la clase "F" y "H". Para todas las clases, NEMA asume que la operación se realiza a una

temperatura ambiente menor o igual que 40°C. Los límites de aumento de temperatura también permiten un margen de 10°C en puntos de sobrecalentamiento. Un punto de sobrecalentamiento es el punto de los devanados del estator con la temperatura más alta.

La Tabla No. 2 muestra el aumento de temperatura para los generadores de clase F y H en diferentes clasificaciones.

Clase de generador	Aumento de temperatura (°C)	Clasificación del paquete de grupo electrógeno
F H	80 —	Continua
F H	105 125	Principal Principal
F H	130 150	Auxiliar Auxiliar

Tabla 2

Para potencia principal, la clase F tiene un aumento de 105°C o un límite de temperatura total menor o igual que 155°C (temperatura ambiente de 40°C + margen en puntos de sobrecalentamiento de 10°C + aumento de temperatura de 105°C).

La clase H permite un aumento de 125°C o un límite de temperatura total menor o igual que 175°C:

$$40^{\circ}\text{C} + 10^{\circ}\text{C} + 125^{\circ}\text{C}$$

Para potencia principal, la clase F tiene un límite de aumento de temperatura de 130°C o una temperatura total de 180°C:

$$40^{\circ}\text{C} + 10^{\circ}\text{C} + 130^{\circ}\text{C}$$

La clase H tiene un aumento de temperatura de 150°C o un límite de temperatura total de 200°C:

$$40^{\circ}\text{C} + 10^{\circ}\text{C} + 130^{\circ}\text{C}$$

El voltaje juega un papel fundamental en la clasificación del generador y debe tenerse en cuenta. En algunos casos, el voltaje del generador no corresponderá con el voltaje de operación preferido. Un regulador de voltaje puede proporcionar la capacidad de ajuste del voltaje, sin embargo, si se disminuye el voltaje del generador, la corriente aumentará para una clasificación dada. Ésto aumentará la temperatura del generador y puede necesitarse reducir la potencia del generador. Una solución alterna a la reducción de la potencia del generador es usar un generador más grande para mantener la clasificación estándar.

La norma establecida por NEMA permite ajustar un generador más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) cuando se instala. Generalmente, los generadores Caterpillar tienen una capacidad mínima de disminución de 10%; en algunos casos esto puede resultar en una reducción de potencia. Algunos generadores se diseñan específicamente como de gama amplia y podrían no requerir disminución de potencia. Se recomienda revisar los datos del fabricante cuando se usen generadores con voltaje diferente al especificado en el diseño.

Límites de tolerancia del generador

La Figura No. 1 es un gráfico de capacidad reactiva de un generador de polo saliente. Un punto de carga en esta área define:

- La potencia activa
- La potencia reactiva
- La potencia aparente
- La corriente
- El factor de potencia
- La excitación

La línea oscura y gruesa con los puntos m-n-p-s-q-u-t, indica los límites absolutos tolerados en una máquina. Los generadores se clasifican dentro de estos límites (Consulte la Sección "Generador" para obtener más información

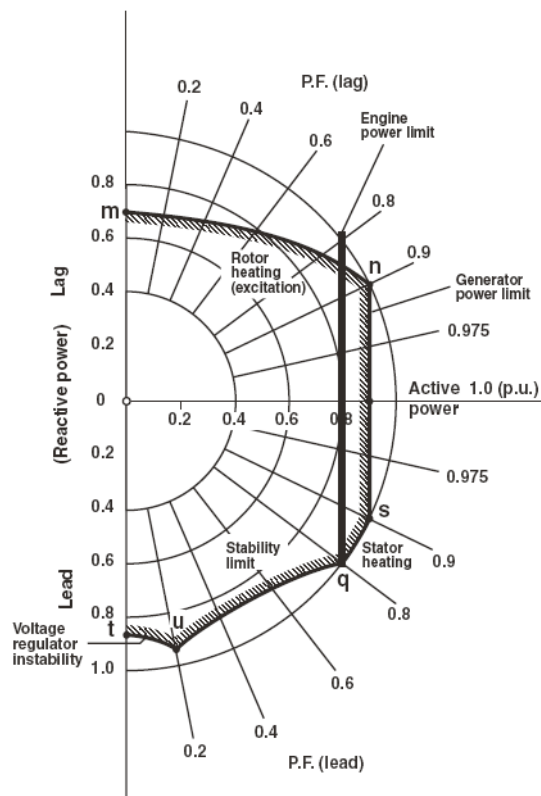


Figura 1

Impacto de las condiciones del sitio en las clasificaciones de los grupos electrógenos

La clasificación de un motor generalmente está limitada por límites térmicos y estructurales. Estos límites incluyen la presión máxima del cilindro durante la combustión, la velocidad del turbocompresor, la temperatura del gas de escape, y en los motores de gas natural, el tipo de combustible. Cuando un motor opera con relación a estos límites determinará la altitud y temperatura ambiente máximas para una clasificación determinada. Si un motor excede la altitud o temperatura ambiente máximas, deberá reducirse la potencia del motor.

El entorno o las condiciones del sitio también afectan la clasificación de un motor o de un generador, situación que afecta la clasificación de todo el grupo electrógeno. Las condiciones que pueden afectar una clasificación incluyen la altitud, la temperatura, ambientes corrosivos y el polvo.

La altitud y la temperatura son los factores que mayor influencia tienen en las clasificaciones del motor. A mayor altitud, menor densidad del aire. Se necesita aire denso y limpio para una combustión eficiente. Un aumento de temperatura disminuye la densidad del aire. Por tanto, debe presentarse una disminución de potencia del motor en condiciones de altitud alta y/o temperatura alta para que el grupo electrógeno cumpla con las expectativas de rendimiento.

Altitud

Los generadores que operan a altitudes mayores que 1.000 m (3.281 pies) requieren una reducción de aumento de temperatura de 1% por cada 100 m (328 pies) por encima del

valor base (1.000 m ó 3.281 pies). Está disponible una tabla de reducción de potencia en Información de Mercadotecnia Técnica (TMI) para los generadores y para cada motor específico. **La Figura No. 2** muestra una tabla TMI de ejemplo de reducción de potencia del motor.

Calor

Cuando la temperatura del aire de ventilación que va al generador excede los 40°C (104°F), podría ser necesaria una reducción de potencia del generador. La tabla de reducción de potencia debida a la altitud/temperatura encontrada en TMI puede usarse para obtener la información de reducción de potencia apropiada.

Ambientes corrosivos

La sal y otros elementos corrosivos pueden dañar el aislamiento del devanado, y puede llevar a que el generador falle. La protección de estos elementos incluye recubrimientos de aislamiento adicionales para los devanados durante el proceso de fabricación y compuestos de epoxi para recubrimiento final del devanado.

Humedad

La condensación que resulta de la humedad representa un problema para todos los generadores, a menos que estén completamente protegidos. El aumento de temperatura de la máquina y la circulación de aire de enfriamiento con una adecuada operación de carga evitarán generalmente la condensación. Deben usarse calentadores de espacio para aumentar la temperatura 5°C por encima de la temperatura ambiente y evitar así la condensación en áreas de humedad alta.

Altitude Capability Data(Corrected Power Altitude Capability)						
Ambient Operating Temp.	50 F	68 F	86 F	104 F	122 F	NORMAL
Altitude						
0 F	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp
984 F	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp
1,640 F	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp
3,281 F	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,876 hp	2,808 hp	2,876 hp
4,921 F	2,876 hp	2,876 hp	2,816 hp	2,726 hp	2,642 hp	2,876 hp
6,562 F	2,835 hp	2,737 hp	2,647 hp	2,563 hp	2,484 hp	2,763 hp
8,202 F	2,663 hp	2,572 hp	2,488 hp	2,407 hp	2,333 hp	2,624 hp
9,843 F	2,500 hp	2,415 hp	2,335 hp	2,261 hp	2,190 hp	2,492 hp
10,499 F	2,437 hp	2,353 hp	2,277 hp	2,203 hp	2,135 hp	2,441 hp

The powers listed above and all the Powers displayed are Corrected Powers

Figura 2

Polvo

El polvo conductivo o abrasivo que fluye a través del ventilador de enfriamiento puede ser muy perjudicial para el generador. Ejemplos de polvo abrasivo son: polvo de hierro fundido, polvo de carbón, arena, grafito en polvo, polvo de coque, polvo de cal, fibra de madera y polvo de canteras. Cuando estas partículas extrañas fluyen a través del generador, actúan como una lija que raya el aislamiento. Estas abrasiones pueden causar un cortocircuito en el generador. La acumulación de estos materiales en las aberturas del sistema de aislamiento actuarán como un aislante o un elemento que atrae la humedad. Los filtros que se instalan en las aberturas de aire de admisión o ventilación de la unidad pueden evitar el daño. Cuando se usan filtros es importante cambiarlos regularmente para que no obstaculicen el flujo de aire. El uso del filtro de aire de un generador hará que el generador reduzca la potencia debido al mayor aumento de temperatura que resulta

del menor flujo de aire de enfriamiento. Los interruptores de presión diferencial pueden ser optativos en muchos grupos electrógenos.

Respuesta transitoria

Siempre que se aplique o quite una carga de un grupo electrógeno, las rpm de velocidad del motor, el voltaje y la frecuencia cambian temporalmente de su condición de estado estacionario. Este cambio temporal se conoce como respuesta transitoria. Cuando se aplica una carga significativa, la velocidad del motor se reduce temporalmente (generalmente se conoce como caída de frecuencia o de voltaje) y luego regresa a su condición de estado estacionario. El grado de esta caída depende del cambio de potencia activa (kW) y de potencia reactiva (kVAR), basado en el ajuste del regulador de voltaje, la capacidad total, las características dinámicas del grupo electrógeno y la inercia eléctrica de las demás cargas del sistema. Al

quitar la carga, la velocidad del motor aumenta momentáneamente (generalmente se conoce como sobretensión), y luego regresa a su condición de estado estacionario. El tiempo requerido para que el grupo electrógeno regrese a su velocidad normal de estado estacionario se conoce como tiempo de recuperación. Esto se muestra en la **Figura No. 3**.

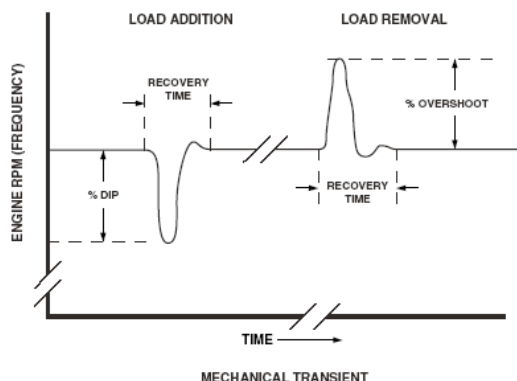


Figura 3

Criterios para dimensionamiento

Se requieren tres criterios para determinar de manera precisa el tamaño de un grupo electrógeno:

- El porcentaje aceptable de caída de voltaje y de frecuencia
- La duración aceptable del tiempo de recuperación de la caída de voltaje y de frecuencia
- El porcentaje de un paso de carga y el tipo de carga que se conectará

Cuanto mayor sea la caída de voltaje que un grupo electrógeno puede tolerar, más pequeño y económico será el grupo electrógeno. Una caída de voltaje máxima de 30% es un límite típico para los centros de control de motores industriales. Las cargas sensibles pueden indicarse en las especificaciones para caídas de voltaje mucho más bajas. UPS,

mandos de velocidad variable y equipo médico son todos ejemplos de cargas que necesitan pequeñas caídas de voltaje.

El ojo humano es sensible a leves fluctuaciones de iluminación. Incluso puede percibir una disminución de 1/2 voltio en una bombilla incandescente de 110 voltios. Una caída de un voltio, repetida, comienza a ser molesta. La Figura No. 4 muestra la gama de caídas de voltaje observables y molestas, suponiendo que se usa un sistema de iluminación directa y bombillas medianas.

Si se usa un sistema de iluminación indirecta sin bombillas incandescentes de menos de 100 vatios, estos valores pueden ampliarse. Esto también aplica si todo el sistema de iluminación es fluorescente y no incandescente.

Los compresores recíprocos afectan seriamente la calidad de la iluminación. Las pulsaciones de par varían la corriente del motor, lo que causa una fluctuación de voltaje suficiente para hacer titilar las luces. Desafortunadamente, esta frecuencia es muy sensible para los ojos.

Una cifra comúnmente aceptada para los límites de variación de corriente de los compresores recíprocos impulsados por motor es del 66% de la corriente nominal total del motor. Ésto limita la clasificación de potencia de los motores del compresor a cerca de 6% de la clasificación kVA del generador, valor que se encuentra en el límite de titileo molesto de luz. Por ejemplo, un motor de 30 hp puede usarse en sistemas que tienen más de 500 kVA de capacidad del generador en operación (30 es el 6% de 500).

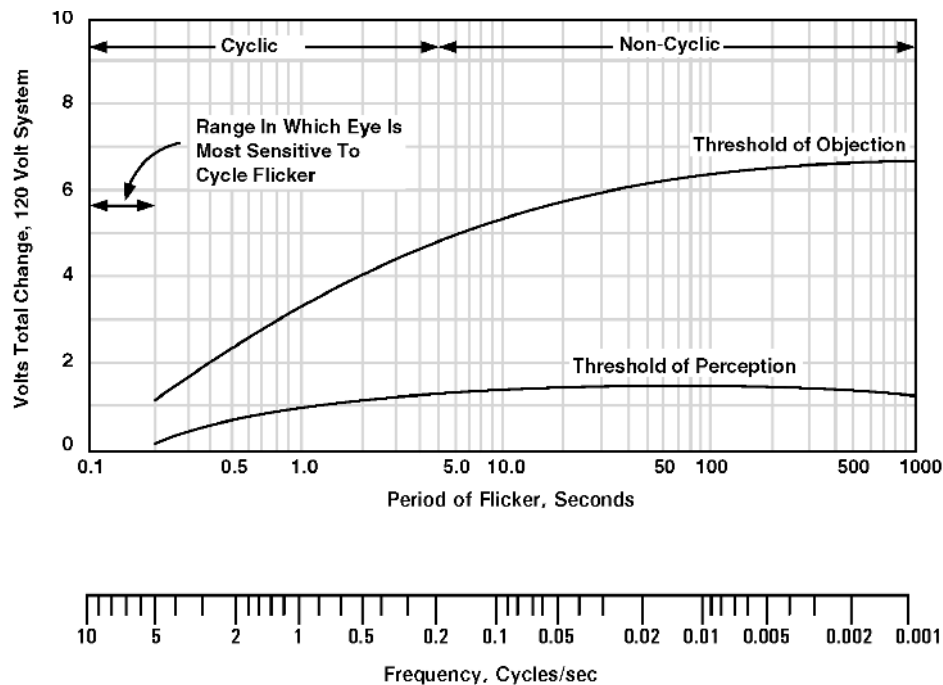


Figura 4

Los límites de caída de voltaje típicos se encuentran en la **Tabla No. 3** para varias instalaciones.

Minas, campos petrolíferos, canteras, asfalto, plantas.	Carga eléctrica, titileo algo aceptable	25% - 30% - Frecuente
Las mayores fluctuaciones de voltaje se permiten con los sistemas de energía de emergencia.		

Tabla 3

Límites de caída de voltaje típicos		
Instalación	Aplicación	Voltaje permisible
Caída		
Hospital, hotel motel, apartamentos, bibliotecas, escuelas y tiendas.	Carga del sistema de iluminación, carga de potencia alta, titileo muy molesto.	2% - Poco frecuente
Cines (el tono del sonido requiere frecuencia constante. Luces intermitentes de neón erráticas)	Carga del sistema de iluminación, titileo muy molesto.	3% Poco frecuente
Bares y centros turísticos	Carga eléctrica, titileo algo aceptable	5% - 10% Poco frecuente
Tiendas, fábricas, fresadoras, lavanderías.	Carga eléctrica, titileo algo aceptable	3% - 5% frecuente

Arranque del motor

La capacidad del grupo electrógeno para arrancar motores grandes sin grandes caídas de frecuencia o voltaje depende de todo el sistema. Los factores del sistema incluyen:

- Potencia disponible del motor
- Capacidad del generador
- Energía almacenada en la inercia de giro del grupo electrógeno
- Aceleración del motor y su carga (características del motor)
- Componentes eléctricos entre el grupo electrógeno y el motor.

El generador del tamaño apropiado soportará los kVA de arranque alto (skVA) que se requieren y mantendrá el voltaje de salida adecuado para el motor, de modo que producirá el par necesario para acelerar su carga a la velocidad nominal.

Después de la caída de voltaje inicial, es importante que el generador restaure el voltaje a un mínimo de 90% para generar el par adecuado y acelerar su carga a la velocidad nominal. El arranque con voltaje pleno es causa de la mayor caída de voltaje. Por esta razón, las empresas de servicios públicos no siempre permiten el arranque a voltaje pleno de motores grandes. Más adelante se presentará información detallada sobre el arranque del motor en la sección "Análisis de Carga" de esta guía.

La respuesta transitoria de un grupo electrógeno es una descripción de cambio máximo de voltaje y frecuencia en la aplicación de una carga y el tiempo de recuperación que lo regrese a las condiciones de voltaje y frecuencia nominales. Generalmente, la caída de voltaje máxima permitida es de 30%. La caída de frecuencia máxima es aproximadamente 25%, pero el equipo moderno restringe este valor a márgenes más estrechos.

No siempre es necesario tener la respuesta transitoria más rápida posible; sino la mejor respuesta para la necesidad de la aplicación. Todos los grupos electrógenos actúan de forma diferente de acuerdo con el diseño de los sistemas del motor, de regulación y de regulación de voltaje. Las características de la respuesta transitoria deben compararse con el equipo que se usará en la instalación; ésto garantizará que el tamaño del

grupo electrógeno esté en conformidad con las cargas aplicadas.

Para más información, consulte las secciones "Cargas de Motores y Rendimiento de Motores" en **las páginas 43 47 y 4853**.

Carga de bloque

Una carga de bloque se refiere al porcentaje de potencia nominal en el factor de potencial nominal que se añade instantáneamente al grupo electrógeno. Cuando las cargas de bloque son grandes, algunas veces deben aceptarse en cantidades más pequeñas en varios pasos. La carga por pasos es muy común cuando se requiere cumplir los criterios de rendimiento de aceptación de carga. Por ejemplo, si un grupo electrógeno está clasificado en 1.000 ekW a 0,8 pf y se aplica una carga de 250 ekW a 0,8 pf, se aplicará una carga de bloque de 25% [(potencia aplicada/potencia nominal) x 100%].

Normas de respuesta transitoria

Hay normas de respuesta transitoria en varios países e industrias que requieren que los grupos electrógenos puedan aceptar y recuperar el paso de carga completo. Sin embargo, muchas de estas normas no especifican las desviaciones de frecuencia y voltaje. La norma ISO 8528 establece las normas de respuesta transitoria. Cuatro clases de rendimiento están designadas en la norma ISO 8528 -1-7 para describir un grupo electrógeno en términos de voltaje y frecuencia. La siguiente tabla muestra la clase de rendimiento y sus criterios y ejemplos de aplicación. Debe seguirse la clase de rendimiento relevante para la aplicación con el fin de ajustarse a la

norma y lograr un rendimiento máximo.

G1	Se requiere para aplicaciones en donde las cargas conectadas son tales que sólo se requiere especificar parámetros básicos de voltaje y frecuencia.	Aplicaciones de uso general, cargas de iluminación y eléctricas
G2	Se requiere para aplicaciones en donde la demanda de voltaje es similar a la de los sistemas de energía comercial. Cuando la carga cambia, son aceptables desviaciones temporales de voltaje y frecuencia.	Sistemas de iluminación, bombas, ventiladores y levantamiento.
G3	Se requiere para aplicaciones en donde el equipo conectado puede presentar demandas severas de voltaje, frecuencia y formas de onda.	Equipo de telecomunicaciones
G4	Se requiere para aplicaciones donde las demandas de voltaje, frecuencia y formas de onda son muy severas.	Equipo de computadoras y procesamiento de datos

La Tabla No. 4 muestra los parámetros de aceptación (caída) y rechazo (punto de sobrecalentamiento) identificados en la norma ISO 8525-5. La Clase G4 está reservada para límites especiales que deben acordarse entre el fabricante y el cliente. La norma ISO 8528-5 también establece los límites de los tiempos de recuperación para cada clase e indica cómo se mide el tiempo de recuperación.

% Voltaje Rechazo	35	25	20	AMC
Tiempo (segundos)	5	5	3	AMC

Tabla 4

Límites acordados entre el fabricante y el cliente (AMC)

	Clase G1	Clase G2	Clase G3	Clase G4
% Frecuencia Aceptación	-15	-10	-7	AMC
% Frecuencia Rechazo	18	12	10	AMC
% de Voltaje Aceptación	-25	-20	-15	AMC

La norma SAE J1349 especifica las condiciones de prueba de suministro de combustible y de aire de admisión. También describe un método para corregir la potencia observada para las condiciones de referencia y un método para determinar la potencia neta del motor a carga plena con un dinamómetro para motores.

Consideraciones del motor

Presión Media Efectiva al Freno (BMEP)

En el dimensionamiento del grupo electrógeno, puede ser necesario la comparación de los motores para determinar el rendimiento óptimo,

especialmente durante el arranque del motor. El par y la potencia son mediciones necesarias, pero no son útiles cuando se comparan motores de diferente diseño y tamaño. En lugar de eso, los motores pueden compararse usando la presión media efectiva al freno (BMEP).

La "presión media efectiva" es el promedio de la presión necesaria en el cilindro del motor para que se produzca par y potencia específicos. La BMEP se conoce como MEP al freno o el trabajo útil realizado en el volante del motor.

La BMEP es un indicador del par disponible en el motor. La BMEP indica si la presión del cilindro se encuentra en un parámetro de rendimiento óptimo. La BMEP es un número relativo usado como estándar para comparar los motores de diferente diseño o tamaño. La BMEP puede expresarse en lb/pulg², kPa o bar.

Paso de carga del BMEP

Dos motores de diferentes tamaños trabajan de forma similar si operan con la misma BMEP.

En las siguientes figuras y en el texto se describe una carga de BMEP.

Sucesos paso a paso - Carga aplicada

Las Figuras No. 5 y No. 6 muestran la adición de carga plena a un grupo electrógeno con turbocompresión y posenfriamiento (TA) con un regulador de voltaje 1:1 voltios/Hz. La Figura No. 5 muestra la variación de los parámetros en función de la velocidad del motor; La Figura No. 6 presenta los mismos sucesos en función del tiempo.

Nota: La lectura del tema, antes de revisar las figuras, ayudará a entender el contenido.

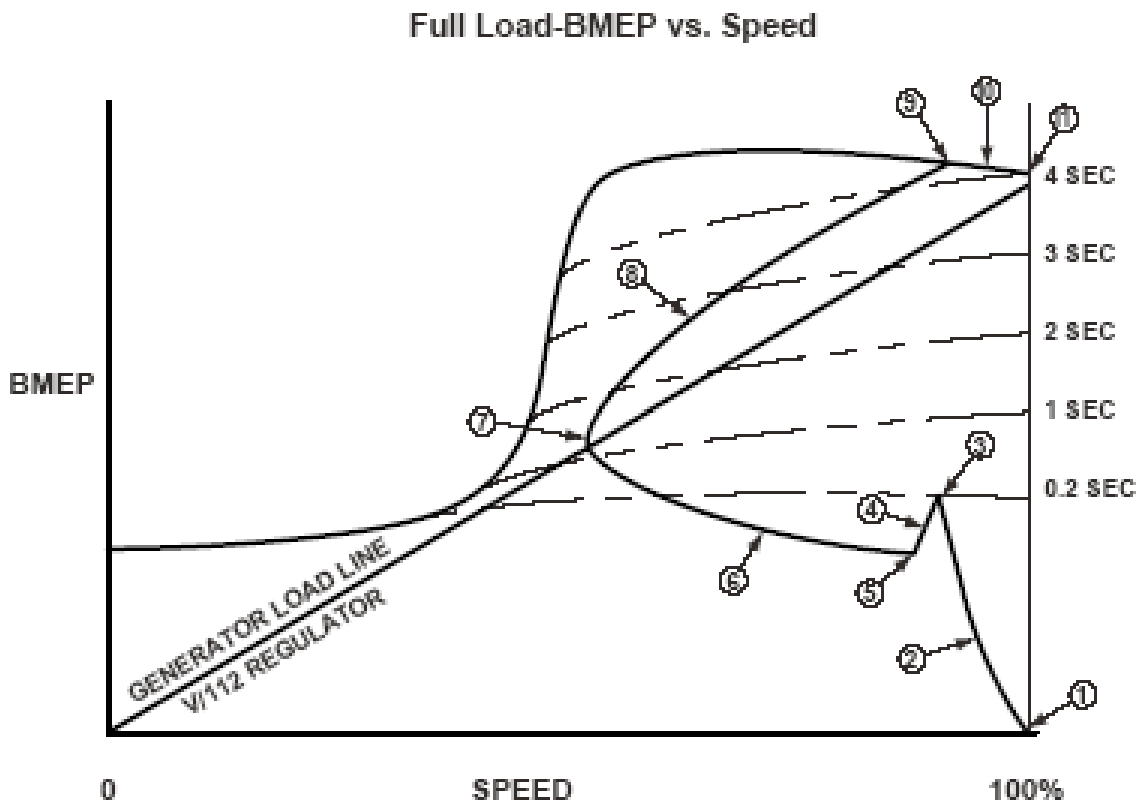


Figura 5

1. El punto 1 es el inicio del suceso. El grupo electrógeno está estable sin carga, en velocidad alta en vacío y la BMEP es cero. La carga plena se aplica instantáneamente.
2. La velocidad cae y el regulador aumenta el flujo de combustible, lo que a su vez aumenta la BMEP de salida del motor. A medida que aumentan el error de velocidad y el tiempo, el regulador rápidamente aumenta la BMEP.
3. En el punto 3, el motor alcanza una relación de equivalencia de 1,0 y la potencia alcanza temporalmente el máximo. El tiempo es tan corto que ha ocurrido una pequeña aceleración del turbocompresor.
4. A medida que el regulador continúa aumentando el flujo de combustible hacia el tope de la cremallera, el combustible adicional ocasiona exceso de combustible, humo y pérdida de potencia.
5. En el punto 5, el regulador alcanza el tope de la cremallera y no hay más flujo de combustible.
6. El turbocompresor acelera, lo que aumenta el flujo de aire y la potencia del motor, usando parte del exceso de combustible. Debido a que el turbocompresor es tan lento como el regulador, la potencia aumenta mucho más lenta.

7. En el punto 7, la BMEP de salida del motor finalmente corresponde con la carga exigida por el generador. Debido a que la potencia y la carga son exactamente iguales, no hay aceleración o desaceleración y la velocidad es constante por un instante en la caída de velocidad máxima.
8. Debido a que el error de velocidad continúa siendo grande, la cremallera permanece totalmente abierta. La BMEP del motor aumenta, excediendo la demandada por la carga. El exceso de BMEP permite que el grupo electrógeno acelere para obtener la velocidad nominal. La potencia aún está limitada por el aire.
9. En el punto 9, la BMEP del motor alcanza su nivel máximo en la curva de capacidad de sobrecarga del motor, aunque la velocidad continúa por debajo de la velocidad nominal. Ahora la potencia está limitada por el combustible.
10. El motor continúa acelerando, con la BMEP limitada por el tope de la cremallera, a medida que la línea de carga aumenta para obtener la carga específica. La aceleración disminuye debido a que el exceso de BMEP también disminuye.
11. La velocidad alcanza la velocidad nominal y el regulador reduce la entrada de combustible hasta que la salida BMEP del motor se ajusta exactamente a la demanda de la BMEP de carga. La velocidad vuelve a ser constante en la nueva carga.

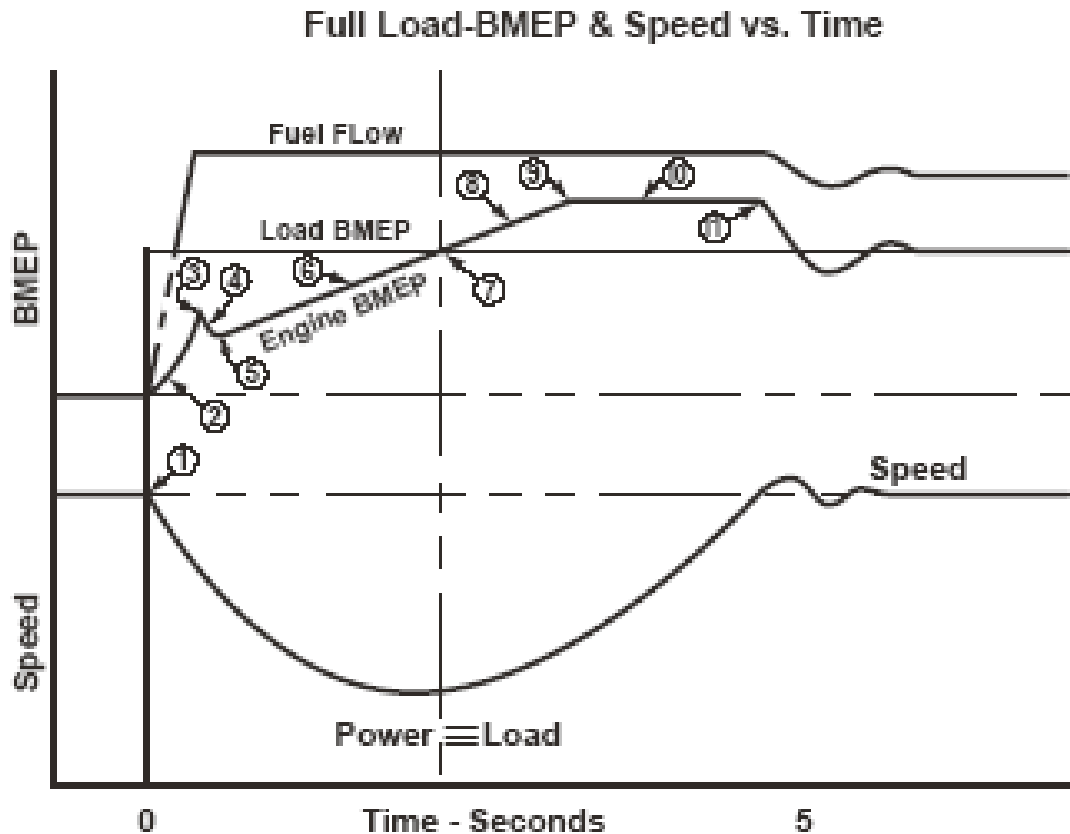


Figura 6

Debido a que sólo se requiere la acción del regulador, el motor puede alcanzar el punto 3 en aproximadamente 0,2 segundos. La BMEP de los motores TA puede alcanzar aproximadamente 140 lb/pulg² sin que se requiera respuesta del turbocompresor. Luego, la aceleración del turbocompresor permitirá que la BMEP del motor aumente, más o menos, de 20 a 60 BMEP por segundo; la respuesta prevista del turbocompresor se modifica para el error de velocidad baja del motor, exceso de combustible, altitud, arranque en frío e impacto del aire. Debido al aumento de 20 a 60 BMEP por segundo, el

ejemplo requiere aproximadamente 1,5 segundos para llegar al punto 7, y aproximadamente 4 segundos para llegar al punto 9.

Debido a que los motores de una cilindrada específica están diseñados para salidas cada vez más altas, no aumenta la capacidad para aceptar cargas en bloque. Aunque un motor con turbocompresión puede producir más potencia que un motor de aspiración natural de cilindrada similar, necesariamente no aumenta su capacidad de aceptar cargas en bloque. La Norma ISO (Organización de Normas Internacionales) sobre grupos electrógenos ha considerado este fenómeno y el resultado son los

datos de la **Figura No. 7**, correspondiente a la norma ISO 8528 - 5.

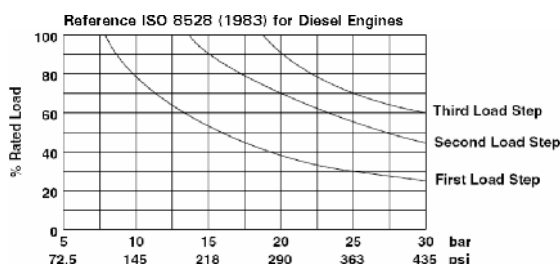


Figura 7

Explicación de la Figura No. 7

Usando la **Figura No. 7**, se puede determinar el número de pasos de carga requeridos para la potencia deseada. Primero, encuentre la BMEP del motor a velocidad nominal; los niveles de BMEP se muestran para cada clasificación en los datos de rendimiento de la Información de Mercadotecnia Técnica (TMI).

Si el porcentaje de la carga en bloque es menor que la curva del primer paso de carga, la carga en bloque puede obtenerse en un paso.

Si el porcentaje de la carga en bloque es mayor que la curva del primer paso de carga, pero menor que la curva del segundo paso de carga, se necesitarán dos pasos de carga para obtener la potencia deseada.

Si el porcentaje de la carga en bloque es mayor que las curvas de los dos primeros pasos de carga, pero menor que la curva del tercer paso de carga, se necesitarán tres pasos para obtener la potencia deseada.

Los bloques de carga y la respuesta para bloquear la carga son aspectos que deben considerarse para determinar el tamaño del grupo electrógeno. Muchos motores diesel

de cuatro tiempos con turbocompresión y posenfriamiento no aceptarán la carga en bloque de 100% en un solo paso. Asegúrese siempre de que el grupo electrógeno seleccionado cumplirá con los requisitos de la aplicación.

Configuración del motor

La forma en que se configura el motor puede afectar el tamaño requerido del grupo electrógeno.

Sistema de aire

El comportamiento de aceptación de carga de un motor también depende del tipo de suministro de aire al sistema de combustión. La potencia máxima del motor puede estar restringida de aire. La potencia sólo puede aumentarse si el flujo de aire y la tasa de combustible se aumentan. El flujo de aire del motor se determina por la cilindrada del motor, la velocidad del motor y la densidad del aire de admisión del motor. Cuanto más denso el flujo de aire, permitirá que el grupo electrógeno funcione más eficientemente, para proporcionar una respuesta más rápida con cargas variables.

Para una cilindrada determinada o un tamaño de motor determinado, una mayor velocidad requiere un mayor flujo de aire. La mejor forma de aumentar el flujo de aire a velocidades compatibles con 60 Hz o 50 Hz es aumentar la densidad del aire que ingresa a los cilindros. Un turbocompresor puede aumentar la presión del aire, lo que aumentará su densidad. La densidad del aire también puede aumentarse al enfriar el aire caliente y comprimido con un intercambiador de calor, llamado posenfriador. Para este enfriamiento puede usarse un suministro de agua

separado, el agua de las camisas o el flujo de aire del radiador.

La configuración de los sistemas de aire también puede afectar la respuesta transitoria. Un turbocompresor equipado con una válvula de derivación de gases de escape permite el uso de un turbocompresor más grande, pero limita la presión de refuerzo del turbo en condiciones de operación normales. El motor opera más rápido y aumenta el flujo de aire sin sobrevelocidad. Otro ejemplo es la capacidad de disminuir la respuesta transitoria al aumentar el número de turbocompresores. Ésto permitiría que el motor opere en la misma BMEP, pero con una respuesta transitoria diferente. La presión de aire de admisión de un turbocompresor también afecta la densidad del aire. Un inyector más pequeño en la caja de la turbina de un turbocompresor aumenta la velocidad del aire, lo que permite que el turbocompresor opere a una velocidad más alta y, por tanto, aumente el refuerzo y el flujo de aire. Un motor equipado con múltiples de escape enfriados por agua transferirá menos calor al turbocompresor, lo que lo hace menos eficiente durante períodos cortos de aceleración.

Motores de gas

Los motores de gas Caterpillar son de aspiración natural (NA) o con turbocompresión y posenfriamiento (TA). Las condiciones atmosféricas afectan la forma en que un motor NA puede hacer fluir el aire en su sistema. La capacidad de carga de un motor NA está afectada directamente por la altitud y la temperatura ambiente. Los motores TA tienen un turbocompresor que comprime el aire, lo que aumenta su temperatura. Se usa un

posenfriador separado de modo que la densidad del aire y el margen de detonación aumenten. Puede disminuirse la potencia de los motores TA de modo que no experimenten detonación prematura.

Capacidad de carga en bloque o respuesta transitoria

La capacidad de carga en bloque o respuesta transitoria del paquete del grupo electrógeno del motor de gas es menor que la de su contraparte, el motor diesel. La mayor parte de esta diferencia se atribuye directamente a los sistemas de combustible diferentes de los dos motores. Cuando el regulador requiere más potencia, un motor diesel reacciona inyectando combustible directamente al cilindro. Este método permite que el motor diesel acepte cargas en bloque de 100% con caídas de voltaje y cambios de frecuencia aceptables. Cuando el regulador de un motor de gas requiere más potencia, el acelerador se abre y un mayor flujo de mezcla de aire/combustible comienza a moverse a través del núcleo del posenfriador, el múltiple de admisión de aire y luego al cilindro. Esta demora de tiempo desmejora la capacidad de los motores de gas para aceptar cargas en bloque más grandes.

Se ha hecho un gran esfuerzo para mejorar el rendimiento eléctrico de transiente de los grupos electrógenos G3516B y G3516C. El G3516B usa un enriquecimiento de transiente. El enriquecimiento de transiente se programa en fábrica en el software de control lo que mejora la absorción de la carga en bloque. También hay una tubería de derivación desde el posenfriador a la entrada del turbocompresor que está equipada con una válvula electrónica. Este

sistema es llamado derivación del turbocompresor que, junto con el software programado de fábrica, permite obtener descargas en bloque sin crestas del turbocompresor (cambios de velocidad rápida del turbocompresor). Estos dos sistemas permiten el uso de los grupos electrógenos G3516B para operación isla. Los grupos electrógenos G3516B también pueden aceptar pasos de carga transitoria de 10%. Los grupos electrógenos pueden rechazar pasos de carga transitoria de hasta 25% de potencia nominal desde cualquier punto de carga dado.

Interacción del sistema

El generador y el regulador de voltaje son responsables de la desviación y recuperación de voltaje. La potencia producida por el generador es controlada por la excitación del rotor. El regulador de voltaje controla la excitación (corriente CC).

La mayor carga hacer fluir más corriente desde el generador, lo que hace que caiga el voltaje del generador. Como respuesta, el regulador aumenta la excitación del campo giratorio, lo que aumenta su flujo. Este aumento de flujo regresa el voltaje del estator a su valor original. Por tanto, el generador puede producir una demanda más alta de corriente y potencia en el mismo voltaje.

Como se explicó anteriormente en esta sección, la potencia máxima del generador está limitada por la temperatura. El calor se produce en el devanado debido a los cambios de flujo de corriente y de intensidad del campo magnético. Las temperaturas superiores a los parámetros específicos hacen que el generador

sobrepase el límite establecido en el diseño. El mejor método para aumentar la potencia del generador sin que se produzca calor excesivo es aumentando el tamaño del generador; una mayor cantidad de cobre (devanados) puede transmitir más corriente sin aumentar la temperatura; más hierro (laminados) puede manejar un mayor flujo sin aumentar la temperatura.

Cuando se añade una carga, el voltaje del generador cae debido a los cambios de flujo magnético en el hierro y en el espacio vacío. Un generador de mayor tamaño tiene más hierro, de modo que la desviación de intensidad del campo y del voltaje de kW determinados son menores.

La suma de las constantes de tiempo del regulador de voltaje, el excitador, el rotor principal y el estator principal, determinan la respuesta y la recuperación de voltaje; generalmente, esto es menor a un segundo, con tiempo adicional para que el regulador se estabilice.

Reguladores de voltaje

El regulador de voltaje es un componente clave para determinar la cantidad de desviación de voltaje/frecuencia y el tiempo de recuperación. Hay varios tipos de reguladores:

- Constantes
- Voltios/Hertz
- 2 Voltios/Hertz
- Regulador de voltaje digital (voltios/Hz ajustables)

Un regulador de voltaje constante intenta mantener el voltaje nominal a medida que se aplica la carga. Debido a que el generador se mantiene en el voltaje nominal, éste mantiene la

carga aplicada (ekW). Anteriormente, resaltamos la importancia de la relación entre ekW y bkW.

$$bkW = \text{Velocidad} \times \text{Par} / \lambda$$

Por tanto, cuando se usa un regulador de voltaje constante, obliga a aumentar el par del motor durante las caídas de frecuencia. Debido a que la mayoría de motores de los grupos electrógenos no están diseñados para aumentar el par, puede presentarse una cantidad significativa de caída de frecuencia.

Las rpm de velocidad del motor disminuyen a medida que se aplica cualquier carga en un colector limitado (generador). Esto hace que caiga la frecuencia/voltaje consecuentemente. Las cargas grandes aplicadas al grupo electrógeno impondrán un porcentaje mayor de caída; cargas grandes también requerirán más tiempo para que el motor se recupere.

El regulador de "Voltios por Hertz" (1:1 Voltios/Hz) fue diseñado para imponer un par decreciente en el motor durante las caídas de frecuencia. El regulador Voltios/Hz programa el voltaje proporcionalmente con la velocidad.

Si la velocidad cae 15%, el regulador Voltios/Hz hará que el voltaje disminuya 15%. Esto reducirá el flujo de corriente en la carga en 15%. Los kW absorbidos por la carga son entonces 0,85 (85% de los voltios) multiplicado por 0,85 (85% de la corriente), o 72,25% de la potencia nominal. El motor sólo debe producir 72,25% de los hp nominales. Matemáticamente, la fórmula para este concepto es:

$$0,85 \text{ voltios} \times 0,85 \text{ corriente} = 0,7225 \text{ potencia} = 0,85 \text{ velocidad} \times 0,85 \text{ par}$$

La tecnología ha permitido un aumento de las clasificaciones del motor. Este aumento crea la posibilidad de cargas transitorias más altas. En algunos casos un regulador Voltios/Hz no puede evitar la caída excesiva de frecuencia debido a los mayores cambios de carga; el par ha aumentado tanto que la deceleración en la carga es extrema. Caterpillar ha desarrollado un regulador 2 Voltios/Hz para controlar esta situación.

El regulador 2 Voltios/Hz disminuye el voltaje dos veces la tasa de caída de frecuencia. A velocidad del motor de 15%, el voltaje podría caer a 30% (2 x 15%) y la carga se reduciría a 70%. Los kW absorbidos por la carga son 0,70 (70% de los voltios) multiplicado por 0,70 (70% de la corriente), o 49% de los hp nominales.

Si el grupo electrógeno es lo suficientemente grande para transportar la carga, el regulador 2 Voltios/Hz podría ayudar en el arranque del motor. Un motor de arranque reducido podría no requerirse con el regulador 2 Voltios/Hz cuando se arrancan motores grandes, dependiendo del diseño del sistema y de los pasos de carga aplicados. Sin embargo, se reduciría el voltaje de todo el sistema, no sólo del motor.

Regulador de voltaje digital

El regulador de voltaje digital es un regulador de voltaje basado en un microprocesador. Su propósito principal es regular el voltaje de salida del motor del grupo electrógeno. Está diseñado para mejorar el rendimiento o al permitir la modificación de características de regulación que antes no podían modificarse. Esto permite que el motor del grupo

electrógeno funcione de manera más eficaz y proporcione un mejor rendimiento al cliente.

El regulador de voltaje digital puede configurarse con un software para optimizar la respuesta transitoria de cualquier paquete de grupo electrógeno Caterpillar al cambiar las características de frecuencia baja, así como las ganancias del bucle de control. El diseño basado en microprocesador permite una flexibilidad incomparable en diversas aplicaciones.

Requisitos del cliente

Demanda de potencia

Requisitos de potencia en el sitio

Antes de seleccionar el modelo y la clasificación de un motor debe realizarse un análisis de carga. Esta sección explicará los factores que afectan el dimensionamiento del generador, incluyendo las necesidades de administración de carga, los límites de caída de voltaje y frecuencia, las consideraciones de arranque del motor, las necesidades de arranque y todas las normas requeridas.

Administración de carga

La administración de carga es el control cuidadoso de las cargas de un grupo electrógeno y/o una empresa de energía para tener los costos eléctricos más bajos posibles.

La evaluación de los perfiles de carga del cliente es un componente clave para establecer su perfil de administración de carga y el tamaño del grupo electrógeno requerido para operar dentro de este perfil.

Perfiles de carga

Se debe establecer la duración y la naturaleza de una carga para seleccionar y operar un sistema de grupo electrógeno a eficiencia máxima. Para analizar una carga, es necesaria una familia de tablas de perfiles de carga. Los perfiles de carga cronológicos y de duración son más útiles para este propósito.

Nota: A menos que se conozca que la carga es estacionaria, este promedio no puede usarse para establecer los requisitos del motor y del generador,

debido a que el promedio siempre será menor a la demanda kW máxima.

El propósito del número de promedio mensual es poder graficar un año completo y determinar cualquier variación estacional.

La curva cronológica de carga diaria, mostrada en la **Figura No. 8**, muestra la demanda de carga durante todo el día. Una curva cronológica establece la demanda diaria máxima y un perfil de uso de energía que pueden ayudar en la selección del tamaño apropiado del motor. Esta curva de carga también es útil en la programación de unidades para obtener una operación económica.

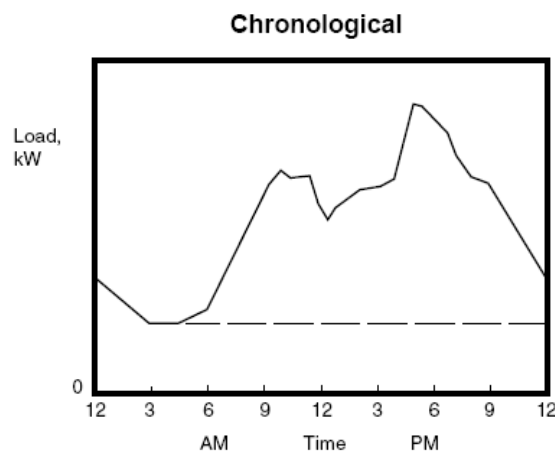


Figura 8

Los valores máximos típicos diarios para varias industrias pueden graficarse basados en las cargas típicas que se muestran en la **Figura No. 9**.

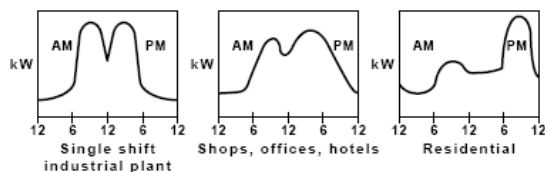


Figura 9

Las curvas de duración, mostradas en la **Figura No. 10**, reacomodan las curvas cronológicas y resumen la carga diaria. Estas curvas se crean por semana, mes, estación o año. El gráfico diario representa la carga de kilovatios promedio para cada día, mientras que el gráfico de 12 meses, mostrado en la **Figura No. 11**, representa la carga en kilovatios promedio para cada mes.

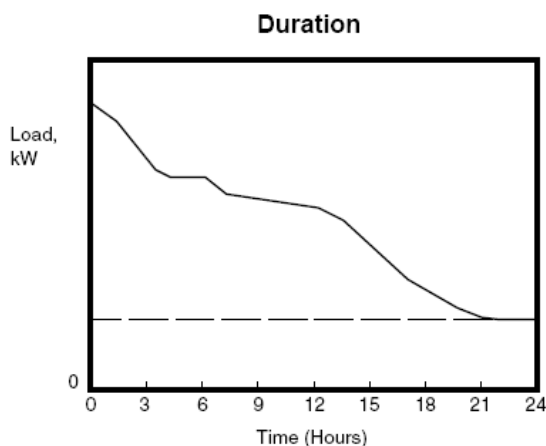


Figura 10

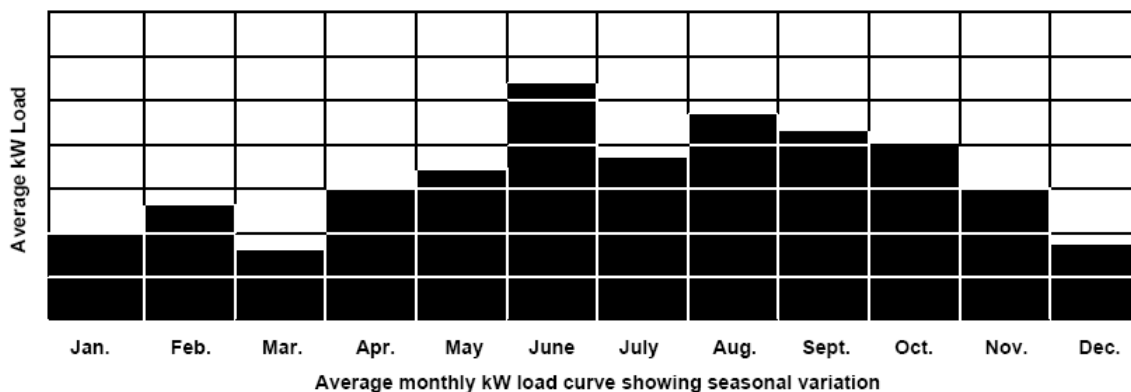


Figura 11

Para cargas existentes proporcionadas por la empresa de energía, las facturas de energía eléctrica o los registros de consumo proporcionarán los datos necesarios para el período de doce meses. La carga kW promedio puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Carga kW promedio por mes} = \frac{\text{kW total usados en el mes}}{\text{Horas mensuales totales de operación}}$$

Estimación de datos de carga

Obviamente, los datos históricos de carga no existen para una planta o una instalación que aún no se ha construido. **En la Tabla No. 5** se calcula la carga promedio de varias instalaciones. Aunque estas cifras tendrán variaciones dependiendo de las condiciones del sitio, serán fiables y útiles para la realización de estudios preliminares de factibilidad para la instalación.

Clasificación de las cargas

Cuando se desarrolla un estimado de carga, resulta útil clasificar las cargas del sistema de iluminación y de potencia. Estas cargas son muy diferentes.

Las cargas del sistema de iluminación son relativamente constantes. Estas cargas se expresan con mayor frecuencia como densidad de carga en voltio-amperios (VA) por pie cuadrado (VA/pies^2). En un edificio

comercial, las cargas del sistema de iluminación generalmente varían desde $1,0 \text{ VA/pies}^2$ en un área de almacenamiento, hasta $15,0 \text{ VA/pies}^2$ o más en un área de oficinas.

Las cargas de potencia involucran cargas diferentes a las del sistema de iluminación. Algunos ejemplos son motores, hornos y rectificadores. A diferencia de las cargas del sistema de iluminación, las cargas de potencia varían de acuerdo con diferentes factores, como: los tiempos de arranque y parada, el porcentaje de salida y el factor de potencia relacionado.

Además de la clasificación de las cargas, las cargas del sistema de iluminación y de potencia también se calculan por separado. Las cargas luego se suman para determinar la carga total aproximada.

Datos aproximados de carga y consumo de potencia		
Instalación	Uso de potencia	
	Vatios/pie ²	kWh/pies ² /año
Escuelas Salones de clase Vestuarios, auditorios, Pasillos	Promedio de 4-5 (43,06-53,82 W/m ² (Total) 5-6 (53,87-64,58) 2-3 (21,53-32,29) 20 vatios por pie (65,62 W/m)	11 a 17 (1,02 a 1,58 kWh/m ² /año)
Centros comerciales Tiendas, tiendas grandes por departamento y tiendas especializadas Vitrinas	Promedio de 5 (Total) 5-6 (53,87-64,58) 500 vatios por pie (1.640,5 W/m)	28 a 34 (2,6-3,2)
Edificios de oficinas Oficinas privadas y generales Oficinas profesionales Dentistas, salas de redacción, etc.	Promedio de 5-6 4 (43,06) 6-7 (64,58-75,35) 7 (75,35)	28 a 34 (2,6-3,2)
Hoteles y moteles Sala de espera Habitaciones Comedores Pasillos de exhibición, tiendas, recepción, cocina	Promedio de 3-4 (32,29-43,06) (Total) 2 (21,53) 3 (32,29) 4 (43,06) 3 (32,29)	12 a 17 (1,1-1,58)
Hospitales Recepción, pabellones, cafeterías Habitaciones privadas, quirófanos Mesas de operación: Cirugías delicadas Cirugías sencillas	1,5 kW a 2,5 kW en promedio por cama 3 vatios/pies ² (32,29 W/m ²) 5 vatios/pies ² (53,82 W/m ²) 3.000 vatios cada una 1.500 vatios cada una	8.500 kWh a 11.400 kWh por cama, por año
Edificio de apartamentos Recepción Apartamentos Electrodomésticos pequeños	2-3 kW por unidad (Total) 2 vatios/pies ² (21,53 W/m ²) 3 vatios/pies ² (32,29 W/m ²) 1,5 kW/unidad	11 a 17 (1,20 a 1,58)

Tabla 5

Cálculo de la carga VA/pies²

Para propósitos de cálculo, las cargas de potencia y las cargas del sistema de iluminación pueden medirse en VA/pies². Sin embargo, un análisis detallado requiere la medición individual de las cargas de potencia para garantizar la exactitud.

Un sencilla tabla, basada en VA/pies², se usa para obtener un cálculo aproximado de una carga, expresado en los kVA totales

generados; **La Tabla No. 6** corresponde a dicha tabla.

Ejemplo de carga

Calcule la carga para una oficina de 10.000 pies² con sistema de aire acondicionado eléctrico.

Solución

La columna de la izquierda de la **Tabla No. 6** indica que la carga máxima del sistema de iluminación en un edificio de oficinas es 4,0 VA/pies². Por tanto, la carga del sistema de iluminación equivale a:

$$4,0 \text{ VA/pies}^2 \times 10.000 \text{ (pies}^2\text{)} = 40.000 \text{ VA}$$

Voltio-amperios por pie cuadrado(Va/pies ²)				
Tipo de instalación	Tipo de carga			
	Sistemas de iluminación	Potencia variada	Aire acondicionado (eléctrico)	Aire acondicionado (no eléctrico)
Edificio de oficinas	2,5 - 4,0	2,0	4,0 - 7,0	1,5 - 3,2
Hospital	2 - 3	1,0	5,7	2,0 - 3,2
Escuela	2,0 - 4,0	1,5	3,5 - 5,0	1,5 - 2,2

Tabla 6

Al leer la tabla de izquierda a derecha:

Se requiere 2,0 VA/pies² para cargas de potencia variadas:

$$2,0 \text{ VA/pies}^2 \times 10.000 \text{ (pies}^2\text{)} = 20.000 \text{ VA}$$

Se requiere 7,0 VA/pies² para las cargas eléctricas del sistema de aire acondicionado:

$$7,0 \text{ VA/pies}^2 \times 10.000 \text{ (pies}^2\text{)} = 70.000 \text{ VA}$$

Las cargas individuales deben sumarse para determinar la carga combinada:

$$40.000 + 20.000 + 70.000 = 130.000 \text{ VA}$$

Cuando se use la tabla indicada, es importante recordar que la tabla no explica las pérdidas de potencia causadas por la resistencia de los alambres y los cables. Una pérdida de potencia de hasta 6% se incluiría en el cálculo de VA totales cuando se realiza el cálculo para una instalación con alto cableado.

Pasos de carga

Los pasos de carga se refieren a la cantidad de carga colocada al mismo tiempo en un grupo electrógeno. Un grupo electrógeno puede aceptar carga en un solo paso de carga o puede distribuirla en varios pasos de carga. El cliente puede identificar las

necesidades del entorno y luego puede aplicarse un método apropiado de arranque. El análisis del paso de carga BMEP, descrito anteriormente en esta guía, es un sistema para desarrollar un método de arranque.

La mayoría de las cargas no exigirán potencia en el modo de estado estacionario; por tanto, es importante conocer la secuencia de operación y lo que estará en funcionamiento cuando se conectan las cargas.

Priorización

La priorización es el proceso mediante el cual el cliente identifica qué cargas eléctricas se requieren y con qué prioridad. Las cargas de prioridad más altas se ubicarán en el primer paso; incluso si todos los grupos electrógenos no están listos para carga. El primer grupo electrógeno listo para aceptar la carga tomaría las cargas de primera prioridad. El siguiente paso sería ir a la siguiente carga con la más alta prioridad. Este proceso se repetirá hasta que se apliquen todas las cargas.

Los pasos de cargas más pequeños equivalen a cargas transitorias más pequeñas, lo que resulta en una fácil transición. Por ejemplo, un centro médico puede dar prioridad al equipo de salvamento como su necesidad número uno. Dicho equipo (o los

tomacorrientes especiales para el equipo) sería el primero en tener suministro de electricidad del primer grupo electrógeno disponible. El sistema de iluminación puede identificarse como la segunda necesidad más importante y manejarse a través del segundo paso de carga.

Cuando se arrancan los grupos electrógenos sin un orden de carga preferido, se sugiere que las cargas grandes se arranquen primero. La carga transitoria más grande ocurrirá antes de que el sistema esté muy cargado. Estas cargas grandes tendrán un efecto mínimo en el resto del sistema.

Desconexión de cargas

La desconexión de cargas se refiere al método mediante el cual se priorizan las necesidades después de arrancar los grupos electrógenos. Durante períodos de demanda alta, algunas cargas pueden ser menos importantes para la instalación que otras cargas. Estas cargas pueden "desconectarse" o no recibir potencia, de modo que la electricidad puede usarse para cargas esenciales y determinadas con anticipación.

Por ejemplo: En una fábrica, todo el equipo de soldadura y otras máquinas pueden operarse hasta el límite de capacidad y al mismo tiempo entre las 10:00 a.m. y las 12:00 m y luego entre la 1:00 p.m. y las 3:00 p.m. Durante este tiempo, la carga para las luces de la cafetería y del estacionamiento deben desconectarse debido a que no son una prioridad.

Cargas intermitentes

Equipo, como hornos y elevadores, usan potencia intermitente y se consideran cargas intermitentes.

Todas las cargas que siguen una carga intermitente deben considerar la carga intermitente como parte de su carga total. Esto aumenta los requisitos skVA y podría requerirse un generador más grande para las cargas intermitentes.

Categorías adicionales de carga

No hay pautas oficiales para clasificar las cargas. Los arquitectos, consultores, clientes y contratistas determinarán las categorías para las cargas, de acuerdo con cada proyecto.

Por ejemplo: Las cargas de un proyecto determinado pueden dividirse en cargas del sistema de iluminación, de calentamiento y de enfriamiento. En otro proyecto, las cargas pueden clasificarse como normales, de emergencia e ininterrumpibles. Las cargas de un tercer proyecto pueden dividirse como cargas base, intermedias y de corte de crestas.

Estrategias de administración de carga

Las empresas de energía eléctrica algunas veces ofrecen a sus clientes descuentos si sus cargas no varían o exceden un límite determinado. El descuento más común es el corte de crestas, la carga fundamental y el control importación cero/exportación cero.

Corte de crestas

La **Figura No. 12** muestra cómo el cliente de una empresa de energía eléctrica puede calificar para una tasa de descuento si su demanda no sobrepasa los 500 kW. Cualquier potencia mayor que 500 kW es proporcionada por el grupo electrógeno del cliente. Por tanto, el cliente "corta" las crestas de la responsabilidad de la empresa de energía eléctrica. El corte de crestas puede ser muy exigente en un motor; debe poder arrancar rápida y automáticamente paralelo a la empresa de energía eléctrica. El tiempo de respuesta del motor es crucial debido a las fluctuaciones de carga.

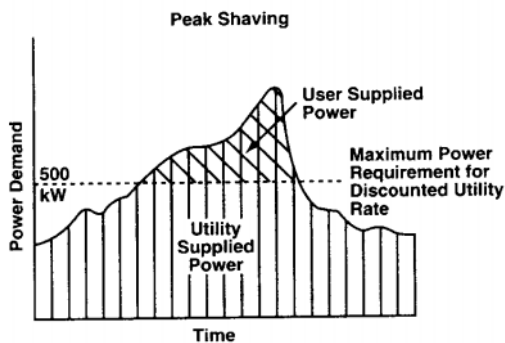


Figura 12

Carga fundamental

El tipo de administración de potencia menos exigente en un motor es la carga fundamental. El generador opera a una carga constante y la empresa de energía eléctrica importa la potencia cuando la carga excede la salida del generador. El usuario también puede exportar potencia a la empresa de energía eléctrica si la carga es menor que la salida del generador. La **Figura No. 13** muestra un sistema de carga fundamental e indica cuándo se importaría o exportaría la potencia eléctrica. Debido a que las sobrecargas son manejadas por la empresa de energía eléctrica y el grupo electrógeno es operado a una carga constante, el tamaño y el tiempo de respuesta del motor no son tan cruciales como en el corte de crestas.

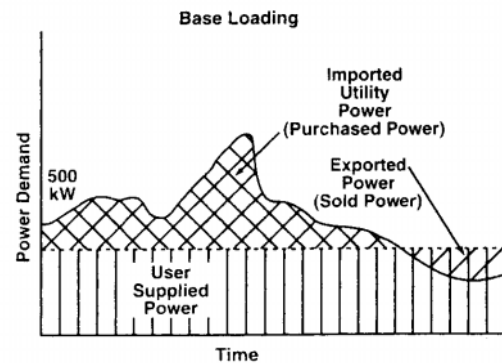


Figura 13

Importación cero/Exportación cero

El tipo de administración de carga en que el cliente proporciona potencia a todas las necesidades eléctricas de la instalación, mientras permanezca en paralelo con la empresa de energía eléctrica se conoce como control de Importación cero/Exportación cero. Vea la **Figura No. 14**. Si los requisitos de potencia varían ampliamente, puede usarse una serie de grupos electrógenos conectarse en línea como se requiera. Debido a que la instalación del cliente permanece paralela a la empresa de energía eléctrica, las demandas de los motores para este tipo de control son similares a los de la carga fundamental. La fiabilidad es un asunto muy importante para estos clientes. Las empresas de energía eléctrica con frecuencia sancionarán con cargo por demanda cada vez que se recurre a ellas para el suministro de energía.

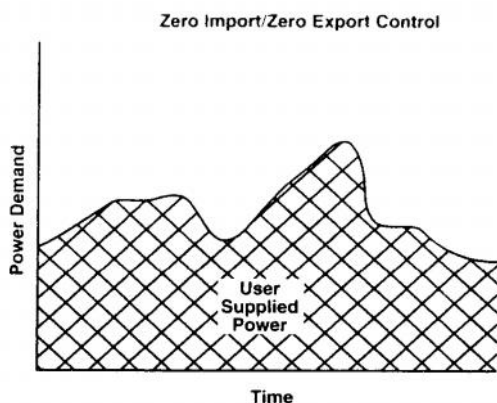


Figura 14

Concepto de corte de crestas comparado con compartición de crestas	
Corte de crestas	Compartición de crestas
El cliente desconecta la carga o genera la energía para reducir su propia cresta de demanda	El cliente genera energía para ayudar a la empresa de energía eléctrica a reducir sus crestas
La práctica generalmente no tiene el respaldo de las empresas de energía eléctrica	La práctica tiene el respaldo de muchas empresas de energía eléctrica con déficits en capacidad de generación eléctrica.
Ventajas para el cliente gracias a ventas que perdería la empresa de energía eléctrica	Debido a los beneficios que recibe la empresa de energía eléctrica, ésta puede recompensar al cliente
Hay ahorros acumulados para el cliente por cargos de demanda reducidos	Los ahorros se acumulan de las tasas interrumpibles o de los créditos por kW de la capacidad de generación en el sitio por parte del cliente
El concepto es factible sólo cuando el cliente experimenta "picos" severos de demanda y cargos por demanda alta.	El concepto es viable incluso para los clientes con perfiles de carga relativamente parejos.
El cliente decide cuándo poner a funcionar los generadores	La empresa de energía eléctrica establece la operación cuando no puede cumplir con todas las demandas de sus clientes
Si los generadores están instalados con el único propósito de aprovechar los incentivos de corte de crestas, el cliente obtiene la ventaja adicional de la protección de reserva cuando se presenten interrupciones de fluido eléctrico de la empresa de energía eléctrica.	

Figura 15

Compartición de crestas

En una configuración típica de compartición de crestas, el cliente instala y opera generadores de capacidad específica cuando la empresa de energía eléctrica le indica que lo haga. En muchos contratos de compartición de crestas, las empresas de energía eléctrica compensan al cliente cada vez que ellos operan sus propios generadores. Las diferencias entre el corte de crestas y la compartición de crestas se describen en la **Figura No. 15**.

Cogeneración

La cogeneración es el término usado para describir el sistema de administración de carga que produce electricidad para las operaciones del

sistema de iluminación y del equipo, mientras usa el calor residual producido en el escape del sistema de calentamiento, enfriamiento o generación de vapor del proceso. Las plantas de cogeneración pueden operar independientemente de la empresa de energía eléctrica o en paralelo, de modo que el cogenerador puede comprar o vender energía de la empresa de energía eléctrica.

Curvas de duración de carga

Las curvas de duración de carga también pueden representar cargas.

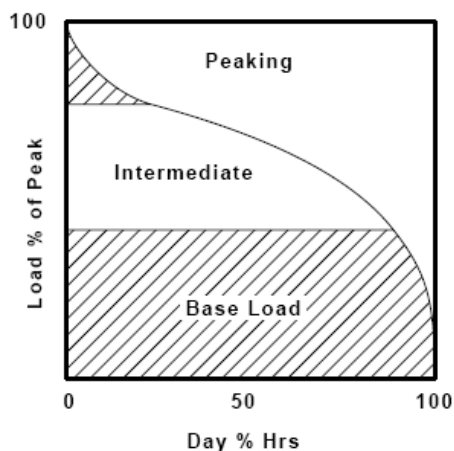


Figura 16

Como se muestra en la **Figura No. 16**, las cargas se organizan en orden descendente de magnitud, basado en el porcentaje de carga total. Los grupos electrógenos que suministran potencia a la carga fundamental operan durante un período de 24 horas. Los grupos electrógenos que suministran potencia a la carga intermedia se activan durante un período limitado cuando la carga aumenta a un nivel específico.

Los grupos electrógenos designados para proporcionar potencia a la carga máxima se usan para potenciar el 100% de la carga durante un período corto.

Cuando se conoce el tipo de administración de carga más económico para la instalación, puede determinarse el tamaño del grupo electrógeno requerido, basado en el factor de carga y de la aplicación.

Pautas para estimación de cargas

Pueden usarse muchas pautas para calcular los diferentes tipos de cargas. Por ejemplo: En la **Tabla No. 7**, la potencia al freno (BHP) por hora de un compresor de aire, clasificado en 125 lb/pulg² puede hallarse multiplicando los pies cúbicos nominales por minuto (pies³/min) del compresor por 0,275. Las cargas de los ventiladores, sopladores, bandas transportadoras inclinadas y las máquinas para soldar también pueden calcularse usando la información de esta tabla.

Crecimiento de la carga

Deben tenerse en cuenta las necesidades futuras de los clientes para determinar el tamaño de un grupo electrógeno. Si el cliente anticipa el crecimiento de su aplicación debido a un mayor volumen o mayores necesidades, sobredimensionar el motor o dejar

espacio para instalar posteriormente otro generador, es razonable y útil para el cliente. El crecimiento proyectado de la carga para cualquier aplicación nunca debe ser menor que 10%. **La Tabla No. 8** muestra el crecimiento típico de carga durante un período de 10 años en diferentes aplicaciones.

Pautas para dimensionamiento de cargas típicas			
Compresores de aire	Ventiladores y sopladores	Bandas transportadoras inclinadas (15° a 20°)	Soldadoras
Clasificación de 90 lb/pulg ² 0,225 x pies ³ /min = BHP	$\text{BHP} = \frac{\text{pies}^3/\text{min} \times \text{pulg H}_2\text{O}}{6.346 \times \text{eficiencia}}$	$\text{BHP} = \frac{\text{Levantamiento vertical en pies} \times \text{Toneladas/h}}{500}$	Servicio ligero: 3 a 20 kW Servicio pesado: 20 a 100 kW
100 clasificación de 100 lb/pulg ² 0,25 x pies ³ /min = BHP			
Compresor de aire de 125 lb/pulg ² 0,275 x pies ³ /min = BHP			

Tabla 7

Crecimiento de carga en 10 años	
Transmisiones 30 – 50%	Centro médico 30% a 50%
Iglesia 30% a 50%	Escuela 30% a 50%
Hospital 30% a 50%	Almacén 30% a 50%

Tabla 8

Factor de demanda

Como ya se mencionó, los requisitos de carga deben definirse de la manera más exacta posible para determinar el tamaño adecuado del grupo electrógeno. La "demanda máxima" o el "factor de demanda" es la demanda más alta puesta en el suministro en un período específico. Después de hallar la carga conectada total, es importante conocer que proporción de la carga máxima realmente se usará en un momento dado. Otra forma de describir el factor de demanda es la relación matemática de la carga de operación dividida entre la carga conectada.

$$\frac{\text{kW de operación total}}{\text{kW conectados totales}} \times 100 = \text{Factor de demanda}$$

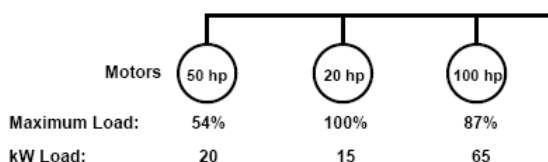


Figura 17

La **Figura No. 17** también ilustra el factor de demanda. En este sistema, tres motores, clasificados a 50 hp, 20 hp y 100 hp están conectados a un grupo electrógeno.

Si el motor de 50 hp se operara a 100% de su capacidad, su carga eléctrica conectada total sería de 37,3 kW. Sin embargo, se espera que el motor de 50 hp produzca sólo 54% de su capacidad total. Por tanto, la carga eléctrica de operación es 20 kW. Cuando opera a 100% de la capacidad, la carga máxima del motor

de 20 hp en el sistema es 15 kW, que es el mismo valor de la carga conectada. La carga de operación de un motor de 100 hp y que opera a 87% de su capacidad total es 65 kW.

Ejemplo:

¿Cuál es el factor de demanda del sistema mostrado en la **Figura No. 17**?

Solución:

Para calcular el numerador deben sumarse las cargas kW individuales:

$$20 + 15 + 65 = 100 - \text{Carga kW de operación}$$

Para el denominador deben sumarse las clasificaciones de potencia (hp) de cada motor:

$$50 + 20 + 100 = 170 \text{ hp} - \text{Carga conectada total}$$

El factor de conversión de hp a kW es 0,7457 ó 0,746. Por tanto, la carga conectada total se multiplica por 0,746 para obtener 126,82 kW o 127 kW:

$$0,746 \times 170 = 126,82 = 127 \text{ kW}$$

Para encontrar el factor de demanda se usa la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{kW de operación total}}{\text{kW conectados totales}} \times 100 = \text{Factor de demanda}$$

$$\frac{100 \text{ kW}}{127 \text{ kW}} \times 100 = 79\%$$

En la **Tabla No. 9** se muestra una gama de factores de demanda comunes.

Gamas de factores de demanda comunes	
Aparato	Carga conectada total
Motores para bombas, compresores, elevadores, sopladores, etc.	20 a 60 por ciento
Motores para operaciones semicontinuas, como plantas de procesos y fundiciones	50 a 80 por ciento
Soldadoras por arco	30 a 60 por ciento
Soldadoras de resistencia	10 a 40 por ciento
Calentadores, hornos	80 a 100 por ciento

Tabla 9

Factor de diversidad

El factor de diversidad es el valor puesto en una pequeña colección de cargas. El valor para todo el sistema, que se compone de pequeñas colecciones de cargas, se conoce como factor de diversidad. Específicamente, el factor de diversidad es la relación matemática de las demandas máximas individuales de un sistema divididas entre la demanda máxima del sistema en conjunto. La fórmula usada para calcular el factor de diversidad es la demanda máxima total dividida entre los kW de entrada total multiplicado por 100.

$$\frac{\text{kW Demanda máx. total}}{\text{kW de entrada total}} \times 100 = \text{Factor de diversidad}$$

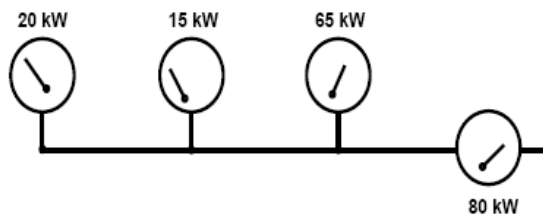


Figura 18

La **Figura No. 18** puede usarse para ilustrar el factor de diversidad. Es importante conocer qué proporción de la carga máxima de todo el sistema está presente en un momento dado. Como se muestra en la **Figura No. 18**, las cargas individuales se conectan a los centros de carga. Cada centro de carga tiene cargas de 20 kW, 15 kW y 65 kW, para una carga conectada total de 100 kW. La carga conectada total de 100 kW se envía a un medidor de 80 kW.

Para determinar el factor de diversidad del sistema mostrado, los valores de 20 kW, 15 kW y 65 kW se suman para obtener una carga conectada total de 100 kW. Para encontrar el factor de diversidad se usa la fórmula:

$$\frac{\text{kW de demanda máx. total}}{\text{kW de entrada total}} \times 100 = \text{Factor de diversidad}$$

$$\frac{100 \text{ kW}}{80 \text{ kW}} \times 100 = 125\%$$

Factores de diversidad típicos incluyen:

- Alimentadores del sistema de iluminación:
1,10% a 1,50%
- Alimentadores de luces y potencia:
1,50% a 2,00% o más

Factor de demanda y factor de diversidad en la determinación del tamaño

Los factores de demanda y de diversidad resultan útiles para determinar el tamaño de los grupos electrógenos para la carga.

Sin embargo, las cargas conectadas deben intertrabarse de modo que no todas puedan afectar en el grupo electrógeno al mismo tiempo. Si las cargas no se intertraban, podría excederse la clasificación del grupo electrógeno. A pesar de esta precaución, siempre debe asumirse que las características totales actuales de todos los motores y otras cargas que arrancan al mismo tiempo no excederán a corto plazo la clasificación del grupo electrógeno. La **Figura No. 19** muestra la forma en que se usan los factores de demanda y diversidad para determinar el tamaño del grupo electrógeno.

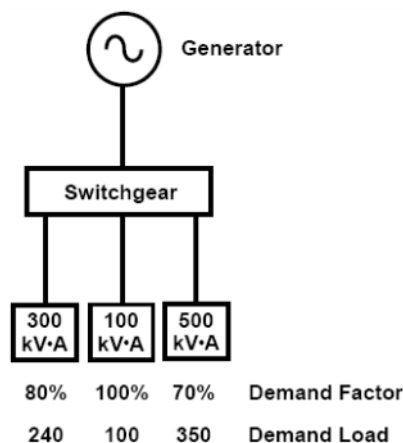


Figura 19

En la **Figura No. 19**, se muestran cargas conectadas de 300 kVA, 100 kVA y 500 kVA. Después de calcular los factores de demanda para cada

una de las cargas, las cargas de demanda correspondientes son 240, 100 y 350, respectivamente. Cuando se combinan, la carga de demanda total del sistema es 690 kVA. Cuando el factor de diversidad es 1,0, el total de 690 kVA se divide entre 1,0 para obtener 690 kVA total. Para cumplir con esta carga, se requiere un grupo electrógeno clasificado en un tamaño estándar de 750 kVA.

Sin embargo, un factor de diversidad diferente en el mismo sistema cambiará el KVA total requerido. Si el factor de diversidad es 1,4, por ejemplo, 690 kVA dividido entre 1,4 es igual a 492 kVA. Por tanto, un grupo electrógeno clasificado a 500 kVA sería el adecuado para la carga.

En resumen, todas las cargas requieren analizarse para seleccionar el generador de tamaño correcto para la carga. Cuando se determina el tamaño de un generador para una aplicación, deben considerarse la carga de estado estacionario y la carga transitoria máxima.

Caídas de frecuencia

Las caídas de frecuencia se relacionan con el tamaño de la carga conectada. Una caída de frecuencia máxima de 20% a 25% es el límite estándar. Una caída de frecuencia mayor que 35% puede causar dificultades en el motor durante la recuperación. Las caídas de frecuencia generalmente se controlan más estrictamente que las caídas de voltaje, debido a que generalmente se conectan a equipo eléctrico más sensible.

Carga en bloque y normas

La norma 110 de la NFPA (Asociación Nacional de Protección contra Incendios) exige que un grupo

electrógeno pueda absorber una carga en bloque de 100%. La norma no especifica desviaciones de frecuencia ni de voltaje.

La norma ISO 8528 (2005) también establece normas para la respuesta transitoria, que se analizó en la sección "Clasificaciones del Motor". Debe seguirse la clase de rendimiento relevante para la aplicación con el fin de ajustarse a la norma y lograr un rendimiento máximo.

Requisitos de arranque

El tiempo que toma iniciar el arranque de un grupo electrógeno y el momento en que está listo para aceptar la carga se definen como requisitos de arranque. Los requisitos de arranque variarán dependiendo de la aplicación. Un requisito de arranque típico es de 10 a 30 segundos.

Aceptación de carga

La aceptación de carga es el punto en que se inicia el cierre del disyuntor. Este valor corresponde al 90% de la frecuencia nominal. **La Figura No. 20** muestra gráficamente el rendimiento de arranque típico de un paquete de grupo electrógeno.

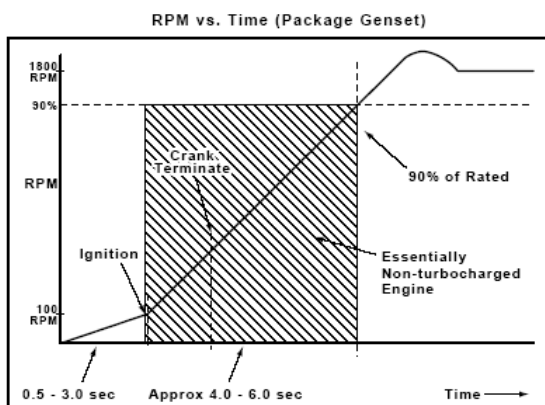


Figura 20

Arranque de 10 segundos

El arranque de 10 segundos se refiere a la capacidad de un grupo electrógeno no paralelo de arrancar, acelerar a velocidad nominal y estar listo para aceptar la carga 10 segundos después de recibir una señal de arranque.

Para el arranque de 10 segundos deben cumplirse las siguientes condiciones:

1. Las baterías de arranque deben tener el tamaño adecuado y cargarse completamente.
Nota: Hay una diferencia para la batería en función de la temperatura ambiente. También, en casos donde se usa arranque neumático, el sistema de aire debe suministrar el volumen de aire requerido y mantener una presión mínima de 100 lb/pulg² (689,5 kPa).
2. El aire de combustión debe tener una temperatura mínima de 21° (70°F).
3. Un calentador de agua de las camisas para mantener un mínimo de temperatura del agua de las camisas de 32°C (90°F).
4. Un suministro de combustible limpio.
5. La inercia giratoria del generador no debe exceder la del generador Caterpillar estándar.

Cualquier variación en estas condiciones afectará el tiempo de arranque.

Motores de gas natural

Se requiere el acondicionamiento especial del motor de gas natural para el arranque en 10 segundos. El arranque de 10 segundos sólo es posible en motores de gas

específicos. Consulte la fábrica para obtener los requisitos de arranque del modelo del motor específico.

Los requisitos de la condición de arranque para los motores de gas natural son los mismos de los motores diesel, excepto por un detalle: La válvula de gas de solenoide debe ubicarse lo más cerca posible del carburador o del regulador "A", dependiendo de la composición del tren de combustible. Es deseable una distancia máxima de 0,61 m (2 pies).

Los requisitos de tiempo de arranque deben determinarse antes de seleccionar el tamaño del grupo electrógeno. Una aplicación de arranque rápido requiere considerar la altitud, la temperatura y otros factores que afectan el arranque del motor, para encontrar la mejor solución.

Para obtener más información, consulte la sección "Arranque Rápido y de Emergencia" de la Guía de Aplicación e Instalación de Sistemas de Arranque.

Centros de atención médica y NFPA 99

La norma NFPA 99 es específica para centros de atención médica.

El numeral 3-4.1.1.8 establece lo siguiente:
"El(Los) grupo(s) electrógeno(s) deberán tener suficiente capacidad para absorber la carga y cumplir con los requisitos de estabilidad de frecuencia y voltaje mínimos del sistema de emergencia 10 segundos después de la pérdida de potencia normal".

Los clientes que requieren esta capacidad pueden obtenerla usando el sistema de generador correcto. Seleccione un grupo electrógeno apropiado en conformidad con esta

norma para todos los centros de atención médica de los Estados Unidos.

Determinar el tamaño de un grupo electrógeno requiere conocer las cargas y las estrategias de administración de carga del cliente, así como sus requisitos de respuesta transitoria, emisiones y arranque. Todos los requisitos deben determinarse antes de establecer el tamaño y la clasificación del grupo electrógeno.

Selección del combustible

La selección del combustible puede afectar el rendimiento de un grupo electrógeno y, dependiendo de la disponibilidad, reducir los costos de electricidad para el usuario. Gas natural, diesel y los combustibles pesados son opciones comunes.

Nota: Puede encontrarse información detallada de los combustibles gaseosos y diesel en las Guías de Aplicación e Instalación respectivas.

Gas natural

Los motores de gas natural son apropiados para la carga fundamental y operaciones continuas. El gas natural no responde bien a cargas transitorias, de modo que no es una buena opción para cargas con fluctuaciones. El gas natural puede ser menos costoso, dependiendo de la disponibilidad, y tiene un mayor nivel de emisiones.

Diesel

El combustible diesel es apropiado para cargas con mayores fluctuaciones. El combustible que generalmente se recomienda para grupos electrógenos diesel es el aceite de horno No. 2 o el combustible diesel No. 2D. Cuando este combustible se usa para

calentamiento, resulta práctico el uso de tanques comunes de almacenamiento para calderas y grupos electrógenos. Además de reducir los costos de instalación, esta configuración reduce los costos de combustible en las compras al por mayor y minimiza el deterioro del combustible. El combustible diesel es una excelente opción para carga fundamental y aplicaciones auxiliares.

Combustibles pesados

Los combustibles pesados son los productos derivados del proceso de refinado del petróleo. Estos combustibles son muy viscosos y su calidad es muy baja. Sin embargo, es un combustible muy económico. Para las industrias que consumen grandes cantidades de combustible, los combustibles pesados son una buena opción debido a su precio. Los combustibles pesados no son una buena opción para aplicaciones auxiliares.

Rendimiento

Emisiones

Las normas de emisiones de motores evolucionan constantemente.

Las configuraciones especiales del motor permiten la operación con emisiones de escape más bajas. Las emisiones de escape gaseosas de los motores diesel son las más bajas de los motores modernos de combustión interna. Las emisiones del motor se miden usando un analizador de gases Horiba o Beckman, con equipo y técnicas de medición de datos en conformidad con el Código de Regulaciones Federales de los Estados Unidos, Título 40, Parte 53 u 86.

Caterpillar ha desarrollado una correlación entre la concentración de humo y partículas, que puede usarse para calcular las emisiones de partículas.

Humo negro

El humo negro es la porción de partículas de hollín causada por combustión incompleta. El humo negro no se considera una emisión de escape, sino la compilación de emisiones de escape con material particulado en su mayor proporción. Debido a la composición del combustible, los motores de gas generalmente no tiene una emisión significativa de material particulado y no emiten humo negro.

Humo blanco

El humo blanco es causado por el combustible vaporizado y sin quemar que pasa a través del motor. Al igual que el humo negro, el humo blanco no se considera una emisión de escape definida. Generalmente, el humo blanco sólo se presenta durante el arranque y se desvanece a medida que el agua de las camisas del motor se calienta a medida que se carga el motor. Los calentadores de agua de las camisas ayudan a reducir el humo blanco durante el arranque.

El azufre presente en el combustible se oxida para formar dióxido de azufre. La emisión de dióxido de azufre depende de la cantidad de azufre del combustible y del consumo de combustible del motor. Las emisiones de dióxido de azufre pueden calcularse usando la siguiente fórmula:

$$SO_2 = (00.01998) (BSFC) (\% \text{ de azufre en el combustible})$$

Donde:

SO_2 = Emisiones en g/kW-h

BSFC = Consumo específico de combustible al freno

% de azufre = Porcentaje por peso en el combustible

Los óxidos de nitrógeno se forman cuando se combinan las moléculas de oxígeno y nitrógeno del aire de combustión. El óxido nítrico se oxida gradualmente convirtiéndose en dióxido de nitrógeno que es más perjudicial para la atmósfera. El dióxido de nitrógeno es un gas venenoso que cuando se combina con hidrocarburos en forma de luz solar, crea smog.

Las emisiones de dióxido de nitrógeno en partes por millón por volumen pueden calcularse aproximadamente a partir de la tasa de emisión de masa y del flujo de escape:

$$\text{Concentración de NOx} = 629 \times \frac{\text{Emisiones de masa de NOx}}{\text{Flujo de masa de escape}}$$

Donde:

Concentración de NOx = Partes por millón

Emisiones de masa de NOx = g/h de NO_2 equivalente

Flujo de escape = kg/h

Caterpillar ofrece motores estándar (STD) para sitios en que se permiten niveles de emisiones. También puede añadirse un convertidor catalítico en lugares donde las normas de emisiones son más rigurosas. Los motores de emisiones bajas (LE) se usan en sitios donde las emisiones son una preocupación importante. Los motores LE usan tecnología de combustión limpia. Combustión limpia significa que aire en exceso es forzado a entrar en el cilindro para bajar la temperatura del proceso de combustión. Este proceso reduce el NO_x de escape. Los motores LE pueden mantener cargas más altas sin detonación. Debido a esto, los motores LE tiene una clasificación más alta que los motores STD, dadas la misma relación de compresión y la temperatura del posenfriador de circuito separado.

Algunas mediciones que mejoran los niveles de emisiones afectarán otras áreas relacionadas con las consideraciones de tamaño. Los kW pueden reducirse o el valor de la tasa de respuesta puede ser más alta en algunos casos. Por supuesto, esto puede afectar las clasificaciones y el rendimiento del motor.

Factores de corrección

Los niveles de emisiones tienen influencia en la clasificación del motor, la velocidad, el turbocompresor, la sincronización, el combustible y las condiciones del ambiente. Una temperatura ambiente alta y altitudes altas aumentan el dióxido de nitrógeno y las emisiones de partículas. Las pruebas realizadas a los motores en el laboratorio siguen las normas específicas descritas en la norma ISO 8178-1 con relación a la temperatura, la presión barométrica y la densidad

del combustible. El nivel nominal de los datos de emisiones se deriva de estas condiciones. Las condiciones específicas pueden encontrarse a través de Información de Mercadotecnia Técnica (TMI).

"Nominal" comparado con "No exceder"

La información de emisiones del motor generalmente se publica en uno de los siguientes formatos. El primero es el nominal, que corresponde a los niveles de emisiones que se esperarían de un motor nominal y el segundo nivel es el de "No exceder", que corresponde a la salida máxima de emisiones esperada de un motor. Es importante entender estos niveles cuando se compara información de la competencia y cuando se proporciona información a los asesores de ingeniería y a los usuarios finales.

Los datos "No exceder" incluyen un "Factor de tolerancia" para tener en cuenta la operación paralela y las variaciones de la instrumentación y de la instalación. Si el valor "No exceder" se sobrepasa durante las mediciones de campo, es probable que el equipo de prueba tenga una falla o que el motor tenga un problema.

Los motores Caterpillar, a velocidad nominal, no excederán los valores especificados en la **Tabla No. 10**.

Emisión g/bhp-h	Diesel			Gas natural	
	NA	TA	T	Convertidor catalítico	Bajas emisiones
Oxido de nitrógeno (NOx)	12,0	15,0	19,0	1,2	2,0
Monóxido de carbono (CO)	3,5	2,0	1,5	1,0	1,7
Hidrocarburos (NMHC)	0,4	1,5	1,5	0,5	0,35

Tabla 10

Nota: Dependiendo de la configuración y clasificación, muchos motores emiten emisiones considerablemente menores. Los datos de emisiones específicos están disponibles en el TMI del producto específico.

Equilibrio térmico

Antes de diseñar un sistema de enfriamiento, el diseñador debe conocer cuánto calor se está irradiando a través de cada uno de los circuitos de enfriamiento. La siguiente guía ayudará a interpretar y aplicar los datos de radiación de calor.

Equilibrio térmico es un término usado para describir lo siguiente:

La entrada de calor en el motor es igual a la suma de las salidas de calor y de trabajo.

Un ejemplo de esta relación se muestra en la siguiente ecuación:

$$\begin{array}{r}
 \text{Salida de} \\
 \text{trabajo} \\
 + \text{ Calor de escape} \\
 \text{total} \\
 + \text{ Radiación} \\
 + \text{ Agua de la} \\
 \text{camisa} \\
 + \text{ Enfriador de} \\
 \text{aceite} \\
 + \text{ Posenfriador} \\
 \hline
 = \text{ Entrada de calor} \\
 \text{total}
 \end{array}$$

En cada cálculo en que se usen los datos del motor hay una banda o desviación de tolerancia de la norma. Las tolerancias de equilibrio térmico deben aplicarse cuando se determina el tamaño de los componentes del sistema de enfriamiento. Las tolerancias recomendadas por Caterpillar varían dependiendo de la modalidad del motor y se publican en TMI.

Información adicional de este tema puede encontrarse en la Guía de Aplicación e Instalación de Sistemas de Enfriamiento.

Uso de cogeneración

En un motor estándar, el equilibrio térmico no es relevante para el cliente en términos de rendimiento. Sin embargo, si el cliente requiere la capacidad de cogeneración, ésta se vuelve crucial en su aplicación. Las BTU deben corresponder no sólo con la necesidad general del cliente, sino

con la necesidad de la aplicación específica.

Antes de determinar la mejor solución, deben considerarse varios factores acerca de las necesidades del cliente. Suponga la siguiente situación: Un cliente necesita 45% BTU para calor, 45% para electricidad y 10% se pierden. Antes de seleccionar cualquier unidad que cumpla estos criterios, deben hacerse preguntas adicionales e incluirse algunas de las siguientes:

- ¿Debe ofrecerse un grupo electrógeno con gran capacidad térmica y poca capacidad eléctrica con el fin de que la electricidad adicional requerida se adquiera de una empresa de energía eléctrica?
- ¿Qué sucede con un grupo electrógeno con gran capacidad eléctrica y poca capacidad térmica?
- ¿Qué opción le ahorrará dinero al cliente si se usa un sistema de enfriamiento por épocas o durante todo el año?
- ¿Cuáles son los precios de la empresa de energía eléctrica por combustible para calentamiento y electricidad?
- ¿Qué tipos de opciones de administración de carga están disponibles para ellos?

Además, estos elementos deben considerarse teniendo en cuenta las necesidades actuales y futuras del cliente antes de recomendar una solución.

Análisis de carga

El análisis de carga es el proceso de considerar el tamaño, las características de arranque y el uso previsto de las cargas eléctricas y su impacto colectivo en una fuente de potencia de un grupo electrógeno.

Algunas veces puede ser necesario realizar un análisis detallado, mediante análisis y observación, con el usuario, el cliente o el ingeniero asesor/de especificaciones para determinar la naturaleza exacta de las cargas.

La determinación de la carga eléctrica de una instalación es el primer y más importante paso para suministrar un grupo electrógeno. El proveedor del grupo electrógeno se considera como el experto cuando elige el grupo electrógeno correcto para suministrar potencia a la carga. Como proveedor de grupos electrógenos Caterpillar de calidad alta, es importante conocer las cargas eléctricas y tener un conocimiento básico del trabajo de análisis de cargas.

Una carga eléctrica es un dispositivo que usa electricidad; las luces, los motores, los calentadores, las soldadoras y el equipo de comunicaciones son sólo algunos ejemplos de cargas eléctricas.

Cuando se analizan cargas eléctricas es importante comprender la relación entre energía y potencia. La potencia es medio para hacer un trabajo. Es un producto de la fuerza por el movimiento. La potencia eléctrica es el producto de la fuerza electromotriz (voltios) por el flujo de corriente (amperios). Se expresa en vatios o kilovatios. Energía es trabajo.

Es el producto de la potencia por el tiempo.

$$\text{Energía} = \text{Potencia} \times \text{Tiempo}$$

En la generación de potencia eléctrica, la energía eléctrica producida o consumida se expresa en kilovatios-horas (kW-h). Una carga kW-H de energía es un kW de potencia eléctrica usado en una hora.

$$\text{kW-h} = \text{kW} \times \text{h}$$

Las cargas tienen diferentes características eléctricas. Cuando se lleva a cabo un análisis de carga, es útil clasificar en grupos las cargas con características comunes. No hay normas rígidas para clasificar las cargas. Los arquitectos, los asesores, los clientes y los proveedores de grupos electrógenos determinarán o hablarán de las categorías de las cargas basados en las necesidades del proyecto específico.

Por ejemplo, las cargas pueden clasificarse como cargas normales y de emergencia o quizá como cargas críticas y no críticas. Las cargas de emergencia o las cargas críticas pueden dividirse en categorías adicionales de cargas de emergencia o ininterrumpibles. En un proyecto diferente, las cargas pueden clasificarse como fundamentales, intermedias y de corte de crestas.

El análisis de carga debe definir aquellas cargas que se consideran lineales (trazo de corriente en forma de onda sinusoidal) y no lineales (trazo de corriente en pulsos o en ondas no sinusoidales).

Definiciones adicionales de cargas lineales y no lineales se incluyen en la sección "Tipo de Carga" de la **Página 95101**.

La selección apropiada de un grupo electrógeno como fuente de potencia, requiere frecuentemente establecer si se incluye en las categoría lineal o no lineal. Además, las cargas pueden separarse como cargas de sistemas de iluminación, cargas de motores y cargas variadas. Un grupo electrógeno es una fuente de potencia limitada, algunas veces llamado "colector limitado". El colector limitado no tiene la capacidad de reserva de una empresa de energía eléctrica. Es necesario analizar y clasificar las cargas del grupo electrógeno para garantizar la consideración apropiada de sus características de demanda de potencia.

Las cargas analizadas en este capítulo se clasificarán por tipo y se determinará si son lineales o no. En primer lugar, vamos a dividir la carga en cargas de sistemas de iluminación, cargas de motores y cargas variadas que tienen características únicas.

Cargas eléctricas típicas	
Sistemas de iluminación	Lámparas incandescentes, lámparas fluorescentes, descarga de intensidad alta (HID) y arco.
Calentamiento	Hornos de resistencias, hornos de convección, calentamiento dieléctrico, calentamiento por inducción y hornos de arco.
Soldadura	Soldadura de resistencia, soldadura por arco y soldadura por inducción.
Motores	CC, de inducción y sincrónicos.
Varios	Rectificadores, controladores de estado sólido y equipos de comunicaciones.

Tabla 11

Cargas de sistemas de iluminación

Cargas lineales de sistemas de iluminación

Las cargas lineales son cargas que trazan el flujo de corriente en forma de onda sinusoidal como se muestra en la **Figura No. 20**. Hay muchos ejemplos de cargas lineales, pero la de los sistemas de iluminación es la más común.

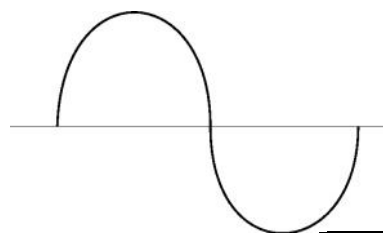


Figura 21

Sistemas de iluminación

Las cargas de los sistemas de iluminación generalmente se consideran como una carga constante para propósitos de determinación de tamaño, aunque los circuitos de luces

individuales o el uso de una lámpara pueden ser muy diversos. La iluminación con frecuencia se expresa en voltios-amperios (VA) o kilovatios-amperios (kVA), debido a que principalmente es una carga resistente con un factor de potencia (pf) de uno (1,0). Por tanto, si la carga de un sistema de iluminación se proporciona en kVA, generalmente se asume igual al valor kW. Hay varios tipos de sistemas de iluminación.

Iluminación incandescente

Una lámpara incandescente tiene un filamento que es calentado por una corriente eléctrica para producir incandescencia. Esta iluminación es una carga eléctrica muy simple y común. Las lámparas incandescentes se clasifican por requisitos de voltaje y vatiaje. El factor de potencia es 1,0, de modo que las bombillas incandescentes pueden operar en corriente alterna o continua. Estas cargas con frecuencia se clasifican en vatios. Por ejemplo, diez bombillas de 100 vatios tendrían una carga de 1.000 vatios o de 1 kW. La corriente que fluye en una lámpara se halla dividiendo su clasificación de vatiaje por el voltaje de entrada específico:

$$A = W / V$$

Los filamentos incandescentes hacen fluir corrientes de arranque inicial altas y resultan apropiados en aplicaciones que requieren intermitencia o atenuación, con operación en amplias gamas de voltaje. Cualquier fluctuación de voltaje puede afectar la luminosidad de la lámpara, mientras que las fluctuaciones de voltaje extremas disminuyen la vida útil del filamento.

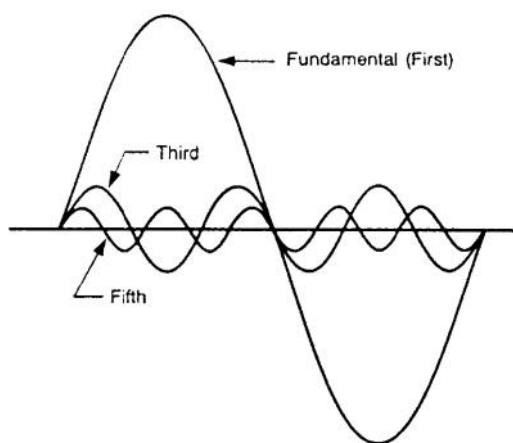
Corriente interna de lámparas de tungsteno

Las lámparas con filamentos de tungsteno son dispositivos de resistencia. La resistencia de un filamento de tungsteno aumenta rápidamente con el aumento de temperatura. A temperatura ambiente, con la lámpara "desconectada", la resistencia es baja. Sin embargo, la temperatura del filamento aumenta rápidamente cuando la lámpara se enciende y, por tanto, la resistencia aumenta cuando la lámpara obtiene la temperatura de operación normal. Ésto se conoce como corriente interna de lámparas de tungsteno.

La corriente interna de una lámpara de tungsteno puede ser hasta 17 veces mayor que la corriente normal, pero la sobretensión dura sólo unos pocos ciclos. Los interruptores deben diseñarse para manejar dichas sobretensiones. Cuando se usa fuente de potencia de generador, este fenómeno generalmente no tiene importancia. Sin embargo, bloques muy largos de carga de iluminación de tungsteno pueden causar una caída de voltaje transitoria.

Cargas no lineales de sistemas de iluminación

Las cargas no lineales son cargas de CA en que la corriente no es proporcional al voltaje. Las cargas no lineales crean armónicas u ondas sinusoidales adicionales, que son un múltiplo de la frecuencia generada en forma de onda de corriente; **La Figura No. 21** muestra las armónicas. Ésto afectará el tamaño del generador. Las armónicas se analizan en detalle en la Guía de Aplicación e Instalación de Sistemas Generadores (LSBW4993).

**Figura 22**

Lámparas fluorescentes

Las lámparas fluorescentes también se clasifican por voltaje y vatiaje. Debido al uso de un transformador de balastro, estas lámparas tienen factores de potencia levemente menores (0,95 a 0,97) que las lámparas incandescentes. Cuando las luces incandescentes o fluorescentes operan desde transformadores de reducción, debe considerarse la contribución del factor de potencia del transformador. Los dispositivos no compensados pueden mostrar factores de potencia tan bajos como de 0,5.

Lámparas de descarga de gas

Las lámparas de descarga de gas son fluorescentes, de sodio de presión alta o lámparas similares que usan una cámara llena de gas junto con un arco eléctrico de energía baja y voltaje alto sostenido. Las lámparas de descarga de gas se clasifican por voltaje y vatiaje.

El voltaje alto requerido por una lámpara de descarga de gas se obtiene al usar transformadores de balastro y balastros electrónicos.

Los transformadores de balastros con reactores de saturación se usan

para proporcionar voltaje alto y controlar la corriente de la lámpara. La corriente producida mediante este tipo de balastro es alta en contenido de tercer armónica debido a los reactores de saturación. Los balastros electrónicos usan circuitos de potencia electrónica para generar y controlar la corriente de la lámpara.

Al igual que las lámparas fluorescentes, las lámparas de descarga de gas tienen factores de potencia ligeramente menores (0,95 a 0,97) que las lámparas incandescentes. Las lámparas de descarga de gas pueden ser sensibles a caídas de voltaje transitorias. Ciertos tipos de lámparas de descarga de gas pueden extinguirse durante una caída de voltaje transitoria severa y experimentar demoras para volver a encenderse. Se debe contactar a los fabricantes o proveedores de las lámparas para obtener información de estas características. Esta situación no es típica de las lámparas fluorescentes. Por regla general, evite cargas SCR pesadas, cargas grandes de alternación de bloque y cargas grandes skVA del motor en circuitos de iluminación de descarga de gas.

Cargas de motores

Cuando se determina el tamaño de un grupo electrógeno, es importante identificar los tipos de motores usados, debido a las diferentes características de arranque. Las características de arranque pueden llevar a la necesidad de un generador más grande o más pequeño.

Cuando se compara con la alimentación de una empresa de energía eléctrica, un grupo electrógeno en el sitio es una fuente de potencia limitada, desde el motor y

los kVA del generador. Por tanto, un grupo electrógeno debe tener el tamaño adecuado para arrancar y resistir las cargas conectadas del motor.

Los motores convierten la energía eléctrica en movimiento mecánico. Estos pueden presentar demandas severas en la fuente de potencia durante el arranque y aceleración a velocidad nominal. La demanda de corriente puede variar de cuatro a diez veces la corriente de carga plena normal durante este período. Esta demanda de corriente por encima de la demanda de corriente normal se conoce como kVA de arranque (skVA) y, con frecuencia, tiene una gran influencia en la selección del generador.

El arranque de un motor eléctrico puede crear caídas de voltaje en exceso de 40% si el grupo electrógeno no tiene el tamaño adecuado. Ésto puede ocasionar efectos serios en las cargas existentes, como el desvanecimiento o apagado de las luces o la parada de los motores debido a voltaje insuficiente. El arranque de los motores se analizará más adelante en esta sección.

Las precargas de los motores no varían las corrientes de arranque máximas, pero afectan el tiempo requerido para que los motores alcancen la velocidad nominal y la corriente y regresen al valor de funcionamiento normal. Si los motores tienen exceso de carga, podrían no arrancar o podrían funcionar a menor velocidad. Las corrientes de arranque y funcionamiento se consideran cuando se analiza el requisito de kVA totales.

Los motores eléctricos CA representan cargas inductivas con factores de potencia de entre 0,5 y 0,95, dependiendo del tamaño, el tipo y la carga.

Con pocas excepciones, hay dos tipos básicos de motores CA:

- Motores de inducción
- Motores sincrónicos

Motores de inducción

Los motores de inducción, como el mostrado en la **Figura No. 23**, son los motores más comúnmente usados actualmente. Los motores de inducción tienen un inducido fijo conectado a la fuente de potencia. El devanado del rotor, con el eje giratorio, se excita mediante el voltaje inducido por el campo magnético generado por los devanados del inducido fijo. El voltaje, inducido en el rotor, resulta en flujo de corriente dentro del devanado del rotor. Esta corriente crea otro campo magnético alrededor de los conductores del rotor. La rotación del rotor se produce por la interacción de los campos magnéticos del rotor y del inducido, a medida que el campo magnético del inducido gira alrededor del inducido fijo con la progresión de corriente CA fluyendo en los devanados del inducido.

Los dos tipos de motores de inducción son el de jaula de ardilla y de rotor de devanado.

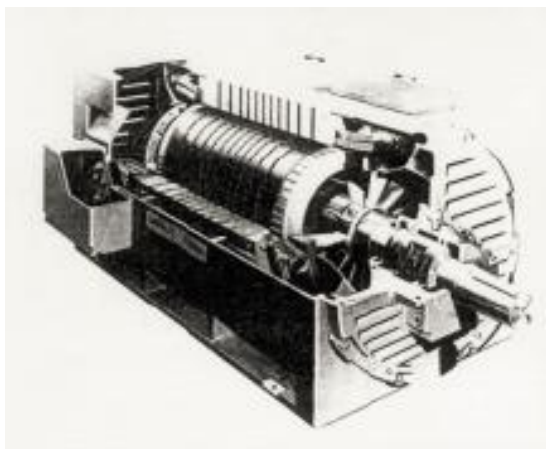


Figura 23

De jaula de ardilla

El motor de jaula de ardilla es el más usado de todos los motores de la industria. La mayoría de los motores trifásicos son de este tipo. Cuando se requiere mando de velocidad constante con funcionamiento a velocidad baja no continua, se usa un motor de jaula de ardilla.

El nombre proviene de la construcción del circuito del rotor. Hay unas barras conductoras sólidas dispuestas alrededor de la periferia del rotor con sus extremos en corto circuito. Si el conjunto del conductor se quita del núcleo de acero, asemeja una jaula de animal pequeña y circular.

Los motores de inducción de jaula de ardilla se fabrican con variantes de diseño para las características de rendimiento específicas, como el par de arranque, la características de velocidad/par y los amperios del rotor bloqueado. Los motores de jaula de ardilla se dividen en cuatro diseños: A, B, C y D. Las descripciones de estos diseños se presentan en la sección "Rendimiento del Motor" de esta guía.

La Tabla No. 12 presenta las especificaciones para cada clase de motor.

Pares del motor de jaula de ardilla por unidad de par de carga plena			
Clase	Rotor bloqueado	Interrupción	Parada
A	1,40	Más de 2,00	1,00
B	1,40	2,00	1,00
C	2,00	1,90	Más de 1,40
D	2,75	No especificado	No especificado

Tabla 12

Rotor de devanado (anillo colector)

Un motor de rotor de devanado es un motor de inducción especial que tiene un rotor devanado con bobinas. Los devanados se ubican en ranuras alrededor de la periferia del rotor y están conectados a anillos colectores. Las escobillas del anillo colector se conectan a resistencias externas. El cambio de la resistencia del circuito del rotor cambiará la corriente del circuito del rotor inducido y las características de velocidad/par del motor. La resistencia alta del rotor proporciona un par alto de arranque con corriente de arranque baja. Un motor de inducción de rotor de devanado normalmente tiene cinco a siete pasos de resistencia en el circuito del rotor.

Los motores de rotor de devanado se usan para arrancar cargas grandes de masa giratoria o de inercia alta con un tiempo largo de aceleración. Estos motores proporcionan un arranque más suave con menos calentamiento durante el período de aceleración. Generalmente, el arranque de los motores se realiza con un factor de potencia de unidad cercana a uno (1,0). La corriente de arranque está limitada a 130% de la corriente de operación nominal. Debido a que

estos motores no tienen letra de código, el rendimiento de operación exacto debe obtenerse de la placa del motor o de la información del fabricante. Aplicaciones típicas son: bombas grandes, bandas transportadoras largas, ventiladores de gran diámetro y dispositivos grandes de tambor giratorio.

Las características de la corriente se muestran en la **Figura No. 24**, como corresponden a los pasos en resistencia. También se muestran los porcentajes de la resistencia nominal total del circuito del rotor. Con resistencia máxima o de 100% cuando el motor se arranca a velocidad cero, la corriente de línea interna está en la gama de corriente de carga plena de 100%. Si todos los anillos se pusieran en corto durante el arranque, como en el motor de jaula de ardilla, habría resistencia cero y la corriente de arranque sería aproximadamente 460% de la corriente de carga plena. Esto representaría una condición mucho más severa de arranque. La operación normal de este motor se realiza con toda la resistencia en corto circuito.

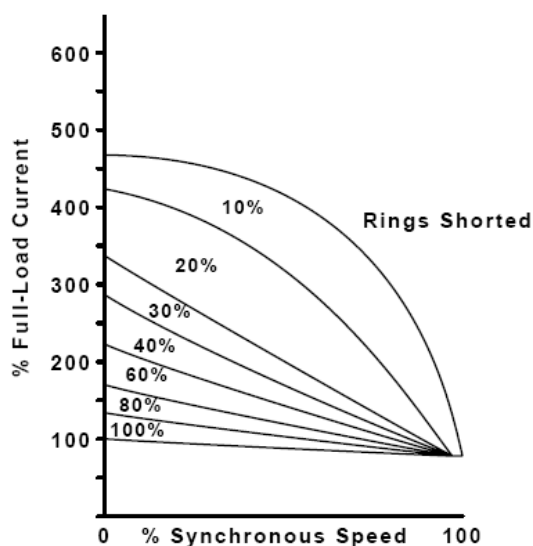


Figura 24

Definición de deslizamiento

La velocidad de un motor de inducción es casi constante en estado sin carga a carga plena en relación con la frecuencia de suministro. Idealmente, si no existiera resistencia para la rotación del rotor, el campo magnético del rotor seguiría exactamente en sincronismo con el campo magnético del inducido. Sin embargo, en los motores de inducción, el campo magnético giratorio del inducido debe evitar los conductores del rotor para crear el par. En otras palabras, un motor de inducción debe funcionar a una velocidad menor que la velocidad sincrónica para producir un par de impulsión. El deslizamiento es una reducción de velocidad con aumento de carga.

La cantidad de deslizamiento varía con el diseño del motor. Un deslizamiento de aproximadamente 3% a carga plena es común con un motor de inducción.

El deslizamiento es la diferencia entre la velocidad del rotor y la velocidad del campo magnético giratorio del estator. La ecuación usada para calcular el porcentaje de deslizamiento a carga plena es:

$$\text{Deslizamiento a carga plena (\%)} = \frac{\text{Velocidad sincrónica} - \text{Velocidad a carga plena}}{\text{Velocidad sincrónica}}$$

La velocidad sincrónica se establece mediante la frecuencia de suministro y la configuración del devanado del estator en un número de polos magnéticos.

En general, a medida que la carga de un motor de inducción aumenta, su velocidad disminuye por debajo de la velocidad sincrónica.

Ejemplo

Un motor de inducción de seis polos funciona a casi 1.200 r/min sin carga y a 1.140 r/min a carga plena cuando se suministra potencia de una línea trifásica de 60 Hz. ¿Cuál es el porcentaje de desplazamiento a carga plena?

Solución

$$\text{Deslizamiento a carga plena (\%)} = \frac{\text{Velocidad sincrónica} - \text{Velocidad a carga plena}}{\text{Velocidad sincrónica}}$$

$$\text{Velocidad sincrónica} = \frac{120(f)}{\text{No. de polos}} = \frac{120(60)}{6} = 1.200 \text{ rpm}$$

$$\frac{1.200 - 1.140}{1.200} = \text{Deslizamiento de 5\%}$$

Motores sincrónicos

Los motores sincrónicos, al igual que los motores de inducción, demandan skVA altos durante el arranque.

Generalmente, los motores sincrónicos sólo son prácticos en tamaño de más de 40 hp, en el que las cargas pesadas están en operación constante. Los motores sincrónicos mantienen una velocidad constante, sincronizada con la frecuencia de la línea de potencia.

Los motores sincrónicos tienen dos características que los diferencian de los motores de inducción.

- Los motores sincrónicos funcionan a una velocidad sincrónica exacta.
- El rotor de un motor sincrónico se excita por separado con CC mientras opera a velocidad sincrónica, lo que permite variar

el factor de potencia de operación.

Las características de los motores sincrónicos varían de motor a motor. Esta variabilidad requiere obtener las características de rendimiento del fabricante del motor, debido a que esta información podría no aparecer en la placa de identificación.

Nota: Una variación del motor de inducción, conocido como motor de reluctancia, está disponible para aplicaciones, tales como sistemas de bandas transportadoras sincronizadas. Estos motores funcionan sin desplazamiento a una velocidad sincrónica exacta, independiente de la carga, pero no deben confundirse con los verdaderos motores sincrónicos. El factor de potencia no es ajustable y, de hecho, es más deficiente que para los motores de inducción estándar, y el rotor bloqueado y las corrientes de carga plena también son más altas que las de los motores de jaula de ardilla estándar. Los motores modernos de reluctancia sincrónica no requieren una fuente externa de de-excitación. Estos motores se ofrecen en diferentes versiones, incluyendo motores de engranajes.

Motores CC

Los motores CC se usan en aplicaciones que requieren control de velocidad, arranque con carga pesada o donde otros elementos del sistema requieren un fuente de potencia CC. Las eficiencias de carga plena varían de 86% a 92%.

Los motores CC no tienen factor de potencia; sin embargo, cuando son impulsados por un rectificador controlado de silicio (SCR) mediante un generador CA, el motor CA no tiene un factor de carga. Use la

siguiente fórmula para determinar las cargas CC de un generador CA:

$$\text{amperios CC} = \frac{\text{kW CC} \times 1000}{\text{voltios CC}} = \frac{\text{amperios CA} \times 0,816}{\text{amperios CC} \times 0,816}$$

$$\text{kVA CA} = \frac{\text{voltios CA} \times \text{amperios CA} \times 1,732}{1.000}$$

$$\text{Factor de potencia} = \frac{\text{kW CC}}{\text{kVA CA}}$$

Ejemplo

Encuentre la cantidad de potencia monofásica que puede fluir de forma segura desde un grupo electrógeno de cuatro cables, trifásico y 125/216 voltios, clasificado para entregar 100 kW a 0,8 pf. La clasificación de corriente de la bobina del grupo electrógeno es 334 amperios. Suponga que la carga monofásica está conectada desde una línea a neutral y tiene un factor de potencia de operación de retardo de 0,9. Además, suponga que el grupo electrógeno suple a una carga trifásica de 50 kW a 0,8 pf.

Solución

1. Encuentre el trazo de corriente de cada una de las líneas de la carga trifásica.

$$P = \frac{3 V \times I \times \text{pf}}{1.000}$$

$$I = \frac{P \times 1000}{3 V \times \text{pf}} = \frac{50 \times 1000}{1,73 \times 216 \times 0,8} = 167 \text{ amperios}$$

2. Encuentre la capacidad de corriente restante de la bobina para la carga monofásica.
 $334 - 167 = 167 \text{ amperios}$
3. Encuentre la potencia monofásica disponible.

$$P = \frac{V \times I \times \text{pf}}{1.000} = \frac{125 \times 167 \times 0,9}{1.000} = 18,8 \text{ kW}$$

Cuando los motores CC están a rpm máximas, el factor de potencia del sistema también llega al máximo.

De acuerdo con los requisitos de la aplicación, los motores pueden diseñarse para proporcionar varias características de velocidad y par. Las aplicaciones modernas generalmente implicarán el uso de grupos de controles de mando de componentes fijos, comúnmente llamados mandos SCR. Los mandos SCR se analizan en detalle más adelante en esta sección.

Una consideración principal cuando se determina el tamaño de un generador es examinar la inclusión de un suministro CC apropiado. Debe haber suficientes kVA para proporcionar potencia al suministro CC y la carga.

Motores monofásicos

Los motores monofásicos son comunes en tamaños de potencia fraccionada. Ocasionalmente, podrían usarse en tamaños tan altos como 10 hp. Los motores monofásicos no tienen la ventaja de los campos magnéticos giratorios producidos por los ciclos de voltaje espaciados de un circuito trifásico. Por tanto, se incluye un devanado de motor de arranque separado en el estator con condiciones para suministrar un campo magnético que esté fuera de fase con el campo de devanado del estator principal. Ésto resulta en un campo giratorio para iniciar el movimiento. Un interruptor centrífugo desconecta el devanado del motor de arranque a medida que alcanza la velocidad nominal.

Los motores monofásicos generalmente no son una gran preocupación cuando su arranque se realiza mediante un generador de tamaño relativamente grande. Es una buena práctica dividir las cargas múltiples del motor monofásico en igual número de bloques por fase. Si los bloques de los motores monofásicos se distribuyen de igual forma en las tres fases y arrancan como un grupo, la carga de este motor puede considerarse como un motor trifásico de igual hp. Los skVA pueden ser más altos debido a que los skVA por hp son típicamente más altos para los motores monofásicos. La carga kW total también puede ser ligeramente mayor debido a que, frecuentemente, los motores pequeños son menos eficientes que los más grandes.

Si la carga de un motor monofásico no puede distribuirse, puede ser necesario verificar la capacidad del generador para proporcionar los skVA. Generalmente, con bloques grandes de motores monofásicos cuyo arranque se realiza desde una fase, los skVA disponibles del generador serán 56% de los skVA trifásicos normales.

Motores trifásicos

Los motores trifásicos son muy comunes en la industria. Proporcionan más salida por su tamaño físico que los motores monofásicos y tienen la ventaja de tener un campo magnético giratorio de diseño simple que gira el rotor para el arranque. En un motor trifásico, hay tres ciclos de voltaje distribuidos de forma similar que alimentan los devanados respectivos del estator. Se produce un campo magnético giratorio que el rotor inmediatamente comienza a seguir. Por tanto, no se requiere un devanado

de motor de arranque especial para comenzar la rotación.

Rendimiento del motor

Como se mencionó anteriormente, los motores trifásicos son de jaula de ardilla. . Cuando se cambian las secciones transversales de las ranuras del rotor, se producen diferentes características de par y velocidad. La forma en que un motor y su carga impactan a un generador depende en gran medida de las características del motor.

Clase de diseño

Los motores con varios diseños de rotor son clasificados en los Estados Unidos por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA) como diseños A, B, C y D. **La Figura No. 25** muestra una placa de identificación típica del motor.

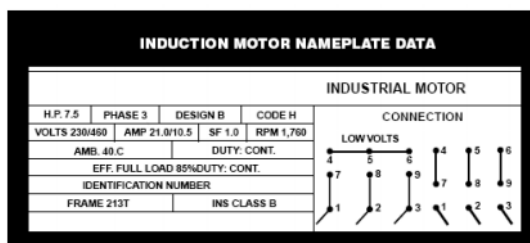


Figura 25

En las siguientes descripciones de diseño, el término "deslizamiento" aplica a la diferencia entre la velocidad del motor a carga plena y su velocidad sincrónica. Observe que estas descripciones no incluyen a los motores de reluctancia sincrónica.

Por ejemplo, un motor de 60 Hz de cuatro polos tiene una velocidad sincrónica de 1.200 rpm, la velocidad real a carga plena debe ser 1.164 rpm, en caso de que el deslizamiento sea de 3%. Cada diseño de motor tiene sus propias características únicas.

Diseño A

Los motores de diseño A son muy parecidos a los motores de diseño B, tienen par, deslizamiento y corriente de arranque normales. La diferencia más significativa es que NEMA limita las corrientes de arranque para el diseño B y no para el A.

Los motores de diseño A tienen baja resistencia del rotor y operan con menor deslizamiento a carga plena. Una desventaja de este diseño es el par de arranque bajo y la corriente de arranque alta. Gracias a que alcanzan la velocidad plena rápidamente y no se sobrecalientan durante el arranque, estas máquinas resultan apropiadas para aplicaciones en que se requiere el arranque con un par de carga muy bajo.

Diseño B

El motor de diseño B es el motor de uso general más usado de la industria. Su combinación de corriente de arranque baja y el par y deslizamiento normales lo convierten en una excelente opción para impulsar muchos tipos de cargas industriales.

Los motores de diseño B operan en un deslizamiento de menos de 0,05 a carga plena con máquinas más grandes que operan un 0,005 muy eficiente. Estos motores se usan en sistemas que requieren par bajo o mediano.

Diseño C

Los motores de diseño C tienen par de arranque alto, corriente de arranque y deslizamiento bajos. El par de arranque alto convierte al diseño C en una buena opción para cargas de arranque difícil.

Estos motores están diseñados para arrancar a par de carga plena y operan en deslizamientos de menos

de 0,05 a carga plena. Los motores de clase C tienen un par de arranque más alto por amperio de corriente de arranque que los motores de clase B.

Diseño D

Los motores de diseño D tienen un par de arranque muy alto, deslizamiento alto y corriente de arranque relativamente baja. El diseño D permite un par de arranque alto y potencia alta de operación para concentrarse en un tamaño relativamente pequeño de bastidor.

Estos motores resultan apropiados cuando se requiere velocidad "flexible". Los mandos intermitentes que requieren aceleración alta bajo cargas de impacto altas usarían un motor de clase D. El par máximo del motor de clase D opera a un deslizamiento mayor o igual que 0,5. Ésto hace que el motor de clase D sea muy eficiente. También, para mantener baja la corriente de arranque se usan barras del rotor de material altamente resistente al calor. Las pérdidas del circuito del rotor requieren la construcción de una máquina más grande y, por lo tanto, más costosa para la potencia determinada. Esta estrategia debe compararse con la ventaja de la característica de velocidad flexible que se requiere en algunas aplicaciones para determinar si debe usarse un motor de clase D.

Las características de cada diseño se muestran en las curvas de velocidad y par de la **Figura No. 26**.

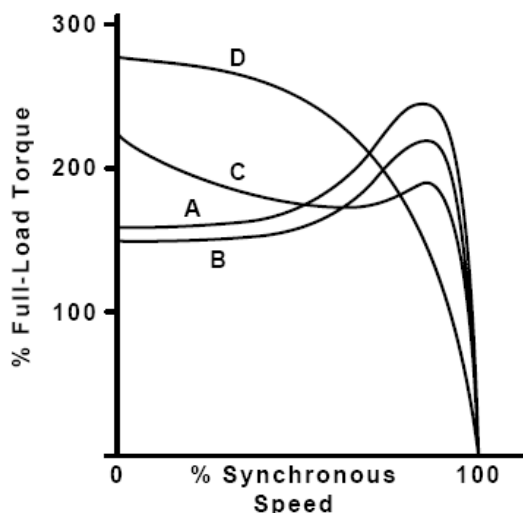


Figura 26

La **Tabla No. 13** presenta las pautas generales para seleccionar un motor de la letra de diseño apropiada de NEMA.

Condiciones deseadas o requeridas	Aplicaciones típicas	Letra de diseño recomendada por NEMA
Carga que requiere sólo par de arranque normal: capacidad de servicio continuo con capacidad de manejar sobrecargas temporales menores.	Bombas y compresores centrífugos, compresores alternativos con arranque sin carga, ventiladores con inercia normal, paletizadoras, bandas transportadoras, tornos, máquinas trituradoras, sierras, fresadoras, lijadoras, taladros de columna	A o B
Cargas de arranque difícil en servicio continuo o intermitente; cuando se requiere alguna capacidad de sobrecarga	Compresores recíprocos de arranque con carga, bandas transportadoras de arranque con carga pesada, mezcladoras Banbury, trituradoras sin	C

	volantes, martillo y molinos de bola, ventiladores de inercia alta.	
Cuando se requiere par de arranque alto; servicio intermitente o reversible/bloqueo cargas de inercia alta con tiempo de aceleración largo; cargas de fluctuación alta	Grúas, elevadores, trituradoras y prensas de moldeado con volantes, ventiladores de gran diámetro, herramientas reversibles de máquinas	D

Tabla 13

De estas características, el par es la más importante para el diseñador original en la selección de un motor para una aplicación específica. La clase de diseño de un motor generalmente no se considera cuando se determina el tamaño de un grupo electrógeno, debido a la mayor importancia del requisito de kVA de arranque. Los kVA de arranque generalmente determinan el tamaño y la selección de un grupo electrógeno que proporcionará más de la potencia adecuada para el motor para producir el par de arranque requerido. Sin embargo, el uso de generadores sobredimensionados, el arranque del motor a un menor voltaje y los motores muy cargados pueden requerir consideración especial.

Arranque del motor

Las características de arranque del motor tienen un impacto importante en la respuesta del sistema para el arranque; este aspecto tiene gran influencia en la selección del paquete final. Cuando se arranca un motor, éste requiere aproximadamente seis veces su corriente a carga plena. Esta corriente permanece alta hasta que el motor alcanza cerca del 80% de la

velocidad. Esta corriente de arranque inicial alta provoca una caída de voltaje en el generador. Un motor produce un par mecánico proporcional al voltaje aplicado. En casos en que la caída de voltaje del generador esté por debajo del voltaje nominal, el motor estará produciendo menos que el par proporcional.

La caída de voltaje inicial relacionada con el arranque del motor es principalmente una función del circuito magnético del generador. El uso de un excitador magnético permanente o de otros sistemas de apoyo a la excitación ayudarán a evitar el colapso de excitación total en casos de caídas extremas de voltaje. Es importante para el generador restaurar el voltaje después de la caída de voltaje inicial para acelerar el motor a la velocidad nominal. El grado de carga del motor afecta el tiempo de recuperación.

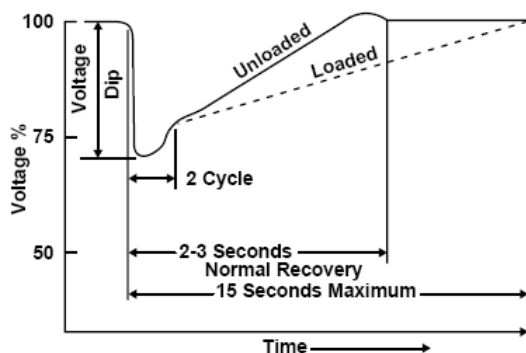


Figura 27

Aunque los motores sin carga imponen una corriente de arranque inicial alta (skVA) en los generadores durante el arranque, la carga kW del motor generalmente es pequeña. Sin embargo, los motores pueden requerir más de los kW nominales durante el arranque y la aceleración a la velocidad nominal. Los motores conectados directamente a

dispositivos centrífugos de inercia alta o a compresores recíprocos cargados provocan salidas de frecuencia severas y un arranque largo del motor. La comparación entre las corrientes de arranque de los motores con carga y sin carga muestra que los motores cargados durante bastante tiempo exigen corriente alta; vea la **Figura No. 27**. Se debe determinar el efecto de los motores con carga en el motor y el generador, especialmente si los motores grandes, como los de ventiladores y bombas centrífugas grandes, tienen cargas de inercia alta y aumenta la carga durante la aceleración.

Un grupo electrógeno de tamaño preciso respaldará los requisitos de arranque altos kVA (skVA) del motor y suministrará voltaje de salida suficiente al motor, de modo que pueda desarrollar la carga adecuada para la velocidad nominal. El grupo electrógeno debe tener suficiente capacidad kVA de arranque para limitar las caídas de voltaje momentáneas. Una caída de voltaje de 30% generalmente es aceptable, dependiendo del equipo que ya esté conectado. Los datos de capacidad de arranque del motor se encuentran en las hojas de especificaciones y en TMI para todos los grupos electrógenos Caterpillar.

NEMA identifica los motores en los Estados Unidos con una letra de código en la placa de identificación para indicar las características de arranque. **La Tabla No. 14** muestra el código NEMA y los skVA de arranque por potencia. **La Tabla No. 15** puede servir como guía para los motores fuera de los Estados Unidos.

Letras de código de identificación de los motores CC	
Letra de código NEMA	skVA de arranque/hp
A	0,00 - 3,14
B	3,15 - 3,54
C	3,55 - 3,99
D	4,00 - 4,49
E	4,50 - 4,99
F	5,00 - 5,59
G	5,60 - 6,29
H	6,30 - 7,09
J	7,10 - 7,99
K	8,00 - 8,99
L	9,00 - 9,99
M	10,00 - 11,19
N	11,20 - 12,49
P	12,50 - 13,99
R	14,00 - 15,99
S	16,00 - 17,99
T	18,00 - 19,99
U	20,00 - 22,39
V	22,40 -

Tabla 14

La Tabla No. 15 muestra los tamaños estándar para motores de 50 Hz. Los números de kVA de arranque deben usarse sólo como guía. Para obtener los skVA exactos de un motor, consulte al fabricante del motor.

kW de tamaño del motor	kVA de arranque
0,37	N/A
0,55	4,9
0,75	6,9
1,1	9,5
1,5	13,4
2,2	19,8
3	29,7
4	41,4
5,5	53,8
7,5	73,1
11	103
15	143
18,5	171
22	204
30	254
37	322
45	378
55	502
75	721
90	906
110	1.049
132	1.255
160	1.557
200	1.940
250	2.476
315	3.113
356	3.421

Tabla 15

La hp nominal y los kVA de arranque deben conocerse para evaluar apropiadamente el impacto que tendrá el arranque del motor en un sistema específico. Cuando se determina el tamaño de un grupo electrógeno, debe

determinarse el nivel aceptable de par para arrancar el motor o puede pasar que las cargas acelerarán lentamente o incluso no alcanzarán la velocidad plena.

Factor de potencia de arranque

Los grupos electrógenos generalmente se evalúan basados en su capacidad de lograr el arranque de motores eléctricos y acelerar a velocidad plena. Independiente de si el motor tiene carga o no, el arranque requiere muchos más kVA que los de la demanda durante el funcionamiento normal del motor. El calentamiento del generador se produce por la corriente, y es por esto que los generadores se clasifican según los kVA máximos y no los kW máximos. La relación de kW/kVA es el factor de potencia. Los motores tienen factores de potencia bajos durante el arranque. Las cargas industriales normales tienen un factor de potencia de 0,8. Éste es el valor usado por la norma NEMA y las clasificaciones de Caterpillar.

La carga impuesta en el motor durante un arranque del motor se calcula así:

$$\text{kW} = \text{kVA de arranque} \times \text{pf de arranque}$$

La **Figura No. 28** muestra el factor de potencia de arranque aproximado de los motores de jaula de ardilla.

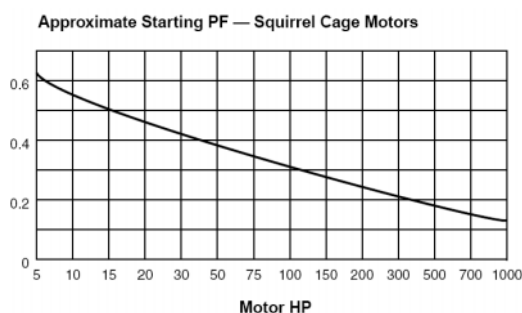


Figura 28

Como se muestra, un motor de jaula de ardilla de 5 hp tiene un factor de potencia de retardo de aproximadamente 0,6 pf, mientras que un motor de jaula de ardilla de 200 hp tiene un factor de potencia de retardo de aproximadamente 0,25.

La **Figura No. 28** puede usarse para ayudar a determinar los kW totales requeridos cuando se realiza el arranque de un motor de jaula de ardilla o de un grupo de motores.

Ejemplo

¿Cuántos kW se necesitan para el arranque de motor de jaula de ardilla de 200 hp, Código G a 6,0 kVA por hp?

Solución

$$\text{skVA} = \text{kVA/hp} \times \text{hp}$$

$$6,0 \times 200 \text{ hp} = 1.200$$

Use la **Figura No. 28** para encontrar el factor de potencia de retardo de un motor de jaula de ardilla de 200 hp; el gráfico indica 0,25 pf.

$$\text{skVA} \times \text{pf de arranque} = \text{kW}$$

$$1.200 \text{ skVA} \times 0,25 = 300 \text{ kW}$$

También puede usarse el gráfico de la **Figura No. 28** para comparar cuántos kW se requieren para un motor y para un grupo de motores.

Ejemplo

¿Cuánta potencia se requiere para el arranque de diez motores de jaula de ardilla Código G de 20 hp cada uno? ¿Qué requiere más potencia, diez motores de 20 hp o un motor de 200 hp? Cada motor está clasificado a 6,0 kVA por hp.

Solución

Primero, encuentre la potencia total multiplicando el número de motores por las hp de cada motor. Use las hp totales (200) en la siguiente ecuación:

$$\text{skVA} = \text{kVA}/\text{hp} \times \text{hp}$$

$$6,0 \text{ kVA} \times 200 \text{ hp} = 1.200 \text{ skVA}$$

Luego, use la **Figura No. 28** para encontrar el factor de potencia de arranque de retardo para un motor de 20 hp; éste es aproximadamente 0,46 pf.

$$\text{skVA} \times \text{pf de arranque} = \text{kW}$$

$$1.200 \times 0,46 = 552 \text{ kW}$$

Este valor se determinó en un ejemplo anterior en que un motor de 200 hp requería 300 kW. Por tanto, diez motores de jaula de ardilla de 20 hp requieren 84% más kW que el motor de jaula de ardilla de 200 hp durante el arranque. (300 kW comparado con 552 kW)

Carga de arranque del motor

La placa de identificación de un motor proporciona información importante relacionada con la determinación del tamaño.

Los códigos de arranque del motor identifican los kVA de arranque (skVA) por hp. Si la placa de identificación no indica el código de arranque del motor, es probable que indique los Amperios del Rotor Bloqueado (LRA). Los LRA son una medida de la corriente de arranque inicial cuando se arranca el motor.

Los motores, con carga o sin carga, requieren varias veces corriente a carga plena nominal durante el arranque. Satisfacer esta corriente inicial de arranque, supone una demanda kVA momentánea grande en

el generador llamada kVA de arranque (skVA). Los skVA pueden calcularse a partir de la corriente del rotor bloqueado.

$$\text{skVA} = (\text{V} \times \text{LRA} \times 1,732)/1.000$$

Los motores generalmente muestran factores de potencia de arranque bajos (0,2 a 0,5) durante el arranque. La carga impuesta al motor durante el arranque se calcula así:

$$\text{kW} = \text{kVA de arranque} \times \text{pf de arranque}$$

Ejemplo

Usando la siguiente ecuación y los Códigos NEMA de la **Tabla No. 14**, puede determinarse los skVA/hp.

$$\text{skVA} = (\text{skVA}/\text{hp}) \times \text{hp}$$

Par del motor

Se requiere par del motor para acelerar e impulsar la carga. Par es una fuerza de giro que define la capacidad del motor para girar el eje del motor.

Las cargas del motor se establecen para determinar si el generador y el motor tienen, respectivamente, los kVA y kW adecuados. La carga del motor se define como el par requerido por la carga. Este par, expresado en N•m (lb-pies), generalmente se relaciona con la velocidad. La carga del motor, en términos de potencia puede expresarse en las siguientes ecuaciones:

$$\text{hp} = \frac{\text{N} \cdot \text{m} \times \text{rpm}}{7.350}$$

$$\text{hp} = \frac{\text{lb-pies}}{5.250}$$

Deben establecerse los siguientes requisitos de par (generalmente expresados como porcentaje de par de funcionamiento): Par de arranque, par de aceleración, par sincrónico y par máximo.

Par de arranque

El par de arranque es el par máximo requerido para iniciar el giro. Dicho de otra forma, es el par requerido para superar inicialmente la fricción para mover la carga desde el punto muerto. En la **Figura No. 29** se muestra la relación entre la corriente y el par de arranque. La corriente de arranque comienza en el valor del rotor bloqueado como lo determina el código NEMA o los amperios de rotor bloqueado indicados en la placa de identificación. La corriente entonces cae a su valor nominal a medida que la velocidad y el par se aproximan a su valor normal.

Ejemplo

Par del motor y corriente en función de la velocidad

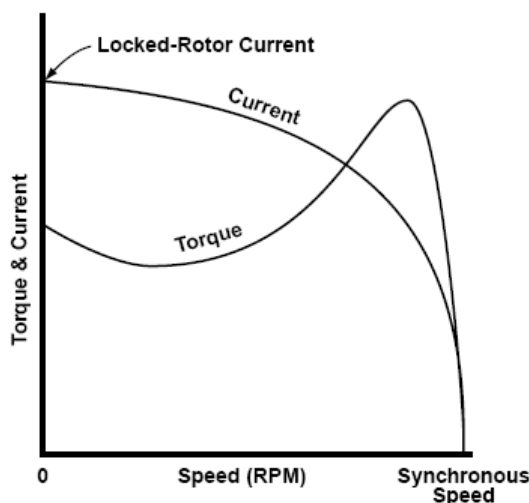


Figura 29

El par de arranque depende de la resistencia estática de la carga al giro.

La fricción estática de la carga puede ser mayor que la fricción de rodadura dependiendo de las características del dispositivo impulsado. El par de arranque de la carga debe ser menor que el par del rotor bloqueado del motor o la carga no arrancará.

En la **Figura No. 30** se muestran los tipos de par y los nombres usados para cada uno. También se muestra una curva de par de carga típica

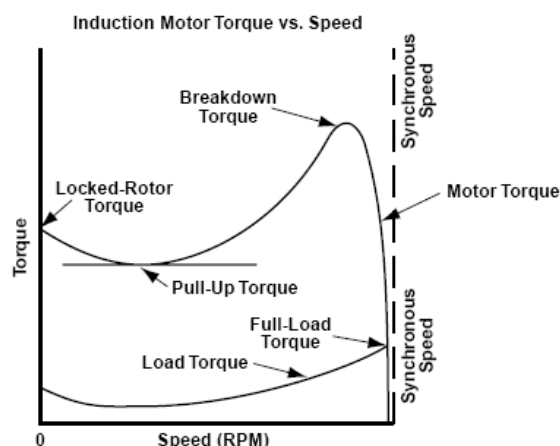


Figura 30

- Par de rotor bloqueado (conocido también como par de arranque): El par de un motor se aplica a velocidad cero. El par de rotor bloqueado debe ser mayor que el par de arranque mecánico para permitir que el eje gire (para arrancar el motor). Vea la **Figura No. 31**.
- Par mínimo de aceleración: Par mínimo producido entre la velocidad cero y la velocidad nominal. En la mayoría de los casos, es igual al par del rotor bloqueado, pero en algunos motores puede ser menor que el par de arranque.

- **Par máximo:** Par máximo aplicado entre la velocidad cero y la velocidad nominal. Con frecuencia, este punto es el punto de carga más alto del generador y debe considerarse para determinar el tamaño de motores grandes.
- **Par de carga plena:** Capacidad de par del motor a carga y velocidad nominales. Tenga en cuenta que la velocidad es menor que la velocidad sincrónica para un motor de inducción. Esto se debe al deslizamiento requerido para producir el par. Si el par de funcionamiento real exigido por la carga es menor que el par de carga plena nominal del motor, la velocidad de funcionamiento se aproximará más a la velocidad sincrónica.
- **Par de arranque:** Par requerido para superar inicialmente la fricción para arrancar la carga desde un punto muerto. El par de arranque de la carga debe ser menor que el par del rotor bloqueado del motor o la carga no arrancará.

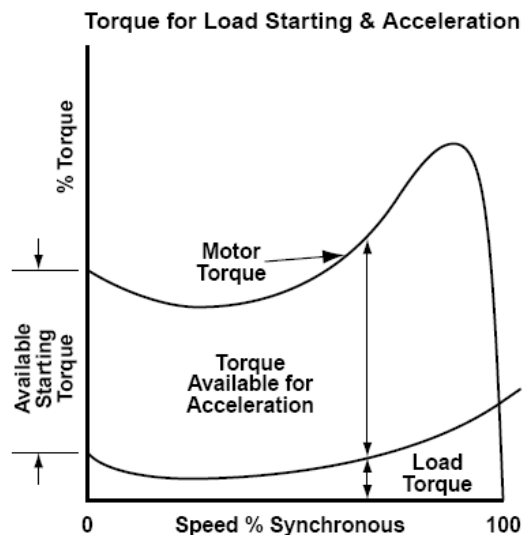


Figura 31

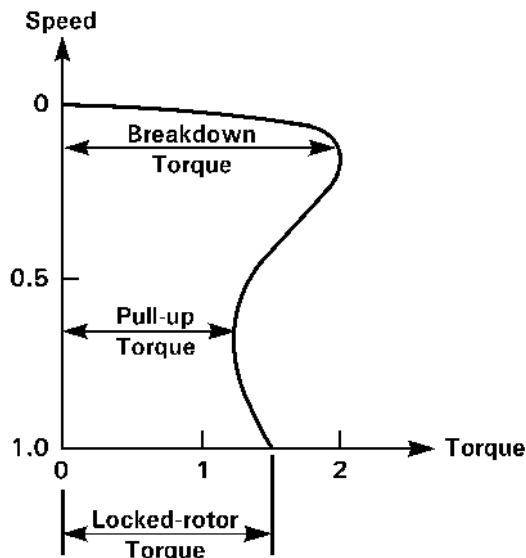


Figura 32

La **Figura 32** representa las curvas de par de velocidad de motores típicos de jaula de ardilla.

Par de aceleración

El par de aceleración es la diferencia neta, a cualquier velocidad, entre el par requerido por la carga y el par disponible del motor. El par motor mínimo debe exceder el par máximo exigido por la carga conectada. El tiempo necesario para lograr la velocidad nominal plena es de suma

importancia. Un par de aceleración bajo generalmente es causado por el voltaje reducido del motor.

El tiempo de aceleración prolongado con un flujo de corriente alto reducirá la vida útil del motor. **La Figura No. 33** refleja las capacidades típicas del motor.

Tiempo de aceleración

La diferencia entre el par desarrollado por el motor y el par requerido por la carga determinarán la tasa de aceleración o el tiempo de aceleración. Si el par de carga excede el par del motor en cualquier punto, el motor se calará.

La temperatura del motor puede aumentar considerablemente durante el arranque, especialmente en el rotor. El motor puede dañarse debido a

temperatura excesiva, si el tiempo de arranque es excesivo o excede el tiempo indicado por el fabricante del motor.

No hay un límite preciso de la cantidad de tiempo permitida para evitar el daño del motor durante la aceleración. Sin embargo, los fabricantes de motores proporcionan pautas generales. Un tiempo de arranque del motor mayor a diez segundos podría ser una preocupación dependiendo del diseño y del fabricante del motor. Algunos motores tienen relés de sobrecarga térmica para desactivarlos antes de que la temperatura se convierta en un problema. El número de arranques, el intervalo de tiempo entre arranques y el tamaño del bastidor son aspectos a considerar.

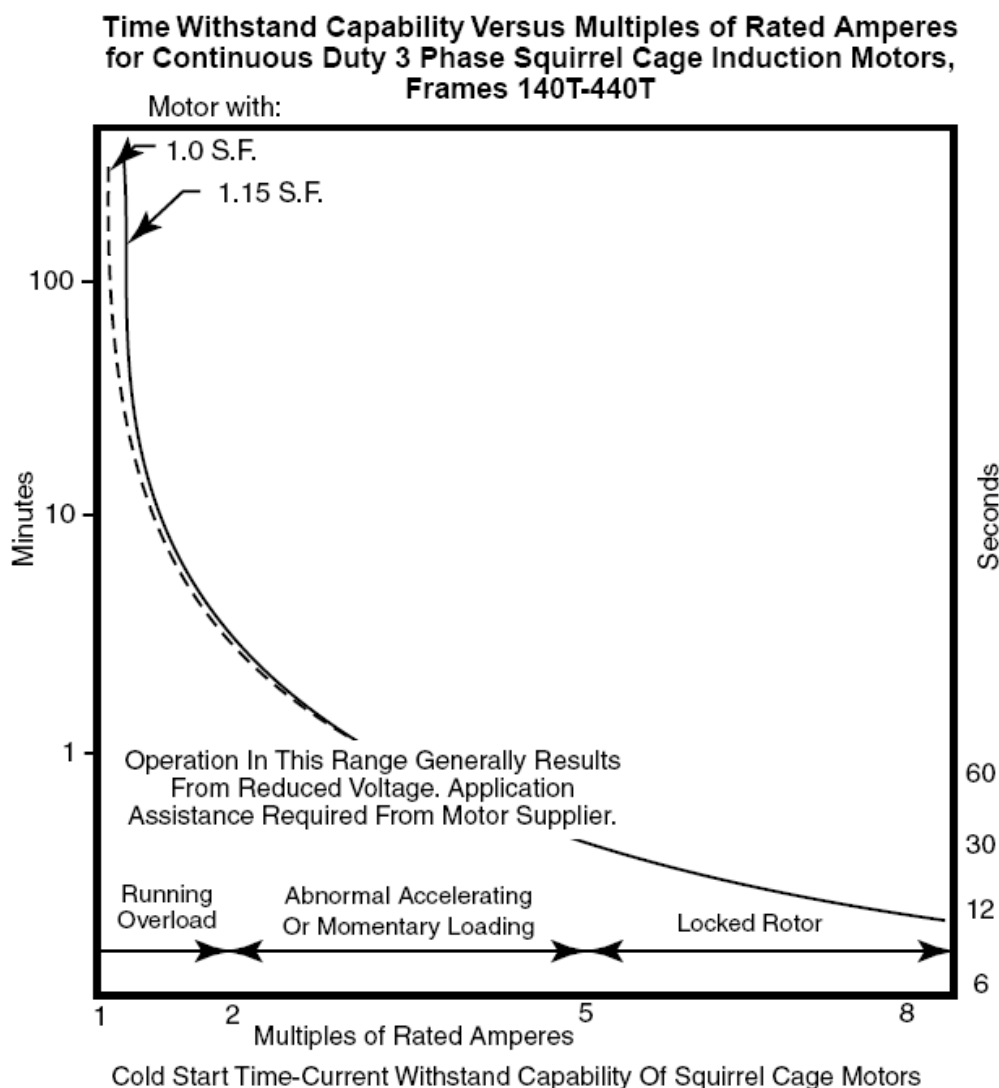


Figura 33

Fórmula de estimación del tiempo de aceleración

La fórmula usada para calcular el tiempo de aceleración es:

$$AT = \frac{Wk^2 \times \Delta N}{308T}$$

Donde:

$Wk^2 =$ Inercia total del motor y de carga (lb-pies²) Wk^2 del motor + Wk^2 del motor

$\Delta N =$ Cambio de velocidad (rpm)

$T =$ Par de aceleración (lb-pies)

$AT =$ Tiempo de aceleración en segundos

En este ejemplo, el cambio de velocidad es de velocidad cero a velocidad nominal plena. Para encontrar el valor T , es necesario encontrar el promedio de par del motor. Un estimado simple puede encontrarse midiendo la longitud de varias líneas que funcionan entre el par del motor y el par de carga, como indican las curvas de par del

fabricante del motor, como la mostrada en la **Figura No. 34**. Luego, dividir la cantidad entre el número total de líneas en el gráfico.

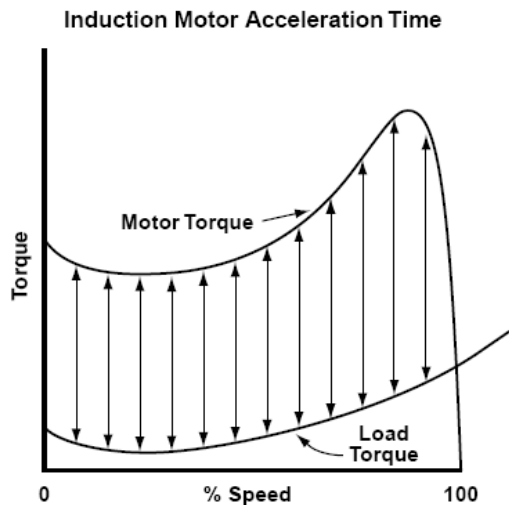


Figura 34

Par sincrónico

Par de estado estacionario desarrollado por un motor sincrónico a velocidad nominal.

Par máximo

Par máximo que requiere una carga de su motor de impulsión.

Voltaje del motor

Un grupo electrógeno de tamaño adecuado debe tener kW (potencia) y capacidad kVA adecuadas para satisfacer las demandas del motor durante el arranque.

La mayoría de los motores se activan con contactores operados eléctricamente. Las caídas extremas de voltaje debidas al arranque del motor pueden hacer que los contactores controlados electromagnéticamente tengan interrupciones o se cierran intermitentemente y, por tanto, dificulten el arranque del motor.

Una operación con voltaje bajo puede causar sobrecalentamiento, mayores tiempos de aceleración de carga, apertura de los disyuntores y suspensión de la protección del motor/generador. **La Tabla No. 16** muestra las clasificaciones mínimas recomendadas para el motor.

Clasificaciones mínimas recomendadas para el motor			
Voltios	RPM	hp de motores de inducción	hp de motores sincrónicos
601-3.000	3.600	250	—
601-3.000	1.800 o menos	250	250
3.001-5.000	3.600	350	—
3.001-5.000	1.800 o menos	300	250
5.001-7.000	3.600	1.000	—
5.001-7.000	1.800 o menos	800	600

Tabla 16

La corriente de arranque inicial del motor provoca una caída rápida de voltaje de salida del generador. En la mayoría de los casos, una caída de voltaje de 30% es aceptable, dependiendo del equipo que ya esté conectado. El grado de la caída debe identificarse con un osciloscopio. Los medidores o registradores mecánicos son muy lentos para registrar esta medida.

Cuando se realizan mediciones en los motores de una velocidad, trifásicos y de velocidad constante con voltaje de fuente nominal y frecuencia impresa y con rotor bloqueado, no deben exceder los valores indicados en la **Tabla No. 17**.

Corriente del rotor bloqueado — NEMA MG 1					
Potencia	60 Hz - 230 voltios Corriente del rotor bloqueado, Amperios*	Letras de diseño	Potencia	50 Hz - 380 voltios Corriente del rotor bloqueado, Amperios **	Letras de diseño
0,5	20	B, D, E	1 o menos	20	B, D, E
0,75	25	B, D, E	1,5	27	B, D, E
1	30	B, D, E	2	34	B, D, E
1,5	40	B, D, E	3	43	B, C, D, E
2	50	B, D, E	8	61	B, C, D, E
3	64	B, C, D, E	7,5	84	B, C, D, E
8	92	B, C, D, E	10	107	B, C, D, E
7,5	127	B, C, D, E	15	154	B, C, D, E
10	162	B, C, D, E	20	194	B, C, D, E
15	232	B, C, D, E	25	243	B, C, D, E
20	290	B, C, D, E	30	289	B, C, D, E
25	365	B, C, D, E	40	387	B, C, D, E
30	435	B, C, D, E	50	482	B, C, D, E
40	580	B, C, D, E	60	578	B, C, D, E
50	725	B, C, D, E	75	722	B, C, D, E
60	870	B, C, D, E	100	965	B, C, D, E
75	1.085	B, C, D, E	125	1.207	B, C, D, E
100	1.450	B, C, D, E	150	1.441	B, C, D, E
125	1.815	B, C, D, E	200	1.927	B, C, E
150	2.170	B, C, D, E			
200	2.900	B, C, E			
250	3.650	B, E			
300	4.400	B, E			
*La corriente de rotor bloqueado de motores diseñados para voltajes diferentes de 230 voltios deben ser inversamente proporcionales a los voltajes.					
*La corriente de rotor bloqueado de motores diseñados para voltajes diferentes de 380 voltios deben ser inversamente proporcionales a los voltajes.					

Tabla 17

Técnicas de arranque del motor

Existen varios métodos para el arranque de los motores. Se explicarán los métodos de voltaje pleno, de arranque suave y de voltaje reducido.

Arranque a voltaje pleno

El método menos complicado de arranque del motor es el de arranque

a voltaje pleno o arranque directo. Los motores simplemente se conectan a la fuente de potencia a través de los interruptores en la línea, como se muestra en la **Figura No. 35**. El arranque a voltaje pleno es el método más usado de arranque del motor.

El arranque a voltaje pleno usa un botón de empuje momentáneo como interruptor de arranque. Cuando se

empuja, el botón activa la bobina de contacto "M", como se muestra en la **Figura No. 35**. Luego, los contactos del motor, "M" se cierran para realizar el arranque del motor; un sello del contacto "M" se mantiene en contacto hasta que se abre el botón "parar". El control de "conexión/desconexión" comúnmente se caracteriza por una protección de sobrecarga integral.

El voltaje de línea pleno se suministra al motor instantáneamente cuando se activa el interruptor del motor; consulte la **Tabla No. 18**. Hay disponible par de arranque máximo; por tanto, el motor tendrá un tiempo de aceleración mínimo. La reducción del tiempo de aceleración es una ventaja para los motores con ciclos de conexión y desconexión frecuente. Cuanto menor tiempo tome el motor en alcanzar la velocidad plena, se calentarán menos los devanados del

motor. Esto permite aumentar la vida útil del motor.

El grupo electrógeno debe tener suficiente capacidad kVA de arranque del motor para limitar la caída de voltaje. Si no pueden determinarse los valores reales de la corriente de arranque del motor, un valor aproximado de 600% de corriente nominal a carga plena es una buena aproximación para los motores de diseño B y de 1.500% de corriente nominal a carga plena para los motores de diseño E. Vea la **Figura No. 36**.

El arranque a voltaje pleno se usa a menos que haya limitaciones en las corrientes de arranque inicial. La mayoría de las empresas de energía eléctrica no permiten el arranque de voltaje pleno de motores grandes. Durante el arranque de motores grandes, debe proporcionarse un alivio.

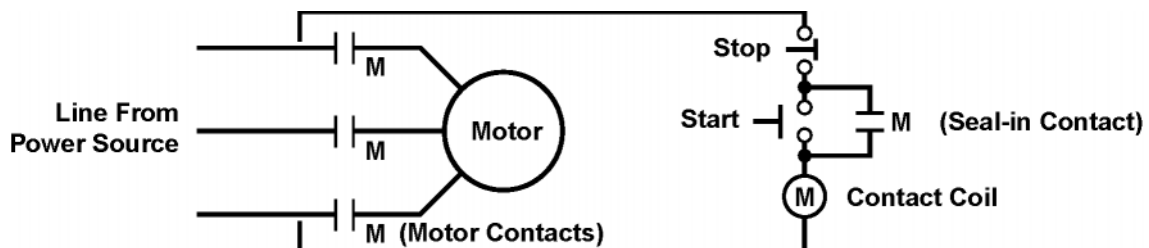


Figura 35

Motores de arranque de voltaje reducido			
Tipo de motor de arranque	Voltaje del motor % de voltaje de la línea	Corriente de la línea % de voltaje pleno Corriente de arranque	Par de arranque % de voltaje pleno Par de arranque
Motor de arranque a voltaje pleno	100	100	100
Autotransformador Toma de 80% Toma de 65% Toma de 50%	80 65 50	*68 *46 *29	64 42 25
Motor de arranque de resistencia Paso simple (ajustado para que el voltaje del motor sea 80% del voltaje de la línea)	80	80	64
Reactor Toma de 50% Toma de 45% Toma de 37,5%	50 45 37,5	50 45 37,5	8 20 14
Devanado parcial (sólo motores de velocidad baja) Devanado de 75% Devanado de 50%	100 100	75 50	75 50
Conexión en estrella	57	33	33
Estado sólido	Ajustable		
* El porcentaje de corriente de la línea es 64%, 42% y 24% ante s de la adición de corriente de magnetización del autotransformador.			
Ventajas		Desventajas	
Autotransformador			
1. Proporciona par más alto por amperio de corriente de la línea. 2. Las tomas del autotransformador permiten el ajuste del voltaje de arranque. 3. Arranque de transición cerrado. 4. Durante el arranque, la corriente del motor es mayor que la corriente de la línea. 5. Factor de potencia bajo		1. En clasificaciones de hp bajas, es el diseño más costoso	
Resistencia			
1. Aceleración suave - el voltaje del motor aumenta con la velocidad 2. Arranque de transición cerrado. 3. Menos costoso que el motor de arranque de un autotransformador en clasificaciones hp más bajas. 4. Disponible con varios puntos de aceleración		1. Eficiencia de par baja 2. Calor de la resistencia 3. Factor de potencia alta durante el arranque.	

Devanado parcial	
1. Menos costoso para motores de arranque de voltaje reducido. 2. Arranque de transición cerrado. 3. La mayoría de motores de voltaje doble pueden arrancarse con el devanado parcial en menos de dos voltajes. 4. Tamaño pequeño.	1. Requiere un diseño de motor especial para voltajes mayores que 230 v.
Conexión en estrella	
1. Costo moderado - Menor que el de la resistencia o el autotransformador. 2. Apropiado para cargas de inercia alta y aceleración larga. 3. Eficiencia de par alto.	1. Requiere un diseño de motor especial 2. El par de arranque es bajo.

Tabla 18

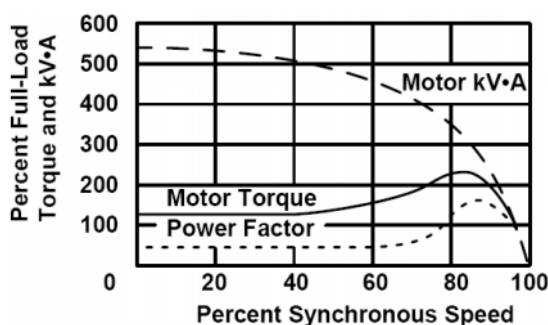


Figura 36

Arranque suave - Arranque amortiguado del motor con carga

Los motores pueden tener arranque suave (arranque con menor carga o a un par reducido) para llevar la carga gradualmente a la velocidad o minimizar las corrientes de arranque. Los motores pueden sobre tensionarse cuando desarrollan el par necesario para arrancar y acelerar una carga de inercia grande o alta. También, una corriente de arranque alta puede forzar el sistema de suministro eléctrico más allá de su capacidad para proporcionar corriente al motor de arranque u otras cargas conectadas.

Tres opciones para motores de arranque suave incluyen:

- Instalar un acoplamiento al eje del motor. Hacer esto permite que el motor alcance la velocidad plena antes de que la carga lo haga. El más común sería un embrague de corriente parásita, un acoplamiento magnético o un mando de roldana de paso variable. Esta técnica alivia al motor del grupo electrógeno de cierta demanda de potencia durante el arranque, pero no alivia al generador de la demanda skVA inicial.
- Seleccionar un motor con características intrínsecas de arranque suave.
- Interponer los controles entre el motor y la fuente de potencia para modificar el par motor.

Arranque de voltaje reducido

El arranque de voltaje reducido reduce la demanda de skVA en un grupo electrógeno para el arranque del motor. También hay una reducción en el par de arranque del motor.

Aunque con frecuencia, una caída de voltaje puede causar problemas, si es controlada podría resultar beneficiosa. La reducción de los kVA de arranque del motor pueden reducir el tamaño requerido del grupo electrógeno, reducir la caída de voltaje y proporcionar un arranque más suave para las cargas del motor. Sin embargo, aumenta el tiempo para alcanzar la velocidad de operación plena. **La Figura No. 37** muestra el efecto del voltaje reducido en el par.

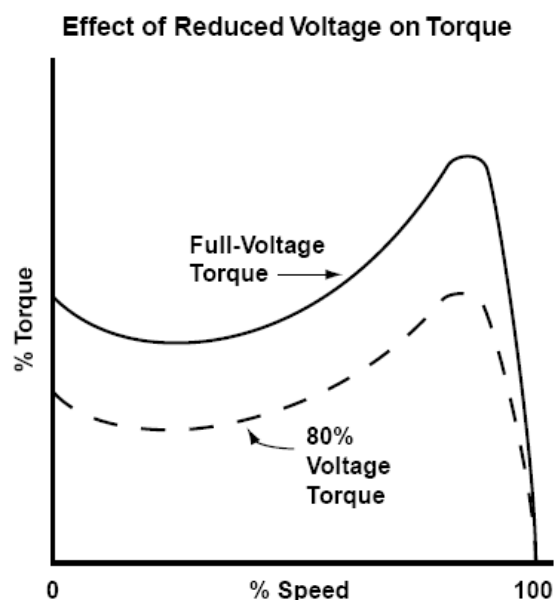


Figura 37

Cualquier reducción en el voltaje durante la secuencia de arranque tendrá efecto en el par y en la aceleración de la carga.

El par de arranque varía directamente con el cuadrado del voltaje aplicado en el estator. Si el voltaje impuesto en las terminales de un motor de inducción durante el arranque se reduce desde su voltaje nominal hasta algún porcentaje dado de este valor pleno, la demanda de potencia del motor se reducirá a un

valor equivalente a los kVA de arranque a voltaje pleno por el porcentaje de voltaje pleno al cuadrado.

% de disminución de voltios nominales
= x

$$x^2 = \text{Par disponible}$$

Usando la Ley de Ohm se determina que la potencia consumida en el circuito variará directamente con el cuadrado del flujo de corriente. Por tanto, debido a que el flujo de corriente de un circuito dado es directamente proporcional al voltaje del circuito, el resultado de la reducción de voltaje a algún porcentaje del voltaje pleno será una reducción de la potencia consumida en el circuito igual al porcentaje de voltaje pleno al cuadrado.

Ejemplo

Si el voltaje de línea de 230 V se suministra a un motor de 230 V, el par disponible es 100%. Si un motor de 230 V se reduce a 200 voltios, ¿cuál es el par disponible?

Solución

% de disminución de voltios nominales
= x

$$x^2 = \text{Par disponible}$$

$$\frac{200}{230} = x$$

$$x^2 = 0,756 = \text{Par disponible}$$

El par disponible es 75,6%.

El voltaje reducido durante el arranque puede proporcionar alivio de la demanda excesiva de corriente de arranque inicial y de las perturbaciones transitorias excesivas. Sin embargo, el motor puede no tener

suficiente para acelerar a velocidad nominal, especialmente si se requiere que el motor acelere una carga conectada con un contenido de inercia alta.

La corriente de arranque varía directamente con el voltaje aplicado.

Ejemplo

¿Cuál es el flujo de corriente de un motor de 230 V que se reduce a 200 V?

Solución

$$\frac{200}{230} = 0,87$$

El flujo de corriente es 87% del nominal.

La **Figura No. 38** muestra el efecto del menor voltaje en la corriente.

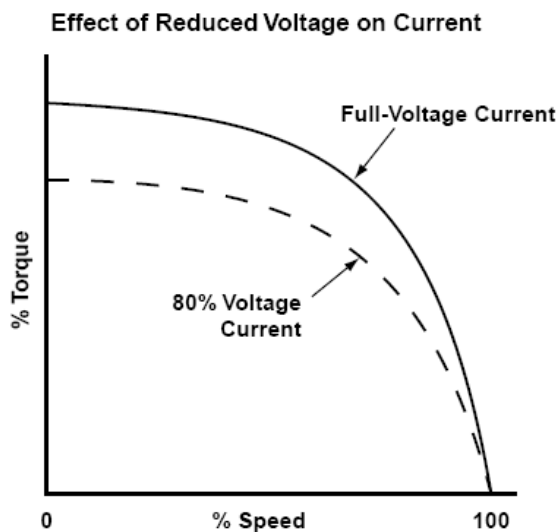


Figura 38

Hay varios tipos de arranque reducido del motor.

- Autotransformador - Transición abierta
- Autotransformador - Transición cerrada
- Reactor

- Resistencia
- Devanado parcial
- Conexión en estrella
- Estado sólido

Todas las técnicas de arranque de voltaje reducido disminuyen el par de arranque del motor. El menor par de arranque del motor disminuye la capacidad del motor para arrancar y alcanzar la velocidad nominal cuando está sobrecargado. Si se usan motores de arranque de voltaje reducido, debe considerarse la reducción del par de arranque desarrollado por el motor.

Métodos de arranque reducido

Autotransformador - Transición abierta

Los motores de arranque de autotransformador, llamados también autocompensadores, reducen el voltaje de los terminales del motor durante el arranque mediante un acción de transformador. Están disponibles para motores de cargas muy altas y voltaje bajo. El autotransformador tiene una toma de devanado de voltaje reducido que se quita del circuito y se conecta directamente a la línea a medida que el motor se aproxima a la velocidad nominal.

Los motores de arranque de autotransformador generalmente tienen tres tomas disponibles para seleccionar 50%, 65% o 80% de voltaje de línea. Con la acción del transformador, el flujo de corriente de la fuente variará con el cuadrado del voltaje en los terminales del motor. Cuando se usa la toma de 80%, la corriente de la línea será 80% al cuadrado o el 64% de la corriente de la línea que fluiría a voltaje pleno. Con

la acción del transformador, el motor de arranque de autotransformador proporciona un par más alto por amperio de la corriente de línea que otros tipos de motores de arranque de voltaje reducido. La corriente real de la línea será un poco más del 64% del ejemplo, debido a que el transformador requiere aproximadamente 25 kVA por motor de 100 hp del motor para corriente de magnetización.

La transición a voltaje pleno generalmente se determina mediante un temporizador. Sin embargo, en algunos casos podría hacerse manualmente. La configuración más simple es la transferencia de circuito abierto desde reducido a voltaje pleno, pero esto causa severas alteraciones eléctricas y mecánicas durante el cambio de transición.

La **Figura No. 39** muestra el dibujo de un circuito y el gráfico de par de un autotransformador de configuración abierta.

Autotransformador - Abierta

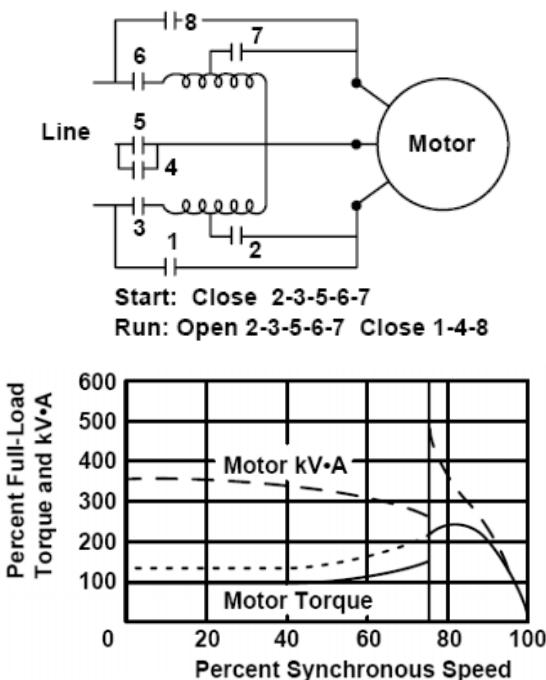


Figura 39

Autotransformador - Transición cerrada

Una alternativa a la conmutación de transición abierta, es la transición cerrada.

Esta técnica minimiza el choque al proporcionar flujo continuo de corriente, mientras se realiza la conmutación de una toma de autotransformador a voltaje pleno. El cambio de transición cerrada, aunque implica un cambio levemente más complejo, se prefiere para el arranque de autotransformador. Los motores de arranque de autotransformador son de control magnético. El transformador secundario tiene tres tomas para 50%, 65% y 80% de voltaje de línea pleno. Estos tres contactores, un temporizador y un transformador conforman el dispositivo de arranque. Este motor de arranque es muy suave en aceleración y el tiempo de

arranque permitido es de 30 segundos. Es el más costoso de los motores de arranque.

El flujo de corriente de la línea variará con el cuadrado del voltaje en los terminales del motor; cuando el motor se conecta a la tercera toma (80%), la corriente de línea será 80% al cuadrado o el 64% de la corriente de línea que fluiría a voltaje pleno. El motor de arranque requiere aproximadamente 25 kVA por 100 hp del motor para corriente de magnetización. Esto se suma a los kVA de arranque del motor durante el arranque.

La Figura No. 40 muestra el dibujo de un circuito y el gráfico de par de un autotransformador de configuración cerrada.

Autotransformador - Cerrado

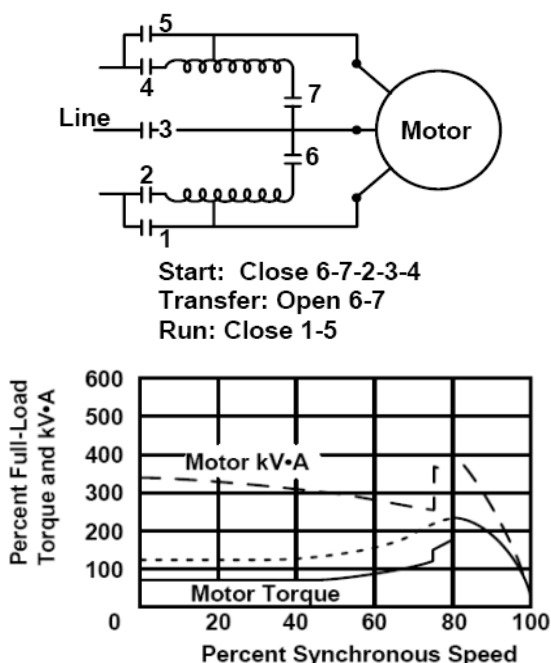


Figura 40

Reactor - Resistencia

Los motores de arranque de reactor reducen el voltaje del motor al insertar resistencia o reactancia en cada tramo del circuito y luego causan un cortocircuito cuando el motor se aproxima a la velocidad de operación. Este tipo de motor de arranque usa dos contactores, un temporizador y un reactor o resistencia como dispositivo de arranque.

El tiempo de arranque permitido es de cinco segundos. Es el menos flexible en aplicación de todos los dispositivos de arranque, pero el más suave en aceleración y con un precio intermedio entre todos los motores de arranque.

La resistencia añadida actúa como un dispositivo de caída de voltaje. Éste añade una pérdida al circuito y aplica carga al motor. Este método proporciona aceleración suave a medida que se quita el circuito de arranque, sin desconectar momentáneamente el motor de la línea. (La corriente de línea es igual a la corriente del motor, resultando en una relación kVA más baja de "par a la fuente" que con autotransformadores). Por ejemplo, con 80% de voltaje aplicado a las terminales del motor, la corriente del motor será 80% de la corriente de voltaje a carga plena e igualmente se requerirá corriente de 80% de la línea. Contrasta lo anterior con la corriente de línea de 64% con un autotransformador en la toma de 80%.

El arranque de reactor usa dos contactores, un temporizador y un reactor como dispositivo de arranque. El tiempo de arranque permitido es de quince segundos. El arranque de reactor en serie generalmente se usa en motores grandes. Su flexibilidad de

aplicación está limitada sólo para voltajes y corrientes altos.

La Figura No. 41 y la Figura No. 42 muestran los dibujos del circuito y los gráficos de par de ejemplos de configuraciones de reactor/resistencia.

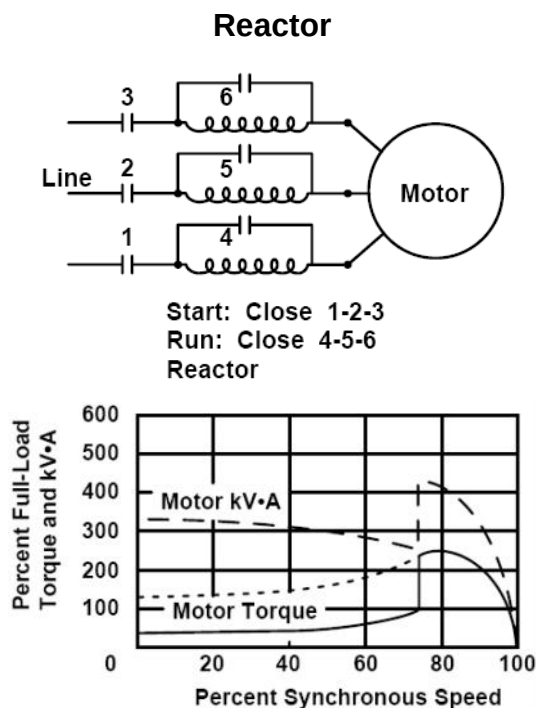


Figura 41

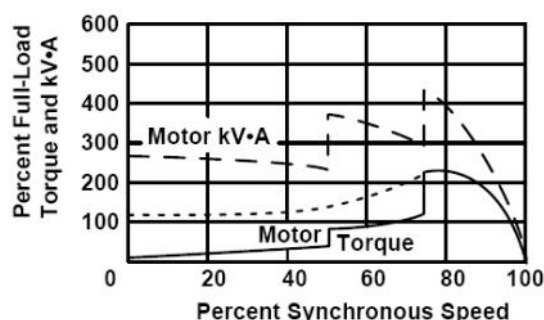
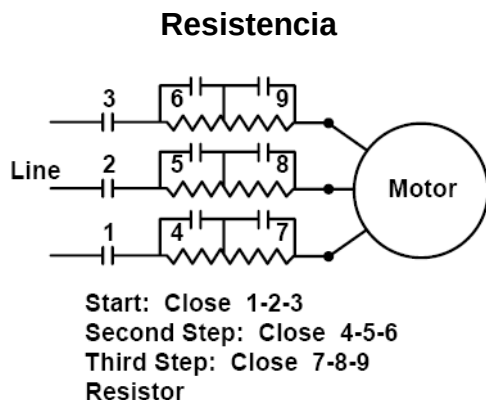


Figura 42

Devanado parcial

Se requiere un motor especial con dos devanados de estator paralelos para un arranque de devanado parcial. Estos se conectan exitosamente a la línea a medida que aumenta la velocidad del motor.

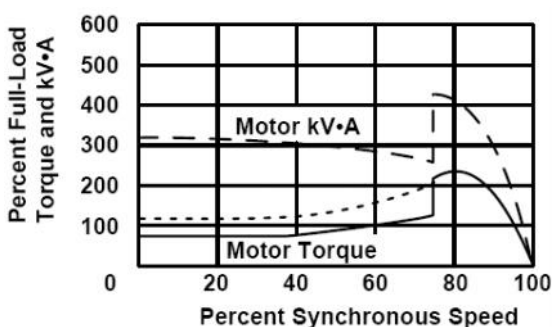
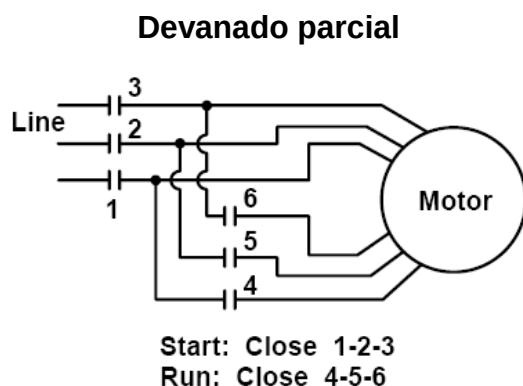


Figura 43

El arranque de la línea plena se aplica a una parte del devanado del motor. La corriente y el par desarrollado se reducen para ese devanado durante el arranque. Las características de par mejoran si el

estator está diseñado para arranque de devanado parcial, pero algunas veces se usa voltaje doble estándar. Las piezas de este motor de arranque son dos contactores y un temporizador. Sin embargo, debe tenerse en cuenta un costo adicional del motor debido a que puede resultar 50% más costoso que un motor de jaula de ardilla estándar. Aunque esta técnica puede producir un buen par para la relación kVA, no permite un arranque suave y no resulta apropiada para motores pequeños de velocidad alta. El tiempo de aceleración es de 5 a 15 segundos dependiendo del tipo de motor.

La Figura No. 43 muestra el dibujo de un circuito y el gráfico de par de un ejemplo de configuración de devanado parcial.

Conexión en estrella - Entradas SCR delta (triángulo)

El arranque con conexión en estrella-triángulo requiere que el arranque del motor tenga seis o doce cables conectados a la caja de conexión. El motor arranca como un motor conectado en estrella y luego es conmutado para funcionar como un motor conectado en triángulo.

Con la conexión en estrella, el voltaje aplicado a cada devanado es 58% del valor pleno de la conexión en triángulo. El par de arranque y la corriente son 33% del valor de la línea. Este tipo de motor de arranque tiene el tiempo de aceleración más alto permitido, de 45 a 60 segundos. Cuando se usa un motor de conexión en estrella-triángulo con un grupo electrógeno de capacidad limitada, generalmente, la pérdida adicional del par de arranque del motor debida a la caída de voltaje transitoria significativa

hace que el motor acelere cerca de la velocidad nominal antes de realizar la transición a la modalidad de funcionamiento. El arranque de la fuente de potencia se realiza como si arrancará directamente de la línea, y por lo tanto falla.

Nota: El tamaño de los motores que impulsan alternadores equipados con motores de arranque de conexión de estrella debe seleccionarse como si los motores se arrancaran directamente de la línea.

La Figura No. 44 muestra el diagrama de un circuito y el gráfico de par de un ejemplo de configuración de conexión en estrella.

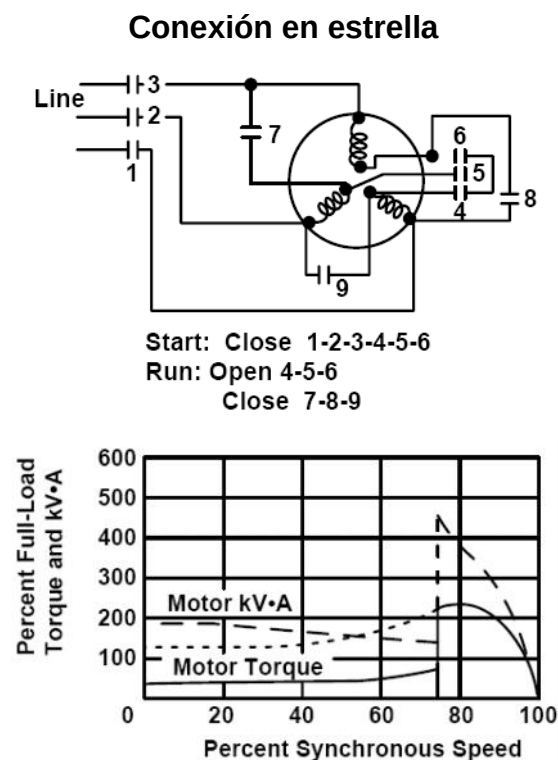


Figura 44

Motor de arranque de estado sólido

Los motores de arranque de estado sólido ofrecen muchas opciones para lograr las características de arranque deseadas. Los motores de arranque

de estado sólido ajustan el par, el tiempo de la rampa de aceleración y el límite de corriente para que el arranque del motor tenga una aceleración controlada. Los motores de arranque de estado sólido ofrecen un arranque más suave y con menos pasos al variar el ángulo de conducción de los SCR. El ángulo de conducción varía de 20% a 100%, el cual a su vez controla el voltaje del motor de 40% a 80%. Estos tienen la ventaja de operar sin piezas mecánicas y con contactos de conmutación eléctrica grande, lo que proporciona una aplicación de potencia muy suave.

El motor de arranque de estado sólido no debe confundirse con el mando de velocidad ajustable de estado sólido. Con un motor de arranque de estado sólido, los circuitos generalmente se activan sólo durante el arranque y, por tanto, no requieren capacidad adicional del generador para acomodar la distorsión de voltaje debida a los SCR. Si el motor de arranque de estado sólido no tiene una derivación automática, la distorsión de voltaje del SCR deberá compensarse con un generador de mayor tamaño. Una pauta para el aumento de tamaño es usar dos veces la carga kW. Consulte la sección "Contenido de Armónicas", para obtener más información al respecto.

La **Figura No. 45** muestra el diagrama de un circuito y el gráfico de par de un ejemplo de configuración de estado sólido.

Estado sólido

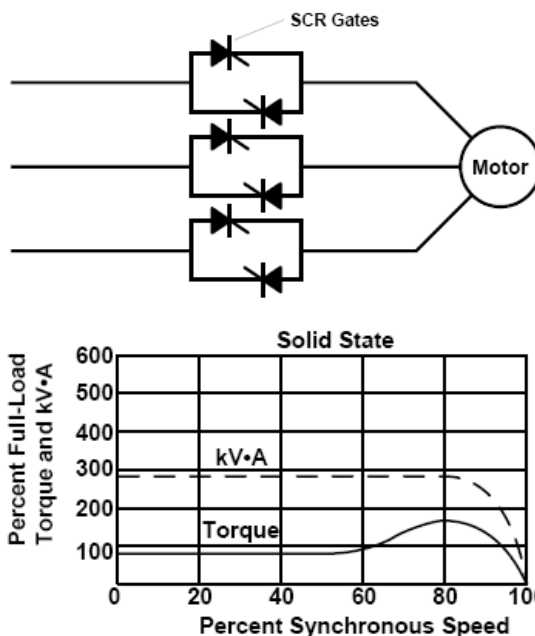


Figura 45

El usuario ajusta el control para entregar la mejor característica de arranque para la aplicación. Algunas veces se usan variaciones del límite de corriente y voltaje para lograr una rampa de velocidad lineal, sin embargo, el principio de operación del parámetro controlado siempre se basa en el control de voltaje.

Rampa de voltaje

La rampa de voltaje/tiempo aumenta el voltaje hasta el voltaje pleno aplicado a los terminales del motor. Se mantienen las kVA constantes y se eliminan los cambios de par repentinos, como se muestra en la **Figura No. 46**. El paso de voltaje inicial, la rampa de aceleración y el límite de corriente generalmente son ajustables. Un tiempo de rampa de aceleración extendido y una configuración de límite de velocidad baja resulta en las menores caídas de voltaje y frecuencia.

Rampa de voltaje

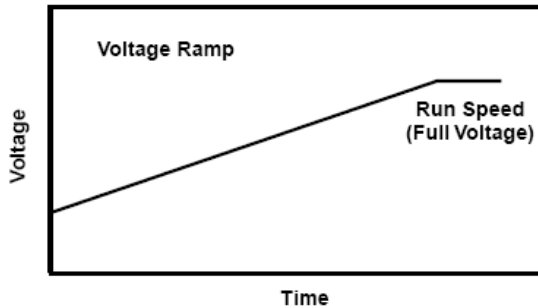


Figura 46

Rampa de corriente

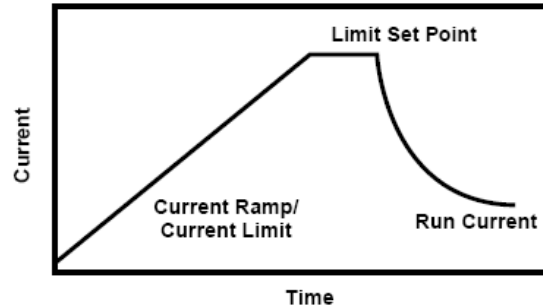


Figura 47

Rampa de corriente

El uso de la rampa de límite de corriente es muy común. La rampa de corriente se presenta en un tiempo preestablecido para alcanzar un límite programado; vea la **Figura No. 47**. Generalmente están disponibles configuraciones de límite de corriente de 150% a 600% de corriente a carga plena. Un límite de 300% reduce los kVA de arranque en 50% de la corriente de 600% normal con un arranque de voltaje pleno en toda la línea. El uso de la configuración del límite de corriente reduce el par del motor disponible para la carga, como se muestra en la **Figura No. 45**.

La Tabla No. 18 presenta los métodos y tipos de arranque y sus efectos principales en el arranque del motor.

Debe tenerse mucho cuidado cuando se aplica menor voltaje en el arranque de grupos electrógenos del motor. La cantidad de par de arranque disponible se reduce. Cualquier caída de voltaje transitoria durante el arranque reducirá aún más el par de arranque. Por ejemplo, si el arranque se realiza con un motor de arranque de autotransformador en la toma de 65%, el motor tendrá sólo 42,25 de su par de arranque a voltaje pleno disponible durante el arranque. Si el voltaje del sistema cae 20% durante la carga transitoria, el voltaje en los terminales del motor será sólo 80% de 65% del voltaje nominal (52% del voltaje pleno). El cuadrado de 52% da un valor neto de 27% de par de arranque a voltaje pleno y no el valor anticipado de 42,25%.

Tabla de métodos y tipos de arranque del motor			
Método y tipo de arranque	Voltaje de línea PU aplicado	Par de arranque nominal PU disponible	kVA de arranque nominales PU requeridos
Voltaje pleno en toda la línea	1,0	1,0	1,0
Devanado parcial a voltaje pleno (ver notas 1 y 3)	1,0	0,70	0,70
Autotransformador a voltaje reducido (ver nota 2)	0,80, 0,65, 0,50	0,64, 0,42, 0,25	0,67, 0,45, 0,28
Reactor/Resistencia a voltaje reducido (ver notas 1 y 3)	0,80, 0,65	0,64, 0,42	0,80, 0,65
Conexión en estrella-triángulo a voltaje reducido	0,58	0,33	0,33
NOTAS: 1. Estos valores son típicos. Los diferentes valores de skVA y par están disponibles dependiendo del diseño del motor/motor de arranque. Consulte al fabricante del motor/motor de arranque para obtener datos específicos. 2. Los valores de los porcentajes calculados de kVA de arranque tienen un aumento de tres puntos de porcentaje para permitir los kVA de magnetización requeridos para el autotransformador. 3. Los valores indicados son típicos. Consulte al cliente o al fabricante del motor/motor de arranque para obtener datos específicos.			

4. Cuando no se tienen datos específicos, los valores típicos indicados pueden usarse para propósitos de estimación, pero deben mostrarse como "valores supuestos en lugar de datos específicos". El rendimiento del equipo actual puede variar del rendimiento calculado en todos los cálculos y cotizaciones.

Tabla 19

Arranque intermitente

Cuando un motor funciona de forma intermitente, debe considerarse el tiempo de respuesta transitoria. Cuando se realiza el arranque de un motor intermitente, la caída de voltaje que se presenta debe permanecer en una gama aceptable que no afecte negativamente a otras cargas ya conectadas. Todas las cargas que siguen la carga intermitente inicial (como un horno) también deben incluir a la carga intermitente como parte de su total. Al considerar lo anterior, podrían requerirse más kVA y resultaría apropiado un grupo electrógeno más grande.

Técnicas de localización y solución de problemas de arranque del motor

Si el arranque del motor es un problema, considere lo siguiente:

- Cambie la secuencia de arranque. Arranque los motores más grandes primero. Habrán más kVA de arranque disponibles, aunque no proporciona mejor tiempo de recuperación de voltaje.
- Use menores motores de arranque de voltaje. Esto reduce los kVA requeridos para

arrancar un motor determinado. Si el arranque se realiza con carga, recuerde que este método también reduce el par de arranque.

- Use motores de arranque limitadores de corriente.
- Especifique los generadores de mayor tamaño.
- Use motores de rotor de devanado. Éstos requieren menor corriente de arranque, pero son más costosos que otros motores.
- Proporcione embragues de modo que los motores arranquen antes de aplicar las cargas. Mientras no se reduzca la demanda de kVA de arranque, el intervalo de tiempo de demanda alta de kVA disminuye.
- Mejore el factor de potencia del sistema. Esto reduce el requisito del grupo electrógeno de producir kVA reactivos, lo que permite que haya más kVA disponibles durante el arranque.
- Elimine la carga de los motores. Arrancar motores con carga puede llevar a cargas muy altas del grupo electrógeno durante la fase de arranque del motor.

Cargas variadas

La mayoría de instalaciones tendrán cargas de sistemas de iluminación y cargas de motores. Algunas instalaciones pueden tener cargas variadas adicionales; éstas pueden incluir mandos de velocidad ajustable, cargas UPS, cargas monofásicas y cargas de elevadores.

Mandos de velocidad ajustable (variable)

Los mandos de velocidad ajustable electrónica se usan para controlar la velocidad de los motores CA y CC. El control de velocidad permite que la aplicación de motores, en su velocidad más eficiente, se ajuste a la demanda creada en un momento particular. Los términos usados para describir estos mandos incluyen:

- Mando de Velocidad Variable (VSD)
- Mando de Frecuencia Variable (VFD)
- Mando de Frecuencia Ajustable (AFD)
- Mando de Velocidad Ajustable (ASD)

Estos mandos rectifican la potencia CA entrante para formar potencia CC. La CC se usa para proporcionar potencia directamente a un motor CC o a un inversor que convierte la CC en CA en un voltaje y frecuencia deseados, para impulsar un motor a cualquier velocidad en cualquier punto del tiempo.

La rectificación de CA con SCR distorsiona las ondas de corriente y a su vez causa la distorsión de las ondas de voltaje, que pueden impactar en otro equipo conectado a la misma fuente.

Los VFD comienzan en frecuencia cero y aumentan a un punto establecido. Los mandos de voltaje variable comienzan en cero y aumentan a un punto seleccionado. Ambos están bajo un límite de corriente o par para evitar una mayor corriente inicial de arranque. Una variación del mando de velocidad variable es el voltaje reducido o el

motor de arranque de corriente reducida; vea la descripción en la sección "Arranque del Motor".

Generalmente, cuando estos mandos representan más del 25% de la carga total del grupo electrógeno, podría requerirse un generador más grande.

Los VFD requieren generadores más grandes. Los VFD son limitados en corriente y reducen los kW y los kVA. Fluye corriente no lineal con armónicas. Esto causa una caída de voltaje en la reactancia del grupo electrógeno. Cuando la Distorsión Armónica Total (THD) excede 15%, podría requerirse un generador de capacidad adicional. Los generadores más grandes tienen mayor reducción de la impedancia del generador, lo que reduce los efectos de la distorsión de corriente armónica.

Para VFD de seis pulsos, dos veces los kW de funcionamiento del mando es un factor típico para determinar el tamaño usado y compensar cualquier reducción de los kW o kVA de arranque. Si se usa un filtro de entrada para limitar la corriente a menos de 10%, el factor de tamaño puede reducirse hasta 1,4 veces los kW de funcionamiento del mando.

Pueden usarse filtros pasivos para reducir el impacto de la distorsión de armónicas. Sin embargo, los posibles efectos del factor de potencia de conducción con filtros de inductores/condensadores sincronizados en el arranque o con cargas de luces puede afectar la regulación de voltaje de generadores autoexcitados.

Sistemas de Rectificador Controlado de Silicio (SCR)

Los mandos SCR permiten ajustes infinitos de velocidad de los motores eléctricos. Se usan en una amplia variedad de aplicaciones. Los motores CC usados en elevadores, grúas y prensas usan SCR. Además, los mandos de frecuencia variable CA (VFD) y los mandos de entrada de voltaje variable AC (VVI) usados en bombas, ventiladores, bandas transportadoras procesadoras, herramientas de máquinas y prensas usan SCR.

Generalmente, los mandos SCR pueden requerir generadores de mayor tamaño. La operación de los motores CC a velocidades variables hace que el factor de potencia del generador varíe. Por tanto, los generadores CA son sobredimensionados a 0,6 o 0,7 PF para proporcionar mayor capacidad de amperios al generador.

La capacidad comprobable del grupo electrógeno se determina con la siguiente ecuación:

$$E_{kW} = (bhp - hp \text{ vent. de rad.}) \times \text{efic. del generador} \times 0,746$$

Además, el generador debe ser de devanado conformado para proporcionar un refuerzo mecánico adicional al devanado del generador. Este refuerzo resiste las fuerzas causadas por sobretensiones de corriente resultantes de la operación de los controladores SCR. El límite de diseño de aumento de temperatura del devanado del generador también disminuye para compensar el calor adicional causado por la carga SCR.

Los generadores de tamaño menor al requerido pueden disparar el disyuntor.

Los sistemas SCR se apoyan entre sí para permitir un gran control de velocidad de motores, rectificadores y suministros de potencia ininterrumpida (UPS). Cada uno de estos dispositivos convierte el voltaje de suministro sinusoidal en voltaje de corriente continua. En algunos casos, el equipo puede convertir el voltaje CC en voltaje CA. Usado con fuentes de potencia limitada, como grupos electrógenos accionados por el motor, el conmutado de los SCR causa distorsiones severas de las ondas de voltaje y corriente en la fuente de potencia. La distorsión de la onda de corriente puede desarrollar resonancia armónica en el equipo del sistema, lo que a su vez causa calentamiento en las bobinas del motor y el generador.

La creación de distorsión con un dispositivo SCR puede mostrarse al observar un generador simple que proporciona suministro a una carga controlada por un SCR; vea la **Figura No. 48**.

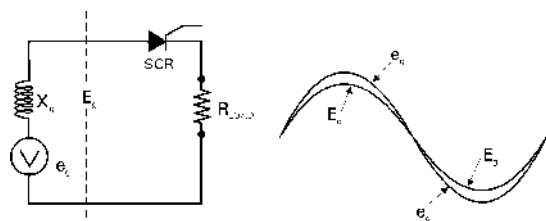


Figura 48

Conectando el SCR en algún punto durante el ciclo de voltaje aplicado crea una demanda instantánea de más cantidad de corriente para el circuito. Con un SCR, la corriente no fluye hasta que el SCR esté "conectado". Este flujo de corriente

resulta en una caída de voltaje instantánea dentro de la impedancia o reactancia interna del generador. En consecuencia, el voltaje de los terminales de salida del generador aparece como una onda sinusoidal distorsionada; vea la **Figura No. 49**.

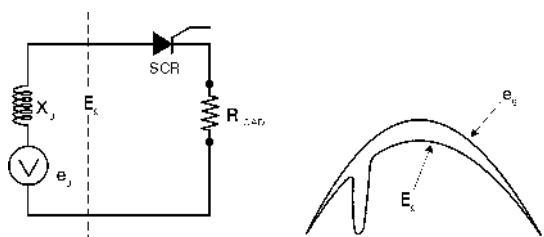


Figura 49

Con el tiempo, estas distorsiones que ocurren en una fuente de potencia trifásica pueden causar un rendimiento desfavorable en todo el sistema.

Cuando se planeen sistemas con dispositivos SCR, debe informarse al fabricante del control que se usará una fuente de potencia limitada (grupo electrógeno). El sistema entonces puede diseñarse para minimizar los problemas de distorsión. El limitar las cargas SCR a 66% de una clasificación de potencia principal de un generador Caterpillar garantiza el control del regulador y evita el sobrecalentamiento del generador causado por armónicas. Las aplicaciones que requieren factores de carga alta deben analizarse individualmente.

Cargas de soldadura

Los equipos de soldadura hacen fluir corriente con fluctuaciones erráticas. Estas fluctuaciones de corriente producen distorsión de las ondas de voltaje debido a la impedancia de fuente de carga relativamente alta. Los grupos electrógenos pueden requerir una reducción de potencia

significativa con cargas de equipo de soldadura.

Suministro de Potencia Ininterrumpida (UPS)

Un sistema UPS es un conjunto de equipo usado con cargas eléctricas sensibles a alteraciones de la fuente de potencia o que requieren continuidad de potencia absoluta. El UPS puede almacenar energía para los períodos de interrupciones del fluido eléctrico. El UPS condiciona continuamente la potencia y si la fuente de potencia normal no está disponible, el UPS proporciona potencia a cargas críticas hasta que la generación de potencia auxiliar pueda ponerse en línea. El tamaño del grupo electrógeno debe determinarse de acuerdo con la clasificación UPS y no con la carga.

La continuidad y el aislamiento de las alteraciones de la fuente de potencia pueden asegurarse al usar un sistema UPS giratorio o fijo.

Los sistemas giratorios usan un grupo electrógeno de motor para aislar la carga crítica combinado con una técnica de almacenamiento de inercia cinética o baterías para transmitir la carga crítica durante el arranque de un motor diesel.

Los sistemas fijos aíslan las cargas críticas mediante dispositivos de estado sólido, que usan baterías para unir las interrupciones de potencia hasta que esté disponible un grupo electrógeno para suministrar potencia al sistema.

Los UPS también pueden usarse para realizar un apagado metódico del motor y minimizar el daño al reiniciarlo.

Los sistemas UPS fijos usan componentes fijos para proporcionar

potencia de calidad al equipo crítico, independiente de la calidad o disponibilidad de la fuente de potencia normal. Los sistemas más simples se componen de un rectificador (convertidor), un banco de batería de almacenamiento CC y un invertidor.

El rectificador, algunas veces llamado convertidor, es un dispositivo que convierte la corriente CA en corriente CC.

El invertidor usa tecnología de estado sólido para convertir la CC a una onda que luego es filtrada, de modo que resulta apropiada para suministrar potencia a la carga crítica.

Un banco de baterías de almacenamiento "flota" en línea para proporcionar potencia CC ininterrumpida al invertidor en caso de pérdida de la fuente de potencia que va al rectificador. Las baterías obtienen su carga de restauración y la carga de flotación auxiliar de la salida CC del rectificador.

La salida CC del rectificador proporciona dos funciones durante el tiempo en que la fuente de potencia CA está disponible en sus terminales.

1. Proporciona CC regulada al invertidor para suministrar potencia a la carga crítica.
2. Mantiene el "estado de carga" en el banco de las baterías CC; incluyendo la recarga si el estado de carga ha sido consumido debido a una reciente interrupción de la corriente eléctrica normal.

La salida CA del invertidor es de "potencia condicionada" para ajustarse a los requisitos de voltaje y frecuencia de la carga crítica todas las veces.

Durante una interrupción de la energía, la potencia eléctrica del sistema viene directamente del banco de baterías de reserva sin conmutación. La carga es percibida por el cargador de batería/convertidor de potencia estática.

Rectificador de seis pulsos y de doce pulsos

La unidad del rectificador o convertidor, que convierte la CA a CC en un sistema UPS, consta de rectificadores individuales grandes en circuito para controlar la salida CC. Estos rectificadores hacen fluir la corriente en pulsos desde la fuente CA. Estos pulsos de corriente no son de onda sinusoidal y causan una distorsión de la onda de voltaje de la fuente. Para obtener ejemplos, consulte la sección "Carga no lineal".

En rectificadores trifásicos, los circuitos y los elementos del circuito pueden configurarse para proporcionar potencia CC con seis o doce pulsos de corriente CC por ciclo de entrada CA.

Cuanto mayor sea el número de pulsos por ciclo, más suave será la demanda. Por tanto, un rectificador de seis pulsos tiene una demanda con más distorsión que un rectificador de doce pulsos.

Un sistema de seis pulsos debe tener un generador clasificado para servicio continuo para un aumento de temperatura de 80°C. También puede ser necesaria una actualización del sistema de regulación de voltaje. La reactancia de subtransiente también debe determinarse antes de establecer el tamaño del generador.

Para un sistema de doce pulsos, donde estas cargas son más del 25% de la clasificación auxiliar de los

generadores, debe seleccionarse un generador clasificado para servicio continuo para un aumento de temperatura de 105°C para Clase F y sistemas de aislamiento H.

Para un sistema de doce pulsos, donde las cargas son menos del 25% de la clasificación auxiliar de los generadores, puede usarse un generador estándar y un sistema de regulación de voltaje automático.

Las consideraciones de tamaño y costo determinan el número de pulsos a usar en el diseño del sistema. Los problemas de THD alta de un rectificador de seis pulsos generalmente los puede minimizar el fabricante del rectificador usando un filtro pasivo diseñado apropiadamente.

Capacidad de derivación

Algunos sistemas UPS incluyen componentes adicionales para permitir la capacidad de derivación del UPS en caso de una falla en el sistema, el mantenimiento del sistema o sobrecargas momentáneas en el lado de la carga crítica. **La Figura No. 50** es un ejemplo de UPS con capacidad de derivación. Un dispositivo llamado interruptor de transferencia estática permite la transferencia automática y prácticamente ininterrumpida de la carga crítica a la fuente entrante en caso de un evento planeado o no planeado del sistema, como se mencionó anteriormente.

El UPS debe tener un sistema de circuitos eléctricos que aseguren que la salida del inversor y la fuente de derivación están sincronizadas. El voltaje y la frecuencia de la fuente deben estar dentro de una gama aceptable o el UPS desactivará la característica de derivación automática.

La demanda de un mejor control de voltaje y frecuencia es la preocupación principal para la derivación con una fuente de grupo electrógeno. Esto se debe a los graves efectos de la onda

de voltaje causados por el rectificador del UPS y la posibilidad de la desviación de frecuencia del grupo electrógeno debida a la carga pulsante o a los cambios de carga pequeños.

UPS con capacidad de derivación

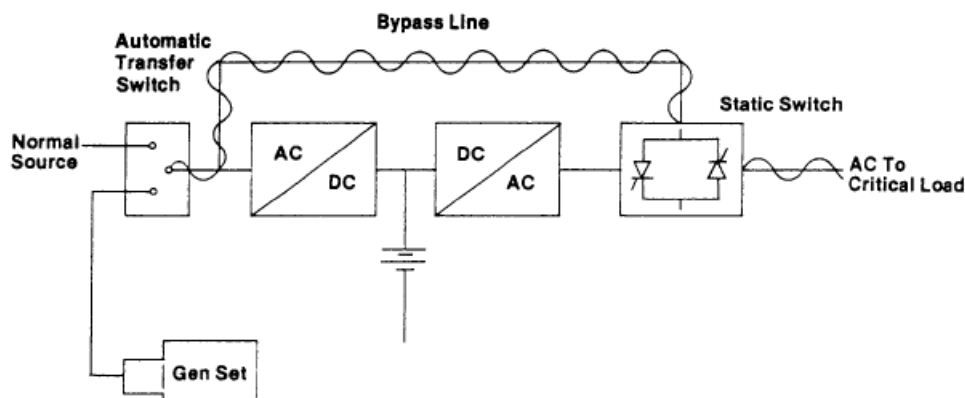


Figura 50

Se recomienda un regulador sincrónico en el grupo electrógeno y el UPS debe ajustarse o diseñarse con la ventana de aceptabilidad de voltaje y frecuencia más amplia posible para la derivación.

UPS redundante en paralelo

Las aplicaciones muy críticas pueden usar un UPS redundante en paralelo; vea la **Figura No. 51**. Estos son sistemas múltiples UPS que operan en paralelo, generalmente con

uno o más sistemas UPS de los requeridos, para suministrar potencia a la carga. Por tanto, la carga crítica puede mantenerse, incluso con la pérdida o falla de cualquier sistema UPS individual. Una derivación de conmutación estática, aunque menos fiable, puede usarse para mantenimiento o sobrecarga momentánea y capacidad de borrado de fallas.

UPS redundante en paralelo

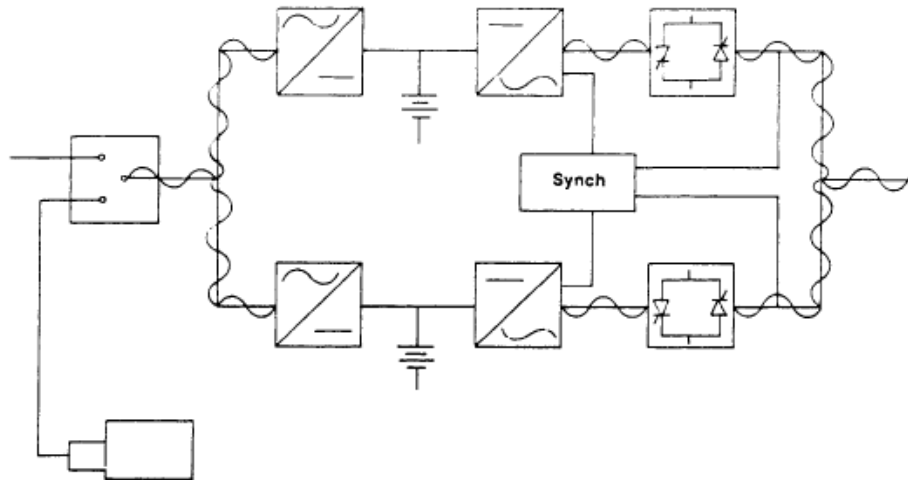


Figura 51

Sistema UPS fijo

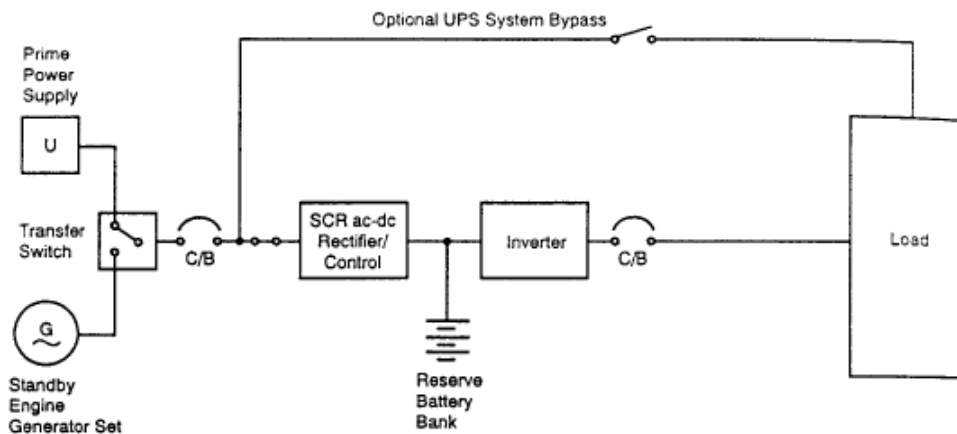


Figura 52

Interfaz UPS

Las cargas eléctricas sensibles a alteraciones de potencia durante la conmutación de la subestación, fluctuaciones de voltaje o interrupciones totales requieren continuidad absoluta de potencia. La continuidad puede asegurarse al aislar las cargas críticas e incorporar uno de los siguientes:

- Asignar un grupo electrógeno solamente a la carga crítica.

Los cambios repentinos de cargas son suficientemente pequeños para evitar los cambios de velocidad.

- Aislar la carga crítica a través de un grupo electrógeno de motor para evitar interrupciones de potencia de cinco ciclos de la empresa de energía eléctrica.

El combinar las características de un sistema UPS, específicamente

sistemas fijos como se muestra en la **Figura No. 52**, con un grupo electrógeno, presenta consideraciones especiales para asegurar la compatibilidad. Es esencial la comprensión de cómo estos sistemas funcionan y se interrelacionan.

Un UPS se clasifica en kVA de salida. Cuando se determina el tamaño de un grupo electrógeno es importante reconocer la necesidad de proporcionar potencia basado en la salida del UPS. Por ejemplo, 100 kVA nominales del UPS requieren más de 100 kVA de la fuente de potencia; la diferencia entre los kVA de entrada y salida es la eficiencia de la unidad. Además, la carga de recarga de la batería debe ser tan alta como 25% de la clasificación de salida.

Los sistemas UPS generalmente tienen circuitos electrónicos que perciben el cambio de voltaje y frecuencia de entrada. Todos los UPS deben diseñarse o ajustarse con parámetros de operación compatibles con el grupo electrógeno. Esto incluye utilizar la ventana de aceptación de voltaje y frecuencia más amplia posible cuando se usa con un grupo electrógeno.

La coordinación entre el proveedor del grupo electrógeno y el del UPS es fundamental para cumplir con las necesidades del cliente.

Filtros de entrada

Los filtros pueden interactuar con otros componentes del sistema. Por tanto, deben considerarse muy cuidadosamente. Los filtros de circuitos sincronizados típicos representan algún compromiso cuando se usan con rectificadores expuestos a cambios amplios de potencia, como en las aplicaciones de

UPS. Los filtros con componentes de reactancia capacitiva pueden tener un pequeño efecto en el factor de potencia con la carga nominal del UPS; sin embargo, el factor de potencia puede convertirse en conducción capacitiva, lo que lleva a una condición de carga parcial.

Los grupos electrógenos intrínsecamente tienen la dificultad de controlar el voltaje con factores de carga de conducción y puede observarse un aumento de voltaje. Esta condición se enfatiza durante el arranque del UPS mediante la característica de entrada de potencia. Generalmente, un UPS tiene algún medio para aplicar gradualmente la carga a la fuente durante un período de 10 a 20 segundos. Un filtro descargado puede presentar una carga de factor de potencia capacitiva de conducción más allá de la capacidad de control de voltaje del generador.

Otras cargas conectadas al generador se opondrán a este efecto. También, la desconexión del filtro en cargas UPS menores minimizará los problemas.

Los filtros también pueden actuar como dispositivos de energía almacenada que afectan los componentes de conmutación del circuito, como los interruptores de transferencia automática. Los diseños indiscriminados de filtros también pueden causar condiciones resonantes con otros elementos del circuito.

Impacto de otras cargas

La mayoría de dispositivos y equipo eléctrico se ven relativamente poco afectados cuando reciben potencia de grupos electrógenos con cargas UPS.

Sin embargo, el conocimiento de los dispositivos potencialmente sensibles puede ser valioso para la planificación del sistema. Muchos dispositivos electrónicos contienen suministros internos de potencia CA a CC con filtros adecuados y son relativamente inmunes a la distorsión de las ondas. Algunos dispositivos de control o electrónicos de uso especial que dependen de "intersecciones cero" de voltaje de la fuente para sincronización pueden funcionar erráticamente. Si estos dispositivos son de potencia baja, un filtro simple y de bajo costo generalmente eliminará cualquier problema.

Los condensadores de corrección del factor de potencia se usan principalmente por razones económicas. Estos condensadores también pueden ser efectivos para reducir la distorsión de las ondas. Debe prestarse atención cuando se usen condensadores de corrección del factor de potencia. Es posible una condición de resonancia en una las frecuencias armónicas con parte de la inductancia de la línea, como un transformador, un motor en línea o el generador. Corrientes excesivas y posiblemente dañinas en la frecuencia armónica pueden fluir a través del equipo. Es aconsejable mantener estas corrientes fuera de línea hasta que se observen los efectos de la operación del grupo electrógeno de emergencia con cargas no lineales.

Ejemplo de dimensionamiento de un UPS

El siguiente es el procedimiento que debe usarse para determinar el tamaño de los grupos electrógenos Caterpillar que tienen sistemas UPS fijos como parte o totalidad de su

carga. Este procedimiento tiene cuatro pasos:

Parte A

Establecer los kW de entrada del UPS. Use los kW de entrada del UPS encontrados en los datos del proveedor (en este ejemplo use 255 kW). Si no está disponible del proveedor, se recomienda usar el siguiente procedimiento y las pautas para aproximar o calcular los kW de entrada del UPS.

$$\text{kW de entrada del UPS} = \frac{\text{kW de entrada del UPS} + \text{kW de recarga de la batería}}{\text{Eficiencia del UPS}}$$

La salida del UPS para cargas de computadoras generalmente se indica en términos de kVA. Para aproximación, si se conocen los kVA de salida del UPS y no se conocen los kW, use 0,9 pf (típico para sistemas de computadora).

Los kW de recarga de la batería generalmente varían de 0% a 25% de kW de entrada (15% es el valor típico). Si no conoce este valor, use 25% de kW de salida para obtener un valor aproximado.

Si no se conoce la eficiencia del UPS, se recomienda usar las siguientes pautas:

- Use 0,85 si UPS < 100 kW.
- Use 0,875 si UPS > 100 kW, pero < 500 kW.
- Use 0,90 si UPS > 500 kW.

Nota: La entrada máxima con los sistemas redundantes es menor que la clasificación total de los sistemas individuales.

Parte B

Establezca el generador de tamaño mínimo que contendrá la distorsión de la onda (calidad de energía eléctrica).

- Cargador/Rectificador de seis pulsos: Grupo electrógeno auxiliar mínimo =
 $\text{kW de entrada del UPS} \times 1,6$.
- Cargador/Rectificador de doce pulsos: Grupo electrógeno auxiliar mínimo =
 $\text{kW de entrada del UPS} \times 1,4$.

Parte C

Determine el tamaño del generador para acomodar otras cargas.

- Cargador/Rectificador de seis pulsos: Clasificación mínima de generador auxiliar con otras cargas =
 $(\text{kW de entrada del UPS} \times 1,15) + \text{kW de otras cargas}$.
- Cargador/Rectificador de doce pulsos: Clasificación de generador auxiliar mínimo con otras cargas =
 $(\text{kW de entrada del UPS} \times 1,10) + \text{kW de otras cargas}$.

Parte D

Compare "B" y "C" para la selección final. Seleccione el valor mayor de la Parte B o la Parte C y aproxímelo al grupo electrógeno de tamaño inmediatamente más grande.

Ejemplo:

Seleccione un grupo electrógeno auxiliar para suministrar potencia a un UPS clasificado a 200 kVA/180 kW. Otras cargas conectadas al grupo electrógeno suman 100 kW.

Solución:

Parte A: A partir de los datos del proveedor la entrada del UPS es 255 kW.

Parte B: El Cargador/Rectificador es un circuito de seis pulsos, 255 kW. Grupo electrógeno auxiliar mínimo =
 $255 \text{ kW} \times 1,6 = 408 \text{ kW}$.

Parte C: Determine el tamaño para otras cargas. Clasificación de generador auxiliar mínimo con otras cargas =
 $(255 \text{ kW} \times 1,15) + 100 \text{ kW} = 393 \text{ kW}$.

Parte D: Seleccionar el valor mayor de la Parte B o la Parte C. El valor de la parte B (408 kW) es mayor que el de la C (393 kW); por tanto, se recomienda un grupo electrógeno auxiliar de mínimo 408 kW. Un grupo electrógeno Caterpillar de 450 kW resultará apropiado para esta aplicación.

Las cargas del grupo electrógeno frecuentemente incluyen motores grandes para sistemas de aire acondicionado y otras funciones de respaldo. Luego de la selección del grupo electrógeno en la Parte D, debe realizar una revisión para determinar si el grupo electrógeno tiene la capacidad skVA de arranque del motor adecuada.

En casos especiales, puede ser posible optimizar la economía al seleccionar un generador con clasificación auxiliar como se determina en la Parte D y usar un motor con clasificación auxiliar proporcional con la carga kW total real del grupo electrógeno. La carga kW total real son los kW de entrada del UPS más los kW de otras cargas.

Potencia regenerativa

Algunas aplicaciones de motores, como elevación, dependen de motores para el frenado. Si una carga mecánica hace que el motor gire más rápido que la velocidad sincrónica, el motor actuará como un generador y suministrará potencia al sistema. El término "potencia regenerativa" algunas veces se usa para describir la potencia producida por estas cargas.

Si ninguna otra carga está conectada para absorber esta energía, estas cargas harán que el generador actúe como un motor, lo que posiblemente cause sobrevelocidad en el motor y ocasione una falla.

Sólo se puede usar la potencia de fricción del motor para el frenado. El exceso de potencia de fricción lleva a sobrevelocidad del grupo electrógeno.

Para calcular la capacidad del sistema de superar la potencia regenerativa, se recomienda de manera especial que sólo se considere la potencia de fricción del motor. La potencia de fricción del motor a velocidades sincrónicas está disponible del fabricante del motor. Generalmente, un grupo electrógeno tendrá un retardo de aproximadamente 10% de esta clasificación.

Cuando la combinación de la carga conectada y de la potencia de fricción del motor no son suficientes para restringir la energía regenerativa, pueden añadirse bancos de carga para proteger al grupo electrógeno de la regeneración.

Transformadores

Los transformadores se usan en los sistemas de distribución de potencia para aumentar y disminuir el voltaje o para propósitos de aislamiento del circuito. Comúnmente se usan para disminuir el voltaje de la línea de transmisión para voltaje del sistema de distribución útil y para disminuir el voltaje de servicio o suministro para la utilización del voltaje del equipo del usuario.

Corriente de magnetización del transformador

Cuando se activa inicialmente un transformador, hay una corriente

inicial de arranque para llevarlo de un nivel de intensidad de campo residual a un nivel de intensidad de campo de estado estacionario normal. Los transformadores tienen características inductivas similares para los motores cuando se cargan, con corriente de arranque inicial (magnetización) hasta 40 veces la corriente a carga plena cuando se conectan a una fuente de potencia de una empresa de energía eléctrica. Con una fuente de generador, los valores de reactancia transitoria del generador (X''_d) limitan la corriente de arranque inicial a un valor de 6 a 10 veces la corriente nominal del generador. Sin embargo, el proceso de acumulación de flujo en la excitación del generador sólo toma unos pocos ciclos antes de que la corriente regrese al nivel de corriente de excitación relativamente bajo. El efecto en el grupo electrógeno puede ignorarse, pero si la fluctuación de voltaje de un equipo muy sensible debe controlarse de cerca, la capacidad kVA de la fuente de potencia debe incluir el arranque de esta carga de factor de potencia bajo. Generalmente, un grupo electrógeno puede activar un transformador que es dos a cuatro veces la clasificación kVA del grupo electrógeno. Una caída de voltaje ocurre en los terminales del generador, casi como si hubiera ocurrido un cortocircuito. Sin embargo, la acumulación de intensidad de campo del transformador se restaura en pocos ciclos.

Pérdidas de eficiencia del transformador

Los transformadores de potencia son relativamente eficientes. Las eficiencias típicas son de 95% a 99% a carga plena. La eficiencia es la relación de la salida de potencia real

con la entrada de potencia. Las pérdidas son principalmente situaciones de pérdidas de magnetización sin carga y en la adición de pérdidas I^2R causadas por la corriente de la carga.

Tomas de transformadores

Las tomas de transformadores pueden usarse para ajustar los niveles de voltaje. Los transformadores constan de una bobina principal y una secundaria. El devanado de la bobina de un transformador puede tener una toma para cambiar las relaciones de giro y ajustar el nivel de voltaje de un sistema. Vea la **Figura No. 53**.



Figura 53

Ejemplo:

Para entender mejor las tomas de un transformador, considere los sistemas de disminución de distribución de 4.160 V a 480 V mostrados en las **Figuras No. 54 y No. 55**.

En el sistema, el voltaje cae de 480 V en el colector a 450 V en la carga. Pero, ¿qué pasaría si la carga requiere más voltaje que 450 V desde el generador de 4.160 V?

Solución:

Una forma de solucionar la situación es con una toma de transformador de -5%, que aumenta el voltaje en la carga a 474 V. Recuerde que la toma ajusta el nivel de voltaje total, pero no cambia la distribución del voltaje. En este ejemplo, el voltaje del transformador habría aumentado de 480 V a 504 V. Un regulador automático en un grupo electrógeno también podría haberse usado para ajustar el voltaje total, en lugar de la toma del transformador.

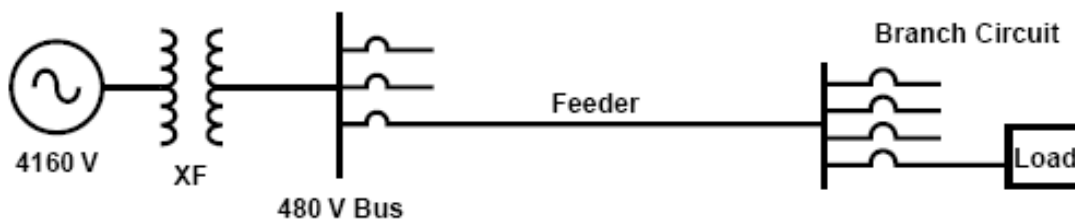


Figura 54

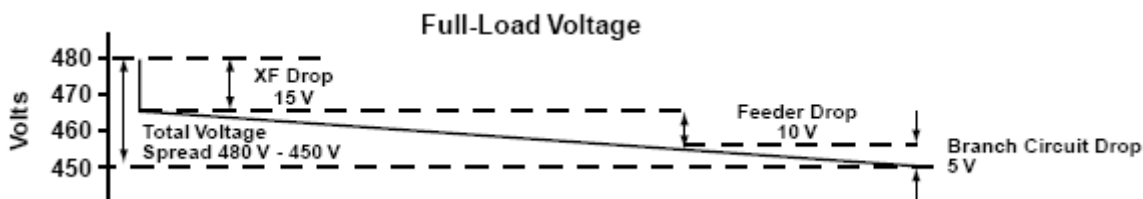


Figura 55

Los transformadores tienen variedad de tomas. **La Tabla No. 20** es un ejemplo de las tomas encontradas en un transformador de 4.160-480 V.

Tomas de transformador de 4.160 -480 voltios		
Voltaje principal	Voltaje secundario	Toma
3.952	480	-5%
4.056	480	-21/2%
4.160	480	Clasificación normal
4.264	480	+21/2%
4.368	480	5%

Tabla 20

Cargas críticas

Las cargas críticas son cargas que no pueden tolerar caídas de voltaje y frecuencia. Los centros de datos, el equipo de comunicaciones y el equipo médico son ejemplos de cargas críticas.

Centros de datos/Computadoras

Los centros de datos requieren una fuente de potencia fiable. Los requisitos de calidad de potencia deben considerarse antes del diseño del sistema de potencia. Por regla general, evite cargas SCR pesadas, cargas de conmutación de bloque y skVA de motores grandes en los circuitos de potencia de equipo de procesamiento de datos.

Equipo de comunicaciones

El equipo de comunicaciones incluye una amplia gama de dispositivos electrónicos para la transmisión de información. Los más comunes son equipo de transmisión de radio y televisión, equipo de estudio, equipo de transmisores y de teléfonos. Generalmente, todos los dispositivos pasan su suministro de potencia a través de transformadores. Por tanto,

el factor de potencia es levemente diferente a uno (1,0). La mayoría de equipo tolera variaciones de frecuencia de $\pm 5\%$, excepto si se usa la sincronización sincrónica de la fuente de potencia. Las variaciones de voltaje de $\pm 10\%$ generalmente son aceptables debido a que los circuitos electrónicos sensibles a variaciones de voltaje tienen un sistema de circuitos eléctricos de regulación interna.

Generalmente, la potencia para sistemas telefónicos complejos se suministra desde la red eléctrica del sistema del edificio. Los requisitos de estabilidad de voltaje y frecuencia generalmente no son severos, sin embargo, el equipo de carga de batería de estado sólido puede ser parte de una carga y crear alteraciones a la fuente de potencia del generador.

Equipo médico

El equipo de rayos X generalmente requiere voltaje alto y de duración muy corta de los suministros de potencia. Ésta necesidad resulta en un flujo de corriente alto de corta duración, que a su vez resulta en demanda baja de kW a un factor de potencia cerca de uno (1,0).

El equipo de fuente de potencia debe seleccionarse para mantener la calidad de los rayos X. Cuando se activa un equipo de rayos X, la caída de voltaje debida a la corriente de arranque inicial debe estar en 10 % o en la tolerancia recomendada por el fabricante.

Estas cargas generalmente representan sólo una pequeña parte de la carga del generador, de modo que la imágenes de rayos X generalmente no se ven afectadas.

Consejos útiles de aplicación de carga

Pueden usarse algunas reglas generales si se requiere el sistema más pequeño, pero a la vez el más efectivo en el sitio:

- Durante el arranque de los motores de la línea, el motor más grande debe arrancarse primero y luego los motores más pequeños secuencialmente.
- Cuando se realiza el arranque de motores con mandos electrónicos, no aplica necesariamente la regla de "primero el motor más grande". Los mandos electrónicos permiten un mejor control de la carga al controlar la carga de corriente máxima y la tasa de la aplicación de carga. Estas cargas son más sensibles a la variación de voltaje que los motores arrancados "en la línea".
- Cuando hay cargas de UPS, cárguelas en último lugar. Los generadores son más estables y se ven menos afectados por cargas no lineales cuando estas cargas han estado presentes antes de aplicar las cargas no lineales.
- Las cargas que tienen filtros o usan corrección del factor de potencia para la mejora de la calidad de la potencia no deben aplicarse a un nivel de carga liviana. Los elementos capacitivos de estas cargas hacen que el generador sea susceptible a grandes aumentos de voltaje.

Pérdidas de línea

Los alambres y cables de los circuitos siempre tienen algunas resistencia al flujo de corriente. Esto representa una pérdida de potencia y una caída de voltaje. Las pérdidas están en función de la longitud de la línea y de la capacidad de transmisión de corriente de la línea. Estas pérdidas deben tenerse en cuenta.

La caída de voltaje de la línea puede ser una consideración muy importante. La caída de voltaje puede representar una diferencia significativa entre el voltaje generado y el voltaje entregado en la carga. El cambio de caída de voltaje de la línea con cambio de carga también afecta la regulación de voltaje en la carga, si la carga varía.

Las pérdidas de potencia se calculan como pérdida I^2R en vatios o kilovatios. La caída de voltaje se calcula como pérdida I^2R . La cantidad de resistencia se basa en la longitud, el área transversal, la temperatura y el material de los conductores. Los manuales eléctricos estándar contienen tablas de resistividad de los alambres y cables para realizar los cálculos. Las pérdidas de línea generalmente no son un factor a tener en cuenta con longitudes cortas de cable de tamaño apropiado.

Cargas de factor de potencia

Los generadores sincrónicos y autoexcitados no están diseñados para operar con carga de factor de potencia de conducción. El voltaje CA generado es controlado por la excitación CC. La cantidad de excitación requerida depende de la carga del generador.

La excitación requerida para mantener un voltaje constante aumenta con la carga. La carga de

factor de potencia de retraso reactivo requiere más excitación que la carga de factor de potencia de una unidad. Las cargas de factor de potencia de conducción requieren menos excitación que las cargas de factor de potencia de una unidad. Cuando un generador tiene un factor de carga de potencia de conducción, el flujo del inducido reacciona sumándose al flujo del polo de campo para aumentar la saturación y producir un voltaje terminal más alto para una cantidad determinada de excitación. El regulador de voltaje automático responde para controlar el voltaje al reducir la excitación. A carga liviana, el regulador irá a su capacidad de excitación mínima. Sin embargo, la excitación adicional de un factor de potencia de conducción hará que el voltaje terminal aumente y no sea controlado por el regulador de voltaje.

No es común que esto ocurra con los capacitores de corrección de potencia o con filtros de circuito sincronizados, que son conectados a los circuitos en condiciones de carga liviana. Este mismo fenómeno puede ocurrir cuando se activan líneas de transmisión largas debido a capacitancia distribuida. Añadir reactancia al circuito es una solución posible para superar el problema.

Líneas de transmisión largas

Las líneas de transmisión largas pueden requerir tomar en cuenta los efectos de capacitancia de línea distribuida. La definición de una línea de transmisión "larga" es un término relativo y difícil de definir para la aplicación de un grupo electrógeno. Sin embargo, puede verse mediante el circuito equivalente de una línea de transmisión, que hay capacitancia distribuida entre las líneas y tierra; vea la **Figura No. 56**.

La corriente de carga de la línea varía con el voltaje, la longitud, la altura y al espaciamiento de la línea, además de otros factores.

Un problema surge, especialmente con una línea sin carga, donde la línea que carga aparece como una carga de factor de potencia de conducción al generador. Los factores de potencia de conducción mayores o iguales a 0,95 pueden resultar en el voltaje generado que va sin control al límite de la curva de saturación del generador durante la activación de la línea. Tener alguna carga reactiva de retardo en la línea corregirá o evitará este problema.

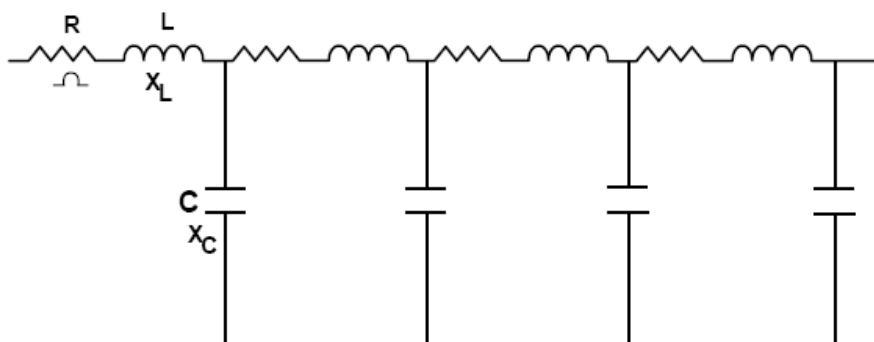


Figura 56

Fórmula de pérdida de potencia del circuito de dos cables

La fórmula para calcular las pérdidas de potencia para un circuito de dos cables (CC o monofásico) es:

$$\frac{24 \times L \times I^2}{CM} = P$$

Donde:

P = Pérdida de potencia en vatios

L = Longitud (pies) de un circuito de una vía

CM = Sección transversal de un conductor en mils circulares

I = Representa corriente

Ejemplo

Suponga que un motor monofásico clasificado para entregar 7,5 hp a 115 V está conectado a una fuente de potencia a través de un cable de cobre AWG No. 1 de 200 pies y un tamaño de 83.690 mils circulares (CM). También, suponga que el motor tiene un flujo de 80 amperios a carga plena. ¿Cuál es la pérdida de potencia?

Solución

Use la fórmula para un motor monofásico:

$$\frac{24 \times 200 \times 80^2}{83.690} = P$$

El resultado es una pérdida de potencia de 367 vatios.

Fórmula de pérdida de potencia del circuito de tres cables

La fórmula usada para calcular la potencia de un circuito de tres cables (asumiendo una carga equilibrada) es:

$$\frac{36 \times L \times I^2}{CM} = P$$

Donde:

P = Pérdida de potencia en vatios

L = Longitud (pies) de un circuito de una vía

CM = Sección transversal de un conductor en mils circulares

I = Representa corriente

Ejemplo

Suponga que un motor trifásico clasificado para entregar 100 hp a 230 V conectado a una fuente de potencia a través de un cable de 400 pies con tamaño de 250 MCM. También, suponga que el motor tiene un flujo de 248 amperios a carga plena. ¿Cuál es la pérdida de potencia?

Solución

Use la fórmula para un motor monofásico:

$$\frac{36 \times 400 \times 248^2}{250.000} = P$$

El resultado es una pérdida de potencia de 3.543 vatios.

Cargas monofásicas

En la generación de energía trifásica, una carga monofásica es una carga aplicada en una fase de voltaje del generador.

Si las cargas monofásicas se añaden al sistema trifásico, se presenta una condición de desequilibrio a menos que las cargas monofásicas se distribuyan equitativamente entre cada una de las tres fases del grupo electrógeno.

Las pruebas han mostrado que el desequilibrio del voltaje de fase de más de 2% en tres fases hará que el motor se sobrecaliente, si éste opera cerca de la carga plena. Algunos equipos eléctricos pueden verse afectados por un desequilibrio de más de 2%.

Equilibrio de la carga

Si el sistema de distribución eléctrica con un grupo electrógeno trifásico consta totalmente de cargas trifásicas, el sistema está equilibrado. Las bobinas compensan en cada suministro de tres fases del generador la misma cantidad de corriente a la carga. Sin embargo, si se agregan cargas monofásicas a la carga trifásica existirá una condición de desequilibrio a menos que las cargas monofásicas se distribuyan equitativamente entre cada una de las tres fases del generador.

Los generadores operan mejor con cargas equilibradas. Si las cargas no están equilibradas, es probable el riesgo de sobrecalentamiento. Cuando se determina el tamaño de un generador, todas las cargas deben equilibrarse.

En muchas aplicaciones, equilibrar las cargas monofásicas podría ser poco práctico. Si estas cargas son

pequeñas (menores o iguales a 10% de la capacidad kVA trifásica del grupo electrógeno), una carga monofásica no equilibrada no es causa de preocupación siempre y cuando cualquiera de las tres corrientes de línea no excedan la corriente de línea nominal del generador.

Para determinar la carga monofásica máxima que puede fluir de forma segura desde un generador que proporcione suministro de potencia monofásica y trifásica simultáneamente, use la **Tabla No. 23** de la **Página 94100** para hacer los cálculos.

Ejemplo No. 1 (generador delta cerrado)

Vea la **Figura No. 57**. Encuentre la cantidad de potencia monofásica que puede fluir de forma segura en un grupo electrógeno trifásico de 120-240 voltios y cuatro cables, clasificado para entregar 100 kW a un factor de potencia de 0,8. La clasificación de corriente de la bobina del generador es 334 amperios. Suponga que la carga monofásica conectada desde una línea a neutral, tiene un factor de potencia de operación de retardo de 0,9 y que el grupo electrógeno proporciona suministro a una carga trifásica de 50 kW a un factor de potencia de 0,8.

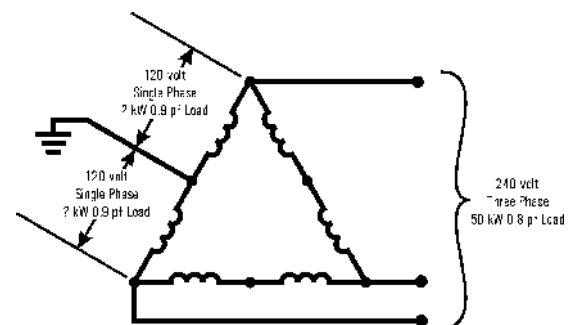


Figura 57

Solución 1

1. Primero, encuentre el flujo de corriente desde cada una de las líneas a través de la carga trifásica.

$$P = \frac{1,732 \times I \times \text{pf} \times V}{1.000} \quad I = \frac{P \times 1000}{1,732 \times V \times \text{pf}}$$

$$\frac{50 \times 1.000}{1,732 \times 240 \times 0,8} = 151 \text{ amperios}$$

2. Encuentre la capacidad de corriente restante de la bobina para la carga monofásica:

$$334 - 151 = 183 \text{ amperios}$$

3. Encuentre la potencia monofásica disponible:

$$P = \frac{V \times I \times \text{pf}}{1.000} = \frac{120 \times 183 \times 0,9}{1.000} = 19,8 \text{ kW}$$

Ejemplo No. 2 (generador de conexión en estrella)

Vea la **Figura No. 58**. El grupo electrógeno está clasificado para entregar 100 kW a un factor de potencia de 0,8. Ésta es una máquina trifásica con una clasificación de corriente de la bobina de 334 amperios. La carga trifásica a la que se proporcionará suministro es de 50 kW a un factor de carga de 0,8. La carga monofásica consta de circuito de 120 voltios y de 208 voltios. La carga de 120 voltios tiene un factor de potencia de 0,9 y está conectada desde neutral a un tramo. Este tramo es común con uno de los dos suministros de 10 kW a un factor de potencia de 0,8 a carga de 208 voltios.

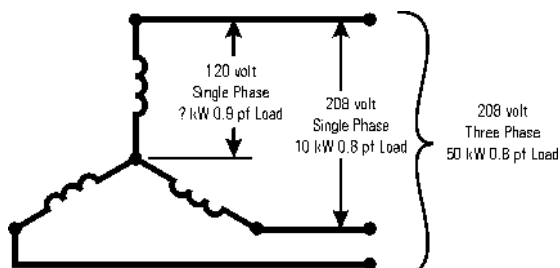


Figura 58

Solución 2

1. Primero, encuentre el flujo de corriente desde cada una de las líneas a través de la carga trifásica.

$$P = \frac{1,732 \times I \times \text{pf} \times V}{1.000} \quad I = \frac{P \times 1000}{1,732 \times V \times \text{pf}}$$

$$\frac{50 \times 1.000}{1,732 \times 208 \times 0,8} = 173,5 \text{ amperios}$$

2. Encuentre la capacidad de corriente restante de la bobina para la carga monofásica:

$$334 - 173,5 = 161 \text{ amperios}$$

3. Encuentre la corriente de carga monofásica de 208 voltios:

$$I = \frac{P \times 1000}{V \times \text{pf}} = \frac{10 \times 1.000}{208 \times 0,8} = 60 \text{ amperios}$$

4. Encuentre la capacidad de corriente restante de la bobina para la carga monofásica de 120 voltios:

$$161 - 60 = 101 \text{ amperios}$$

5. Encuentre la potencia monofásica disponible de 120 voltios:

$$P = \frac{V \times I \times \text{pf}}{1.000} = \frac{120 \times 101 \times 0,9}{1.000} = 10,9 \text{ kW}$$

Ejemplo No. 3

Vea la **Figura No. 59**. De manera similar al ejemplo anterior, el grupo electrógeno está clasificado para entregar 100 kW a un factor de carga de 0,8. Ésta es una máquina trifásica con una clasificación de corriente de la bobina de 334 amperios. La carga trifásica a la que se proporcionará suministro es de 50 kW a un factor de carga de 0,8. La carga monofásica consta de circuitos de 120 voltios y 208 voltios. La carga de 120 voltios tiene un factor de potencia de 0,9 y está conectada desde neutral a un tramo. A diferencia del ejemplo anterior, este tramo **no** es común con uno de los tramos que suministran 10 kW a un factor de potencia de 0,8 a la carga de 208 voltios.

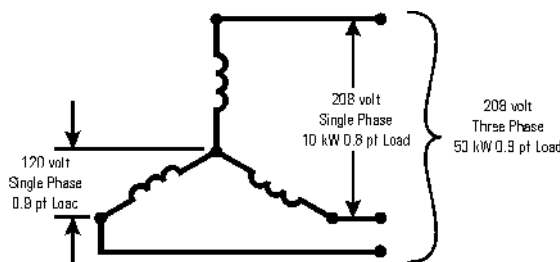


Figura 59

Solución 3 (generador de conexión en estrella)

- Primero, encuentre el flujo de corriente desde cada una de las líneas a través de la carga trifásica.

$$P = \frac{1,732 \times I \times V \times \text{pf}}{1.000} \quad I = \frac{P \times 1000}{1,732 \times V \times \text{pf}}$$

$$\frac{50 \times 1.000}{1,732 \times 208 \times 0,8} = 173,5$$

173,5 amperios

- Debido a que los 120 voltios es la carga monofásica en este tramo, la capacidad de corriente restante

de bobina para la carga monofásica de 120 voltios es 173,5 amperios.

- Encuentre la potencia monofásica disponible de 120 voltios:

$$P = \frac{V \times I \times \text{pf}}{1.000} = \frac{120 \times 173,5 \times 0,9}{1.000} = 18,7 \text{ kW}$$

Diagramas de una línea

Los diagramas de una línea simplifican en gran medida los análisis de carga y del sistema.

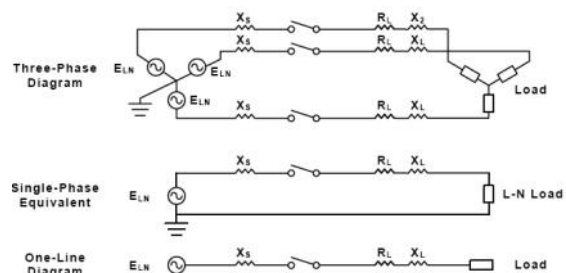


Figura 60

El diagrama de una línea mostrada en la **Figura No. 60** representa un sistema equilibrado. En el diagrama de la parte superior, se muestra el generador en sus tres fases, las cuales están separadas con una línea a neutro de voltaje E_{LN} . X_S representa la reactancia del generador. R_L y X_L son la resistencia de la carga y la reactancia de la carga, respectivamente. El diagrama del centro muestra el equivalente monofásico de las tres fases. El diagrama inferior es una simplificación adicional de lo anterior. Un diagrama simplificado con frecuencia se usa en la representación trifásica.

Ejemplo No. 4 - Determinación del tamaño del grupo electrógeno

En todos los siguientes pasos, se usarán la **Figura No. 61** y la **Figura No. 62** para especificar cómo determinar el tamaño de un grupo electrógeno Caterpillar, usando la información de la carga; **La Figura No. 62** se usa cuando se consideran motores con letras de código NEMA.

- Usando la información de la placa de nombre, complete la información de la Parte I y II. La eficiencia del motor puede estimarse usando una tabla de eficiencias aproximadas como la **Tabla No. 21**.

Eficiencias aproximadas de motores de inducción de jaula de ardilla *		
hp	kW	Eficiencia a carga plena
5 a 7,5	4-6	0,83
10	7,5	0,85
15	11	0,86
20 a 25	15 a 19	0,89
30 a 50	22 a 37	0,90
60 a 75	45 a 56	0,91
100 a 300	74,6 a 224	0,92
350 a 600	261 a 448	0,93
*Las eficiencias están influenciadas significativamente por la clase de motor.		

Tabla 21

Customer _____ Project _____ Analyst _____ Date _____

I. APPLICATION DATA
Prime/Standby Power _____ Gas/Diesel Fuel _____ Volts _____ Phase _____ Hz _____

II. LOADS
A. Lighting Loads _____ kW
B. Other Non-Motor Loads _____ kW
C. Motors _____

III. ENGINE SIZING

Starting Sequence	Motor kW	Full Load Amps	Locked Rotor Amps	Nameplate Data Reduced Voltage Starting Type	Acceptable Voltage Dip Percent	Motor Eff. (Chart 5)	kW (Engine) =	kW (Motor)	Motor Efficiency (Chart 5)
1									
2									
3									
4									
5									
							Total Motor Load		
							Total Engine Load (A + B + C)		

IV. ENGINE SELECTION Model: _____ Frame: _____ Rating (With Fan): _____ kW _____ Hz _____ rpm

V. GENERATOR SIZING Start Sequence _____

	Motor(s) 1	Motor(s) 2	Motor(s) 3	Motor(s) 4	Motor(s) 5
A. Starting kVA (SKVA)					
1. Locked Rotor Amps (Use 6.0 x Full Load Amperes if LRA Unknown). Refer to Chart 4 if Full Load Amps Unknown	LRA	LRA	LRA	LRA	LRA
2. SKVA = $\frac{LRA \times V \times 1.732}{1,000}$	SKVA	SKVA	SKVA	SKVA	SKVA
B. Effective SKVA					
1. All Motors Running	0 kW	kW	kW	kW	kW
2. All Motors Running & Motor Being Started	kW	kW	kW	kW	kW
3. $\frac{B.1}{B.2} \times 100$	0 %	%	%	%	%
4. Compensation for Motors Already Started (Chart 2)	1.0				
5. Step A.2. x Step B.4.	SKVA	SKVA	SKVA	SKVA	SKVA
6. Reduced Voltage Factor (Chart 3) (use 1.0 if no starting aid used)					
7. Effective SKVA = Step B.5. x B.6.	SKVA	SKVA	SKVA	SKVA	SKVA
8. Acceptable Voltage Dip (10, 20, 30%)	%	%	%	%	%
C. Generator Selection (Chart 1)					
1. Frame					
2. Rating	kW	kW	kW	kW	kW
3. SKVA at Selected Voltage Dip					

VI. GENERATOR SET SIZING
Select Largest Generator Set Model of Step IV and Step V.C.1.
Model: _____ Frame: _____ Rating: _____ kW Prime/Standby _____ Hz _____ rpm

Figura 61

Customer _____ Project _____ Analyst _____ Date _____

I. APPLICATION DATA
Prime/Standby Power _____ Gas/Diesel Fuel _____ Volts _____ Phase _____ Hz _____

II. LOADS
A. Lighting Loads _____
B. Other Non-Motor Loads _____
C. Motors _____

III. ENGINE SIZING
kW _____
kW _____
kW (Engine) = hp (Motor) x 0.746
Motor Efficiency (Chart 5) _____

Starting Sequence	hp	Nema Code	Reduced Voltage Starting Type	Acceptable Voltage Dip Percent	Motor Eff. (Chart 5)	kW
1						
2						
3						
4						
5						

Total Motor Load _____ kW
Total Engine Load (A + B + C) _____ kW

IV. ENGINE SELECTION Model: _____ Frame: _____ Rating (With Fan): _____ kW _____ Hz _____ rpm

V. GENERATOR SIZING Start Sequence

	Motor(s) 1	Motor(s) 2	Motor(s) 3	Motor(s) 4	Motor(s) 5
A. Starting kVA (SKVA)					
1. Motor Ratings	_____ hp	_____ hp	_____ hp	_____ hp	_____ hp
2. NEMA Code	_____	_____	_____	_____	_____
3. SKVA/hp (Use 6.0 if Code Letter Unknown)	_____	_____	_____	_____	_____
4. SKVA/hp x Motor hp (A.1 x A.3)	_____ SKVA	_____ SKVA	_____ SKVA	_____ SKVA	_____ SKVA
B. Effective SKVA					
1. All Motors Running	_____ kW	_____ kW	_____ kW	_____ kW	_____ kW
2. All Motors Running & Motor Being Started	_____ kW	_____ kW	_____ kW	_____ kW	_____ kW
3. B.1 x 100	_____ %	_____ %	_____ %	_____ %	_____ %
B.2	_____ %	_____ %	_____ %	_____ %	_____ %
4. Compensation for Motors Already Started (Chart 2)	_____ 1.0	_____	_____	_____	_____
5. Step A.4. x Step B.4.	_____ SKVA	_____ SKVA	_____ SKVA	_____ SKVA	_____ SKVA
6. Reduced Voltage Factor (Chart 3) (use 1.0 if no starting aid used)	_____	_____	_____	_____	_____
7. Effective SKVA = Step B.5. x B.6.	_____ SKVA	_____ SKVA	_____ SKVA	_____ SKVA	_____ SKVA
8. Acceptable Voltage Dip (10, 20, 30%)	_____ %	_____ %	_____ %	_____ %	_____ %
C. Generator Selection (Chart 1)					
1. Frame	_____ kW	_____ kW	_____ kW	_____ kW	_____ kW
2. Rating	_____ kW	_____ kW	_____ kW	_____ kW	_____ kW
3. SKVA at Selected Voltage Dip	_____	_____	_____	_____	_____

VI. GENERATOR SET SIZING
Select Largest Generator Set Model of Step IV and Step V.C.1.
Model: _____ Frame: _____ Rating: _____ kW Prime/Standby _____ Hz _____ rpm

Figura 62

- La carga total del motor se determina calculando las eficiencias del motor y sumando a la carga resistiva; sume las cargas de sistemas de iluminación, otras cargas diferentes del motor y las cargas del motor.
- Seleccione el motor (Parte IV) que se ajusta en frecuencia (Hz), configuración (gas, diesel, turbocompresión, posenfriamiento, aspiración natural, velocidad y carga. Los Hz y la configuración se encuentran en la Sección I. La velocidad es a preferencia del cliente y la carga se determinó en la Sección II.
- Determinación de tamaño del grupo electrógeno: En la Sección

V llene en Parte A de todos los motores usando la información de la placa de nombre. Minimice los requisitos de arranque, realizando primero el arranque de los motores más grandes. La clasificación de los motores y el código NEMA pueden encontrarse en la Sección II. Los skVA/hp se encuentran usando la letra de código NEMA de la **Tabla No. 14** de la página 52. Halle los skVA de arranque usando la siguiente fórmula:

$$\text{skV} = \frac{\text{LRA} \times \text{V} \times 1,732}{1.000}$$

- Los motores en línea disminuyen los skVA para el arranque de motores adicionales. Para el ítem

B1 de la columna 1, el primer motor siempre es cero si hay más de un motor. El espacio No. 2 del motor son los kW de la Sección II del primer motor de secuencia. Los kW adicionales del motor se suman al total para cada arranque del motor.

Los ítems de la fila B2 se llenan usando la información de la Sección II. Los ítems de la fila B3 usan la fórmula de multiplicador de carga previa del motor para determinar el porcentaje de carga del motor.

La fórmula de multiplicador de carga previa del motor es B1 dividido entre B3, ó:

$$\% \text{ Carga del motor} = \frac{\text{Todos los motores en funcionamiento}}{\text{Todos los motores en funcionamiento y los que están en arranque}} \times 100$$

Por debajo de 40%, el multiplicador es 1,0. Por encima de 40%, use un valor del gráfico de la **Figura No. 63**.

Multiplicador de carga previa del motor

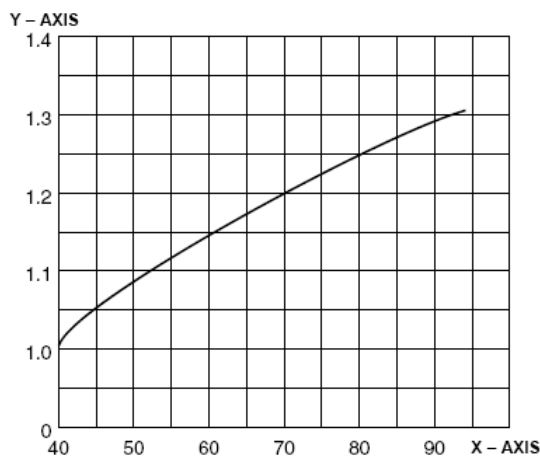


Figura 63

Si se usa arranque de voltaje reducido, multiplique los skVA por el factor encontrado en la **Tabla No. 22**; llene los espacios de las columnas B6 y B7.

Factores de arranque de voltaje reducido	
Tipo	Multiplicar los skVA por
Resistencia, reactor, impedancia	0,80
Toma de 80%	0,65
Toma de 65%	0,50
Toma de 50%	0,45
Toma de 45%	0,45
Autotransformador	
Toma de 80%	0,68
Toma de 65%	0,46
Toma de 50%	0,29
Y arranque, funcionamiento	0,33
Estado sólido: Ajustable, consulte al fabricante o calcule 300% de los kVA a carga plena (use 1 si no se usan ayudas de arranque de voltaje reducido)	

Tabla 22

Si no se usan ayudas de arranque, use 1,0.

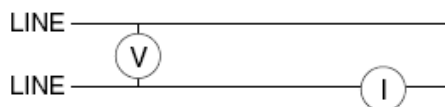
La fila B8 puede llenarse usando la información de la Sección II.

- Use los valores de caída de voltaje aceptable y de skVA efectivo para encontrar el generador apropiado en Información de Mercadotecnia Técnica (TMI). Complete las filas C1, C2 y C3 usando las cifras de TMI.
- El tamaño del grupo electrógeno (VI) puede encontrarse seleccionando el modelo de grupo electrógeno más grande del paso IV y V. (C1).

kVA de los circuitos CA

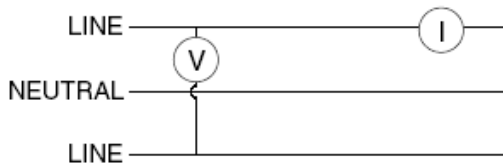
Single-Phase, Two-Wire

$$\text{kVA} = \frac{V \times I}{1000}$$



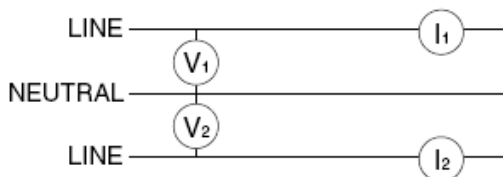
Single-Phase, Three-Wire — Balanced

$$\text{kVA} = \frac{V \times I}{1000}$$



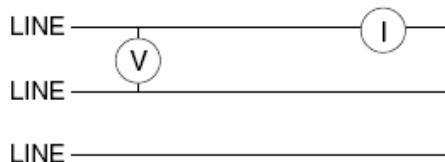
Single-Phase, Three-Wire — Unbalanced

$$\text{kVA} = \frac{V_1 \times I_1 + (V_2 \times I_2)}{1000}$$



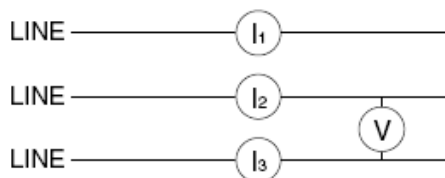
Three-Phase, Three-Wire — Balanced

$$\text{kVA} = \frac{1.732 \times V \times I}{1000}$$



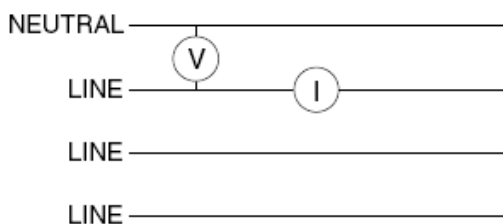
Three-Phase, Three-Wire — Unbalanced

$$\text{kVA} = \frac{1.732 \times V \times \left(\frac{I_1 + I_2 + I_3}{3} \right)}{1000}$$



Three-Phase, Four-Wire — Balanced

$$\text{kVA} = \frac{3 \times V \times I}{1000}$$



Three-Phase, Four-Wire — Unbalanced

$$\text{kVA} = \frac{3 \times V \times \left(\frac{I_1 + I_2 + I_3}{3} \right)}{1000}$$

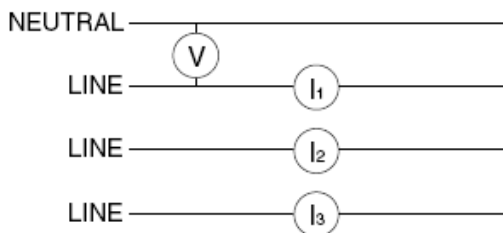


Tabla 23

Consideraciones de selección de grupos electrógenos

Cuando se selecciona un grupo electrógeno deben considerarse los siguientes factores:

- Tipo de carga
- Pasos de carga
- Equilibrio de carga
- Generador(es)
 - o Aumento de temperatura
 - o Paso
 - o Gama de Voltaje

Tipos de carga

Todas las cargas son diferentes en su necesidades de calidad de potencia. Una simple bombilla de luz incandescente no exige potencia de calidad alta. La cantidad de luz disminuirá proporcionalmente para el voltaje, pero la onda de frecuencia y voltaje libre de distorsión no es significativo. Otras cargas son sensibles a las variables de voltaje. Las cargas generalmente se definen como lineales y no lineales. Uno de los primeros pasos es separar las cargas en lineales y no lineales. **La Tabla No. 24** proporciona ejemplos de cargas lineales y no lineales.

Cargas lineales

Las cargas lineales se definen como cargas de corriente alterna (CA), que hacen fluir la corriente proporcional al voltaje. Hacen fluir la corriente de manera uniforme, en ondas sinusoidales durante todo el ciclo. La carga puede ser resistiva, inductiva (factor de potencia de inducción) o carga capacitiva (factor de potencia de conducción) Independiente del tipo, el flujo de potencia en una carga lineal será sinusoidal.

Las fórmulas eléctricas convencionales para determinar las características eléctricas, como la caída de voltaje, la medición del flujo de corriente, el consumo de potencia y los valores de calentamiento se aplican a las cargas lineales y se asume que no hay distorsión de voltaje y ondas de corriente.

Cargas lineales típicas son:

- Luces incandescentes
- Calentadores de resistencia
- Motores de inducción
- Motores sincrónicos
- Dispositivos electromagnéticos
- Transformadores (no saturados)

	Flujo de corriente	Ondas de voltaje y corriente	Ejemplos
Lineal	Proporcional al voltaje	Onda sinusoidal	Bombillas de luz incandescente Motores sincrónicos y de inducción Dispositivos electromagnéticos Calentadores de resistencias
No lineal	No proporcional al voltaje	Pulsos	Rectificadores controlados de silicio Mandos de velocidad variable Suministros de potencia ininterrumpida Cargadores de batería Luz fluorescente

Tabla 24

Cargas no lineales

Una carga eléctrica que cambia o modifica la onda de corriente o voltaje que no es sinusoidal es una carga no lineal. Una carga que hace fluir la corriente en pulsos es una carga no lineal.

El desarrollo y la aplicación de componentes electrónicos de estado sólido ha aumentado las cargas eléctricas no lineales. Los semiconductores, especialmente los rectificadores controlados de silicio (SCR) tienen la capacidad de "conectarse" o comenzar la transmisión en cualquier punto durante la onda de voltaje aplicada y de trazar pulsos instantáneos de corriente. Estas demandas de pulsos instantáneos resultan en armónicas, que a su vez resultan en cargas no lineales.

Otra fuente de cargas de flujo de corriente no sinusoidal es el equipo magnético saturado, como los

transformadores de balastro fluorescente y los reguladores de reactor de núcleo saturado.

Cargas no lineales típicas son:

- Rectificadores controlados de silicio
- Mandos de velocidad variable
- Suministros de potencia ininterrumpida
- Cargadores de batería
- Equipo de computación
- Luces fluorescentes y de descarga de gas
- Transformadores (saturados)

Todos estos dispositivos requieren corriente, que no puede proporcionarse sin causar alguna distorsión al voltaje de fuente aplicado. Las cargas no lineales en el sistema pueden causar problemas para otras cargas.

Contenido de armónicas

La desviación de una onda sinusoidal pura y simple puede expresarse como ondas de frecuencia sinusoidal adicionales, que son un múltiplo de la frecuencia generada. Estas frecuencias adicionales se conocen como armónicas.

Debido a que los generadores trifásicos son magnéticamente simétricos, lo que resulta en la cancelación de armónicas regulares, sólo las armónicas irregulares son normalmente de cualquier significancia. Por ejemplo, una onda generada de 60 Hz tendrá 60 Hz fundamentales; 180 Hz, tercera armónica; 300 Hz, quinta armónica; 420 Hz, séptima armónica y así sucesivamente. **La Tabla No. 25** muestra las armónicas regulares e irregulares de un onda generada de 60 Hz.

Una onda generada de 50 Hz tendrá 50 Hz fundamentales; 150 Hz, tercera armónica; 250 Hz, quinta armónica; 350 Hz, séptima armónica y así sucesivamente.

En general, cuanto mayor sea el orden de armónicas, menor será la magnitud de la armónica.

La Distorsión Armónica Total (THD) es la medición de la suma de todas las armónicas. La mayoría de cargas operarán con una THD de 15% a 20%. Sin embargo, las cargas con equipo electrónico sensible pueden desarrollar problemas con una THD mayor que 5%.

Las cargas no lineales causan corrientes armónicas. Estas armónicas pueden causar problemas de control y calentamiento interno del generador, lo que limita su capacidad. Los generadores están diseñados para proporcionar una salida determinada a frecuencias nominales de 60 Hz ó 60 Hz. Es posible que un generador transmita menos de su corriente nominal plena y sobrecaliente debido a la corriente armónica generada por la carga no lineal. Las máquinas de devanado conformado generalmente proporcionan un mejor rendimiento en aplicaciones con armónicas altas.

En casos donde las cargas no lineales provocan un mayor calentamiento del generador, generalmente se usan dos técnicas para compensar esta situación. La reducción de potencia es un método y usar un generador de mayor tamaño para el requisito de kVA es otro método.

Secuencia de frecuencia armónica

Fundamental	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a	6 ^a	7 ^a	8 ^a	9 ^a
60	120	180	240	300	360	420	480	540

Tabla 25

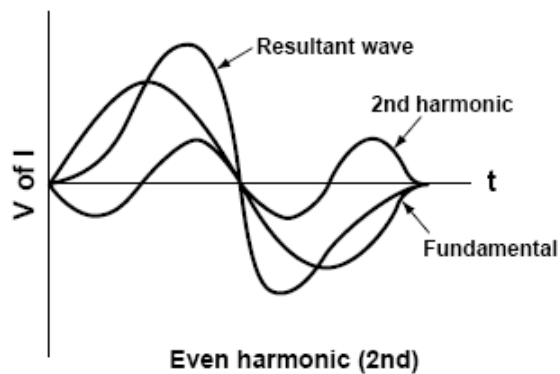


Figura 64

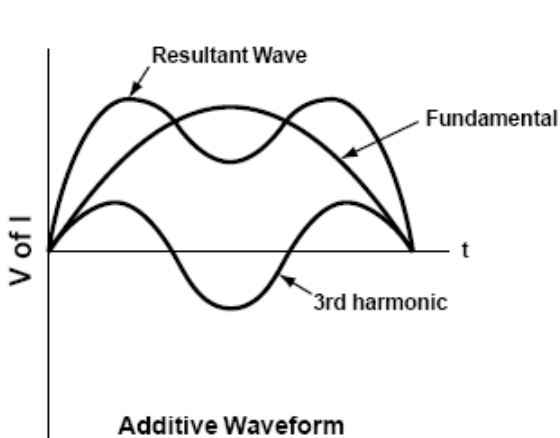
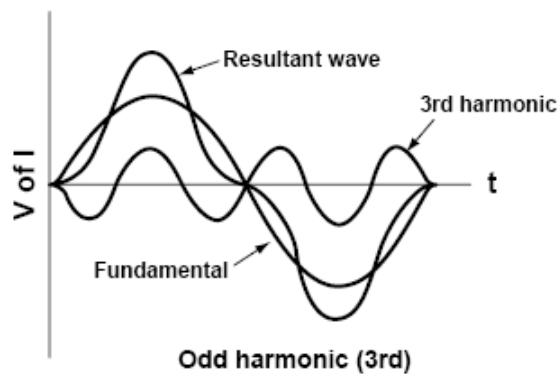
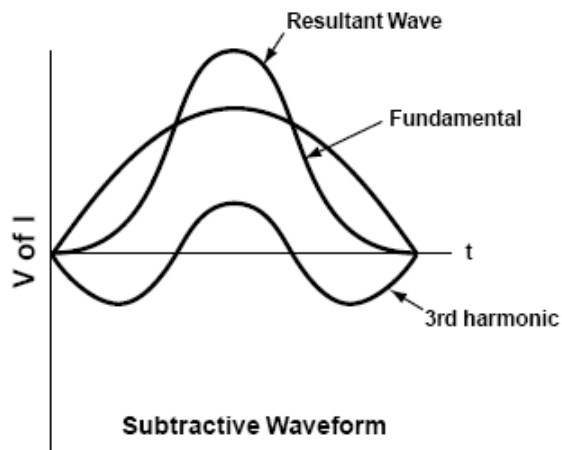
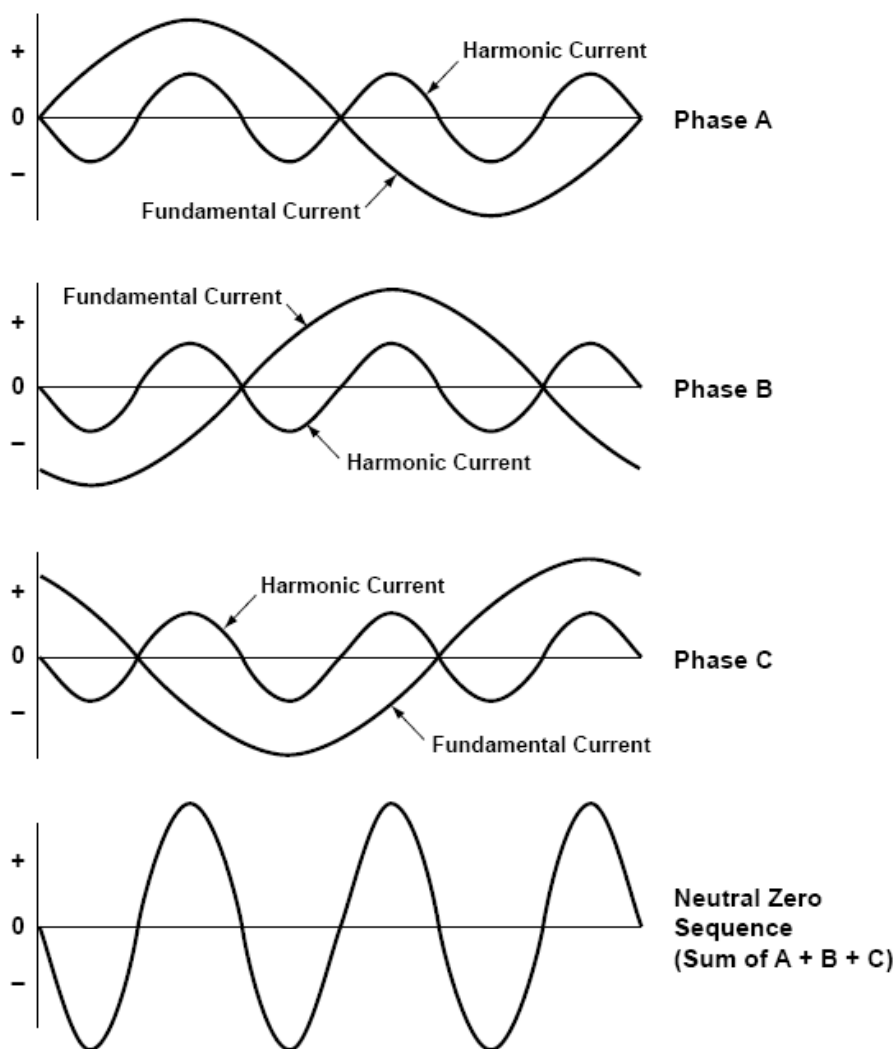


Figura 65



**Figura 66**

Consideraciones del generador

Calentamiento del generador

Los generadores están diseñados para proporcionar una salida determinada a frecuencias fundamentales nominales de 50 Hz ó 60 Hz. Las consideraciones de diseño incluyen hacer el uso más efectivo del material activo para cumplir con los límites aceptables de aumento de temperatura. (Más información acerca de este tema se encuentra en la sección "Clasificaciones del Motor")

Impacto de reactancia del generador

La reactancia subtransitoria (X''_d) es un indicador principal de la cantidad de distorsión armónica creada por una carga no lineal. La corriente reacciona con impedancia y causa la caída de voltaje. La reactancia interna de un generador para cambio de corriente instantánea es la reactancia subtransitoria de eje directo (X''_d). Un generador con el menor X''_d por valor unitario de una carga determinada, tendrá típicamente el menor valor de

la distorsión armónica total en condiciones de carga no lineal.

La reactancia interna de un generador debido a la línea a neutral o la carga no equilibrada es la reactancia de secuencia cero (X_0). Las corrientes de 3ª armónica, conocidas también como armónicas de orden 3, producidas por la carga no se cancelarán en neutral y el resultado será el flujo de corriente neutral, incluso con cargas equilibradas. El circuito de armónicas de orden 3 es el mismo de los circuitos trifásicos con tres ramas de línea paralela a neutral que comparten un neutral común.

El calor del conductor de fase de corriente de 3ª armónica neutral clasificada de 100% y otros efectos añadirán aproximadamente 6% a 7% de calor adicional. Esta 3ª armónica relativamente alta requeriría sólo 6% a 7% de reducción de potencia del generador. Ésto puede crear distorsión de la onda de voltaje del generador y en consecuencia, podría tener efectos en los dispositivos protectores del circuito y en otros elementos externos del circuito.

Si la carga genera 3ª armónicas, la corriente neutral puede volverse un poco mayor. El generador realmente tolerará una cantidad medianamente grande de flujo de corriente de 3ª armónica en el neutral con un aumento moderado de calor del generador.

Ésto no es común para una instalación tener bancos grandes de luces fluorescentes y/o circuitos de equipo de computación personal monofásicos, lo que crea grandes cantidades de corriente de 3ª armónica. Para estos circuitos puede requerirse un conductor neutral más

grande que el de clasificación media convencional. Afortunadamente, el diseño de muchas de estas instalaciones incluye pasos para reducir la corriente de 3ª armónica antes de que llegue al generador. Cuando las cargas están conectadas de línea a línea al colector del generador, sin una conexión neutral o suministradas a través de un transformador de estrella-triángulo, cualquier armónica de orden 3, causada por la carga, no es reconocida por el generador.

Este efecto de bloque de armónicas, aunque deseable para el generador y otras piezas del sistema de distribución, puede llevar a calentamiento excesivo del transformador.

Los generadores que operan a 400 voltios o más generalmente proporcionan suministro a cargas a través de transformadores de distribución estrella-triángulo. Pueden haber excepciones; de especial cuidado es dónde están conectadas las lámparas de descarga de gas directamente al generador en voltaje de línea a neutral, sin beneficio de técnicas de reducción de armónicas. Con frecuencia, los generadores más pequeños (generalmente por debajo de 100 kW) suministran potencia a la carga directamente a 208/120 voltios con una conexión de estrella. En cualquier momento que las cargas estén conectadas directamente al generador, línea a neutral, las posibilidades de corriente de 3ª armónica deben considerarse.

Distorsión de onda

Las distorsiones de onda son mayores en un grupo electrógeno que cuando las cargas están conectadas a

la potencia de la central. Un generador puede compararse con otros por el nivel de distorsión cuando opera a carga plena. Debido a que las cargas más grandes aumentan las armónicas, la carga plena debe usarse para comparación precisa. Generalmente, se especifica una THD igual o menor que 5%, con no más de 3% de cualquier armónica.

La magnitud de la distorsión de una onda de voltaje causada por la demanda de corriente no lineal del rectificador/cargador está en función de la impedancia de la fuente. La impedancia de la fuente no es un valor tan fácil de definir debido a que la reactancia del generador varía con el tiempo posterior al cambio repentino de carga. La reactancia subtransitoria del generador (X''_d) y la constante de tiempo de corto circuito subtransitorio (T''_d) son los parámetros principales que influyen la distorsión durante la duración corta de los períodos de conmutación SCR.

Un generador auxiliar tiene de manera característica impedancia más alta que un transformador. Además de contribuir a la diferencia de impedancia es con frecuencia una diferencia significativa en la clasificación kVA de dos fuentes. Cuando el transformador de fuente de una instalación frecuentemente tiene el tamaño para la carga total de la instalación, el grupo electrógeno auxiliar sólo tiene tamaño para transmitir cargas críticas o de emergencia. Un generador puede tener 5 a 100 veces más reactancia subtransitoria que el transformador de una fuente normal.

En consecuencia, las cargas no lineales que trabajan bien en la empresa de energía eléctrica, pueden

reaccionar completamente diferente cuando reciben potencia de un grupo electrógeno. Puede ayudar en algo el uso de un generador de mayor tamaño para reducir la reactancia. Sin embargo, obtener una reducción significativa de la reactancia generalmente no resulta económico. Se requiere duplicar la clasificación del generador para reducir la reactancia a la mitad.

La amortiguación con otras cargas reduce la reactancia efectiva del colector. Los motores, en particular, actúan como absorbedores de irregularidades de voltaje momentáneas y reducen el contenido de armónicas de la línea. Generalmente, las funciones de respaldo del área de informática, como los sistemas HVAC, los sistemas de agua enfriada, los sistemas de protección contra incendios y la iluminación del salón también deben conectarse al grupo electrógeno auxiliar. Con frecuencia, estos sistemas de respaldo son tan grandes o más grandes que la carga de un UPS. Frecuentemente es muy recomendado, por razones de operación del sistema y distribución, tener motores gestores de aire pequeños, trifásicos y de funcionamiento continuo en la computadora y un salón UPS que comparta un alimentador común o un transformador de potencia con el UPS.

Las cargas resistivas son efectivas para minimizar la distorsión de la forma de onda causada por el "efecto de zumbido". La resistencia actúa como un amortiguador de la oscilación en un circuito resonante. Añadir una carga de resistencia es una técnica usada como tratamiento para minimizar la distorsión de onda

causada por la oscilación del sistema. Esto, sin embargo, sólo es efectivo si oscilaciones de frecuencia alta son la causa del problema. Si se añade un elemento de resistencia estrictamente para propósitos de tratamiento, la adición de un condensador en serie con el resistor reducirá la corriente fundamental con un efecto mínimo en la amortiguación de la frecuencia alta.

Añadir un filtro de paso bajo a la salida del generador para atenuación de las armónicas prevalentes es teóricamente posible, sin embargo, debe considerarse como última opción. Los filtros de circuitos sincronizados prácticos generalmente representa compromisos y puede introducir más problemas por solucionar. El tamaño y el costo del componente también son factores limitantes. Una mejor estrategia es especificar o añadir filtros y otras opciones de atenuación de armónicas, como transformadores de aislamiento en la fuente de distorsión. Consultar al proveedor del UPS generalmente mostrará las opciones disponibles.

AVR y excitación del generador

El regulador de voltaje debe controlar el voltaje de salida del generador a pesar de que la carga cause una onda distorsionada. Pueden usarse varias técnicas para cumplir con esta tarea.

La detección trifásica minimiza los efectos de distorsión de la onda al proporcionar un promedio de las tres fases en un instante determinado. Debido a que los SCR de las cargas de rectificador trifásicas no "entran" en el mismo momento, se procesa una señal promedio de distorsión minimizada de las tres fases. En comparación, un regulador de

detección monofásico detectará la distorsión severa que ocurre en un momento determinado durante el ciclo de una fase. El generador tiene una red de detección trifásica con un neutral de flotación como característica estándar. Así, la alteración de voltaje en cualquier fase cambiará el neutral, pero afectará significativamente el voltaje que va al regulador. Los cortes de la forma de onda se bloquean efectivamente desde el regulador.

Los circuitos del regulador deben incluir características para aislar el control de potencia del campo de los efectos de distorsión. Si usan SCR en el regulador, deben usarse circuitos para evitar la distorsión de los SCR de carga que interfieren con la activación de los SCR del regulador.

La potencia de campo del generador debe filtrarse para minimizar la interacción con la distorsión de la carga. Un regulador bien filtrado combinado con el filtrado inductivo inherente de un generador de diseño sin escobillas elimina prácticamente este problema. El generador autoexcitado tiene un regulador bien filtrado y un sistema de excitación que proporcionan control de voltaje y estabilidad de calidad equivalente que se obtiene con un excitador piloto de imán permanente. También es totalmente capaz de sostener la excitación durante los períodos de corto circuito que ocurren durante la conmutación de SCR de carga sin el beneficio de las opciones de sostenimiento de la excitación. Un excitador de imán permanente, aunque capaz de sostener la excitación durante una condición de falla sostenida, no tiene la ventaja de proporcionar excitación durante la

duración corta de la conmutación de SCR de carga. No se requieren filtros reguladores adicionales o características optativos para todos los generadores para aplicaciones de UPS.

Determinación de la distorsión

Debe realizarse una revisión del sistema de distribución del grupo electrógeno completo para determinar si hay cargas que requieran una fuente con onda de distorsión baja. A menos que el sistema del grupo electrógeno sea grande, es muy común para otras cargas compartir un generador común con el UPS. Si se sospecha de cargas sensibles a la distorsión, debe contactarse a un asesor o a un diseñador del sistema de distribución que conozca el efecto adverso y cómo evitar la distorsión armónica.

Para calcular la distorsión armónica total en un punto del sistema de distribución, el asesor requiere tener acceso a los datos del sistema, como reactancia subtransitoria y clasificación kVA del generador y cualquier otra máquina giratoria, reactancia y resistencia de transformadores, cables y otros elementos del circuito, así como características de la distorsión no lineal que produce el dispositivo.

El impacto del paso del generador en las corrientes armónicas generadas por la carga depende en gran medida de la configuración del sistema. Ésto generalmente tampoco tiene consecuencias, excepto en casos especiales. Cuando se proporciona suministro a cargas no lineales que no tienen conexión a neutral, el paso de la bobina no afecta la distorsión de onda del voltaje.

Paso del generador

Los generadores no producen una onda sinusoidal perfecta. Por tanto, se generan algunas armónicas.

Para producir voltaje, un generador sincrónico tiene una estructura excitada por corriente continua (CC) que consta de polos magnéticos norte y sur alternos, generalmente en el miembro giratorio del generador o del rotor. El campo magnético producido barre el inducido (generalmente el estator) e induce voltaje en las bobinas ubicadas en las ranuras del inducido. Cuando la distribución de cada una de estas bobinas es exactamente igual a la distribución de los polos de campo norte y sur, el flujo magnético máximo es contenido por la bobina y se produce el voltaje máximo. Esta posición de las bobinas se conoce como devanado de "paso completo" Muy pocas máquinas tienen devanado de paso completo debido a que el devanado requiere excesivas vueltas de alambre de cobre y a que proporciona poco control de armónicas. La mayoría de los generadores tienen devanados de paso fraccionado.

La magnitud y la frecuencia de las armónicas generadas por la máquina variarán con el factor de paso y otros parámetros de diseño.

Paso de 2/3

El devanado de paso de 2/3 se dio a conocer cuando los fabricantes de generadores pequeños devanaron sus máquinas en conexión en triángulo para combinar las tres fases y los tres cables. Algunas veces se piensa que los generadores con paso de 2/3 tienen una ventaja con las cargas no lineales debido a su reactancia de secuencia cero baja (X₀ — una

reactancia baja para la corriente de secuencia cero de 3ª armónica). Sin embargo, las 3ª armónicas o armónicas de orden 3 generalmente no están presentes en las cargas de rectificadores trifásicos, como las de UPS o mando de motor de velocidad variable, y esta característica se vuelve insignificante. Además, un generador de paso de 2/3 generalmente provocará 5ª y 7ª armónicas más altas que llevarán al calentamiento adicional de los motores debido a su frecuencia más alta. En casos con cargas no lineales monofásicas conectadas directamente de línea a neutral al generador, el generador de paso de 2/3 tiene el potencial de minimizar, pero no evitar totalmente, la distorsión de onda de voltaje (carga creada) de 3ª armónica.

Cargas no lineales y paso de 2/3

Las cargas no lineales generan corrientes armónicas que causan distorsión de onda del generador. Para cargas trifásicas equilibradas, la distorsión es causada por la caída de voltaje debida a las corrientes armónicas de reactancia subtransitoria del generador. La reactancia subtransitoria de un generador no está en función del paso de la bobina. Por tanto, el paso de la bobina no afecta la distorsión de onda.

La reactancia de secuencia cero de un generador es efectiva sólo para corriente que fluye en la línea neutral. Las cargas monofásicas no lineales generalmente generan corrientes de 3ª armónica. Cuando estas cargas se conectan de manera equilibrada a un generador trifásico, las corrientes de 3ª armónica se adicionan en neutral para producir corrientes neutrales muy altas.

Sólo cuando la carga está conectada directamente al generador la reactancia de secuencia cero baja de un generador de paso de 2/3 reduce la distorsión de la onda de voltaje. Si la carga es suministrada a través de un transformador estrella-triángulo, las corrientes de 3ª armónica no aparecen en el generador y el devanado de paso de 2/3 no ayuda a reducir la distorsión.

Operación en paralelo y paso de 2/3

La operación en paralelo de generadores de paso diferente puede causar distorsión armónica. Una corriente circulante fluirá entre los generadores en paralelo si no tienen ondas iguales de voltaje generado. El flujo depende de la diferencia de voltaje. En algunos casos, puede no haber una ventaja para el devanado de paso de 2/3 cuando está en paralelo.

Cuando se opera en paralelo con una empresa de energía eléctrica el devanado de paso de 2/3 puede ser una desventaja debido a la reactancia de secuencia cero baja. Generalmente, el flujo de corriente de 3ª armónica en el neutral es de mayor significancia. Pueden instalarse reactores, resistencias o interruptores para limitar estas corrientes.

Aplicaciones que requieren paso de 2/3

Cuando hay una operación en paralelo, es deseable hacer corresponder el paso de los generadores existentes. Si los generadores existentes tienen un paso de 2/3 es preferible otro generador de paso de 2/3. Las cargas no lineales monofásicas que están conectadas de manera equilibrada con un conector neutral directamente al generador

también son una aplicación aceptable de un paso de 2/3. Un ejemplo de esto es el L-N de iluminación de 277 V.

Otras consideraciones de selección de grupos electrógenos

Algunas veces una instalación tendrá situaciones de reconexión. Por ejemplo, si un grupo electrógeno se está ubicando en un sitio y luego se mueve a otro sitio (quizá con diferentes aplicaciones), tendrá que volver a determinar el tamaño del grupo electrógeno para cumplir con los diferentes requisitos de ambos sitios. También es posible que un cliente sepa que se cambiarán las instalaciones eléctricas de 480 V a 240 V. Tal situación requerirá una consideración especial cuando se determina el tamaño del generador.

Gama de voltaje/Número de cables

La gama de voltaje y el número de cables necesitan considerarse, de modo que el grupo electrógeno pueda ajustarse al trabajo realizado.

Las fases típicamente se disponen en una configuración de estrella, como se muestra en la **Figura No. 67** o en una configuración de triángulo como la mostrada en la **Figura No. 68**.

Conexión DE ESTRELLA

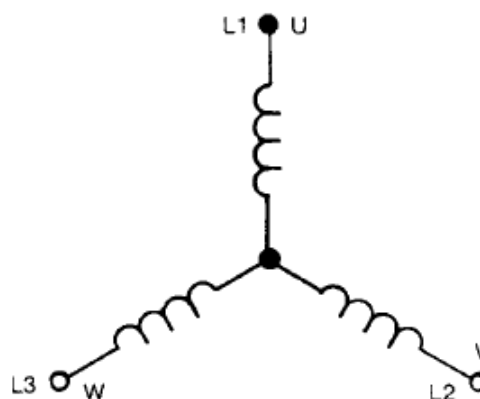


Figura 67

Conexión de triángulo

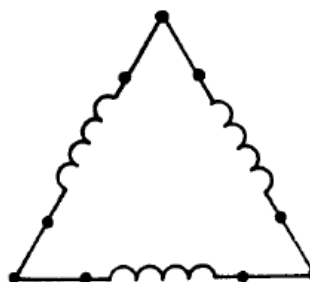


Figura 68

La conexión de fase de estrella tiene un punto neutral, con frecuencia con conexión a tierra. La conexión en triángulo no tiene un punto neutral. La configuración de estrella se usa con cargas trifásicas o con cargas de línea a línea. Las conexiones en triángulo se usan con cargas monofásicas y trifásicas. Las conexiones en triángulo se encuentran en comunidades rurales donde no hay disponibles conexiones trifásicas. Un generador puede perder hasta la mitad de su clasificación si una configuración en triángulo se une a un sistema trifásico. Lo más común para los generadores

es tener 12 ó 6 cables. **La Figura No. 69** muestra una conexión de estrella de seis cables y la **Figura No. 70** muestra una conexión de triángulo de seis cables.

Conexión DE ESTRELLA de seis cables

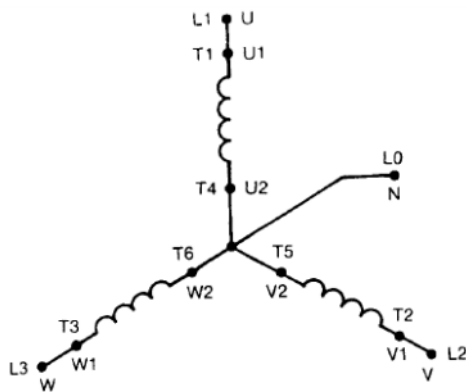


Figura 69

Conexión de triángulo de seis cables

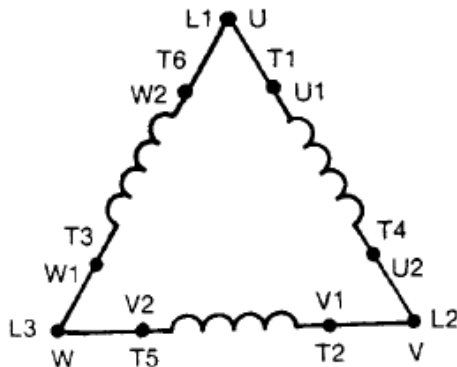


Figura 70

Una conexión de estrella de doce cables es la más común en Norteamérica. Ésta permite la mayor versatilidad debido a las múltiples configuraciones permitidas.

Un generador de 480 V de doce cables, de conexión de estrella generalmente se requiere para compresores de aire más grandes,

motores, enfriadores y manejadores de aire. 240 V es típico para motores trifásicos más pequeños. 120 V es común para equipo de oficina y motores monofásicos pequeños.

Antes de seleccionar un grupo electrógeno, la corriente entrante debe corresponder con el cable neutro. Si no corresponden, la corriente se perderá en el generador, lo que debilitará el aislamiento. Los alternadores deberían ser más susceptibles a la contaminación y la falla. La protección diferencial es un ítem preventivo que revisa la corriente y determina si el neutro corresponde con la corriente entrante.

Selección de voltaje del grupo electrógeno

Caterpillar identifica tres tipos de voltaje:

- Bajo
- Mediano
- Alto

El voltaje bajo es el voltaje de un nivel local o parcial de un sitio. 600 V o menos con 800 kVA es la gama de clasificación de voltaje bajo.

El voltaje mediano es una clasificación de distribución de nivel bajo. Este voltaje se distribuye para suministrar potencia a sitios residenciales y otras instalaciones. 601 V a 5.000 V con 5 a 10 MVA es la gama para la clasificación mediana.

El voltaje alto fluye en regiones y es el voltaje en la empresa de energía eléctrica o de la red nacional. 5.001 V a 15.000 V usados con MVA mayores que 10 se consideran alto voltaje.

La Figura No. 71 muestra un voltaje frente al gráfico kVA, indicando selecciones de voltaje bajo, mediano y alto.

Dependiendo del tipo de voltaje aplicable ayudará a determinar el tamaño del grupo electrógeno requerido.

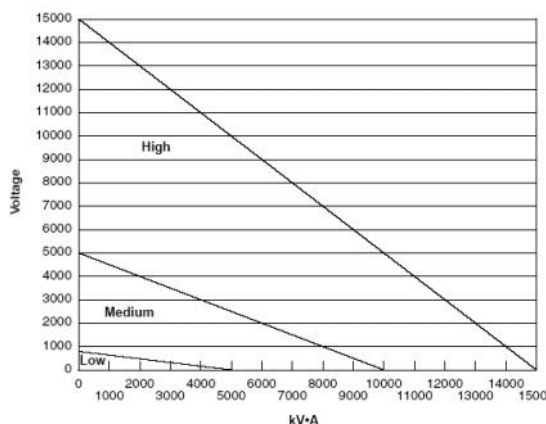


Figura 71

Instalaciones con varios motores

En algunas situaciones, es obligatorio el uso de más de un grupo electrógeno. En otros, puede probarse que resulta más económico tener más de un grupo electrógeno. Cuando la carga es muy grande para una sola unidad, dos o más grupos electrógenos pueden operar en paralelo al conectarse electrónicamente.

Instalaciones críticas en que la fuente de potencia principal es un grupo electrógeno pueden requerir potencia de respaldo adicional. Un segundo grupo electrógeno capaz de transmitir cargas pequeñas debe estar disponible en caso de una falla del grupo primario y para uso durante períodos de mantenimiento del grupo principal.

Los casos en que múltiples instalaciones de grupos electrógenos pueden probar ser más económicas son aquellas donde hay una variación grande en la carga durante el transcurso del día, la semana, el mes o el año. Dicha variación es típica en plantas en las cuales las operaciones se realizan durante el día, mientras que existe poca carga en la noche. Cuanto más cerca de la carga completa esté el grupo electrógeno, mayor será la economía de combustible por kilovatio producido. Por tanto, el uso de un grupo electrógeno pequeño para energizar cargas de iluminación en horas no pico, con frecuencia resulta en economía de combustible a largo plazo.

En instalaciones donde la carga no varía hasta los extremos encontrados entre las condiciones diurnas y nocturnas, algunas veces resulta rentable compartir la carga entre varias unidades pequeñas de operación en paralelo. Cuando la carga es más liviana, pueden apagarse una o más unidades; así, las demás unidades se cargan cerca de su capacidad. Por ejemplo, este tipo de sistema es beneficioso cuando la demanda de carga es estacional o cuando es necesario el mantenimiento o debe evitarse una interrupción de potencia.

Operación en paralelo

Los grupos electrógenos pueden operar en paralelo con otros grupos electrógenos o con una empresa de energía eléctrica. Para operar en paralelo, las dos unidades deben corresponder con la secuencia de fase y la frecuencia de voltaje; manejar las corrientes neutrales, operar con la misma rotación

direccional de frecuencia y producir ondas sinusoidales casi exactas. Sólo después de que estas condiciones se cumplen las unidades pueden conectarse mediante un disyuntor.

Las luces de sincronización o los medidores se usan en una operación en paralelo manual para confirmar que se cumplen los requisitos de rotación y de voltaje de fase. En la operación en paralelo automática se usan dispositivos de medición automáticos y de control electrónico.

Las luces sincronizadas tienen lámparas, como se muestra en la **Figura No. 72**, opacas y brillantes. Cuando las unidades están en fase, las luces son más opacas y el disyuntor puede dispararse para completar la operación en paralelo. Si no corresponde con la secuencia de fase, las lámparas nunca se prenderán o apagarán al mismo tiempo.

Un medidor de sincronización, como un sincroscopio, mostrado en la **Figura No. 73** y en la **Figura No. 74**, puede usarse en lugar de luces de sincronización para sincronizar dos o más grupos electrógenos. La dirección en que gira el puntero indica si la frecuencia del generador entrante es menor o mayor que la frecuencia del generador en línea.

De manera similar, la frecuencia en la cual gira el puntero indica la magnitud de la diferencia de velocidad entre los grupos electrógenos. Para operación en paralelo, la velocidad del motor se cambia hasta que el puntero del sincroscopio gira muy lentamente

(menos de 10 rpm), nuevamente se mantiene el grupo electrógeno entrante más rápido que el grupo electrógeno ya conectado. Cuando el puntero está en la posición cero, el disyuntor puede cerrarse, para así sincronizar las unidades.

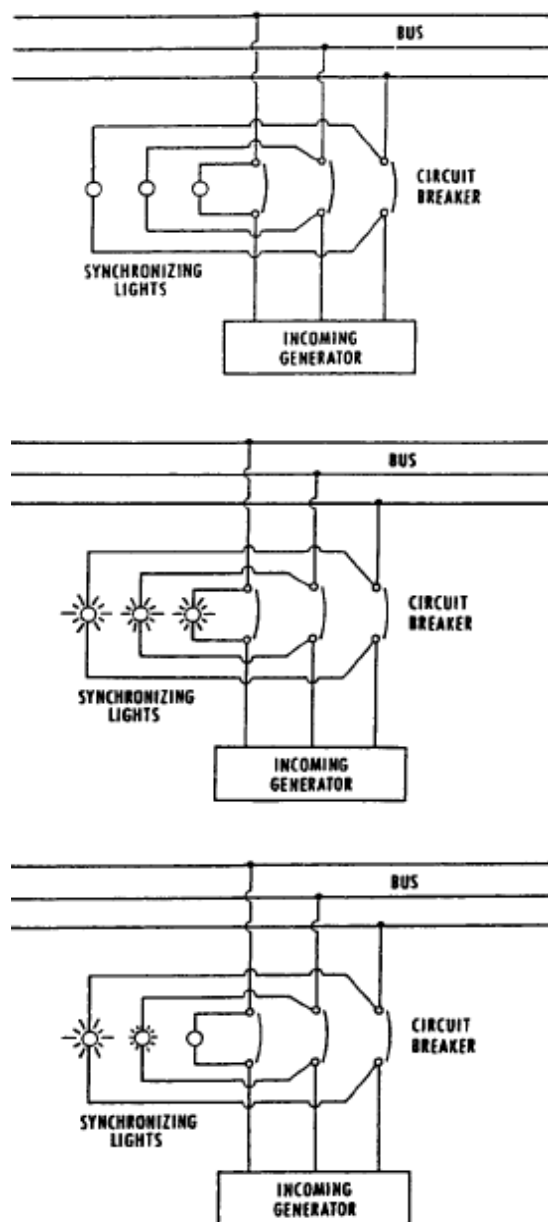


Figura 72

Ejemplo de un medidor de sincronización

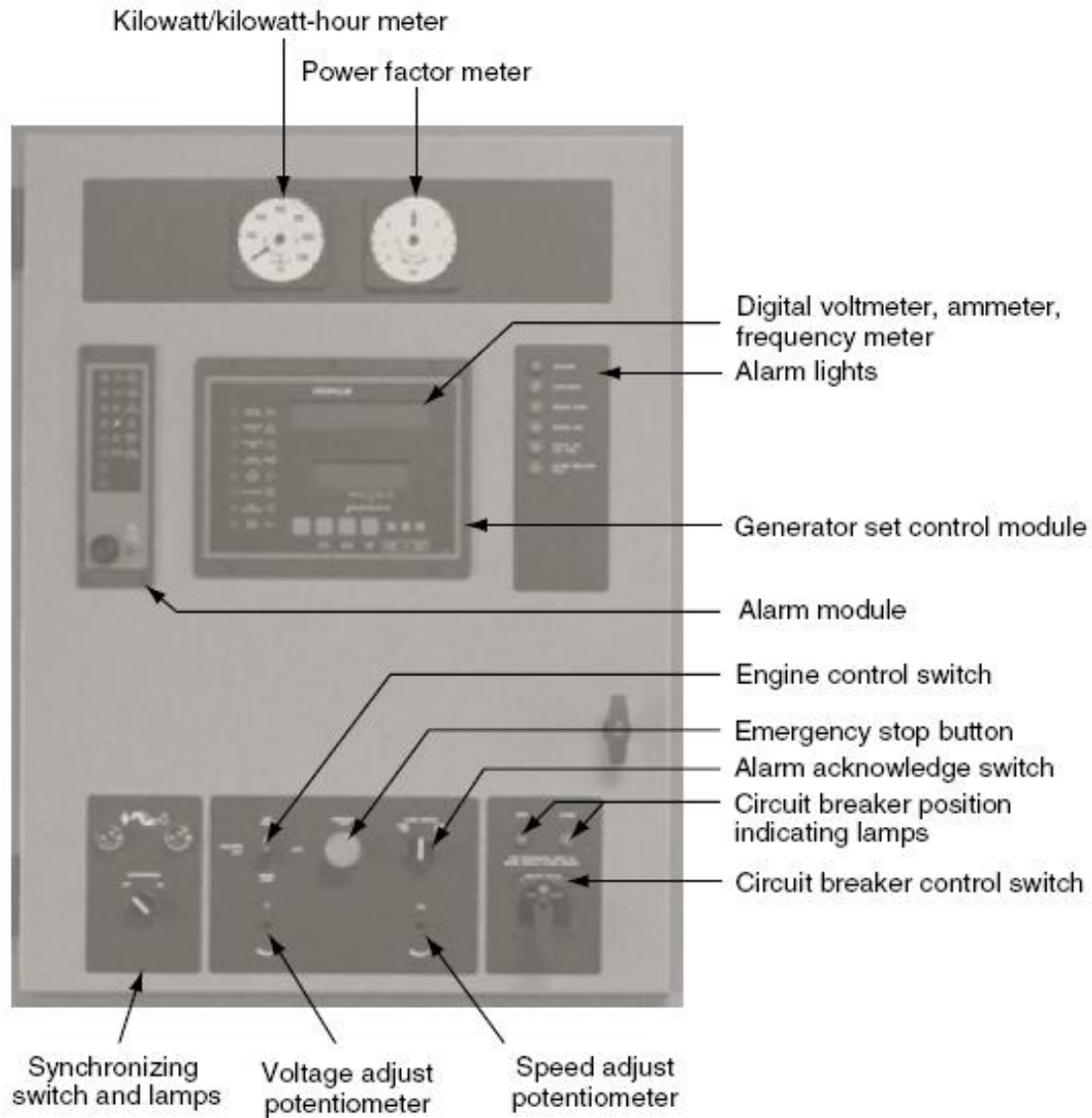


Figura 73



Figura 74

Generalmente, los grupos electrógenos idénticos operaran en paralelo sin problemas. Sin embargo, cuando unidades diferentes operan en paralelo, deben tenerse en cuenta los siguientes efectos:

- Configuración del motor: La respuesta a los cambios de carga se verá afectada por el tamaño del motor, el turbocompresor, el tipo de regulador y el ajuste. Es probable un desequilibrio temporal de las cargas kW durante el cambio de carga, pero puede estabilizarse rápidamente.
- Diseño del generador: Las corrientes circulantes y las corrientes armónicas se suman a la corriente de carga básica, lo que aumenta la temperatura de las bobinas y hace que el disyuntor del circuito se dispare. La corriente circulante se minimiza con el ajuste correcto del regulador. La interacción armónica entre los generadores debe calcularse para determinar la compatibilidad.
- Diseño de regulador: Puede usar la regulación de voltaje automática o análoga (AVR) de

diseños diferentes cuando los generadores operen en paralelo. Cuando reguladores de voltaje constante operan en paralelo con tipos de voltios por Hertz, puede anticiparse un desequilibrio durante los cambios de carga transitoria.

Cuando una carga se aplica repentinamente, las unidades de voltaje constante intentan suministrar el requisito total. Como el generador de voltaje constante disminuye la frecuencia, la unidad de voltios por Hertz comienza a compartir la carga. El desequilibrio de carga temporal termina y la carga kW se comparte entre los generadores.

Cuando dos o más generadores operan en paralelo, es como si estuvieran acoplados mecánicamente. Éstos operarán a la misma velocidad, pero no necesariamente tendrán la misma salida de potencia. La contribución de potencia de cada motor es controlada por la salida relativa del sistema de combustible.

Caídas y reguladores

Caída es cuando el regulador reduce la velocidad con un aumento de carga. La velocidad es la más baja a carga plena y la más alta sin carga. La caída se expresa como un porcentaje de la velocidad nominal. Es típica una caída de 2% a 3%.

Dos unidades sincrónicas, que operan en paralelo, operarán a una velocidad constante (sin caídas) y permanecerán estables, ya sea sin carga o con carga máxima. Las cargas intermedias se alternarán aleatoriamente entre los generadores. Pueden instalarse reguladores electrónicos para limitar esta inestabilidad haciendo que la carga se

comparta más equitativamente. Esta estrategia es especialmente efectiva para permitir que muchas unidades de tamaño diferente compartan la carga en proporción con su tamaño.

Un generador sincrónico también puede operar en paralelo con una unidad de caída. Si la carga está normalmente en 50% o más que la unidad de caída puede controlar la carga hasta de 50%. Luego, la unidad sincrónica recoge la carga de 51% a 100%. La unidad de caída no puede variar su carga debido a que su regulador sólo puede tener una posición de la cremallera en la configuración de velocidad sincrónica.

Si la carga está normalmente por debajo de 50% de la nominal, entonces el generador de velocidad sincrónica se configurará a la velocidad nominal y controlará todas las cargas hasta de 50%. Si la carga excede 50%, la unidad sincrónica reduce la velocidad y la unidad de caída toma la carga adicional. La unidad sincrónica permanecerá en su velocidad reducida (la misma velocidad de la unidad de caída), hasta que la carga caiga por debajo de 50%.

Si las dos unidades están en caída, la compartición de carga se realiza inmediatamente después de que se ajusten a la misma velocidad alta en vacío. Si no hay carga conectada, cada unidad permanecerá en velocidad alta en vacío. Si hay carga plena conectada, las dos unidades deben operar a velocidad nominal (regulador a configuración de carga plena). Todas las cargas intermedias entre "sin carga" y "carga plena" actuarán según el caso, aunque la frecuencia variará. Debido a que los generadores deben operar a la misma

velocidad y que una velocidad dada resulta en una posición de la cremallera con una caída de regulador, los generadores operarán aproximadamente a la misma salida de potencia.

Compensación del regulador

Cuando dos o más unidades operan en paralelo, los reguladores deben controlar la excitación de los alternadores, de modo que compartan la carga reactiva. Dos métodos usados para regular la excitación son:

- Compensación de caída reactiva
- Compensación diferencial reactiva (contracorriente)

La compensación de caída reactiva no requiere de una interconexión de cables entre los reguladores. Durante la operación de compensación de caída en paralelo, el voltaje del grupo electrógeno cae (disminuye) a medida que aumenta la carga de factor de potencia de retraso reactiva.

La compensación diferencial reactiva (contracorriente) requiere la adición de cables interconectados entre los circuitos secundarios del transformador de corriente y permite la operación en paralelo sin caída de voltaje con carga reactiva.

La compensación de contracorriente puede usarse sólo cuando todos los transformadores de corriente de operación en paralelo de todos los generadores que suministran potencia al grupo electrógeno están en el bucle de interconexión secundaria CT. Debido a este requisito, la operación de compensación de contracorriente no puede usarse cuando un sistema de generación está operando en paralelo con la red de potencia de la

central. El voltaje de la empresa de energía eléctrica puede variar lo suficiente para causar corriente circulante alta en un generador paralelo. Debe usarse controladores KVAR para ajustar el voltaje del generador para corresponder con la empresa de energía eléctrica y minimizar la corriente circulante.

Control de carga

Hay muchas decisiones que el personal de la instalación debe tomar y que afectarán la determinación de tamaño. La priorización de la carga es una decisión que un fabricante experto puede ayudar a tomar o clarificar, pero no imponerla. El usuario final debe decidir el orden de aceptación de la carga, el orden de liberación de la carga, el orden de arranque de la unidad, el orden de apagado de la unidad y/o la redundancia.

El orden de aceptación de carga determina qué cargas son críticas y deben ser aceptadas por cuál generador.

La liberación de carga determina qué cargas no son críticas y elimina esas cargas para que cargas más críticas o cargas adicionales tengan la prioridad.

Orden de carga

El personal del sitio debe determinar el orden de arranque de los grupos electrógenos. Si el arranque del grupo electrógeno No. 1 siempre se realiza de primero, acumulará horas y gastos de mantenimiento en una tasa alta comparado con las unidades restantes.

El "babeo" (Slobbering) puede ser otro problema encontrado en los grupos electrógenos. La última unidad en arrancar puede cargarse ligeramente y se dice que está

"babeada". El "babeo" es el resultado de aceite de lubricación absorbido por el cilindro en condiciones de carga baja. Esto no contribuye a una vida útil larga ni a un buen rendimiento.

Un sitio puede requerir un suministro más pequeño de electricidad en el fin de semana, cuando las cargas no son tan grandes. Pueden instalarse grupos electrógenos de tamaños diferentes, en donde el más grande trabaje entre semana y el más pequeño los fines de semana.

Apagado de la unidad

El orden de apagado de la unidad se determina analizando qué cargas pueden eliminarse en ciertos momentos, mientras otras cargas permanecen conectadas. Nuevamente, requiere tenerse en cuenta las implicaciones de mantenimiento si se determina que el mismo grupo electrógeno se apagará siempre de primero.

La redundancia se refiere al método de adquirir uno o más grupos electrógenos que se requieren para operar a carga plena. Es especialmente importante para cargas donde un porcentaje importante es crítico. Con grupos electrógenos adicionales, el tiempo muerto puede mantenerse al mínimo, gracias a que un grupo electrógeno adicional siempre está libre para ser conectado.

La Figura No. 75 muestra al grupo electrógeno No. 5 como un motor de giro; este motor puede usarse para respaldo, ya sea para un grupo de cargas críticas si uno de los motores requiere servicio. El mantenimiento principal puede realizarse en un grupo electrógeno mientras el adicional está conectado. Si dos o más grupos electrógenos adicionales están

presentes, entonces el mantenimiento puede realizarse en dos o más que tengan un respaldo para el sistema cuando otro está en servicio.

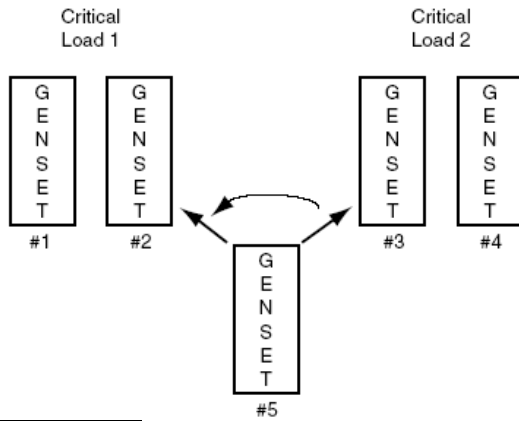


Figura 75

