4.6.2.1 Configuração do Sistema de Alerta de Estado Básico

O número de sistemas de alerta e as informações que cada um deles exibe dependem do número de grupos geradores. Configure a *Basic Status Annunciator Configuration* (Configuração do Sistema de Alerta de Estado Básico) com base no número de grupos geradores que o anunciador monitoriza.

TABELA 70. SISTEMAS DE ALERTA DE ESTADO BÁSICO

Indicador	Grupos Geradores 1-4	Grupos Geradores 1-8	Grupos Geradores 9-16
1	Rede Pública Disponível	Rede Pública Disponível	Grupo Gerador 9 em Funcionamento
2	Rede Pública Conectada	Rede Pública Conectada	Grupo Gerador 10 em Funcionamento
3	Barramento de Grupo Gerador Disponível	Barramento de Grupo Gerador Disponível	Grupo Gerador 11 em Funcionamento
4	Barramento de Grupo Gerador Conectado	Barramento de Grupo Gerador Conectado	Grupo Gerador 12 em Funcionamento
5	Não em Auto	Não em Auto	Grupo Gerador 13 em Funcionamento
6	Alarme Comum	Alarme Comum	Grupo Gerador 14 em Funcionamento
7	Falha de Sincronização	Falha de Sincronização	Grupo Gerador 15 em Funcionamento
8	Grupo Gerador 1 em Funcionamento	Grupo Gerador 1 em Funcionamento	Grupo Gerador 16 em Funcionamento
9	Grupo Gerador 2 em Funcionamento	Grupo Gerador 2 em Funcionamento	Indicador Configurável
10	Grupo Gerador 3 em Funcionamento	Grupo Gerador 3 em Funcionamento	Indicador Configurável
11	Grupo Gerador 4 em Funcionamento	Grupo Gerador 4 em Funcionamento	Indicador Configurável
12	Teste	Grupo Gerador 5 em Funcionamento	Indicador Configurável
13	Paralelo Estendido	Grupo Gerador 6 em Funcionamento	Indicador Configurável
14	Sobrecarga do Barramento do Grupo Gerador	Grupo Gerador 7 em Funcionamento	Indicador Configurável
15	Demanda de Carga	Grupo Gerador 8 em Funcionamento	Indicador Configurável
16	Indicador Configurável	Teste	Indicador Configurável
17	Indicador Configurável	Paralelo Estendido	Indicador Configurável
18	Indicador Configurável	Sobrecarga do Barramento do Grupo Gerador	Indicador Configurável
19	Indicador Configurável	Demanda de Carga	Indicador Configurável
20	Indicador Configurável	Indicador Configurável	Indicador Configurável

Se os sistemas de alerta monitorarem 9 ou mais grupos geradores, são necessários dois sistemas de alerta, um para os grupos geradores 1-8 e um para os grupos geradores 9-16.

4.6.2.2 Indicadores Configuráveis

Podem ser atribuídos indicadores configuráveis a qualquer código. Se o código estiver ativo, o indicador está ligado. Também é possível configurar a cor, a intermitência e o alerta sonoro.

Para os grupos geradores 1-8, utilize as configurações de *Configurable Annunciator LED ##* (LED ## do Sistema de Alerta Configurável) para configurar os indicadores configuráveis.

Para os grupos geradores 9-16, utilize as configurações de *Basic Annunciator 2 LED ##* (LED ## do Sistema de Alerta Básico) para configurar os indicadores configuráveis.

4.6.2.3 Indicador Configurável 20 no Painel do Operador

Se os sistemas de alerta monitorarem 9 ou mais grupos geradores, ambos os sistemas de alerta (dos grupos geradores 1-8 e dos grupos geradores 9-16) têm um indicador configurável 20. O painel do operador tem apenas uma tela para o indicador configurável 20, que exibe as configurações do indicador configurável 20 do segundo sistema de alerta (grupos geradores 9-16).

As configurações do indicador configurável 20 do primeiro sistema de alerta (grupos geradores 1-8) estão disponíveis se *Basic Status Annunciator Configuration* (Configuração do Sistema de Alerta Básico) estiver temporariamente definido como Up to 8 Gens (Até 8 Geradores) em lugar de Up to 16 Gens (Até 16 Geradores).

4.6.2.4 Configurando um Sistema de Alerta Básico

NOTA: Somente um sistema de alerta deve estar conectado ao MCM3320 na rede PCCNet durante a configuração.

1. Conecte o InPower ao MCM3320.
2. No InPower, clique com o botão direito do mouse em MCM3320 e selecione **MCM3320 Setup...** (Configuração do MCM3320). As telas de configuração do MCM3320 deverão ser exibidas.
3. Nas telas de configuração do MCM3320, vá para **Annunciator Setup** (Configuração do Sistema de Alerta).

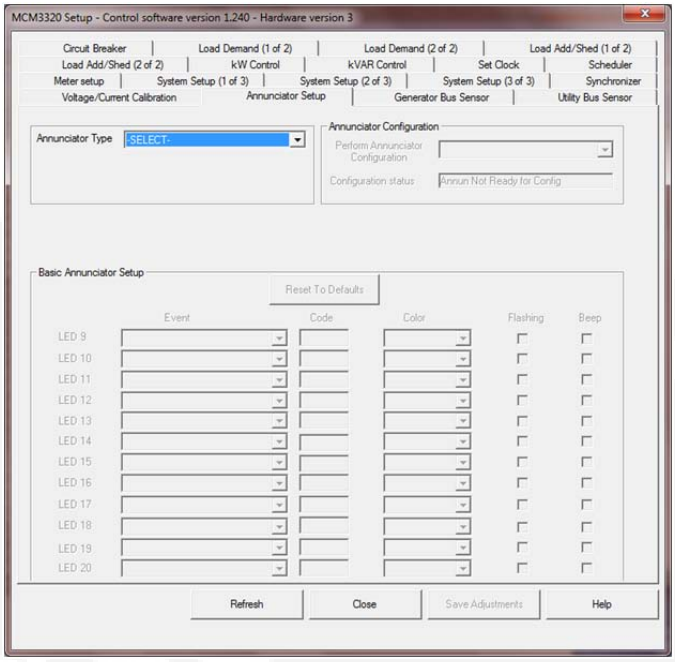


FIGURA 52. TELA DE CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE ALERTA

4. No campo **Annunciator Type** (Tipo de Sistema de Alerta), selecione "Basic Annunciator" (Sistema de Alerta Básico). O campo **Total number of Gensets in the system** (Número Total de Grupos Geradores no Sistema) deverá ser exibido.

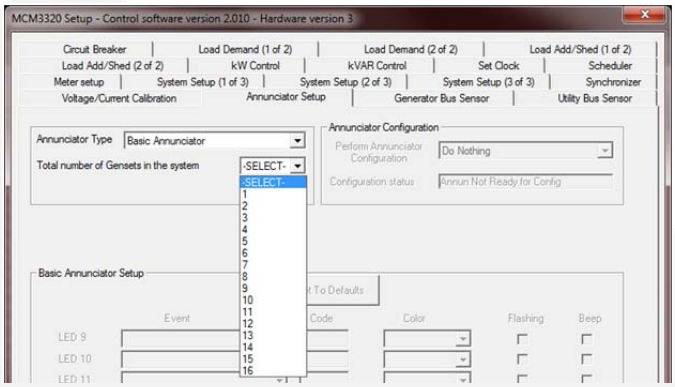


FIGURA 53. NÚMERO TOTAL DE GRUPOS GERADORES NO SISTEMA

5. No campo **Total number of Gensets in the system** (Número Total de Grupos Geradores no Sistema), selecione o número de grupos geradores que será monitorado.

   Se forem monitorados 9 ou mais grupos geradores, o campo **Select Basic Annunciator** (Selecionar Sistema de Alerta Básico) deverá ser exibido. Selecione o sistema de alerta que será configurado nesse momento.

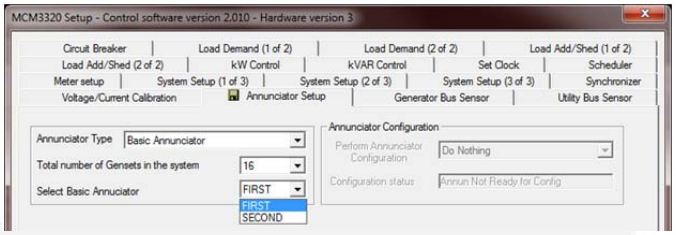


FIGURA 54. CAMPO SELECIONAR SISTEMA DE ALERTA BÁSICO

Caso contrário, vá para a próxima etapa.

6. Na seção **Basic Annunciator Setup** (Configuração do Sistema de Alerta Básico), configure os indicadores configuráveis desse sistema de alerta.
7. Clique em **Save Adjustments** (Salvar Ajustes).
8. No sistema de alerta, pressione **Silence/Lamp Test** (Silencioso/Teste de Luzes). Na seção **Annunciator Configuration** (Configuração do Sistema de Alerta), **Configuration status** (Estado da Configuração) deve ser "Annun Ready for Config" (Sistema de Alerta Pronto para Configuração).

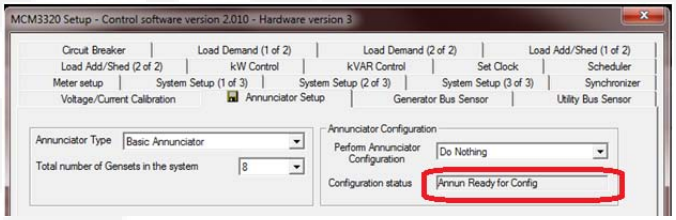


FIGURA 55. SISTEMA DE ALERTA PRONTO PARA CONFIGURAÇÃO

9. Na seção **Annunciator Configuration** (Configuração do Sistema de Alerta), configure **Perform Annunciator Configuration** (Efetuar Configuração Sistema de Alerta) como "Config to Basic Statuses" (Configurar para Estados Básicos). Durante a configuração, **Configuration status** (Estado da Configuração) deve ser "Performing Configuration" (Efetuando Configuração).
10. Siga as instruções. No final do processo, **Configuration status** (Estado da Configuração) deverá ser "Annunciator Successfully configured" (Sistema de Alerta Configurado com Sucesso).

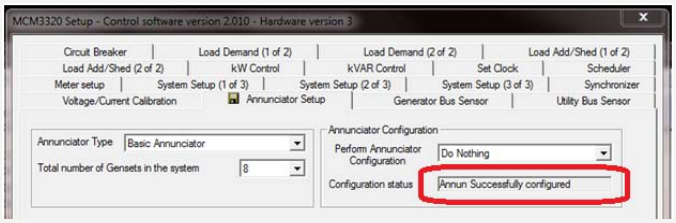


FIGURA 56. SISTEMA DE ALERTA CONFIGURADO COM SUCESSO

Não necessita clicar em **Save Adjustments** (Salvar Ajustes).

4.6.3 Sistema de Alerta de Adição/Desconexão de Carga

Este sistema de alerta indica que níveis de adição de carga estão sendo conectados e que níveis de desconexão estão sendo removidos. Ele se baseia em comandos de adição/desconexão, e não no estado real das cargas. Este sistema de alerta não indica se as cargas estão efetivamente conectadas, ou não.

4.6.3.1 Configuração do Sistema de Alerta de Adição/Desconexão de Carga

O número de sistemas de alerta e as informações que cada um exibe dependem do número de níveis de adição/desconexão da carga, e não do número de cargas. Configure *Load Add Shed Annunciator Configuration* (Configuração do Sistema de Alerta de Adição/Desconexão de Carga) com base no número de níveis de adição/desconexão da carga que o sistema de alerta irá monitorar.

TABELA 71. SISTEMAS DE ALERTA DE ADIÇÃO/DESCONEXÃO DE CARGA

Indicador	Níveis 1-6	Níveis 1-10	Níveis 1-18
1	Nível de Adição 1 Ativo	Nível de Adição 1 Ativo	Nível de Adição 11 Ativo
2	Nível de Adição 2 Ativo	Nível de Adição 2 Ativo	Nível de Adição 12 Ativo
3	Nível de Adição 3 Ativo	Nível de Adição 3 Ativo	Nível de Adição 13 Ativo
4	Nível de Adição 4 Ativo	Nível de Adição 4 Ativo	Nível de Adição 14 Ativo
5	Nível de Adição 5 Ativo	Nível de Adição 5 Ativo	Nível de Adição 15 Ativo
6	Nível de Adição 6 Ativo	Nível de Adição 6 Ativo	Nível de Adição 16 Ativo
7	Nível de Desconexão 1 Ativo	Nível de Adição 7 Ativo	Nível de Adição 17 Ativo
8	Nível de Desconexão 2 Ativo	Nível de Adição 8 Ativo	Nível de Adição 18 Ativo
9	Nível de Desconexão 3 Ativo	Nível de Adição 9 Ativo	Nível de Desconexão 10 Ativo
10	Nível de Desconexão 4 Ativo	Nível de Adição 10 Ativo	Nível de Desconexão 11 Ativo
11	Nível de Desconexão 5 Ativo	Nível de Desconexão 1 Ativo	Nível de Desconexão 12 Ativo
12	Não utilizado	Nível de Desconexão 2 Ativo	Nível de Desconexão 13 Ativo
13	Não utilizado	Nível de Desconexão 3 Ativo	Nível de Desconexão 14 Ativo
14	Não utilizado	Nível de Desconexão 4 Ativo	Nível de Desconexão 15 Ativo
15	Não utilizado	Nível de Desconexão 5 Ativo	Nível de Desconexão 16 Ativo
16	Não utilizado	Nível de Desconexão 6 Ativo	Nível de Desconexão 17 Ativo
17	Não utilizado	Nível de Desconexão 7 Ativo	Não utilizado
18	Não utilizado	Nível de Desconexão 8 Ativo	Não utilizado

Indicador	Níveis 1-6	Níveis 1-10	Níveis 1-18
19	Não utilizado	Nível de Desconexão 9 Ativo	Não utilizado
20	Não utilizado	Não utilizado	Não utilizado

Se o sistema tiver 11 ou mais níveis, são necessários dois sistemas de alerta, um para os níveis 1-10 e um para os níveis 11-18.

4.6.3.2 Comando de Nível de Adição

Este comando indica se a adição/desconexão da carga está tentando, ou não, conectar as cargas atribuídas a um nível específico de adição/desconexão.

- O comando se torna ativo quando as cargas são adicionadas durante a adição de carga automática e permanece ativo até que os grupos geradores sejam desconectados.
- O comando se torna ativo quando as cargas são adicionadas durante o início da adição de carga da rede pública e permanece ativo até que a rede pública seja desconectada.
- O comando se torna ativo quando as cargas são adicionadas durante a adição de carga manual e permanece ativo até que os grupos geradores sejam desconectados.

NOTA: É possível os comandos de nível de adição e de nível de desconexão estarem ativos para a mesma carga ao mesmo tempo. Por exemplo, a carga é adicionada pela adição de carga automática e, de seguida, é removida pela desconexão de carga automática quando os grupos geradores estão em sobrecarga. Se isso acontecer, o comando de nível de adição será ignorado e a carga será removida.

4.6.3.3 Comando de Nível de Desconexão

Este comando indica se a adição/desconexão de carga está tentando, ou não, remover as cargas atribuídas a um nível específico de desconexão de carga dos grupos geradores ou da rede pública.

- O comando se torna ativo quando as cargas são removidas durante uma transferência de transição aberta como, por exemplo, quando a rede pública deixa de estar disponível. O comando permanece ativo até ao início da adição de carga automática.
- O comando se torna ativo quando as cargas são removidas porque o código 1444 (Genset Bus Overload (Sobrecarga do barramento do grupo gerador)) está ativo. O comando permanece ativo até que os grupos geradores sejam desconectados.
- Se *Open Transition Retransfer Load Shed Enable* (Ativar Desconexão de Carga de Retransferência de Transição Aberta) estiver Ativado, o comando se torna ativo quando as cargas são removidas, durante uma retransferência de transição aberta. Ele permanece ativo até ao início da adição de carga da rede pública.
- O comando se torna ativo quando as cargas são removidas durante a desconexão de carga manual. Ele permanece ativo até que as cargas sejam restauradas ou até que os grupos geradores sejam desconectados.

NOTA: É possível os comandos de nível de adição e de nível de desconexão estarem ativos para a mesma carga ao mesmo tempo. Por exemplo, a carga é adicionada pela adição de carga automática e, de seguida, é removida pela desconexão de carga automática quando os grupos geradores estão em sobrecarga. Se isso acontecer, o comando de nível de adição será ignorado e a carga será removida.

4.6.3.4 Indicadores não Utilizados

Se pretender, pode conectar os indicadores não utilizados. Consulte o manual do sistema de alerta universal.

4.6.3.5 Configurando um Sistema de Alerta de Adição/Desconexão de Carga

NOTA: Somente um sistema de alerta deve estar conectado ao MCM3320 na rede PCCNet durante a configuração.

1. Conecte o InPower ao MCM3320.
2. No InPower, clique com o botão direito do mouse em MCM3320 e selecione **MCM3320 Setup...** (Configuração do MCM3320). As telas de configuração do MCM3320 deverão ser exibidas.
3. Nas telas de configuração do MCM3320, vá para **Annunciator setup** (Configuração do sistema de alerta).

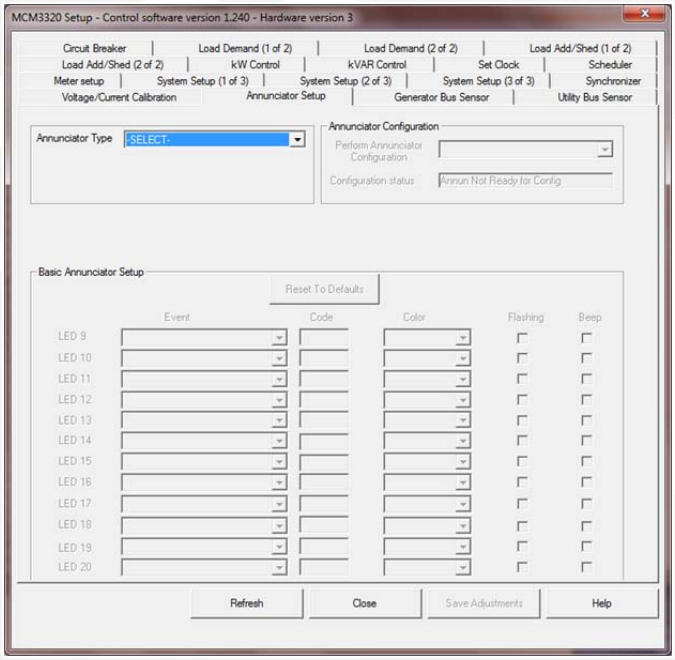


FIGURA 57. TELA DE CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE ALERTA

4. No campo **Annunciator Type** (Tipo de Sistema de Alerta), selecione "Load Add Shed (LAS) Annunciator" (Sistema de Alerta de Adição/Desconexão de Carga). O campo **Total number of LAS Levels in the system** (Número Total de Níveis de Adição/Desconexão de Carga no sistema) deverá ser exibido.

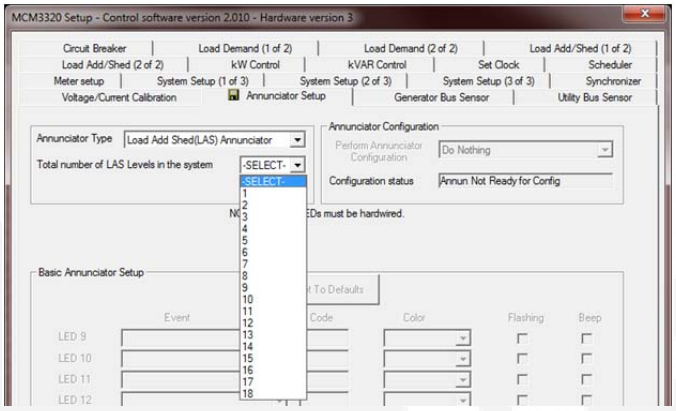


FIGURA 58. NÚMERO TOTAL DE NÍVEIS DE ADIÇÃO/DESCONEXÃO NO SISTEMA

5. No campo **Total number of LAS Levels in the system** (Número Total de Níveis de Adição/Desconexão no sistema), selecione o número de níveis de adição/desconexão que será monitorado.

   Se forem monitorados 11 ou mais níveis de adição/desconexão de carga, o campo **Select Load Add Shed Annunciator** (Selecionar Sistema de Alerta de Adição/Desconexão de Carga) deverá ser exibido. Selecione o sistema de alerta que será configurado nesse momento.

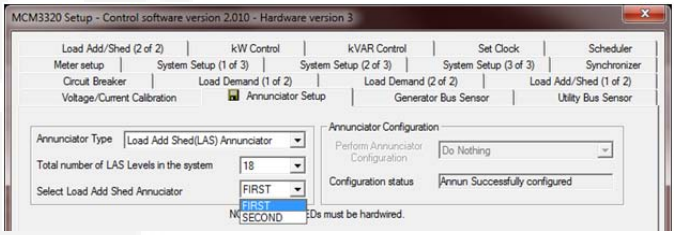


FIGURA 59. CAMPO SELECIONAR SISTEMA DE ALERTA DE ADIÇÃO/DESCONEXÃO

Caso contrário, vá para a próxima etapa.

6. No sistema de alerta, pressione **Silence/Lamp Test** (Silencioso/Teste de Luzes). Na seção **Annunciator Configuration** (Configuração do Sistema de Alerta), **Configuration status** (Estado da Configuração) deve ser "Annun Ready for Config" (Sistema de Alerta Pronto para Configuração).

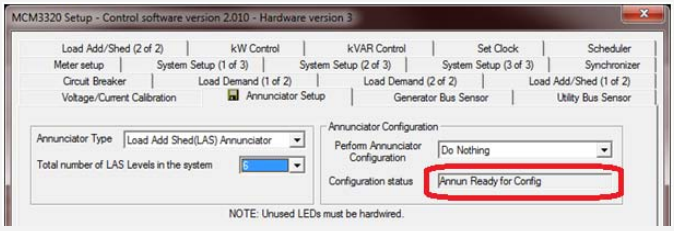


FIGURA 60. SISTEMA DE ALERTA PRONTO PARA CONFIGURAÇÃO

7. Na seção **Annunciator Configuration** (Configuração do Sistema de Alerta), configure **Perform Annunciator Configuration** (Efetuar Configuração Sistema de Alerta) como "Config to Load Add Shed Load Statuses" (Configurar para Estados de Adição/Desconexão de Carga). Durante a configuração, **Configuration status** (Estado da Configuração) deve ser "Performing Configuration" (Efetuando Configuração).

8. Siga as instruções. No final do processo, **Configuration status** (Estado da Configuração) deverá ser "Annunciator Successfully configured" (Sistema de Alerta Configurado com Sucesso).

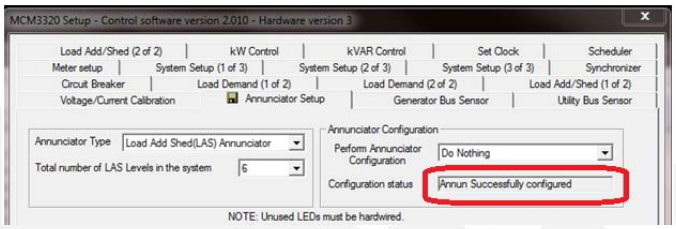


FIGURA 61. SISTEMA DE ALERTA CONFIGURADO COM SUCESSO

Não necessita clicar em **Save Adjustments** (Salvar Ajustes).

4.6.4 Configurando um Sistema de Alerta utilizando o Painel do Operador

Pode configurar um sistema de alerta utilizando o painel do operador Ao contrário do InPower, o painel do operador não exibe instruções na tela, nem alertas sobre erros.

NOTA: Somente um sistema de alerta deve estar conectado ao MCM3320 na rede PCCNet durante a configuração.

Este procedimento descreve as etapas principais.

1. Vá para as telas de Configuração de Sistema de Alerta. Na versão V1.20, vá para **Menu > Adjust (Ajustar) > More Options (5 times) (Mais Opções (5 vezes))> 16) Config Annun** (Configurar Sistema de Alerta).
2. Configure **Annun Type** (Tipo de Sistema de Alerta) como Básico para um sistema de alerta de estado básico, ou como Adição/Desconexão de Carga para um sistema de alerta de adição/desconexão de carga.
3. Para um sistema de alerta básico, configure **Basic Annun Type** (Tipo de Sistema de Alerta Básico). Se o número de grupos geradores for 9 ou mais, configure **Basic Annun Type** (Tipo de Sistema de Alerta Básico) para "Upto 8 Gens" (Até 8 Geradores) para o primeiro sistema de alerta ou "Upto 16 Gens" (Até 16 Geradores) para o segundo sistema de alerta.

   Para um sistema de alerta de adição/desconexão de carga, configure **LAS Annun Type** (Tipo de Sistema de Alerta de Adição/Desconexão de Carga). Se o número de níveis de adição/desconexão for 11 ou mais, configure **LAS Annun Type** (Tipo de Sistema de Alerta de Adição/Desconexão de Carga) para "Upto 10 Lvls" (Até 10 Níveis) para o primeiro sistema de alerta ou "Upto 18 Lvls" (Até 18 Níveis) para o segundo sistema de alerta.
4. Pressione **Save** (Salvar).
5. Configure os indicadores configuráveis nas telas Config LED (Configuração de LED).
6. Pressione **Save** (Salvar).
7. Vá para a tela Perform Config (Efetuar Configuração) e pressione Adjust (Ajustar).
8. No sistema de alerta, pressione **Silence/Lamp Test** (Silencioso/Teste de Luzes). **Config Status** (Estado da Configuração) deverá se alterar para "Annun Ready" (Sistema de Alerta Pronto).

9. Para um sistema de alerta de estado básico, configure **Perform Config** (Efetuar Configuração) para "Basic Status" (Estado Básico).

   Para um sistema de alerta de adição/desconexão, configure **Perform Config** (Efetuar Configuração) para "LD Add Shed" (Adição/Desconexão de Carga).

10. Pressione **Save** (Salvar). No final do processo, **Config Status** (Estado da Configuração) deverá se alterar para "Config Success" (Configuração bem Sucedida).
11. Desconecte J2 no sistema de alerta.
12. Aguarde 15 segundos.
13. Reconecte J2 no sistema de alerta.

5 Disponibilidade da Fonte

A disponibilidade da fonte se refere ao fato de uma fonte estar, ou não, pronta para aceitar cargas.

5.1 Sensores de Controle de Transferência de Energia (PTC)

Um sensor de PTC procura uma condição específica como, por exemplo, uma subtensão ou frequência, que indique que uma fonte não está pronta para aceitar cargas.

Cada sensor tem um desses valores.

- Unknown (Desconhecido): O sensor está desativado.
- Dropped-out (Desativação): O sensor detectou a condição que procurava. Por exemplo, se o sensor de subtensão do grupo gerador for Dropped-out, a tensão do grupo gerador é demasiado baixa. Muitos sensores requerem que a condição ocorra por um período de tempo específico antes de exibirem o valor Dropped-out.
- Picked-up (Ativação): O sensor não detectou a condição que procurava. Por exemplo, se o sensor de frequência da rede pública for Picked-up, a frequência da rede pública está dentro do intervalor aceitável.

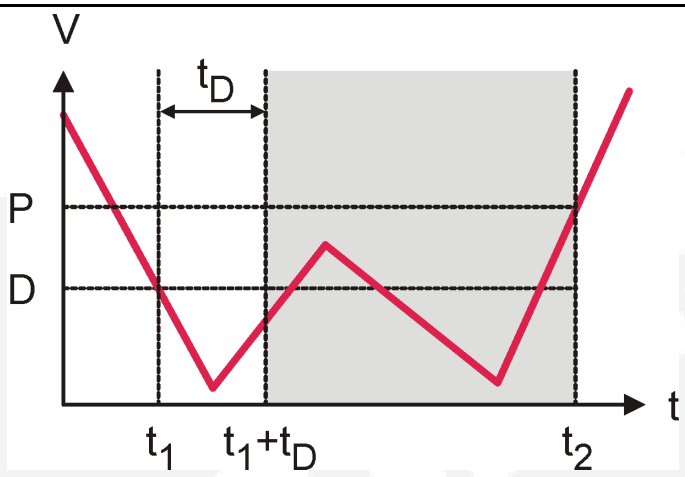
Muitos sensores de PTC são condições para falhas. Por exemplo, se o sensor de frequência da rede pública se tornar Dropped-out, o código 1123 (Frequência de Barramento da Rede Pública) ficará ativo.

Um sensor de PTC e quaisquer falhas associadas operam de modo independente. O estado do sensor de PTC depende das configurações para a condição específica que está sendo monitorada. O estado das falhas depende de todas as suas condições de falha, que podem incluir condições diferentes de o sensor estar Dropped-out, bem como do reinício da falha. Os sensores de PTC, e não as falhas, são utilizados para determinar a disponibilidade da fonte.

NOTA: Muitos sensores de PTC são condições para falhas. Um sensor de PTC e quaisquer falhas associadas operam de modo independente. Os sensores de PTC, e não as falhas, são utilizados para determinar a disponibilidade da fonte.

5.1.1 Sensor de Subtensão do Grupo Gerador

Este sensor está sempre ativado.



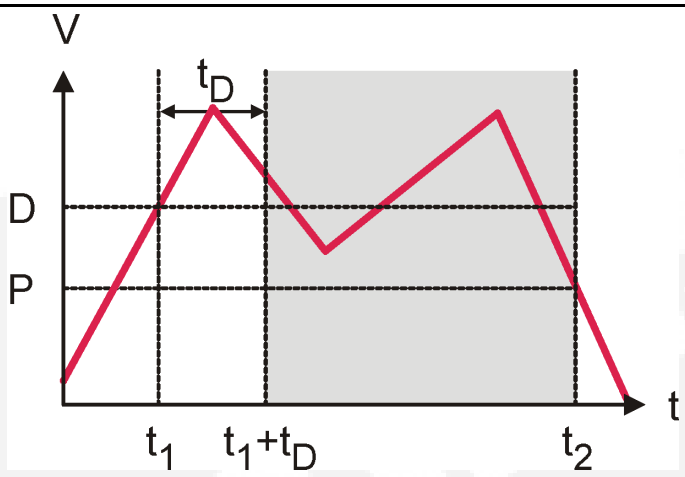
Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A tensão linha a linha (**V**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A tensão linha a linha (**V**) desce abaixo do limiar de desativação (**D**, *Percentagem Desativação Subtensão do Grupo Gerador* * *Percentagem Ativação Subtensão do Grupo Gerador*).	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A tensão linha a linha (**V**) se mantém abaixo do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (t_D, *Atraso Desativação Subtensão do Grupo Gerador*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A tensão linha a linha (**V**) sobe acima do limiar de ativação (**P**, *Percentagem Ativação Subtensão do Grupo Gerador*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 62. SENSOR DE SUBTENSÃO DO GRUPO GERADOR

Quando o sincronizador está ativo, a *Percentagem Desativação Subtensão do Grupo Gerador* está temporariamente configurada como 75%, e *Percentagem Ativação Subtensão do Grupo Gerador* está temporariamente configurada como 85%. Isso impede que o sincronizador provoque falhas prejudiciais.

5.1.2 Sensor de Sobretensão do Grupo Gerador

Genset Overvoltage Sensor Enable (Ativar Sensor de Sobretensão do Grupo Gerador) tem de estar Ativado.



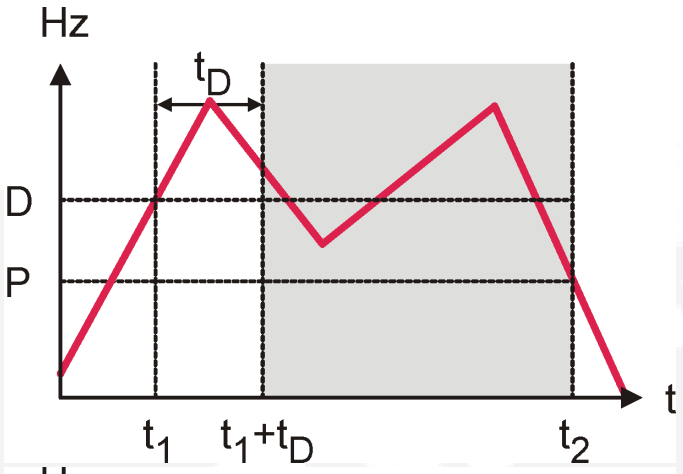
Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A tensão linha a linha (**V**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A tensão linha a linha (**V**) sobe acima do limiar de desativação (**D**, *Percentagem Desativação Sobretensão do Grupo Gerador*).	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A tensão linha a linha (**V**) se mantém acima do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (t_D, *Atraso Desativação Sobretensão do Grupo Gerador*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A tensão linha a linha (**V**) desce abaixo do limiar de ativação (**P**, *Percentagem Ativação Sobretensão do Grupo Gerador* * *Percentagem Desativação Sobretensão do Grupo Gerador*).	Picked-Up (Ativação)

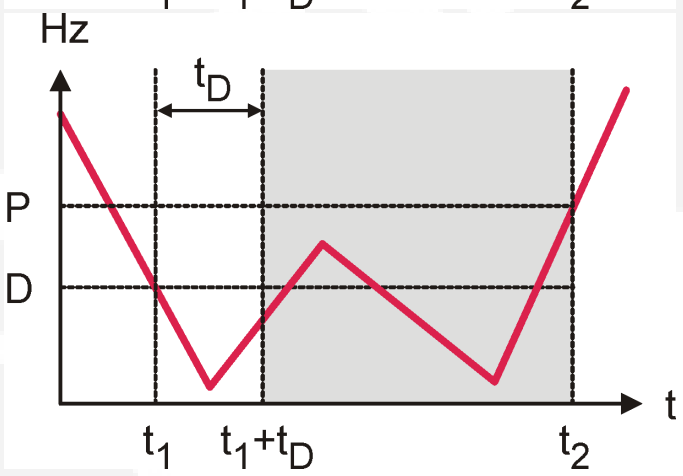
FIGURA 63. SENSOR DE SOBRETENSÃO DO GRUPO GERADOR

Quando o sincronizador está ativo, a *Percentagem Desativação Sobretensão do Grupo Gerador* está temporariamente configurada como 120%, e *Percentagem Ativação Sobretensão do Grupo Gerador* está temporariamente configurada como 95%. Isso impede que o sincronizador provoque falhas prejudiciais.

5.1.3 Sensor de Frequência do Grupo Gerador

Genset Frequency Sensor Enable (Ativar Sensor de Frequência do Grupo Gerador) tem de estar Ativado.





Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A frequência (**Hz**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A frequência (**Hz**) sobe acima do limiar de desativação [gráfico superior **D**, *Frequência Centro Grupo Gerador* + (*Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador* + *Largura de Banda Desativação Frequência Grupo Gerador*)]. OU A frequência (**Hz**) desce abaixo do limiar de desativação [gráfico inferior **D**, *Frequência Centro Grupo Gerador* - (*Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador* + *Largura de Banda Desativação Frequência Grupo Gerador*)].	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A frequência (**Hz**) se mantém acima ou abaixo do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (**t_D**, *Atraso Desativação Frequência do Grupo Gerador*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A frequência (**Hz**) desce abaixo do limiar de ativação (**P**, *Frequência Centro Grupo Gerador* + *Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador*). E A frequência (**Hz**) sobe acima do limiar de ativação (**P**, *Frequência Centro Grupo Gerador* - *Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 64. SENSOR DE FREQUÊNCIA DO GRUPO GERADOR

Quando o sincronizador está ativo, *Largura de Banda Desativação Frequência Grupo Gerador* está temporariamente configurada como 5%, e *Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador* está temporariamente configurado como 20%. Isso impede que o sincronizador provoque falhas prejudiciais.

5.1.4 Sensor de Perda de Fase do Grupo Gerador

TABELA 72. SENSOR DE PERDA DE FASE DO GRUPO GERADOR

Ativar sensor	*Genset Loss of Phase Sensor Enable* (Ativar Sensor de Perda de Fase do Grupo Gerador) está Ativado Tensão linha a linha mínima > 60% tensão nominal Frequência > 30 Hz
Condição para desativação	Diferença de fase entre quaisquer duas fases < 90 ou diferença de fase entre quaisquer duas fases > 150
Período de espera antes da desativação	*Retardo Desativação Perda de Fase do Grupo Gerador*
Condição para ativação	90 <= diferença de fase entre todas as fases <= 150

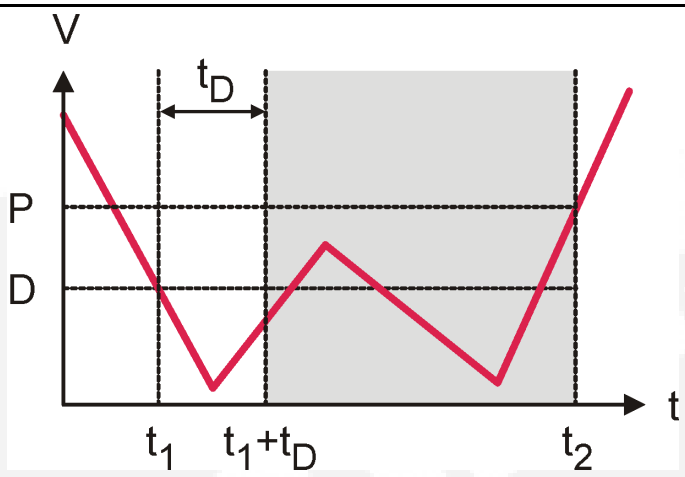
5.1.5 Sensor de Rotação de Fase do Grupo Gerador

TABELA 73. SENSOR DE ROTAÇÃO DE FASE DO GRUPO GERADOR

Ativar sensor	*Genset Phase Rotation Sensor Enable* (Ativar Sensor de Rotação de Fase do Grupo Gerador) está Ativado Tensão linha a linha mínima > 60% tensão nominal Frequência > 30 Hz
Condição para desativação	*Rotação de Fase do Grupo Gerador* <> *Rotação de Fase do Sistema*
Período de espera antes da desativação	1 segundo
Condição para ativação	*Rotação de Fase do Grupo Gerador* = *Rotação de Fase do Sistema*

5.1.6 Sensor de Subtensão da Rede Pública

Este sensor está sempre ativado.

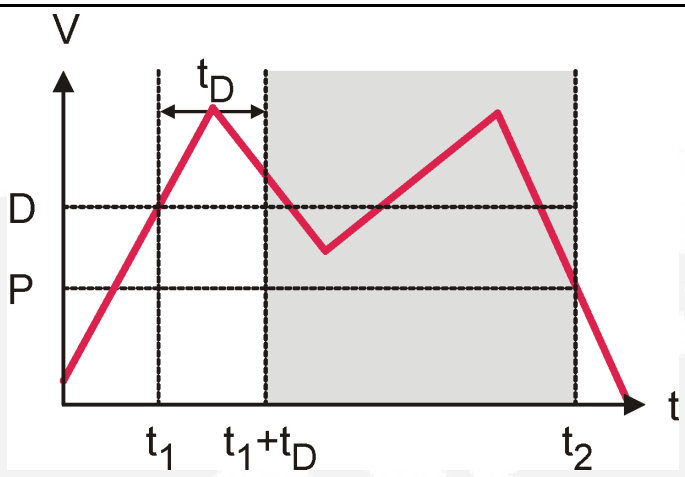


Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A tensão linha a linha (**V**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A tensão linha a linha (**V**) desce abaixo do limiar de desativação (**D**, *Percentagem Desativação Subtensão da Rede Pública* * *Percentagem Ativação Subtensão da Rede Pública*).	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A tensão linha a linha (**V**) se mantém abaixo do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (t_D, *Atraso Desativação Subtensão da Rede Pública*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A tensão linha a linha (**V**) sobe acima do limiar de ativação (**P**, *Percentagem Ativação Subtensão da Rede Pública*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 65. SENSOR DE SUBTENSÃO DA REDE PÚBLICA

5.1.7 Sensor de Sobretensão da Rede Pública

Utility Overvoltage Sensor Enable (Ativar Sensor de Sobretensão da Rede Pública) tem de estar Ativado.

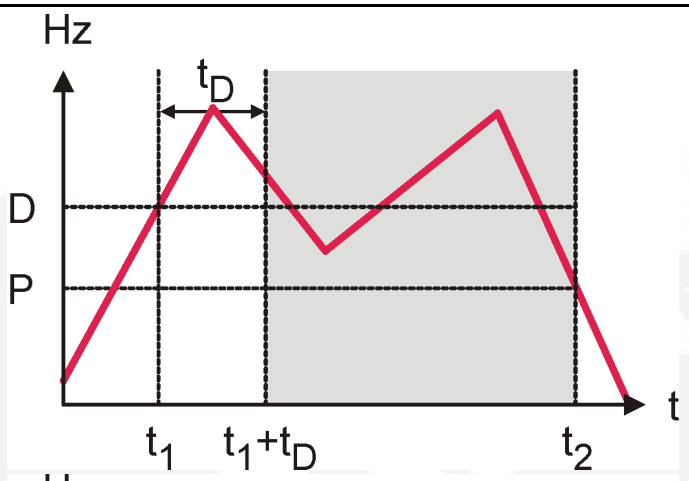


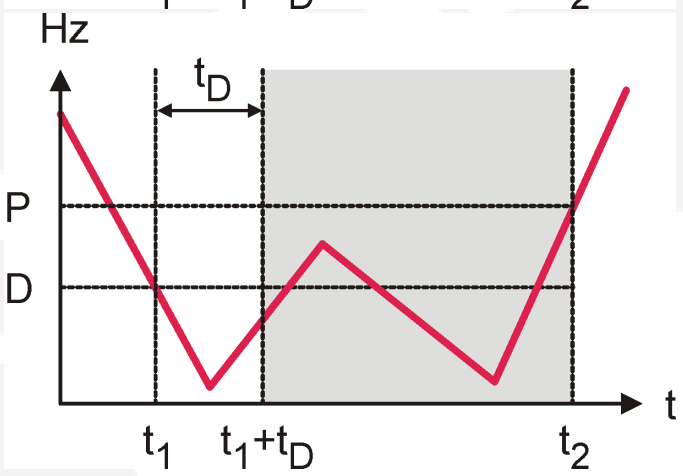
Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A tensão linha a linha (**V**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A tensão linha a linha (**V**) sobe acima do limiar de desativação (**D**, *Percentagem Desativação Sobretensão da Rede Pública*).	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A tensão linha a linha (**V**) se mantém acima do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (t_D, *Atraso Desativação Sobretensão da Rede Pública*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A tensão linha a linha (**V**) desce abaixo do limiar de ativação (**P**, *Percentagem Ativação Sobretensão da Rede Pública* * *Percentagem Desativação Sobretensão da Rede Pública*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 66. SENSOR DE SOBRETENSÃO DA REDE PÚBLICA

5.1.8 Sensor de Frequência da Rede Pública

Utility Frequency Sensor Enable (Ativar Sensor de Frequência da Rede Pública) tem de estar Ativado.





Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A frequência (**Hz**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A frequência (**Hz**) sobe acima do limiar de desativação [gráfico superior **D**, *Frequência Centro Rede Pública + (Largura de Banda Ativação Frequência Rede Pública + Largura de Banda Desativação Frequência Rede Pública)*]. OU A frequência (**Hz**) desce abaixo do limiar de desativação [gráfico inferior **D**, *Frequência Centro Rede Pública - (Largura de Banda Ativação Frequência Rede Pública + Largura de Banda Desativação Frequência Rede Pública)*].	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A frequência (**Hz**) se mantém acima ou abaixo do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (t_D, *Retardo Desativação Frequência da Rede Pública*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A frequência (**Hz**) desce abaixo do limiar de ativação (**P**, *Frequência Centro Rede Pública + Largura de Banda Ativação Frequência Rede Pública*). E A frequência (**Hz**) se mantém acima do limiar de ativação (**P**, *Frequência Centro Rede Pública - Largura de Banda Ativação Frequência Rede Pública*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 67. SENSOR DE FREQUÊNCIA DA REDE PÚBLICA

5.1.9 Sensor de Perda de Fase da Rede Pública

TABELA 74. SENSOR DE PERDA DE FASE DA REDE PÚBLICA

Ativar sensor	*Utility Loss of Phase Sensor Enable* (Ativar Sensor de Perda de Fase da Rede Pública) está Ativado Tensão linha a linha mínima > 60% tensão nominal Frequência > 30 Hz
Condição para desativação	Diferença de fase entre quaisquer duas fases < 90 ou diferença de fase entre quaisquer duas fases > 150
Período de espera antes da desativação	*Retardo Desativação Perda de Fase da Rede Pública*
Condição para ativação	90 <= diferença de fase entre todas as fases <= 150

5.1.10 Sensor de Rotação de Fase da Rede Pública

TABELA 75. SENSOR DE ROTAÇÃO DE FASE DA REDE PÚBLICA

Ativar sensor	*Utility Phase Rotation Sensor Enable* (Ativar Sensor de Rotação de Fase da Rede Pública) está Ativado Tensão linha a linha mínima > 60% tensão nominal Frequência > 30 Hz
Condição para desativação	*Rotação de Fase da Rede Pública* <> *Rotação de Fase do Sistema*
Período de espera antes da desativação	1 segundo
Condição para ativação	*Rotação de Fase da Rede Pública* = *Rotação de Fase do Sistema*

5.2 Disponibilidade do Grupo Gerador

A disponibilidade do grupo gerador indica se os grupos geradores, enquanto grupo, estão prontos para receber cargas, ou não.

5.2.1 Disponibilidade do Grupo Gerador (Aplicações Trifásicas em Topologias de Barramento Isolado sem Disjuntor Principal de Grupo Gerador e de Barramento Comum)

Os grupos geradores estão disponíveis quando uma das seguintes condições é atendida.

- Os grupos geradores não estão conectados às cargas, mas foi dado o comando de partida para os grupos geradores.
- Os grupos geradores estão conectados às cargas e nenhum dos sensores de PTC dos grupos geradores estão em desativação.

Os grupos geradores se mantêm disponíveis até que pelo menos uma das seguintes condições seja atendida.

- Os grupos geradores não estão conectados às cargas e foi dado o comando de parada para os grupos geradores.
- Os grupos geradores estiveram conectados às cargas durante 15 segundos, e pelo menos um dos sensores de PTC está em desativação.

- O código 1328 (Generator Set Main Breaker Tripped - Disjuntor principal do grupo gerador desarmado) está ativo.
- O código 1452 (Generator Set Main Breaker Fail to Close - Falha ao fechar o disjuntor principal do grupo gerador) está ativo.

5.2.2 Disponibilidade do Grupo Gerador (Aplicações Trifásicas em Topologias de Barramento Isolado com Disjuntor Principal de Grupo Gerador e de Par de Transferência)

Os grupos geradores estão disponíveis quando todas estas condições são atendidas.

- Nenhum dos sensores de PTC dos grupos geradores está em Desativação.
- *Genset Online Capacity Sensor Status* (Estado do Sensor de Capacidade do Grupo Gerador) não está em Desativação.
- O código 1328 (Generator Set Main Breaker Tripped - Disjuntor principal do grupo gerador desarmado) não está ativo.
- O código 1454 (Generator Set Breaker Position Contact - Contato de posição do disjuntor do grupo gerador) não está ativo.
- O código 1452 (Generator Set Main Breaker Fail to Close - Falha ao fechar o disjuntor principal do grupo gerador) não está ativo.

Os grupos geradores não estão disponíveis quando pelo menos uma das seguintes condições não é atendida. Se o código 1454 estiver ativo, os grupo geradores só estarão indisponíveis se o disjuntor principal do grupo gerador for um disjuntor de contato duplo e se *Genset Current Based Breaker Position* (Posição disjuntor baseado na corrente do grupo gerador) for Desconhecido.

5.2.3 Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador

Genset Online Capacity Sensor Status (Estado do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador) indica se existe, ou não, capacidade suficiente do grupo gerador para aceitar cargas. Se não existir capacidade suficiente, não se considera que os grupos geradores estejam disponíveis. Dessa forma, evita-se a transferência das cargas para os grupos geradores apenas para os sobrecarregar.

A capacidade que será necessária depende da situação.

- Em uma transição fechada rápida, durante um teste com carga, a capacidade terá de ser superior ou igual à carga atual do sistema.
- Se *Genset Online Capacity Sensor Selection* (Seleção de Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador) for Ativado, a capacidade tem de ser superior ou igual a *Genset Online Capacity Sensor Threshold* (Limite do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador).

Se ambas as situações ocorrerem, ambas as condições têm de ser atendidas. Se nenhuma situação ocorrer, o requisito será ignorado.

Se existir capacidade suficiente do grupo gerador, o *Genset Online Capacity Sensor Status* (Estado do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador) será de Ativação. Caso contrário, será de Desativação.

5.3 Disponibilidade da Rede Pública

A disponibilidade da rede pública se refere ao fato de a rede pública estar, ou não, pronta para aceitar cargas.

5.3.1 Disponibilidade da Rede Pública (Aplicações Trifásicas em Topologias de Barramento Comum e de Par de Transferência)

A rede pública está disponível quando todas estas condições são atendidas.

- Nenhum dos sensores de PTC da rede pública está em Desativação.
- A chave de falha da fonte da rede pública está inativa.
- O código 1219 (Utility Main Breaker Tripped - Disjuntor principal da rede pública desarmado) não está ativo.
- O código 1455 (Utility Main Breaker Position Contact - Contato de posição do disjuntor principal da rede pública) não está ativo.
- O código 2396 (Utility Main Breaker Fail to Close - Falha ao fechar o disjuntor principal da rede pública) não está ativo.

A rede pública não está disponível quando pelo menos uma das seguintes condições não é atendida. Se o código 1455 estiver ativo, a rede pública só estará indisponível se o disjuntor principal da rede pública for um disjuntor de contato duplo e se *Utility Current Based Breaker Position* (Posição disjuntor baseado na corrente da rede pública) for Desconhecido.

5.3.2 Chave de Falha na Fonte da Rede Pública

Esta chave é utilizado por um dispositivo externo que determina se a rede pública está disponível, ou não. Se esta chave estiver ativa, a rede pública não estará disponível.

Se não existir dispositivo externo, a chave deverá estar inativa.

Esta chave está disponível em aplicações trifásicas se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Barramento Comum ou Par de Transferência. Não tem qualquer efeito em outras aplicações ou topologias.

5.4 Posição de Disjuntor Baseada na Corrente

Este é o cálculo da posição do disjuntor baseada na corrente através do disjuntor. Se a corrente em todas as fases for pelo menos *Breaker Closed Current Threshold* (Limite de Corrente Disjuntor Fechado), o disjuntor é considerado como estando fechado. Caso contrário, a posição do disjuntor é considerada como desconhecida.

Esta verificação é utilizada para verificar a posição dos disjuntores de contato único. Se a posição do disjuntor baseada na corrente for diferente dos pinos, a falha de contato da posição do disjuntor estará ativa.

Para disjuntores de contato duplo, essa verificação é utilizada para determinar a disponibilidade da rede pública e a disponibilidade do grupo gerador se os dois grupos de contatos diferirem em relação à posição do disjuntor.

Se uma falha de contato da posição do disjuntor estiver ativa e a posição do disjuntor baseada na corrente estiver fechada, o sistema gera internamente uma inibição da transferência ou uma inibição da retransferência para evitar fechar o outro disjuntor. Por exemplo, se o código 1454 (Genset Main Breaker Position Contact Warning - Alerta de contato de posição do disjuntor principal do grupo gerador) estiver ativo e a *Genset Current Based Breaker Position* (Posição do disjuntor baseado na corrente do grupo principal) estiver definida como Fechada, a inibição da retransferência estará ativa. Este tipo de inibição da transferência ou de inibição da retransferência não é afetado pelo interruptor de cancelamento.

5.5 Resumo das Configurações (Disponibilidade da Fonte)

TABELA 76. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (DISPONIBILIDADE DA FONTE)

Configuração	Descrição
Breaker Closed Current Threshold (Limite de Corrente de Disjuntor Fechado)	Especifica a quantidade mínima de corrente que tem de estar presente em todas as fases para que o disjuntor seja considerado como fechado. É utilizada em determinadas situações, para verificar a posição indicada pelo contato de posição do disjuntor. Valores possíveis: 5-100% (Padrão: 5%)
Genset Online Capacity Sensor Enable (Ativar Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador)	Ativa ou desativa o *Genset Online Capacity Sensor Threshold* (Limite do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador). O *Genset Online Capacity Sensor Status* (Estado do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador) funciona durante transições fechadas rápidas, independentemente desta configuração. Valores possíveis: Disable (Desativar), Enable (Ativar) (Padrão: Desativar)
Genset Online Capacity Sensor Threshold (Limite do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador)	Especifica a quantidade mínima de capacidade do grupo gerador que tem de estar on-line antes de os grupos geradores serem considerados como estando disponíveis. Valores possíveis: 0-32000 kW (Padrão: 0 kW)
Utility Source Failure Vol (Vol Falha na Fonte da Rede Pública)	Configura a chave de falha na fonte da rede pública. Valores possíveis: Inactive (Inativo), Active (Ativo)

TABELA 77. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (DISPONIBILIDADE DA FONTE)

Configuração	Descrição
Utility Source Failure Sw (Chave de Falha na Fonte da Rede Pública)	Indica o estado da chave de falha na fonte da rede pública.
Genset Current Based Breaker Position (Posição do Disjuntor do Grupo Gerador Baseado na Corrente)	Indica a posição de corrente do disjuntor principal do grupo gerador com base no *Breaker Closed Current Threshold* (Limite de Corrente do Disjuntor Fechado). Valores possíveis: Unknown (Desconhecido), Closed (Fechado)
Posição do Disjuntor da Rede Pública Baseado na Corrente	Indica a posição de corrente do disjuntor principal da rede pública com base no *Breaker Closed Current Threshold* (Limite de Corrente do Disjuntor Fechado). Valores possíveis: Unknown (Desconhecido), Closed (Fechado)

Configuração	Descrição
Genset Online Capacity Sensor Selection (Seleção do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador)	Indica se estão, ou não, ativas condições para *Genset Online Capacity Sensor Status* (Estado do Sensor de Capacidade do Grupo Gerador). As condições possíveis incluem *Genset Online Capacity Sensor Enable* (Ativar Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador) e transições fechadas rápidas. Valores possíveis: Disable (Desativar), Enable (Ativar)
Genset Online Capacity Sensor Status (Estado do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador)	Indica o estado do sensor de capacidade on-line do grupo gerador. Valores possíveis: Unknown (Desconhecido), Picked-Up (Ativação), Dropped-Out (Desativação)

Esta página foi deixada em branco intencionalmente.

6 Estado do Controle de Transferência de Energia (PTC)

PTC State (Estado do PTC) identifica as fontes que estão conectadas às cargas.

TABELA 78. ESTADO DE PTC

Grupos Geradores	Rede Pública	*Estado de PTC*
Desconectado	Desconectado	Sem Fonte Conectada
Desconectado	Conectado	Rede Pública Conectada
Conectado	Desconectado	Grupo Gerador Conectado
Conectado	Conectado	Em Paralelo

6.1 Grupos Geradores Conectado

Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Comum, os grupos geradores estarão ligados se algum dos disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador estiver fechado. Os grupos geradores não estarão conectados se todos os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador estiverem abertos.

Em outras topologias, os grupos geradores estarão conectados se o disjuntor principal do grupo gerador estiver fechado. Os grupos geradores não estarão conectados se o disjuntor principal do grupo gerador estiver aberto.

Se o disjuntor principal do grupo gerador for um disjuntor de contato duplo e o código 1454 (Generator Set Breaker Position Contact - Contato de Posição do Disjuntor do Grupo Gerador) estiver ativo, o disjuntor principal do grupo gerador será considerado como estando fechado e os grupos geradores estarão conectados. A *Genset Current Based Breaker Position* (Posição do Disjuntor Baseada na Corrente do Grupo Gerador) não é utilizada nessa análise.

6.1.1 Conectando os Grupos Geradores

Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Comum, os grupos geradores serão conectados às cargas liberando a inibição nos disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador. Os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador poderão não fechar imediatamente porque são controlados pelos grupos geradores.

Em outras topologias, os grupos geradores são conectados às cargas enviando um sinal de fechamento para o disjuntor principal do grupo gerador. Este sinal permanece ativo até que os grupos geradores sejam conectados.

Em qualquer topologia, os grupos geradores não podem ser conectados se o código 1455 (Utility Main Breaker Position Contact - Contato Posição Disjuntor Principal da Rede Pública) estiver ativo.

6.1.2 Desconectando os Grupos Geradores

Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Comum, os grupos geradores serão desconectados das cargas inibindo os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador.

Em outras topologias, os grupos geradores são desconectados das cargas enviando um sinal de abertura para o disjuntor principal do grupo gerador. Este sinal permanece ativo até que os grupos geradores sejam desconectados.

6.1.3 Conexões do Grupo Gerador e Cancelamento de SID Herdado

NOTA: ***Legacy SID Override*** **(Cancelamento de SID Herdado) deve ser utilizado somente com instalações existentes, em que os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador estejam conectados em paralelo. Não deve ser utilizado em sistemas novos.**

Se *Legacy SID Override* (Cancelamento de SID Herdado) for Ativar, os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador são conectados em paralelo aos pinos do disjuntor principal do grupo gerador. Neste caso, a conexão é gerida como se fosse um disjuntor principal de grupo gerador. Se o disjuntor principal do grupo gerador for um disjuntor de contato duplo e os dois conjuntos de contatos diferirem em relação à posição, os grupos geradores serão considerados como conectados e o código 1454 (Genset Main Breaker Position Contact - Contato de Posição do Disjuntor Principal do Grupo Gerador) estará ativo.

6.1.4 Restrição de Disjuntor do Grupo Gerador

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Restrição de Disjuntor do Grupo Gerador (TB10-5, TB10-4)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: **Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.**

Quando essa chave se torna ativa, os grupos geradores são desconectados das cargas (**Seção 6.1.2 na página 97**).

6.2 Rede Pública Conectada

A rede pública estará conectada se o disjuntor principal da rede pública estiver fechado. A rede pública não estará conectada se o disjuntor principal da rede pública estiver aberto.

Se o disjuntor principal da rede pública for um disjuntor de contato duplo e o código 1455 (Utility Main Breaker Position Contact - Contato de Posição do Disjuntor Principal da Rede Pública) estiver ativo, o disjuntor principal da rede pública será considerado como estando fechado e a rede pública estará conectada. A *Utility Current Based Breaker Position* (Posição do Disjuntor Baseada na Corrente da Rede Pública) não é utilizada nessa análise.

6.2.1 Conectando a Rede Pública

A rede pública é conectada às cargas enviando um sinal de fechamento para o disjuntor principal da rede pública. Este sinal permanece ativo até que a rede pública seja conectada.

A rede pública não pode ser conectada se o código 1454 (Generator Set Breaker Position Contact - Contato Posição Disjuntor Principal do Grupo Gerador) estiver ativo.

6.2.2 Desconectando a Rede Pública

A rede pública é desconectada das cargas enviando um sinal de abertura para o disjuntor principal da rede pública. Este sinal permanece ativo até que a rede pública seja desconectada.

6.2.3 Restrição de Disjuntor Principal da Rede Pública

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Restrição de Disjuntor Principal da Rede Pública (TB10-11, TB10-13)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Quando essa chave se torna ativa, a rede pública é desconectada das cargas (**Seção 6.2.2 na página 99**).

6.3 Resumo das Configurações (Estado de PTC)

TABELA 79. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (ESTADO DE PTC)

Configuração	Descrição
Gen CB Inhibit Vol (Vol Restrição Disjuntor Grupo Gerador)	Configura a restrição de disjuntor do grupo gerador. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)
Util CB Inhibit Vol (Vol Restrição Disjuntor Rede Pública)	Configura a restrição de disjuntor principal da rede pública. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)

TABELA 80. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (ESTADO DE PTC)

Configuração	Descrição
PTC State (Estado de PTC)	Indica as fontes que estão conectadas às cargas. Valores possíveis: Not Enabled (Não Ativado), No Source Connected (Nenhuma Fonte Conectada), Utility Connected (Rede Pública Conectada), Genset Connected (Grupo Gerador Conectado), Paralleled (Em Paralelo)
Gen CB Inhibit Sw (Chave Restrição Disjuntor Grupo Gerador)	Indica o estado da restrição de disjuntor do grupo gerador.
Util CB Inhibit Sw (Chave Restrição Disjuntor Rede Pública)	Indica o estado da restrição de disjuntor da rede pública.

Esta página foi deixada em branco intencionalmente.

7 Modo de Operação do Controle de Transferência de Energia (PTC)

O *PTC Operating Mode* (Modo de Operação do PTC) determina o estado do PTC que o sistema está tentando atingir. Por exemplo, se a rede pública não estiver disponível, o sistema tenta que os grupos geradores sejam conectados às cargas.

7.1 Lógica de PTC e Disponibilidade da Fonte

A lógica do controle de transferência de energia (PTC) não conectará uma fonte indisponível às cargas.

NOTA: Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerado, a rede pública estará sempre indisponível e, por conseguinte, a lógica de PTC não tentará fechar o disjuntor principal da rede pública.

7.2 Prioridade dos Modos de Operação de PTC

Se estas condições para mais que um modo de operação de PTC forem atendidas, o modo de operação de PTC com a prioridade mais alta se tornará ativo. As prioridades dos modos de operação de PTC, da mais alta para a mais baixa, são as seguintes.

1. Falha da Rede Pública
2. Cancelamento Normal
3. Paralelo Estendido
4. Teste
5. Normal

Por exemplo, se as condições para paralelo estendido e as condições para teste forem atendidas em simultâneo, o modo de operação de PTC será Paralelo Estendido.

7.3 Falha da Rede Pública

A rede pública não está disponível. A sistema tenta conectar os grupos geradores às cargas.

7.3.1 Condições para Entrar na Falha de Rede Pública

Pelo menos uma destas condições é atendida.

- A rede pública não está disponível.
- O interruptor de falha da fonte da rede pública está ativo.

7.3.2 Chave de Falha na Fonte da Rede Pública

Esta chave é utilizado por um dispositivo externo que determina se a rede pública está disponível, ou não. Se esta chave estiver ativa, a rede pública não estará disponível.

Se não existir dispositivo externo, a chave deverá estar inativa.

Esta chave está disponível em aplicações trifásicas se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Barramento Comum ou Par de Transferência. Não tem qualquer efeito em outras aplicações ou topologias.

7.3.3 Condições para Sair da Falha de Rede Pública

Todas estas condições são atendidas.

- Não foi atendida nenhuma das condições para entrar na falha da rede pública.
- O sistema não está comprometido com a transferência das cargas para os grupos geradores.

7.3.3.1 Compromisso com a Transferência

Refere-se ao momento em que o sistema se compromete em transferir as cargas para os grupos geradores, mesmo que a rede pública fique disponível de novo.

7.3.3.2 Condições Necessárias para o Compromisso com a Transferência

Este recurso só estará ativo se todas as seguintes condições forem atendidas.

- A topologia é Barramento Comum ou Par de Transferência.
- Os disjuntores do grupo gerador estão prontos para fechar. O disjuntor do grupo gerador está inativo e a inibição de transferência está inativa. O código 1328 (Genset Main Breaker Tripped - Disjuntor principal do grupo gerador desarmado), o código 1452 (Genset Main Breaker Fail to Close - Falha ao fechar o disjuntor principal do grupo gerador) e o código 1454 (Genset Main Breaker Position Contact - Contato de posição do disjuntor principal do grupo gerador) não estão ativos.

7.3.3.3 Configuração de Compromisso com a Transferência

Este recurso depende do *Commit to Transfer Method* (Método de Compromisso com a Transferência).

- No Commit (Sem Compromisso): O sistema para de transferir as cargas para os grupos geradores e retorna à rede pública assim que ela fica disponível. Essa configuração deve ser usada em aplicações que prefiram que a rede pública forneça energia para as cargas o máximo possível. Contudo, os grupos geradores podem arrancar e parar repetidamente se a rede pública estiver intermitente.
- Utility Disconnect (Rede Pública Desconectada): O sistema se compromete com transferir as cargas para o grupos geradores quando a rede pública é desconectada. Esta configuração é típica em aplicações com fontes de alimentação ininterruptas (UPS) que requerem uma quantidade garantido de tempo do grupo gerador para recarregar as baterias.
- Genset Start (Partida Grupo Gerador): O sistema se compromete com transferir as cargas para os grupos geradores quando é dado um comando de partida ao grupo gerador. Essa configuração reduz a probabilidade de problemas como empilhamento molhado.

Depois que as cargas forem transferidas para os grupos geradores, elas serão alimentadas pelos grupos geradores durante pelo menos o *Retransfer Delay (TDEN)* (Retardo de Retransferência).

Se a rede pública estiver disponível para *Commit to Transfer Timer* (Temporizador de Compromisso com a Transferência) e o sistema ainda não tiver transferido as cargas para os grupos geradores, o sistema retorna à rede pública o mais rapidamente possível.

7.4 Cancelamento Normal

Os grupos geradores se tornaram indisponíveis quando estavam conectados às cargas. O sistema tenta conectar a rede pública às cargas assim que for possível. O sistema ignora o retardo de tempo de retransferência e a inibição da retransferência.

7.4.1 Condições para Entrar no Cancelamento Normal

Todas estas condições são atendidas.

- Os grupos geradores não estão disponíveis.
- *PTC State* (Estado de PTC) não é Rede Pública Conectada.

7.4.2 Condições para Sair do Cancelamento Normal

Pelo menos uma das condições para entrar no cancelamento normal não é atendida.

7.5 Paralelo Estendido

Esta é uma maneira de executar os grupos geradores em paralelo à rede pública. Quando os grupos geradores executarem em paralelo à rede pública, você poderá controlar o kW e o kVAR dos grupos geradores ou da rede pública.

7.5.1 Condições para Entrar em Paralelo Estendido

Todas estas condições são atendidas.

- *Extended Parallel Enable* (Ativar Paralelo Estendido) está Ativado.
- A chave de paralelo estendido está ativa.
- *PTC State* (Estado de PTC) não é Não Conectado.
- O código 4137 (Advanced Grid Protection Fault - Falha de Proteção de Grelha Avançada) não está ativo.

7.5.2 Chave de Paralelo Estendido

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Chave de Paralelo Estendido (TB2-4, TB2-6)
- Dispositivos PCCNet
- Redes Modbus
- InPower
- Programador de Acionamentos

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: **Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.**

7.5.3 Condições para Sair de Paralelo Estendido

Pelo menos uma das condições para entrar em paralelo estendido não é atendida.

7.6 Teste

Você pode executar um teste para várias finalidades. Em aplicações de emergência, você pode desejar verificar se o sistema está pronto para responder à perda da rede pública. Como alternativa, você pode desejar executar um teste para exercitar os grupos geradores. Em aplicações prime power, isso pode ser a maneira na qual você inicia os grupos geradores.

Você pode executar um teste com carga ou um teste sem carga.

7.6.1 Condições para Entrar no Teste

Se a topologia for Barramento Comum ou Paralelo Estendido, todas estas condições têm de ser atendidas.

- A chave de partida do teste está ativa.
- *PTC State* (Estado de PTC) é Rede Pública Conectada ou Grupo Gerador Conectado.
- O código 2648 (Remote I/O Comm Failure Warning - Alerta de Falha Com. E/S Remota) e o código 4137 (Advanced Grid Protection Fault - Falha de Proteção de Grelha Avançada) não estão ativos.

Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador, todas essas condições têm de ser atendidas.

- A chave de partida do teste está ativa.
- O código 2648 (Remote I/O Comm Failure Warning - Alerta de Falha Com. E/S Remota) não está ativo.

7.6.2 Chave de Partida do Teste

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Chave de Partida do Teste (TB2-1, TB2-6)
- Dispositivos PCCNet
- Redes Modbus
- InPower
- Programador de Acionamentos

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: **Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.**

7.6.3 Condições para Sair do Teste

Se a topologia for Barramento Comum ou Paralelo Estendido, uma destas condições tem de ser atendida.

- A chave de partida do teste não está ativa.
- O código 4137 (Advanced Grid Protection Fault - Falha de Proteção de Grelha Avançada) está ativo.

Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador, a chave de partida do teste não está ativa.

7.7 Normal

Este é o estado de operação típico. A sistema tenta conectar a rede pública às cargas e desliga os grupos geradores.

7.7.1 Condições para Entrar em Normal

O sistema não está em nenhum dos outros modos de operação PTC.

7.7.2 Condições para Sair de Normal

O sistema está em um dos outros modos de operação PTC.

7.8 Resumo das Configurações (Modo de Operação PTC)

TABELA 81. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (MODO DE OPERAÇÃO PTC)

Configuração	Descrição
Utility Source Failure Vol (Vol Falha na Fonte da Rede Pública)	Configura a chave de falha na fonte da rede pública. Valores possíveis: Inactive (Inativo), Active (Ativo)
Commit To Transfer Method (Método de Compromisso com a Transferência)	Especifica o momento em que o sistema se compromete em transferir as cargas para os grupos geradores, mesmo que a rede pública fique disponível de novo. Valores possíveis: Utility Disconnect (Desconexão Rede Pública), Genset Start (Partida Grupo Gerador), No Commit (Sem Compromisso) (Padrão: Desconexão Rede Pública)
Commit To Transfer Timeout (Tempo Limite de Compromisso com a Transferência)	Especifica o tempo durante o qual o sistema aguarda que os grupos geradores conectem às cargas, depois de ser comprometer com a transferência das cargas para os grupos geradores. Valores possíveis: 0-3200 segundos (Padrão: 120 segundos)
Breaker Commitment Time Delay(Retardo de Tempo Compromisso do Disjuntor)	Especifica o tempo que o MCM3320 terá de aguardar que o disjuntor responda a um comando. Se o disjuntor não responder ao comando, o MCM3320 não gera necessariamente um código, mas o MCM3320 pode alterar o comando se as condições se tiverem alterado. Valores possíveis: 0-5 segundos (Padrão: 2 segundos)

Configuração	Descrição
Extended Parallel Enable (Ativar Paralelo Estendido)	Ativa ou desativa paralelo estendido. Valores possíveis: Enabled (Ativado), Disabled (Desativado) (Padrão: Desativado)
Extended Parallel Start Vol (Vol Iniciar Paralelo Estendido)	Configura a chave de paralelo estendido. Valores possíveis: Stop (Parada), Start (Partida)
Test Start Vol (Vol Iniciar Teste)	Configura a chave de partida do teste. Valores possíveis: Stop (Parada), Start (Partida)

TABELA 82. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (MODO DE OPERAÇÃO PTC)

Configuração	Descrição
PTC Operating Mode (Modo de Operação PTC)	Indica o modo de operação PTC atual.
Utility Source Failure Sw (Chave de Falha na Fonte da Rede Pública)	Indica o estado da chave de falha na fonte da rede pública.
Commit To Transfer State (Estado do Compromisso com a Transferência)	Indica se o sistema está, ou não, comprometido com a transferência das cargas para os grupos geradores.
Extended Parallel Start Sw (Chave Partida Paralelo Estendido)	Indica o estado da chave de partida de paralelo estendido.
Test Start Sw (Chave de Partida do Teste)	Indica o estado da chave de partida do teste.

8 Controle do Disjuntor

O controle do disjuntor decide que disjuntores devem abrir e fechar e quando cada ação relacionada com o disjuntor deve ocorrer para suportar o *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC).

8.1 Modo de Operação Par de Transferência PTC

O *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operação Par de Transferência PTC) determina como os disjuntores são controlados.

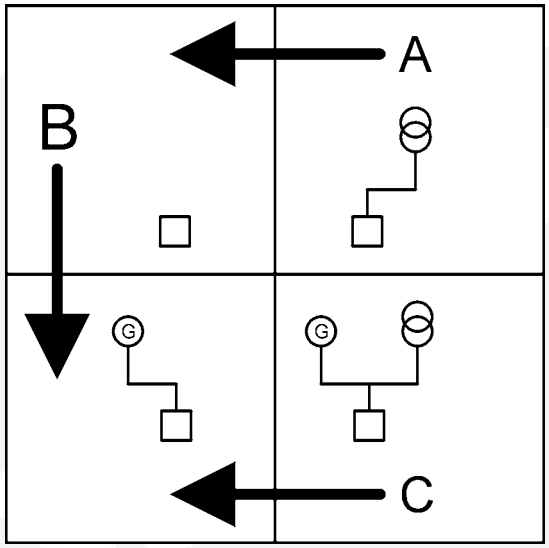
TABELA 83. MODO DE OPERAÇÃO PAR DE TRANSFERÊNCIA PTC

Modo de operação	***Modo de Operação Par de Transferência PTC***
Manual	Manual
Auto (Automático)	*Modo de Operação de PTC*

8.2 Controle do Disjuntor em Manual

Consulte **Seção 15.6 na página 182**.

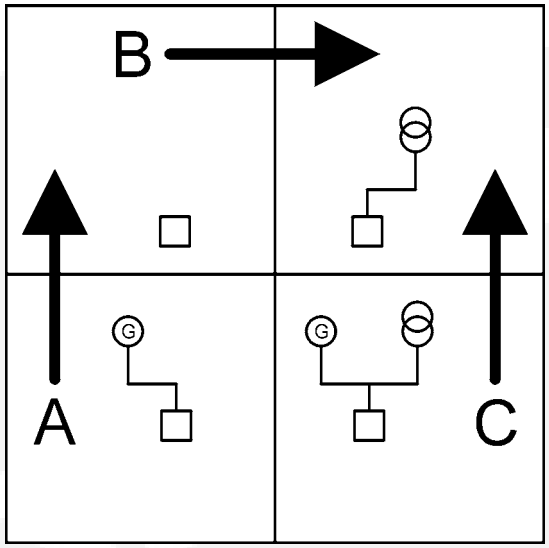
8.3 Controle do Disjuntor em Falha na Rede Pública



A	Desconectar a rede pública de acordo com o *Utility Breaker Opening Point* (Ponto de Abertura do Disjuntor da Rede Pública). Se o *Utility Breaker Opening Point* (Ponto de Abertura do Disjuntor da Rede Pública) for Upon Utility Failure (Após Falha na Rede Pública), desconecte imediatamente a rede pública. Se o *Utility Breaker Opening Point* (Ponto de Abertura do Disjuntor da Rede Pública) for After Transfer Delay (Após Retardo de transferência), desconecte a rede pública depois que *Transfer Delay (TDNE)* (Retardo da Transferência) tenha expirado.
B	Conectar os grupos geradores quando eles ficam disponíveis e *Programmed Transition Delay (TDPT)* (Retardo de Transição Programada) expira.
C	Desconectar imediatamente a rede pública.

FIGURA 68. CONTROLE DO DISJUNTOR EM FALHA NA REDE PÚBLICA

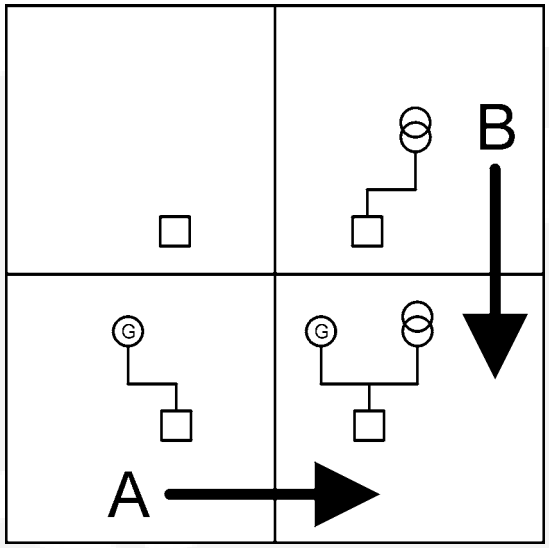
8.4 Controle do Disjuntor em Cancelamento Normal



A	Desconectar imediatamente os grupos geradores.
B	Conectar a rede pública quando *Programmed Transition Delay (TDPT)* (Retardo de Transição Programada) expira.
C	Desconectar imediatamente os grupos geradores.

FIGURA 69. CONTROLE DO DISJUNTOR EM CANCELAMENTO NORMAL

8.5 Controle do Disjuntor em Paralelo Estendido



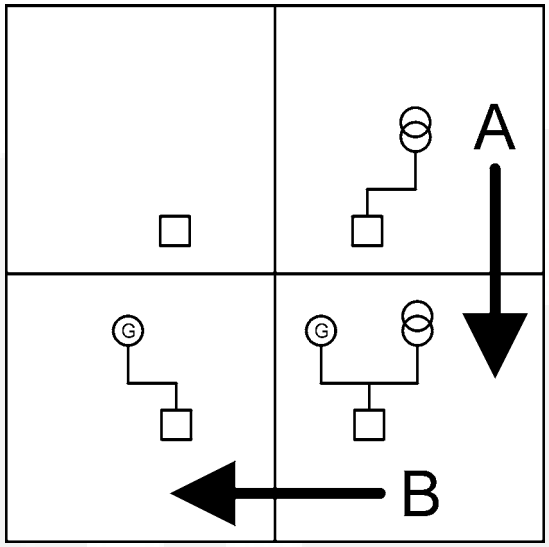
A	1. *Retransfer Delay (TDEN)* (Retardo de Retransferência) expira. 2. Sincronizar os grupos geradores com a rede pública. 3. Conectar a rede pública.
B	Nada acontece a não ser que o código 1999 (Maximum Parallel Time - Tempo Máximo Paralelo) e o código 2397 (Utility Main Breaker Fail to Open - Falha Abertura Disjuntor Principal da Rede Pública) estejam inativos. Se a topologia for Barramento Comum, deixa os grupos geradores fecharem seus disjuntores paralelos quando *Transfer Delay (TDNE)* (Retardo de Transferência) expira. Se a topologia for Par de Transferência, siga esses passos. 1. *Transfer Delay (TDEN)* (Retardo de Transferência) expira. 2. Sincronizar os grupos geradores com a rede pública. 3. Conectar os grupos geradores

FIGURA 70. CONTROLE DO DISJUNTOR EM PARALELO ESTENDIDO

8.6 Controle do Disjuntor em Teste

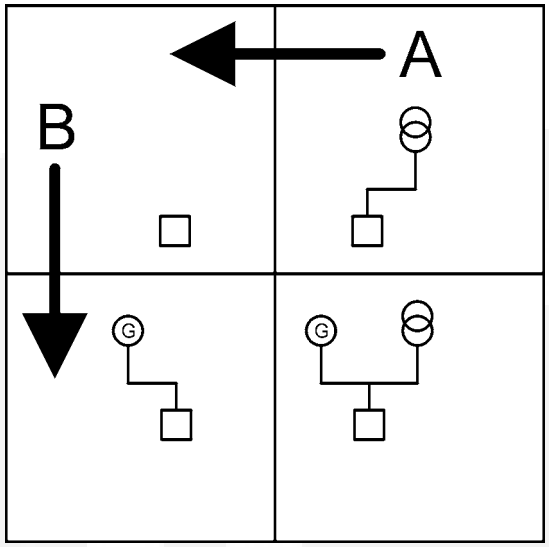
O controle do disjuntor depende do *Test With Load Cmd* (Comando Teste com Carga) e do *PTC Operating Transition Type* (Tipo de Transição Operacional de PTC). Não existe controle de disjuntor em um teste sem carga.

NOTA: **Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador, o *PTC Operating Transition Type* (Tipo de Transição Operacional de PTC) é sempre Transição Aberta.**



A	Nada acontece a não ser que o código 1999 (Maximum Parallel Time - Tempo Máximo Paralelo) e o código 2397 (Utility Main Breaker Fail to Open - Falha Abertura Disjuntor Principal da Rede Pública) estejam inativos. Se a topologia for Barramento Comum, deixa os grupos geradores fecharem seus disjuntores paralelos quando *Transfer Delay (TDNE)* (Retardo de Transferência) expira. Se a topologia for Par de Transferência, siga esses passos. 1. *Transfer Delay (TDEN)* (Retardo de Transferência) expira. 2. Sincronizar os grupos geradores com a rede pública. 3. Conectar os grupos geradores
B	Em uma transição fechada lenta, desconecte a rede pública quando ela está descarregada. Em uma transição fechada rápida, desconecte a rede pública imediatamente.

FIGURA 71. CONTROLE DO DISJUNTOR EM TESTE COM CARGA (TRANSIÇÃO FECHADA)



A	Desconectar a rede pública depois que *Transfer Delay (TDNE)* (Retardo de Transferência) expira.
B	Conectar os grupos geradores quando eles ficam disponíveis e *Programmed Transition Delay (TDPT)* (Retardo de Transição Programada) expira.

FIGURA 72. CONTROLE DO DISJUNTOR EM TESTE COM CARGA (TRANSIÇÃO ABERTA)

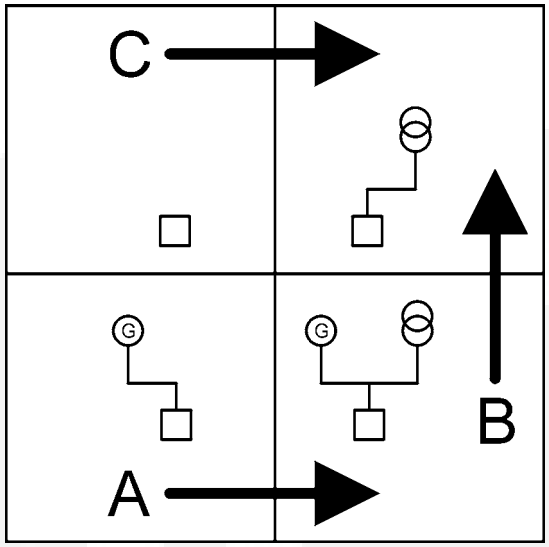
8.6.1 Comando de Teste com Carga

O *Test With Load Cmd* (Comando de Teste com Carga) indica se o sistema está executando, ou não, um teste com carga ou um teste sem carga. Se o programador de acionamentos tiver iniciado um teste, *Test With Load Cmd* (Comando de Teste com Carga) se baseará nas configurações do programa. Se o programador de acionamentos não tiver iniciado um teste, *Test With Load Cmd* (Comando de Teste com Carga) se baseará em *Test with Load Enable* (Ativar Teste com Carga).

8.7 Controle do Disjuntor em Normal

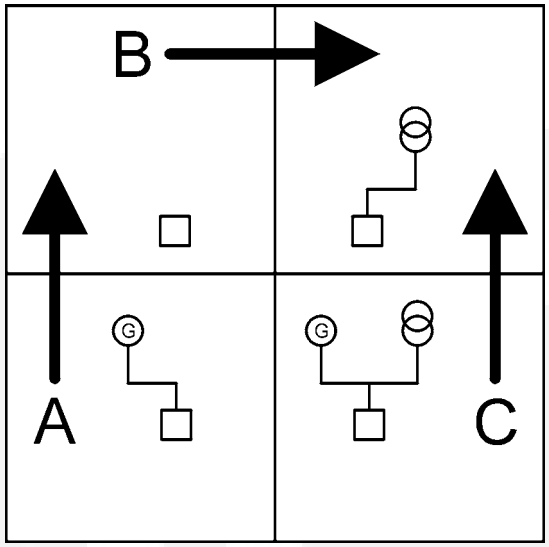
O controle do disjuntor depende da topologia e do *PTC Operating Transition Type* (Tipo de Transição Operacional PTC).

Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador, o sistema desconecta imediatamente os grupos geradores.



A	1. *Retransfer Delay (TDEN)* (Retardo de Retransferência) expira. 2. Sincronizar os grupos geradores com a rede pública. 3. Conectar a rede pública.
B	Em uma transição fechada lenta, desconecte os grupos geradores quando eles estão descarregados. Se *Maximum Parallel Time (TDMP)* (Tempo Máximo Paralelo) expirar, desconecte imediatamente os grupos geradores. Em uma transição fechada rápida, desconecte os grupos geradores imediatamente.
C	Conectar a rede pública quando *Programmed Transition Delay (TDPT)* (Retardo de Transição Programada) expira.

FIGURA 73. CONTROLE DO DISJUNTOR EM NORMAL (TRANSIÇÃO FECHADA, BARRAMENTO COMUM OU TOPOLOGIA DE PAR DE TRANSFERÊNCIA)



A	Desconectar os grupos geradores quando *Retransfer Delay (TDEN)* (Retardo de Retransferência) expira.
B	Conectar a rede pública quando *Programmed Transition Delay (TDPT)* (Retardo de Transição Programada) expira.
C	Desconectar imediatamente os grupos geradores.

FIGURA 74. CONTROLE DO DISJUNTOR EM NORMAL (TRANSIÇÃO ABERTA, BARRAMENTO COMUM OU TOPOLOGIA DE PAR DE TRANSFERÊNCIA)

8.7.1 Retransferência de Transição Aberta após Falha de Sincronização

Se os grupos geradores não conseguirem sincronizar com a rede pública durante uma retransferência de transição fechada, em modo Normal, configure *Fail To Sync Open Transition Retransfer Enable* (Ativar Retransferência Transição Aberta após Falha Sincronização) como Ativado se o sistema tiver de executar uma retransferência de transição aberta.

Se *Fail To Sync Open Transition Retransfer Enable* (Ativar Retransferência Transição Aberta após Falha Sincronização) estiver Ativado, os grupos geradores são imediatamente desconectados quando todas essas condições são atendidas.

- *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operação Par de Transferência PTC) é Normal.
- *PTC State* (Estado de PTC) é Grupo Gerador Conectado.
- O código 1457 (Alerta de Falha de Sincronização) está ativo.
- A restrição de retransferência está inativa.

O restante da retransferência é igual a uma retransferência de transição aberta em modo Normal.

8.8 Temporizadores

8.8.1 Retardo de Tempo para Transferir

Isso dá mais tempo aos grupos geradores para se estabilizarem antes de aceitarem cargas. Isso também dá mais tempo à rede pública de recuperar antes de as cargas serem transferidas para os grupos geradores.

NOTA: Defina este valor para zero se o sistema tiver que atender aos requisitos de partida da NFPA 110.

Se os grupos geradores ficarem indisponíveis, o temporizador é redefinido.

Isso também é conhecido como Retardo de Tempo de Normal para Emergência (TDNE).

8.8.2 Retardo de Tempo de Retransferência

Isso é a quantidade de tempo entre o momento em que a rede pública está disponível novamente e o momento em que as cargas são transferidas dos grupos geradores para a rede pública.

Isso dá mais tempo para que a rede pública se estabilize antes de retransferir.

Isso também é conhecido como Retardo de Tempo de Emergência para Normal (TDEN).

8.8.3 Retardo de Tempo de Transição Programada

Isso permite que a tensão residual de cargas indutivas baixem para um nível aceitável antes da transferência ser concluída.

Isso também é conhecido como TDPT (Retardo de Tempo de Transição Programada Transição).

8.8.4 Temporizador Máximo Paralelo

Isso é a quantidade máxima de tempo que os grupos geradores podem estar em paralelo com a rede pública quando *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) não é Paralelo Estendido.

Se os grupos geradores estiverem em paralelo com a rede pública por este período de tempo, o código 1999 (Maximum Parallel Time - Tempo Máximo Paralelo) fica ativo e os grupos geradores são imediatamente desconectados.

Também é conhecido como Time Delay Maximum Parallel (TDMP) (Retardo de Tempo Máximo Paralelo).

8.8.5 Resumo das Configurações (Temporizadores de PTC)

TABELA 84. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (TEMPORIZADORES DE PTC)

Configuração	Descrição
Transfer Delay (TDNE) (Retardo de Transferência)	Configura o retardo de tempo de transferência. Valores possíveis: 0-120 segundos (Padrão: 10 segundos)
Retransfer Delay (TDEN) (Retardo de Retransferênci)	Configura o retardo de tempo de retransferência. Valores possíveis: 0-1800 segundos (Padrão: 600 segundos)
Programmed Transition Delay (TDPT) (Retardo Programado de Transição)	Configura o retardo de tempo da transição programada. Valores possíveis: 0-50 segundos (Padrão: 3 segundos)
Maximum Parallel Time (TDMP) (Tempo Máximo em Paralelo)	Configura o retardo de tempo máximo em paralelo. Valores possíveis: 0-1800 segundos (Padrão: 20 segundos)

8.9 Restrições

8.9.1 Restrição Principal

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Restrição Principal (TB3-8, TB3-17)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Quando essa chave fica ativa, os recursos seguintes são desativados.

- Controle do disjuntor quando *PTC State* (Estado de PTC) é Nenhuma Fonte Conectada, Grupo Gerador Conectado ou Rede Pública Conectada.
- Sincronizador
- Controle de carga em paralelo estendido

8.9.2 Inibição de Transferência

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Inibição de Transferência (TB3-6, TB3-8)
- Redes Modbus
- InPower

- O código 1455 (Utility Main Breaker Position Contact - Contato de posição do disjuntor principal da rede pública) está ativo e *Utility Current Based Breaker Position* (Posição do Disjuntor da Rede Pública Baseado na Corrente) está Fechado.

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Quando essa chave está ativa, ocorrem as seguintes alterações.

- O temporizador de Retardo de Tempo de Transferência é redefinido e é interrompido.
- Se *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operação Par de Transferência PTC) for Falha na Rede Pública, a rede pública não se desconecta quando *PTC State* (Estado de PTC) é Rede Pública Conectada se o *Utility Breaker Opening Point* (Ponto de Abertura do Disjuntor da Rede Pública) for Após Retardo de Transferência.
- Se *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operação Par de Transferência PTC) for Teste, o MCM3320 não tenta conectar ou desconectar fontes quando *PTC State* (Estado de PTC) é Nenhuma Fonte Conectada ou Rede Pública Conectada.
- Se *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operação Par de Transferência PTC) for Paralelo Estendido, o MCM3320 não tenta conectar ou desconectar fontes quando *PTC State* (Estado de PTC) é Rede Pública Conectada.

8.9.3 Inibição de Retransferência

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Inibição de Retransferência (TB3-7, TB3-8)
- Redes Modbus
- InPower
- O código 1454 (Genset Main Breaker Position Contact Warning - Alerta de contato de posição do disjuntor principal do grupo gerador) está ativo e a *Genset Current Based Breaker Position* (Posição do disjuntor baseado na corrente do grupo principal) está Fechada.

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Esta chave não tem qualquer efeito a não ser que a topologia seja Barramento Comum ou Par de Transferência. Quando essa chave está ativa, ocorrem as seguintes alterações.

- O temporizador de Retardo de Tempo de Retransferência é redefinido e é interrompido.
- Se *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operação Par de Transferência PTC) for Normal, não existe nenhum controle de disjuntor quando *PTC State* (Estado de PTC) é Grupo Gerador Conectado.

- Se *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operação Par de Transferência PTC) for Paralelo Estendido, não existe nenhum controle de disjuntor quando *PTC State* (Estado de PTC) é Grupo Gerador Conectado.

8.9.4 Chave de Cancelamento

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Chave de Cancelamento (TB1-13, TB1-14)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

A chave força a ocorrência de uma transferência ou uma retransferência o mais rapidamente possível. Quando essa chave está ativa, ocorrem as seguintes alterações.

- O temporizador de Retardo de Tempo de Partida expira.
- O temporizador de Retardo de Tempo de Transferência expira.
- O temporizador de Retardo de Tempo de Retransferência expira.
- A inibição de transferência a partir de fontes externas é desativada. A inibição de transferência da posição do disjuntor baseada na corrente se mantém ativada.
- A inibição de retransferência a partir de fontes externas é desativada. A inibição de retransferência da posição do disjuntor baseada na corrente se mantém ativada.

8.9.5 Restrição de Disjuntor do Grupo Gerador

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Restrição de Disjuntor do Grupo Gerador (TB10-5, TB10-4)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Quando essa chave se torna ativa, os grupos geradores são desconectados das cargas (**Seção 6.1.2 na página 97**).

8.9.6 Restrição de Disjuntor Principal da Rede Pública

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Restrição de Disjuntor Principal da Rede Pública (TB10-11, TB10-13)
- Redes Modbus

- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Quando essa chave se torna ativa, a rede pública é desconectada das cargas (**Seção 6.2.2 na página 99**).

8.10 Ativar Falha ao Desconectar

Se *Fail to Disconnect Enable* (Ativar Falha ao Desconectar) estiver Ativado, o sistema toma medidas adicionais para tentar desconectar uma das fontes quando os grupos geradores estão funcionando em paralelo com a rede pública.

- Se o código 1453 (Genset Main Breaker Fail to Open - Falha ao Abrir o Disjuntor Principal do Grupo Gerador) estiver ativo, a rede pública é imediatamente desconectada.
- Se o código 2397 (Utility Main Breaker Fail to Open - Falha ao Abrir o Disjuntor Principal da Rede Pública) estiver ativo, os grupos geradores são imediatamente desconectados.

Além disso, o código 1121 (Fail to Disconnect - Falha ao Desconectar) está ativado.

8.11 Sinais de Saída para Disjuntores

Para o disjuntor principal da rede pública e o disjuntor principal do grupo gerador, o sinal de saída se mantém ativo até que a posição do disjuntor corresponda ao sinal de saída. Por exemplo, se o MCM3320 enviar um sinal de fechamento para o disjuntor principal da rede pública, o sinal de fechamento se mantém ativo até que o disjuntor principal da rede pública se feche. Isso permite a conexão de bobinas de relé e de fechamento para trabalho não contínuo.

Para os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador, o MCM3320 restringe os disjuntores quando os grupos geradores devem estar desconectados. Isso deve abrir imediatamente os disjuntores de circuito paralelo. O MCM3320 cancela a restição quando os grupos geradores devem estar conectados, mas os grupos geradores decidem quando os disjuntores de circuito paralelo fecham efetivamente.

8.12 Resumo das Configurações (Controle do Disjuntor)

TABELA 85. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (CONTROLE DO DISJUNTOR)

Configuração	Descrição
Gen CB Manual Control (Controle Manual Disjuntor Grupo Gerador)	Conecta ou desconecta os grupos geradores quando *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operação Par de Transferência PTC) é Manual. Valores possíveis: Close Requested (Fechamento Pedido), No Command (Sem Comando), Open Commanded (Abertura Pedida)
Util CB Manual Control (Controle Manual Disjuntor Rede Pública)	Conecta ou desconecta a rede pública quando *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operação Par de Transferência PTC) é Manual. Valores possíveis: Close Requested (Fechamento Pedido), No Command (Sem Comando), Open Commanded (Abertura Pedida)
Utility Breaker Opening Point (Ponto de Abertura do Disjuntor da Rede Pública)	Especifica quando o MCM3320 abre o disjuntor principal da rede pública depois que a rede pública fica indisponível. Se essa configuração for Após Retardo de Transferência, a ação pode ser impedida por uma inibição de transferência. Valores possíveis: After Transfer Delay (Após Retardo de Transferência), Upon Utility Failure (Após Falha da Rede Pública) (Padrão: Após Retardo de Transferência)
Genset Unloaded Level (Nível do Grupo Gerador sem Carga)	Especifica a carga máxima com a qual os grupos geradores são considerados sem carga. Essa configuração é utilizada em transições fechadas lentas. Valores possíveis: -32768~32767 kW (Padrão: 50 kW)
Nível de Rede Pública sem Carga (Utility Unloaded Level)	Especifica a carga máxima com a qual a rede pública é considerada sem carga. Essa configuração é utilizada em transições fechadas lentas. Valores possíveis: -32768~32767 kW (Padrão: 50 kW)
Network Master Inhibit (Restrição Principal de Rede)	Configura a restrição principal. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)
Transfer Inhibit Vol (Vol Inibição de Transferência)	Configura a inibição de transferência. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)
Retransfer Inhibit Vol (Vol Inibição de Retransferência)	Configura a inibição de retransferência. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)
Override Vol (Vol Cancelamento)	Configura a chave de cancelamento. Valores possíveis: No Override (Sem Cancelamento), Override (Cancelamento)
Gen CB Inhibit Vol (Vol Restrição Disjuntor Grupo Gerador)	Configura a restrição de disjuntor do grupo gerador. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)
Util CB Inhibit Vol (Vol Restrição Disjuntor Rede Pública)	Configura a restrição de disjuntor principal da rede pública. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)

Configuração	Descrição
Fail To Disconnect Enable (Ativar Falha ao Desconectar)	Ativa ou desativa a capacidade de tomar medidas adicionais para tentar desconectar uma das fontes quando os grupos geradores estão funcionando em paralelo com a rede pública. Valores possíveis: Disable (Desativar), Enable (Ativar) (Padrão: Ativar)
Gen CB Open To Close Delay (Retardo de Aberto para Fechado Disjuntor Grupo Gerador)	Especifica o tempo mínimo que o disjuntor principal do grupo gerador tem de permanecer aberto antes de o MCM3320 poder enviar um sinal de fechamento. Tem em vista impedir o bloqueio anti-bomba do disjuntor. Não tem qualquer efeito sobre os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador. Valores possíveis: 0-1 segundo (Padrão: 0,1 segundos)
Util CB Open To Close Delay (Retardo de Aberto para Fechado Disjuntor Rede Pública)	Especifica o tempo mínimo que o disjuntor principal da rede pública tem de permanecer aberto antes de o MCM3320 poder enviar um sinal de fechamento. Tem em vista impedir o bloqueio anti-bomba do disjuntor. Valores possíveis: 0-1 segundo (Padrão: 0,1 segundos)
Gen CB Recharge Delay (Retardo de Recarregamento Disjuntor Grupo Gerador)	Especifica o tempo mínimo entre sinais de fechamento para o disjuntor principal do grupo gerador. Será ignorado se o disjuntor principal do grupo gerador não fechar como resposta ao primeiro sinal de fechamento. Isso dá tempo ao disjuntor para recarregar. Não tem qualquer efeito sobre os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador. Valores possíveis: 0-60 segundos (Padrão: 10 segundos)
Util CB Recharge Delay (Retardo de Recarregamento Disjuntor Rede Pública)	Especifica o tempo mínimo entre sinais de fechamento para o disjuntor principal da rede pública. Será ignorado se o disjuntor principal da rede pública não fechar como resposta ao primeiro sinal de fechamento. Isso dá tempo ao disjuntor para recarregar. Valores possíveis: 0-60 segundos (Padrão: 10 segundos)

TABELA 86. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (CONTROLE DO DISJUNTOR)

Configuração	Descrição
PTC Transfer Pair Operating Mode (Modo de Operação Par de Transferência PTC)	Indica o modo de operação atual para o controle do disjuntor. É idêntico a *PTC Operating Mode* (Modo de Operação PTC), com a diferença que *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operação Par de Transferência PTC) pode ser Manual.
PTC Util Close Request (Pedido Fechamento Rede Pública PTC)	Indica se a lógica de PTC está pedindo, ou não, à rede pública para conectar às cargas. Valores possíveis: Active (Ativo), Inactive (Inativo)
PTC Util Open Request (Pedido Abertura Rede Pública PTC)	Indica se a lógica de PTC está pedindo, ou não, à rede pública para desconectar das cargas. Valores possíveis: Active (Ativo), Inactive (Inativo)
PTC Gen Close Request (Pedido Fechamento Grupo Gerador PTC)	Indica se a lógica de PTC está pedindo, ou não, aos grupos geradores para conectar às cargas. Valores possíveis: Active (Ativo), Inactive (Inativo)
PTC Gen Open Request (Pedido Abertura Grupo Gerador PTC)	Indica se a lógica de PTC está pedindo, ou não, aos grupos geradores para desconectar das cargas. Valores possíveis: Active (Ativo), Inactive (Inativo)

Configuração	Descrição
PTC Breaker Control Request (Pedido Controle do Disjuntor PTC)	Indica que tipo de controle a lógica de PTC pretende depois que consolida os pedidos de PTC e considera *Breaker Commitment Time Delay* (Retardo de Tempo Compromisso do Disjuntor). Valores possíveis: No Command (Sem Comando), Close Utility (Fechar Rede Pública), Open Utility (Abrir Rede Pública), Close Genset (Fechar Grupo Gerador), Open Genset (Abrir Grupo Gerador)
PTC Breaker Control Command (Comando de Controle Disjuntor PTC)	Idêntico ao *PTC Breaker Control Request* (Pedido de Controle Disjuntor PTC).
Util CB Close Command (Pedido Fechamento Disjuntor Rede Pública)	Indica se o MCM3320 está enviando, ou não, um sinal de fechamento para o disjuntor principal da rede pública. Esse sinal considera *Util CB Open To Close Delay* (Retardo de Aberto para Fechado Disjuntor Rede Pública) e *Util CB Recharge Delay* (Retardo de Recarregamento Disjuntor Rede Pública). Valores possíveis: Active (Ativo), Inactive (Inativo)
Util CB Open Command (Pedido Abertura Disjuntor Rede Pública)	Indica se o MCM3320 está enviando, ou não, um sinal de abertura para o disjuntor principal da rede pública. Esse sinal considera a restrição do disjuntor principal da rede pública e o código 1121 (Fail to Disconnect - Falha ao Desconectar). Valores possíveis: Active (Ativo), Inactive (Inativo)
Gen CB Close Command (Pedido Fechamento Disjuntor Grupo Gerador)	Indica se o MCM3320 está enviando, ou não, um sinal de fechamento para o disjuntor principal do grupo gerador. Esse sinal considera *Gen CB Open To Close Delay* (Retardo de Aberto para Fechado Disjuntor Grupo Gerador) e *Gen CB Recharge Delay* (Retardo de Recarregamento Disjuntor Grupo Gerador). Valores possíveis: Active (Ativo), Inactive (Inativo)
Gen CB Open Command (Pedido Abertura Disjuntor Grupo Gerador)	Indica se o MCM3320 está enviando, ou não, um sinal de abertura para o disjuntor principal do grupo gerador. Esse sinal considera a restrição do disjuntor principal do grupo gerador e o código 1121 (Fail to Disconnect - Falha ao Desconectar). Valores possíveis: Active (Ativo), Inactive (Inativo)
Virtual Gen Main Breaker Command (Comando Disjuntor Principal Grupo Gerador Virtual)	Indica que tipo de controle o MCM3320 pretende nos disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador, enquanto grupo. Se a topologia for Barramento com Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Par de Transferência, o valor será sempre Fechar Disjuntor. Valores possíveis: Close Breaker (Fechar Disjuntor), Open Breaker (Abrir Disjuntor)
Paralleling Gensets Breaker Inhibit Command (Comando Restrição Disjuntor Grupos Geradores em Paralelo)	Indica se o MCM3320 está, ou não, restringindo os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador. Esse sinal considera o código 1121 (Fail to Disconnect - Falha ao Desconectar). Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit All Gensets (Restringir Todos Grupos Geradores)
Master Inhibit (Restrição Principal)	Indica o estado da restrição principal. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)
Transfer Inhibit Sw (Chave Inibição de Transferência)	Indica o estado da restrição de transferência. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)

Configuração	Descrição
Retransfer Inhibit Sw (Chave Inibição de Retransferência)	Indica o estado da restrição de retransferência. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)
Override Sw (Chave de Cancelamento)	Indica o estado da chave de cancelamento. Valores possíveis: No Override (Sem Cancelamento), Override (Cancelamento)
Gen CB Inhibit Sw (Chave Restrição Disjuntor Grupo Gerador)	Indica o estado da restrição de disjuntor do grupo gerador. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)
Util CB Inhibit Sw (Chave Restrição Disjuntor Rede Pública)	Indica o estado da restrição de disjuntor da rede pública. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)

Esta página foi deixada em branco intencionalmente.

9 Controle do Grupo Gerador

O controle do grupo gerador decide se os grupos geradores devem, ou não, estar funcionando para suportar o *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC). O controle do grupo gerador fornece um sinal de partida remoto para todos os grupos geradores; não dá sinal de partida nem de parada para grupos geradores individuais.

NOTA: Os grupos geradores devem estar no modo Automático.

9.1 Modo de Operação do Grupo Gerador PTC

O *PTC Genset Operating Mode* (Modo de Operação do Grupo Gerador PTC) determina o modo como os grupos geradores são controlados. É idêntico ao *PTC Operating Mode* (Modo de Operação PTC).

9.2 Controle do Grupo Gerador em Falha da Rede Pública, Paralelo Estendido e Teste

Se os grupos geradores não estiverem funcionando quando qualquer um desses modos de operação for ativado, os grupos geradores são comandados para iniciar depois que *Start Time Delay* (Retardo de Tempo de Partida) expira.

Os grupos geradores não serão parados.

9.3 Controle do Grupo Gerador em Cancelamento Normal

Os grupos geradores não serão ligados.

Se os grupos geradores estiverem funcionando quando esse modo de operação for ativado, os grupos geradores continuam funcionando até que *PTC State* (Estado de PTC) seja Rede Pública Conectada. Em seguida, os grupos geradores são comandados para parar após o *Stop Time Delay* (Retardo de Tempo de Parada).

9.4 Controle do Grupo Gerador em Normal

Os grupos geradores não serão ligados nesse modo de operação.

Se os grupos geradores estiverem funcionando quando esse modo de operação for ativado, a resposta depende da topologia.

- Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador, os grupos geradores são comandados para parar após o *Stop Time Delay* (Retardo de Tempo de Parada).
- Se a topologia for Barramento Comum ou Par de Transferência, os grupos geradores continuarão funcionando até que *PTC State* (Estado de PTC) seja Rede Pública Conectada. Em seguida, os grupos geradores são comandados para parar após o *Stop Time Delay* (Retardo de Tempo de Parada).

9.5 Retardo para Ligar

Isso dá mais tempo à rede pública de recuperar antes de as cargas serem transferidas para os grupos geradores.

NOTA: Defina este valor para zero se o sistema tiver que atender aos requisitos de partida da NFPA 110.

NOTA: Essa é uma configuração diferente do retardo para ligar em cada grupo gerador. Os grupos geradores não serão ligados durante a soma de todos os retardos para ligar. Por exemplo, o retardo para ligar é de 5 segundos, e o retardo para ligar no grupo gerador A é de 15 segundos. O grupo gerador A não se ligará durante 20 segundos.

9.6 Retardo para Parar

Isso fornece aos grupos geradores mais tempo para serem executados na velocidade e tensão nominais sem carga.

NOTA: Essa é uma configuração diferente do retardo para parar em cada grupo gerador. Os grupos geradores não serão desligados durante a soma de todos os retardos para parar. Por exemplo, o retardo para parar é de 5 segundos, e o retardo para parar no grupo gerador A é de 15 segundos. O grupo gerador A será executado a uma velocidade e tensão nominais por 20 segundos.

9.7 Resumo das Configurações (Controle do Grupo Gerador)

TABELA 87. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (CONTROLE DO GRUPO GERADOR)

Configuração	Descrição
Start Time Delay (TDES) (Retardo de Tempo para Ligar)	Especifica o retardo para ligar de todos os grupos geradores. Essa é uma configuração diferente daquela de cada grupo gerador. Valores possíveis: 0-3600 segundos (Padrão: 0 segundos)
Stop Time Delay (TDEC) (Retardo de Tempo para Parar)	Especifica o retardo para parar de todos os grupos geradores. Essa é uma configuração diferente daquela de cada grupo gerador. Valores possíveis: 0-3600 segundos (Padrão: 0 segundos)
Start Gensets Relay Active State (Estado Ativo de Retardo para Ligar Grupos Geradores)	Especifica o estado ativo do retardo que está conectado à entrada de ligação remota do grupo gerador. Valores possíveis: Active Energized (Ativo Energizado), Active Deenergized (Ativo Desenergizado) (Padrão: Ativo Energizado)

TABELA 88. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (CONTROLE DO GRUPO GERADOR)

Configuração	Descrição
PTC Genset Operating Mode (Modo de Operação do Grupo Gerador PTC)	Indica o modo de operação atual para o controle do grupo gerador. É idêntico ao *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC).
Genset Run Request (Pedido para Executar Grupo Gerador)	Indica se o MCM3320 pretende, ou não, executar os grupos geradores antes de o MCM3320 considerar os retardos de tempo. Quando essa configuração se torna Executar, o *Start Time Delay (TDES)* (Retardo de Tempo para Ligar) se inicia. Quando essa configuração se torna Parar, o *Stop Time Delay (TDEC)* (Retardo de Tempo para Parar) se inicia. Essa não é a configuração que controla o sinal de partida remota para os grupos geradores. Valores possíveis: Stop (Parada), Run (Executar)
Genset Run Command (Comando para Executar Grupo Gerador)	Indica se o MCM3320 está enviando, ou não, um sinal de partida remoto para os grupos geradores. Valores possíveis: Stop (Parada), Run (Executar)

Esta página foi deixada em branco intencionalmente.

10 Controle de Cargas

O controle de cargas aciona as saídas de Controle de Carga Principal kW e de Controle de Carga Principal kVAR.

Essas saídas são utilizadas para ajustar a potência real e a potência reativa fornecidas pelos grupos geradores quando os grupos geradores estão funcionando em paralelo com a rede pública. São também utilizadas para comunicar aos grupos geradores quais as suas cargas e para baixar suas cargas durante transições fechadas lentas.

10.1 Pinos Associados

TABELA 89. PINOS ASSOCIADOS

Pino	Descrição
TB9-1	Ponto de ajuste da carga em kW
TB9-2	Retorno de entrada analógico
TB9-3	Ponto de ajuste de carga em kVAR
TB9-4	Controle de carga principal em kW
TB9-5	Controle de carga principal em kVAR
TB9-6	Retorno de saída analógico

10.2 Paralelo Estendido

Esta é uma maneira de executar os grupos geradores em paralelo à rede pública. Quando os grupos geradores executarem em paralelo à rede pública, você poderá controlar o kW e o kVAR dos grupos geradores ou da rede pública.

10.2.1 Condições para Controle de Carga em Paralelo Estendido

O controle de carga estará ativo se todas estas condições forem atendidas.

- *PTC State* (Estado de PTC) é Paralelo.
- *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) é Paralelo Estendido.
- O código 1121 (Fail to Disconnect - Falha ao Desconectar) está inativo.

10.2.1.1 Restrição Principal

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Restrição Principal (TB3-8, TB3-17)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Quando essa chave fica ativa, os recursos seguintes são desativados.

- Controle do disjuntor quando *PTC State* (Estado de PTC) é Nenhuma Fonte Conectada, Grupo Gerador Conectado ou Rede Pública Conectada.
- Sincronizador
- Controle de carga em paralelo estendido

10.2.2 Controle de kW

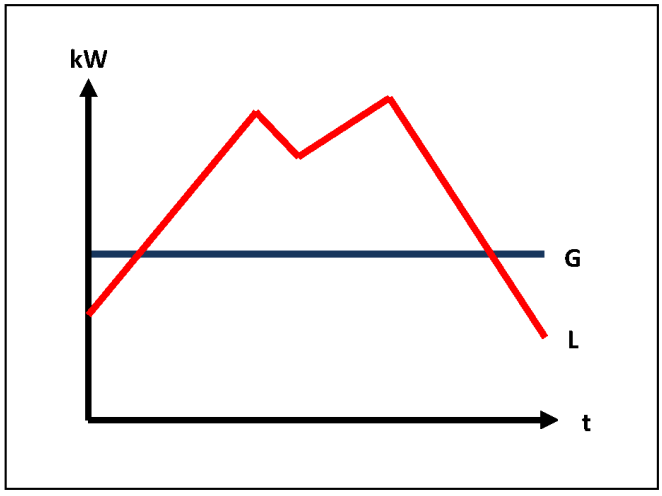
Quando os grupos geradores executarem em paralelo à rede pública, você poderá controlar a potência real (kW) do barramento do grupo gerador ou da rede pública.

Se a potência real do barramento do grupo gerador for fixa, isso será chamado de carga de base. A rede pública gere a variação nas cargas.

Se a potência real da rede pública for fixa, isso será chamado de corte de pico. Os grupos geradores gerem a variação nas cargas até que a carga nos grupos geradores exceda a capacidade dos grupos geradores.

10.2.2.1 Porcentagem do Nível do Barramento de Grupo Gerador

Com esse método, os grupos geradores disponíveis executam a uma porcentagem fixa das saídas nominais. Você especifica a porcentagem. Se um grupo gerador não estiver disponível, os grupos geradores restantes não fornecerão mais potência para compensar. A rede pública fornece o resto da energia necessária para as cargas.

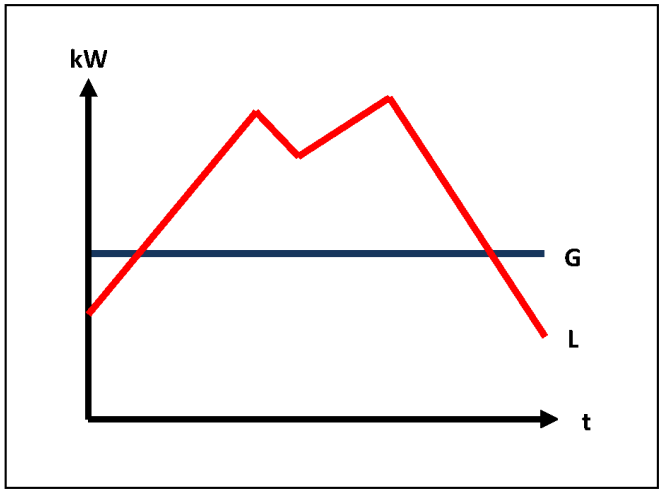


Nº	Descrição	Nº	Descrição
kW	Potência real	G	Saída do grupo gerador
t	Tempo	L	Carga

FIGURA 75. PORCENTAGEM DO NÍVEL DO BARRAMENTO DE GRUPO GERADOR

10.2.2.2 kW do Barramento do Grupo Gerador

Com esse método, os grupos geradores disponíveis fornecem uma quantidade fixa de potência real. Você especifica a quantidade. Se um grupo gerador não estiver disponível, os grupos geradores restantes fornecerão mais potência para compensar enquanto houver capacidade suficiente. A rede pública fornece o resto da potência necessária para as cargas.



Nº	Descrição	Nº	Descrição
kW	Energia real	G	Saída do grupo gerador
t	Tempo	L	Carga

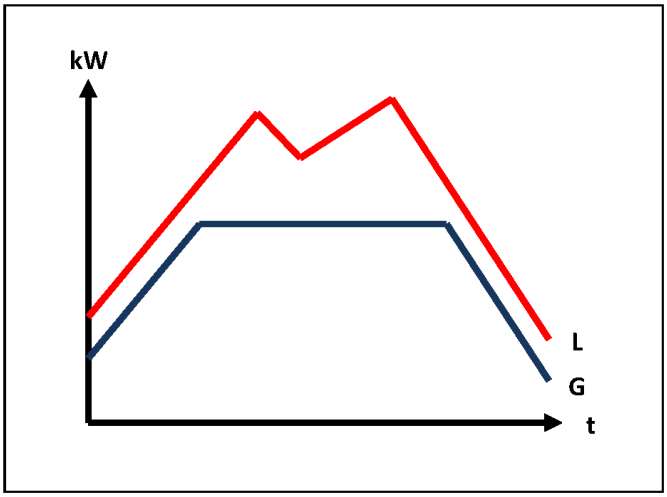
FIGURA 76. KW DO BARRAMENTO DO GRUPO GERADOR

10.2.2.3 kW do Barramento de Grupo Gerador com Restrição de Rede Pública

Com esse método, os grupos de geradores fornecem uma quantidade fixa de potência real enquanto a rede pública fornece uma quantidade mínima de potência real. Se a rede pública começar fornecendo menos energia do que a quantidade mínima, esse método reduzirá a quantidade de energia que os grupos geradores oferecem. Você especifica a quantidade de potência real fornecida pelos grupos geradores e especifica também a quantidade mínima de potência real fornecida pela rede pública.

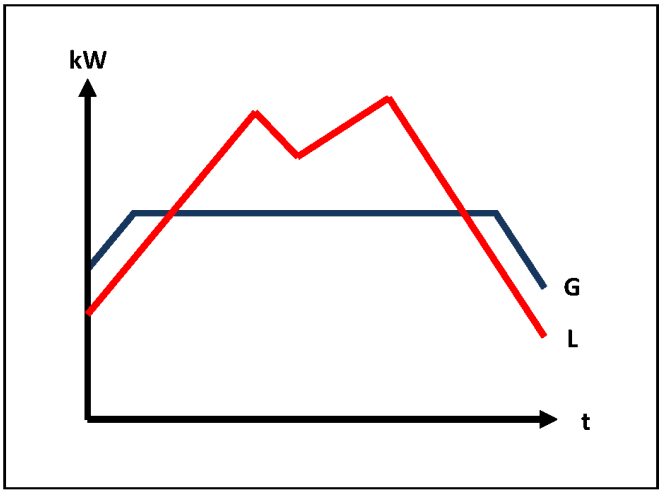
Se você definir a quantidade mínima de potência real fornecida pela rede pública como um valor positivo ou zero, isso impedirá que os grupos geradores forneçam potência à rede pública.

Se você definir a quantidade mínima de potência real fornecida pela rede pública como um valor negativo, isso permitirá que os grupos geradores exportem potência para a rede pública se a carga for menor do que a quantidade de potência real fornecida pelos grupos geradores. Por exemplo, se a rede pública deve fornecer -500 kW, os grupos geradores poderão exportar até 500 kW de potência para a rede pública.



Nº	Descrição	Nº	Descrição
kW	Potência real	G	Saída do grupo gerador
t	Tempo	L	Carga

FIGURA 77. KW DO BARRAMENTO DE GRUPO GERADOR COM RESTRIÇÃO DE REDE PÚBLICA (QUANTIDADE MÍNIMA DE POTÊNCIA REAL FORNECIDA PELA REDE PÚBLICA É POSITIVA)

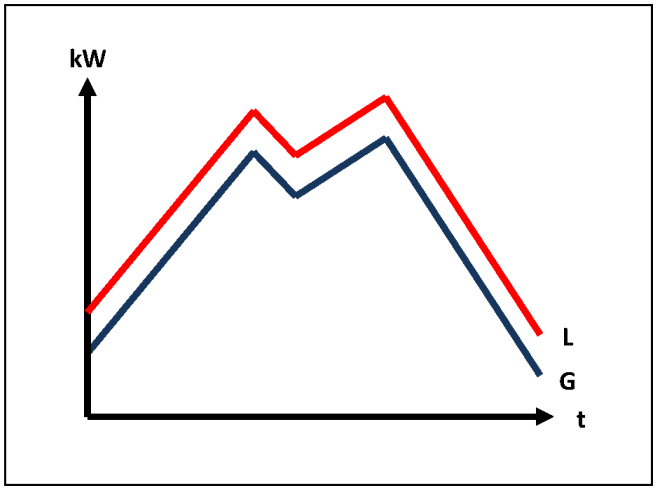


Nº	Descrição	Nº	Descrição
kW	Potência real	G	Saída do grupo gerador
t	Tempo	L	Carga

FIGURA 78. KW DO BARRAMENTO DE GRUPO GERADOR COM RESTRIÇÃO DE REDE PÚBLICA (QUANTIDADE MÍNIMA DE POTÊNCIA REAL FORNECIDA PELA REDE PÚBLICA É NEGATIVA)

10.2.2.4 kW do Barramento de Rede Pública

Com esse controle, a rede pública fornece uma quantidade fixa de potência real. Você especifica a quantidade. Os grupos geradores fornecem o resto da potência necessária para as cargas.



Nº	Descrição	Nº	Descrição
kW	Potência real	G	Saída do grupo gerador
t	Tempo	L	Carga

FIGURA 79. KW DO BARRAMENTO DE REDE PÚBLICA

10.2.2.5 Fonte de Ajuste de kW

A carga em kW pretendida para os grupos geradores ou a rede pública pode ser configurada externamente pela entrada do Ponto de Ajuste da Carga em kW ou internamente por determinadas configurações. Utilize a configuração apropriada para controlar a fonte.

TABELA 90. CONFIGURAÇÃO APROPRIADA PARA A FONTE DE AJUSTE DE KW BASEADA NO TIPO DE CONTROLE DE CARGA KW

Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido	Configuração Apropriada
Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto) Barramento Grupo Gerador kW (Circuito Fechado) Barramento Grupo Gerador kW com Restrição Rede Pública (Circuito Fechado)	*Fonte de Ajuste Barramento Grupo Gerador kW*
Barramento Rede Pública kW (Circuito Fechado)	*Fonte de Ajuste Barramento Rede Pública kW*

10.2.3 Controle de kVAR

Quando os grupos geradores executarem em paralelo à rede pública, você poderá controlar a potência reativa (kVAR ou fator de potência) do barramento de grupo gerador ou da rede pública. Esse controle é independente do controle de kW. Por exemplo, você pode executar os grupos geradores em carga de base mantendo o fator de potência da rede pública para impedir penalidades devido ao baixo fator de potência.

10.2.3.1 Suporte do Grupo Gerador para Controle de kVAR

O PCC 3100 suporta o método de Controles do Grupo Gerador. Ele não suporta qualquer outro método de controle de kVAR.

O PCC 3200, PCC 3201 e o PowerCommand 3.3 suportam todos os métodos de controle de kVAR.

10.2.3.2 Resumo dos Métodos de Controle de kVAR

Os métodos de controle de kVAR variam de duas maneiras.

- O alvo do sistema
- Será gerado um alarme ou não se o sistema estiver fora do alvo por muito tempo.

TABELA 91. RESUMO DOS MÉTODOS DE CONTROLE DE KVAR

Método	Alvo do Sistema	Alarme?
Controles do Grupo Gerador	Nenhum	Não
Porcentagem do Nível do Barramento de Grupo Gerador	kVAR do barramento de grupo gerador	Não
Fator de Potência do Barramento de Grupo Gerador	Fator de potência de gerador	Não
kVAR do Barramento de Grupo Gerador	kVAR do barramento de grupo gerador	Sim
Fator de Potência do Barramento de Grupo Gerador	Fator de potência do barramento de grupo gerador	Sim
kVAR do Barramento de Rede Pública	kVAR da Rede Pública	Sim
Fator de Potência do Barramento de Rede Pública	Fator de potência da rede pública	Sim

Observações adicionais sobre os métodos de controle de kVAR:

- Com o método de Controles do Grupo Gerador, cada grupo gerador define sua potência reativa.
- Com o método de Porcentagem do Nível do Barramento de Grupo Gerador, você pode especificar um objetivo em kVAR. Os grupos geradores disponíveis executam a uma porcentagem fixa das saídas nominais. Você especifica a porcentagem. Se um grupo gerador não estiver disponível, os grupos geradores restantes não fornecerão mais energia para compensar.

10.2.3.3 Fonte de Ajuste de kVAR

A carga em kVAR pretendida ou o fator de potência para os grupos geradores ou a rede pública podem ser configurados externamente pela entrada do Ponto de Ajuste da Carga em kVAR ou internamente por determinadas configurações. Utilize a configuração apropriada para controlar a fonte.

TABELA 92. CONFIGURAÇÃO APROPRIADA PARA A FONTE DE AJUSTE DE KVAR BASEADA NO TIPO DE CONTROLE DE CARGA EM KVAR

Tipo de Controle de Carga em kVAR Paralelo Estendido	Configuração Apropriada
Controladores Grupo Gerador	Não aplicável
Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto) Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto) Barramento Grupo Gerador kVAR (Circuito Fechado) Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Fechado)	*Fonte de Ajuste Barramento Grupo Gerador kVAR*
Barramento Rede Pública kVAR (Circuito Fechado) Fator de Potência Barramento Rede Pública (Circuito Fechado)	*Fonte de Ajuste Barramento Rede Pública kVAR*

10.2.4 Tempo de Subida de Carga em Paralelo Estendido

Se o *PTC State* (Estado PTC) anterior era Rede Pública Conectada, o controle de carga faz subir os grupos geradores de zero para a carga pretendida durante o *Extended Parallel Ramp Load Time* (Tempo de Subida de Carga em Paralelo Estendido). Se a carga pretendida mudar durante o *Extended Parallel Ramp Load Time* (Tempo de Subida de Carga em Paralelo Estendido), é possível que essa subida termine mais cedo ou mais tarde.

Se o *PTC State* (Estado PTC) anterior era Grupo Gerador Conectado, o controle de carga comanda os grupos geradores para se ligarem com a carga pretendida imediatamente.

10.2.5 Métodos de Circuito Aberto e Métodos de Circuito Fechado

Com métodos de circuito fechado, o MCM3320 envia um sinal aos grupos geradores, mede a saída dos grupos geradores e utiliza um circuito proporcional integral (PI) para ajustar o sinal aos grupos geradores, para conduzir a saída para o valor pretendido. Com métodos de circuito aberto, o MCM3320 envia um sinal aos grupos geradores mas não monitora a saída dos grupos geradores.

10.2.5.1 Circuito Proporcional Integral (PI)

Um circuito proporcional integral (PI) é uma forma de conduzir um valor medido para um valor pretendido.

Um circuito PI utiliza a diferença entre o valor medido e o valor pretendido para calcular quanto falta para atingir o valor medido. Esse cálculo se baseia em várias configurações.

- K_P (proporcional): Essa configuração considera a diferença atual entre o valor medido e o valor pretendido. Quanto maior for a diferença, mais dificilmente a configuração atingirá o valor medido. K_P é também o ganho global.

  Se esse valor for demasiado baixo, poderá levar muito tempo até que o valor medido atinja o valor pretendido. Se esse valor for demasiado alto, o circuito PI atinge o valor medido com demasiado esforço e o valor medido se torna instável.

- K_I (integral): Essa configuração observa as diferenças históricas entre o valor medido e o valor pretendido. Considera tanto a extensão das diferenças como a duração da diferença. Quanto mais tempo a diferença for consistentemente mais alta ou consistentemente mais baixa que o valor pretendido, maior é o esforço para que a configuração atinja o valor medido. Se, em vez disso, o valor medido andar oscilando em torno do valor pretendido, essa configuração tem menos impacto.

  Se esse valor for demasiado baixo, poderá levar muito tempo até que o valor medido atinja o valor pretendido ou o valor medido pode estabilizar em um offset a partir do valor pretendido. Se esse valor for demasiado alto, o avlor medido pode se tornar instável.

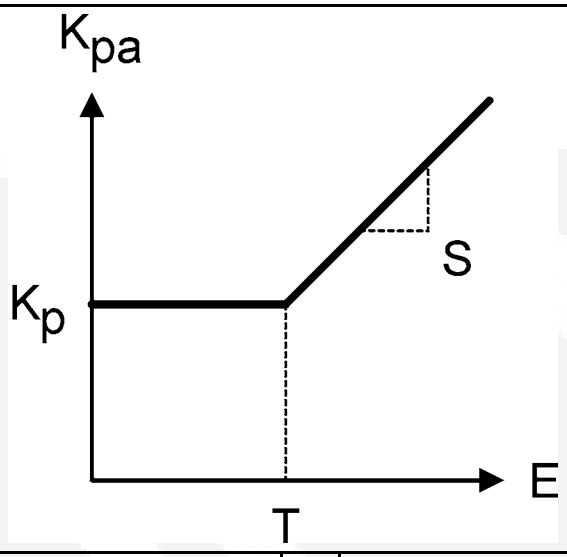
- K_A: Essa configuração controla o impacto de K_I quando é adicionado a K_P. Quanto mais alta for esta configuração, maior é o impacto de K_I e maior é o impacto de K_I em relação a K_P.

- K_{SAT}: Essa configuração limita o impacto de K_I quando o valor pretendido está subindo. Durante a subida, o circuito PI atinge o valor medido a uma velocidade mais baixa para minimizar as perturbações no sistema. Quando mais alta for esta configuração, menor impacto terá K_I durante a subida.

NOTA: Os cicuitos PI são geralmente ajustados de modo adequado para o sistema no qual serão utilizados. Se o sistema não estiver respondendo adequadamente, contudo, efetue pequenos ajustes, uma configuração de cada vez, e observe o impacto no sistema após cada aleração. Alterações grandes ou alterações em diversas configurações habitualmente causam uma resposta indesejada, imprevisível e instável.

10.2.5.2 Ganho Proporcional Adaptativo

Um ganho adaptativo proporcional aumenta K_p a uma velocidade específica se o erro estiver acima do limiar de erro de ganho adaptativo. Isso pode ser utilizado em situações que requeiram um ganho superior para conseguir a mesma resposta com erros superiores. Por exemplo, o controle de carga opera independentemente do número de grupos geradores que estão on-line. Se houver um número significativamente menor de grupos geradores on-line do que o habitual, o erro será superior e será necessário um ganho superior para conduzir os grupos geradores disponíveis para a carga pretendida no mesmo período de tempo.



Nº	Descrição	Nº	Descrição
K_{pa}	Ganho proporcional adaptativo	E	Erro
K_p	Ganho proporcional (não adaptativo)	T	Limiar de erro de ganho adaptativo
S	Declive ganho adaptativo		

FIGURA 80. GANHO PROPORCIONAL ADAPTATIVO

10.2.6 Subida de Carga durante Paralelo Estendido

No início de paralelo estendido, o MCM3320 controla a subida das cargas nos grupos geradores. No final de paralelo estendido, os grupos geradores controlam a descida de suas cargas.

Se um novo grupo gerador se conectar depois que os outros grupos geradores tenham começado a funcionar em pararelo com a rede pública, o grupo gerador controlará a subida de sua carga. Com métodos de circuito fechado, o MCM3320 começa a ajustar sua saída para compensar o novo grupo gerador. Para reduzir o impacto do novo grupo gerador no método de circuito fechado, o tempo de subida de carga deverá ser, pelo menos, 60 segundos. Da mesma forma, se um grupo gerador desligar com resfriamento durante paralelo estendido, o tempo de subida sem carga deverá ser, pelo menos, 60 segundos.

10.2.7 Resumo das Configurações (Controle de Carga em kW)

TABELA 93. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (CONTROLE DE CARGA EM KW)

Configuração	Descrição
Extended Paralleling kW Load Control Type (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido)	Especifica o método de controle de carga em kW. Valores possíveis: Genset Bus % Level (Open Loop) (Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto)), Genset Bus kW (Closed Loop) (Barramento Grupo Gerador kW (Circuito Fechado)), Genset Bus kW w/Utility Constraint (Closed Loop) (Barramento Grupo Gerador kW com Restrição Rede Pública (Circuito Fechado)), Utility Bus kW (Closed Loop) (Barramento Rede Pública kW (Circuito Fechado)) (Padrão: Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto))
Genset Bus kW Setpoint Source (Fonte de Ajuste Barramento Grupo Gerador kW)	Se *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido) for Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto), Barramento Grupo Gerador kW (Circuito Fechado) ou Barramento Grupo Gerador kW com Restrição Rede Pública (Circuito Fechado), essa configuração especifica como a carga em kW pretendida para os grupos geradores é especificada. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido). Valores possíveis: Internal (Interno), Analog Input (Entrada Analógica) (Padrão: Interno)
Utility Bus kW Setpoint Source (Fonte de Ajuste Barramento Rede Pública kW)	Se *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido) for Barramento Rede Pública kW (Circuito Fechado), essa configuração especifica como a carga em kW pretendida para a rede pública é especificada. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido). Valores possíveis: Internal (Interno), Analog Input (Entrada Analógica) (Padrão: Interno)
Genset Bus % kW Setpoint (Ponto de Ajuste kW % Barramento Grupo Gerador)	Não tem qualquer efeito se *Genset Bus kW Setpoint Source* (Fonte de Ajuste Barramento Grupo Gerador kW) for Entrada Analógica. Se o *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido) for Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto), essa configuração especifica a percentagem de carga nominal com a qual os grupos geradores devem funcionar. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido). Valores possíveis: -5~105% (Padrão: 80%)

Configuração	Descrição
Genset Bus kW Setpoint (Ponto de Ajuste Barramento Grupo Gerador kW)	Não tem qualquer efeito se *Genset Bus kW Setpoint Source* (Fonte de Ajuste Barramento Grupo Gerador kW) for Entrada Analógica. Se *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido) for Barramento Grupo Gerador kW (Circuito Fechado) ou Barramento Grupo Gerador kW com Restrição Rede Pública (Circuito Fechado), essa configuração especifica a potência real que os grupos geradores devem fornecer. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido). Valores possíveis: 0-32767 kW (Padrão: 0 kW)
Utility Bus kW Constraint Level (Nível de Restrição em kW do Barramento da Rede Pública)	Não tem qualquer efeito se *Genset Bus kW Setpoint Source* (Fonte de Ajuste Barramento Grupo Gerador kW) for Entrada Analógica. Se *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido) for Barramento Grupo Gerador kW com Restrição Rede Pública (Circuito Fechado), essa configuração especifica a potência real mínima que a rede pública deve fornecer independentemente da carga nos grupos geradores. Se esse valor for negativo, os grupos geradores podem exportar potência para a rede pública. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido). Valores possíveis: -32768~32767 kW (Padrão: 100 kW)
Utility Bus kW Setpoint (Ponto de Ajuste Barramento Rede Pública kW)	Não tem qualquer efeito se *Utility Bus kW Setpoint Source* (Fonte de Ajuste Barramento Rede Pública kW) for Entrada Analógica. Se *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido) for Barramento Rede Pública kW (Circuito Fechado), essa configuração especifica a potência real que a rede pública deve fornecer. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido). Valores possíveis: -32768~32767 kW (Padrão: 100 kW)
kW Load Control Maximum %Output (Saída % Máxima Controle de Carga em kW)	Se *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido) for Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto), essa configuração especifica o nível de saída máximo para controle de carga em kW. Para outros valores de *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido), o nível de saída máximo para o controle de carga em kW é limitado a esse valor + 5%. Valores possíveis: 0-100% (Padrão: 80%)
Extended Parallel Ramp Load Time (Tempo de Subida de Carga em Paralelo Estendido)	Especifica o tempo em que o controle de carga faz subir os grupos geradores para a carga pretendida. Valores possíveis: 10-900 segundos (Padrão: 60 segundos)
kW Adaptive Gain Error Threshold (Limiar de Erro de Ganho Adaptativo kW)	Especifica o erro, calculado sob a forma de percentagem de *Total System Capacity* (Capacidade Total do Sistema), acima do qual o ganho proporcional adaptativo começa a fazer aumentar K_p. Valores possíveis: 0-110% (Padrão: 10%)

Configuração	Descrição
kW Adaptive Gain Slope (Declive Ganho Adaptativo kW)	Especifica a velocidade a que K_p aumenta por 1% de erro acima do *kW Adaptive Gain Error Threshold* (Limiar de Erro de Ganho Adaptativo kW). Valores possíveis: 0-50 / 1%-erro (Padrão: 0,1 / 1%-erro)
kW Ka, Ki, Kp, Ksat	Especifica os ganhos do circuito proporcional integral (PI) do controle de carga em kW. *kW Kp Adaptive* (kW Kp Adaptativo), e não *kW Kp*, é utilizado no circuito PI. Valores possíveis: 12-17 (Padrão: 15) Valores possíveis: 0-255 (Padrão: 60) Valores possíveis: 0-1000 (Padrão: 60) Valores possíveis: 100-65000 (Padrão: 16384)

TABELA 94. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (CONTROLE DE CARGA EM KW)

Configuração	Descrição
kW Load Target (Destino Carga kW)	Indica a potência real que os grupos geradores ou a rede pública devem fornecer. O cálculo se baseia no *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido) e na fonte de ajuste kW.
kW Reference Control State (Estado de Controle de Referência kW)	Indica o estado atual do controle de carga em kW. Se o *PTC State* (Estado de PTC) anterior não era Rede Pública Conectada, o valor será Rastrear Destino. Valores possíveis: Off (Desligado), Ramp Load (Subida Carga), Track Target (Rastrear Destino)
kW Load Reference (Referência de Carga kW)	Indica a potência real que os grupos geradores ou a rede pública devem fornecer após o ajuste da subida dos grupos geradores durante o *Extended Parallel Ramp Load Time* (Tempo de Subida de Carga Paralelo Estendido).
kW Kp Adaptive (kW Kp Adaptativo)	Se *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido) for Barramento Grupo Gerador kW (Circuito Fechado), Barramento Grupo Gerador kW com Restrição Rede Pública (Circuito Fechado) ou Barramento Rede Pública kW (Circuito Fechado), essa configuração indica o valor de K_p calculado por ganho proporcional adaptativo. Esse valor é utilizado no circuito PI. Para outros valores de *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kW Paralelo Estendido), o circuito PI não é utilizado e essa configuração será K_p.
kW Load Control Output (Saída Controle de Carga em kW)	Indica a saída do controle de carga em kW. A unidade de medida é uma percentagem para modulação por largura de pulso.
kW Master Load Control Command (Comando de Controle de Carga Principal em kW)	Indica o quanto o controle de carga está conduzindo a saída de controle de carga principal em kW. A unidade de medida é uma percentagem para modulação por largura de pulso. Se o controle de carga em kW estiver inativo, essa configuração é definida pela subida de carga.

10.2.8 Resumo das Configurações (Controle de Carga em kVAR)

TABELA 95. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (CONTROLE DE CARGA EM KVAR)

Configuração	Descrição
Extended Paralleling kVAR Load Control Type (Tipo de Controle de Carga em kVAR Paralelo Estendido)	Especifica o método de controle de carga em kVAR. Valores possíveis: Genset Controllers (Controladores de Grupo Gerador), Genset Bus % Level (Open Loop) (Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto)), Genset Bus Power Factor (Open Loop) (Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto)), Genset Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Grupo Gerador kVAR (Circuito Fechado)), Genset Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Fechado)), Utility Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Rede Pública kVAR (Circuito Fechado)), Utility Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Rede Pública (Circuito Fechado)) (Padrão: Controladores Grupo Gerador)
Genset Bus kVAR Setpoint Source (Fonte de Ajuste Barramento Grupo Gerador kVAR)	Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga em kVAR Paralelo Estendido) for Genset Bus % Level (Open Loop) (Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto)), Genset Bus Power Factor (Open Loop) (Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto)), Genset Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Grupo Gerador kVAR (Circuito Fechado)) ou Genset Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Fechado)), essa configuração especifica como a carga em kVAR pretendida para o grupo gerador é especificada. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido). Valores possíveis: Internal (Interno), Analog Input (Entrada Analógica) (Padrão: Interno)
Utility Bus kVAR Setpoint Source (Fonte de Ajuste Barramento Rede Pública kVAR)	Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga em kVAR Paralelo Estendido) for Utility Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Rede Pública kVAR (Circuito Fechado)) ou Utility Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Rede Pública (Circuito Fechado)), essa configuração especifica como a carga em kVAR pretendida para a rede pública é especificada. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido). Valores possíveis: Internal (Interno), Analog Input (Entrada Analógica) (Padrão: Interno)

Configuração	Descrição
Genset Bus % kVAR Setpoint (Ponto de Ajuste kVAR % Barramento Grupo Gerador)	Não tem qualquer efeito se *Genset Bus kVAR Setpoint Source* (Fonte de Ajuste Barramento Grupo Gerador kVAR) for Entrada Analógica. Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido) for Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto), essa configuração especifica a percentagem de carga nominal com a qual os grupos geradores devem funcionar. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido). Valores possíveis: -5~105% (Padrão: 0%)
Genset Bus kVAR Setpoint (Ponto de Ajuste Barramento Grupo Gerador kVAR)	Não tem qualquer efeito se *Genset Bus kVAR Setpoint Source* (Fonte de Ajuste Barramento Grupo Gerador kVAR) for Entrada Analógica. Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido) for Barramento Grupo Gerador kVAR (Circuito Fechado), essa configuração especifica a potência real que os grupos geradores devem fornecer. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido). Valores possíveis: 0-32767 kW (Padrão: 0 kW)
Genset Bus Power Factor Setpoint (Ponto de Ajuste Fator de Potência Barramento Grupo Gerador)	Não tem qualquer efeito se *Genset Bus kVAR Setpoint Source* (Fonte de Ajuste Barramento Grupo Gerador kVAR) for Entrada Analógica. Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido) for Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto) ou Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Fechado), essa configuração especifica o fator de potência com o qual os grupos geradores devem funcionar. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido). Valores possíveis: 0,7-1,0 (Padrão: 1,0)
Utility Bus kVAR Setpoint (Ponto de Ajuste Barramento Rede Pública kVAR)	Não tem qualquer efeito se *Utility Bus kVAR Setpoint Source* (Fonte de Ajuste Barramento Rede Pública kVAR) for Entrada Analógica. Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido) for Barramento Rede Pública kVAR (Circuito Fechado), essa configuração especifica a potência reativa que a rede pública deve fornecer. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido). Valores possíveis: -32768~32767 kVAR (Padrão: 100 kVAR)

Configuração	Descrição
Utility Bus Power Factor Setpoint (Ponto de Ajuste Fator de Potência Barramento Rede Pública)	Não tem qualquer efeito se *Utility Bus kVAR Setpoint Source* (Fonte de Ajuste Barramento Rede Pública kVAR) for Entrada Analógica. Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido) for Fator de Potência Barramento Rede Pública (Circuito Fechado), essa configuração especifica o fator de potência com que a rede pública deve funcionar. Não tem qualquer efeito sobre outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido). Valores possíveis: 0,7-1,0 (Padrão: 1,0)
kVAR Load Control Maximum %Output (Saída % Máxima Controle de Carga em kVAR)	Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAr Paralelo Estendido) for Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto), essa configuração especifica o nível de saída máximo para controle de carga em kVAR. Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido) for Barramento de Grupo Gerador kVAR (Circuito Fechado), Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Fechado), Barramento de Rede Pública kVAR (Circuito Fechado) ou Fator de Potência Barramento Rede Pública (Circuito Fechado), o nível de saída máximo para controle de cargas em kW está limitado a esse valor + 5%. Para outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido) não tem qualquer efeito. Valores possíveis: 0-60% (Padrão: 60%)
Extended Parallel Ramp Load Time (Tempo de Subida de Carga em Paralelo Estendido)	Especifica o tempo em que o controle de carga faz subir os grupos geradores para a carga pretendida. Valores possíveis: 10-900 segundos (Padrão: 60 segundos)
kVAR Adaptive Gain Error Threshold (Limiar de Erro de Ganho Adaptativo kVAR)	Especifica o erro, calculado sob a forma de percentagem de *Total System Capacity* (Capacidade Total do Sistema), acima do qual o ganho proporcional adaptativo começa a fazer aumentar K_p. Valores possíveis: 0-110% (Padrão: 10%)
kVAR Adaptive Gain Slope (Declive Ganho Adaptativo kVAR)	Especifica a velocidade a que K_p aumenta por 1% de erro acima do *kVAR Adaptive Gain Error Threshold* (Limiar de Erro de Ganho Adaptativo kVAR). Valores possíveis: 0-50 / 1%-erro (Padrão: 0,1 / 1%-erro)
kVAR Ka, Ki, Kp, Ksat	Especifica os ganhos do circuito proporcional integral (PI) do controle de carga em kVAR. *kVAR Kp Adaptive* (kVAR Kp Adaptativo), e não *kVAR Kp*, é utilizado no circuito PI. Valores possíveis: 12-17 (Padrão: 15) Valores possíveis: 0-255 (Padrão: 50) Valores possíveis: 0-1000 (Padrão: 120) Valores possíveis: 100-65000 (Padrão: 16384)

TABELA 96. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (CONTROLE DE CARGA EM KVAR)

Configuração	Descrição
kVAR Load Target (Destino Carga kVAR)	Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga em kVAR Paralelo Estendido) for Genset Bus % Level (Open Loop) (Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto)), Genset Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Grupo Gerador kVAR (Circuito Fechado)), Genset Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Fechado)), Utility Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Rede Pública kVAR (Circuito Fechado)) ou Utility Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Rede Pública (Circuito Fechado)), essa configuração especifica a quantidade de potência reativa que os grupos geradores ou a rede pública devem fornecer. O cálculo se baseia no *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido) e na fonte de ajuste kVAR. O fator de potência é convertido para kVAR com base num fator de potência de 0,8 de carga nominal. Para outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido) esse valor é zero.
kVAR Reference Control State (Estado de Controle de Referência kVAR)	Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga em kVAR Paralelo Estendido) for Genset Bus % Level (Open Loop) (Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto)), Genset Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Grupo Gerador kVAR (Circuito Fechado)), Genset Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Fechado)), Utility Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Rede Pública kVAR (Circuito Fechado)) ou Utility Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Rede Pública (Circuito Fechado)), essa configuração indica o estado atual do controle de cargas em kVAR. Se o *PTC State* (Estado de PTC) anterior não era Rede Pública Conectada e para outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga em kVAR Paralelo Estendido), essa configuração é Rastrear Destino. Valores possíveis: Off (Desligado), Ramp Load (Subida Carga), Track Target (Rastrear Destino)
kVAR Load Reference (Referência de Carga kVAR)	Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga em kVAR Paralelo Estendido) for Genset Bus % Level (Open Loop) (Nível % Barramento Grupo Gerador (Circuito Aberto)), Genset Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Grupo Gerador kVAR (Circuito Fechado)), Genset Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Fechado)), Utility Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Rede Pública kVAR (Circuito Fechado)) ou Utility Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Rede Pública (Circuito Fechado)), essa configuração especifica a quantidade de potência reativa que os grupos geradores ou a rede pública devem fornecer depois de ajustarem a subida dos grupos geradores durante o *Extended Parallel Ramp Load Time* (Tempo de Subida de Carga Paralelo Estendido). Para outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido) esse valor é zero.

Configuração	Descrição
kVAR Kp Adaptive (kVAR Kp Adaptativo)	Se *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga em kVAR Paralelo Estendido) for Genset Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Grupo Gerador kVAR (Circuito Fechado)), Genset Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Grupo Gerador (Circuito Fechado)), Utility Bus kVAR (Closed Loop) (Barramento Rede Pública kVAR (Circuito Fechado)) ou Utility Bus Power Factor (Closed Loop) (Fator de Potência Barramento Rede Pública (Circuito Fechado)), essa configuração indica o valor de K_p calculado por ganho proporcional adaptativo. Esse valor é utilizado no circuito PI. Para outros valores de *Extended Paralleling kVAR Load Control Type* (Tipo de Controle de Carga kVAR Paralelo Estendido), o circuito PI não é utilizado e essa configuração será K_p.
kVAR Load Control Output (Saída Controle de Carga em kVAR)	Indica a saída do controle de carga em kVAR. A unidade de medida é uma percentagem para modulação por largura de pulso.
kVAR Master Load Control Command (Comando de Controle de Carga Principal em kVAR)	Indica o quanto o controle de carga está conduzindo a saída de controle de carga principal em kVAR. A unidade de medida é uma percentagem para modulação por largura de pulso. Se o controle de carga em kVAR estiver inativo, essa configuração é definida pela subida de carga.

10.3 Transição Fechada Lenta

Uma transição fechada lenta é uma transferência do tipo "make-before-break" de uma carga, de uma fonte para outra. Quando a segunda carga está conectada em paralelo à primeira, a carga da primeira fonte é gradualmente reduzida até ficar abaixo de um limiar específico, e nesse ponto é desconectada.

A energia não será interrompida. As duas fontes têm de estar em paralelo para esse tipo de transferência.

10.3.1 Controle de Carga Durante Transições Fechadas Lentas

Durante uma transferência de transição fechada lenta da rede pública para os grupos geradores, o controle de carga transmite aos grupos geradores que devem subir suas cargas. Durante uma transferência de retransição fechada lenta da rede pública para os grupos geradores, o controle de carga transmite aos grupos geradores que devem baixar suas cargas.

Os grupos geradores controlam a velocidade à qual as cargas sobem.

Se o código 1121 (Fail to Disconnect - Falha ao Desconectar) estiver ativo, o controle de carga transmite aos grupos geradores que devem baixar suas cargas.

10.4 Controle de Carga em Outros Momentos

Mesmo quando *PTC State* (Estado de PTC) não é Paralelo, o controle de carga envia, ainda assim, sinais para os grupos gerados. Os grupos geradores podem não responder a esses sinais dependendo do controle do grupo gerador e de sua configuração.

Quando *PTC State* (Estado de PTC) não é Paralelo, o controle de carga transmite aos grupos geradores para subirem suas cargas se as seguintes condições forem atendidas.

- *PTC State* (Estado de PTC) é Rede Pública Conectada.
- *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) não é Paralelo Estendido.

Caso contrário, o controle de carga transmite aos grupos geradores para baixarem suas cargas.

10.5 Ativar Saída de Controle de Carga por Versão do Hardware

Se estiverem interconectados múltiplos MCM3320 para controle de carga, apenas um MCM3320 de cada vez deve acionar as linhas de partilha da carga. O mecanismo que garante que isso aconteça depende da *Hardware Version* (Versão do Hardware).

Se a *Hardware Version* (Versão do Hardware) for 1 ou 2, os sinais de saída para o controle de carga estarão ativos quando o controle de carga estiver ativo. Se estiverem interconectados múltiplos MCM3320 para controle de carga, mapeie o código 1534 (Load Control Output Event - Evento de Saída de Controle de Carga) para uma saída configurável e conecte essa saída a um relé através do qual os sinais de saída são roteados.

Se *Hardware Version* (Versão do Hardware) for 3 ou 4, os sinais de saída estarão ativos se alguma das seguintes condições for atendida.

- A restrição principal está inativa.
- *PTC State* (Estado de PTC) é Paralelo.

Se nenhuma dessas condições for atendida, o controle de carga estará ativo, mas os sinais de saída para controle de carga estarão inativos.

10.5.1 Código 1534 - Load Control Output Event (Evento de Saída de Controle de Carga)

Esse código estará ativo se alguma dessas condições forem atendidas.

- A restrição principal está inativa.
- *PTC State* (Estado de PTC) é Paralelo.

11 Sincronizador

O sincronizador ajusta a tensão, a frequência e a fase do grupo gerador para corresponder à tensão, à frequência e à fase da rede pública. Isso é necessário antes de os grupos geradores poderem funcionar em paralelo com a rede pública.

O sincronizador é responsável pela sincronização dos grupos geradores enquanto grupo, antes de o disjuntor principal da rede pública ou o disjuntor principal do grupo gerador poderem fechar. O sincronizador não tem qualquer efeito sobre a sincronização efetuada por cada controle de grupo gerador antes de seu disjuntor paralelo poder fechar.

- Se a topologia for Barramento Comum, cada grupo gerador se sincroniza com a rede pública quando o sistema executa uma transferência de transição fechada no início de um teste com carga. O sincronizador é responsável pela sincronização dos grupos geradores com a rede pública quando o sistema executa uma retransferência de transição fechada no final de um teste com carga.
- Se a topologia for Par de Transferência, cada grupo gerador se sincroniza com os outros grupos geradores antes de fechar seu disjuntor paralelo. O sincronizador é responsável pela sincronização dos grupos geradores, enquanto grupo, com a rede pública antes de os grupos geradores funcionarem em paralelo com a rede pública.

O sincronizador estará inativo se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador.

11.1 Estado do Sincronizador

O *Synchronizer Status* (Estado do Sincronizador) indica se o sincronizador está funcionando, ou não.

O sincronizador funcionará se todas essas condições forem atendidas.

- A rede pública está disponível.
- Os grupos geradores estão disponíveis.
- O controle do disjuntor requer sincronização.

11.1.1 Ativar Bloqueio Falha de Sincronização

Se *Fail to Sync Lockout Enable* (Ativar Bloqueio Falha de Sincronização) for Ativar, o sincronizador não tem permissão para funcionar quando o código 1457 (Fail to Synchronize Warning - Alerta de Falha de Sincronização) está ativo. Se *Fail to Sync Lockout Enable* (Ativar Bloqueio Falha de Sincronização) for Desativar, o sincronizador continua a tentar sincronizar os grupos geradores com a rede pública.

11.1.2 Restrição Principal

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Restrição Principal (TB3-8, TB3-17)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Quando essa chave fica ativa, os recursos seguintes são desativados.

- Controle do disjuntor quando *PTC State* (Estado de PTC) é Nenhuma Fonte Conectada, Grupo Gerador Conectado ou Rede Pública Conectada.
- Sincronizador
- Controle de carga em paralelo estendido

11.2 Correspondência de Frequência

O sincronizador utiliza um circuito PI (porporcional integral) único para calcular o *Master Frequency Bias Command* (Comando de Polarização de Frequência Principal), que aciona os grupos geradores nas linhas de partilha de carga kW.

O valor inicial de *Master Frequency Bias Command* (Comando de Polarização de Frequência Principal) é o valor atual nas linhas de partilha de carga kW. Isso assegura que existe uma transição mínima quando o sincronizador arranca. O sincronizador aumenta o *Master Frequency Bias Command* (Comando de Polarização de Frequência Principal) linearmente, do valor inicial para a saída do circuito PI durante a *Frequency Match Ramp Rate* (Velocidade de Subida de Correspondência da Frequência).

A frequência de destino está limitada a um intervalo de *Frequency Match Lower Range Limit* (Limite de Intervalo Inferior de Correspondência da Frequência) até *Frequency Match Upper Range Limit* (Limite de Intervalo Superior de Correspondência da Frequência), em relação à *System Frequency* (Frequência do Sistema).

Configure *Synchronize Method* (Método de Sincronização) para selecionar o método para correspondência de frequência.

11.2.1 Correspondência de Fase

A correspondência de fase tenta conduzir a diferença entre os grupos geradores e a rede pública para zero.

Em algumas aplicações, existe uma mudança de fase entre os grupos geradores e a rede pública no MCM3320, por exemplo, se existir um transformador delta/wye. Nessas aplicações, o *Sync Phase Offset* (Offset de Fase de Sincronização) deve ser configurado para essa mudança de fase.

11.2.2 Frequência de Deslizamento

A frequência de deslizamento tenta acionar uma diferença de frequência fixa (*Slip Frequency* (Frequência de Deslizamento)) entre os grupos geradores e a rede pública. Esse método é muitas vezes selecionado em uma das seguintes situações.

- É importante que a potência flua na direção pretendida quando os grupos geradores são ligados pela primeira vez em paralelo.

- Os grupos geradores não podem ser suficientemente bem controlados para fazer a fase do grupo gerador corresponder à fase da rede pública com, por exemplo, sistemas de gás combustível.

11.2.3 Circuito Proporcional Integral (PI)

Um circuito proporcional integral (PI) é uma forma de conduzir um valor medido para um valor pretendido.

Um circuito PI utiliza a diferença entre o valor medido e o valor pretendido para calcular quanto falta para atingir o valor medido. Esse cálculo se baseia em várias configurações.

- K_P (proporcional): Essa configuração considera a diferença atual entre o valor medido e o valor pretendido. Quanto maior for a diferença, mais dificilmente a configuração atingirá o valor medido. K_P é também o ganho global.

  Se esse valor for demasiado baixo, poderá levar muito tempo até que o valor medido atinja o valor pretendido. Se esse valor for demasiado alto, o circuito PI atinge o valor medido com demasiado esforço e o valor medido se torna instável.

- K_I (integral): Essa configuração observa as diferenças históricas entre o valor medido e o valor pretendido. Considera tanto a extensão das diferenças como a duração da diferença. Quanto mais tempo a diferença for consistentemente mais alta ou consistentemente mais baixa que o valor pretendido, maior é o esforço para que a configuração atinja o valor medido. Se, em vez disso, o valor medido andar oscilando em torno do valor pretendido, essa configuração tem menos impacto.

  Se esse valor for demasiado baixo, poderá levar muito tempo até que o valor medido atinja o valor pretendido ou o valor medido pode estabilizar em um offset a partir do valor pretendido. Se esse valor for demasiado alto, o avlor medido pode se tornar instável.

- K_A: Essa configuração controla o impacto de K_I quando é adicionado a K_P. Quanto mais alta for esta configuração, maior é o impacto de K_I e maior é o impacto de K_I em relação a K_P.

- K_{SAT}: Essa configuração limita o impacto de K_I quando o valor pretendido está subindo. Durante a subida, o circuito PI atinge o valor medido a uma velocidade mais baixa para minimizar as perturbações no sistema. Quando mais alta for esta configuração, menor impacto terá K_I durante a subida.

NOTA: Os cicuitos PI são geralmente ajustados de modo adequado para o sistema no qual serão utilizados. Se o sistema não estiver respondendo adequadamente, contudo, efetue pequenos ajustes, uma configuração de cada vez, e observe o impacto no sistema após cada aleração. Alterações grandes ou alterações em diversas configurações habitualmente causam uma resposta indesejada, imprevisível e instável.

11.3 Correspondência de Tensão

A correspondência de tensão tenta conduzir a diferença de tensão entre os grupos geradores e a rede pública para zero.

O sincronizador utiliza um circuito PI (porporcional integral) único para calcular o *Master Voltage Bias Command* (Comando de Polarização de Tensão Principal), que aciona os grupos geradores nas linhas de partilha de carga kVAR.

O valor inicial de *Master Voltage Bias Command* (Comando de Polarização de Tensão Principal) é o valor atual nas linhas de partilha de carga kW. Isso assegura que existe uma transição mínima quando o sincronizador arranca. O sincronizador aumenta o *Master Voltage Bias Command* (Comando de Polarização de Tensão Principal) linearmente, do valor inicial para a saída do circuito PI durante a *Voltage Match Ramp Rate* (Velocidade de Subida de Correspondência da Tensão).

A tensão de destino está limitada a um intervalo de *Voltage Match Lower Range Limit* (Limite de Intervalo Inferior de Correspondência da Tensão) até *Voltage Match Upper Range Limit* (Limite de Intervalo Superior de Correspondência da Tensão), em relação a 100% da tensão nominal.

11.3.1 Offset de Teste de Correspondência da Tensão

Voltage Match Test Offset (Offset de Teste de Correspondência da Tensão) permite o teste de campo de correspondência da tensão. Quando esse valor é definido, é adicionado à tensão medida da rede pública antes de o erro ser calculado. Por exemplo, se *Voltage Match Test Offset* (Offset de Teste de Correspondência da Tensão) for +5% e a rede pública estiver funcionando a 98% da tensão nominal, o sincronizador tenta conduzir os grupos geradores para 103% da tensão nominal. O resultado continua limitado por *Voltage Match Lower Range Limit* (Limite de Intervalo Inferior de Correspondência da Tensão) e *Voltage Match Upper Range Limit* (Limite de Intervalo Superior de Correspondência da Tensão).

Essa configuração é temporária; dura 30 segundos. Quando esse tempo termina, a configuração retorna a 0%.

Esta configuração pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Redes PCCNet
- InPower

11.3.2 Proteção de Partilha de Carga kVAR e Falha de Correspondência da Tensão

Em alguns casos, o sincronizador não consegue fazer corresponder a tensão do grupo gerador à tensão da rede pública. Por exemplo, os grupos geradores estão sobrecarregados e a tensão da rede pública é superior à tensão nominal. As curvas V/Hz dentro dos controladores do grupo gerador estão reduzindo a tensão em resposta à sobrecarga, ao mesmo tempo que o sincronizador está tentando aumentar a tensão para corresponder à tensão da rede pública. Como resultado, a saída das linhas de partilha de carga kVAR se saturam, desativando efetivamente a partilha de carga kVAR. Quando a partilha de carga kVAR está desativada, um ou mais geradores poderão começar a importar KVAR, fazendo com que todos os grupos geradores acabem por se desligar.

Para evitar essa situação, o sincronizador monitora a diferença entre a tensão do grupo gerador e a tensão da rede pública. Se a diferença permanece acima de 0,5% durante pelo menos 6 segundos, o sincronizador desativa a correspondência da tensão. A correspondência da tensão se mantém desativada até que as fontes se sincronizem de alguma forma ou até que o sincronizador se desligue.

Voltage Match Fail (Falha na Correspondência da Tensão) detecta o estado dessa proteção. Se isso acontecer, a correspondência da tensão fica desativada até que o sincronizador se ligue novamente.

11.3.3 Circuito Proporcional Integral (PI)

Um circuito proporcional integral (PI) é uma forma de conduzir um valor medido para um valor pretendido.

Um circuito PI utiliza a diferença entre o valor medido e o valor pretendido para calcular quanto falta para atingir o valor medido. Esse cálculo se baseia em várias configurações.

- K_P (proporcional): Essa configuração considera a diferença atual entre o valor medido e o valor pretendido. Quanto maior for a diferença, mais dificilmente a configuração atingirá o valor medido. K_P é também o ganho global.

  Se esse valor for demasiado baixo, poderá levar muito tempo até que o valor medido atinja o valor pretendido. Se esse valor for demasiado alto, o circuito PI atinge o valor medido com demasiado esforço e o valor medido se torna instável.

- K_I (integral): Essa configuração observa as diferenças históricas entre o valor medido e o valor pretendido. Considera tanto a extensão das diferenças como a duração da diferença. Quanto mais tempo a diferença for consistentemente mais alta ou consistentemente mais baixa que o valor pretendido, maior é o esforço para que a configuração atinja o valor medido. Se, em vez disso, o valor medido andar oscilando em torno do valor pretendido, essa configuração tem menos impacto.

  Se esse valor for demasiado baixo, poderá levar muito tempo até que o valor medido atinja o valor pretendido ou o valor medido pode estabilizar em um offset a partir do valor pretendido. Se esse valor for demasiado alto, o avlor medido pode se tornar instável.

- K_A: Essa configuração controla o impacto de K_I quando é adicionado a K_P. Quanto mais alta for esta configuração, maior é o impacto de K_I e maior é o impacto de K_I em relação a K_P.

- K_{SAT}: Essa configuração limita o impacto de K_I quando o valor pretendido está subindo. Durante a subida, o circuito PI atinge o valor medido a uma velocidade mais baixa para minimizar as perturbações no sistema. Quando mais alta for esta configuração, menor impacto terá K_I durante a subida.

NOTA: Os cicuitos PI são geralmente ajustados de modo adequado para o sistema no qual serão utilizados. Se o sistema não estiver respondendo adequadamente, contudo, efetue pequenos ajustes, uma configuração de cada vez, e observe o impacto no sistema após cada aleração. Alterações grandes ou alterações em diversas configurações habitualmente causam uma resposta indesejada, imprevisível e instável.

11.4 Fechamento de Verificação do Sincronizador Permitido

Sync Check Close Allowed (Fechamento de Verificação do Sincronizador Permitido) indica se o sistema está pronto, ou não, para conectar uma das fontes às cargas.

11.4.1 Fechamento Permissivo Admitido

Permissive Close Allowed (Fechamento Permissivo Admitido) indica se as duas fontes estão, ou não, sincronizadas entre elas.

Permissive Close Allowed (Fechamento Permissivo Admitido) se torna Permitido quando todas essas condições são atendidas.

- A tensão, a frequência e a fase estão sincronizadas para *Permissive Window Time.*
  - A diferença entre a tensão do grupo gerador e a tensão da rede pública é inferior a *Permissive Voltage Window* (Janela de Tensão Permissiva). (Se a diferença for negativa, remova o sinal de negativo antes de comparar.)
  - A diferença entre a frequência do grupo gerador e a frequência da rede pública é inferior a *Permissive Frequency Window* (Janela de Frequência Permissiva). (Se a diferença for negativa, remova o sinal de negativo antes de comparar.)
  - A diferença entre a fase do grupo geradores e a fase da rede pública é inferior a *Permissive Phase Window* (Janela de Fase Permissiva). (Se a diferença for negativa, remova o sinal de negativo antes de comparar.)
- No final do *Permissive Window Time* (Tempo da Janela Permissiva), a diferença de fase entre os grupos geradores e a rede pública é inferior a 10 graus, ou está baixando.(Se a diferença for negativa, remova o sinal de negativo antes de comparar.)

Permissive Close Allowed (Fechamento Permissivo Admitido) permanece Permitido enquanto uma dessas condições for atendida.

- A tensão, a frequência e a fase se mantêm sincronizadas.
- A diferença entre a tensão do grupo gerador e a tensão da rede pública é inferior ou igual a 5% e a diferença de fase entre os grupos geradores e a rede pública é inferior ou igual a 20 graus. (Se alguma dessas diferenças for negativa, remova o sinal de negativo antes de comparar.)
- Foi enviado um comando de fechamento a um dos disjuntores e a falha em fechar associada não está ativa.

Caso contrário, *Permissive Close Allowed* (Fechamento Permissivo Admitido) se torna Não Permitido.

11.5 Resumo das Configurações (Sincronizador)

TABELA 97. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (SINCRONIZADOR)

Configuração	Descrição
Synchronize Method (Método de Sincronização)	Especifica o método de correspondência da frequência. Valores possíveis: Phase Match (Correspondência da Fase), Slip Frequency (Frequência de Deslizamento) (Padrão: Correspondência da Fase)
Slip Frequency (Frequência de Deslizamento)	Especifica a diferença de frequência fixa que o sincronizador tenta conduzir entre os grupos geradores e a rede pública quando o *Synchronize Method* (Método de Sincronização) é Frequência de Deslizamento. Valores possíveis: -3~3 Hz (Padrão: 0,1 Hz)
Sync Phase Offset (Offset de Fase do Sincronizador)	Especifica a diferença de fase fixa que o sincronizador tenta conduzir entre os grupos geradores e a rede pública quando o *Synchronize Method* (Método de Sincronização) é Correspondência da Fase. Valores possíveis: -50~50 graus (Padrão: 0 graus)

Configuração	Descrição
Frequency Match Ka, Ki, Kp, Ksat (Correspondência da Frequência Ka, Ki, Kp, Ksat)	Especifica os ganhos do circuito proporcional integral (PI) de correspondência da frequência. Valores possíveis (Ka): 12-17 (Padrão: 15) Valores possíveis (Ki): 0-255 (Padrão: 20) Valores possíveis (Kp): 1-300 (Padrão: 30) Valores possíveis (Ksat): 1000-65000 (Padrão: 16384)
Frequency Match Ramp Rate (Velocidade da Subida de Correspondência da Frequência)	Especifica o tempo que o sincronizador sobe *Master Frequency Bias Command* (Comando de Polarização de Frequência Principal) quando o sincronizador se liga. Valores possíveis: 0-60 segundos (Padrão: 1 segundo)
Voltage Match Ka, Ki, Kp, Ksat (Correspondência da Tensão Ka, Ki, Kp, Ksat)	Especifica os ganhos do circuito proporcional integral (PI) de correspondência da tensão. Valores possíveis (Ka): 12-17 (Padrão: 15) Valores possíveis (Ki): 0-255 (Padrão: 50) Valores possíveis (Kp): 10-800 (Padrão: 400) Valores possíveis (Ksat): 1000-65000 (Padrão: 16384)
Voltage Match Ramp Rate (Velocidade da Subida de Correspondência da Tensão)	Especifica o tempo que o sincronizador sobe *Master Voltage Bias Command* (Comando de Polarização de Tensão Principal) quando o sincronizador se liga. Valores possíveis: 0-60 segundos (Padrão: 1 segundo)
Voltage Match Test Offset (Offset de Teste de Correspondência da Tensão)	Especifica um ajuste temporário ao erro de correspondência da tensão. O valor é redefinido para 0% após 30 segundos. Valores possíveis: -10~10% (Padrão: 0%)
Permissive Frequency Window (Janela de Frequência Permissiva)	Especifica a diferença máxima na frequência permitida para a sincronização. Valores possíveis: 0,001-1 Hz (Padrão: 1 Hz)
Permissive Phase Window (Janela de Fase Permissiva)	Especifica a diferença máxima na fase permitida para a sincronização. Valores possíveis: 0,1-20 graus (Padrão: 10 graus)
Permissive Voltage Window (Janela de Tensão Permissiva)	Especifica a diferença máxima na tensão permitida para a sinzronização. Valores possíveis: 0,5-10% (Padrão: 5%)
Permissive Window Time (Janela de Tempo Permissiva)	Especifica quanto tempo a frequência, a fase e a tensão têm de permanecer dentro dos limites permitidos para a sincronização, antes de o sincronizador permitir aos grupos geradores funcionarem em paralelo com a rede pública. Valores possíveis: 0,5-5 segundos (Padrão: 0,5 segundos)
Network Master Inhibit (Restrição Principal de Rede)	Configura a restrição principal. Valores possíveis: No Inhibit (Sem restrição), Inhibit (Com restrição)
Fail to Sync Lockout Enable (Ativar Bloqueio Falha de Sincronização)	Ativa ou desativa a interupção do sincronizador quando o código 1457 (Fail to Synchronize Warning - Laerta de Falha de Sincronização) fica ativo. Valores possíveis: Disable (Desativar), Enable (Ativar) (Padrão: Desativar)

Configuração	Descrição
Fail To Synchronize Time (Tempo de Falha de Sincronização)	Especifica quanto tempo o sincronizador tenta sincronizar os grupos geradores com a rede pública até que o código 1457 (Fail to Synchronize Warning - Alerta de Falha de Sincronização) se torne ativo. Esse é também o retardo de tempo para o código 1456 (Synchronizer Output Limit - Limite de Saída do Sincronizador) e para o código 1458 (Synchronizer Phase Rotation Mismatch - Não Correspondência de Rotação de Fase do Sincronizador). Valores possíveis: 10-900 segundos (Padrão: 120 segundos)

TABELA 98. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (SINCRONIZADOR)

Configuração	Descrição
Synchronizer Status (Estado do Sincronizador)	Indica se o sincronizador está funcionando, ou não.
Single Phase Synchronizer status (Estado de Sincronizador Monofásico)	Indica se o sincronizador monofásico está funcionando, ou não.
Dead Bus Close Allowed (Fechamento de Barramento Definitivo Permitido)	Indica se foram atendidas, ou não, as condições para fechar um barramento definito.
Frequency Matched (Correspondência da Frequência)	Indica se a diferença na frequência entre os grupos geradores e a rede pública é, ou não, inferior a *Permissive Frequency Window* (Janela de Frequência Permissiva). Reflete o estado atual; não considera a *Permissive Window Time* (Janela de Tempo Permissiva).
Phase Matched (Correspondência da Fase)	Indica se a diferença na fase entre os grupos geradores e a rede pública é, ou não, inferior a *Permissive Phase Window* (Janela de Fase Permissiva). Reflete o estado atual; não considera a *Permissive Window Time* (Janela de Tempo Permissiva).
Voltage Matched (Correspondência da Tensão)	Indica se a diferença na tensão entre os grupos geradores e a rede pública é, ou não, inferior a *Permissive Voltage Window* (Janela de Tensão Permissiva). Reflete o estado atual; não considera a *Permissive Window Time* (Janela de Tempo Permissiva).
Time In Window (Tempo na Janela)	Indica quanto tempo a frequência, a fase e a tensão ficaram dentro dos limites permitidos pelo sincronizador.
Permissive Close Allowed (Fechamento Permissivo Admitido)	Indica se foram atendidas, ou não, as condições para fechar um barramento definito.
Sync Check Close Allowed (Fechamento de Verificação do Sincronizador Permitido)	Indica se o sincronizador permite, ou não, que uma fonte disponível se conecte às cargas.
Master Frequency Bias Command (Comando de Polarização de Frequência Principal)	Indica quanto o sincronizador está conduzindo as linhas de partilha de carga kW. A unidade de medida é uma percentagem para modulação por largura de pulso.
Master Voltage Bias Command (Comando de Polarização de Tensão Principal)	Indica quanto o sincronizador está conduzindo as linhas de partilha de carga kVAR. A unidade de medida é uma percentagem para modulação por largura de pulso.
Master Inhibit (Restrição Principal)	Indica o estado da restrição principal.

12 Adição/Desconexão de Carga

12.1 Ativar Adição/Desconexão de Carga

Esse recurso estará ativo se todas estas condições forem atendidas.

- *Load Add Shed Enable* (Ativar Conexão Desconexão de Carga) está Ativado.
- A topologia é Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Barramento Comum ou Par de Transferência.
- O MCM pode comunicar com, pelo menos, um módulo SID.

12.2 Cargas por SID

NOTA: Os SID estão conectados a cargas, não a níveis de adição de carga ou níveis de desconexão de carga.

TABELA 99. CARGAS POR SID

SID	Cargas
SID0	1-6
SID1	7-10
SID2	11-14
SID3	15-18

12.2.1 SID Indisponível e Conexão/Desconexão de Carga

A conexão/desconexão de carga permanece ativa enquanto existir contato com, pelo menos, um SID. Se um SID ou seu AUX 102 se tornar indisponível, a conexão/desconexão de carga funciona do mesmo modo, mas as cargas que estão conectadas ao SID ou ao AUX 102 indisponível poderão não ser realmente adicionadas ou removidas quando comandado.

12.3 Níveis de adição de carga

Cada carga é atribuída a um nível específico de atribuição de carga. Duas ou mais cargas podem ser atribuídas ao mesmo nível de adição de carga. É possível que um nível de adição de carga não tenha cargas atribuídas.

12.4 Níveis de consumo de carga

Cada carga é atribuída a um nível específico de consumo de carga. Duas ou mais cargas podem ser atribuídas ao mesmo nível de consumo de carga. É possível que um nível de consumo de carga não tenha cargas atribuídas.

12.5 Adição de Carga e Disjuntor Principal de Grupo Gerador

O disjuntor principal do grupo gerador fecha quando a capacidade dos grupos geradores disponíveis é, pelo menos, igual ao *Generator Set Online Capacity Sensor Threshold* (Limite do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador).

A adição de carga controla que cargas são conectadas ao barramento da carga. A adição de carga não controla o disjuntor principal de grupo gerador, e a posição dele não afeta e adição de carga.

NOTA: É possível que o disjuntor principal de grupo gerador seja aberto quando cargas forem conectadas ao barramento da carga. Se isso ocorrer, as cargas não obterão energia dos grupos geradores até que o disjuntor principal de grupo gerador seja fechado.

Esse é o comportamento esperado. Se planeja adicionar cargas manualmente, aguarde o disjuntor principal de grupo gerador ser fechado.

12.6 Estado de Operação de Adição/Desconexão de Carga

Essa configuração indica o estado atual da conexão/desconexão de carga.

TABELA 100. ESTADO DE OPERAÇÃO DE ADIÇÃO/DESCONEXÃO DE CARGA

Estado	Atividade
Desligado	nenhuma
Adição Carga Auto Fonte Grupo Gerador	adição de carga automática
Desconexão Carga Auto Fonte Grupo Gerador	desconexão de carga automática
Restauro Adição Carga Manual	adição/desconexão de carga manual
Adição Carga Auto Fonte Rede Pública	adição de carga rede pública

12.7 Adição de Carga Automática

É a capacidade de adicionar cargas gradualmente à medida que os grupos geradores forem ficando disponíveis. Como resultado, algumas cargas podem obter energia antes que todos os grupos geradores estejam disponíveis. Além disso, se um grupo gerador não ficar disponível, você ainda obtém energia.

1. Quando o primeiro grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo, as cargas atribuídas ao nível 1 de adição de carga são conectadas.
2. Quando o segundo grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo, as cargas atribuídas ao nível 2 de adição de carga são conectadas.
3. Quando o terceiro grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo, as cargas atribuídas ao nível 3 de adição de carga são conectadas.

Isso continuará até que todos os grupos geradores fechem seus disjuntores em paralelo.

Se houver mais níveis de adição de carga do que grupos geradores, as cargas atribuídas aos níveis restantes de adição de carga são adicionadas, um nível de adição de carga de cada vez, em uma base programada.

Se um ou mais grupos geradores não estiverem disponíveis, as cargas atribuídas aos níveis restantes de adição de carga não serão adicionadas.

Se a adição automática de carga for interrompida, por, por exemplo, os grupos geradores registrarem uma sobrecarga, as restantes cargas terão de ser adicionadas manualmente.

12.7.1 Capacidade On-line Necessária

Essa é a capacidade do grupo gerador com a qual as cargas atribuídas aos níveis restantes de adição são adicionadas, um nível de adição de cada vez, numa base programada, quer os grupos geradores restantes fechem seus disjuntores paralelos, quer não fechem.

Por exemplo, há quatro grupos geradores. Cada grupo gerador pode fornecer 1000 kW. A capacidade on-line necessária é de 2000 kW e o retardo de adição de carga é de 5 segundos.

1. Quando o primeiro grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo, as cargas atribuídas ao nível 1 de adição de carga são conectadas.
2. Quando o segundo grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo, as cargas atribuídas ao nível 2 de adição de carga são conectadas. Além disso, o temporizador de adição de carga se inicia.
3. Cinco segundos mais tarde, o terceiro grupo gerador não fechou seu disjuntor paralelo, mas as cargas atribuídas ao nível 3 de adição de carga são imediatamente conectadas. O temporizador de adição de carga é redefinido.
4. Cinco segundos mais tarde, o quarto grupo gerador não fechou seu disjuntor paralelo, mas as cargas atribuídas ao nível 4 de adição de carga são imediatamente conectadas.

Se houver mais níveis de adição de carga do que grupos geradores, as cargas atribuídas aos níveis restantes de adição de carga são adicionados, um nível de adição de carga de cada vez, a cada 5 segundos. Nesse ponto, não é relevante se os grupos geradores restantes fecham seus disjuntores paralelos.

Se um grupo gerador fechar seu disjuntor paralelo antes de o temporizador de retardo de adição de carga expirar, as cargas atribuídas ao nível de adição de carga correspondente são imediatamente conectadas, ignorando o temporizador. No entanto, o temporizador continua contando. Quando o temporizador expirar, as cargas atribuídas ao nível de adição de carga seguinte são conectadas. No exemplo acima, suponha que o terceiro grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo dois segundos depois que o segundo grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo.

1. Quando o primeiro grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo, as cargas atribuídas ao nível 1 de adição de carga são conectadas.
2. Quando o segundo grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo, as cargas atribuídas ao nível 2 de adição de carga são conectadas. Além disso, o temporizador de adição de carga se inicia.
3. Dois segundos mais tarde, o terceiro grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo. As cargas atribuídas ao nível 3 de adição de carga são imediatamente conectadas. O temporizador de adição de carga continua contando.
4. Três segundos mais tarde, o quarto grupo gerador não fechou seu disjuntor paralelo, mas as cargas atribuídas ao nível 4 de adição de carga são imediatamente conectadas.

12.7.2 Condições para Adição de Carga Automática

A adição de carga automática começa quando todas as seguintes condições são atendidas.

- O controle de adição/desconexão de carga (*Auto/Manual Load Add Restore Mode* (Modo de Restauro de Adição de Carga Automática/Manual)) é Automático.
- A rede pública está desconectada.
- O primeiro grupo gerador está conectado às cargas.*

* - A adição de carga automática começa quando o grupo gerador conecta efetivamente às cargas. A transição de desconectado para conectado é a condição para iniciar a adição de carga automática.

A adição de carga automática termina quando uma das seguintes condições é atendida.

- Todas as cargas foram adicionadas.

  Se uma ou mais cargas não tiverem sido adicionadas, por exemplo, porque um grupo gerador não ficou on-line, a adição de carga automática permanece ativa.
- O controle de adição/desconexão de carga (*Auto/Manual Load Add Restore Mode* (Modo de Restauro de Adição de Carga Automática/Manual)) é Manual.
- Os grupos geradores ficam sobrecarregados.
- Os grupos geradores deixam de estar disponíveis.

12.7.3 Adição de Carga Automática e Cancelamento de SID Herdado

NOTA: ***Legacy SID Override* (Cancelamento de SID Herdado) deve ser utilizado somente com instalações existentes, em que os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador estejam conectados em paralelo. Não deve ser utilizado em sistemas novos.**

Se *Legacy SID Override* (Cancelamento de SID Herdado) estiver Ativo, a adição de carga automática funciona com base nos pinos, e não nos disjuntores paralelos. Se houver dois disjuntores paralelos conectados ao mesmo conjunto de pinos, o MCM aguarda que algum deles feche antes de adicionar as cargas atribuídas ao nível de adição de carga seguinte. Quando o segundo disjuntor paralelo fecha ou se nunca fechar, isso não tem qualquer efeito na adição de carga automática.

Uma vez que existem quatro conjuntos de pinos, o MCM pode adicionar dessa forma as cargas atribuídas aos quatro níveis de adição de carga. Em seguida, as cargas atribuídas aos níveis restantes de adição de carga são adicionados, um nível de adição de carga de cada vez, em uma base programada.

12.8 Consumo Automático de Carga

Capacidade de remover cargas com prioridade menor se os grupos geradores estiverem sobrecarregados. As cargas com uma prioridade maior ainda obterão energia. Sem isso, o sistema será desligado se os grupos geradores estiverem sobrecarregados.

1. Se os grupos geradores estiverem sobrecarregados, as cargas atribuídas ao nível 1 de consumo de carga serão removidas.

2. Se os grupos geradores ainda estiverem sobrecarregados, as cargas atribuídas ao nível 2 de consumo de carga serão removidas.
3. Se os grupos geradores ainda estiverem sobrecarregados, as cargas atribuídas ao nível 3 de consumo de carga serão removidas.

Isso continuará até que todas as cargas tenham sido removidas. Se os grupos geradores ainda estiverem sobrecarregados, o sistema será desligado.

NOTA: O nível 0 de consumo de carga não pode ser removido.

Quaisquer cargas removidas têm de ser adicionadas manualmente enquanto os grupos geradores estão funcionando.

12.8.1 Condições para Desconexão de Carga Automática

A desconexão de carga automática inicia quando os grupos geradores ficam sobrecarregados.

A desconexão de carga automática termina quando uma das seguintes condições é atendida.

- Todas as cargas foram removidas.
- Os grupos geradores deixam de estar sobrecarregados.

12.8.2 Desconexão de Carga Automática durante Transferências de Transição Aberta

Se a adição/desconexão de carga estiver ativa, todas as cargas são removidas durante uma transferência de transição aberta da rede pública para os grupos geradores se *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) for Teste ou Falha da Rede Pública.

12.8.3 Desconexão de Carga de Retransferência de Transição Aberta

Protege as cargas que não conseguem gerir transições abertas ou a alteração na fase que ocorre posteriormente.

Se *Open Transition Retransfer Load Shed Enable* (Ativar Desconexão de Carga de Retransferência de Transição Aberta) estiver Ativado, todas as cargas são removidas durante uma retransferência de transição aberta dos grupos geradores para a rede pública. As cargas são adicionadas por nível de adição de carga, em uma base programada, quando a rede pública é conectada.

Se *Open Transition Retransfer Load Shed Enable* (Ativar Desconexão de Carga de Retransferência de Transição Aberta) estiver Desativado, as cargas permanecem abertas durante a transição aberta.

Essa configuração não tem efeito se a adição/desconexão de carga não estiver ativa.

12.9 Condições para Adição/Desconexão de Carga Manual

A adição/desconexão de carga manual inicia quando todas essas condições são atendidas.

- O controle de adição/desconexão de carga (*Auto/Manual Load Add Restore Mode* (Modo de Restauro de Adição de Carga Automática/Manual)) é Manual.

- *PTC State* (Estado de PTC) é Grupo Gerador Conectado.

A adição/desconexão de carga manual termina quando uma das seguintes condições é atendida.

- O controle de adição/desconexão de carga (*Auto/Manual Load Add Restore Mode* (Modo de Restauro de Adição de Carga Automática/Manual)) é Automático.
- Os grupos geradores ficam sobrecarregados.
- Os grupos geradores deixam de estar disponíveis.
- A topologia é Barramento Comum ou Par de Transferência e *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) é Normal.

12.10 Adição de Carga da Rede Pública

Capacidade de adicionar cargas gradualmente se algumas cargas não estiverem conectadas quando as cargas são conectadas à rede pública. Por exemplo, isso pode acontecer se os grupos geradores ficarem sobrecarregados ou se algumas cargas não tiverem sido adicionadas porque um ou mais grupos geradores não ficaram on-line.

NOTA: Funciona com disjuntores. Não funciona com chaves de transferência automática (ATS), pois as ATS gerem elas próprias a retransferência.

As cargas atribuídas a cada nível restante de adição de carga são adicionadas, um nível de adição de carga de cada vez, em uma base programada. Independentemente das cargas que possam já estar conectadas, esse recurso inicia com o nível 1 de adição de carga.

12.10.1 Condições para Adição de Carga da Rede Pública

A adição de carga da rede pública inicia quando todas essas condições são atendidas.

- Um ou mais níveis de adição de carga ainda não foram adicionados.
- A topologia é Barramento Comum ou Par de Transferência.
- A rede pública está conectada às cargas.*

* - A adição de carga da rede pública inicia quando a rede pública é conectada às cargas. A transição de desconectado para conectados é a condição para iniciar a adição de carga da rede pública.

A adição de carga da rede pública termina quando uma das seguintes condições é atendida.

- Todas as cargas foram adicionadas.
- A rede pública não está mais conectada às cargas.
- A rede pública não está mais disponível.

12.11 Número Máximo de Cargas por Versão de Firmware

O número máximo de cargas é também o número máximo de níveis de adição de carga e de níveis de desconexão de carga.

TABELA 101. NÚMERO MÁXIMO DE CARGAS POR VERSÃO DE FIRMWARE

Versão do Firmware	Número Máximo de Cargas
antes da versão V2.01	6
2.01 ou posterior	18

12.12 Sinais de Saída para Disjuntores de Alimentação

A tabela que se segue descreve os sinais de saída enviados para disjuntores de alimentação para adição/desconexão de carga.

TABELA 102. SINAIS DE SAÍDA PARA DISJUNTORES DE ALIMENTAÇÃO

Sinal	Descrição
Adicionar Carga	Em espera por 0,25 segundos, ativo durante 2 segundos
Desconexão de Carga	Ativo enquanto a carga deverá estar sendo removida
Restaurar Carga	Ativo por 1 segundo

12.13 Sinais de Saída para Chaves de Transferência Automáticas (ATS)

A tabela que se segue descreve os sinais de saída enviados para ATS para adição/desconexão de carga.

TABELA 103. SINAIS DE SAÍDA PARA CHAVES DE TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICAS (ATS)

Sinal	Descrição
Adicionar Carga	Ativo enquanto a carga deverá estar sendo conectada
Desconectar Carga	Ativo enquanto a carga deverá estar sendo removida e enquanto os grupos geradores estão conectados às cargas
Restaurar Carga	Ativo por 1 segundo

12.14 Resumo das Configurações (Adição/Desconexão de Carga)

TABELA 104. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (ADIÇÃO/DESCONEXÃO DE CARGA)

Configuração	Descrição
Load Add Shed Enable (Ativar Conexão Desconexão de Carga)	Ativa ou desativa a adição/desconexão de carga. Padrão: Desativado
Open Transition Retransfer Load Shed Enable (Ativar Desconexão de Carga de Retransferência de Transição Aberta)	Ativa ou desativa a desconexão de todas as cargas durante uma retransferência de transição aberta. Padrão: Desativado

Configuração	Descrição
Load N Device Type (Tipo de Dispositivo Carga N)	Indica o tipo de carga. Valores possíveis: None (Nenhum), Breaker (Disjuntor), ATS
Load N Add Level (Nível de Adição da Carga N)	Indica a que nível de adição de carga a carga N é atribuída. Valores possíveis: 1-18
Load N Shed Level (Nível de Desconexão da Carga N)	Indica a que nível de desconexão de carga a carga N é atribuída. Valores possíveis: 0-17
Genset Bus Load Add Delay (Retardo na Adição de Carga do Barramento do Grupo Gerador)	Indica a frequência com que se adiciona níveis de adição de carga quando *Load Add Shed Required Online Capacity* (Capacidade On-line Necessária para Adição Desconexão de Carga) está On-line ou quando todos os grupos geradores estão on-line. Valores possíveis: 0-60 segundos (Padrão: 1 segundo)
Load Add Shed Required Online Capacity (Capacidade On-line Necessária para Adição Desconexão de Carga)	Indica quanta capacidade do grupo gerador tem de estar on-line antes de as cargas serem adicionadas em uma base programada. Defina esse valor como 0 para desativar. Valor padrão: 0 kW
Utility Bus Load Add Delay (Retardo de Adição de Carga do Barramento da Rede Pública)	Indica a frequência com que se adiciona níveis de adição de carga quando as cargas são retransferidas para a rede pública. Valores possíveis: 0-60 segundos (Padrão: 1 segundo)
Load Shed Delay (Retardo de Desconexão de Carga)	Indica a frequência com que se remove níveis de desconexão de carga quando os grupos geradores estão sobrecarregados. Valores possíveis: 1-10 segundos (Padrão: 1 segundo)

13 Demanda de Carga

Demanda de carga é a capacidade de desligar e reiniciar grupos geradores automaticamente para permitir que os grupos geradores restantes operem mais perto de sua capacidade nominal. Isso diminui o consumo de combustível e reduz o desgaste dos grupos geradores.

NOTA: Devem estar disponíveis dois ou mais grupos geradores para que esse recurso funcione.

13.1 Ativar Demanda de Carga

Esse recurso estará ativo se todas estas condições forem atendidas.

- *Load Demand Enable* (Ativar Demanda de Carga) está Ativado.
- *Load Demand Type* (Tipo de Demanda de Carga) é Fixo ou Horas de Operação.
- A topologia é Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Barramento Comum ou Par de Transferência.
- Os grupos geradores estão disponíveis e conectados às cargas.
- O MCM pode comunicar com todos os módulos SID necessários.
- O código 1444 (Genset Bus Overload - Sobrecarga de Barramento do Grupo Gerador) está inativo.
- O código 1335 (AC Metering Out of Range - Medição CA Fora do Intervalo) está inativo.

Se a demanda de carga se tornar inativa, reiniciará todos os grupos geradores que tenham sido desligados devido à demanda de carga.

13.2 Grupos Geradores por SID

TABELA 105. GRUPOS GERADORES POR SID

SID	Grupos Geradores
nenhum	1-4
SID1	5-8
SID2	9-12
SID3	13-16

13.2.1 SID Indisponível e Demanda de Carga

Se um SID ou AUX 102 se tornar indisponível, a demanda de carga se torna inativa.

13.3 Suporte de Grupo Gerador para Demanda de Carga em Paralelo Estendido

O PCC 3100, PCC 3200 e o PCC 3201 não suportam demanda de carga enquanto o grupo gerador estiver executando em paralelo estendido. Esses controles suportam demanda de carga em outras situações.

O PowerCommand 3.3 suporta demanda de carga em todas as situações.

13.4 Retardo de Tempo Inicial

Este é o período de tempo entre o momento em que o primeiro grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo e o momento em que a demanda de carga se torna ativa.

Este valor deve permitir tempo para os grupos geradores restantes iniciarem, acelerarem até a velocidade e tensão nominais e fecharem seus disjuntores em paralelo. Também deve permitir tempo para que as cargas sejam conectadas e estabilizadas, se necessário.

13.5 Quando um Grupo Gerador é Desligado

13.5.1 Percentual de Desligamento

Este valor é um percentual da capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis quando um grupo gerador é desligado. Se a carga estiver abaixo desse percentual, o grupo gerador será desligado.

Por exemplo, há quatro grupos geradores A, B, C e D. Cada grupo gerador pode fornecer 1000 kW.

- Inicialmente, todos os grupos geradores estão disponíveis. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis é de 4000 kW.
- Quando um grupo gerador é desligado, a capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis é de 3000 kW.

O percentual de desligamento se aplica a 3000 kW, não a 4000 kW. Se o percentual de desligamento for 60%, o grupo gerador se desligará se a carga ficar menor que 1800 kW (60% * 3000 kW).

13.5.2 Limiar de Desligamento

Este valor é a quantidade de capacidade de kW extra que os grupos geradores disponíveis devem ter se um grupo gerador for desligado.

Por exemplo, há quatro grupos geradores A, B, C e D. Cada grupo gerador pode fornecer 1000 kW.

- Inicialmente, todos os grupos geradores estão disponíveis. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis é de 4000 kW.
- Quando um grupo gerador é desligado, a capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis é de 3000 kW.

Se o limiar de desligamento for 1100 kW, o grupo gerador é desligado se a carga ficar menor que 1900 kW (3000 kW - 1100 kW).

13.5.3 Percentual de Desligamento ou Limiar de Desligamento

O percentual de desligamento tende a executar os grupos geradores de modo mais eficiente quando existe um número elevado de grupos geradores.

Por exemplo, há oito grupos geradores. Cada grupo gerador pode fornecer 1000 kW. Compare as cargas com as quais cada grupo gerador se desliga usando o percentual de desligamento (60%) e usando o limiar de desligamento (1200 kW).

TABELA 106. EXEMPLO: PERCENTUAL DE DESLIGAMENTO VS. LIMIAR DE DESLIGAMENTO

# Grupos Geradores On-line	60%	1200 kW
8	4200 kW	5800 kW
7	3600 kW	4800 kW
6	3000 kW	3800 kW
5	2400 kW	2800 kW
4	1800 kW	1800 kW
3	1200 kW	800 kW
2	600 kW	--

Usando o percentual de desligamento, o primeiro grupo gerador não se desliga enquanto a carga não for menor que 4200 kW, o que deixa até 3800 kW de capacidade extra. Isso é uma quantidade excessiva de capacidade extra, a não ser que a carga seja realmente volátil. Por outro lado, usando o limiar de desligamento, o primeiro grupo gerador se desliga quando a carga é inferior a 5800 kW.

Se houver menos grupos geradores no sistema, contudo, o percentual de desligamento executa os grupos geradores de modo mais eficiente. Considere as cargas com as quais um grupo gerador se desliga quando tem três grupos geradores on-line. Usando o percentual de desligamento, um grupo gerador se desliga quando a carga é inferior a 1200 kW; usando o limiar de desligamento, será com 800 kW. Além disso, se houver dois ou mais grupos geradores on-line, outro grupo gerador não se desligará usando o limiar de desligamento referido nesse exemplo.

13.5.4 Retardo de Desligamento

Este é o período de tempo durante o qual a carga deve permanecer suficientemente baixa antes que um grupo gerador seja desligado.

Os grupos geradores se desligam um de cada vez. Se a carga for muito baixa, esse retardo será o período de tempo antes de cada grupo gerador ser desligado.

13.5.5 Capacidade On-line Mínima

Esta é a quantidade de capacidade que deve estar disponível, independentemente da carga. Um grupo gerador não se desligará se a capacidade for menor que esse valor.

NOTA: Essa configuração é diferente da *Capacidade Online Necessária*. A *Required Online Capacity* (Capacidade On-line Necessária) está relacionada com a adição/desconexão de carga. A *Mininum Online Capacity* (Capacidade Online Mínima) impede que um grupo gerador se desligue se a demanda de carga estiver ativa.

13.6 Quando um Grupo Gerador é Reiniciado

13.6.1 Percentual de Reinício

Este valor é um percentual da capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis. Se a carga estiver acima desse percentual, um grupo gerador será reiniciado.

Por exemplo, há quatro grupos geradores A, B, C e D. Cada grupo gerador pode fornecer 1000 kW. O percentual de reinício é 90%. Os grupos geradores C e D se desligaram devido à demanda de carga. Os grupos geradores A e B estão disponíveis. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis é de 2000 kW. Se a carga estiver acima de 1800 kW, um grupo gerador será reiniciado.

13.6.2 Relação entre o percentual de desligamento e o percentual de reinício

Se o percentual de reinício for muito próximo ao percentual de desligamento, um grupo gerador poderá ser desligado, reiniciado, e esse ciclo ser repetido indefinidamente.

Por exemplo, há quatro grupos geradores. Cada grupo gerador pode fornecer 1000 kW.

A demanda de carga está habilitada.

- O percentual de desligamento é 75%.
- O percentual de reinício é 80%.

A carga varia entre 2200 kW e 2420 kW.

1. Todos os grupos geradores estão disponíveis. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis se um grupo gerador se desligar é de 3000 kW. Um grupo gerador é desligado quando a carga cai para menos de 2250 kW (75% * 3000 kW).
2. Um grupo gerador foi desligado. Três grupos geradores estão disponíveis. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis é de 3000 kW. O grupo gerador é reiniciado quando a carga aumenta para mais de 2400 kW (80% * 3000 kW).

O processo é repetido enquanto a carga continua a variar.

Não há regra que possa impedir que esta situação ocorra em cada aplicativo. A probabilidade dessa situação ocorrer depende de vários fatores: o número de grupos geradores no sistema, a capacidade de kW de cada grupo gerador, a sequência de demanda de carga, as cargas esperadas, a variabilidade nas cargas e a diferença entre o percentual de reinício e o percentual de desligamento.

NOTA: Para reduzir a probabilidade de ligar e desligar um grupo gerador repetidamente, defina o percentual de reinício para pelo menos 20% maior que o percentual de desligamento. Por exemplo, se o percentual de desligamento for 70%, o percentual de reinício deverá ser pelo menos 90%.

Se esta situação ocorrer em seu aplicativo, considere estas alterações.

- Aumente a diferença entre o percentual de reinício e o percentual de desligamento.
- Se os grupos geradores tiverem capacidades diferentes de kW, altere a sequência de demanda de carga.
- Se a carga for alterada frequentemente, aumente o *Retardo de Desligamento*.

13.6.3 Limiar de Reinício

Este valor é a quantidade mínima de capacidade de kW extra que os grupos geradores disponíveis devem ter sempre. Se a carga reduzir a capacidade de kW extra para menos que esse valor, um grupo gerador será reiniciado.

Por exemplo, há quatro grupos geradores A, B, C e D. Cada grupo gerador pode fornecer 1000 kW. O limiar de reinício é de 400 kW. Os grupos geradores C e D se desligaram devido à demanda de carga. Os grupos geradores A e B estão disponíveis. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis é de 2000 kW. Se a carga estiver acima de 1600 kW, um grupo gerador será reiniciado.

13.6.4 Relação entre o Limiar de Desligamento e o Limiar de Reinício

Se o limiar de reinício estiver demasiado próximo ao percentual de desligamento, um grupo gerador poderá ser desligado, reiniciado e esse ciclo se repetir indefinidamente.

Por exemplo, há oito grupos geradores. Cada grupo gerador pode fornecer 1000 kW.

A demanda de carga está habilitada.

- O limiar de desligamento é de 600 kW.
- O limiar de reinício é de 400 kW.

A carga varia entre 6200 kW e 6820 kW.

1. Todos os grupos geradores estão disponíveis. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis quando um grupo gerador é desligado é de 3000 kW. Um grupo gerador se desliga quando a carga cai para menos que 6400 kW (7000 kW - 600 kW).
2. Um grupo gerador se desligou. Sete grupos geradores estão disponíveis. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis é de 7000 kW. O grupo gerador reinicia quando a carga sobe para mais que 6600 kW (7000 kW - 400 kW).

O processo é repetido enquanto a carga continua a variar.

Não há regra que possa impedir que esta situação ocorra em cada aplicação. A probabilidade de essa situação ocorrer depende de vários fatores: o número de grupos geradores no sistema, a capacidade de kW de cada grupo gerador, a sequência de demanda de carga, as cargas esperadas, a variabilidade das cargas e a diferença entre o limiar de reinício e o limiar de desligamento.

NOTA: Para reduzir a probabilidade de o grupo gerador estar continuamente ligando e desligando, defina o limiar de desligamento para pelo menos 50% da capacidade nominal de um grupo gerador mais que o limiar de reinício. Por exemplo, se o limiar de reinício for de 400 kW e cada grupo gerador puder fornecer 1000 kW, o limiar de desligamento deve ser de, pelo menos, 900 kW.

Se esta situação ocorrer em sua aplicação, considere estas alterações.

- Aumente a diferença entre o limiar de reinício e o limiar de desligamento.
- Se os grupos geradores tiverem capacidades diferentes de kW, altere a sequência de demanda de carga.
- Se a carga for alterada frequentemente, aumente o *Shutdown Delay* (Retardo de Desligamento).

13.6.5 Retardo para Reinício

Este é o período de tempo durante o qual a carga deve permanecer suficientemente alta antes de um grupo gerador reiniciar.

Isso pode ser usado quando há cargas que têm um pico de corrente na partida, por exemplo, em motores de resfriadores e bombas. Esse retardo ajuda a impedir que um grupo gerador reinicie desnecessariamente.

NOTA: Isso também aumenta o risco de sobrecarregar os grupos geradores porque este é um retardo antes de o grupo gerador reiniciar.

13.7 Qual Grupo Gerador é Desligado ou Reiniciado

13.7.1 Método de Sequência Fixa

Com o método de sequência fixa, os grupos geradores se desligam em uma ordem específica.

Por exemplo, há quatro grupos geradores A, B, C e D. A é o grupo gerador líder e você definiu a ordem para (A, B, C, D). Se um grupo gerador se desligar, o grupo gerador D se desliga primeiro. Se outro grupo gerador se desligar, o grupo gerador C se desliga a seguir.

NOTA: O grupo gerador principal não se desligará.

Os grupos geradores se reiniciam na ordem inversa do desligamento.

No exemplo anterior, os grupos geradores C e D foram desligados. Se um grupo gerador for reiniciado, será o grupo gerador C.

13.7.2 Exemplo: Método de Sequência Fixa

Há quatro grupos geradores A, B, C e D. Os grupos geradores têm as capacidades nominais a seguir.

TABELA 107. EXEMPLO: CAPACIDADES NOMINAIS DE CADA GRUPO GERADOR

Grupo Gerador	Capacidade Nominal
A	600 kW
B	1000 kW
C	1200 kW
D	1500 kW

A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis é de 4300 kW (600 kW + 1000 kW + 1200 kW + 1500 kW).

A demanda de carga está usando o método de sequência fixa. A é o grupo gerador principal e a ordem é (A, B, C, D).

O percentual de desligamento é 60%.

1. Todos os grupos geradores estão disponíveis. O grupo gerador D é o primeiro grupo gerador que você deve desligar. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis se o grupo gerador D se desligar é de 2800 kW (600 kW + 1000 kW + 1200 kW). Se a carga for menor que 1680 kW (2800 kW * 60%), o grupo gerador D é desligado.

2. Os grupos geradores A, B e C estão disponíveis. O grupo gerador C é o grupo gerador que você deve desligar a seguir. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis se o grupo gerador C se desligar é de 1600 kW (600 kW + 1000 kW). Se a carga for menor que 960 kW (1600 kW * 60%), o grupo gerador C é desligado.
3. Os grupos geradores A e B estão disponíveis. O grupo gerador B é o grupo gerador que você deve desligar a seguir. A capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis se o grupo gerador B se desligar é de 600 kW. Se a carga for menor que 360 kW (600 kW * 60%), o grupo gerador B é desligado.

O grupo gerador A não será desligado porque este é o grupo gerador principal.

13.7.3 Configurando uma Sequência Fixa no InPower

A sequência fixa é armazenada em *Load Demand GenA* (Demanda de Carga Grupo Gerador A), *Load Demand GenB* (Demanda de Carga Grupo Gerador B), *Load Demand Gen*C (Demanda de Carga Grupo Gerador C), etc., em que *Load Demand GenA* (Demanda de Carga Grupo Gerador A) é o grupo gerador principal.

Cada posição na sequência tem de ter um valor único. Se alterar o grupo gerador que está associado a uma posição específica na sequência, o MCM move automaticamente o grupo gerador original que se encontra nessa posição para a posição original do novo grupo gerador. Por exemplo, a sequência fixa é (Grupo Gerador 1, Grupo Gerador 2, Grupo Gerador 4, Grupo Gerador 3).

TABELA 108. EXEMPLO: SEQUÊNCIA FIXA INICIAL

Configuração	Grupo Gerador
Demanda de Carga Grupo Gerador A	Grupo Gerador 1
Demanda de Carga Grupo Gerador B	Grupo Gerador 2
Demanda de Carga Grupo Gerador C	Grupo Gerador 4
Demanda de Carga Grupo Gerador D	Grupo Gerador 3

Em seguida, *Load Demand GenA* (Demando de Carga Grupo Gerador A) é configurada como Grupo Gerador 3.

TABELA 109. EXEMPLO: SEQUÊNCIA FIXA DEPOIS QUE GRUPO GERADOR 4 É ATRIBUÍDO À DEMANDA DE CARGA GRUPO GERADOR A

Configuração	Grupo Gerador
Demanda de Carga Grupo Gerador A	Grupo Gerador 3
Demanda de Carga Grupo Gerador B	Grupo Gerador 2
Demanda de Carga Grupo Gerador C	Grupo Gerador 4
Demanda de Carga Grupo Gerador D	Grupo Gerador 1

O Grupo Gerador 1 é automaticamente atribuído à *Load Demand GenD* (Demanda de Carga Grupo Gerador D).

13.7.4 Método de Horas de Operação

Com este método, a demanda de carga equilibra as horas de operação dos grupos geradores.

A sequência inicial se baseia nas horas de operação atuais dos grupos geradores. O grupo gerador com menos horas de operação é o grupo gerador líder. O grupo gerador principal não se desligará. O grupo gerador com mais horas de operação é o primeiro grupo gerador que se desliga.

À medida que os grupos geradores são executados, a sequência é alterada para equilibrar as horas de operação dos grupos geradores. Especifique um limite. Se a diferença entre as horas de operação de dois grupos geradores for maior que o limite, os dois grupos geradores trocarão de lugar na sequência. Se necessário, o grupo gerador com o menor número de horas de operação será reiniciado e o grupo gerador com o maior número de horas de operação será desligado. O grupo gerador líder pode ser alterado nesse método.

13.7.5 Fonte das Horas de Operação para o Método de Horas de Operação

Esse método se baseia nas horas de operação mantidas pelo MCM3320, não nas horas de operação mantidas pelos grupo geradores. Pode alterar as horas de operação dos grupos geradores no MCM3320. Se alterar as horas de operação dos grupos geradores no MCM3320, a sequência será alterada conforme necessário. Se a sequência se alterar, os grupos geradores reiniciarão e desligarão em conformidade.

NOTA: Se você alterar as horas de operação dos grupos geradores no MCM3320, os grupos geradores podem reiniciar e desligar imediatamente.

13.7.6 Exemplo: Método de Horas de Operação

Há quatro grupos geradores A, B, C e D. A sequência atual é (A, B, C, D). Os grupos geradores C e D se desligaram porque há capacidade extra. Os grupos geradores têm as horas de operação a seguir.

TABELA 110. SEQUÊNCIA ANTES DA CHAVE 1

Sequência	Horas de Operação
A	40
B	35
C	25
D	20

O limite são 20 horas de operação. O grupo gerador A e o grupo gerador D trocam de lugar na sequência atual. O grupo gerador D reinicia e o grupo gerador A desliga.

TABELA 111. SEQUÊNCIA APÓS CHAVE 1

Sequência	Horas de Operação
D	20
B	35
C	25
A	40

Os geradores D e B são executados por 10 horas.

TABELA 112. SEQUÊNCIA APÓS CHAVE 2

Sequência	Horas de Operação
D	30 (20 + 10)
B	45 (35 + 10)
C	25
A	40

O grupo gerador B e o grupo gerador C trocam de lugar na sequência atual. O grupo gerador C reinicia e o grupo gerador B desliga.

TABELA 113. SEQUÊNCIA APÓS CHAVE 2

Sequência	Horas de Operação
D	30
C	25
B	45
A	40

Os geradores D e C são executados por 5 horas. Em seguida, todos os grupos geradores se desligam.

Na próxima vez que um grupo gerador se desligar para demanda de carga, o grupo gerador A se desligará.

13.7.7 Tempo On-line do Gruipo Gerador

O *GenX Online Time* (Tempo On-line do Grupo Gerador X), em que X identifica o grupo gerador, rastreia o tempo que o disjuntor paralelo do grupo gerador fica fechado. Esse valor pode ser definido manualmente.

NOTA: O *GenX Online Time* (Tempo On-line do Grupo Gerador X) é diferente do número de horas de operação rastreado por cada grupo gerador. Os valores podem não ser iguais.

Esse valor é usado pelo método de horas de operação na demanda de carga.

13.7.8 Tempo de Falha do Grupo Gerador

Esse é o período de tempo que um grupo gerador tem para fechar seu disjuntor paralelo depois que recebeu um comando para iniciar. No fim desse período, se o grupo gerador ainda não tiver fechado seu disjuntor paralelo, o grupo gerador é considerado indisponível.

Na demanda de carga, esse retardo se aplica quando um grupo gerador é reiniciado. No fim desse período, se o grupo gerador ainda não tiver fechado seu disjuntor paralelo, o grupo gerador seguinte é reiniciado.

Se você definir esse valor muito baixo, um grupo gerador poderá reiniciar desnecessariamente. Se você definir esse valor muito alto, o sistema responderá mais lentamente se um grupo gerador não for reiniciado.

13.8 Demanda de Carga e Sobrecarga do Grupo Gerador

Se um ou mais grupos geradores forem desligados, os grupos geradores disponíveis poderão ficar sobrecarregados mais facilmente. Se isso acontecer,

- Os grupos geradores que foram desligados serão imediatamente reiniciados.
- As cargas serão removidas com base nos níveis de adição de carga. É utilizada a mesma sequência de desconexão de carga que a desconexão automática de carga (**Seção 12.8 na página 158**) utiliza. Não importa se o consumo automático de carga está ativo.

13.9 Resumo das Configurações (Demanda de Carga)

TABELA 114. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (DEMANDA DE CARGA)

Configuração	Descrição
Load Demand Enable (Ativar Demanda de Carga)	Ativa ou desativa a demanda de carga. Padrão: Desativado
Load Demand Minimum Online Capacity (Capacidade On-line Mínima de Demanda de Carga)	Especifica a capacidade que tem de estar disponível, independentemente da carga. Defina esse valor como 0 para desativar. Padrão: 0 kW
Load Demand Type (Tipo de Demanda de Carga)	Especifica o modo como a sequência é gerada. Valores possíveis: None (Nenhum), Fixed Sequence (Squência Fixa), Run Hours (Horas de Operação) (Padrão: Nenhum)
Load Demand GenX (Demanda de Carga Grupo Gerador X) (X = A, B, C, ...)	Especifica a sequência fixa, em que A é o grupo gerador principal. Isso não tem qualquer efeito exceto se o *Load Demand Type* (Tipo de Demanda de Carga) for Sequência Fixa. Valores possíveis: Gen1 (Grupo Gerador 1), Gen2 (Grupo Gerador 2), Gen3 (Grupo Gerador 3), etc.
Load Demand Run Hours Differential (Diferencial de Horas de Operação da Demanda de Carga)	Se a diferença entre as horas de operação de dois grupos geradores for maior que esse valor, os dois grupos geradores trocarão de lugar na sequência. Isso não tem qualquer efeito exceto se o *Load Demand Type* (Tipo de Demanda de Carga) for Horas de Operação. Valores possíveis: 1-500 horas (Padrão: 50 horas)
GenX Online Time (Tempo On-line do Grupo Gerador X) (X = 1-16)	Especifica as horas de operação do grupo gerador. Valores possíveis: 0-1193046 horas
Load Demand Refresh Sequence Command (Comando de Sequência de Atualização da Demanda de Carga)	Força a sequência atual a ser recalculada, com base no *Load Demand Type* (Tipo de Demanda de Carga), do mesmo modo que é calculada inicialmente quando a demanda de carga fica ativa. Isso não tem qualquer efeito exceto se o *Load Demand Type* (Tipo de Demanda de Carga) for Horas de Operação. Valores possíveis: Do Nothing (Não Fazer Nada), Refresh Sequence (Atualizar Sequência)
Load Demand Initial Delay (Retardo Inicial da Demanda de Carga)	Especifica o período de tempo entre o momento em que o primeiro grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo e o momento em que a demanda de carga se torna ativa. Valores possíveis: 1-60 minutos (Padrão: 5 minutos)

Configuração	Descrição
Load Demand Restart Delay (Retardo de Reinício da Demanda de Carga)	Especifica o período de tempo durante o qual a carga deve permanecer suficientemente alta antes de um grupo gerador reiniciar. Valores possíveis: 0-25 segundos (Padrão: 1 segundo)
Load Demand Shutdown Delay (Retardo de Desligamento da Demanda de Carga)	Especifica o período de tempo durante o qual a carga deve permanecer suficientemente baixa antes que um grupo gerador seja desligado. Valores possíveis: 1-60 minutos (Padrão: 5 minutos)
Genset Fail Time Delay (Retardo de Tempo de Falha no Grupo Gerador)	Especifica o período de tempo que um grupo gerador tem para fechar seu disjuntor paralelo depois que recebeu um comando para iniciar. Valores possíveis: 10-900 segundos (Padrão: 59 segundos)
Load Demand Threshold Method (Método de Limite de Demanda de Carga)	Especifica o modo como são calculados os limites para o próximo desligamento e o próximo reinício. Valores possíveis: %kW, kW (Padrão: %kW)
Load Demand Shutdown Percent (Porcentagem para Desligar Demanda de Carga)	Especifica a porcentagem da capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis quando um grupo gerador é desligado. Se a carga estiver abaixo desse percentual, o grupo gerador será desligado. Isso não tem qualquer efeito exceto se o *Load Demand Threshold Method* (Método de Limite de Demanda de Carga) for %kW. Valores possíveis: 20-100% (Padrão: 60%)
Load Demand Restart Percent (Porcentagem para Reiniciar Demanda de Carga)	Especifica uma porcentagem da capacidade de kW dos grupos geradores disponíveis. Se a carga estiver acima desse percentual, um grupo gerador será reiniciado. Isso não tem qualquer efeito exceto se o *Load Demand Threshold Method* (Método de Limite de Demanda de Carga) for %kW. Valores possíveis: 20-100% (Padrão: 80%)
Load Demand Shutdown kW Threshold (Limite de kW de Desligamento da Demanda de Carga)	Especifica a quantidade de capacidade de kW extra que os grupos geradores disponíveis devem ter se um grupo gerador for desligado. Isso não tem qualquer efeito exceto se o *Load Demand Threshold Method* (Método de Limite de Demanda de Carga) for kW. Padrão: 1000 kW

TABELA 115. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (DEMANDA DE CARGA)

Configuração	Descrição
GenX (Grupo Gerador X) (X = A, B, C, ...)	Indica a sequência atual, em que A é o grupo gerador principal, usada pela demanda de carga.
Next Gen To Restart (Próximo Grupo Gerador a Reiniciar)	Indica que grupo gerador será o próximo a ser reiniciado.
Next Gen Restart Threshold (Limite para Reiniciar Próximo Grupo Gerador)	Indica com que nível de carga o próximo grupo gerador será reiniciado.
Next Gen To Shutdown (Próximo Grupo Gerador a Desligar)	Indica que grupo gerador será o próximo a ser desligado.
Next Gen Shutdown Threshold (Limite para Desligar Próximo Grupo Gerador)	Indica com que nível de carga o próximo grupo gerador será desligado.

Configuração	Descrição
Total Load Demand Online Capacity (Capacidade On-line Total de Demanda de Carga)	A capacidade incluída em *Total Online Capacity* (Capacidade On-line Total) e ainda a soma das taxas dos grupos geradores que foram iniciados ou reiniciados, mas que ainda não estão on-line. Esta capacidade é utilizada pela demanda de carga para evitar reiniciar outro grupo gerador até que um grupo gerador previamente reiniciado feche seu disjuntor de circuito paralelo ou não consiga ficar on-line.

14 Programador

O programador fornece a capacidade de iniciar os grupos geradores automaticamente em horários predefinidos. Por exemplo, você pode usar isso para exercitar os geradores regularmente. Alternativamente, você pode usar isso para executar em paralelo estendido durante um certo período a cada dia para evitar aumento de cargas da rede pública.

Quando os grupos geradores executam, o sistema pode executar nos modos Testar com Carga, Testar sem Carga ou Paralelo Estendido.

14.1 Relógio de Tempo Real

O relógio de tempo real rastreia a data e a hora atuais. É usado para calcular o tempo de atividade do controlador e pelo programador.

A data atual é ajustada automaticamente para meses com menos de 31 dias e para anos bissextos. A hora atual é rastreada no formato de 24 horas.

14.1.1 Horário de Verão

O horário de verão é a prática de adiantar temporariamente os relógios durante o período de verão, para que as tardes tenham mais luz do dia e as manhãs tenham menos. Habitualmente, os relógios são adiantados uma hora na primavera e atrasados de novo uma hora no outono, mas os dias específicos e a quantidade de tempo varia consoante a região.

14.1.2 Ativar Horário de Verão

Se *Daylight Saving Time Enable* (Ativar Horário de Verão) estiver Ativado, o relógio de tempo real é automaticamente ajustado para o horário de verão.

O relógio de tempo real é adiantado de acordo com o *Daylight Saving Time Adjustment* (Ajuste para o Horário de Verão) quando a data e a hora atuais atendem as seguintes condições.

- *Daylight Saving Time Start Month* (Mês Inicial do Horário de Verão) (1-12, 1 = Janeiro, 2 = Fevereiro, etc.)
- *Daylight Saving Time Start Week* (Semana Inicial do Horário de Verão) (1-5, 1 = primeira, 2 = segunda, etc.)
- *Daylight Saving Time Start Day* (Dia Inicial do Horário de Verão) (0-6, 0 = Domingo, 1 = Segunda, etc.)
- *Daylight Saving Time Start Hour* (Hora Inicial do Horário de Verão) (0-23)

Por exemplo, o relógio de tempo real pode ser adiantado na terceira Quinta-feira de Março à 1:00.

O relógio de tempo real é atrasado de novo de acordo com o *Daylight Saving Time Adjustment* (Ajuste para o Horário de Verão) quando a data e a hora atuais atendem um conjunto de condições semelhante no final do horário de verão.

Se *Daylight Saving Time Enable* (Ativar Horário de Verão) estiver Desativado antes do final do horário de verão, o relógio de tempo real não é ajustado.

14.1.3 Resumo das Configurações (Relógio de Tempo Real)

TABELA 116. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (RELÓGIO DE TEMPO REAL)

Configuração	Descrição
Clock Mode (Modo do Relógio)	Especifica o modo de operação do relógio de tempo real. Valores possíveis: **Normal**: O relógio de tempo real está funcionando e atualiza a data e a hora atuais. **Set Clock** (Configurar Relógio): O relógio de tempo real deixa de atualizar a data e a hora atuais, para que possam ser configuradas. O relógio de tempo real continua funcionando. Se o *Clock Mode* (Modo do Relógio) for Normal, a data e a hora atuais estão corretas. **Save Clock** (Salvar Relógio): A data e a hora atuais são atualizadas com base nos valores da data e da hora atuais. O status retorna a Normal.
Clock Year (Ano do Relógio) Clock Month (Mês do Relógio) Clock Date (Dia do Relógio)	Especifica a data atual no relógio de tempo real. Se o *Clock Mode* (Modo do Relógio) for Configurar Relógio, a data atual pode ser configurada.
Clock Hour (Hora do Relógio) Clock Minute (Minuto do Relógio) Clock Second (Segundo do relógio)	Especifica a hora atual no relógio de tempo real. Se o *Clock Mode* (Modo do Relógio) for Configurar Relógio, a hora atual pode ser configurada.
Daylight Saving Time Enable (Ativar Horário de Verão)	Ativa ou desativa o ajuste do relógio de tempo real devido ao horário de verão. Valores possíveis: -50~50 graus (Padrão: 0 graus)
Daylight Saving Time Start Month, Week, Day, Hour (Mês, Semana, Dia, Hora Inicial do Horário de Verão)	Especifica o início do horário de verão.
Daylight Saving Time End Month, Week, Day, Hour (Mês, Semana, Dia, Hora Final do Horário de Verão)	Especifica o final do horário de verão.
Daylight Saving Time Adjustment (Ajuste do Horário de Verão)	Especifica quanto o relógio de tempo real é adiantado no início do horário de verão e atrasado no final do horário de verão. Valores possíveis: 0-120 minutos (Padrão: 60 minutos)

14.1.4 Código 1689 - Real-time Clock Power Interrupt (Quebra de Energia no Relógio de Tempo Real)

O relógio de tempo real não foi configurado após uma quebra de energia ou o relógio esteve sem energia durante pelo menos 24 horas.

Configure o relógio de tempo real para redefinir esse código.

14.1.5 Efeitos do Código 1689

O programador fica inativo.

14.2 Ativar Programador

Esse recurso estará ativo se todas estas condições forem atendidas.

- *System Scheduler Enable* (Ativar Programador do Sistema) está Ativado.

- O código 1689 (Real Time Clock Power Interrupt - Quebra de Energia no Relógio de Tempo Real) está inativo.

14.2.1 Ativar Alterações Automáticas do Programador do Sistema

System Scheduler Enable (Ativar Programador do Sistema) é automaticamente configurado como Desativado se alguma dessas condições for atendida.

- *Cancel Scheduler If Modbus Fail Enable* (Ativar Cancelar Programador se o Modbus Falhar) está Ativado e o código 2939 (Modbus Communication Failure Warning - Alerta de Falha de Comunicação Modbus) está ativo.
- O código 4137 (Advanced Grid Protection Fault - Falha de proteção de grelha avançada) está ativo.

System Scheduler Enable (Ativar Programador do Sistema) não retorna a seu valor original quando as condições acima já não forem atendidas. A configuração tem de ser alterada manualmente.

14.3 Programas agendados

Os programas agendados especificam quando os grupos geradores devem ser executados.

Cada programa agendado inclui as seguintes informações:

- Quando os grupos geradores devem ser iniciados
- Por quanto tempo os grupos geradores devem ser executados
- Em qual modo os grupos geradores devem ser executados
- Quantas vezes o programa é repetido

Os exemplos a seguir mostram o que acontece quando dois ou mais programas agendados se sobrepõem.

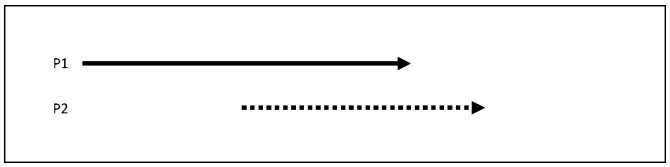


FIGURA 81. PROGRAMA AGENDADO P1 INICIA ANTES DO PROGRAMA AGENDADO P2

Em **Figura 81**, o programa agendado P1 é executado porque ele é iniciado primeiro. O programa agendado P2 é ignorado, mesmo quando ele termina depois.

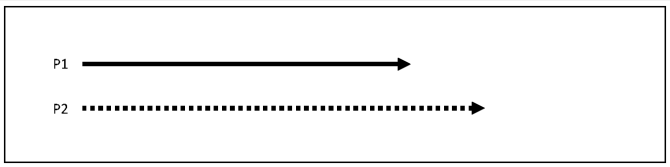


FIGURA 82. PROGRAMA AGENDADO P1 E PROGRAMA AGENDADO P2 COMEÇAM AO MESMO TEMPO

Em **Figura 82**, o programa agendado P1 é executado porque ele tem o menor número. O programa agendado P2 é ignorado, mesmo quando ele termina depois.

14.4 Exceções

As exceções impedem que programas agendados sejam iniciados durante horas específicas. Elas não param um programa agendado que já está em execução.

Cada exceção inclui as seguintes informações:

- Quando começa a exceção
- Quanto tempo dura a exceção
- Quantas vezes a exceção se repete

Os exemplos a seguir mostram o que acontece quando um programa agendado sobrepõe uma exceção.

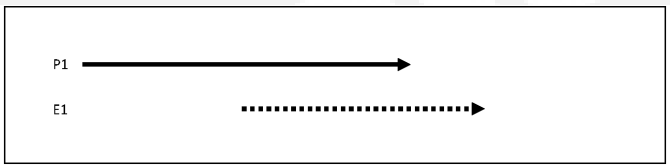


FIGURA 83. PROGRAMA AGENDADO P1 INICIA ANTES DA EXCEÇÃO E1

Em **Figura 83**, o programa agendado é executado normalmente porque ele inicia antes da exceção. A exceção E1 não tem qualquer efeito.

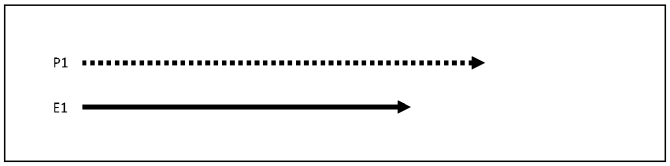


FIGURA 84. PROGRAMA AGENDADO P1 E EXCEÇÃO E1 COMEÇAM AO MESMO TEMPO

Em **Figura 84**, o programa agendado é ignorado porque a exceção está ativa.

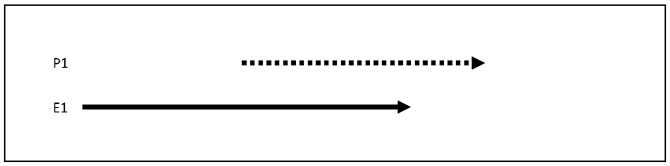


FIGURA 85. PROGRAMA AGENDADO P1 INICIA APÓS A EXCEÇÃO E1

Em **Figura 85**, o programa agendado é ignorado porque a exceção está ativa.

Se duas ou mais exceções se sobrepuserem, elas seguirão as mesmas regras de quando dois ou mais programas agendados se sobrepõem.

14.5 Especificações do Programador

TABELA 117. ESPECIFICAÇÕES DO PROGRAMADOR

Descrição	Valor
Número de programas agendados	12
Número de exceções	6

14.6 Resumo das Configurações (Programador)

TABELA 118. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (PROGRAMADOR)

Configuração	Descrição
System Scheduler Enable (Ativar Programador do Sistema)	Ativa ou desativa o programador. Valores possíveis: Enabled (Ativado), Disabled (Desativado) (Padrão: Desativado)
Ativar Programa N do Programador, Modo de Operação, Dia de Início, Hora de Início, Minuto de Início, Horas de Duração, Minutos de Duração, Intervalo de Repetição	(N é o número do programa agendado.) Especifica o programa agendado.
Ativar Exceção N do Programador, Mês, Data, Hora, Minuto, Dias de Duração, Horas de Duração, Minutos de Duração, Repetição	(N é o número da exceção.) Especifica a exceção.
Cancel Scheduler If Modbus Fail Enable (Ativar Cancelar Programador se o Modbus Falhar	Ativar ou desativa o programador se o código 2939 (Modbus Communication Failure Warning - Alerta de Falha de Comunicação Modbus) estiver ativo. Valores possíveis: Enabled (Ativado), Disabled (Desativado) (Padrão: Desativado)
Scheduler Run Command (Selecionar Programa do Programador)	Seleciona o programa agendado para colocar nas configurações do *Scheduler Program x* (Programa x do Programador).
Ativar Programa x do Programador, Modo de Operação, Dia de Início, Hora de Início, Minuto de Início, Horas de Duração, Minutos de Duração, Intervalo de Repetição	Especifica o programa agendado selecionado em *Scheduler Program Select* (Selecionar Programa do Programador). Se esses valores estiverem atualizados, o programa agendado será atualizado.
Selecionar Exceção do Programador	Seleciona a exceção para colocar nas configurações da *Scheduler Exception x* (Exceção x do Programador).
Ativar Exceção x do Programador, Mês, Data, Hora, Minuto, Dias de Duração, Horas de Duração, Minutos de Duração, Repetição	Especifica a exceção selecionada em *Scheduler Exception Select* (Selecionar Exceção do Programador). Se esses valores estiverem atualizados, a exceção será atualizada.

TABELA 119. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (PROGRAMADOR)

Configuração	Descrição
Active Schedule (Programa Ativo)	Indica que programa agendado ou exceção está sendo executada.
Scheduler Run Command (Comando Executar Programador)	Indica o tipo de ação que o programador está realizando. Isso é usado pela lógica do controle de transferência de energia (PTC). Valores possíveis: Off (Desativado), No Load (Sem Carga), With Load (Com Carga), Extended Parallel (Paralelo Estendido)

Esta página foi deixada em branco intencionalmente.

15 Modo Manual

No modo Manual, as fontes são conectadas e desconectadas manualmente. As fontes não são conectadas ou desconectadas usando a lógica de controle de transferência de energia (PTC).

O Manual deve também alterar a *System Topology* (Topologia do Sistema) ou carregar firmware para o MCM3320.

15.1 Condições para Entrar no Modo Manual

Auto/Manual Sw (Chave Automática/Manual) está como Automática.

15.2 Condições para Sair do Modo Manual

Auto/Manual Sw (Chave Automática/Manual) está como Automática.

15.3 Chave Manual/Automática

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão Automática/Manual (TB10-6, TB10-17)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave é Manual quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece Manual até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Esta chave coloca o MCM3320 em modo Manual.

15.4 Monitoramento da Posição do Disjuntor em Modo Manual

No modo Manual, o disjuntor principal da rede pública e o disjuntor principal do grupo gerador são tratados como disjuntores de contato único. Isso permite que os disjuntores sejam colocados na posição de desconectado ou na posição de teste sem causar falhas relacionadas com os contatos da posição do disjuntor.

Em geral, não tem qualquer efeito sobre o comportamento, apesar de afetar o modo como as falhas de contato de posição do disjuntor são geradas se os disjuntores foram realmente disjuntores de contato duplo.

15.5 Compromisso com a Transferência no Modo Manual

No modo Manual, o sistema não consegue se comprometer com a transferência das cargas para os grupos geradores. Por conseguinte, se o *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) se tornar Falha na Rede Pública, o *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) fica como Falha na Rede Pública mesmo que a rede pública fique disponível de novo.

15.6 Controle do Disjuntor em Modo Manual

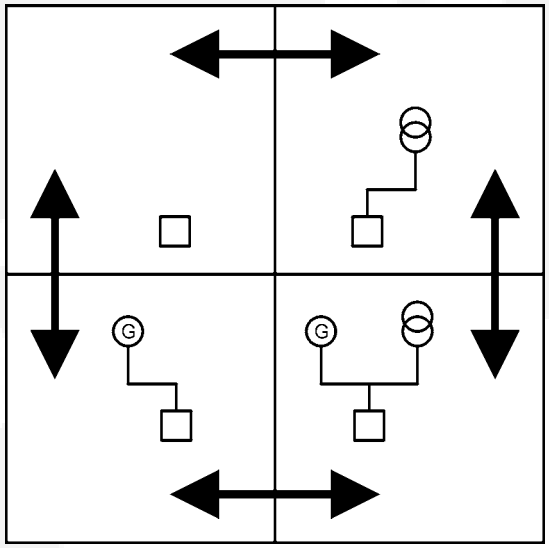


FIGURA 86. CONTROLE DO DISJUNTOR EM MANUAL

Os disjuntores são controlados pelo *Gen CB Manual Control* (Controle Manual do Disjuntor do Grupo Gerador) e pelo *Util CB Manual Control* (Controle Manual do Disjuntor da Rede Pública).

- As fontes podem ser imediatamente desconectadas.
- Se o *PTC State* (Estado de PTC) for Sem Fonte Conectada, os grupos geradores ou a rede pública podem ser conectadas depois de o *Programmed Transition Delay (TDPT)* (Retardo de Transição Programada) expirar.
- Para conectar as fontes em paralelo, os grupos geradores têm de estar sincronizados com a rede pública e *PTC Operating Transition Type* (Tipo de Transição Operacional de PTC) não pode ser Transição Aberta.

NOTA: Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador, o *PTC Operating Transition Type* (Tipo de Transição Operacional de PTC) é sempre Transição Aberta.

15.6.1 Retardo de Tempo de Transição Programada

Isso permite que a tensão residual de cargas indutivas baixem para um nível aceitável antes da transferência ser concluída.

Isso também é conhecido como TDPT (Retardo de Tempo de Transição Programada Transição).

15.6.2 Temporizador Máximo Paralelo em Modo Manual

Este temporizador depende do *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC), não do *PTC Transfer Pair Operating Mode* (Modo de Operacional Par de Transferência PTC). Esse temporizador será executado se *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) não for Paralelo Estendido. Se o temporizador expirar, os grupos geradores não são imediatamente desconectados, no entanto.

15.6.3 Restrição Principal

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Restrição Principal (TB3-8, TB3-17)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Quando essa chave fica ativa, os recursos seguintes são desativados.

- Controle do disjuntor quando *PTC State* (Estado de PTC) é Nenhuma Fonte Conectada, Grupo Gerador Conectado ou Rede Pública Conectada.
- Sincronizador
- Controle de carga em paralelo estendido

15.6.4 Restrição de Disjuntor do Grupo Gerador

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Restrição de Disjuntor do Grupo Gerador (TB10-5, TB10-4)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Quando essa chave se torna ativa, os grupos geradores são desconectados das cargas (**Seção 6.1.2 na página 97**).

15.6.5 Restrição de Disjuntor Principal da Rede Pública

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Restrição de Disjuntor Principal da Rede Pública (TB10-11, TB10-13)
- Redes Modbus

- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

Quando essa chave se torna ativa, a rede pública é desconectada das cargas (**Seção 6.2.2 na página 99**).

15.6.6 Ativar Falha ao Desconectar

Se *Fail to Disconnect Enable* (Ativar Falha ao Desconectar) estiver Ativado, o sistema toma medidas adicionais para tentar desconectar uma das fontes quando os grupos geradores estão funcionando em paralelo com a rede pública.

- Se o código 1453 (Genset Main Breaker Fail to Open - Falha ao Abrir o Disjuntor Principal do Grupo Gerador) estiver ativo, a rede pública é imediatamente desconectada.
- Se o código 2397 (Utility Main Breaker Fail to Open - Falha ao Abrir o Disjuntor Principal da Rede Pública) estiver ativo, os grupos geradores são imediatamente desconectados.

Além disso, o código 1121 (Fail to Disconnect - Falha ao Desconectar) está ativado.

15.7 Controle do Grupo Gerador em Modo Manual

O modo Manual não tem qualquer efeito sobre o *PTC Genset Operating Mode* (Modo de Operação do Grupo Gerador PTC). Os grupos geradores arrancam e param do mesmo modo que no modo Automático.

15.8 Controle de Cargas em Modo Manual

Quando *PTC State* (Estado de PTC) é Paralelo, o controle de cargas informa os grupos geradores que devem funcionar a 0%. O controle de cargas não suporta paralelo estendido nem transições fechadas lentas no modo Manual.

15.8.1 Controle de Carga em Outros Momentos

Mesmo quando *PTC State* (Estado de PTC) não é Paralelo, o controle de carga envia, ainda assim, sinais para os grupos gerados. Os grupos geradores podem não responder a esses sinais dependendo do controle do grupo gerador e de sua configuração.

Quando *PTC State* (Estado de PTC) não é Paralelo, o controle de carga transmite aos grupos geradores para subirem suas cargas se as seguintes condições forem atendidas.

- *PTC State* (Estado de PTC) é Rede Pública Conectada.
- *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) não é Paralelo Estendido.

Caso contrário, o controle de carga transmite aos grupos geradores para baixarem suas cargas.

15.9 Status do Sincronizador no Modo Manual

O sincronizador funcionará se todas essas condições forem atendidas.

- A rede pública está disponível.
- Os grupos geradores estão disponíveis.
- A chave de ativação do sincronizador está ativa.

15.9.1 Chave de Ativação do Sincronizador

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Chave de Ativação do Sincronizador (TB1-10, TB1-11)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

15.10 Adição/Desconexão de Carga em Modo Manual

A adição/desconexão de carga está disponível em modo Manual.

A adição de carga automática pode começar quando o disjuntor principal da rede pública estiver aberto, se uma dessas condições for atendida.

- Se a topologia for Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Comum, os primeiro grupo gerador fecha seu disjuntor paralelo.
- Se a topologia for Barramento com Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Par de Transferência, o disjuntor principal do grupo gerador fecha.

Se a adição de carga automática não se iniciar, as cargas têm de ser adicionadas manualmente.

Os restantes recursos da adição/desconexão de carga funcionam normalmente.

15.11 Demanda de Carga em Modo Manual

A demanda de carga está disponível em modo Manual.

15.12 Programador em Modo Manua

Os programador está disponível em modo Manual. No entanto, o controle do disjuntor é manual, por isso todos os programas agendados se comportarão como testes sem carga.

15.13 Resumo das Configurações (Modo Manual)

TABELA 120. RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES (MODO MANUAL)

Configuração	Descrição
Auto/Manual Vol (Vol Automático/Manual)	Configura a chave automática/manual. Valores possíveis: Auto, Manual
Synchronizer Enable Vol (Vol Ativar Sincronizador)	Configura a chave de ativação do sincronizador. Valores possíveis: Inactive (Inativo), Active (Ativo)

TABELA 121. RESUMO DOS PONTOS DE MONITORAMENTO (MODO MANUAL)

Configuração	Descrição
Auto/Manual Sw (Chave Manual/Automática)	Indica o estado da chave automática/manual.
Synchronizer Enable Sw (Chave de Ativação do Sincronizador)	Indica o estado da chave de ativação do sincronizador.

16 Somente Sincronismo Principal

Se a topologia for Somente Sincronismo Principal, o sincronizador estará disponível. Outros recursos não estarão ativos.

16.1 Disponibilidade do Grupo Gerador (Aplicações Trifásicas em Modo Somente Sincronismo Principal ou Componente)

Os grupos geradores estão disponíveis quando todas estas condições são atendidas.

- Nenhum dos sensores de PTC dos grupos geradores está em Desativação.
- *Genset Online Capacity Sensor Status* (Estado do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador) não está em Desativação.

Os grupos geradores estão indisponíveis quando pelo menos uma dessas condições não é atendida.

16.2 Disponibilidade da Rede Pública (Aplicações Trifásicas em Modo Somente Sincronismo Principal ou Componente)

A rede pública está disponível quando nenhum dos sensores de PTC da rede pública está em Desativação.

A rede pública não está disponível quando pelo menos um dos sensores de PTC da rede pública está em Desativação.

16.3 Estado de PTC e Modo de Operação de PTC em Modo Somente Sincronismo Principal

Nessa topologia, o *PTC State* (Estado de PTC) é Não Ativado e o *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) é Normal.

16.4 Estado do Sincronizador em Modo Somente Sincronismo Principal e Componente

O *Synchronizer Status* (Estado do Sincronizador) indica se o sincronizador está funcionando, ou não.

O sincronizador funcionará se todas essas condições forem atendidas.

- A rede pública está disponível.
- Os grupos geradores estão disponíveis.

16.5 Status do Sincronizador no Modo Manual

O sincronizador funcionará se todas essas condições forem atendidas.

- A rede pública está disponível.
- Os grupos geradores estão disponíveis.
- A chave de ativação do sincronizador está ativa.

16.5.1 Chave de Ativação do Sincronizador

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Chave de Ativação do Sincronizador (TB1-10, TB1-11)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

16.6 Verificação do Sincronizador em Modo Somente Sincronismo Principal ou Componente

Se a topologia for Modo Somente Sincronismo Principal ou Componente, *Sync Check Close Allowed* (Fechamento de Verificação do Sincronizador Permitido) pode ser Permitido em uma série de condições. Cada condição é ativada ou desativada por uma configuração diferente.

TABELA 122. FECHAMENTO DE VERIFICAÇÃO DO SINCRONIZADOR PERMITIDO (MODO SOMENTE SINCRONISMO PRINCIPAL OU COMPONENTE)

Configuração	Condição
Sync Check Dead Utility Dead Genset Enable (Ativar Verificação de Sincronização Rede Pública Inativa Grupo Gerador Inativo)	O barramento da rede pública está inativo e o barramento do grupo gerador está inativo.
Sync Check Dead Utility Live Genset Enable (Ativar Verificação de Sincronização Rede Pública Inativa Grupo Gerador Ativo)	O barramento da rede pública está inativo e os grupos geradores estão disponíveis.
Sync Check Live Utility Dead Genset Enable (Ativar Verificação de Sincronização Rede Pública Ativa Grupo Gerador Inativo)	O barramento da rede pública está disponível e os grupos geradores estão inativos.
Sync Check Live Utility Live Genset Enable (Ativar Verificação de Sincronização Rede Pública Ativa Grupo Gerador Ativo)	*Permissive Close Allowed* (Fechamento Permissivo Admitido) é Permitido.

17 SYNC1320

O SYNC1320 é um MCM3320 no qual a topologia é Somente Sincronismo Principal.

A placa base do SYNC1320 é uma placa base do MCM3320 desocupada. A desocupação reduz as capacidades do SYNC1320 por comparação com um MCM3320 em modo Somente Sincronismo Principal.

- Sem detecção de corrente
- Sem conexões Modbus
- Sem conexões PCCNet, incluindo o painel do operador

Começando pela versão de software 1.29, o SYNC1320 pode ser utilizado em aplicações monofásicas, bem como em aplicações trifásicas. Isso tem impacto no sincronizador, que apenas suporta aplicações trifásicas no MCM3320. Além disso, quando o SYNC1320 é utilizado em aplicações monofásicas, a disponibilidade da fonte é diferente.

Consulte 0900-0662 para obter mais informações sobre o SYNC1320.

17.1 Disponibilidade do Grupo Gerador (Aplicações Monofásicas)

Os grupos geradores estão disponíveis quando a tensão do grupo gerador é de pelo menos 60% da tensão nominal.

Os grupos geradores não estão disponíveis quando a tensão do grupo gerador é inferior a 60% da tensão nominal.

17.2 Disponibilidade da Rede Pública (Aplicações Monofásicas)

A rede pública está disponível quando a tensão da rede pública é de pelo menos 60% da tensão nominal.

A rede pública não está disponível quando a tensão da rede pública é inferior a 60% da tensão nominal.

17.3 Sincronizador no SYNC1320

O sincronizador no SYNC1320 pode suportar aplicações monofásicas ou aplicações trifásicas. Configure o *Synchronizer Type* (Tipo de Sincronizador) baseado na aplicação.

O sincronizador monofásico e o sincronizador trifásico funcionam do mesmo modo que o sincronizador do MCM3320.

Esta página foi deixada em branco intencionalmente.

18 Modo de Componente

Se a topologia for Modo de Componente, estarão disponíveis o sincronizador e o controle de carga. Outros recursos não estarão ativos.

18.1 Disponibilidade do Grupo Gerador (Aplicações Trifásicas em Modo Somente Sincronismo Principal ou Componente)

Os grupos geradores estão disponíveis quando todas estas condições são atendidas.

- Nenhum dos sensores de PTC dos grupos geradores está em Desativação.
- *Genset Online Capacity Sensor Status* (Estado do Sensor de Capacidade On-line do Grupo Gerador) não está em Desativação.

Os grupos geradores estão indisponíveis quando pelo menos uma dessas condições não é atendida.

18.2 Disponibilidade da Rede Pública (Aplicações Trifásicas em Modo Somente Sincronismo Principal ou Componente)

A rede pública está disponível quando nenhum dos sensores de PTC da rede pública está em Desativação.

A rede pública não está disponível quando pelo menos um dos sensores de PTC da rede pública está em Desativação.

18.3 Estado de PTC e Modo de Operação de PTC em Modo Componente

Nessa topologia, o *PTC State* (Estado de PTC) e o *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) são valores que é possível escrever. São usados no controle de cargas.

Independentemente do *PTC State* (Estado de PTC) e do *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC), não existe controle de disjuntor nem controle do grupo gerador no modo Componente.

18.4 Estado do Sincronizador em Modo Somente Sincronismo Principal e Componente

O *Synchronizer Status* (Estado do Sincronizador) indica se o sincronizador está funcionando, ou não.

O sincronizador funcionará se todas essas condições forem atendidas.

- A rede pública está disponível.

- Os grupos geradores estão disponíveis.

18.5 Status do Sincronizador no Modo Manual

O sincronizador funcionará se todas essas condições forem atendidas.

- A rede pública está disponível.
- Os grupos geradores estão disponíveis.
- A chave de ativação do sincronizador está ativa.

18.5.1 Chave de Ativação do Sincronizador

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão de Chave de Ativação do Sincronizador (TB1-10, TB1-11)
- Redes Modbus
- InPower

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

18.6 Verificação do Sincronizador em Modo Somente Sincronismo Principal ou Componente

Se a topologia for Modo Somente Sincronismo Principal ou Componente, *Sync Check Close Allowed* (Fechamento de Verificação do Sincronizador Permitido) pode ser Permitido em uma série de condições. Cada condição é ativada ou desativada por uma configuração diferente.

TABELA 123. FECHAMENTO DE VERIFICAÇÃO DO SINCRONIZADOR PERMITIDO (MODO SOMENTE SINCRONISMO PRINCIPAL OU COMPONENTE)

Configuração	Condição
Sync Check Dead Utility Dead Genset Enable (Ativar Verificação de Sincronização Rede Pública Inativa Grupo Gerador Inativo)	O barramento da rede pública está inativo e o barramento do grupo gerador está inativo.
Sync Check Dead Utility Live Genset Enable (Ativar Verificação de Sincronização Rede Pública Inativa Grupo Gerador Ativo)	O barramento da rede pública está inativo e os grupos geradores estão disponíveis.
Sync Check Live Utility Dead Genset Enable (Ativar Verificação de Sincronização Rede Pública Ativa Grupo Gerador Inativo)	O barramento da rede pública está disponível e os grupos geradores estão inativos.
Sync Check Live Utility Live Genset Enable (Ativar Verificação de Sincronização Rede Pública Ativa Grupo Gerador Ativo)	*Permissive Close Allowed* (Fechamento Permissivo Admitido) é Permitido.

18.7 Controle de Cargas em Modo Componente

O controle de cargas funciona da mesma forma no modo Componente, mas *PTC State* (Estado de PTC) e *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) têm de ser configurados externamente para conseguir o comportamento pretendido.

NOTA: No modo Componente, *PTC State* (Estado de PTC) e *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) não são calculados internamente. Em vez disso, eles devem ser configurados externamente.

18.8 Controle de Cargas Baseado no Estado de PTC e no Modo de Operação de PTC

TABELA 124. CONTROLE DE CARGAS BASEADO NO ESTADO DE PTC E NO MODO DE OPERAÇÃO DE PTC

Estado de PTC	*Modo de Operação de PTC*	Controle de Cargas
PTC Não Ativado Sem Fonte Conectada Grupo Gerador Conectado	qualquer	Baixar
Rede Pública Conectada	Paralelo Estendido	Baixar
Rede Pública Conectada	qualquer exceto Paralelo Extendido	Subir
Em Paralelo	Falha da Rede Pública Cancelamento Normal Normal	Baixar
Em Paralelo	Paralelo Estendido	controle de cargas em kW e controle de cargas em kVAR
Em Paralelo	Teste	Subir

Se *PTC State* (Estado de PTC) for Paralelo, o controle de cargas indicado se aplica somente no modo Automático.

18.9 Controle de Cargas em Modo Manual

Quando *PTC State* (Estado de PTC) é Paralelo, o controle de cargas informa os grupos geradores que devem funcionar a 0%. O controle de cargas não suporta paralelo estendido nem transições fechadas lentas no modo Manual.

Esta página foi deixada em branco intencionalmente.

19 Diagnóstico e Solução de Problemas

19.1 Eventos

Um evento se torna ativo quando a condição do evento se torna verdadeira.

O evento permanece ativo até que a condição do evento se torne falsa.

19.1.1 Código 1222 - Não em Automático

O MCM3320 está em modo Manual.

19.1.2 Código 1483 - Alarme Comum

Pelo menos uma falha está ativa.

19.1.3 Código 1534 - Load Control Output Event (Evento de Saída de Controle de Carga)

Esse código estará ativo se alguma dessas condições forem atendidas.

- A restrição principal está inativa.
- *PTC State* (Estado de PTC) é Paralelo.

19.1.4 Código 1916 - Evento Sincronizado

Os grupos geradores estão sincronizados com a rede pública.

19.1.5 Código 2328 - Evento Barramento de Rede Pública Disponível

A rede pública está disponível.

19.1.6 Código 2332 - Evento Barramento de Rede Pública Conectada

A rede pública está conectada às cargas.

19.1.7 Código 2333 - Evento Barramento de Grupo Gerador Conectado

Os grupos geradores estão conectados às cargas.

19.1.8 Código 2779 - Evento Rede Pública sem Carga

A potência real fornecida pela rede pública é inferior ao *Utility Unloaded Level* (Nível de Rede Pública sem Carga).

Esse código pode ser gerado quando *PTC Operating Transition Type* (Tipo de Transição Operacional de PTC) é Transição Fechada Lenta ou a topologia é Modo Componente.

19.1.9 Código 2781 - Evento Grupo Gerador sem Carga

A potência real fornecida pelos grupos geradores é inferior ao *Genset Unloaded Level* (Nível de Grupo Gerador sem Carga).

Esse código pode ser gerado quando *PTC Operating Transition Type* (Tipo de Transição Operacional de PTC) é Transição Fechada Lenta ou a topologia é Modo Componente.

19.1.10 Código 2965 - Evento Barramento de Grupo Gerador Disponível

Os grupos geradores estão disponíveis.

19.1.11 Código 2971 - Evento Teste/Paralelo Estendido

PTC Operating Mode (Modo de Operação de PTC) é Teste ou Paralelo Estendido.

19.1.12 Código 3226 - Evento Carga de Base de Barramento Grupo Gerador

Com os grupos geradores funcionando em paralelo com a rede pública no modo paralelo estendido, *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Cargas em kW Paralelo Estendido) é Nível % Barramento Grupo Gerador, Barramento Grupo Gerador em kW ou Barramento Grupo Gerador kW com Restrição Rede Pública.

19.1.13 Código 3227 - Evento Corte de Pico da Rede Pública

Com os grupos geradores funcionando em paralelo com a rede pública no modo paralelo estendido, *Extended Paralleling kW Load Control Type* (Tipo de Controle de Cargas kW Paralelo Estendido) é Barramento Rede Pública kW.

19.2 Falhas

Uma falha se torna ativa quando a condição da falha se torna verdadeira.

A falha permanece ativa até que a condição da falha se torne falsa e o sinal de reinício de falha fique ativo.

19.2.1 Reinício de Falha

Esta chave pode vir de qualquer uma dessas fontes:

- Conexão Reinício de Falha (TB2-14, TB2-5)
- Redes Modbus (*Fault Reset Vol* (Vol Reinício Falha))
- InPower (*Fault Reset Vol* (Vol Reinício Falha))

NOTA: Quando *Fault Reset Vol* (Vol Reinício Falha) está definido como Reiniciar, é automaticamente definido como Sem Reinício 0,5 segundos mais tarde.

Esta chave se torna ativa quando qualquer uma dessas fontes está ativa. Permanece ativa até que todas as fontes fiquem inativas.

NOTA: Podem existir múltiplas fontes para essa chave. A chave estará ativa se alguma das fontes estiver ativa. Terá de desativar todas as fontes para tornar a chave inativa.

A chave tem um efeito diferente dependendo do tempo que está ativa.

- Se a chave se tornar inativa em menos de cinco segundos, ela reiniciará todas as falhas ativas. Cada falha se torna inativa se a condição de falha associada deixar de ser verdadeira.
- Se essa falha permanecer ativa por cinco segundos, U51 começa a exibir as falhas ativas. Esta chave não terá mais efeito até a próxima vez que mudar de inativa para ativa.

19.2.2 Status de Bloqueio do Sistema

System Lockout Status (Status de Bloqueio do Sistema) indica se existem, ou não, mais falhas ativas impedindo o funcionamento normal. Por exemplo, se o código 2396 (Utility Main Breaker Fail to Close - Falha ao Fechar o Disjuntor Principal da Rede Pública) estiver ativo, a rede pública é considerada indisponível e o sistema responde em conformidade.

System Lockout Status (Status de Bloqueio do Sistema) não afeta a operação do MCM3320. O seu fim é meramente descritivo. Está disponível através de uma conexão em rede como PCCNet, Modbus ou InPower.

19.2.3 Condições para Status de Bloqueio do Sistema

System Lockout Status (Status de Bloqueio do Sistema) está ativo se alguma dessas condições for atendida.

- O código 1219 (Utility Main Breaker Tripped - Disjuntor principal da rede pública desarmado) está ativo.
- O código 1328 (Generator Set Main Breaker Tripped - Disjuntor principal do grupo gerador desarmado) está ativo.
- O código 1444 (Generator Set Bus Overload - Sobrecarga barramento do grupo gerador) está ativo e *Load Add Shed Enable* (Ativar Conexão/Desconexão de Carga) está Ativado.
- O código 1444 (Generator Set Bus Overload - Sobrecarga barramento do grupo gerador) está ativo e *Load Demand Enable* (Ativar Demanda de Carga) está Ativado.
- O código 1452 (Generator Set Main Breaker Fail to Close - Falha ao fechar o disjuntor principal do grupo gerador) está ativo.
- Código 1453 (Generator Set Main Breaker Fail to Open - Falha ao abrir o disjuntor principal do grupo gerador) está ativo.
- O código 1454 (Generator Set Main Breaker Position Contact - Contato de posição do disjuntor principal do grupo gerador) está ativo.
- O código 1455 (Utility Main Breaker Position Contact - Contato de posição do disjuntor principal da rede pública) está ativo.
- O código 1457 (Fail to Synchronize Warning - Alerta de falha de sincronização) está ativo e *Fail to Sync Lockout Enable* (Ativar Bloqueio Falha de Sincronização) está Ativado.
- O código 1999 (Maximum Parallel Time - Tempo máximo em paralelo) está ativo.
- O código 2396 (Utility Main Breaker Fail to Close - Falha ao fechar o disjuntor principal da rede pública) está ativo.

- Código 2397 (Utility Main Breaker Fail to Open - Falha ao abrir o disjuntor principal da rede pública) está ativo.
- O código 4137 (Advanced Grid Protection Fault - Falha de proteção de grelha avançada) está ativo.

System Lockout Status (Status de Bloqueio do Sistema) está inativo se nenhuma dessas condições for atendida.

19.3 Procedimentos de Diagnóstico e Solução de Problemas

19.3.1 Nenhum Código - AUX 101 Não Comunica

Uma ou mais placas AUX101 não estão comunicando com o MCM3320.

A. Verificar Topologia do Sistema

Os dispositivos PCCNet não comunicam com o MCM3320 se a Topologia do Sistema do MCM3320 estiver configurada como Modo Sincronismo Principal ou Modo Componente. Utilize o InPower para verificar as topologias. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > System Setup (Configuração do sistema) > System Topology (Topologia do sistema).

B. Verificar Conexões de PCCNet

1. Verifique as conexões de PCCNet examinando a continuidade entre os seguintes itens:
   - AUX 101 J1-3, MCM3320 TB1-1 e qualquer terminal correspondente na rede PCCNet
   - AUX 101 J1-4, MCM3320 TB1-3 e qualquer terminal correspondente na rede PCCNet
2. Verifique se o identificador adequado é exibido no visor de 7 segmentos da placa AUX 101.
3. Verifique se o indicador verde DS1 está aceso na placa AUX 101. Uma luz verde indica comunicação de PCCNet.

C. Verificar Compatibilidade de Versões de Software

Verifique que a versão de software do MCM3320 é a V2.0 ou posterior. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Monitor (Monitor) > Controller Information (Informações do controlador) > Software Version (Versão do software). Atualize a calibração, se necessário.

Verifique que a versão de software do AUX 101 é a V1.48 ou posterior. Acesse Monitor (Monitor) > Controller Information (Informações do controlador) > AUX101 Software Version (Versão do software de AUX101). Atualize a calibração, se necessário.

Certifique-se de que as versões de software do AUX 101 e do MCM3320 sejam compatíveis entre elas. Consulte **Seção 4.4.5 na página 56**.

19.3.2 Nenhum Código - Códigos de Falha não Corrigidos

Um ou mais códigos de falha não são corrigidos.

A. Verificar Falhas Ativas

Solucione quaisquer falhas ativas. Verifique que as condições que causaram as falhas não se encontram mais presentes.

B. Verificar Tensão de Controle

Verifique que existe tensão de controle no TB2-14 do MCM3320. Meça a tensão entre o terminal TB2-14 e um terminal com aterramento (TB2-6).

C. Verificar Conexões de Reinício de Falha

Verifique as conexões de reinício de falha examinando a continuidade entre os seguintes itens:

- TB2-14 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição
- TB2-6 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição

Utilize os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para efetuar essa verificação.

D. Verificar Operação de Relé de Reinício de Falha

1. Certifique-se de que existe tensão de controle em cada terminal do relé de reinício de falha. Isso pode ser efetuado ligando cada terminal de relé em ponte através de um terminal de aterramento ou B+ com um multímetro.
2. Cerifique-se de que existe continuidade entre os contatos do relé de reinício de falha. Se tiver um relé normalmente aberto, então, quando o relé for energizado, haverá continuidade entre os contatos. Se tiver um relé normalmente fechado, então, quando o relé for energizado, não haverá continuidade entre os contatos.

19.3.3 Nenhum Código - Medição do Barramento do Grupo Gerador Incorreta

A tensão, a corrente, a frequência ou a fase para o barramento do grupo gerador estão faltando ou estão incorretas no MCM3320.

A. Verificar Bloco de Curto-Circuito

Se existir um bloco de curto-circuito, verifique que as conexões do bloco de curto-circuito foram removidas do bloco de curto-circuito.

B. Verificar Circuito de Detecção de Corrente do Barramento do Grupo Gerador

Verifique se não há problemas na fiação com as conexões de detecção de corrente para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Verifique se o fio passa pelos CTs no MCM3320 uma vez por unidades de 5 A e duas vezes por unidades de 1 A.

2. Verifique se os fios que passam pelos CTs no MCM3320 estão conectados aos terminais correspondentes no quadro de distribuição. Consulte o desenho esquemático de quadro de distribuição e de interconexões para obter detalhes.
3. Verifique se não há conexões frouxas ou rompidas no circuito de detecção de corrente.

19.3.4 Nenhum Código - Medição de Corrente de Rede Pública Incorreta

A tensão, a corrente, a frequência ou a fase para a rede pública estão faltando ou estão incorretas no MCM3320.

A. Verificar Bloco de Curto-Circuito

Se existir um bloco de curto-circuito, verifique que as conexões do bloco de curto-circuito foram removidas do bloco de curto-circuito.

B. Verificar Circuito de Detecção de Corrente da Rede Pública

Verifique se não há problemas na fiação com as conexões de detecção de corrente para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Verifique se o fio passa pelos CTs no MCM3320 uma vez por unidades de 5 A e duas vezes por unidades de 1 A.
2. Verifique se os fios que passam pelos CTs no MCM3320 estão conectados aos terminais correspondentes no quadro de distribuição. Consulte o desenho esquemático de quadro de distribuição e de interconexões para obter detalhes.
3. Verifique se não há conexões frouxas ou rompidas no circuito de detecção de corrente.

19.3.5 Nenhum Código - Painel do Operador não está Comunicando

O HMI211 não está comunicando com o MCM3320. A tela do HMI211 exibe a mensagem "Re-establishing communication with control" (Restabelecendo comunicação com o controle). Os indicadores do HMI211 poderão estar ligados ou desligados.

A. Verificar Conexões de PCCNet

1. Verifique as conexões de PCCNet examinando a continuidade entre os seguintes itens:
   - HMI 211 J1-2, MCM3320 TB1-1 e qualquer terminal correspondente na rede PCCNet
   - HMI 211 J1-33, MCM3320 TB1-3 e qualquer terminal correspondente na rede PCCNet
2. Certifique-se de que a blindagem está aterrada em TB1-4 no MCM3320.
3. Verique que existe um resistor de terminação de 120 ohm em cada extremidade do cabo de par entrançado de fio duplo RS485.

B. Verificar Número de Peça do HMI 211

O MCM3320 suporta o número de peça 0300-6090.

C. Verificar Configurações de Comunicação

1. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.
2. Verifique a configuração de comunicação no MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Communications Adjustments (Ajustes de comunicações) > Port Protocol Selection (Seleção do protocolo da porta) > PCCNet.

D. Verificar Topologia do Sistema

Os dispositivos PCCNet não comunicam com o MCM3320 se a Topologia do Sistema do MCM3320 estiver configurada como Modo Sincronismo Principal ou Modo Componente. Utilize o InPower para verificar as topologias. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > System Setup (Configuração do sistema) > System Topology (Topologia do sistema).

19.3.6 Código 343 - Falha de Hardware do MCM3320

A alimentação do MCM3320 se perdeu ou uma das falhas de hardware está ativa.

- Código 353 (EEPROM Write Error - Erro de escrita EEPROM)
- Código 1335 (AC Metering Out of Range - Medição CA fora do intervalo)
- Código 2416 (Calibration Checksum - Soma de verificação de calibração)

A. Desligar e Ligar

Desligue a ligue o MCM3320 para ver se a falha desaparece.

B. Verificar Calibração

Efetue uma calibração de atualização utilizando a ferramenta de serviço InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

Se não for possível efetuar uma calibração de atualização, efetue uma calibração inicial.

Se não for possível efetuar uma calibração inicial, substitua a placa base do MCM3320.

C. Solucionar Problemas de Códigos de Falha Relacionados

Solucione os problemas dos códigos de falha relacionados com este código.

19.3.7 Código 353 - Erro de escrita EEPROM

Um valor atual na memória RAM (um valor a ser escrito) é difernete do seu valor pós-escrito em EEPROM. Pode ter sido feita uma tentativa de salvar aferições no InPower ou no painel do operador e não ter sido bem sucedida. Em alternativa, o erro pode ter ocorrido quando o MCM3320 tentou salvar dados automaticamente numa base periódica.

NOTA: Essa falha é mais comum após as principais releases de software como, por exemplo, 1.XX a 2.XX. Se o software foi atualizado recentemente, efetue uma segunda calibração inicial, e desligue e ligue novamente.

Esse código não pode ser reiniciado sem desligar e ligar novamente o MCM3320.

19.3.7.1 Efeitos do Código 353

Os valores que não foram salvados corretamente terão de ser atualizados de novo.

A. Desligar e Ligar

Desligue a ligue o MCM3320 para ver se a falha desaparece.

B. Verificar Calibração

Efetue uma calibração de atualização utilizando a ferramenta de serviço InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

Se não for possível efetuar uma calibração de atualização, efetue uma calibração inicial.

Se não for possível efetuar uma calibração inicial, substitua a placa base do MCM3320.

19.3.8 Código 441 - Low Battery Voltage (Tensão Baixa na Bateria)

Esse código depende da *Nominal Battery Voltage* (Tensão nominal da bateria).

TABELA 125. TENSÃO NOMINAL DA BATERIA

Valor	Descrição
12 V	A tensão da bateria é menor do que o *12 V Low Battery Voltage Threshold* (Limite de Tensão Baixa na Bateria de 12 V) para o *Low Battery Voltage Set Time* (Tempo Ajustado de Tensão Baixa na Bateria).
24 V	A tensão da bateria é menor do que o *24 V Low Battery Voltage Threshold* (Limite de Tensão Baixa na Bateria de 24 V) para o *Low Battery Voltage Set Time* (Tempo Ajustado de Tensão Baixa na Bateria).

Esse código não pode ser reiniciado até que a tensão da bateria esteja acima do limite indicado para *Low Battery Voltage Set Time* (Tempo Ajustado de Tensão Baixa na Bateria).

A. Verificar Configurações de Tensão da Bateria

Verifique que a tensão da bateria corresponde à *Nominal Battery Voltage* (Tensão Nominal da Bateria). Essa configuração depende da aplicação.

Para acessar o menu de configuração da tensão da bateria, vá para **Adjustments (Ajustes) > Battery Voltage Protection Setup (Configuração de proteção de tensão da bateria) > Nominal Battery Voltage (Tensão nominal da bateria)**.

B. Verificar Conexões da Bateria

Verifique as conexões entre as baterias e o MCM.

- Bateria +: TB2-8, TB2-9, TB2-11 e TB2-12
- Bateria –: TB2-2, TB2-3, TB2-5 e TB2-7

Verifique a continuidade e certifique-se de que não há conexões rompidas ou frouxas na fiação. Utilize os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para efetuar a verificação.

C. Verificar se as Baterias estão Carregadas

Verifique se os carregadores das baterias do grupo gerador estão carregando as baterias correspondentes com taxa de carga aceitável.

Ajuste a taxa de carga do carregador de bateria se a taxa estiver abaixo da recomendação do fabricante. Consulte o manual do carregador de bateria para obter detalhes.

D. Verificar se as Baterias Conseguem Manter a Carga

Verifique se as baterias de partida do grupo gerador são capazes de manter a carga realizando as etapas seguintes.

1. Meça a tensão de saída das baterias de partida do grupo gerador com um voltímetro. A tensão medida deverá ser de 23–28 VCC para um sistema de 24-VCC ou de 11–16 VCC para um sistema de 12-VCC. Se a tensão da bateria estiver baixa, verificar o nível de eletrólito (aplicável somente a baterias de ácido de chumbo ácido). Reabasteça o nível de eletrólitos se estiver baixo e recarregue a bateria.
2. Verifique a gravidade específica das baterias do grupo gerador. A gravidade específica de uma bateria de chumbo ácido totalmente carregada é de aproximadamente 1,26 a 80 °F (27 °C).
3. Verifique as conexões de aterramento da bateria para verificar que o aterramento é correto.
4. Substitua as baterias se mesmo assim as baterias do grupo gerador não conseguirem manter a carga.

19.3.9 Código 442 - High Battery Voltage (Tensão Alta da Bateria)

Esse código depende da *Nominal Battery Voltage* (Tensão Nominal da Bateria).

TABELA 126. TENSÃO NOMINAL DA BATERIA

Valor	Descrição
12 V	A tensão da bateria é maior do que o *12 V High Battery Voltage Threshold* (Limite de Tensão Alta na Bateria de 12 V) para o *High Battery Voltage Set Time* (Tempo Ajustado de Tensão Alta na Bateria).
24 V	A tensão da bateria é maior do que o *24 V High Battery Voltage Threshold* (Limite de Tensão Alta de Bateria de 24 V) para o *High Battery Voltage Set Time* (Tempo Ajustado de Tensão Alta de Bateria).

Esse código não pode ser reiniciado até que a tensão da bateria esteja abaixo do limite indicado para *High Battery Voltage Set Time (Tempo Ajustado de Tensão Alta de Bateria).*

A. Verificar Configurações de Tensão da Bateria

Verifique que a tensão da bateria corresponde à *Nominal Battery Voltage* (Tensão Nominal da Bateria). Essa configuração depende da aplicação.

Para acessar o menu de configuração da tensão da bateria, vá para **Adjustments (Ajustes) > Battery Voltage Protection Setup (Configuração de proteção de tensão da bateria) > Nominal Battery Voltage (Tensão nominal da bateria)**.

B. Verificar Taxa de Carga da Bateria

Verifique se o carregador da bateria do grupo gerador não está sobrecarregando as baterias para além do limite de tensão alta, realizando as etapas a seguir.

1. Verifique se o carregador de bateria do grupo gerador está carregando as baterias do grupo gerador com uma taxa aceitável.
2. Ajuste a taxa de carga do carregador de bateria se a taxa estiver acima da recomendação do fabricante. Consulte o manual do carregador de bateria para obter detalhes.

19.3.10 Código 1121 - Fail to Disconect (Falha ao Desconectar)

Esse código estará ativo se todas estas condições forem atendidas.

- *Fail to Disconnect Enable (Ativar Falha ao Desconectar)* está Ativo.
- Código 2397 (Utility Main Breaker Fail to Open - Falha ao abrir o disjuntor principal da rede pública) está ativo.
- Código 1453 (Generator Set Main Breaker Fail to Open - Falha ao abrir o disjuntor principal do grupo gerador) está ativo.

19.3.10.1 Efeitos do Código 1121

Os disjuntores de circuito paralelo do grupo gerador são inibidos, numa última tentativa de desconectar os grupos geradores da rede pública.

Se *PTC State* (Estado de PTC) for Paralelo, o controle de cargas pede que os grupos geradores subam, para evitar exportar potência para a rede pública. Isso também estende o tempo que os grupos geradores podem funcionar, para que tenha mais tempo para uma ação corretiva.

A. Solucionar Problemas de Códigos de Falha Relacionados

Solucione os problemas dos códigos de falha relacionados com este código.

19.3.11 Código 1219 - Utility Main Breaker Tripped (Disjuntor Principal Rede Pública Desarmado)

A entrada para o disjuntor principal da rede pública desarmado está ativa.

19.3.11.1 Efeitos do Código 1219

A rede pública não está disponível em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Status Desarmado

Verifique que o disjuntor está efetivamente desarmado.

- Se estiver desarmado, verifique se há corrente ou curto-circuitos.
- Se não estiver desarmado, verifique o contato de feedback do desarmamento.

B. Verificar Condição de Sobrecorrente ou de Curto-Circuito

1. Determine se ocorreu uma condição de sobrecorrente ou de curto-circuito a jusante a partir do disjuntor.
2. Se tiver ocorrido alguma das condições, contate o empreiteiro elétrico das instalações e aguarde que a falha seja corrigida.

   Se nenhuma das condições tiver ocorrido, verifique o manual do disjuntor de circuito.
3. Reinicie manualmente o disjuntor de circuito depois que a falha é eliminada.

C. Verificar Contato de Feedback do Desarmamento do Disjuntor Principal da Rede Pública

Verifique a fiação do disjuntor principal da rede pública até a entrada de status desarmado no MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Verifique o status físico do disjuntor principal da rede pública no quadro de distribuição examinando o indicador de posição do disjuntor e o status do relé do indicador de desarmamento/travamento.

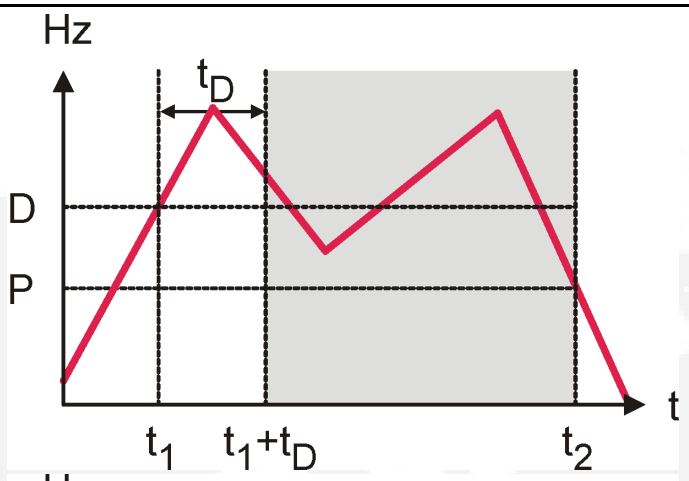
   Se o indicador de posição do disjuntor e o indicador de desarmamento/travamento estiverem no estado de inativo/desligado (por exemplo, o disjuntor principal da rede pública está fechado) e ainda houver um feedback de desarmamento do disjuntor ativo para o MCM3320, continue com as etapas seguintes.
2. Desconecte o bloco do terminal TB10 do MCM3320 e verifique a continuidade entre TB10-10 (MCM3320) e os terminais correspondentes no quadro de distribuição. Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para identificar os terminais.
3. Desconecte o bloco do terminal TB10 do MCM3320 e verifique a continuidade entre TB10-08 (MCM3320) e os terminais correspondentes no quadro de distribuição.

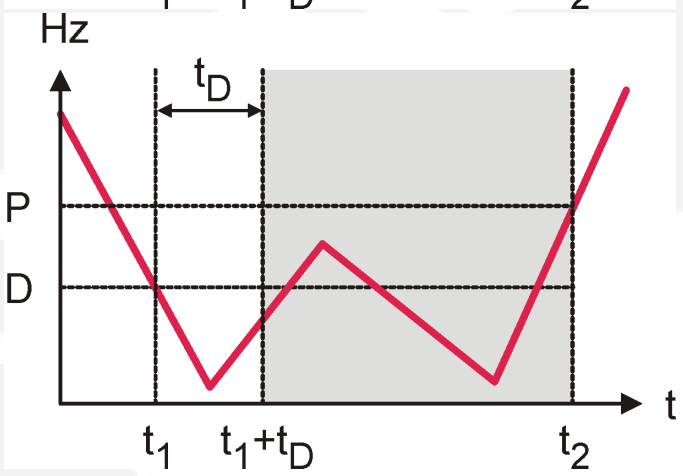
19.3.12 Código 1223 - Utility Bus Frequency (Frequência do Barramento da Rede Pública)

O *Utility Frequency Sensor Status* (Status do Sensor de Frequência da Rede Pública) é Desativação.

19.3.12.1 Sensor de Frequência da Rede Pública

Utility Frequency Sensor Enable (Ativar Sensor de Frequência da Rede Pública) tem de estar Ativado.





Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A frequência (**Hz**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A frequência (**Hz**) sobe acima do limiar de desativação [gráfico superior **D**, *Frequência Centro Rede Pública + (Largura de Banda Ativação Frequência Rede Pública + Largura de Banda Desativação Frequência Rede Pública)*]. OU A frequência (**Hz**) desce abaixo do limiar de desativação [gráfico inferior **D**, *Frequência Centro Rede Pública - (Largura de Banda Ativação Frequência Rede Pública + Largura de Banda Desativação Frequência Rede Pública)*].	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A frequência (**Hz**) se mantém acima ou abaixo do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (t_D, *Retardo Desativação Frequência da Rede Pública*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A frequência (**Hz**) desce abaixo do limiar de ativação (**P**, *Frequência Centro Rede Pública + Largura de Banda Ativação Frequência Rede Pública*). E A frequência (**Hz**) se mantém acima do limiar de ativação (**P**, *Frequência Centro Rede Pública - Largura de Banda Ativação Frequência Rede Pública*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 87. SENSOR DE FREQUÊNCIA DA REDE PÚBLICA

19.3.12.2 Efeitos do Código 1223

A rede pública não está disponível em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Configurações do Sensor de Frequência da Rede Pública

Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Utility Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor da Rede Pública), e verifique essas configurações.

- *Utility Center Frequency* (Frequência de Centro da Rede Publica); deverá corresponder à frequência do sistema.
- *Utility Frequency Drop-Out Bandwidth* (Largura de Banda Desativação Frequência Rede Pública) e *Utility Frequency Pick-Up Bandwidth* (Largura de Banda Ativação Frequência Rede Pública); essas configurações não devem ser demasiado rígidas para permitir uma flutuação normal da fonte. As configurações demasiado rígidas irão ativar essa falha, mesmo com variações ligeiras na frequência como, por exemplo, aquelas que resultam de transições menores ou da ligação de dispositivos.
- *Utility Frequency Drop-Out Delay* (Retardo Desativação Perda de Fase da Rede Pública); nao deve ser demasiado curto para permitir uma flutuação normal da fonte.

NOTA: Para desativar esse código, configure *Utility Frequency Sensor Enable* (Ativar Sensor de Frequência da Rede Pública) como Desativar.

B. Verificar Instabilidade da Frequência da Rede Pública

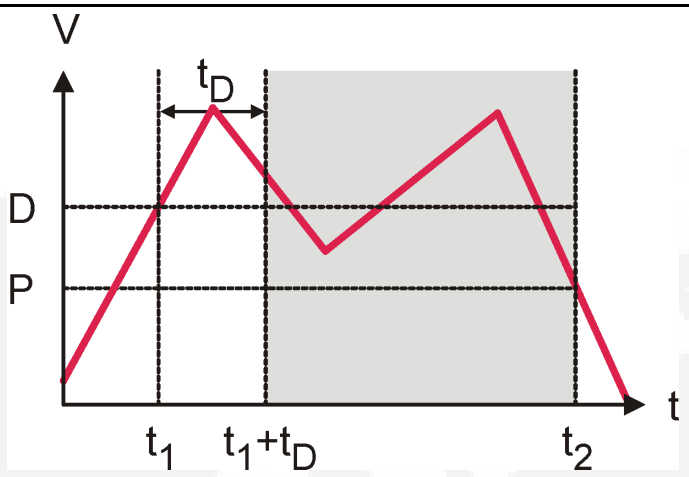
A frequência da rede pública poderá ser instável. Verifique junto da empresa da rede pública se houve variações na frequência e aguarde que a frequência da rede pública estabilize.

19.3.13 Código 1224 - Generator Set Bus Over Voltage (Sobretensão do Barramento do Grupo Gerador)

O *Genset Overvoltage Sensor Status* (Status do Sensor de Sobretensão do Grupo Gerador) é Desativação.

19.3.13.1 Sensor de Sobretensão do Grupo Gerador

Genset Overvoltage Sensor Enable (Ativar Sensor de Sobretensão do Grupo Gerador) tem de estar Ativado.



Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A tensão linha a linha (**V**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A tensão linha a linha (**V**) sobe acima do limiar de desativação (**D**, *Percentagem Desativação Sobretensão do Grupo Gerador*).	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A tensão linha a linha (**V**) se mantém acima do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (t_D, *Atraso Desativação Sobretensão do Grupo Gerador*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A tensão linha a linha (**V**) desce abaixo do limiar de ativação (**P**, *Percentagem Ativação Sobretensão do Grupo Gerador* * *Percentagem Desativação Sobretensão do Grupo Gerador*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 88. SENSOR DE SOBRETENSÃO DO GRUPO GERADOR

Quando o sincronizador está ativo, a *Percentagem Desativação Sobretensão do Grupo Gerador* está temporariamente configurada como 120%, e *Percentagem Ativação Sobretensão do Grupo Gerador* está temporariamente configurada como 95%. Isso impede que o sincronizador provoque falhas prejudiciais.

19.3.13.2 Efeitos do Código 1224

Os grupos geradores não estão disponíveis em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Tensão do Barramento do Grupo Gerador

Ligue os grupos geradores e meça a tensão de saída do gerador suspeito.

Se a tensão de saída for demasiado alta ou baixa, consulte o manual de serviço do grupo gerador. Um grupo gerador pode produzir demasiada tensão ou pouca tensão por diversos motivos como, por exemplo, falha no PT, falha no AVR, falha no PMG, rácio PT incorreto, conexões PT incorretas, etc.

B. Verificar Circuito de Detecção de Tensão do Grupo Gerador

Verifique se não há problemas de fiação com as conexões de detecção de tensão do grupo gerador para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2
   - L3, TB6-3
2. Meça a entrada de tensão linha a neutro para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2
   - L3, TB6-3
   - N, TB6-4
3. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão do barramento do grupo gerador. A tensão no PT deve corresponder à tensão do barramento do grupo gerador.
4. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição.
   - L1 TB6-1 (MCM3320)
   - L2 TB6-2 (MCM3320)
   - L3 TB6-3 (MCM3320)
5. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão do grupo gerador estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

C. Verificar Tensão do Sistema e do Grupo Gerador

Verifique se a tensão do sistema corresponde à tensão do grupo gerador. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

- Adjustments (Ajustes)> AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) > Genset Nominal Voltage (Tensão nominal do grupo gerador).
- Adjustments (Ajustes) > AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) > Utility Nominal Voltage (Tensão nominal da rede pública).

D. Verificar Configuração de Detecção de Tensão do Grupo Gerador

Verifique se a configuração de detecção de tensão, com respeito à LL do PT primário e secundário, corresponde aos PTs no sistema. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) e, em seguida, acesse as seguintes configurações:

- Tensão Primária de PT do Grupo Gerador
- Tensão Secundária de PT do Grupo Gerador

E. Verificar Configurações de Sobretensão do Grupo Gerador

Verifique se as configurações de sobretensão, ativação, desativação e retardo de desativação do grupo gerador não são demasiado rígidas, para permitir as flutuações normais da fonte. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Genset Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor do Grupo Gerador) > Genset Over Voltage Settings (Configurações de Sobretensão do Grupo Gerador).

F. Desligar e Ligar

Desligue a ligue o MCM3320 para ver se a falha desaparece.

G. Verificar Calibração

Efetue uma calibração de atualização utilizando a ferramenta de serviço InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

Se não for possível efetuar uma calibração de atualização, efetue uma calibração inicial.

Se não for possível efetuar uma calibração inicial, substitua a placa base do MCM3320.

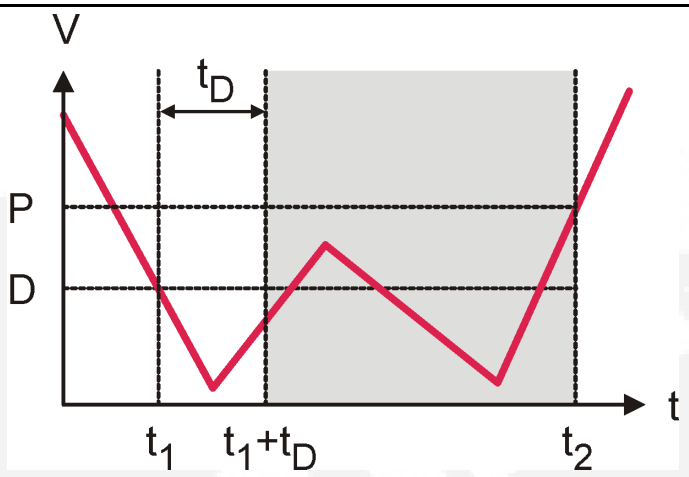
19.3.14 Código 1225 - Generator Set Bus Under Voltage (Subtensão do Barramento do Grupo Gerador)

Todas estas condições são atendidas.

- O *Genset Undervoltage Sensor Status* (Status do Sensor de Subtensão do Grupo Gerador) é Desativação.
- Foi dado o comando de partida aos grupos geradores e *Stop Time Delay* (Retardo de Tempo para Parar) não está ativo.

19.3.14.1 Sensor de Subtensão do Grupo Gerador

Este sensor está sempre ativado.



Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A tensão linha a linha (**V**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A tensão linha a linha (**V**) desce abaixo do limiar de desativação (**D**, *Percentagem Desativação Subtensão do Grupo Gerador* * *Percentagem Ativação Subtensão do Grupo Gerador*).	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A tensão linha a linha (**V**) se mantém abaixo do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (t_D, *Atraso Desativação Subtensão do Grupo Gerador*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A tensão linha a linha (**V**) sobe acima do limiar de ativação (**P**, *Percentagem Ativação Subtensão do Grupo Gerador*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 89. SENSOR DE SUBTENSÃO DO GRUPO GERADOR

Quando o sincronizador está ativo, a *Percentagem Desativação Subtensão do Grupo Gerador* está temporariamente configurada como 75%, e *Percentagem Ativação Subtensão do Grupo Gerador* está temporariamente configurada como 85%. Isso impede que o sincronizador provoque falhas prejudiciais.

19.3.14.2 Efeitos do Código 1225

Os grupos geradores não estão disponíveis em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Tensão do Grupo Gerador

Ligue os grupos geradores e meça a tensão de saída do gerador suspeito.

Se a tensão de saída for baixa, consulte o manual de serviço do grupo gerador. Um grupo gerador pode produzir pouca tensão por diversos motivos como, por exemplo, falha no PT, falha no AVR, falha no PMG, rácio PT incorreto, conexões PT incorretas, etc.

B. Verificar Circuito de Detecção de Tensão do Grupo Gerador

Verifique se não há problemas de fiação com as conexões de detecção de tensão do grupo gerador para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2
   - L3, TB6-3
2. Meça a entrada de tensão linha a neutro para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2
   - L3, TB6-3
   - N, TB6-4
3. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão do barramento do grupo gerador. A tensão no PT deve corresponder à tensão do barramento do grupo gerador.
4. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição.
   - L1 TB6-1 (MCM3320)
   - L2 TB6-2 (MCM3320)
   - L3 TB6-3 (MCM3320)
5. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão do grupo gerador estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

C. Verificar Tensão do Sistema e do Grupo Gerador

Verifique se a tensão do sistema corresponde à tensão do grupo gerador. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

- Adjustments (Ajustes)> AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) > Genset Nominal Voltage (Tensão nominal do grupo gerador).
- Adjustments (Ajustes) > AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) > Utility Nominal Voltage (Tensão nominal da rede pública).

D. Verificar Configuração de Detecção de Tensão do Grupo Gerador

Verifique se a configuração de detecção de tensão, com respeito à LL do PT primário e secundário, corresponde aos PTs no sistema. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) e, em seguida, acesse as seguintes configurações:

- Tensão Primária de PT do Grupo Gerador
- Tensão Secundária de PT do Grupo Gerador

E. Verificar Configurações de Subtensão do Grupo Gerador

Verifique se as configurações de subtensão, ativação, desativação e retardo de desativação do grupo gerador não são demasiado rígidas, para permitir as flutuações normais da fonte. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Genset Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor do Grupo Gerador) > Genset Under Voltage Settings (Configurações de Subtensão do Grupo Gerador).

F. Desligar e Ligar

Desligue a ligue o MCM3320 para ver se a falha desaparece.

G. Verificar Calibração

Efetue uma calibração de atualização utilizando a ferramenta de serviço InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

Se não for possível efetuar uma calibração de atualização, efetue uma calibração inicial.

Se não for possível efetuar uma calibração inicial, substitua a placa base do MCM3320.

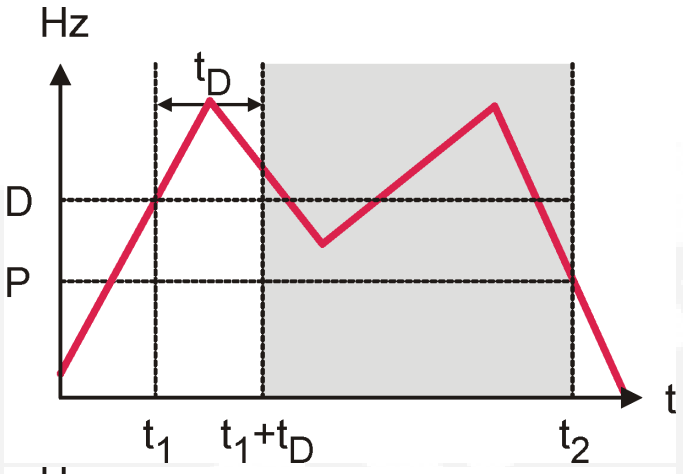
19.3.15 Código 1226 - Generator Set Bus Frequency (Frequência de Barramento do Grupo Gerador)

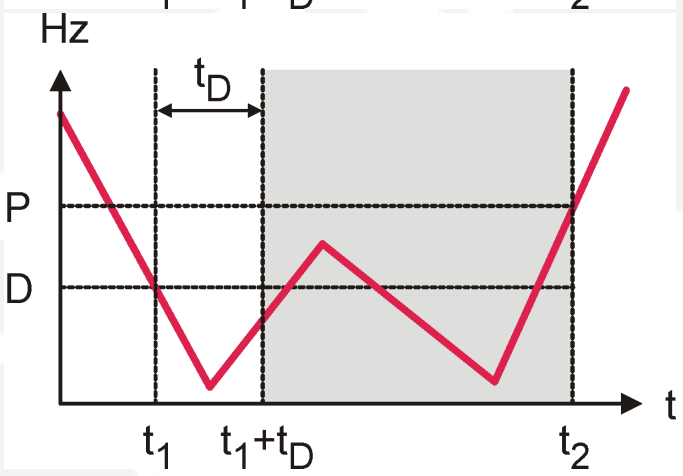
Todas estas condições são atendidas.

- O *Genset Frequency Sensor Status* (Status do Sensor de Frequência do Grupo Gerador) é Desativação.
- Foi dado o comando de partida aos grupos geradores e Stop Time Delay (Retardo de Tempo para Parar) não está ativo.

19.3.15.1 Sensor de Frequência do Grupo Gerador

Genset Frequency Sensor Enable (Ativar Sensor de Frequência do Grupo Gerador) tem de estar Ativado.





Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A frequência (**Hz**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A frequência (**Hz**) sobe acima do limiar de desativação [gráfico superior **D**, *Frequência Centro Grupo Gerador* + (*Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador* + *Largura de Banda Desativação Frequência Grupo Gerador*)]. OU A frequência (**Hz**) desce abaixo do limiar de desativação [gráfico inferior **D**, *Frequência Centro Grupo Gerador* - (*Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador* + *Largura de Banda Desativação Frequência Grupo Gerador*)].	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A frequência (**Hz**) se mantém acima ou abaixo do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (**t_D**, *Atraso Desativação Frequência do Grupo Gerador*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A frequência (**Hz**) desce abaixo do limiar de ativação (**P**, *Frequência Centro Grupo Gerador* + *Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador*). E A frequência (**Hz**) sobe acima do limiar de ativação (**P**, *Frequência Centro Grupo Gerador* - *Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 90. SENSOR DE FREQUÊNCIA DO GRUPO GERADOR

Quando o sincronizador está ativo, *Largura de Banda Desativação Frequência Grupo Gerador* está temporariamente configurada como 5%, e *Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador* está temporariamente configurado como 20%. Isso impede que o sincronizador provoque falhas prejudiciais.

19.3.15.2 Efeitos do Código 1226

Os grupos geradores não estão disponíveis em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Estabilidade da Frequência do Grupo Gerador

Determine se a frequência do grupo gerador é estável. Se o grupo gerador estiver oscilando ou sofrendo flutuação, consulte o manual de serviço do grupo gerador para resolver o problema.

B. Verificar Configurações do Sensor de Frequência do Grupo Gerador

Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Setup (Configuração) > Paralleling Setup (Configuração Paralelo) > Power Transfer Control (Controle de Transferência de Potência), e verifique as configurãções que se seguem.

- *Genset Center Frequency* (Frequência de Centro do Grupo Gerador); deverá corresponder à frequência do sistema.
- *Genset Frequency Drop-Out Bandwidth* (Largura de Banda Desativação Frequência Grupo Gerador) e *Genset Frequency Pick-Up Bandwidth* (Largura de Banda Ativação Frequência Grupo Gerador); essas configurações não devem ser demasiado rígidas para permitir uma flutuação normal da fonte. As configurações demasiado rígidas irão ativar essa falha, mesmo com variações ligeiras na frequência como, por exemplo, aquelas que resultam de transições menores ou da ligação de dispositivos.
- *Genset Frequency Drop-Out Delay* (Retardo Desativação Perda de Fase do Grupo Gerador); nao deve ser demasiado curto para permitir uma flutuação normal da fonte.

NOTA: Para desativar esse código, configure *Genset Frequency Sensor Enable* (Ativar Sensor de Frequência do Grupo Gerador) como Desativar.

19.3.16 Código 1328 - Generator Set Main Breaker Tripped (Disjuntor Principal do Grupo Gerador Desarmado)

A entrada para o disjuntor principal do grupo gerador desarmado está ativa.

19.3.16.1 Efeitos do Código 1328

Os grupos geradores não estão disponíveis em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

O sistema não consegue se comprometer com a transferência das cargas para os grupos geradores.

A. Verificar Status Desarmado

Verifique que o disjuntor está efetivamente desarmado.

- Se estiver desarmado, verifique se há corrente ou curto-circuitos.
- Se não estiver desarmado, verifique o contato de feedback do desarmamento.

B. Verificar Condição de Sobrecorrente ou de Curto-Circuito

1. Determine se ocorreu uma condição de sobrecorrente ou de curto-circuito a jusante a partir do disjuntor.
2. Se tiver ocorrido alguma das condições, contate o empreiteiro elétrico das instalações e aguarde que a falha seja corrigida.

   Se nenhuma das condições tiver ocorrido, verifique o manual do disjuntor de circuito.
3. Reinicie manualmente o disjuntor de circuito depois que a falha é eliminada.

C. Verificar Contato de Feedback de Desarmamento do Disjuntor Principal do Grupo Gerador

Verifique a fiação realizando as etapas a seguir.

1. Verifique o status físico do disjuntor principal do grupo gerador no quadro de distribuição examinando o indicador de posição do disjuntor e o status do relé do indicador de desarmamento/travamento.

   Se o indicador de posição do disjuntor e o relé do indicador de desarmamento/travamento estiverem no estado de inativo/desligado (por exemplo, o disjuntor principal do grupo gerador está fechado) e ainda houver um feedback de desarmamento do disjuntor ativo para o MCM3320, continue com as etapas seguintes.
2. Desconecte o bloco do terminal TB10 (MCM3320) e verifique a continuidade entre os terminais TB10-03 (MCM3320) e os terminais correspondentes no quadro de distribuição. Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para identificar o terminal do quadro de distribuição.
3. Desconecte o bloco do terminal TB10 (MCM3320) e verifique a continuidade entre os terminais TB10-04 (MCM3320) e os terminais correspondentes no quadro de distribuição. Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para identificar o terminal do quadro de distribuição.

19.3.17 Código 1335 - AC Metering Out of Range (Medição CA Fora do Intervalo)

O valor medido de tensão, corrente, kW, kVAR, kVA ou fatores de potência está fora do intervalo programado. O valor medido pode vir dos grupos geradores ou da rede pública.

19.3.17.1 Efeitos do Código 1335

Se a demanda de carga estiver ativa, ela se torna inativa. Os grupos geradores que tenham parado devido à demanda de carga serão reiniciados.

A. Verificar Configurações de Taxa do CT e do PT

Verifique se as configurações de taxa do PT e do CT estão corretamente definidas. Faça ajustes às configurações, se necessário. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) e, em seguida, acesse as seguintes opções:

- Tensão Primária de PT do Grupo Gerador
- Tensão Secundária de PT do Grupo Gerador
- Tensão Primária do CT do Grupo Gerador
- Tensão Secundária do CT do Grupo Gerador
- Tensão Primária do PT da Rede Pública
- Tensão Secundária do PT da Rede Pública
- Tensão Primária do CT da Rede Pública
- Tensão Secundária do CT da Rede Pública

B. Verificar Classificações do Grupo Gerador

Verifique se a Taxa de kW do Grupo Gerador para os grupos geradores do sistema está corretamente definida no MCM3320. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > System Setup (Configuração do sistema) > Genset (s) KW Rating (Taxa de kW do grupo gerador).

C. Verificar Tensão do Sistema e do Grupo Gerador

Verifique se a tensão do sistema corresponde à tensão do grupo gerador. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

- Adjustments (Ajustes)> AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) > Genset Nominal Voltage (Tensão nominal do grupo gerador).
- Adjustments (Ajustes) > AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) > Utility Nominal Voltage (Tensão nominal da rede pública).

D. Verificar Fiação para Detecção do CT

Verifique se os fios para detecção do CT estão passando corretamente pelos CTs integrados do MCM3320.

- Devem passar dois fios pelo orifício do CT para 1 A
- Deve passar um fio pelo orifício do CT para 5 A

E. Verificar Circuito de Detecção de Tensão do Grupo Gerador

Verifique se não há problemas de fiação com as conexões de detecção de tensão do grupo gerador para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
    - L1, TB6-1
    - L2, TB6-2

- L3, TB6-3

2. Meça a entrada de tensão linha a neutro para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2
   - L3, TB6-3
   - N, TB6-4
3. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão do barramento do grupo gerador. A tensão no PT deve corresponder à tensão do barramento do grupo gerador.
4. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição.
   - L1 TB6-1 (MCM3320)
   - L2 TB6-2 (MCM3320)
   - L3 TB6-3 (MCM3320)
5. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão do grupo gerador estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

F. Verificar Circuito de Detecção de Tensão da Rede Pública

Verifique se não há problemas na fiação com as conexões de detecção de tensão da rede pública para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do Barramento da Rede Pública para os seguintes terminais:
   - L1, TB7-1
   - L2, TB7-2
   - L3, TB7-3
2. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão (PT) do Barramento da Rede Pública. A tensão no PT deve corresponder à tensão do Barramento da Rede Pública.
3. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais:
   - L1 TB7-1 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - L2 TB7-2 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - L3 TB7-3 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - N TB7-4 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição

4. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão da rede pública estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

G. Verificar Circuito de Detecção de Corrente da Rede Pública

Verifique se não há problemas na fiação com as conexões de detecção de corrente para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Verifique se o fio passa pelos CTs no MCM3320 uma vez por unidades de 5 A e duas vezes por unidades de 1 A.
2. Verifique se os fios que passam pelos CTs no MCM3320 estão conectados aos terminais correspondentes no quadro de distribuição. Consulte o desenho esquemático de quadro de distribuição e de interconexões para obter detalhes.
3. Verifique se não há conexões frouxas ou rompidas no circuito de detecção de corrente.

H. Verificar Circuito de Detecção de Corrente do Barramento do Grupo Gerador

Verifique se não há problemas na fiação com as conexões de detecção de corrente para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Verifique se o fio passa pelos CTs no MCM3320 uma vez por unidades de 5 A e duas vezes por unidades de 1 A.
2. Verifique se os fios que passam pelos CTs no MCM3320 estão conectados aos terminais correspondentes no quadro de distribuição. Consulte o desenho esquemático de quadro de distribuição e de interconexões para obter detalhes.
3. Verifique se não há conexões frouxas ou rompidas no circuito de detecção de corrente.

19.3.18 Código 1444 - Generator Set Bus Overload (Sobrecarga do Barramento do Grupo Gerador)

Esse código depende do *Genset Bus kW Overload Detection Method* (Método de Detecção de Sobrecarga kW do Barramento do Grupo Gerador).

TABELA 127. MÉTODO DE DETECÇÃO DE SOBRECARGA KW DO BARRAMENTO DO GRUPO GERADOR

Valor	Descrição
Somente kW	A carga do grupo gerador é superior ao *Genset Bus %kW Overload Threshold* (Limite de Sobrecarga % kW do Grupo Gerador) por um período superior ao *Genset Bus kW Overload Delay* (Retardo de Sobrecarga kW do Grupo Gerador).
Somente Frequência	A frequência do grupo gerador é inferior ao *Genset Bus Underfrequency Overload Threshold* (Limite de Subfrequência do Grupo Gerador) por um período superior ao *Genset Bus Underfrequency Delay* (Retardo de Subfrequência do Grupo Gerador).
kW e Frequência	Pelo menos uma das outras condições é atendida.

19.3.18.1 Efeitos do Código 1444

Se a demanda de carga estiver ativa, ela se torna inativa. Os grupos geradores que tenham parado devido à demanda de carga serão reiniciados.

Se a conexão/desconexão de carga estiver ativa, a adição automática de carga e a adição manual de carga serão interrompidas, e a adição/desconexão de carga começa removendo cargas baseada nos níveis de adição/desconexão. As cargas são removidas utilizando a mesma sequência de desconexão de carga que a desconexão automática de carga utiliza. Não importa se a desconexão automática de carga está ativa.

A. Verificar Parâmetros de Sobrecarga do Barramento do Grupo Gerador

Verifique se os parâmetros de sobrecarga do barramento do grupo gerador foram definidos corretamente. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Genset Bus Overload Adjustments (Ajustes de Sobrecarga do Grupo Gerador).

- Método de Sobrecarga do Barramento do Grupo Gerador
- Limite de Sobrecarga % KW
- Retardo de Sobrecarga KW
- Retardo de Sobrecarga de Subfrequência
- Limite de Sobrecarga de Subfrequência

B. Verificar Parâmetro de Adicionar Carga ao Sistema

Verifique se o parâmetro de adicionar carga ao sistema está configurado corretamente. Certifique-se de que a carga do sistema não excede a capacidade de geração dos grupos geradores no sistema.

Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse as seguintes configurações:

- Adjustments (Ajustes) > Load Control Setup Adjustments (Ajustes de Configuração do Colte de Cargas) > Genset Bus KW Setpoint (Ponto de Ajuste kW do Grupo Gerador)
- Monitor (Monitor) > Genset Bus Overload (Sobrecarga do Barramento do Grupo Gerador) > Genset Bus Overload Status (Status da Sobrecarga do Barramento do Grupo Gerador)

C. Verificar Disponibilidade da Rede Pública

Determine se a rede pública falhou. Se tiver falhado, espere que a energia seja restaurada e fique estável.

D. Verificar Configurações de kW

Determine se as configurações de kW do grupo gerador devem ser ajustadas porque o grupo gerador está instalado a grande altitude. Consulte o manual de serviço do grupo gerador para obter informações detalhadas.

E. Verificar Classificações do Grupo Gerador

Verifique se a Taxa de kW do Grupo Gerador para os grupos geradores do sistema está corretamente definida no MCM3320. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > System Setup (Configuração do sistema) > Genset (s) KW Rating (Taxa de kW do grupo gerador).

F. Solucionar Problemas de Códigos de Falha Relacionados do Grupo Gerador

Verifique se existem falhas nos grupos geradores e solucione-as. Consulte o manual de serviço do grupo gerador.

19.3.19 Código 1452 - Generator Set Main Breaker Fail to Close (Falha ao Fechar Disjuntor Principal do Grupo Gerador) (Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Comum)

Espera-se que os grupos geradores fechem o barramento do grupo gerador, mas nenhum dos disjuntores em paralelo fechou dentro do tempo previsto em *Virtual Gen Main Fail to Close Delay* (Retardo de Falha ao Fechar Principal Grupo Gerador Virtual).

Isso não pode ser gerado em modo Manual.

19.3.19.1 Efeitos do Código 1452

Os grupos geradores não estão disponíveis em aplicações trifásicas.

O sistema não consegue se comprometer com a transferência das cargas para os grupos geradores.

A. Verificar Status do Disjuntor de Circuito Paralelo do Grupo Gerador

Verifique o status do disjuntor paralelo no quadro de distribuição examinando o indicador de posição do disjuntor e o relé do indicador de desarmamento/travamento. Continue com base no que você irá encontrar:

- Se o disjuntor paralelo ainda estiver aberto depois de receber o comando de fechamento do MCM3320, continue a verificação do modo de controlador do grupo gerador.
- Se o disjuntor paralelo estiver realmente fechado após receber o comando de fechamento do MCM3320, mas essa falha tiver sido gerada, continue com a verificação do circuito fechado do disjuntor paralelo.

B. Verificar o Controlador do Grupo Gerador

Verifique se os controles do grupo gerador estão em modo Automático; caso contrário, um sinal de partida do MCM3320 será ignorado e esse código de falha será gerado. Verifique também que não existe nenhuma falha de desligamento ativa nos controles do grupo gerador.

C. Verificar Funcionalidade do Disjuntor Paralelo do Grupo Gerador

Verifique se o disjuntor paralelo não está bloqueado ou desativado.

D. Verificar Circuito Fechado em Paralelo do Disjuntor

Verifique a fiação do circuito fechado em paralelo do disjuntor examinando a continuidade entre os pontos listados abaixo.

- TB3-8 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição
- TB3-16 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição

E. Verificar Tensão de Controle

Verifique se há tensão de controle no circuito fechado em paralelo do disjuntor do grupo gerador e no UVR do disjuntor de circuito paralelo. Verifique a tensão de controle nos terminais do quadro de distribuição que alimenta a bobina fechada do disjuntor. Consulte o desenho esquemático do quadro de distribuição e do grupo gerador.

F. Verificar Operação da Bobina Fechada do Disjuntor

Verifique a operação da bobina fechada do disjuntor de circuito. Cerifique-se de que a bobina fechada fecha realmente o disjuntor quando for energizada. Poderá fazer isso conectando energia nos terminais da bobina fechada do disjuntor. Consulte o desenho esquemático ou o manual do disjuntor para obter detalhes.

19.3.20 Código 1452 - Generator Set Main Breaker Fail to Close (Falha ao Fechar Disjuntor Principal do Grupo Gerador) (Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Par de Transferência)

Foi enviado um comando de fechamento para o disjuntor principal do grupo gerador, mas o disjuntor não fechou no período definido como *Gen CB Fail to Close Delay* (Retardo de Falha ao Fechar Disjuntor do Grupo Gerador).

19.3.20.1 Efeitos do Código 1452

Os grupos geradores não estão disponíveis em aplicações trifásicas.

O sistema não consegue se comprometer com a transferência das cargas para os grupos geradores.

A. Verificar Status do Disjuntor Principal do Grupo Gerador

Verifique o status do disjuntor principal do grupo gerador no quadro de distribuição examinando o indicador de posição do disjuntor e o status do relé do indicador de desarmamento/travamento. Continue com base no que você irá encontrar:

- Se o disjuntor do grupo gerador continuar aberto depois de receber o comando de fechamento do MCM3320, continue com a verificação do mecanismo de carga de mola.

- Se o disjuntor principal do grupo gerador estiver realmente fechado após receber o comando de fechamento do MCM3320, mas esse código de falha tiver sido gerado, continue com a verificação da tensão de controle no circuito fechado do disjuntor principal do grupo gerador.

B. Verificar Mecanismo de Carga de Mola

Verifique se o mecanismo de carga de mola do disjuntor está funcionando realizando as etapas seguintes.

1. Verifique o indicador da carga de mola do disjuntor e determine se a bobina de mola está totalmente carregada. Se a bobina de mola estiver descarregada, poderá ser confirmado que o motor de carga da mola não está carregando a bobina de mola ou a bobina de mola está ruim.
2. Verifique a tensão de controle no motor de carga da mola. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor para determinar a causa se não houver tensão de controle.
3. Carregue a bobina de mola manualmente usando a manivela para carga de mola.
    - Se a carga manual tiver êxito, o disjuntor será aberto e fechado quando receber o comando.
    - Se a carga manual não tiver êxito, o status do disjuntor não será alterado. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor e substitua a bobina de mola. Entre em contato com o fabricante e distribuidor do disjuntor quanto à correção (isso é necessário).

C. Verificar Contatos Auxiliares de Posição do Disjuntor

Verifique se os contatos auxiliares de posição 'a' e 'b' estão em operação realizando as etapas seguintes.

1. Remova os fios existentes dos terminais TB10-1 e TB10-2.
2. Realize a verificação de continuidade nos contatos 'a' e 'b' no disjuntor.
3. Obtenha permissão da instalação ou do cliente para interromper a alimentação de energia do local.
4. Ligue e desligue o disjuntor para certificar-se de que os contatos auxiliares mudaram seus respectivos estados com a alteração no status do disjuntor de aberto para fechado ou fechado para aberto.

   Se os contatos auxiliares não mudarem os estados, o disjuntor está com falha e deve ser corrigido ou substituído. Entre em contato com o fabricante, distribuidor e empreiteiro elétrico para solucionar o problema. Os técnicos da Cummins não se responsabilizam pelo diagnóstico e solução de problemas de um disjuntor com falha.

D. Verificar Tensão de Controle

Verifique se existe tensão de controle no circuito fechado do disjuntor principal do grupo gerador. Verifique a tensão de controle nos terminais do quadro de distribuição que alimenta a bobina fechada do disjuntor. Consulte o desenho esquemático do quadro de distribuição e do grupo gerador.

E. Verificar Circuito Fechado do Disjuntor Principal do Grupo Gerador

Verifique a fiação no circuito fechado do disjuntor principal do grupo gerador examinando a continuidade entre os seguintes contatos:

- TB8-2 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição
- TB8-3 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição

F. Verificar Componentes do Disjuntor Principal do Grupo Gerador

Verifique se os componentes no circuito fechado estão operando adequadamente realizando as etapas seguintes.

Obtenha permissão da instalação para interromper a energia do local. Verifique a operação da bobina fechada fazendo ligação em ponte da energia nos terminais da bobina fechada do disjuntor e certifique-se de que realmente o disjuntor será fechado quando ela for energizada. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor para obter detalhes.

Certifique-se de que essa verificação é realizada de modo seguro para evitar danos ao equipamento elétrico. Por exemplo, se os grupos geradores estiverem no barramento, o disjuntor da rede pública não será fechado.

G. Verificar Configuração de Retardo de Tempo

Verifique se a configuração de Fail to Close Time Delay (Retardo de Tempo de Falha ao Fechar) no disjuntor principal do grupo gerador se baseia nas especificações do disjuntor. Verifique o manual de serviço do disjuntor para obter detalhes e use o InPower para verificar a configuração. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Breaker Adjustments (Ajustes do disjuntor)> Genset Main Breaker Adjustments (Ajustes do disjuntor principal do grupo gerador)> Gen CB Fail to Close Delay (Retardo de falha ao fechar disjuntor do grupo gerador).

19.3.21 Código 1453 - Generator Set Main Breaker Fail to Open (Falha ao Abrir Disjuntor Principal Grupo Gerador) (Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador)

Foi enviado um comando de abertura para os disjuntores paralelos do grupo gerador, mas pelo menos um dos disjuntores de circuito paralelo se manteve fechado no período definido em *Virtual Gen Main Fail to Open Delay* (Retardo de Falha ao Abrir Principal Grupo Gerador Virtual).

Isso não pode ser gerado em modo Manual.

19.3.21.1 Efeitos do Código 1453

Quando *PTC State* (Estado de PTC) é Grupo Gerador Conectado, o sincronizador não pode ser iniciado, e a rede pública não pode conectar às cargas.

Se *Fail to Disconnect Enable* (Ativar Falha ao Desconectar) é Ativado e *PTC State* (Estado de PTC) é Paralelo, a rede pública é desconectada imediatamente. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

O código 1453 pode gerar o código 1121 (Fail to Disconnect - Falha ao Desconectar).

A. Verificar Circuito Aberto do Disjuntor de GN

Verifique a fiação do circuito aberto em paralelo do disjuntor do grupo gerador examinando a continuidade entre os pontos listados abaixo.

- TB3-16 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição
- TB3-8 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição

B. Verificar Tensão de Controle

Verifique se existe um sinal na bobina aberta de disjuntor paralelo do grupo gerador. Verifique a tensão de controle nos terminais do quadro de distribuição que alimenta a bobina aberta do disjuntor de GN. Consulte o desenho esquemático e o quadro de distribuição para verificar as interconexões.

C. Verificar Operação da Bobina Aberta do Disjuntor

Verifique a operação da bobina aberta de disjuntor paralelo do grupo gerador. Cerifique-se de que a bobina aberta do disjuntor abre realmente o disjuntor quando for energizada. Poderá fazer isso conectando energia em ponte nos terminais da bobina aberta do disjuntor. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor para obter detalhes.

Para realizar essa verificação, o técnico terá de ter permissão por parte da instalação. Essa verificação deve ser realizada de forma segura para evitar danos no equipamento elétrico. Por exemplo, se os grupos geradores estiverem no barramento, o disjuntor da rede pública não será fechado.

19.3.22 Código 1453 - Generator Set Main Breaker Fail to Open (Falha ao Abrir Disjuntor Principal do Grupo Gerador) (Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Par de Transferência)

Foi enviado um comando de abertura para o disjuntor principal do grupo gerador, mas o disjuntor não abriu no período definido como *Gen CB Fail to Open Delay* (Retardo de Falha ao Abrir Disjuntor do Grupo Gerador).

19.3.22.1 Efeitos do Código 1453

Quando *PTC State* (Estado de PTC) é Grupo Gerador Conectado, o sincronizador não pode ser iniciado, e a rede pública não pode conectar às cargas.

Se *Fail to Disconnect Enable* (Ativar Falha ao Desconectar) é Ativado e *PTC State* (Estado de PTC) é Paralelo, a rede pública é desconectada imediatamente. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

O código 1453 pode gerar o código 1121 (Fail to Disconnect - Falha ao Desconectar).

A. Verificar Status do Disjuntor

Verifique o indicador de posição do disjuntor e o relé do indicador de desarmamento/travamento.

- Se o disjuntor do grupo gerador continuar fechado depois de receber o comando de abertura do MCM, verifique o mecanismo de carga de mola.
- Se o disjuntor for efetivamente aberto depois de receber o comando de abertura do MCM, verifique a tensão de controle no circuito aberto do disjuntor.

B. Verificar Mecanismo de Carga de Mola

Verifique se o mecanismo de carga de mola do disjuntor está funcionando realizando as etapas seguintes.

1. Verifique o indicador da carga de mola do disjuntor e determine se a bobina de mola está totalmente carregada. Se a bobina de mola estiver descarregada, poderá ser confirmado que o motor de carga da mola não está carregando a bobina de mola ou a bobina de mola está ruim.
2. Verifique a tensão de controle no motor de carga da mola. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor para determinar a causa se não houver tensão de controle.
3. Carregue a bobina de mola manualmente usando a manivela para carga de mola.
   - Se a carga manual tiver êxito, o disjuntor será aberto e fechado quando receber o comando.
   - Se a carga manual não tiver êxito, o status do disjuntor não será alterado. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor e substitua a bobina de mola. Entre em contato com o fabricante e distribuidor do disjuntor quanto à correção (isso é necessário).

C. Verificar Contatos Auxiliares de Posição do Disjuntor

Verifique se os contatos auxiliares de posição 'a' e 'b' estão em operação realizando as etapas seguintes.

1. Remova os fios existentes dos terminais TB10-1 e TB10-2.
2. Realize a verificação de continuidade nos contatos 'a' e 'b' no disjuntor.
3. Obtenha permissão da instalação ou do cliente para interromper a alimentação de energia do local.
4. Ligue e desligue o disjuntor para certificar-se de que os contatos auxiliares mudaram seus respectivos estados com a alteração no status do disjuntor de aberto para fechado ou fechado para aberto.

   Se os contatos auxiliares não mudarem os estados, o disjuntor está com falha e deve ser corrigido ou substituído. Entre em contato com o fabricante, distribuidor e empreiteiro elétrico para solucionar o problema. Os técnicos da Cummins não se responsabilizam pelo diagnóstico e solução de problemas de um disjuntor com falha.

D. Verificar Circuito Aberto do Disjuntor Principal do Grupo Gerador

Verifique se existe um sinal no circuito aberto do disjuntor principal do grupo gerador.

E. Verificar Tensão de Controle

1. Verifique a tensão de controle nos terminais do quadro de distribuição que alimenta a bobina aberta do disjuntor principal do grupo gerador. Consulte o desenho esquemático do quadro de distribuição e do grupo gerador.
2. Verifique a continuidade na fiação do circuito aberto do disjuntor principal do grupo gerador. Verifique a continuidade dos fios que passam do MCM3320 para o disjuntor principal do grupo gerador no quadro de distribuição, e de novo do disjuntor principal do grupo gerador para o MCM3320.

F. Verificar Componentes do Disjuntor Principal do Grupo Gerador

Verifique se os componentes do circuito aberto do disjuntor do grupo gerador estão funcionando corretamente.

Verifique a operação da bobina aberta de disjuntor principal do grupo gerador. Cerifique-se de que a bobina aberta do disjuntor abre realmente o disjuntor quando for energizada. Poderá fazer isso conectando energia em ponte nos terminais da bobina aberta do disjuntor. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor para obter detalhes.

Para realizar essa verificação, o técnico terá de ter permissão por parte da instalação. Essa verificação deve ser realizada de forma segura para evitar danos no equipamento elétrico. Por exemplo, se os grupos geradores estiverem no barramento, o disjuntor da rede pública não será fechado.

G. Verificar Configuração de Retardo de Tempo

Verifique se a configuração de Fail to Open Time Delay (Retardo de Tempo de Falha ao Abrir) no disjuntor principal do grupo gerador se baseia nas especificações do disjuntor. Consulte o manual do disjuntor para obter informações detalhadas. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Breaker Adjustments (Ajustes do disjuntor)> Genset Main Breaker Adjustments (Ajustes do disjuntor principal do grupo gerador)> Gen CB Fail to Open Delay (Retardo de Falha ao Abrir Disjuntor do Grupo Gerador).

19.3.23 Código 1454 - Generator Set Main Breaker Position Contact (Contato de posição do disjuntor principal do grupo gerador)

Esse código depende dos *Genset Breaker Position Contacts* (Contatos de Posição do Disjuntor do Grupo Gerador).

TABELA 128. CONTATOS DE POSIÇÃO DO DISJUNTOR DO GRUPO GERADOR

Valor	Descrição
Contato Único (a)	O disjuntor principal do grupo gerador está aberto, mas houve pelo menos 5% de corrente em todas as fases por 2 segundos.
Contato Duplo (a/b)	Os contatos de posição do disjuntor principal do grupo gerador não estão de acordo relativamente à posição do disjuntor principal do grupo gerador durante 2 segundos.

No modo Manual, o disjuntor principal do grupo gerador é tratado como um disjuntor de contato único.

NOTA: Antes de tentar solucionar o problema desse código, o sistema deverá estar em modo Manual, e os grupos geradores deverão estar em modo Desligado.

19.3.23.1 Pinos Associados e Valores Esperados

Os valores esperados se baseiam em uma medição entre o pino indicado e um retorno de entrada discreta como, por exemplo, TB10-4.

TABELA 129. POSIÇÃO DO DISJUNTOR E VALORES ESPERADOS DOS CONTATOS DE POSIÇÃO DO DISJUNTOR

Posição do Disjuntor	TB10-1 (Posição A)	TB10-2 (Posição B)
Aberto	Aberto	Fechado
Fechado	Fechado	Aberto

19.3.23.2 Efeitos do Código 1454

A rede pública não consegue conectar às cargas.

Se a topologia for Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Par de Transferência, os grupos geradores não estão disponíveis em aplicações trifásicas se o disjuntor principal do grupo gerador for um disjuntor de contato duplo e a *Genset Current Based Breaker Position* (Posição do Disjuntor Baseada na Corrente do Grupo Gerador) for Desconhecida.

Se o disjuntor principal do grupo gerador for um disjuntor de contato duplo, o disjuntor principal do grupo gerador será considerado como estando fechado e os grupos geradores serão considerados como estando conectados às cargas.

Se a *Genset Current Based Breaker Position* (Posição do Disjuntor Baseada na Corrente do Grupo Gerador) estiver Fechada, o MCM gera uma inibição de retransferência.

O sistema não consegue se comprometer com a transferência das cargas para os grupos geradores.

A. Verificar Status de Contato

Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Verifique a posição A e a posição B do disjuntor principal do grupo gerador.

NOTA: Para disjuntores de contato único, verifique somente a posição A.

1. Abra a janela do monitor e arraste Gen CB Position A SW (Chave de Posição A do Disjuntor do Grupo Gerador) e Gen CB Position B Sw (Chave de Posição B do Disjuntor do Grupo Gerador) para a janela.
2. Ative o monitoramento no InPower.
   - Se a Posição A estiver ruim, solucione problemas com o contato A.
   - Se a Posição B estiver ruim, solucione problemas com o contato B.

B. Verificar Contato de Posição 'b'

Verifique o contato de posição 'b' do disjuntor principal do grupo gerador usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Monitor (Monitor) > Switch Inputs (Entradas de Chave) > Genset CB Position B Sw (Chave de Posição B do Disjuntor do Grupo Gerador).

Se o contato de posição 'b' não estiver alinhado com o disjuntor principal do grupo gerador (ou seja, se estiver aberto quando o disjuntor principal do grupo gerador está fechado, ou fechado quando o disjuntor principal do grupo gerador está aberto), verifique a fiação do contato de posição 'b'.

C. Verifique a Fiação de Contato 'b'

1. Desconecte o bloco terminal TB10 (MCM3320).
2. Verifique a continuidade entre TB10-2 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição.
3. Verifique a continuidade entre TB10-4 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição.

Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para determinar o terminal do quadro de distribuição.

D. Verificar Contato de Posição 'a'

Verifique o contato de posição 'a' do disjuntor principal do grupo gerador usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Monitor (Monitor) > Switch Inputs (Entradas de Chave) > Genset CB Position A Sw (Chave de Posição A do Disjunto do Grupo Gerador).

Se o contato de posição 'a' não estiver alinhado com o disjuntor principal do grupo gerador (ou seja, se estiver aberto quando o disjuntor principal do grupo gerador está aberto, ou fechado quando o disjuntor principal do grupo gerador está fechado), verifique a fiação do contato de posição 'a'.

E. Verificar Fiação de Contato 'a'

1. Desconecte o bloco terminal TB10 (MCM3320).
2. Verifique a continuidade entre TB10-1 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição.
3. Verifique a continuidade entre TB10-4 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição.

Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para determinar o terminal do quadro de distribuição.

F. Desligar e Ligar Disjuntor Principal do Grupo Gerador

Certifique-se de que os contatos de posição do disjuntor estão alterando os estados de acordo com a lógica operacional realizando as etapas seguintes.

1. Obtenha permissão da gerência da instalação para interromper a energia do local.
2. Coloque o sistema no modo Manual.
3. Desligue e ligue o disjuntor principal do grupo gerador.

19.3.24 Código 1455 - Utility Main Breaker Position Contact (Contato de Posição do Disjuntor Principal da Rede Pública) (Barramento Isolado sem Disjuntor Principal do Grupo Gerador ou Barramento Isolado com Disjuntor Principal do Grupo Gerador)

Existe um problema com as entradas de contato de posição do disjuntor principal do grupo gerador. Essas entradas de contato, nomeadamente TB14-U1-05 e TB14-U1-07, têm de estar ligadas (em ponte) para indicar ao MCM3320 que o disjuntor principal da rede pública está aberto. Caso contrário, a falha ficará ativa.

19.3.24.1 Efeitos do Código 1455

O disjuntor principal do grupo gerador não pode fechar.

Os disjuntores paralelos do grupo gerador não podem fechar, mas podem permanecer fechados se já estivessem fechados.

Se a topologia for Barramento Comum ou Par de Transferência, a rede pública não estará disponível em aplicações trifásicas se o disjuntor principal do grupo gerador for um disjuntor de contato duplo e a *Utility Current Based Breaker Position* (Posição do Disjuntor Baseada na Corrente da Rde Pública) for Desconhecida.

Se o disjuntor principal da rede pública for um disjuntor de contato duplo, o disjuntor principal da rede pública será considerado como estando fechado e a rede pública será considerada como estando conectada às cargas.

Se a *Utility Current Based Breaker Position* (Posição do Disjuntor Baseada na Corrente da Rede Pública) estiver Fechada, o MCM gera uma inibição de transferência.

A. Verificar Conexão do Jumper

Pode não haver nenhum jumper no contato 'b' do disjuntor principal da rede pública entre TB10-8 e TB10-9. Use o InPower para monitorar o status de contato de posição do disjuntor Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Monitor (Monitor) > Switch Inputs (Entradas de Chave) e, em seguida, acesse as seguintes opções:

- Utility CB Position A Switch (Chave de Posição A do Disjuntor da Rede Pública)
- Utility CB Position B Switch (Chave de Posição B do Disjuntor da Rede Pública)

Revise o status de cada contato e certifique-se de que o status das entradas de posição do disjuntor de circuito corresponde à conexão.

B. Verificar se há Conexão Imprópria do Jumper

Um jumper pode estar conectado incorretamente à entrada de contato 'a' do disjuntor principal da rede pública. Certifique-se de que não há tal conexão de jumper entre TB10-7 e TB10-8.

19.3.25 Código 1455 - Utility Main Breaker Position Contact (Contato de Posição do Disjuntor Principal da Rede Pública) (Barramento Comum ou Par de Transferência)

Esse código depende dos *Utility Breaker Position Contacts* (Contatos de Posição do Disjuntor da Rede Pública).

TABELA 130. CONTATOS DE POSIÇÃO DO DISJUNTOR DA REDE PÚBLICA

Valor	Descrição
Contato Único (a)	O disjuntor principal da rede pública está aberto, mas houve pelo menos 5% de corrente em todas as fases por 2 segundos.
Contato Duplo (a/b)	Os contatos de posição do disjuntor principal da rede pública não estão de acordo relativamente à posição do disjuntor principal da rede pública durante 2 segundos.

No modo Manual, o disjuntor principal da rede pública é tratado como um disjuntor de contato único.

19.3.25.1 Pinos Associados e Valores Esperados

Os valores esperados se baseiam em uma medição entre o pino indicado e um retorno de entrada discreta como, por exemplo, TB10-8.

TABELA 131. POSIÇÃO DO DISJUNTOR E VALORES ESPERADOS DOS CONTATOS DE POSIÇÃO DO DISJUNTOR DA REDE PÚBLICA

Posição do Disjuntor	TB10-7 (Posição A)	TB10-9 (Posição B)
Aberto	Aberto	Fechado
Fechado	Fechado	Aberto

19.3.25.2 Efeitos do Código 1455

O disjuntor principal do grupo gerador não pode fechar.

Os disjuntores paralelos do grupo gerador não podem fechar, mas podem permanecer fechados se já estivessem fechados.

Se a topologia for Barramento Comum ou Par de Transferência, a rede pública não estará disponível em aplicações trifásicas se o disjuntor principal do grupo gerador for um disjuntor de contato duplo e a *Utility Current Based Breaker Position* (Posição do Disjuntor Baseada na Corrente da Rde Pública) for Desconhecida.

Se o disjuntor principal da rede pública for um disjuntor de contato duplo, o disjuntor principal da rede pública será considerado como estando fechado e a rede pública será considerada como estando conectada às cargas.

Se a *Utility Current Based Breaker Position* (Posição do Disjuntor Baseada na Corrente da Rede Pública) estiver Fechada, o MCM gera uma inibição de transferência.

A. Verificar Status de Contato

Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Verifique a posição A e a posição B do disjuntor principal da rede pública.

NOTA: Para disjuntores de contato único, verifique somente a posição A.

1. Abra a janela do monitor e arraste Util CB Position A SW (Chave de Posição A do Disjuntor da Rede Pública) e Util CB Position B Sw (Chave de Posição B do Disjuntor da Rede Pública) para a janela.
2. Ative o monitoramento no InPower.
   - Se a Posição A estiver ruim, solucione problema com o contato A.
   - Se a Posição B estiver ruim, solucione problema com o contato B.

B. Verificar Posição de Contato 'b'

Verifique o contato de posição 'b' do disjuntor principal da rede pública usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Monitor (Monitor) > Switch Inputs (Entradas de Chave) > Utility CB Position B Sw (Chave de Posição B do Disjuntor da Rede Pública).

- Se o contato de posição 'b' estiver alinhado com a lógica padrão (ou seja, se estiver aberto quando o disjuntor principal da rede pública está fechado, ou fechado quando o disjuntor principal da rede pública está aberto), continue com a verificação da fiação do contato de posição 'a'.
- Se o contato de posição 'b' não estiver alinhado com a lógica padrão, continue com a verificação da fiação do contato de posição 'b'.

C. Verificar Fiação de Contato 'b'

1. Desconecte o bloco terminal TB10 (MCM3320).
2. Verifique a continuidade entre TB10-8 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição.
3. Verifique a continuidade entre TB10-9 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição.

Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para determinar o terminal do quadro de distribuição.

D. Verificar Contato de Posição 'a'

Verifique o contato de posição 'a' do disjuntor principal da rede pública usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Monitor (Monitor) > Switch Inputs (Entradas de Chave) > Utility CB Position A Sw (Chave de Posição A do Disjuntor da Rede Pública).

- Se o contato de posição 'a' estiver alinhado com a lógica padrão (ou seja, se estiver aberto quando o disjuntor principal da rede pública está aberto, ou fechado quando o disjuntor principal da rede pública está fechado), continue com a operação de desligar e ligar de novo o disjuntor principal da rede pública.
- Se o contato de posição 'a' não estiver alinhado com a lógica padrão, continue com a verificação da fiação do contato de posição 'a'.

E. Verificar Fiação de Contato 'a'

1. Desconecte o bloco terminal TB10 (MCM3320).

2. Verifique a continuidade entre TB10-7 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição.
3. Verifique a continuidade entre TB10-8 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição.

Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para determinar o terminal do quadro de distribuição.

F. Desligar e Ligar Disjuntor Principal da Rede Pública

Certifique-se de que os contatos de posição do disjuntor estão alterando os estados de acordo com a lógica operacional realizando as etapas seguintes.

1. Obtenha permissão da gerência da instalação para interromper a energia do local.
2. Desligue e ligue o disjuntor principal da rede pública.

19.3.26 Código 1456 - Synchronizer Output Limit (Limite de Saída do Sincronizador)

O sincronizador tem tentado sincronizador os grupos geradores com a rede pública colocando a tensão e/ou a polarização da frequência em valores extremos (mais baixo, mais elevado) para *Fail to Synchronize Time* (Tempo de Falha na Sincronização).

A. Verificar Configuração Tempo Falha na Sincronização

Determine se a configuração de tempo de Falha na Sincronização é demasiado curta. Usando o InPower, desconecte o conector J14 do MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesso Adjustments (Ajustes) > Sync Check Adjustments (Ajustes de Verificação da Sincronização) > Fail to Synchronize Time (Tempo de Falha na Sincronização).

B. Verificar Parâmetros da Janela Permissiva

A função de verificação de sincronização monitora o grupo gerador e a tensão, a frequência e a rotação de fase do sistema, para determinar se as duas fontes podem ficar em paralelo. Quaisquer diferenças na tensão, na frequência e na rotação de fase entre o grupo gerador e o barramento do sistema tem de ser inferior aos parâmetros da janela permissiva.

1. Configure adequadamente os seguintes parâmetros para a aplicação específica usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Sync Check Adjustments (Ajustes de Verificação da Sincronização) > Permissive Window Parameters (Parâmetros da Janela Permissiva).
   - Permissive Frequency Window (Janela de Frequência Permissiva)
   - Permissive Voltage Window (Janela de Tensão Permissiva)
   - Permissive Window Time (Janela de Tempo Permissiva)
   - Permissive Phase Window (Janela de Fase Permissiva)
2. Use um medidor de rotação de fase para verificar a rotação de fase dos grupos geradores e do sistema.

C. Verificar Linhas de Compartilhamento de Carga

As linhas de compartilhamento de carga são usadas para polarizar os grupos geradores durante a sincronização.

1. Verifique se não há erros na fiação examinando a continuidade entre os seguintes terminais:
   - TB9-10 (MCM3320) e o respectivo terminal no controle de grupo gerador
   - TB9-9 (MCM3320) e o respectivo terminal no controle de grupo gerador
   - TB9-8 (MCM3320) e o respectivo terminal no controle de grupo gerador
2. Verifique se os fios de compartilhamento de carga do MCM3320 para os controles de grupo gerador estão conectados com base nos números especificados no desenho esquemático de interconexões e de base.

D. Verificar Tensão da Rede Pública

Verifique se a tensão da rede pública está dentro do intervalo de polarização do sincronizador. O intervalo padrão é +/- 6%. Para verificar a tensão usando o InPower, desconecte o conector J14 do MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Synchronizer Adjustments (Ajustes do Sincronizador) > Voltage Match Limit (Limite de Correspondência da Tensão).

E. Verificar Frequência da Rede Pública

Verifique se a frequência da rede pública está dentro do intervalo de polarização do sincronizador. O intervalo padrão é +/- 1 Hz. Para verificar o valor usando o InPower, desconecte o conector J14 do MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Synchronizer Adjustments (Ajustes do Sincronizador) > Frequency Match Limit (Limite de Correspondência da Frequência).

19.3.27 Código 1457 - Fail to Synchronize Warning (Alerta de Falha de Sincronização)

O sincronizador está ativo e os grupos geradores não sincronizaram com a rede pública no período definido em *Fail to Synchronize Time* (Tempo de Falha de Sincronização).

19.3.27.1 Efeitos do Código 1457

Se *Fail To Sync Open Transition Retransfer Enable* (Ativar Retransferência Transição Aberta após Falha Sincronização) estiver Ativado, o sistema realiza uma retransferência para a rede pública em modo Normal por transição aberta.

Se *Fail To Sync Lockout Enable* (Ativar Bloqueio Falha de Sincronização) estiver Ativo, o sincronizador pára de funcionar e não poderá recomeçar até que a falha seja corrigida.

A. Verificar Configuração Tempo Falha na Sincronização

Determine se a configuração de tempo de Falha na Sincronização é demasiado curta. Usando o InPower, desconecte o conector J14 do MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesso Adjustments (Ajustes) > Sync Check Adjustments (Ajustes de Verificação da Sincronização) > Fail to Synchronize Time (Tempo de Falha na Sincronização).

B. Verificar Parâmetros da Janela Permissiva

A função de verificação de sincronização monitora o grupo gerador e a tensão, a frequência e a rotação de fase do sistema, para determinar se as duas fontes podem ficar em paralelo. Quaisquer diferenças na tensão, na frequência e na rotação de fase entre o grupo gerador e o barramento do sistema tem de ser inferior aos parâmetros da janela permissiva.

1. Configure adequadamente os seguintes parâmetros para a aplicação específica usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Sync Check Adjustments (Ajustes de Verificação da Sincronização) > Permissive Window Parameters (Parâmetros da Janela Permissiva).
    - Permissive Frequency Window (Janela de Frequência Permissiva)
    - Permissive Voltage Window (Janela de Tensão Permissiva)
    - Permissive Window Time (Janela de Tempo Permissiva)
    - Permissive Phase Window (Janela de Fase Permissiva)
2. Use um medidor de rotação de fase para verificar a rotação de fase dos grupos geradores e do sistema.

C. Verificar Linhas de Compartilhamento de Carga

As linhas de compartilhamento de carga são usadas para polarizar os grupos geradores durante a sincronização.

1. Verifique se não há erros na fiação examinando a continuidade entre os seguintes terminais:
    - TB9-10 (MCM3320) e o respectivo terminal no controle de grupo gerador
    - TB9-9 (MCM3320) e o respectivo terminal no controle de grupo gerador
    - TB9-8 (MCM3320) e o respectivo terminal no controle de grupo gerador
2. Verifique se os fios de compartilhamento de carga do MCM3320 para os controles de grupo gerador estão conectados com base nos números especificados no desenho esquemático de interconexões e de base.

D. Verificar Tensão da Rede Pública

Verifique se a tensão da rede pública está dentro do intervalo de polarização do sincronizador. O intervalo padrão é +/- 6%. Para verificar a tensão usando o InPower, desconecte o conector J14 do MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Synchronizer Adjustments (Ajustes do Sincronizador) > Voltage Match Limit (Limite de Correspondência da Tensão).

E. Verificar Frequência da Rede Pública

Verifique se a frequência da rede pública está dentro do intervalo de polarização do sincronizador. O intervalo padrão é +/- 1 Hz. Para verificar o valor usando o InPower, desconecte o conector J14 do MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Synchronizer Adjustments (Ajustes do Sincronizador) > Frequency Match Limit (Limite de Correspondência da Frequência).

19.3.28 Código 1458 - Synchronizer Phase Rotation Mismatch (Não Correspondência de Rotação de Fase do Sincronizador)

O sincronizador está ativo e a rotação de fase da rede pública não correspondeu à rotação de fase do barramento do grupo gerador no período definido em *Fail to Synchronize Time* (Tempo de Falha de Sincronização).

19.3.28.1 Efeitos do Código 1458

Permissive Close Allowed (Fechamento Permissivo Admitido) é Não Permitido.

A. Verificar Circuito de Detecção de Tensão da Rede Pública

Verifique se não há problemas na fiação com as conexões de detecção de tensão da rede pública para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do Barramento da Rede Pública para os seguintes terminais:
   - L1, TB7-1
   - L2, TB7-2
   - L3, TB7-3
2. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão (PT) do Barramento da Rede Pública. A tensão no PT deve corresponder à tensão do Barramento da Rede Pública.
3. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais:
   - L1 TB7-1 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - L2 TB7-2 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - L3 TB7-3 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - N TB7-4 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
4. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão da rede pública estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

B. Verificar Circuito de Detecção de Tensão do Grupo Gerador

Verifique se não há problemas de fiação com as conexões de detecção de tensão do grupo gerador para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2

- L3, TB6-3

2. Meça a entrada de tensão linha a neutro para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2
   - L3, TB6-3
   - N, TB6-4
3. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão do barramento do grupo gerador. A tensão no PT deve corresponder à tensão do barramento do grupo gerador.
4. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição.
   - L1 TB6-1 (MCM3320)
   - L2 TB6-2 (MCM3320)
   - L3 TB6-3 (MCM3320)
5. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão do grupo gerador estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

C. Verificar Conexões do Cabo de Alimentação

Verifique se os cabos de alimentação da rede pública e do grupo gerador estão conectados na sequência de fase correta. A sequência de fase pretendida é A-B-C ou L1-L2-L3.

D. Verificar Problema na Rede Pública

Determine se existe algum problema com os cabos de alimentação da rede pública como, por exemplo, conexão ruim da fiação ou uma reparação externa da rede pública que possa ter alterado a rotação da fase. Contate a instalação e os empreiteiros elétricos respetivos para corrigir o faseamento dos cabos de alimentação.

19.3.29 Código 1541 - Generator Set Failed to Come Online (Não foi Possível Colocar Grupo Gerador On-line)

Esse código estará ativo se ocorrer alguma dessas condições.

- Os grupos geradores deveriam iniciar, mas um ou mais grupos geradores não fecharam seus disjuntores paralelos antes do tempo previsto em *Genset Fail Time Delay* (Retardo de Tempo de Falha no Grupo Gerador).
- Um grupo gerador fechou seu disjuntor paralelo a tempo, mas, quando o grupo gerador deveria permanecer conectado à carga, o disjuntor paralelo estava aberto durante, pelo menos, 1 segundo.

19.3.29.1 Efeitos do Código 1541

O grupo gerador que não conseguiu ficar em operação não está incluído em *Total Load Demand Online Capacity* (Capacidade Total de Demanda de Carga em Operação).

A. Solucionar Problemas de Códigos de Falha Relacionados do Grupo Gerador

Verifique se existem falhas nos grupos geradores e solucione-as. Consulte o manual de serviço do grupo gerador.

B. Verificar Operação de Fechamento de Circuito Paralelo

Verifique se o fechamento do disjuntor paralelo do grupo gerador não falhou fisicamente. Realize uma inspeção visual e verifique o status do disjuntor. Verifique o indicador de posição do disjuntor e status do relé do indicador de desarmamento/travamento. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores. Se verificar que o disjuntor falhou, contate o fabricante e o distribuidor do disjuntor e o respetivo empreiteiro elétrico para reolver o problema.

C. Verificar Circuito de Posição do Disjuntor em Paralelo

Verifique a fiação desde o disjuntor do grupo gerador até ao MCM3320. Utilize os desenhos esquemáticos do MCM3320, de interconexão e do quadro de distribuição para efetuar a verificação.

Por exemplo, para verificar a fiação desde o disjuntor paralelo até ao Grupo Gerador 1, verifique a continuidade entre os seguintes terminais.

- TB10-12 (MCM3320) para o terminal correspondente no disjuntor paralelo
- TB10-13 (MCM3320) para o terminal correspondente no disjuntor paralelo

D. Verificar Valores KW para Grupos Geradores Não Existentes

Determine se um valor de KW foi inserido para um ou mais grupos geradores que, no momento, não existem no sistema. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > System Setup (Configuração do Sistema) > Genset KW Ratings (Taxas de KW do Grupo Gerador).

E. Verificar Circuito de Partida do Grupo Gerador

Verifique a funcionalidade do circuito de partida do grupo gerador verificando a continuidade entre TB8-8 (MCM3320) e o terminal correspondente no controle do grupo gerador.

F. Verificar Configuração de Retardo de Tempo de Falha do Grupo Gerador

Verifique se o Retardo de Tempo de Falha do Grupo Gerador não é demasiado baixo nem demasiado alto no MCM3320. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Load Demand Adjustments (Ajustes de Demanda de Carga) > Genset Fail Time Delay (Retardo de Tempo de Falha do Grupo Gerador).

19.3.30 Código 1689 - Real-time Clock Power Interrupt (Quebra de Energia no Relógio de Tempo Real)

O relógio de tempo real não foi configurado após uma quebra de energia ou o relógio esteve sem energia durante pelo menos 24 horas.

Configure o relógio de tempo real para redefinir esse código.

19.3.30.1 Efeitos do Código 1689

O programador fica inativo.

A. Reiniciar Relógio com o Tempo Real

Reinicie a hora e a data. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse System Status (Status do sistema) > MCM3320 Setup (Configuração de MCM3320) > Set Clock (Definir Relógio) > Date and Time (Data e hora).

19.3.31 Código 1912 - Utility Bus Loss of Phase (Perda de Fase do Barramento da Rede Pública)

Utility Loss of Phase Sensor Status (Status do Sensor de Perda de Fase da Rede Pública) está definido como Desativação.

19.3.31.1 Sensor de Perda de Fase da Rede Pública

TABELA 132. SENSOR DE PERDA DE FASE DA REDE PÚBLICA

Ativar sensor	*Utility Loss of Phase Sensor Enable* (Ativar Sensor de Perda de Fase da Rede Pública) está Ativado Tensão linha a linha mínima > 60% tensão nominal Frequência > 30 Hz
Condição para desativação	Diferença de fase entre quaisquer duas fases < 90 ou diferença de fase entre quaisquer duas fases > 150
Período de espera antes da desativação	*Retardo Desativação Perda de Fase da Rede Pública*
Condição para ativação	90 <= diferença de fase entre todas as fases <= 150

19.3.31.2 Efeitos do Código 1912

A rede pública não está disponível em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Perda de Fase na Rede Pública

Determine se uma ou mais fases da rede pública falharam verificando se houve perda de fase nas linhas da rede pública e verificando a rotação de fase da rede pública. Utilize um medidor de rotação de fase ou uma luz sincronizadora para verificar a rotação de fase, e consulte as instruções do medidor de rotação de fase para obter informações sobre os procedimentos adequados de medição da rotação de fase.

B. Verificar Carga Excessiva

Verifique se a carga é uniforme nas três fases usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Monitor (Monitor) > AC Metering (Medição CA) e, em seguida, acesse as seguintes opções:

- Rede Pública L1 (KW)
- Rede Pública L2 (KW)
- Rede Pública L3 (KW)

C. Verificar Circuito de Detecção de Tensão da Rede Pública

Verifique se não há problemas na fiação com as conexões de detecção de tensão da rede pública para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do Barramento da Rede Pública para os seguintes terminais:
   - L1, TB7-1
   - L2, TB7-2
   - L3, TB7-3
2. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão (PT) do Barramento da Rede Pública. A tensão no PT deve corresponder à tensão do Barramento da Rede Pública.
3. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais:
   - L1 TB7-1 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - L2 TB7-2 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - L3 TB7-3 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - N TB7-4 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
4. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão da rede pública estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

19.3.32 Código 1913 - Generator Set Bus Loss of Phase (Perda de Fase Barramento do Grupo Gerador)

Todas estas condições são atendidas.

- *Genset Loss of Phase Sensor Status* (Status do Sensor de Perda de Fase do Grupo Gerador) está definido como Desativação.
- Foi dado o comando de partida aos grupos geradores e Stop Time Delay (Retardo de Tempo para Parar) não está ativo.

19.3.32.1 Sensor de Perda de Fase do Grupo Gerador

TABELA 133. SENSOR DE PERDA DE FASE DO GRUPO GERADOR

Ativar sensor	*Genset Loss of Phase Sensor Enable* (Ativar Sensor de Perda de Fase do Grupo Gerador) está Ativado Tensão linha a linha mínima > 60% tensão nominal Frequência > 30 Hz
Condição para desativação	Diferença de fase entre quaisquer duas fases < 90 ou diferença de fase entre quaisquer duas fases > 150
Período de espera antes da desativação	*Retardo Desativação Perda de Fase do Grupo Gerador*
Condição para ativação	90 <= diferença de fase entre todas as fases <= 150

19.3.32.2 Efeitos do Código 1913

Os grupos geradores não estão disponíveis em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Perda de Fase no Barramento do Grupo Gerador

Determine se uma ou mais fases do barramento do grupo gerador falharam verificando se houve perda de fase nas linhas do barramento do grupo gerador e verificando a rotação de fase do barramento do grupo gerador. Utilize um medidor de rotação de fase ou uma luz sincronizadora para verificar a rotação de fase, e consulte as instruções do medidor de rotação de fase para obter informações sobre os procedimentos adequados de medição da rotação de fase. Verifique a disponibilidade das três fases do grupo gerador. Consulte o manual de serviço do grupo gerador.

B. Verificar Circuito de Detecção de Tensão do Grupo Gerador

Verifique se não há problemas de fiação com as conexões de detecção de tensão do grupo gerador para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2
   - L3, TB6-3
2. Meça a entrada de tensão linha a neutro para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2
   - L3, TB6-3
   - N, TB6-4
3. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão do barramento do grupo gerador. A tensão no PT deve corresponder à tensão do barramento do grupo gerador.

4. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição.
   - L1 TB6-1 (MCM3320)
   - L2 TB6-2 (MCM3320)
   - L3 TB6-3 (MCM3320)
5. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão do grupo gerador estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

C. Verificar Conexões do Cabo de Alimentação

Realize uma inspeção visual e verifique se os cabos de alimentação no lado da carga e no lado do grupo gerador estão conectados corretamente. Certifique-se de que não haja cabos de alimentação danificados nem desconectados. Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição do fornecedor para verificar as conexões.

19.3.33 Código 1914 - Utility Bus Phase Rotation (Rotação de Fase do Barramento da Rede Pública)

Utility Phase Rotation Sensor Status (Status do Sensor de Rotação de Fase da Rede Pública) está definido como Desativação.

19.3.33.1 Sensor de Rotação de Fase da Rede Pública

TABELA 134. SENSOR DE ROTAÇÃO DE FASE DA REDE PÚBLICA

Ativar sensor	*Utility Phase Rotation Sensor Enable* (Ativar Sensor de Rotação de Fase da Rede Pública) está Ativado Tensão linha a linha mínima > 60% tensão nominal Frequência > 30 Hz
Condição para desativação	*Rotação de Fase da Rede Pública <> Rotação de Fase do Sistema*
Período de espera antes da desativação	1 segundo
Condição para ativação	*Rotação de Fase da Rede Pública = Rotação de Fase do Sistema*

19.3.33.2 Efeitos do Código 1914

A rede pública não está disponível em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Configurações de Rotação de Fase da Rede Pública

1. Use um medidor de rotação de fase para verificar a rotação de fase do sistema. Para obter instruções adequadas de medição da rotação de fase, consultar as instruções do medidor de rotação de fase.

2. Verifique se as configurações de rotação de fase da rede pública no MCM3320 correspondem à rotação de fase encontrada com o medidor. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) e, em seguida, acesse as seguintes opções:
   - Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Energia) > Utility Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor da Rede Pública) > Utility Phase Sensor Enable (Ativar Sensor de Fase da Rede Pública)
   - System Setup (Configuração do Sistema) > System Phase Rotation (Rotação de Fase do Sistema) (deve ser definido L1-L2-L3)

B. Verificar Circuito de Detecção de Tensão da Rede Pública

Verifique se não há problemas na fiação com as conexões de detecção de tensão da rede pública para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do Barramento da Rede Pública para os seguintes terminais:
   - L1, TB7-1
   - L2, TB7-2
   - L3, TB7-3
2. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão (PT) do Barramento da Rede Pública. A tensão no PT deve corresponder à tensão do Barramento da Rede Pública.
3. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais:
   - L1 TB7-1 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - L2 TB7-2 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - L3 TB7-3 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - N TB7-4 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
4. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão da rede pública estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

19.3.34 Código 1915 - Generator Set Bus Phase Rotation (Rotação de Fase do Barramento do Grupo Gerador)

Genset Phase Rotation Sensor Status (Status do Sensor de Rotação de Fase do Grupo Gerador) está definido como Desativação.

19.3.34.1 Sensor de Rotação de Fase do Grupo Gerador

TABELA 135. SENSOR DE ROTAÇÃO DE FASE DO GRUPO GERADOR

Ativar sensor	*Genset Phase Rotation Sensor Enable* (Ativar Sensor de Rotação de Fase do Grupo Gerador) está Ativado Tensão linha a linha mínima > 60% tensão nominal Frequência > 30 Hz
Condição para desativação	*Rotação de Fase do Grupo Gerador* <> *Rotação de Fase do Sistema*
Período de espera antes da desativação	1 segundo
Condição para ativação	*Rotação de Fase do Grupo Gerador* = *Rotação de Fase do Sistema*

19.3.34.2 Efeitos do Código 1915

Os grupos geradores não estão disponíveis em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Configurações de Rotação de Fase do Grupo Gerador

1. Verifique se as configurações de rotação de fase do grupo gerador no MCM3320 estão corretas usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Genset Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor do Grupo Gerador), e acesse as seguintes opções:
   - Ativar Sensor de Rotação de Fase do Grupo Gerador
   - Ativar Sensor de Perda de Fase do Grupo Gerador
   - Retardo Desativação Perda de Fase do Grupo Gerador
2. Use um medidor de rotação de fase ou uma luz sincronizadora para verificar a rotação de fase dos grupos geradores. Para obter instruções adequadas de medição da rotação de fase, consultar as instruções do medidor de rotação de fase.

1. Use um medidor de rotação de fase para verificar a rotação de fase dos grupos geradores. Para obter instruções adequadas de medição da rotação de fase, consultar as instruções do medidor de rotação de fase.
2. Verifique se as configurações de rotação de fase da rede pública no MCM3320 correspondem à rotação de fase encontrada com o medidor. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) e, em seguida, acesse as seguintes opções:
   - Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Energia) > Genset Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor do Grupo Gerador) > Genset Phase Sensor Enable (Ativar Sensor de Fase do Grupo Gerador)
   - System Setup (Configuração do Sistema) > System Phase Rotation (Rotação de Fase do Sistema) (deve ser definido L1-L2-L3)

B. Verificar Circuito de Detecção de Tensão do Grupo Gerador

Verifique se não há problemas de fiação com as conexões de detecção de tensão do grupo gerador para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2
   - L3, TB6-3
2. Meça a entrada de tensão linha a neutro para o MCM3320 do barramento do grupo gerador para os seguintes terminais:
   - L1, TB6-1
   - L2, TB6-2
   - L3, TB6-3
   - N, TB6-4
3. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão do barramento do grupo gerador. A tensão no PT deve corresponder à tensão do barramento do grupo gerador.
4. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição.
   - L1 TB6-1 (MCM3320)
   - L2 TB6-2 (MCM3320)
   - L3 TB6-3 (MCM3320)
5. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão do grupo gerador estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

C. Verificar Conexões do Cabo de Alimentação

Realize uma inspeção visual e verifique se os cabos de alimentação no lado da carga e no lado do grupo gerador estão conectados corretamente. Certifique-se de que não haja cabos de alimentação danificados nem desconectados. Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição do fornecedor para verificar as conexões.

19.3.35 Código 1989 - kW Load Control Output Limit (Limite de Saída do Controle de Cargas kW)

Quando estava em modo paralelo estendido, o controle de cargas tentou correr os grupos geradores com a saída kW pretendida colocando uma polarização em valores extremos (mais baixo, mais alto) durante 60 segundos.

Esse código pode ser gerado se o método de controle de cargas for circuito fechado.

A. Verificar Configurações de CT e PT

Verifique se a configuração de CT e/ou PT da rede pública e dos grupos geradores está correta. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) e, em seguida, acesse as seguintes opções:

- Tensão Primária do PT do Grupo Gerador
- Tensão Secundária do PT do Grupo Gerador
- Corrente Primária do CT do Grupo Gerador
- Corrente Primária do CT do Grupo Gerador
- Tensão Primária do PT da Rede Pública
- Tensão Secundária do PT da Rede Pública
- Corrente Primária do CT da Rede Pública
- Corrente Secundária do CT da Rede Pública

B. Verificar Conexões do CT ao Quadro de Distribuição

Verifique se os fios que passam pelos CTs no MCM3320 estão conectados aos terminais corretos no quadro de distribuição. Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para verificar as conexões.

C. Verificar Fiação para Detecção do CT

Verifique se os fios para detecção do CT estão passando corretamente pelos CTs integrados do MCM3320.

- Devem passar dois fios pelo orifício do CT para 1 A
- Deve passar um fio pelo orifício do CT para 5 A

D. Verificar Disponibilidade do Grupo Gerador

Determine se algum grupo gerador no sistema não está disponível ou está com capacidade reduzida devido à falha. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Accesse Adjustments (Ajustes) > Monitor > Load Demand (Demanda de carga)> Gen(s) Availability State (Estado da disponibilidade dos geradores).

E. Verificar Configurações de kW do Grupo Gerador

Verifique se o kW exigido não está acima da capacidade dos grupos geradores em operação. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > System Setup (Configuração do sistema) > Genset(s) kW Rating (Taxa de kW dos grupos geradores).

Verifique se os grupos geradores estão definidos para 100% da potência nominal.

A capacidade de geração de um grupo gerador diminui com a altitude da sua instalação. Consulte o manual de serviço do grupo gerador para obter o valor de redução específico.

F. Verificar Fiação do Circuito de Controle de Cargas KW

Verifique a fiação do circuito de controle de cargas KW realizando verificações de continuidade entre os seguintes terminais: Desconecte os fios do terminais TB9-4 e TB9-6 antes de realizar as verificações e reconecte os fios aos seus respectivos terminais após terminar.

- TB9-4 (MCM3320) e o terminal correspondente no controle de grupo gerador
- TB9-6 (MCM3320) e o terminal correspondente no controle de grupo gerador
- Fio blindado para controle de carga

19.3.36 Código 1991 - kVAR Load Control Output Limit (Limite de Saída do Controle de Cargas kVAR)

Quando estava em modo paralelo estendido, o controle de cargas tentou correr os grupos geradores com a saída kVAR pretendida colocando uma polarização em valores extremos (mais baixo, mais alto) durante 60 segundos.

Esse código pode ser gerado se o método de controle de cargas for circuito fechado.

A. Verificar Configurações de CT e PT

Verifique se a configuração de CT e/ou PT da rede pública e dos grupos geradores está correta. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) e, em seguida, acesse as seguintes opções:

- Tensão Primária do PT do Grupo Gerador
- Tensão Secundária do PT do Grupo Gerador
- Corrente Primária do CT do Grupo Gerador
- Corrente Primária do CT do Grupo Gerador
- Tensão Primária do PT da Rede Pública
- Tensão Secundária do PT da Rede Pública
- Corrente Primária do CT da Rede Pública
- Corrente Secundária do CT da Rede Pública

B. Verificar Disponibilidade do Grupo Gerador

Determine se algum grupo gerador no sistema não está disponível ou está com capacidade reduzida devido à falha. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Accesse Adjustments (Ajustes) > Monitor > Load Demand (Demanda de carga)> Gen(s) Availability State (Estado da disponibilidade dos geradores).

C. Verificar Configurações de kVAR do Grupo Gerador

Verifique se o kVAR exigido não está acima da capacidade dos grupos geradores em operação. Para acessar as configurações de kVAR do grupo gerador no InPower, vá para Adjustments (Ajustes) > Load Control Adjustments (Ajustes de Controle de Cargas) > Load Control Setup Adjustments (Ajustes de Configuração de Controle de Cargas) > Genset Bus KVAR Setpoint (Ponto de Ajuste KVAR do Barramento do Grupo Gerador).

Em cada grupo gerador, verifique se a configuração Load Govern kVAR Setpoint Source (Fonte de ajuste de kVAR para controle de cargas) está definida como Analog Input (Entrada analógica).

D. Verificar Linhas de Controle de Cargas kVAR

Verifique a fiação das linhas de controle de cargas kVAR realizando verificações de continuidade entre os terminais seguintes. Desconecte os fios do terminais TB9-5 e TB9-6 no MCM3320 antes de realizar as verificações e reconecte os fios aos seus respectivos terminais após terminar.

- TB9-5 (MCM3320) e o terminal correspondente no controle de grupo gerador
- TB9-6 (MCM3320) e o terminal correspondente no controle de grupo gerador
- Fio blindado para controle de carga

19.3.37 Código 1999 - Maximum Parallel Time (Tempo Máximo em Paralelo)

O sistema não está funcionando em paralelo estendido e os grupos geradores têm funcionado em paralelo com a rede pública por um período superior ao *Maximum Parallel Time (TDMP)* (Tempo Máximo em Paralelo).

19.3.37.1 Efeitos do Código 1999

Quando *PTC State* (Estado de PTC) é Rede Pública Conectada, os grupos geradores não podem sincronizar com a rede pública e não podem conectar às cargas.

NOTA: ***Maximum Parallel Time (TDMP)*** **(Tempo Máximo em Paralelo) e o código 1999 têm efeitos diferentes e são reiniciados de modo diferente. Quando o *Maximum Parallel Time (TDMP)* (Tempo Máximo em Paralelo) expirar, os grupos geradores são imediatamente desconectados e o código 1999 se torna ativo. O temporizador é redefinido assim que *PTC State* (Estado de PTC) deixar de ser Paralelo. Em contrapartida, o código 1999 permanece ativo até que a falha seja reiniciada.**

A. Verificar Configuração de Tempo Máximo em Paralelo

Verifique se a configuração de tempo máximo em paralelo nos controladores do grupo gerador é inferior à configuração do tempo máximo em paralelo no MCM3320, usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Time Delay Adjustments (Ajustes de Retardo de Tempo).

O valor padrão para o MCM3320 é de 30 minutos.

B. Verificar Fiação do Circuito de Controle de Cargas KW

Verifique a fiação do circuito de controle de cargas KW realizando verificações de continuidade entre os seguintes terminais: Desconecte os fios do terminais TB9-4 e TB9-6 antes de realizar as verificações e reconecte os fios aos seus respectivos terminais após terminar.

- TB9-4 (MCM3320) e o terminal correspondente no controle de grupo gerador
- TB9-6 (MCM3320) e o terminal correspondente no controle de grupo gerador

- Fio blindado para controle de carga

C. Verificar Linhas de Controle de Cargas kVAR

Verifique a fiação das linhas de controle de cargas kVAR realizando verificações de continuidade entre os terminais seguintes. Desconecte os fios do terminais TB9-5 e TB9-6 no MCM3320 antes de realizar as verificações e reconecte os fios aos seus respectivos terminais após terminar.

- TB9-5 (MCM3320) e o terminal correspondente no controle de grupo gerador
- TB9-6 (MCM3320) e o terminal correspondente no controle de grupo gerador
- Fio blindado para controle de carga

D. Desligar e Ligar

Desligue a ligue o MCM3320 para ver se a falha desaparece.

E. Verificar Calibração

Efetue uma calibração de atualização utilizando a ferramenta de serviço InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

Se não for possível efetuar uma calibração de atualização, efetue uma calibração inicial.

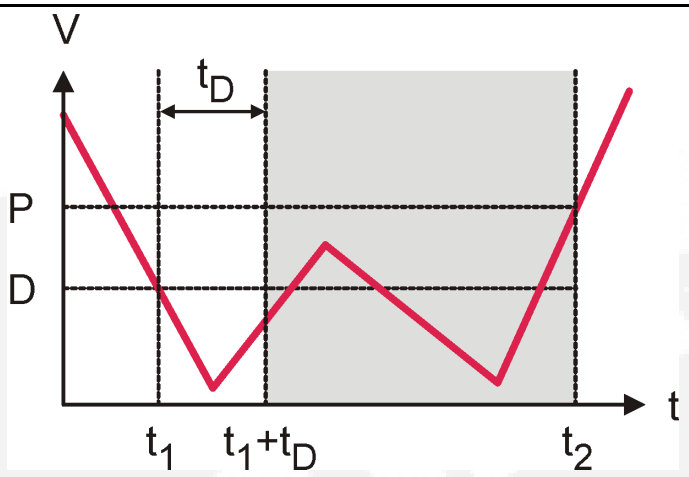
Se não for possível efetuar uma calibração inicial, substitua a placa base do MCM3320.

19.3.38 Código 2331 - Utility Bus Under Voltage (Subtensão do Barramento da Rede Pública)

O *Utility Undervoltage Sensor Status* (Status do Sensor de Subtensão da Rede Pública) é Desativação.

19.3.38.1 Sensor de Subtensão da Rede Pública

Este sensor está sempre ativado.



Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A tensão linha a linha (**V**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A tensão linha a linha (**V**) desce abaixo do limiar de desativação (**D**, *Percentagem Desativação Subtensão da Rede Pública* * *Percentagem Ativação Subtensão da Rede Pública*).	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A tensão linha a linha (**V**) se mantém abaixo do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (t_D, *Atraso Desativação Subtensão da Rede Pública*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A tensão linha a linha (**V**) sobe acima do limiar de ativação (**P**, *Percentagem Ativação Subtensão da Rede Pública*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 91. SENSOR DE SUBTENSÃO DA REDE PÚBLICA

19.3.38.2 Efeitos do Código 2331

A rede pública não está disponível em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Instabilidade de Tensão do Barramento do Grupo Gerador

A tensão da rede pública poderá ser instável. Contate a empresa da rede pública para determinar quando a condição de instabilidade deixará de estar ativa e aguarde que a tensão da rede pública estabilize.

B. Verificar Configuração de Detecção de Tensão da Rede Pública

Verifique se a configuração de detecção de tensão, com respeito à LL do PT primário e secundário, corresponde aos PTs no sistema. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) e, em seguida, acesse as seguintes opções:

- Tensão Primária do PT da Rede Pública
- Tensão Secundária do PT da Rede Pública

C. Verificar Configurações de Subtensão da Rede Pública

Verifique se as configurações de subtensão, ativação, desativação e retardo de desativação da rede pública não são demasiado rígidas para permitir flutuações normais da fonte usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Utility Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor da Rede Pública) > Utility Under Voltage Settings (Configurações de Subtensão da Rede Pública).

D. Verificar Circuito de Detecção de Tensão da Rede Pública

Verifique se não há problemas na fiação com as conexões de detecção de tensão da rede pública para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do Barramento da Rede Pública para os seguintes terminais:
   - L1, TB7-1
   - L2, TB7-2
   - L3, TB7-3
2. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão (PT) do Barramento da Rede Pública. A tensão no PT deve corresponder à tensão do Barramento da Rede Pública.
3. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais:
   - L1 TB7-1 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - L2 TB7-2 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - L3 TB7-3 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
   - N TB7-4 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
4. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão da rede pública estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

E. Verificar Tensão do Sistema e da Rede Pública

Verifique se a tensão do sistema corresponde à tensão nominal da rede pública. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) > Utility Nominal Voltage (Tensão nominal da rede pública).

F. Desligar e Ligar

Desligue a ligue o MCM3320 para ver se a falha desaparece.

G. Verificar Calibração

Efetue uma calibração de atualização utilizando a ferramenta de serviço InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

Se não for possível efetuar uma calibração de atualização, efetue uma calibração inicial.

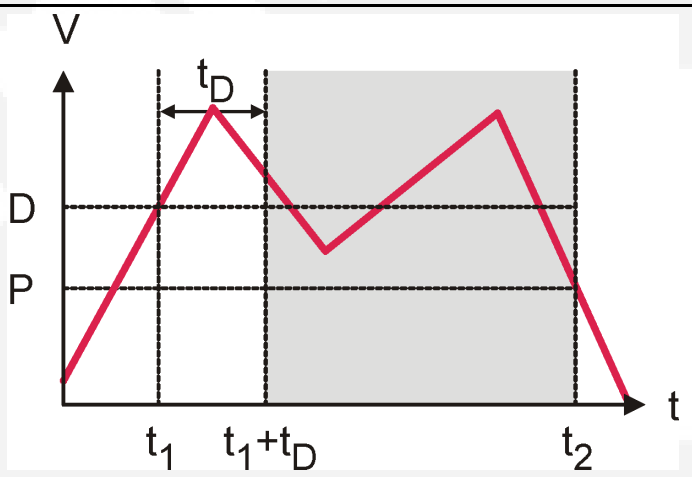
Se não for possível efetuar uma calibração inicial, substitua a placa base do MCM3320.

19.3.39 Código 2358 - Utility Bus Over Voltage (Sobretensão do Barramento da Rede Pública)

O *Utility Overvoltage Sensor Status* (Status do Sensor de Sobretensão da Rede Pública) é Desativação.

19.3.39.1 Sensor de Sobretensão da Rede Pública

Utility Overvoltage Sensor Enable (Ativar Sensor de Sobretensão da Rede Pública) tem de estar Ativado.



Tempo (t)	Evento	Estado do Sensor
inicial	A tensão linha a linha (**V**) é aceitável.	Picked-Up (Ativação)
t_1	A tensão linha a linha (**V**) sobe acima do limiar de desativação (**D**, *Percentagem Desativação Sobretensão da Rede Pública*).	Picked-Up (Ativação)
t_1+t_D	A tensão linha a linha (**V**) se mantém acima do limiar de desativação (**D**) por um período de tempo específico (t_D, *Atraso Desativação Sobretensão da Rede Pública*).	Dropped-Out (Desativação) (área a cinzento)
t_2	A tensão linha a linha (**V**) desce abaixo do limiar de ativação (**P**, *Percentagem Ativação Sobretensão da Rede Pública* * *Percentagem Desativação Sobretensão da Rede Pública*).	Picked-Up (Ativação)

FIGURA 92. SENSOR DE SOBRETENSÃO DA REDE PÚBLICA

19.3.39.2 Efeitos do Código 2358

A rede pública não está disponível em aplicações trifásicas. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

A. Verificar Instabilidade de Tensão do Barramento do Grupo Gerador

A tensão da rede pública poderá ser instável. Contate a empresa da rede pública para determinar quando a condição de instabilidade deixará de estar ativa e aguarde que a tensão da rede pública estabilize.

B. Verificar Tensão do Sistema e da Rede Pública

Verifique se a tensão do sistema corresponde à tensão nominal da rede pública. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) > Utility Nominal Voltage (Tensão nominal da rede pública).

C. Verificar Configurações de Sobretensão da Rede Pública

Verifique se as configurações de sobretensão, ativação, desativação e retardo de desativação da rede pública não são demasiado rígidas para permitir flutuações normais da fonte usando o InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Utility Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor da Rede Pública) > Utility Over Voltage Settings (Configurações de Sobretensão da Rede Pública).

D. Verificar Configuração de Detecção de Tensão da Rede Pública

Verifique se a configuração de detecção de tensão, com respeito à LL do PT primário e secundário, corresponde aos PTs no sistema. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > AC Meter Setup (Configuração do medidor de CA) e, em seguida, acesse as seguintes opções:

- Tensão Primária do PT da Rede Pública
- Tensão Secundária do PT da Rede Pública

E. Verificar Circuito de Detecção de Tensão da Rede Pública

Verifique se não há problemas na fiação com as conexões de detecção de tensão da rede pública para o MCM3320 realizando as etapas seguintes.

1. Meça a entrada de tensão linha a linha para o MCM3320 do Barramento da Rede Pública para os seguintes terminais:
    - L1, TB7-1
    - L2, TB7-2
    - L3, TB7-3
2. Meça a entrada de tensão linha a linha no Transformador de Tensão (PT) do Barramento da Rede Pública. A tensão no PT deve corresponder à tensão do Barramento da Rede Pública.
3. Verifique a continuidade entre os seguintes terminais:
    - L1 TB7-1 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição

- L2 TB7-2 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
- L3 TB7-3 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição
- N TB7-4 (MCM3320) e o terminal correspondente na seção do quadro de distribuição

4. Verifique se os disjuntores no circuito de detecção de tensão da rede pública estão operacionais. Realize uma inspeção visual nos indicadores de posição do disjuntor. Use os desenhos esquemáticos do quadro de distribuição para identificar os disjuntores.

F. Desligar e Ligar

Desligue a ligue o MCM3320 para ver se a falha desaparece.

G. Verificar Calibração

Efetue uma calibração de atualização utilizando a ferramenta de serviço InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

Se não for possível efetuar uma calibração de atualização, efetue uma calibração inicial.

Se não for possível efetuar uma calibração inicial, substitua a placa base do MCM3320.

19.3.40 Código 2396 - Utility Main Breaker Fail to Close (Falha ao Fechar o Disjuntor Principal da Rede Pública)

Foi enviado um comando de fechamento para o disjuntor principal da rede pública, mas o disjuntor não fechou no período definido como *Util CB Fail to Close Delay* (Retardo de Falha ao Fechar Disjuntor da Rede Pública).

19.3.40.1 Efeitos do Código 2396

A rede pública não está disponível em aplicações trifásicas.

Em determinadas situações, isso pode também fazer com que *Permissive Close Allowed* (Fechamento Permissivo Admitido) se torne Não Permitido.

A. Verificar Status do Disjuntor Principal da Rede Pública

Verifique o status do disjuntor principal da rede pública no quadro de distribuição examinando o indicador de posição do disjuntor e o status do relé do indicador de desarmamento/travamento. Continue com base no que você irá encontrar:

- Se o disjuntor principal da rede pública continuar aberto depois de receber o comando de fechamento do MCM3320, continue com a verificação do mecanismo de carga de mola.
- Se o disjuntor principal da rede pública estiver realmente fechado após receber o comando de fechamento do MCM3320, mas esse código de falha tiver sido gerado, continue com a verificação da tensão de controle no circuito fechado do disjuntor principal da rede pública.

B. Verificar Mecanismo de Carga de Mola

Verifique se o mecanismo de carga de mola do disjuntor de circuito está funcionando realizando as etapas seguintes.

1. Verifique o indicador da carga de mola do disjuntor e determine se a bobina de mola está totalmente carregada. Se a bobina de mola estiver descarregada, poderá ser confirmado que o motor de carga da mola não está carregando a bobina de mola ou a bobina de mola está ruim.
2. Verifique a tensão de controle no motor de carga da mola. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor para determinar a causa se não houver tensão de controle.
3. Carregue a bobina de mola manualmente usando a manivela para carga de mola.
    - Se a carga manual tiver êxito, o disjuntor será aberto e fechado quando receber o comando.
    - Se a carga manual não tiver êxito, o status do disjuntor não será alterado. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor e substitua a bobina de mola. Entre em contato com o fabricante e distribuidor do disjuntor quanto à correção (isso é necessário).

C. Verificar Contatos Auxiliares de Posição do Disjuntor

Verifique se os contatos auxiliares de posição 'a' e 'b' estão em operação realizando as etapas seguintes.

1. Posicione o MCM3320 no modo Manual e submeta o disjuntor à posição de teste.
2. Remova os fios existentes dos terminais TB10-7, TB10-8 e TB10-9.
3. Realize a verificação de continuidade nos contatos 'a' e 'b' no disjuntor.
4. Obtenha permissão da instalação ou do cliente para interromper a alimentação de energia do local.
5. Ligue e desligue o disjuntor para certificar-se de que os contatos auxiliares mudaram seus respectivos estados com a alteração no status do disjuntor de aberto para fechado ou fechado para aberto.

   Se os contatos auxiliares não mudarem os estados, o disjuntor está com falha e deve ser corrigido ou substituído. Entre em contato com o fabricante, distribuidor e empreiteiro elétrico para solucionar o problema. Os técnicos da Cummins não se responsabilizam pelo diagnóstico e solução de problemas de um disjuntor com falha.

D. Verificar Tensão de Controle

Verifique se há tensão de controle no circuito fechado realizando as seguintes etapas.

1. Verifique se há tensão de controle no circuito fechado do disjuntor principal da rede pública. Utilize os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para efetuar essa verificação.
2. Verifique a tensão de controle nos terminais do quadro de distribuição que alimenta a bobina fechada do disjuntor principal da rede pública. Consulte o desenho esquemático do quadro de distribuição e do grupo gerador.

E. Verificar Circuito Fechado do Disjuntor Principal da Rede Pública

Verifique a fiação no circuito fechado examinando a continuidade entre os seguintes contatos:

- TB10-7 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição
- TB10-8 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição
- TB10-9 (MCM3320) e o terminal correspondente no quadro de distribuição

Utilize os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para efetuar essa verificação.

F. Verificar Componentes do Disjuntor Principal da Rede Pública

1. Verifique se os componentes do circuito fechado do disjuntor principal da rede pública estão funcionando corretamente.
2. Verifique a operação da bobina fechada do disjuntor principal da rede pública. Cerifique-se de que a bobina fechada do disjuntor fecha realmente o disjuntor quando for energizada. Poderá fazer isso conectando energia em ponte nos terminais da bobina fechada do disjuntor. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor para obter detalhes.

   Para realizar essa verificação, o técnico terá de ter permissão por parte da instalação. Essa verificação deve ser realizada de forma segura para evitar danos no equipamento elétrico. Por exemplo, se os grupos geradores estiverem no barramento, o disjuntor da rede pública não será fechado.

G. Verificar Configuração de Retardo de Tempo

Verifique se a configuração Fail to Close Time Delay (Retardo de Tempo de Falha ao Fechar) no disjuntor da rede pública está baseada nas configurações do disjuntor. Consulte o manual de serviço do disjuntor para obter detalhes. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Breaker Adjustments (Ajustes do disjuntor) > Utility Main Breaker Adjustments (Ajustes do disjuntor principal da rede pública) > Utility CB Fail to Close Delay (Retardo de Falha ao Fechar Disjuntor da Rede Pública).

19.3.41 Código 2397 - Utility Main Breaker Fail to Open (Falha ao Abrir o Disjuntor Principal da Rede Pública)

Foi enviado um comando de abertura para o disjuntor principal da rede pública, mas o disjuntor não abriu no período definido como *Util CB Fail to Open Delay* (Retardo de Falha ao Abrir Disjuntor da Rede Pública).

19.3.41.1 Efeitos do Código 2397

Quando *PTC State* (Estado de PTC) é Rede Pública Conectada, o sincronizador não pode iniciar e os grupos geradores não podem conectar às cargas.

Se *Fail to Disconnect Enable* (Ativar Falha ao Desconectar) estiver Ativado e o *PTC State* (Estado de PTC) for Paralelo, os grupos geradores são imediatamente desconectados. (Esse efeito termina quando as condições que causaram o código não são mais verdadeiras. A falha não tem de ser reiniciada.)

O código 2397 pode gerar o código 1121 (Fail to Disconnect - Falha ao Desconectar).

A. Verificar Status do Disjuntor Principal da Rede Pública

Verifique o status do disjuntor principal da rede pública no quadro de distribuição examinando o indicador de posição do disjuntor e o relé do indicador de desarmamento/travamento. Continue com base no que você irá encontrar:

- Se o disjuntor principal da rede pública continuar fechado depois de receber o comando de abertura do MCM3320, continue com a verificação do mecanismo de carga de mola.
- Se o disjuntor principal da rede pública for efetivamente aberto depois de receber o comando de abertura do MCM3320, mas esse código de falha tiver sido gerado, continue com a verificação da tensão de controle no circuito aberto do disjuntor principal da rede pública.

B. Verificar Mecanismo de Carga de Mola

Verifique se o mecanismo de carga de mola do disjuntor de circuito está funcionando realizando as etapas seguintes.

1. Verifique o indicador da carga de mola do disjuntor e determine se a bobina de mola está totalmente carregada. Se a bobina de mola estiver descarregada, poderá ser confirmado que o motor de carga da mola não está carregando a bobina de mola ou a bobina de mola está ruim.
2. Verifique a tensão de controle no motor de carga da mola. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor para determinar a causa se não houver tensão de controle.
3. Carregue a bobina de mola manualmente usando a manivela para carga de mola.
    - Se a carga manual tiver êxito, o disjuntor será aberto e fechado quando receber o comando.
    - Se a carga manual não tiver êxito, o status do disjuntor não será alterado. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor e substitua a bobina de mola. Entre em contato com o fabricante e distribuidor do disjuntor quanto à correção (isso é necessário).

C. Verificar Contatos Auxiliares de Posição do Disjuntor

Verifique se os contatos auxiliares de posição 'a' e 'b' estão em operação realizando as etapas seguintes.

1. Posicione o MCM3320 no modo Manual e submeta o disjuntor à posição de teste.
2. Remova os fios existentes dos terminais TB10-7, TB10-8 e TB10-9.
3. Realize a verificação de continuidade nos contatos 'a' e 'b' no disjuntor.
4. Obtenha permissão da instalação ou do cliente para interromper a alimentação de energia do local.
5. Ligue e desligue o disjuntor para certificar-se de que os contatos auxiliares mudaram seus respectivos estados com a alteração no status do disjuntor de aberto para fechado ou fechado para aberto.

Se os contatos auxiliares não mudarem os estados, o disjuntor está com falha e deve ser corrigido ou substituído. Entre em contato com o fabricante, distribuidor e empreiteiro elétrico para solucionar o problema. Os técnicos da Cummins não se responsabilizam pelo diagnóstico e solução de problemas de um disjuntor com falha.

D. Verificar Tensão de Controle

Verifique se há tensão de controle no circuito aberto do disjuntor realizando as etapas seguintes.

1. Verifique se há tensão de controle no circuito aberto do disjuntor principal da rede pública. Utilize os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para efetuar essa verificação.
2. Verifique a tensão de controle nos terminais do quadro de distribuição que alimenta a bobina aberta no disjuntor. Consulte o desenho esquemático do quadro de distribuição e do grupo gerador.

E. Verificar Circuito Aberto do Disjuntor Principal da Rede Pública

Verifique a fiação no circuito aberto do disjuntor examinando a continuidade entre os seguintes contatos:

- TB10-8 (MCM3320) para o terminal correspondente no quadro de distribuição
- TB10-7 (MCM3320) para o terminal correspondente no quadro de distribuição
- TB10-9 (MCM3320) para o terminal correspondente no quadro de distribuição

Utilize os desenhos esquemáticos do MCM3320, de interconexão e do quadro de distribuição para efetuar essa verificação.

F. Verificar Componentes do Disjuntor Principal da Rede Pública

1. Verifique se os componentes no circuito aberto do disjuntor principal da rede pública estão funcionando adequadamente.
2. Verifique o funcionamento da bobina aberta do disjuntor principal da rede pública. Cerifique-se de que a bobina aberta do disjuntor abre realmente o disjuntor quando for energizada. Poderá fazer isso conectando energia em ponte nos terminais da bobina aberta do disjuntor. Consulte o desenho esquemático/manual de serviço do disjuntor para obter detalhes.

   Para realizar essa verificação, o técnico terá de ter permissão por parte da instalação pois a energia será interrompida durante um período de tempo determinado.

G. Verificar Configuração de Retardo de Tempo

Verifique se a configuração Fail to Open Time Delay (Retardo de Tempo de Falha ao Abrir) no disjuntor principal da rede pública está baseada nas configurações do disjuntor. Consulte o manual do disjuntor para obter detalhes. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > Breaker Adjustments (Ajustes do grupo gerador) > Utility Main Breaker Adjustments (Ajustes do disjuntor principal da rede pública) > Utility CB Fail to Open Delay (Retardo de falha ao abrir disjuntor da rede pública).

19.3.42 Código 2416 - Calibration Checksum (Soma de Verificação de Calibração)

Os dados internos do microprocessador foram comparados e foi encontrada uma não correspondência.

Após uma release importante de firmware, isso pode acontecer porque um grande número de novos parâmetros é adicionado ao firmware e alguns parâmetros são movidos para outro local, para otomizar o código.

A. Desligar e Ligar

Desligue a ligue o MCM3320 para ver se a falha desaparece.

B. Verificar Calibração

Efetue uma calibração de atualização utilizando a ferramenta de serviço InPower. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.

Se não for possível efetuar uma calibração de atualização, efetue uma calibração inicial.

Se não for possível efetuar uma calibração inicial, substitua a placa base do MCM3320.

19.3.43 Código 2647 - Load Demand Setup Warning (Aviso de Configuração de Demanda de Carga)

Quando a demanda de carga está ativada, todas essas condições têm de ser verdadeiras.

- Tem de existir pelo menos dois grupos geradores.
- O *Load Demand Threshold Method* (Método de Limite de Demanda de Carga) é %kW e a *Load Demand Restart Percent* (Porcentagem para Reiniciar a Demanda de Carga) é pelo menos 5% maior que a *Load Demand Shutdown Percent* (Porcentagem para Desligar a Demanda de Carga). (A diferença recomendada é de 20% ou mais, para a maioria das aplicações.)
- O *Load Demand Threshold Method* (Método de Limite de Demanda de Carga) é kW e o *Load Demand Restart kW Threshold* (Limite kW para Reiniciar a Demanda de Carga) é inferior ao *Load Demand Shutdown kW Threshold* (Limite kW para Desligar a Demanda de Carga).
- O *Genset Fail Time Delay* (Retardo de Tempo de Falha do Grupo Gerador) é inferior ao *Load Demand Initial Delay* (Retardo para Iniciar a Demanda de Carga).
- O *Genset Fail Time Delay* (Retardo de Tempo de Falha do Grupo Gerador) é inferior ao *Load Demand Shutdown Delay* (Retardo para Iniciar a Demanda de Carga).

Esse código está ativo se uma ou mais condições não for verdadeira.

A. Verificar Classificações do Grupo Gerador

Verifique se existem pelo menos dois grupos geradores no sistema. Os grupos geradores devem ter uma taxa de kW diferente de zero. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > System Setup (Configuração do sistema) > Genset (s) KW Rating (Taxa de kW do grupo gerador).

B. Verificar Limite de Demanda de Carga do Grupo Gerador

Verifique o limite de demanda de carga do grupo gerador realizando as etapas seguintes.

1. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320.
2. Determine se o método de limite % de kW ou método de limite kW está sendo utilizado para este local.
3. Tome as medidas adequadas baseadas no método que está sendo utilizado.
   - Para o método de % de kW - Verifique se as porcentagens de Restart (pickup) (Reiniciar - ativar) e Shutdown (drop-out) (Desligar - desativar) estão no mínimo 5% diferentes um do outro (20% é o valor recomendado). Altere o valor conforme necessário para estar dentro das diretrizes. Verifique também se o valor inserido de Shutdown (Desligar) é maior do que o valor inserido em Restart (Reiniciar). Acesse Adjustments (Ajustes) > Load Demand Adjustments (Ajustes de Demanda de Carga) > Load Demand Restart Percent and Adjustments (Porcentagem para Reiniciar de Demanda de Carga e Ajustes) > Load Demand Adjustments (Ajustes de Demanda de Carga) > Load Demand Shutdown Percent (Porcentagem para Desligar Demanda de Carga).
   - Para o método de kW - Verifique se o valor inserido de Shutdown (drop-out) (Desligar - desativar) é maior do que o valor inserido em Restart (pick-up (Reiniciar - ativar). Acesse Adjustments (Ajustes) > Load Demand Adjustments (Ajustes de Demanda de Carga) > Load Demand Shutdown (KW) and Adjustments (Desligar (KW) Demanda de Carga e Ajustes) > Load Demand Adjustments (Ajustes de Demanda de Carga) > Load Demand Restart (KW) (Reiniciar (KW) Demanda de Carga).

C. Verificar Configuração de Retardo de Tempo de Falha do Grupo Gerador

Verifique se o valor inserido em Genset Fail Time Delay (Retardo de tempo de falha do grupo gerador) é menor do que o valor de Load Demand Initial Delay (Retardo inicial de demanda de carga) e Load Demand Shutdown Delay (Retardo de desligamento de demanda de carga). Use o InPower para acessar as configurações.

1. Adjustments (Ajustes) > Load Demand Adjustments (Ajustes de Demanda de Carga) > Genset Fail Time Delay (Retardo de Tempo de Falha do Grupo Gerador).
2. Adjustments (Ajustes) > Load Demand Adjustments (Ajustes de Demanda de Carga) > Load Demand Initial Delay (Retardo Inicial de Demanda de Carga)
3. Adjustments (Ajustes) > Load Demand Adjustments (Ajustes de Demanda de Carga) > Load Demand Shutdown Delay (Retardo de Desligamento de Demanda de Carga)

19.3.44 Código 2648 - Remote I/O Comm Failure Warning (Alerta de Falha de Comunicação E/S Remota)

Pelo menos uma destas condições é atendida.

- O MCM não consegue comunicar com um dos SID requeridos ou com seu AUX 102.
- Dois ou mais AUX 101 tem o mesmo número de dispositivo de AUX 101.
- Um ou mais AUX 101 tem um número de dispositivo de AUX 101 de 4 ou superior.

19.3.44.1 Efeitos do Código 2648

Nenhum teste pode começar, mas um teste pode continuar. O *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) pode se tornar Teste. Se o *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) já for Teste, o código não terá qualquer efeito.

A. Verificar Conexão AUX 101

Verifique se o número do dispositivo do AUX 101 está corretamente configurado, baseado no que é necessário usar nessa unidade. Se necessário, use as instruções de Instalação/Configuração do AUX 101 para configurar a placa AUX 101.

B. Verificar Conexões de PCCNet

1. Verifique as conexões de PCCNet examinando a continuidade entre os seguintes itens:
   - AUX 101 J1-3, MCM3320 TB1-1 e qualquer terminal correspondente na rede PCCNet
   - AUX 101 J1-4, MCM3320 TB1-3 e qualquer terminal correspondente na rede PCCNet
2. Verifique se o identificador adequado é exibido no visor de 7 segmentos da placa AUX 101.
3. Verifique se o indicador verde DS1 está aceso na placa AUX 101. Uma luz verde indica comunicação de PCCNet.

C. Verificar Conexão entre AUX 101 e AUX 102

Verifique que existe conexão entre AUX 101 e AUX 102 realizando as seguintes etapas.

1. Certifique-se de que o cabo de fita de 20 fios ligado ao AUX 102 esteja conectado ao J5 no AUX 101.
2. Certifique-se de que o cabo de fita de 20 fios esteja totalmente ajustado.
3. Certifique-se de que não haja cortes ou entalhes no cabo de fita.

D. Verificar Topologia do Sistema

Os dispositivos PCCNet não comunicam com o MCM3320 se a Topologia do Sistema do MCM3320 estiver configurada como Modo Sincronismo Principal ou Modo Componente. Utilize o InPower para verificar as topologias. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Adjustments (Ajustes) > System Setup (Configuração do sistema) > System Topology (Topologia do sistema).

E. Verificar Compatibilidade de Versões de Software

Verifique que a versão de software do MCM3320 é a V2.0 ou posterior. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Monitor (Monitor) > Controller Information (Informações do controlador) > Software Version (Versão do software). Atualize a calibração, se necessário.

Verifique que a versão de software do AUX 101 é a V1.48 ou posterior. Acesse Monitor (Monitor) > Controller Information (Informações do controlador) > AUX101 Software Version (Versão do software de AUX101). Atualize a calibração, se necessário.

Certifique-se de que as versões de software do AUX 101 e do MCM3320 sejam compatíveis entre elas. Consulte **Seção 4.4.5 na página 56**.

19.3.45 Código 2939 - Modbus Communication Failure Warning (Alerta de Falha de Comunicação Modbus)

A conexão RS-485 está usando o Modbus, mas não foi recebido nenhum pacote Modbus durante o *Modbus Failure Time Delay*(Retardo de Tempo de Falha no Modbus).

19.3.45.1 Efeitos do Código 2939

Se *Cancel Scheduler If Modbus Fail Enable* (Ativar Cancelar Programador se Modbus Falhar) estiver Ativado, *System Scheduler Enable* (Ativar Programador do Sistema) será automaticamente configurado como Desativado para desativar o programador.

A. Verificar Fiação da Rede Modbus

Verifique se a fiação está correta.

1. Verifique se a conexão Modbus em TB15 ou J14 está corretamente efetuada.
2. Verifique se não existem circuitos abertos ou curto-circuitos em TB15-3 (RS485 A) e TB15-4 (RS485 B).
3. Verique que existe um resistor de terminação de 120 Ω terminating em cada extremidade da rede Modbus.
4. Verifique se a blindagem está aterrada em TB15-1 no MCM3320.

B. Verificar outros Dispositivos Modbus

1. Verifique se o dispositivo principal do Modbus está transmitindo informações para o MCM3320. Se o dispositivo Modbus tiver falhado e tiver interrompido a comunicação, repare ou substitua o dispositivo Modbus. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse Monitor (Monitor) > LED Outputs (Saídas LED) > Modbus Activity LED Status (Status do LED de Atividade) > Active (Ativo).
2. Se houver outros dispositivos Modbus, certifique-se de que todos os dispositivos estejam ativos e comunicando. Verifique a conexão dos dispositivos Modbus na rede Modbus. Certifique-se de que as conexões estejam corretamente efetuadas.
3. Certifique-se de que todos os dispositivos Modbus estejam corretamente programados/configurados. Consulte a documentação dos dispositivos Modbus.

C. Verificar Taxa de Polling

Verifique se a taxa de polling não é demasiado rápida. O MCM3320 responderá em 100 ms ao receber um pedido de um dispositivo principal.

D. Verificar Mapeamento de Registro do Modbus

Verifique se o dispositivo principal tem o mapa de registro correto para o MCM3320.

E. Reduzir Número de Dispositivos na Rede

Se houver muitos dispositivos na rede, poderá haver demasiado tráfego de comunicação para chegar ao MCM3320. Se possível, reduza o número de dispositivos.

19.3.46 Código 3924 - Utility Reverse kW Fault (Falha de kW Invertido da Rede Pública)

A carga da rede pública é inferior ao *Utility Reverse kW Threshold* (Limite de kW Invertido da Rede Pública) durante o *Utility Reverse kW Time Delay* (Retardo de Tempo de kW Invertido da Rede Pública).

19.3.46.1 Efeitos do Código 3924

O código 3924 pode gerar o código 4137 (Advanced Grid Protection Fault - Falha de Proteção de Grelha Avançada).

A. Verificar Configurações de kW Invertido

1. Verifique se Utility Total KW (kW Total da Rede Pública) é superior ao Utility Reverse KW Threshold (Limite de kW Invertido da Rede Pública). Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse
   - Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Utility Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor da Rede Pública) > Utility Total KW (KW Total da Rede Pública).
   - Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Utility Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor da Rede Pública) > Utility Reverse KW Threshold (Limite de KW Invertido da Rede Pública).
2. Verifique se o Utility Reverse KW Time Delay (Retardo de Tempo de KW Invertido da Rede Pública) não tem uma configuração demasiado rígida. Use o InPower para verificar a configuração. Acesse Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Time Delay Adjustments (Ajustes de Retardo de Tempo) > Utility Reverse KW Time Delay (Retardo de Tempo KW Invertido da Rede Pública).

B. Verificar Fiação do CT da Rede Pública

1. Verifique se os fios que passam pelos CTs da Rede Pública (CT4, CT5 e CT6) no MCM3320 estão conectados aos terminais corretos no quadro de distribuição. Use os desenhos esquemáticos de interconexão e do quadro de distribuição para verificar as conexões corretas.
2. Verique se passam 2 fios pelo CT para 1 A e se passa 1 fio pelo CT para 5 A.

19.3.47 Código 4137 - Advanced Grid Protection Fault (Falha de Proteção de Grelha Avançada)

Esse recurso é um meio de impedir os grupos geradores de exportarem energia para a rede pública.

Se *Advanced Grid Protection Option Enable* (Ativar Opção de Proteção de Grelha Avançada) estiver Ativo, pelo menos uma das seguintes condições é verdadeira.

- A potência real fornecida pelo sistema foi inferior ao *Low System Load Threshold* (Limite de Carga Baixa do Sistema) durante o *Low System Load Time Delay* (Retardo de Tempo de Carga Baixa do Sistema).
- O código 3924 (Utility Reverse kVAR - kVAR Invertido da Rede Pública) está ativo.

NOTA: Se o código 4137 se tornar ativo devido ao código 3924, você terá de reiniciar as falhas duas vezes; uma para eliminar o código 3924 e outra para eliminar o código 4137.

19.3.47.1 Efeitos do Código 4137

System Scheduler Enable (Ativar Programador do Sistema) é automaticamente configurado como Desativado para desativar o programador.

Se a topologia for Barramento Comum ou Par de Transferência, ocorrem também as seguintes alterações.

- *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) não pode ser Paralelo Estendido ou Teste. (Se *PTC Operating Mode* (Modo de Operação de PTC) passar para Normal, os grupos geradores são desconectados das cargas.)
- Os grupos geradores são imediatamente desconectados se o sistema estiver executando uma retransferência de transição fechada lenta.

A. Solucionar Problemas de Códigos de Falha Relacionados

Solucione os problemas dos códigos de falha relacionados com este código.

B. Verificar Configurações de Carga do Sistema

Verifique se as configurações de Carga do Sistema estão corretas. Desconecte o conector J14 de MCM3320 e conecte o InPower ao MCM3320. Acesse as seguintes configurações.

- Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Utility Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor da Rede Pública) > Utility Total KW (KW Total da Rede Pública).
- Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Genset Sensor Adjustments (Ajustes do Sensor do Grupo Gerador) > Genset Total KW (KW Total do Grupo Gerador).
- Adjustments (Ajustes) > Power Transfer Control Adjustments (Ajustes de Controle de Transferência de Potência) > Time Delay Adjustments (Ajustes de Retardo de Tempo).

20 Lista de Peças

TABELA 136. NÚMEROS DE PEÇA

Descrição	Número da Peça
Placa base do MCM3320	0327-1520-01 0327-1520-03 (simulador)
Software do MCM3320	0326-6650
HMI 211 (painel do operador)	0300-6014
Software do HMI 211	0326-6796
Placa base do SYNC1320	0327-1520-02
Software do SYNC1320	0326-6650
Ferramenta de Serviço InPower Pro	0998-0077-02 (usuário existente) 0998-0077-04 (novo usuário)
Chicote do InPower	0541-1199

Esta página foi deixada em branco intencionalmente.

21 Instalações de Fabricação

AMÉRICA DO NORTE	Eupora, Oriente Médio e África, Países Independentes da Commonwealth	ÁSIA PACÍFICO
Cummins Power Generation Limited 1400 73rd Ave. NE Minneapolis, MN 55432 EUA	Cummins Power Generation Limited Columbus Avenue Manston Park Manston, Ramsgate Kent CT12 5BF United Kingdom	Cummins Power Generation Limited 10 Toh Guan Road #07-01 TT International Tradepark Singapore 608838
Telefone 1 763 574 5000 Ligação Gratuita 1 800 888 6626 Fax 1 763 574 5298	Telefone 44 1843 255000 Fax 44 1843 255902	Telefone 65 6417 2388 Fax 65 6417 2399
BRASIL	**CHINA**	**ÍNDIA**
Rua Jati, 310, Cumbica Guarulhos, SP 07180-900 BRASIL	Cummins Power Generation 2 Rongchang East Street, Beijing Economic – Technological Development Area Beijing 100176, P.R.China	35A/1/2, Erandawana Pune 411 038 ÍNDIA
Telefone 55 11 2186 4195 Fax 55 11 2186 4729	Telefone 86 10 5902 3000 Fax 86 10 5902 3199	Telefone 91 020 6602 7525 Fax 91 020 6602 8090
AMÉRICA LATINA	**MÉXICO**	
3350 Southwest 148th Ave. Suite 205 Miramar, FL 33027 USA	Eje 122 No. 200 Zona Industrial San Luis Potosi, S.L.P. 78395 Mexico	
Telefone 1 954 431 551 Fax 1 954 433 5797	Telefone 52 444 870 6700 Fax 52 444 824 0082	

21.1 Como Obter Serviços

Quando um produto precisa de serviços, contate o distribuidor da Cummins Power Generation mais próximo. Para encontrar o distribuidor local da Cummins Power Generation, consulte **www.cumminspower.com** e selecione Localizador de Distribuidores. Ao entrar em contato com o distribuidor, sempre forneça o número completo do modelo, as especificações e o número de série, como mostrado na plaqueta de identificação.

Esta página foi deixada em branco intencionalmente.

Apêndice A. Desenhos de Interconexão

Índice

Figura 93. 0630-3133, Folha 1 271
Figura 94. 0630-3133, Folha 2 272
Figura 95. 0630-3133, Folha 3 273
Figura 96. 0630-3133, Folha 4 274
Figura 97. 0630-3133, Folha 5 275
Figura 98. 0630-3133, Folha 6 276
Figura 99. 0630-3133, Folha 7 277
Figura 100. 0630-3133, Folha 8 278
Figura 101. 0630-3133, Folha 9 279
Figura 102. 0630-3133, Folha 10 280
Figura 103. 0630-3133, Folha 11 281
Figura 104. 0630-3133, Folha 12 282
Figura 105. 0630-3133, Folha 13 283
Figura 106. 0630-3133, Folha 14 284
Figura 107. 0630-3133, Folha 15 285
Figura 108. 0630-3133, Folha 16 286
Figura 109. 0630-3133, Folha 17 287
Figura 110. 0630-3133, Folha 18 288
Figura 111. 0630-3133, Folha 19 289
Figura 112. 0630-3133, Folha 20 290
Figura 113. 0630-3133, Folha 21 291
Figura 114. 0630-3133, Folha 22 292
Figura 115. 0630-3133, Folha 23 293
Figura 116. 0630-3133, Folha 24 294
Figura 117. 0630-3133, Folha 25 295
Figura 118. 0630-3133, Folha 26 296
Figura 119. 0630-3133, Folha 27 297
Figura 120. 0630-3133, Folha 28 298
Figura 121. 0630-3136, Folha 1 299
Figura 122. 0630-3136, Folha 2 300
Figura 123. 0630-3136, Folha 3 301
Figura 124. 0630-3136, Folha 4 302

NOTA: Os desenhos apresentados nessa seção são representativos. Para obter informações completas e atualizadas, consulte o pacote de desenhos expedido com a unidade.

A.1 0630-3133 (Desenho de Interconexão do MCM3320)

0630-3133 D

REL NO	LTR	NO	REVISION	ZONE	DR	CHKR	APPROVED	DATE
ECO-116696	F	1	ADD NEW SHEET 1	--	MPD	AS	STEVE NEE	01JUL11
		2	SEE SHEETS 2, 5, 8, 11, 14, 17	--	MPD	AS	STEVE NEE	01JUL11
		3	SEE SHEETS 3, 9	--	MPD	AS	STEVE NEE	01JUL11
		4	SEE SHEETS 4, 7, 10, 13, 16	--	MPD	AS	STEVE NEE	01JUL11
		5	SEE SHEETS 6, 12	--	MPD	AS	STEVE NEE	01JUL11
		6	RENUMBER SHEETS PER ECO	--	MPD	AS	STEVE NEE	01JUL11
		7	ADD NEW SHEETS 29 - 28	--	MPD	AS	STEVE NEE	01JUL11

SHEET NUMBER	TITLE
1	INDEX
2	TRANSFER PAIR: SWITCHGEAR INTERCONNECT
3	TRANSFER PAIR: GENSET INTERCONNECT
4	TRANSFER PAIR: CUSTOMER I/O INTERCONNECT
5	COMMON BUS: SWITCHGEAR INTERCONNECT
6	COMMON BUS: GENSET INTERCONNECT
7	COMMON BUS: CUSTOMER I/O INTERCONNECT
8	ISOLATED BUS W/GM: SWITCHGEAR INTERCONNECT
9	ISOLATED BUS W/GM: GENSET INTERCONNECT
10	ISOLATED BUS W/GM: CUSTOMER I/O INTERCONNECT
11	ISOLATED BUS W/NO GM: SWITCHGEAR INTERCONNECT
12	ISOLATED BUS W/NO GM: GENSET INTERCONNECT
13	ISOLATED BUS W/NO GM: CUSTOMER I/O INTERCONNECT
14	MASTER SYNCHRONIZER ONLY: SWITCHGEAR INTERCONNECT
15	MASTER SYNCHRONIZER ONLY: GENSET INTERCONNECT
16	MASTER SYNCHRONIZER ONLY: CUSTOMER I/O INTERCONNECT
17	COMPONENT MODE: SWITCHGEAR INTERCONNECT
18	COMPONENT MODE: GENSET INTERCONNECT
19	COMPONENT MODE: CUSTOMER I/O INTERCONNECT
20	LOAD ADD SHED INTERCONNECT FOR LOAD 1-4
21	LOAD ADD SHED INTERCONNECT FOR LOAD 5-6
22	LOAD DEMAND/LOAD ADD SHED EXPANSION INTERCONNECT FOR LOAD 7-10
23	LOAD DEMAND/LOAD ADD SHED EXPANSION INTERCONNECT FOR GEN 5-8
24	LOAD DEMAND/LOAD ADD SHED EXPANSION INTERCONNECT FOR LOAD 11-14
25	LOAD DEMAND/LOAD ADD SHED EXPANSION INTERCONNECT FOR GEN 9-12
26	LOAD DEMAND/LOAD ADD SHED EXPANSION INTERCONNECT FOR LOAD 15-18
27	LOAD DEMAND/LOAD ADD SHED EXPANSION INTERCONNECT FOR GEN 13-16
28	MCM3320 OUTLINE DRAWING

ZUKEN | DO NOT SCALE PRINT | ANSI TOL ± | DRAWN TO SCALE OF

QTY | ITEM | PART NO. | DWG SIZE | DESCRIPTION OR MATERIAL | REF DES

TOLERANCES UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: mm / Inch

DR JOHN McCARTHY 5-18-05
CHKR PAUL DAHLEN 5-18-05
APPROVED PAUL DAHLEN 5-18-05

MODEL FIRST USED ON MCM3320

CUMMINS POWER GENERATION

TITLE WD-CONTROL

SITE CODE PGA | DWG NO. 0630-3133 | SHEET 1 OF 28 | DWG SIZE D

FIGURA 93. 0630-3133, FOLHA 1

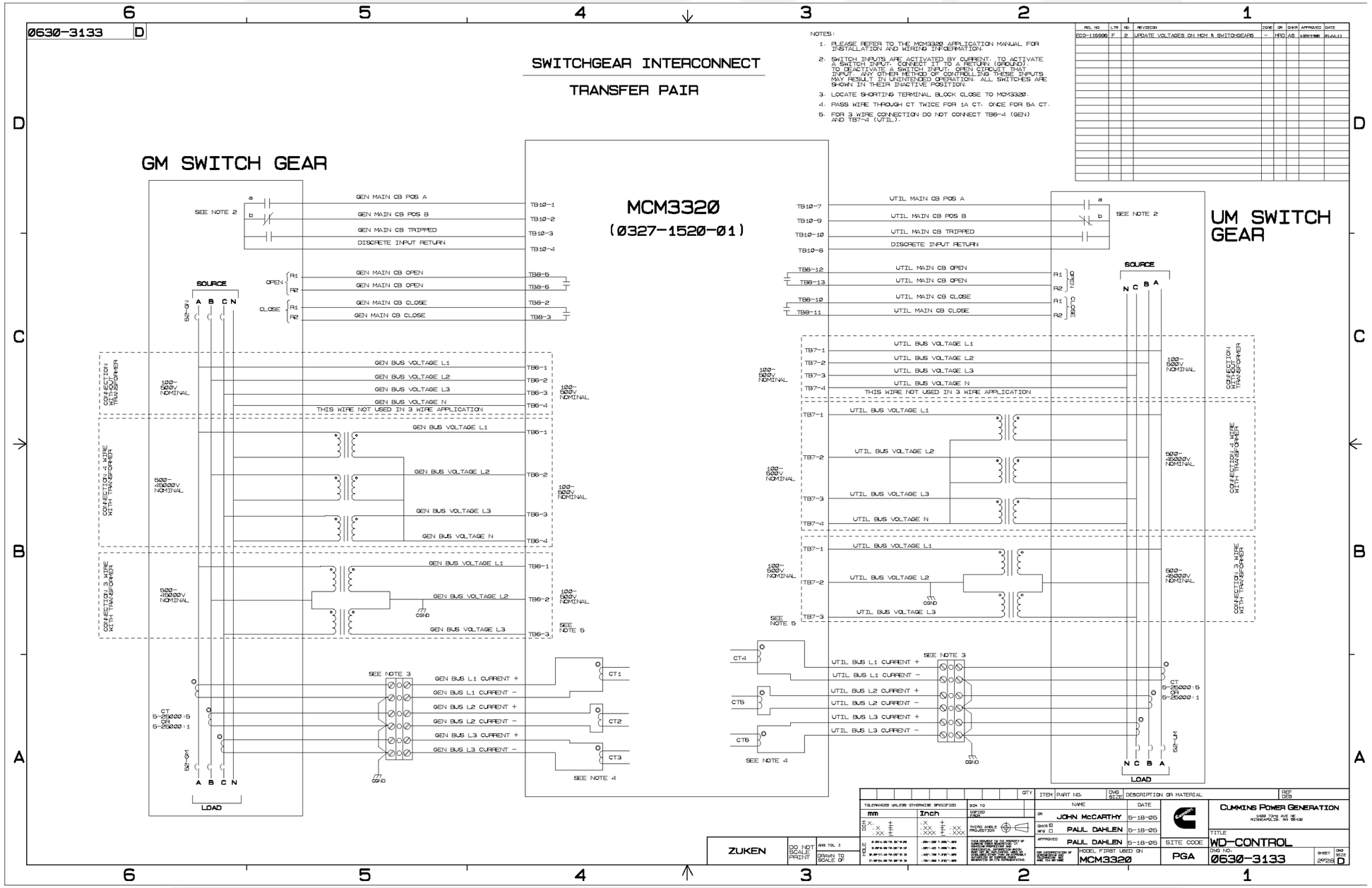


FIGURA 94. 0630-3133, FOLHA 2

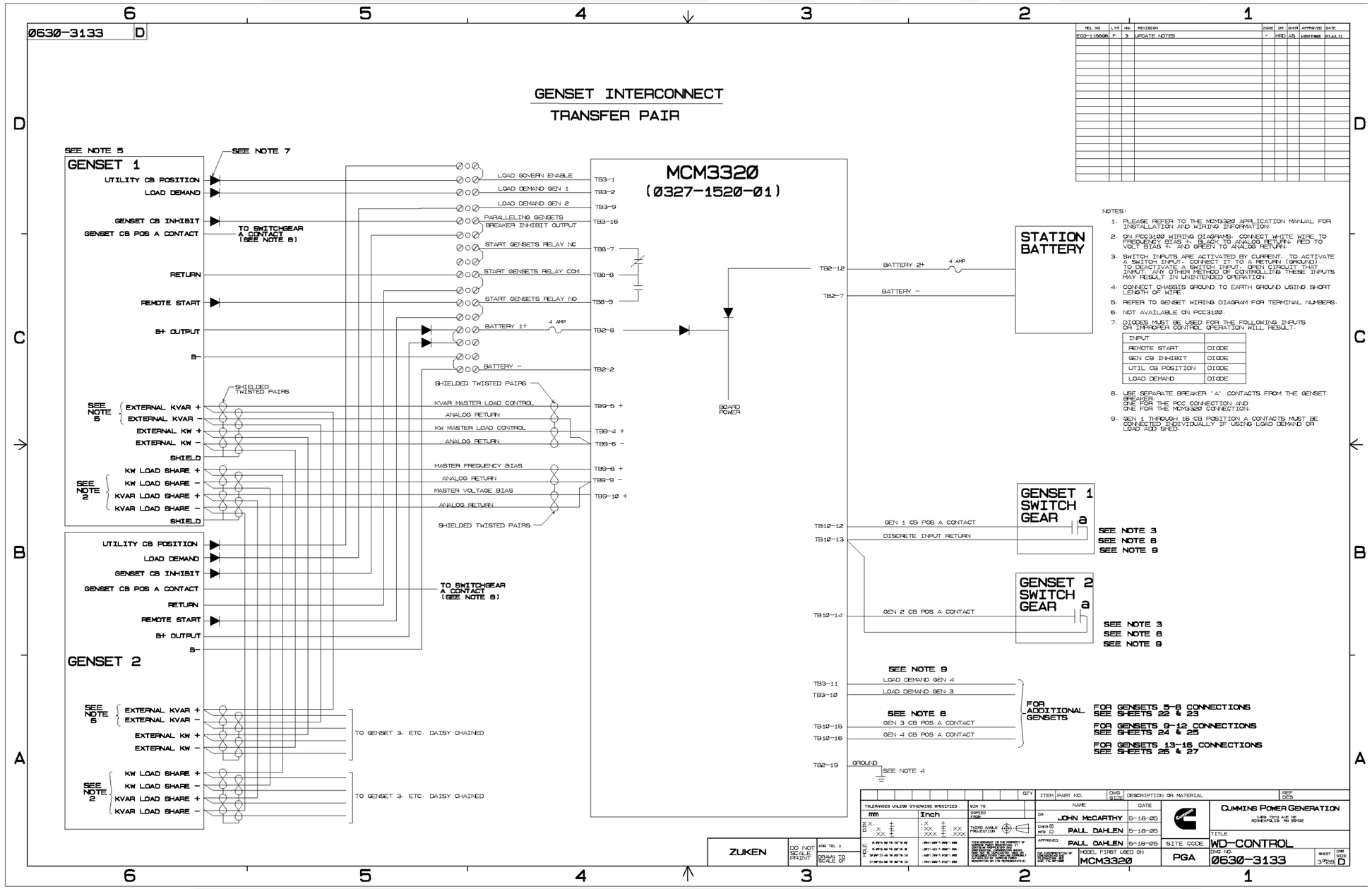


FIGURA 95. 0630-3133, FOLHA 3

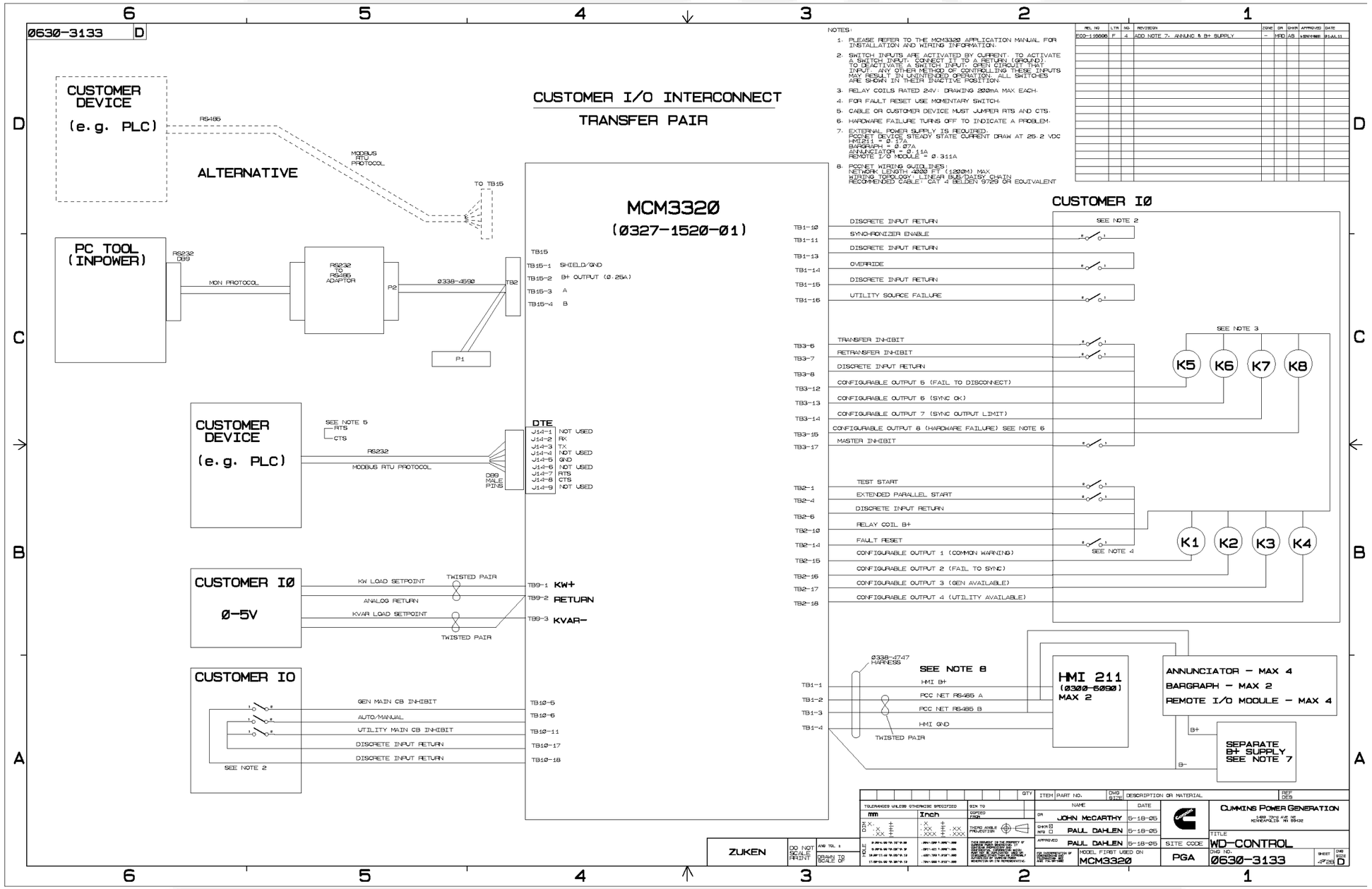


FIGURA 96. 0630-3133, FOLHA 4

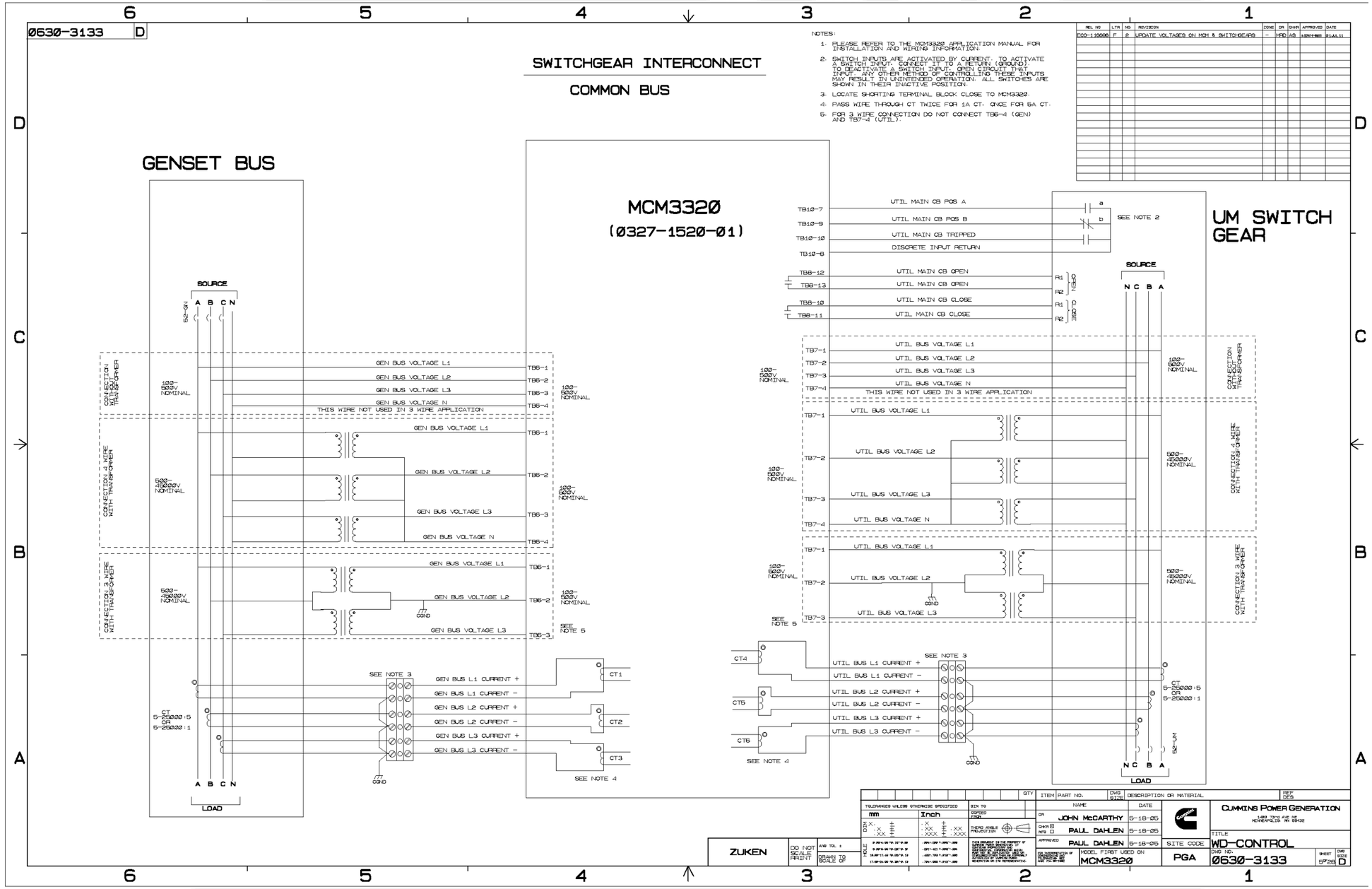


FIGURA 97. 0630-3133, FOLHA 5

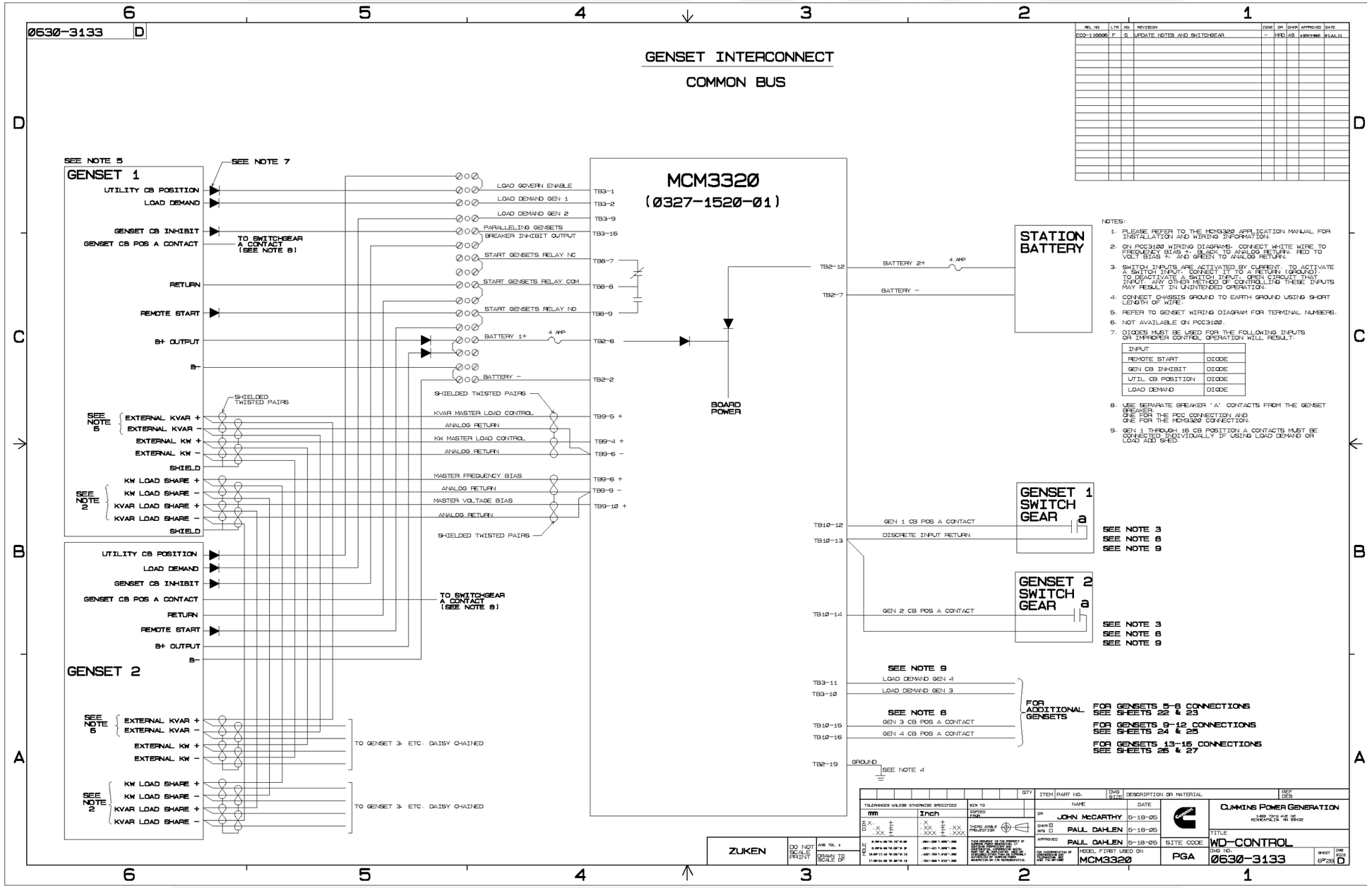


FIGURA 98. 0630-3133, FOLHA 6

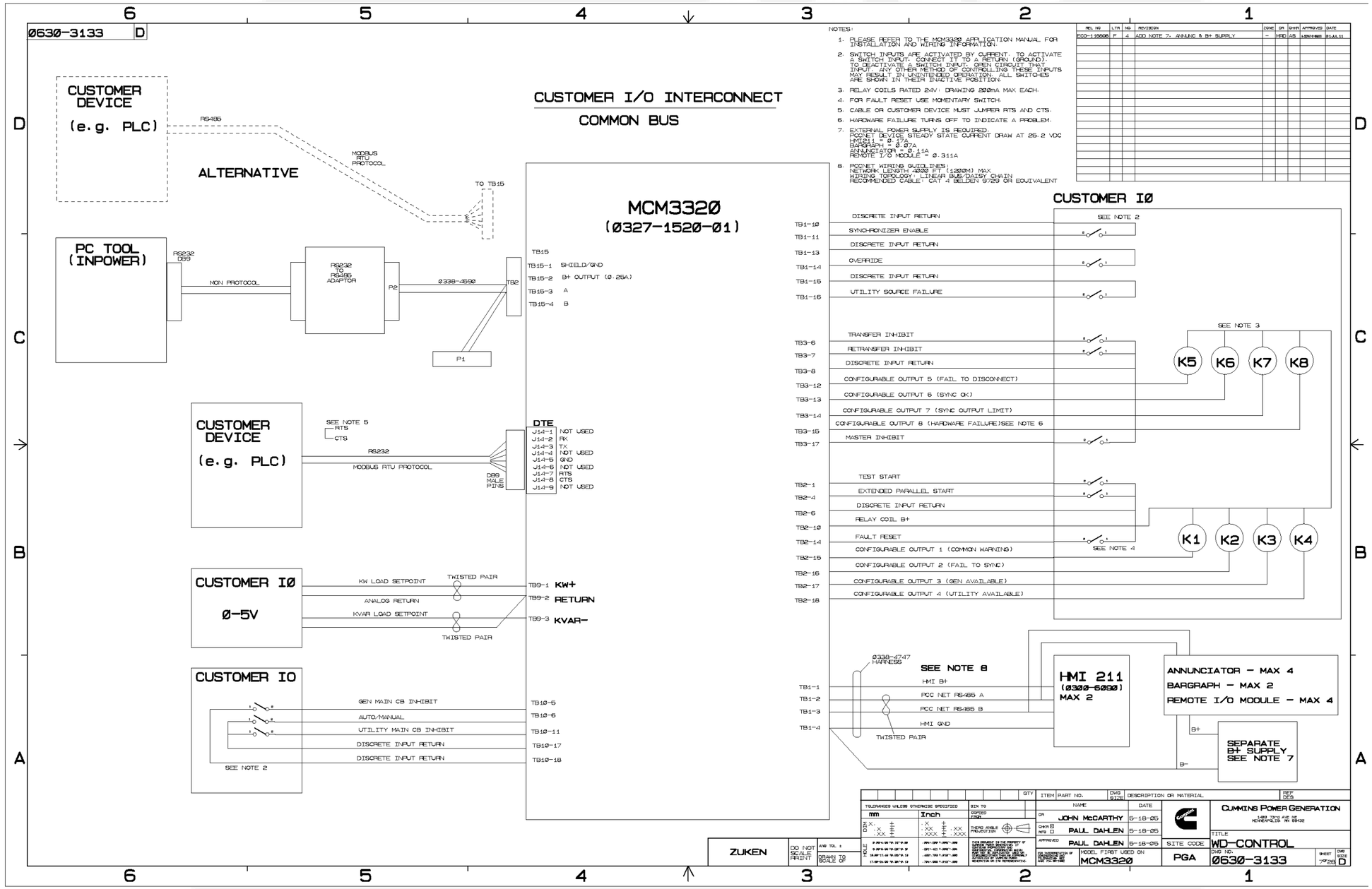


FIGURA 99. 0630-3133, FOLHA 7

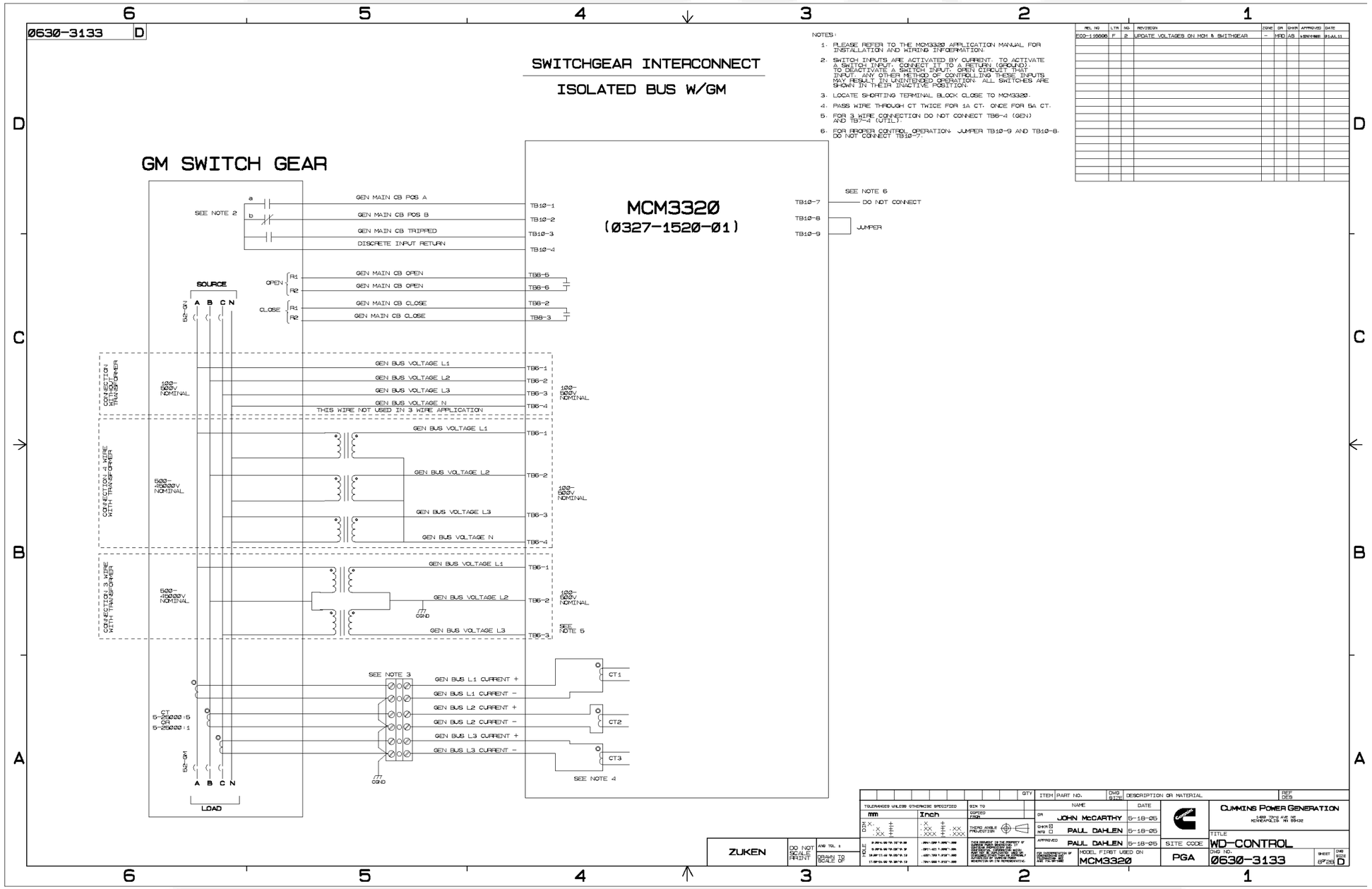


FIGURA 100. 0630-3133, FOLHA 8

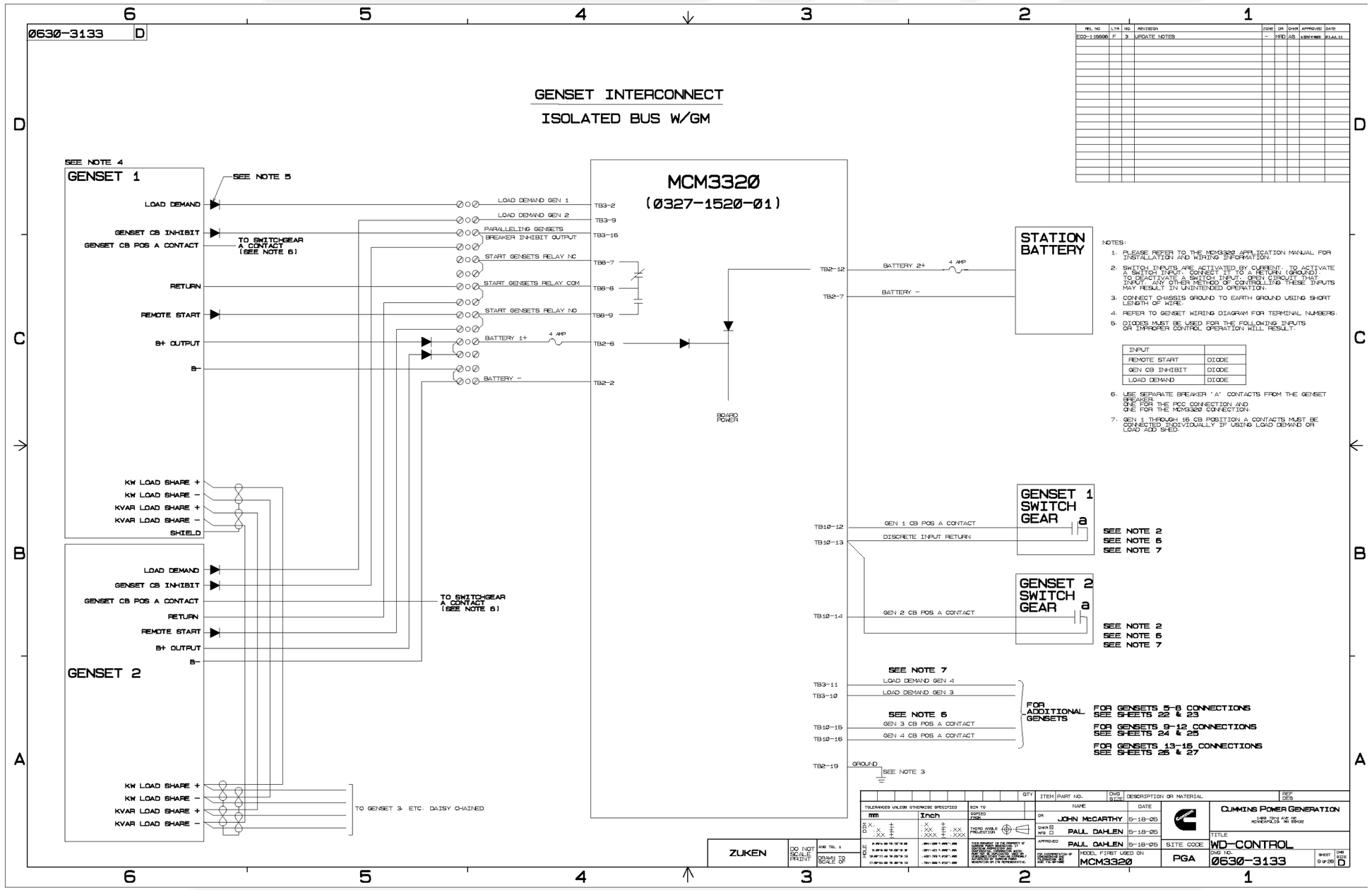


FIGURA 101. 0630-3133, FOLHA 9

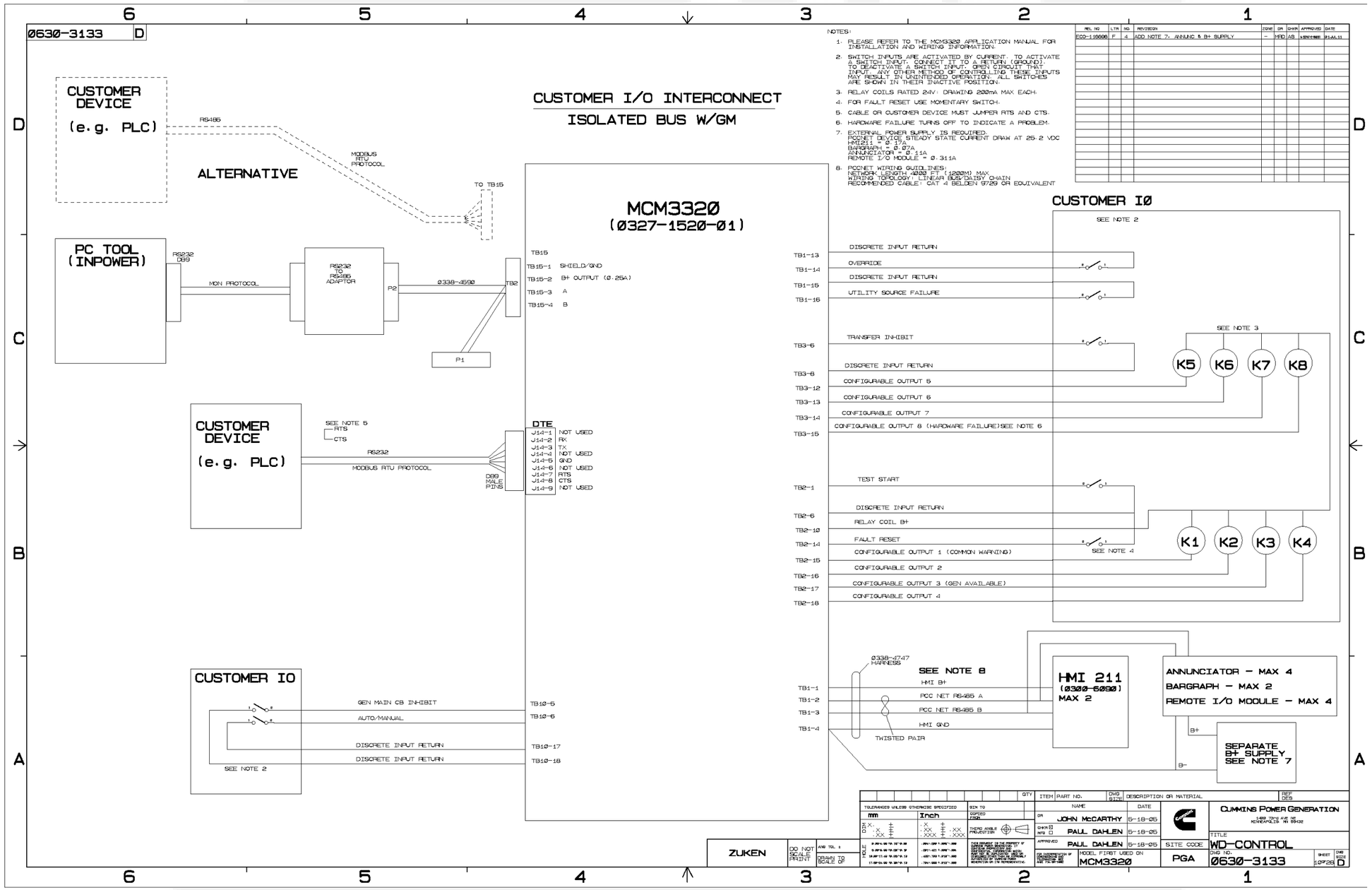


FIGURA 102. 0630-3133, FOLHA 10

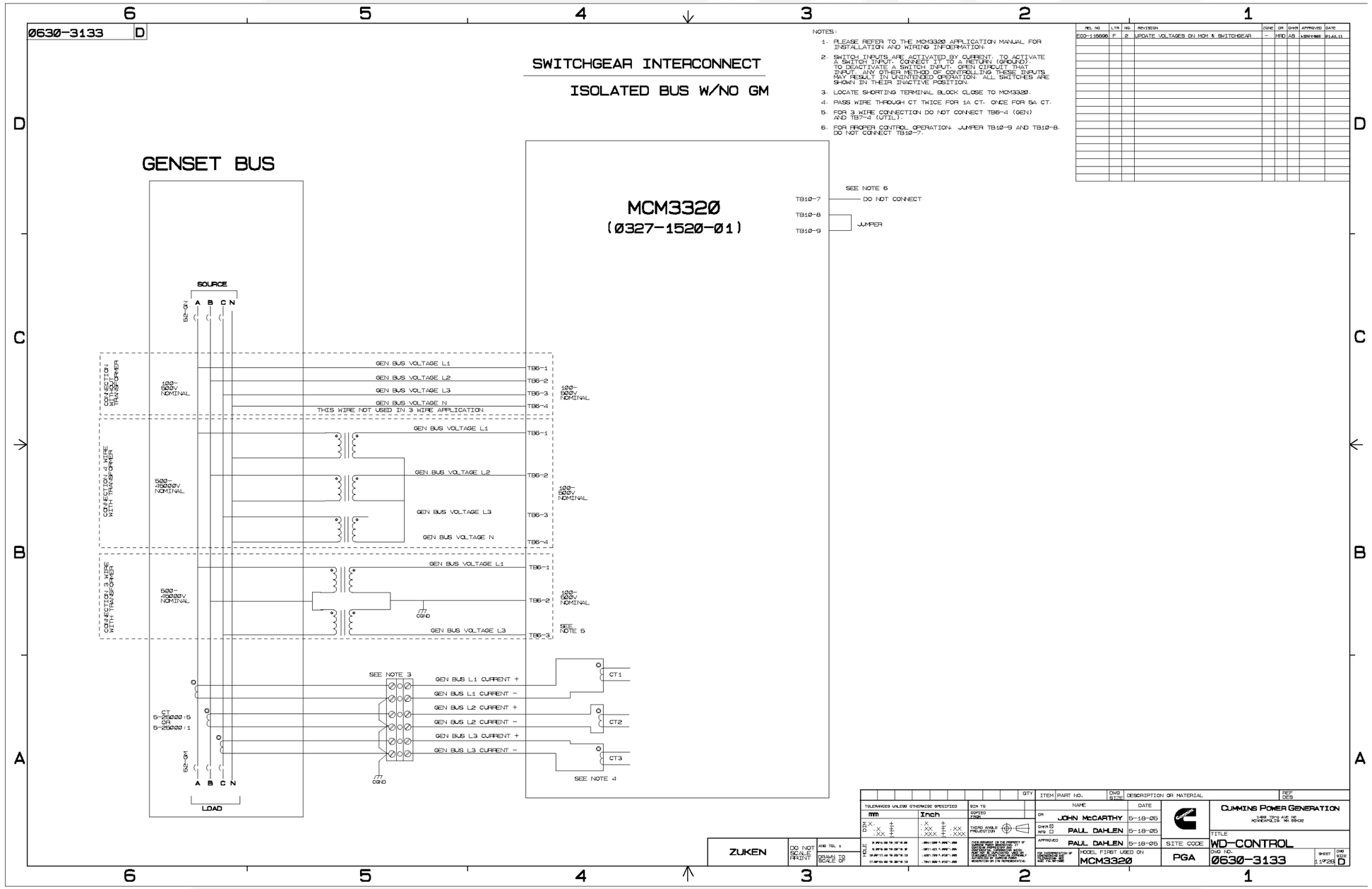


FIGURA 103. 0630-3133, FOLHA 11

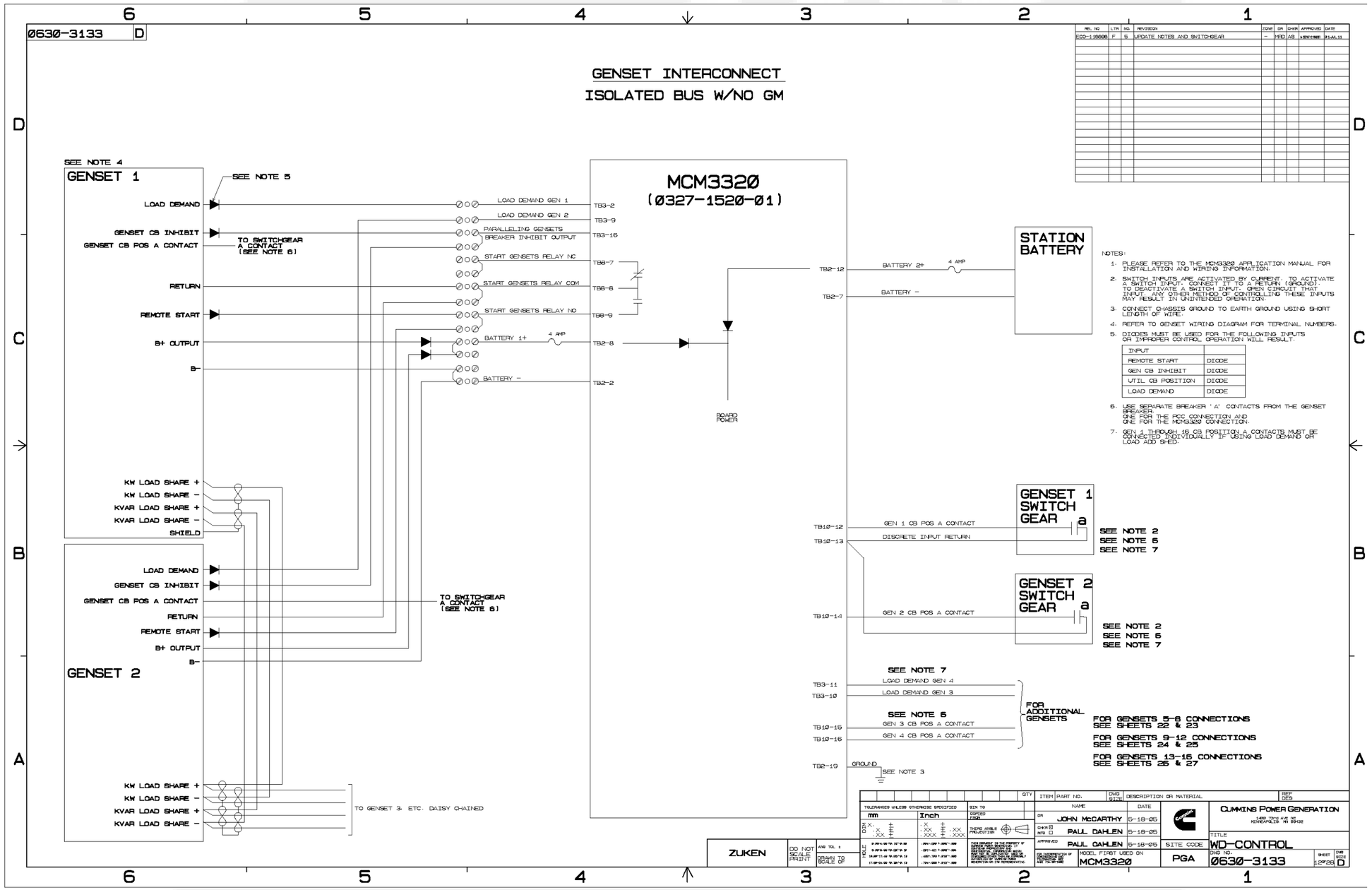


FIGURA 104. 0630-3133, FOLHA 12

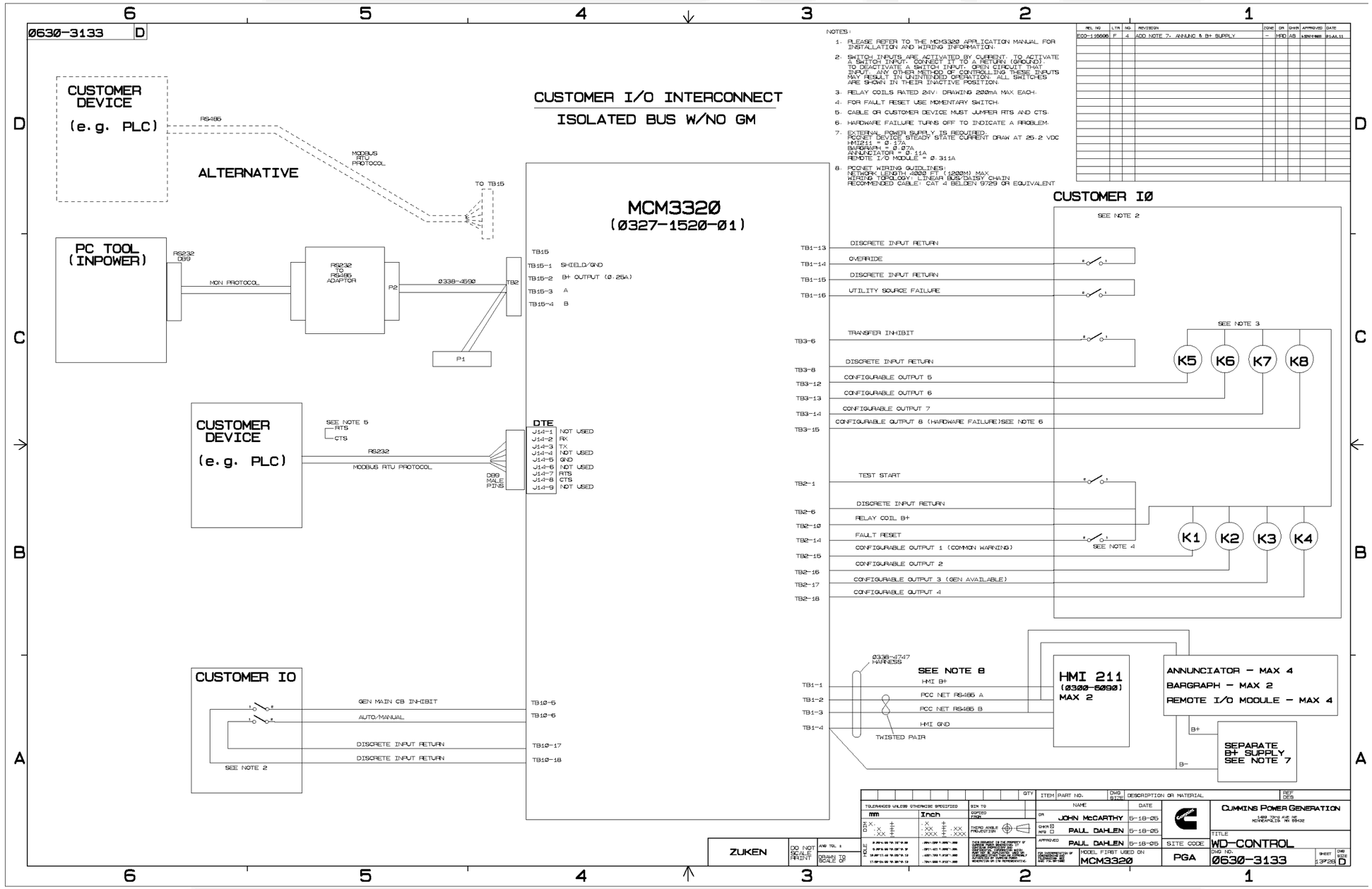


FIGURA 105. 0630-3133, FOLHA 13

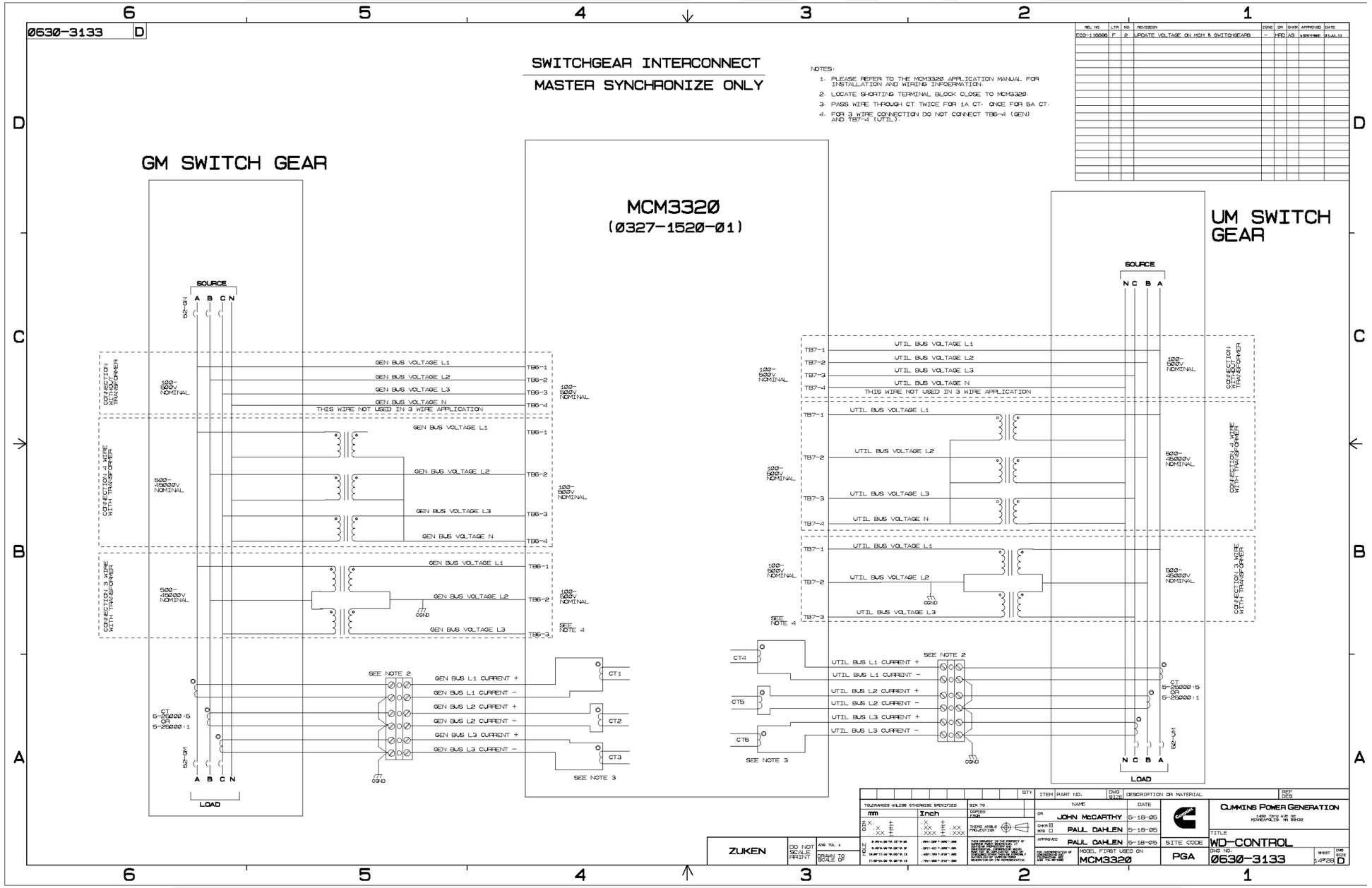


FIGURA 106. 0630-3133, FOLHA 14

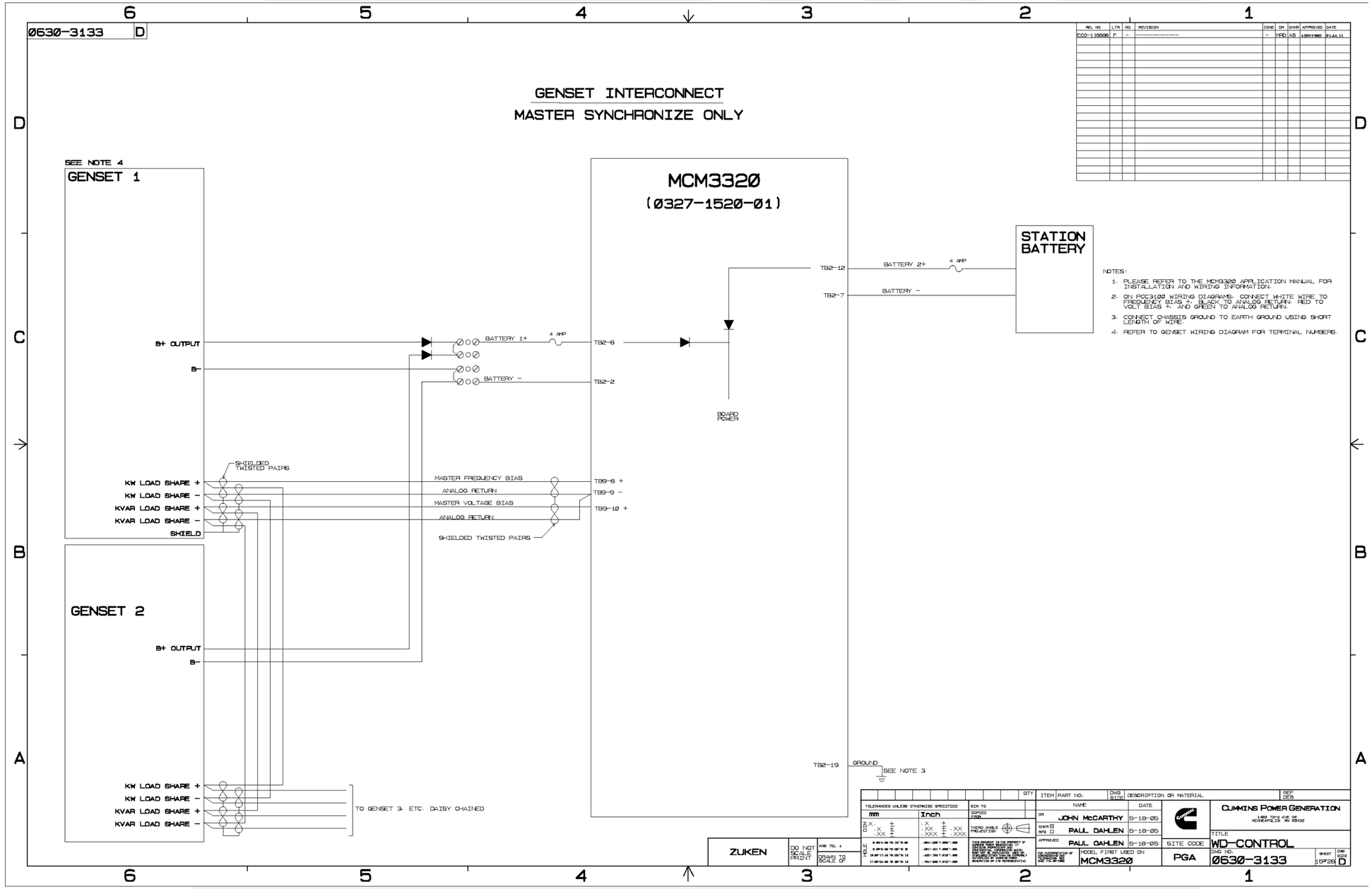


FIGURA 107. 0630-3133, FOLHA 15

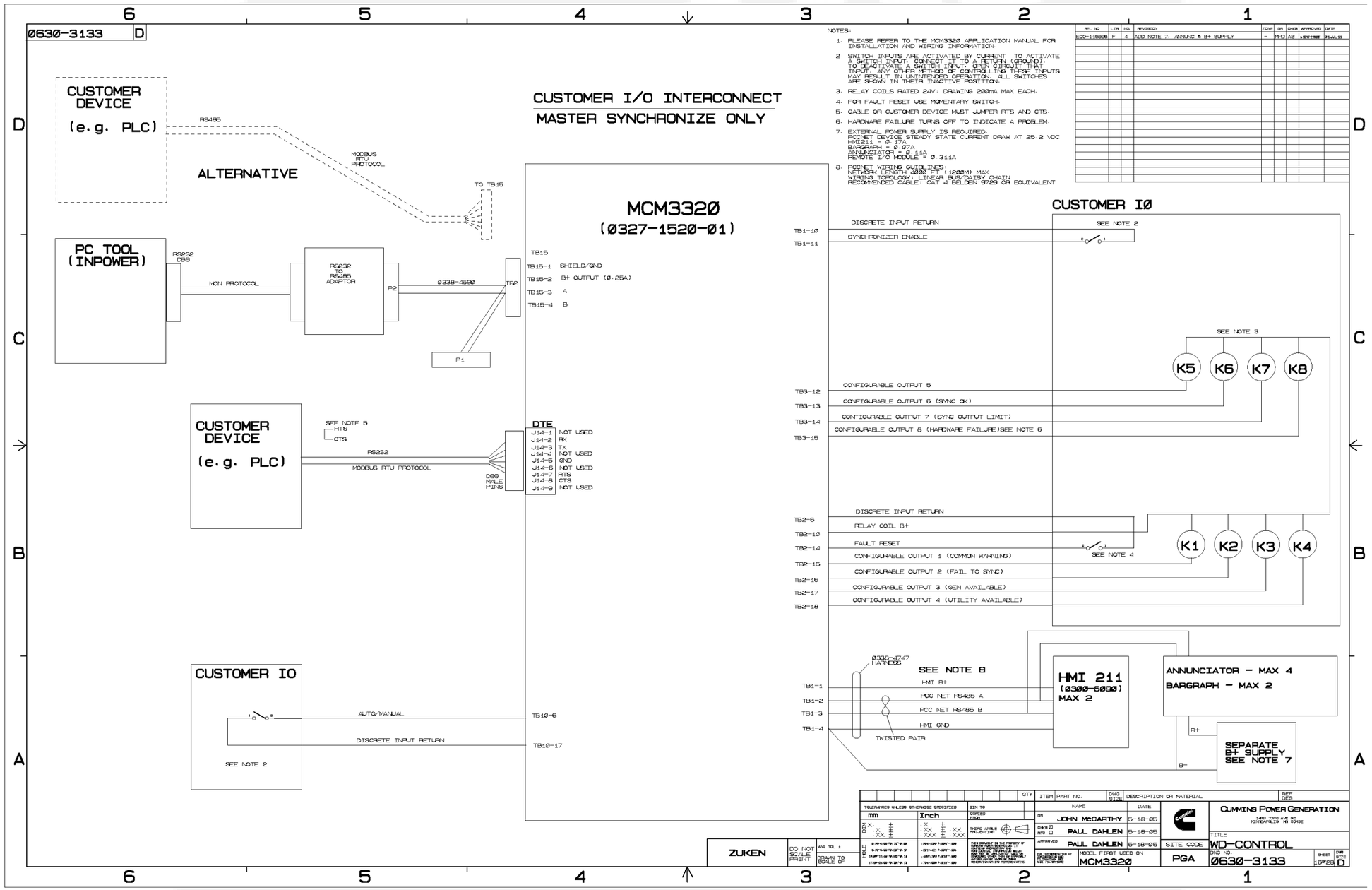


FIGURA 108. 0630-3133, FOLHA 16

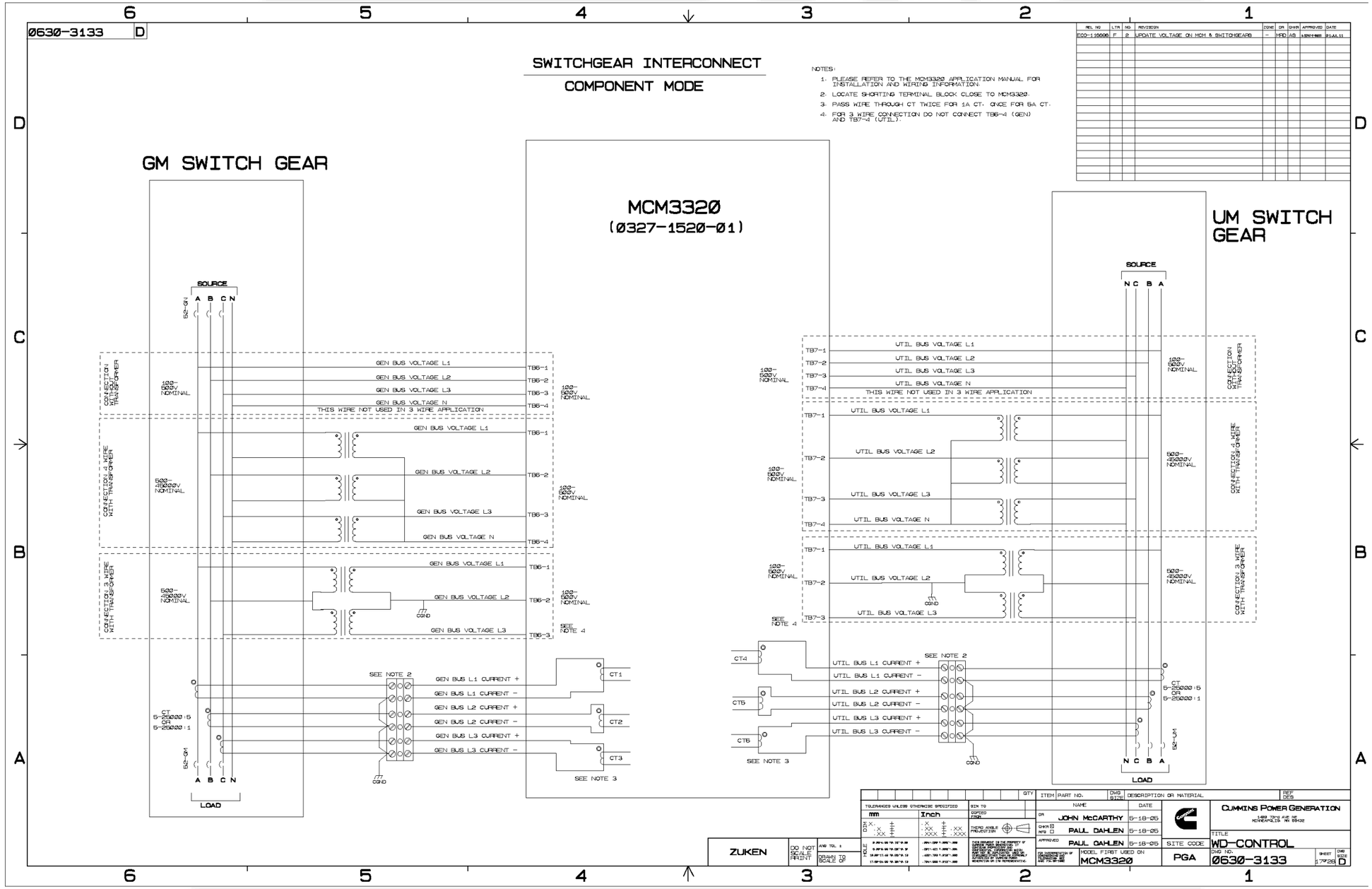


FIGURA 109. 0630-3133, FOLHA 17

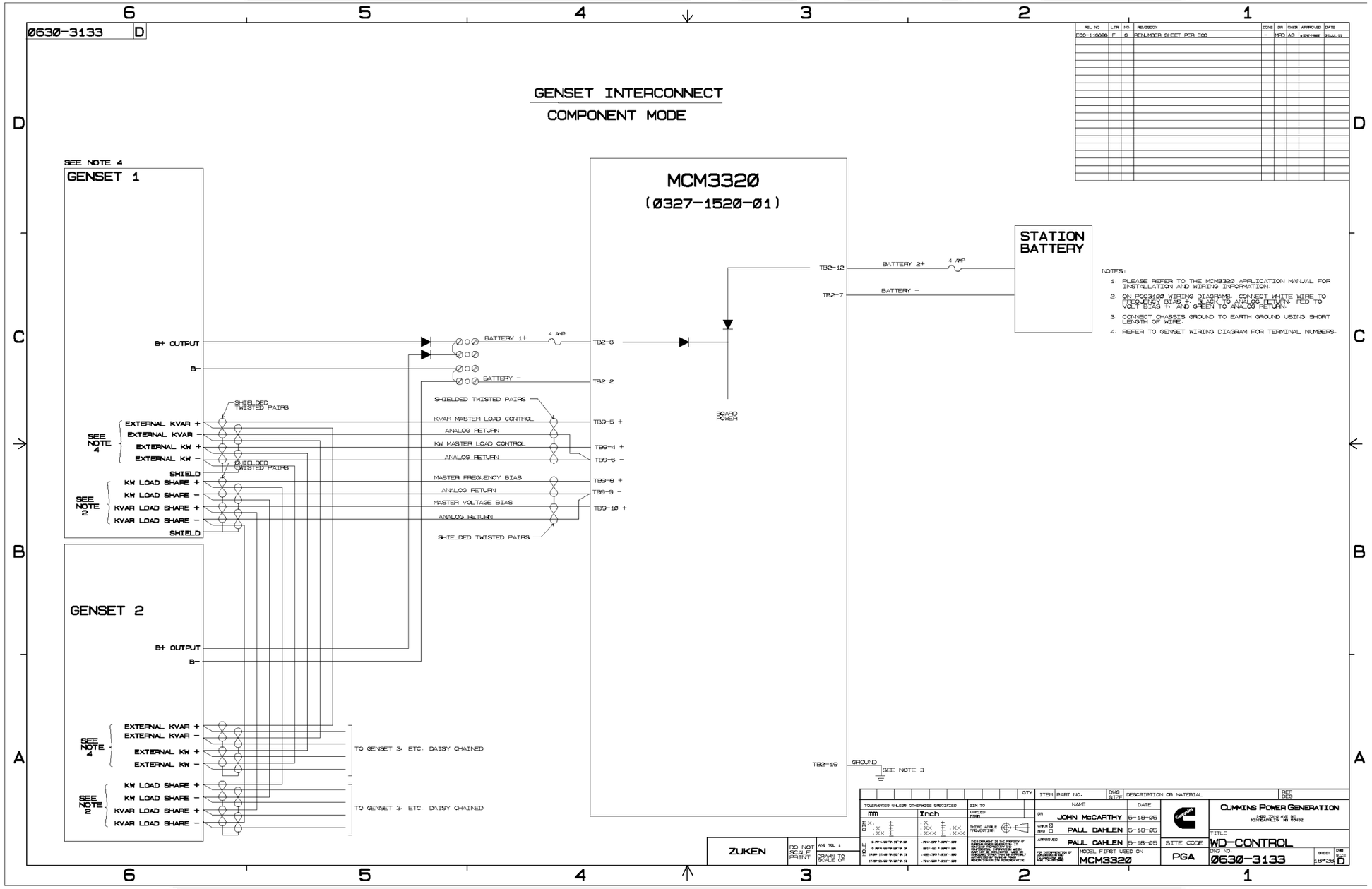


FIGURA 110. 0630-3133, FOLHA 18

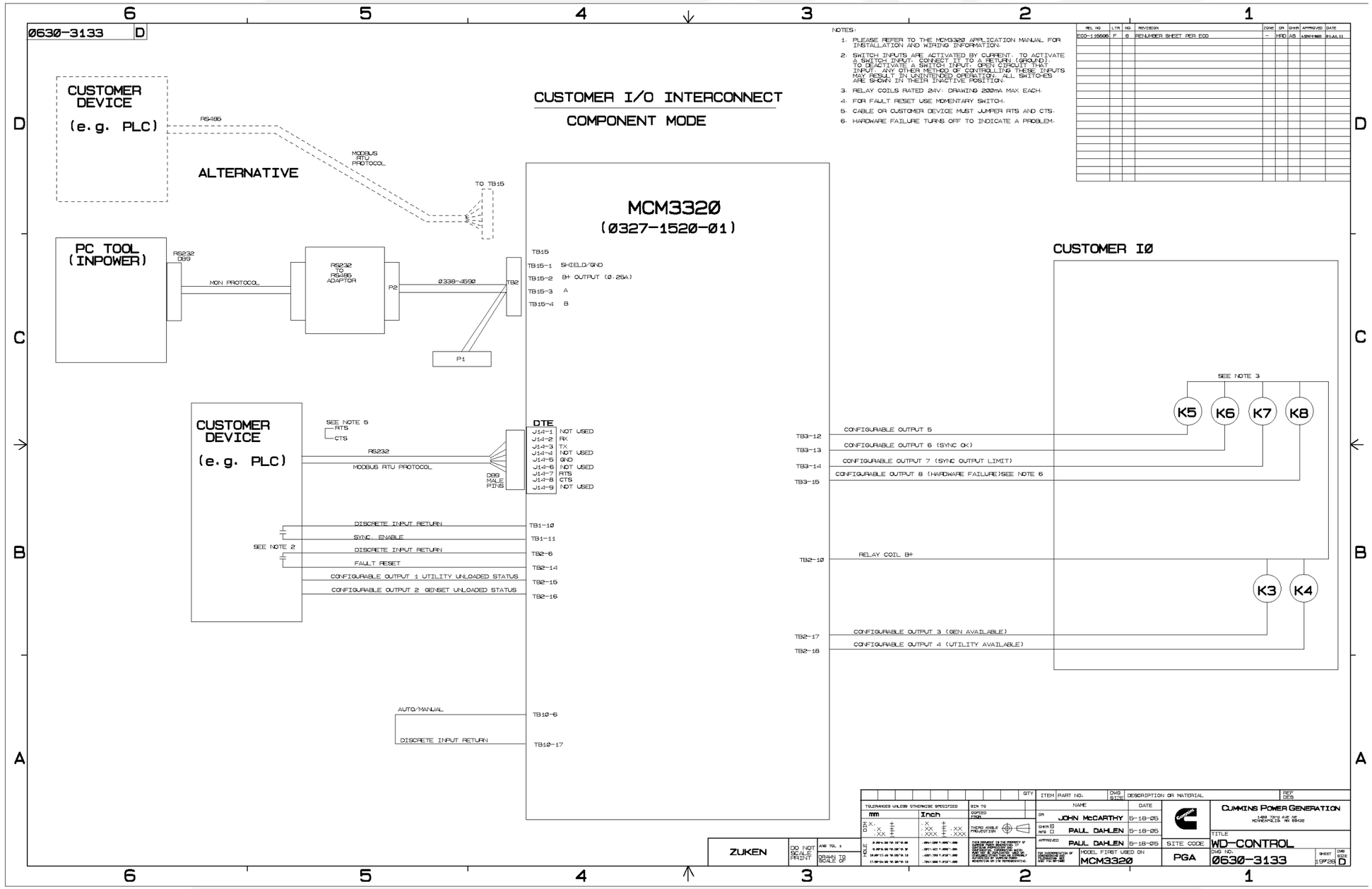


FIGURA 111. 0630-3133, FOLHA 19

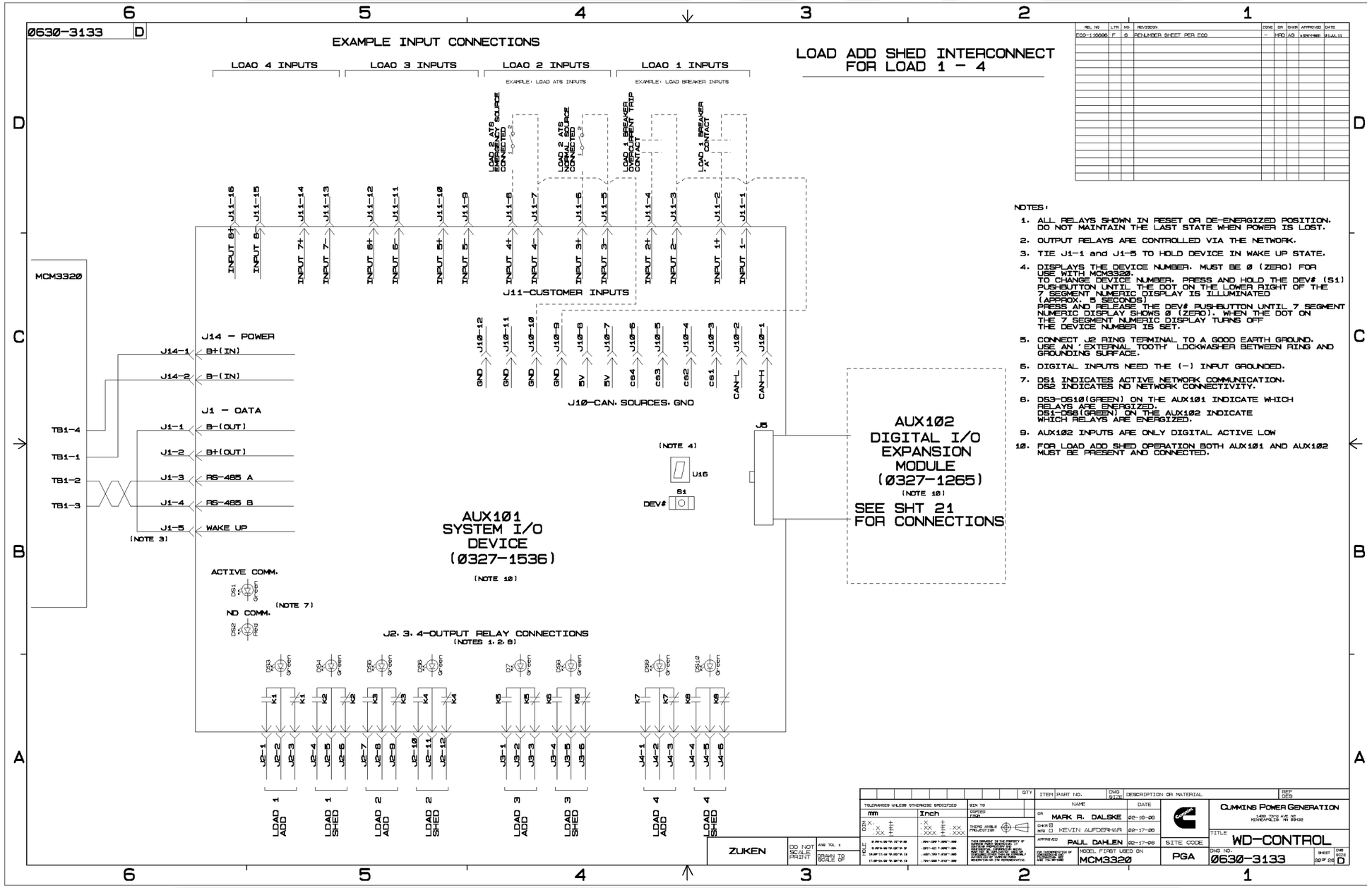


FIGURA 112. 0630-3133, FOLHA 20

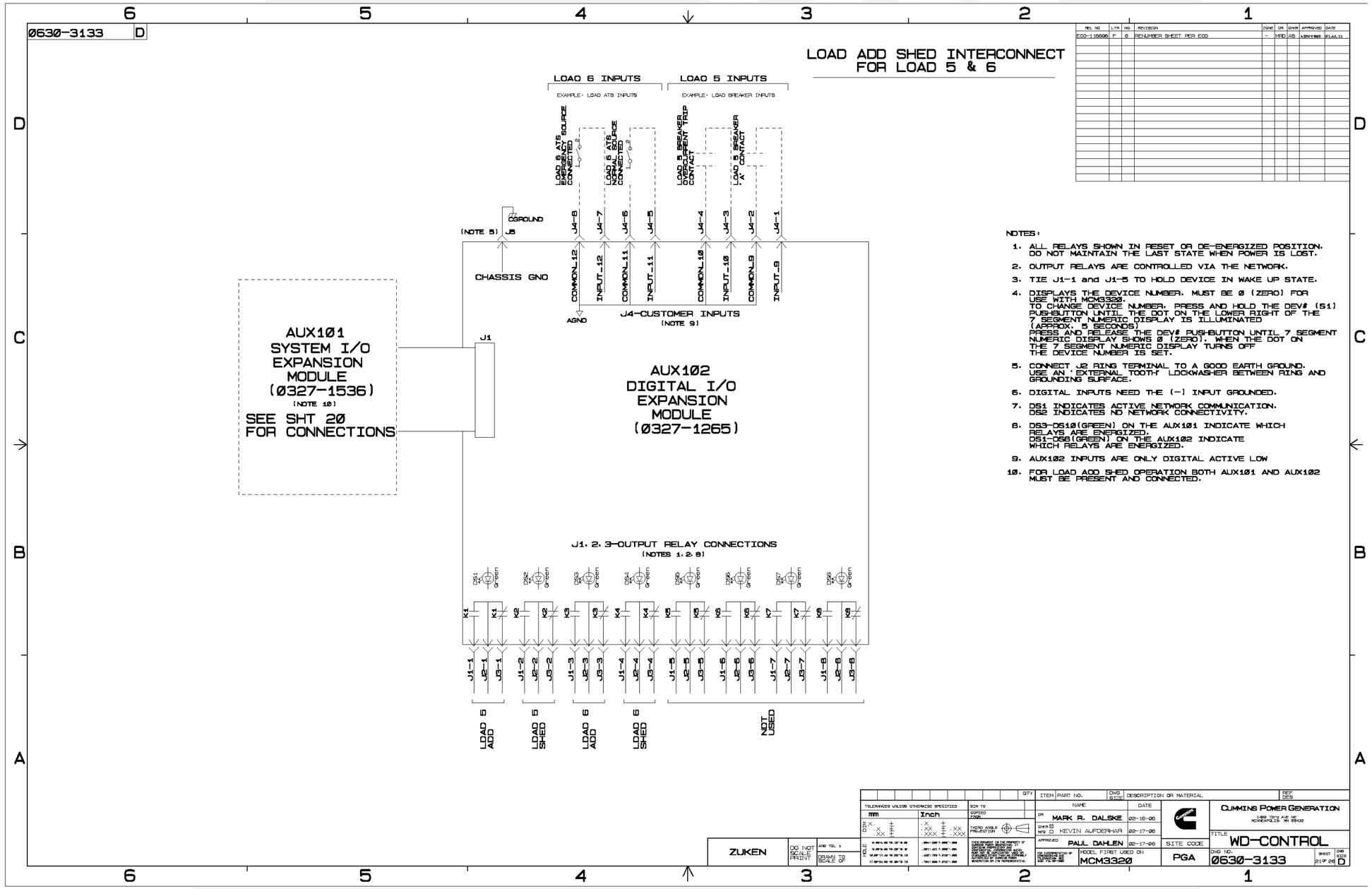


FIGURA 113. 0630-3133, FOLHA 21

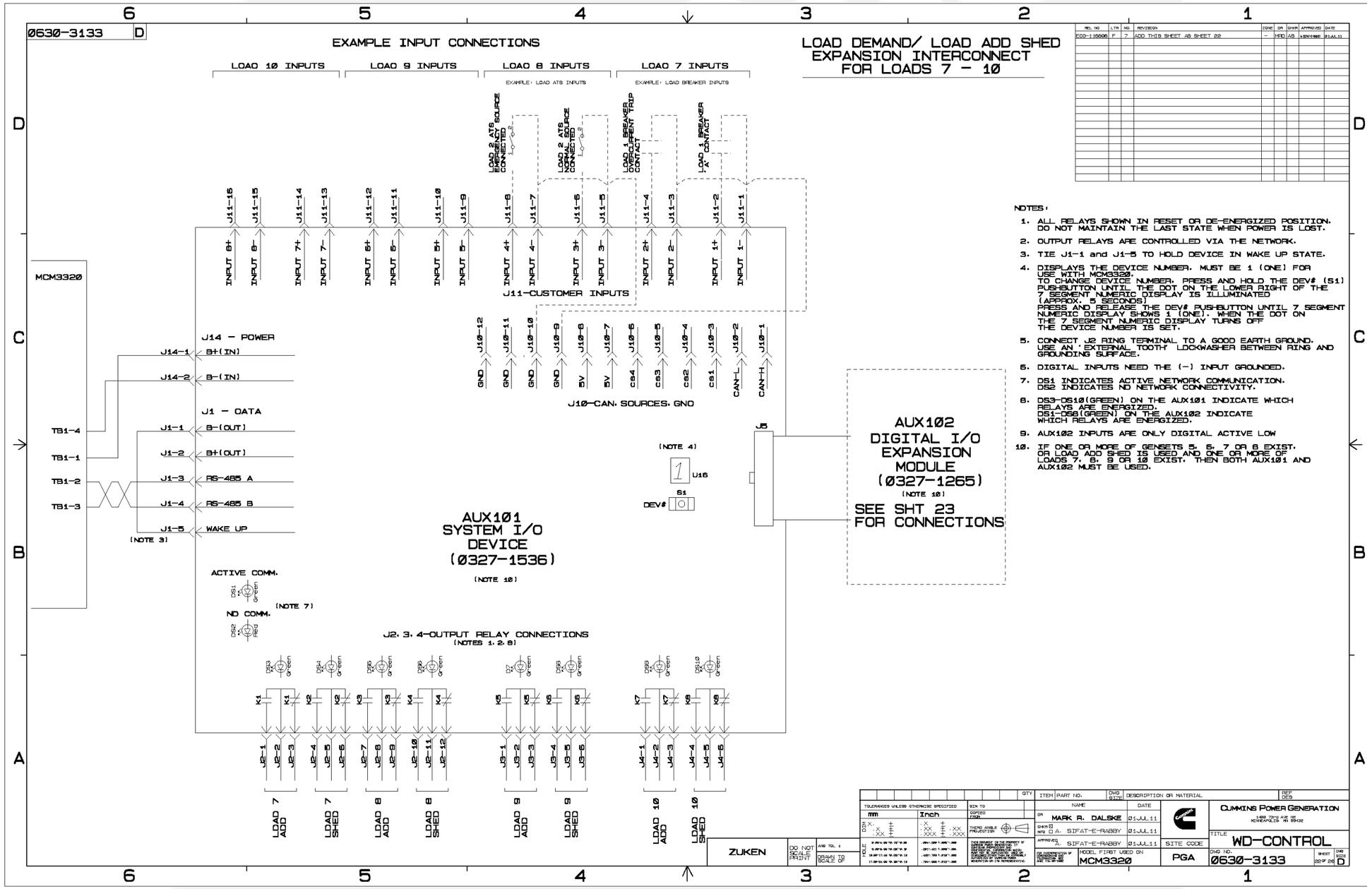


FIGURA 114. 0630-3133, FOLHA 22

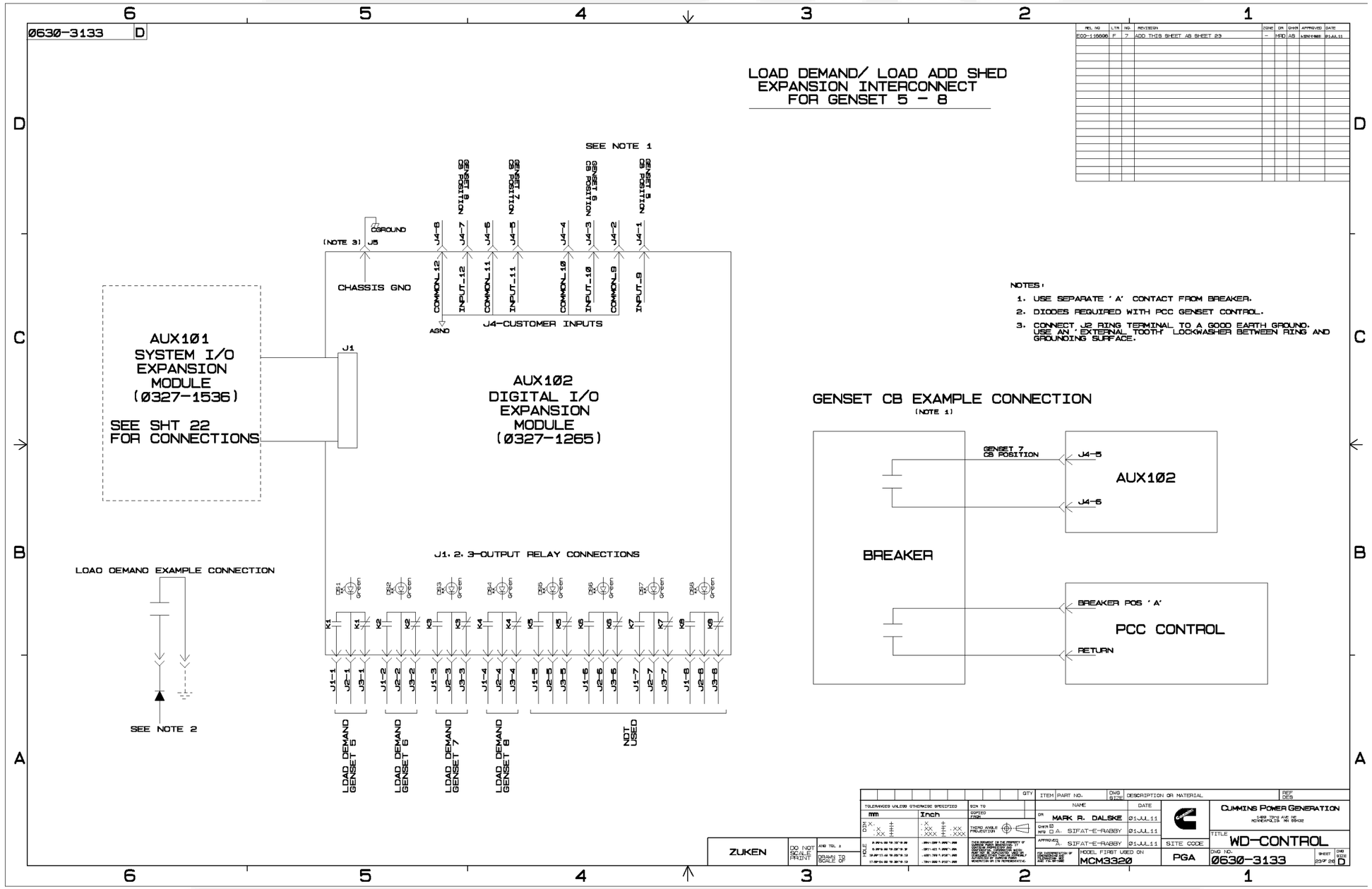


FIGURA 115. 0630-3133, FOLHA 23

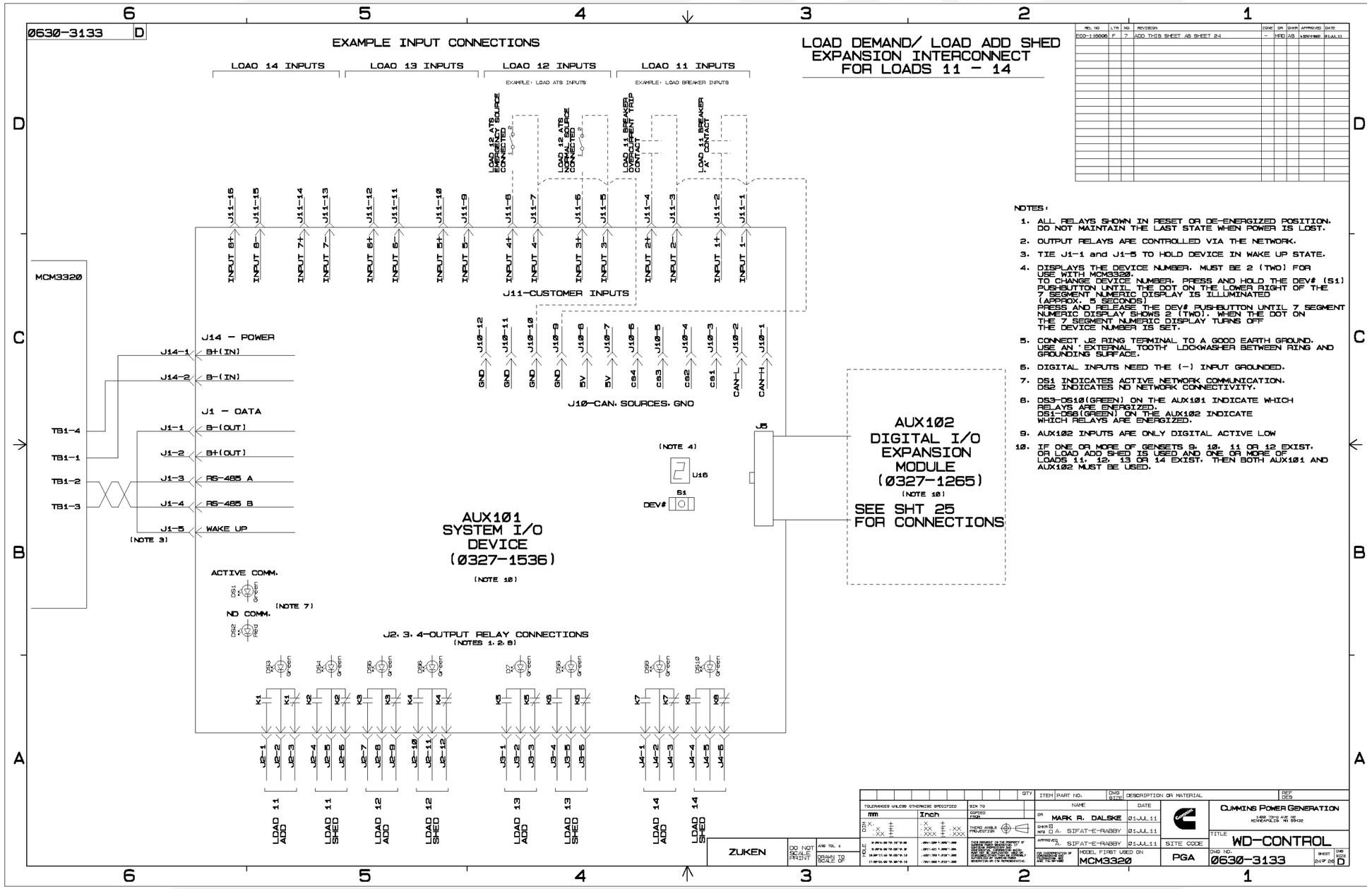


FIGURA 116. 0630-3133, FOLHA 24

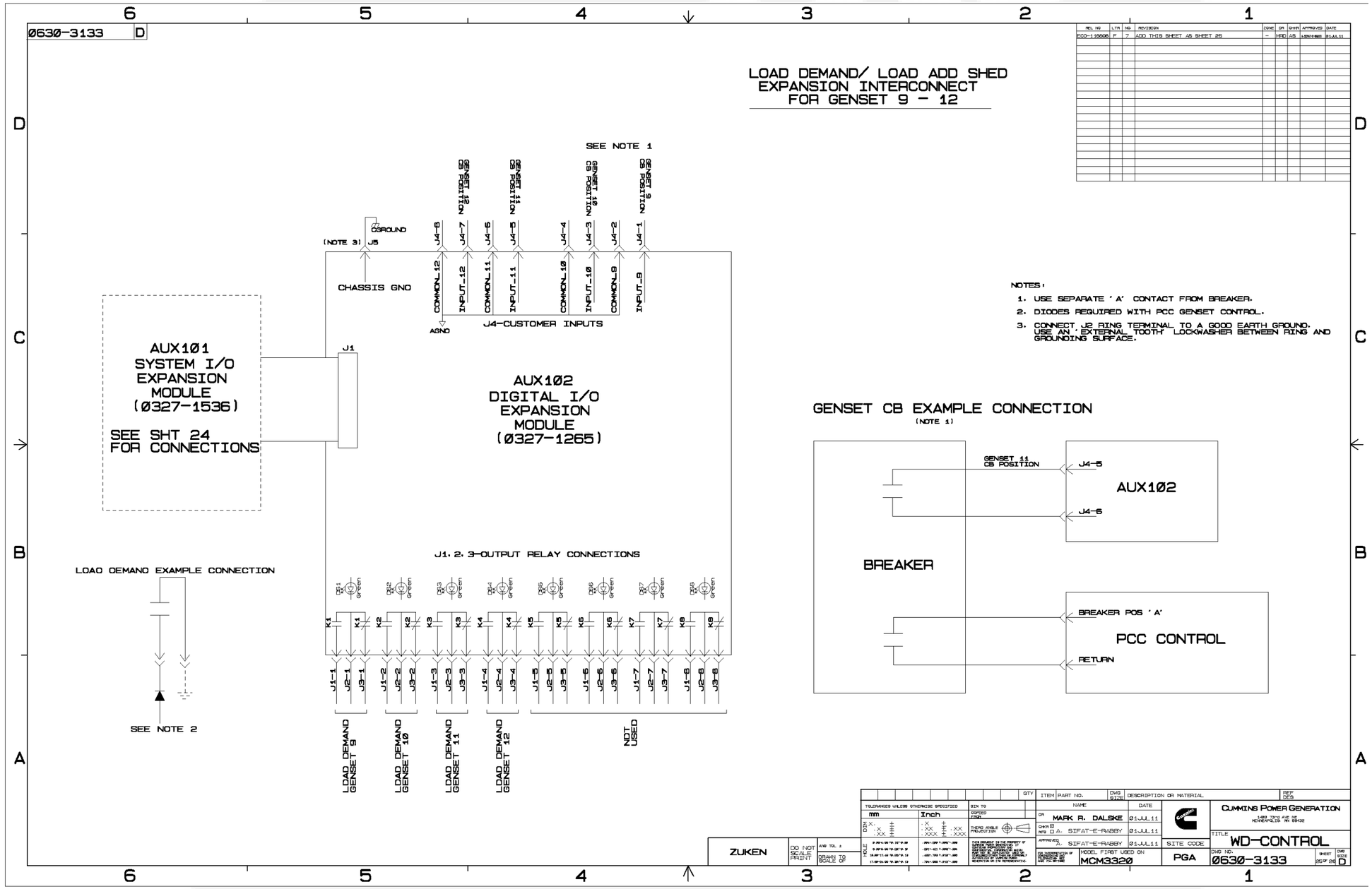


FIGURA 117. 0630-3133, FOLHA 25

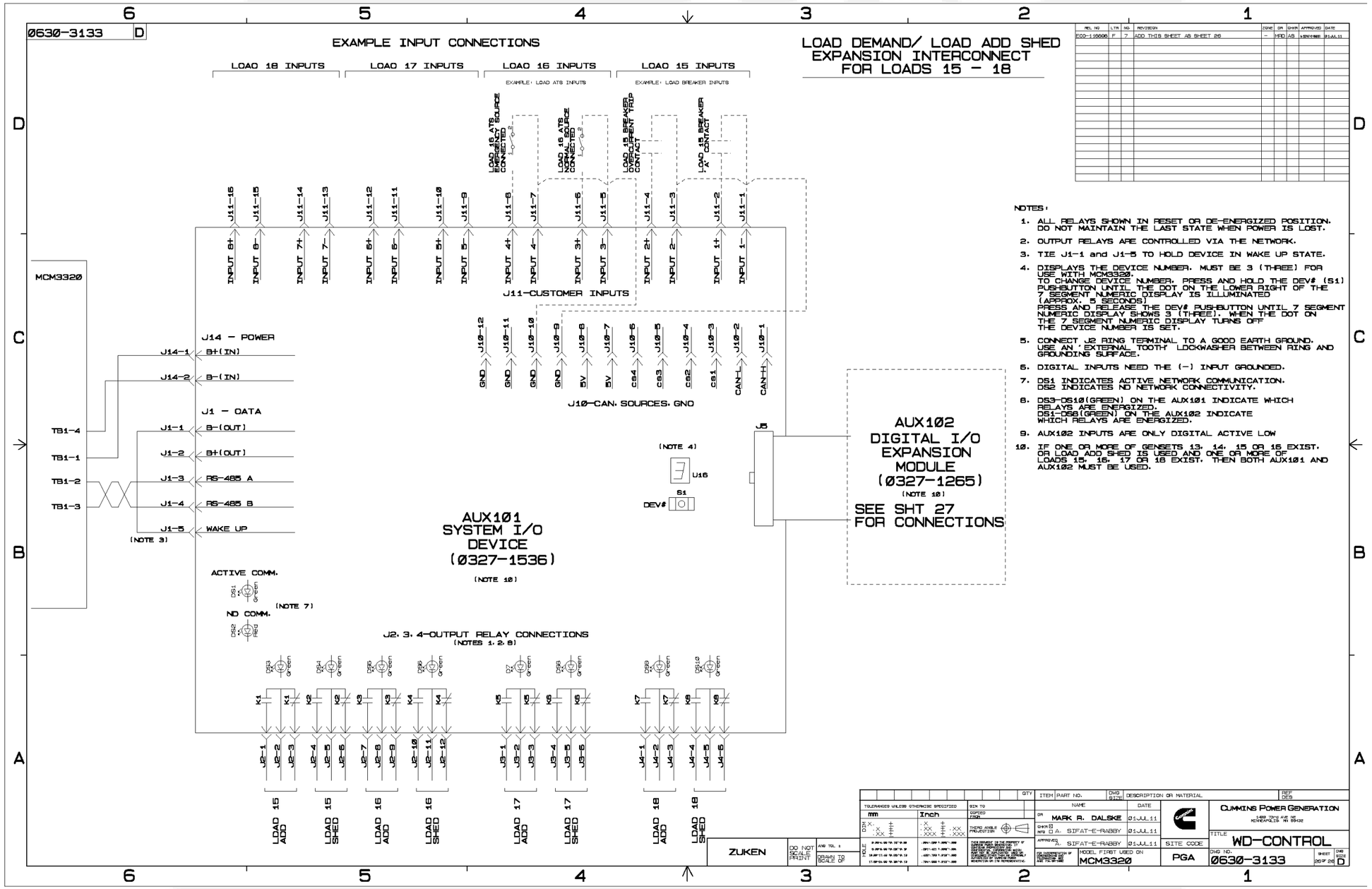


FIGURA 118. 0630-3133, FOLHA 26

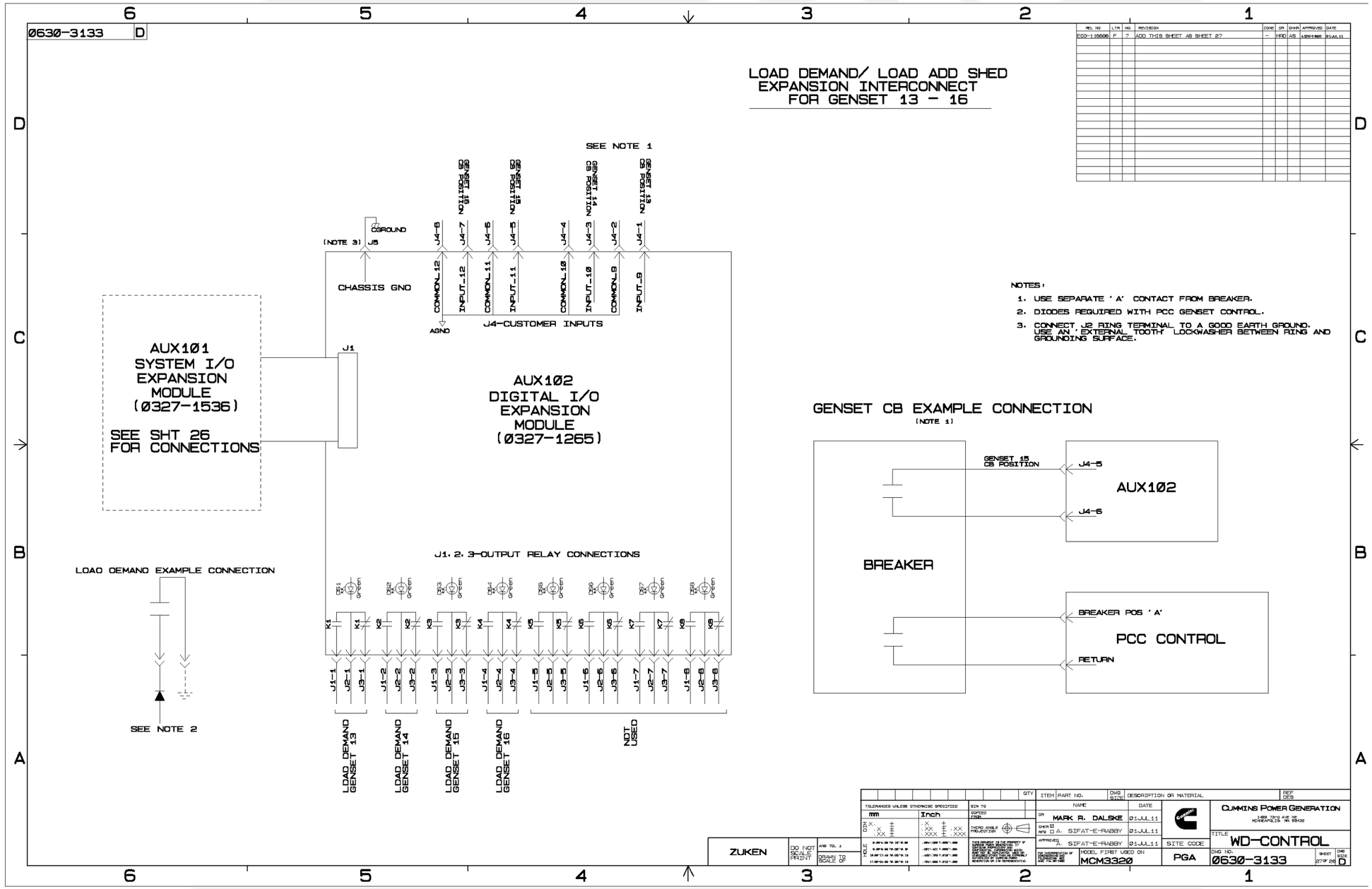


FIGURA 119. 0630-3133, FOLHA 27

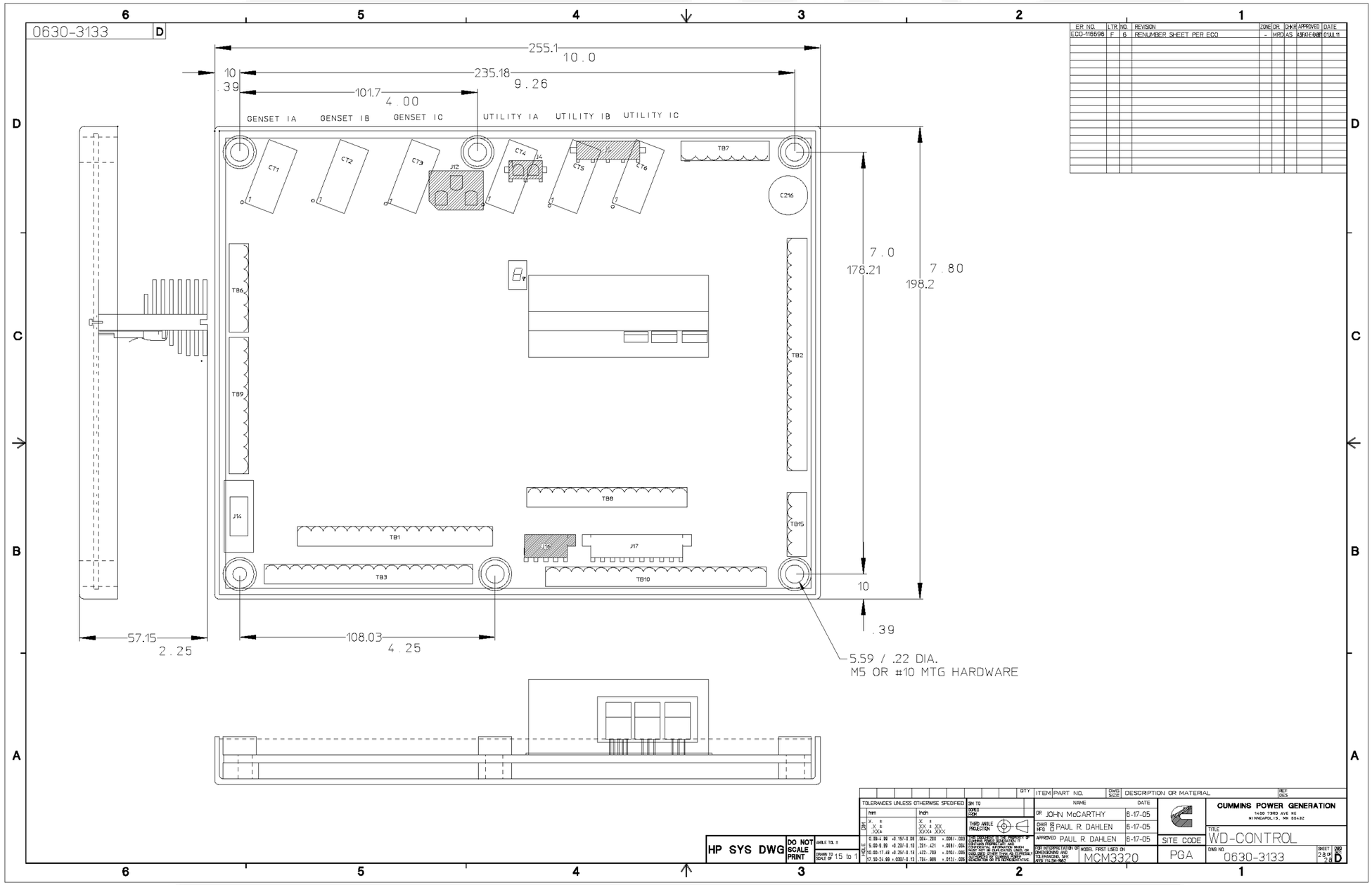


FIGURA 120. 0630-3133, FOLHA 28

A.2 0630-3136 (Desenho de Interconexão do SYNC1320)

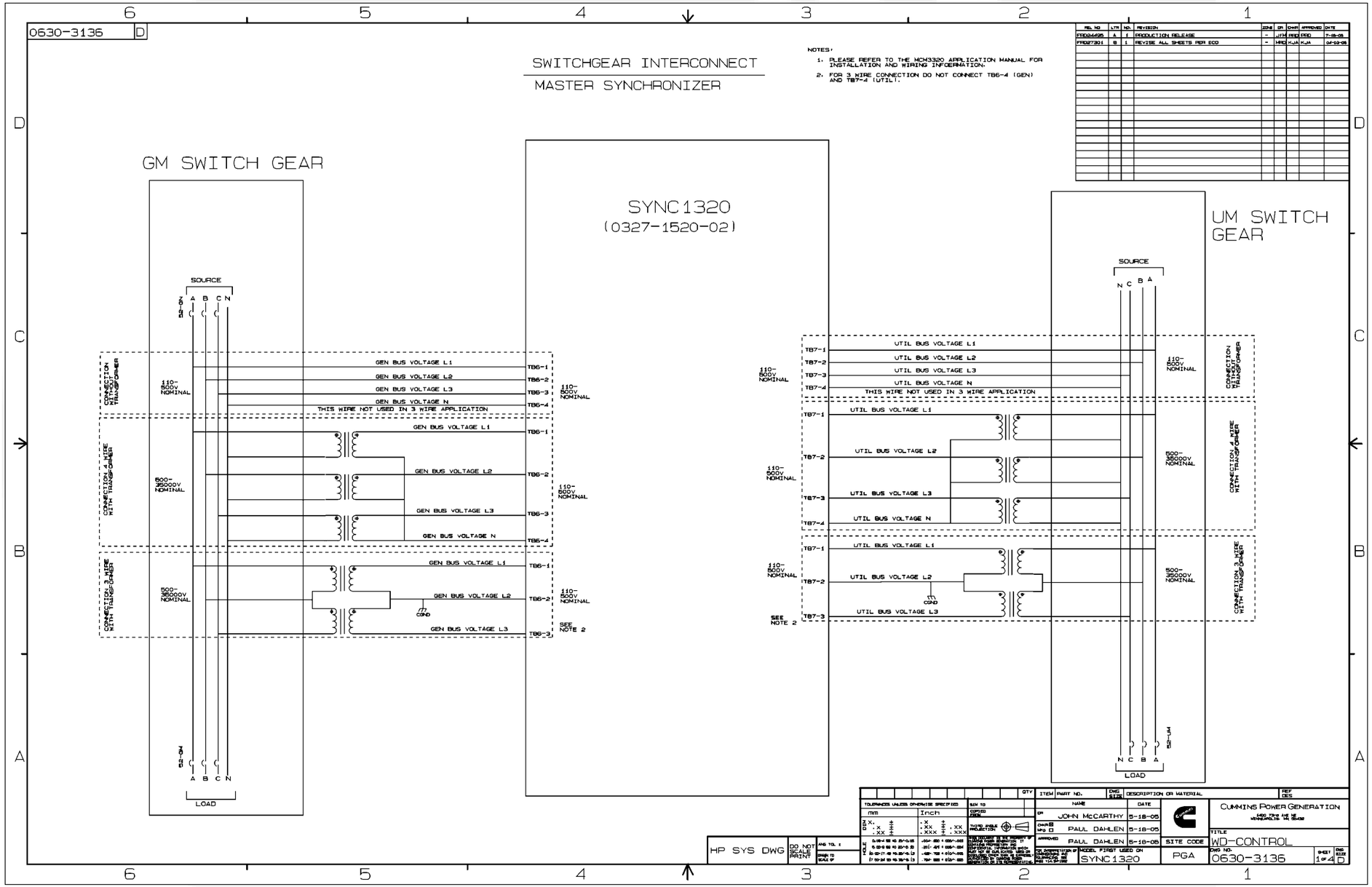


FIGURA 121. 0630-3136, FOLHA 1

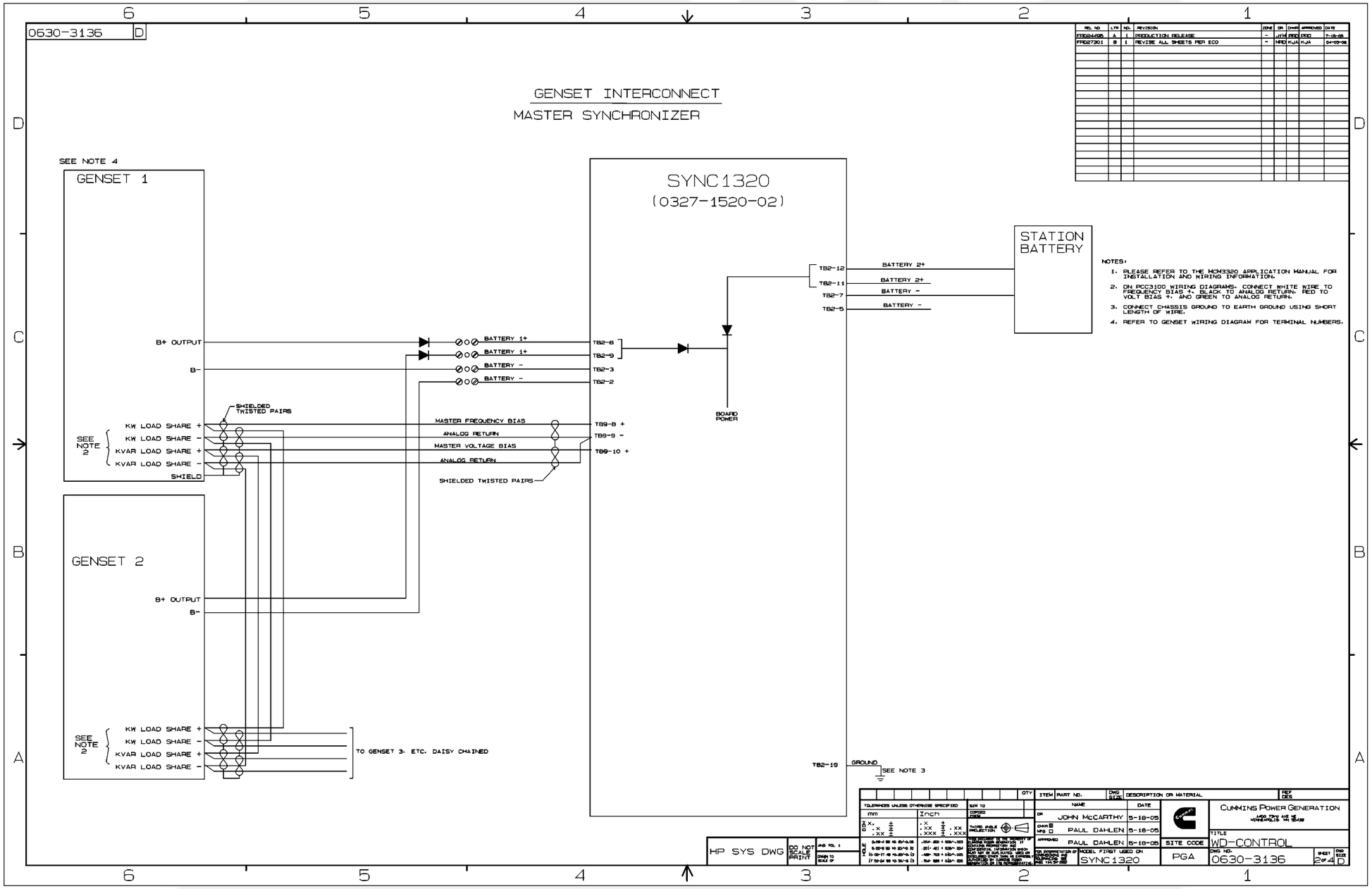


FIGURA 122. 0630-3136, FOLHA 2

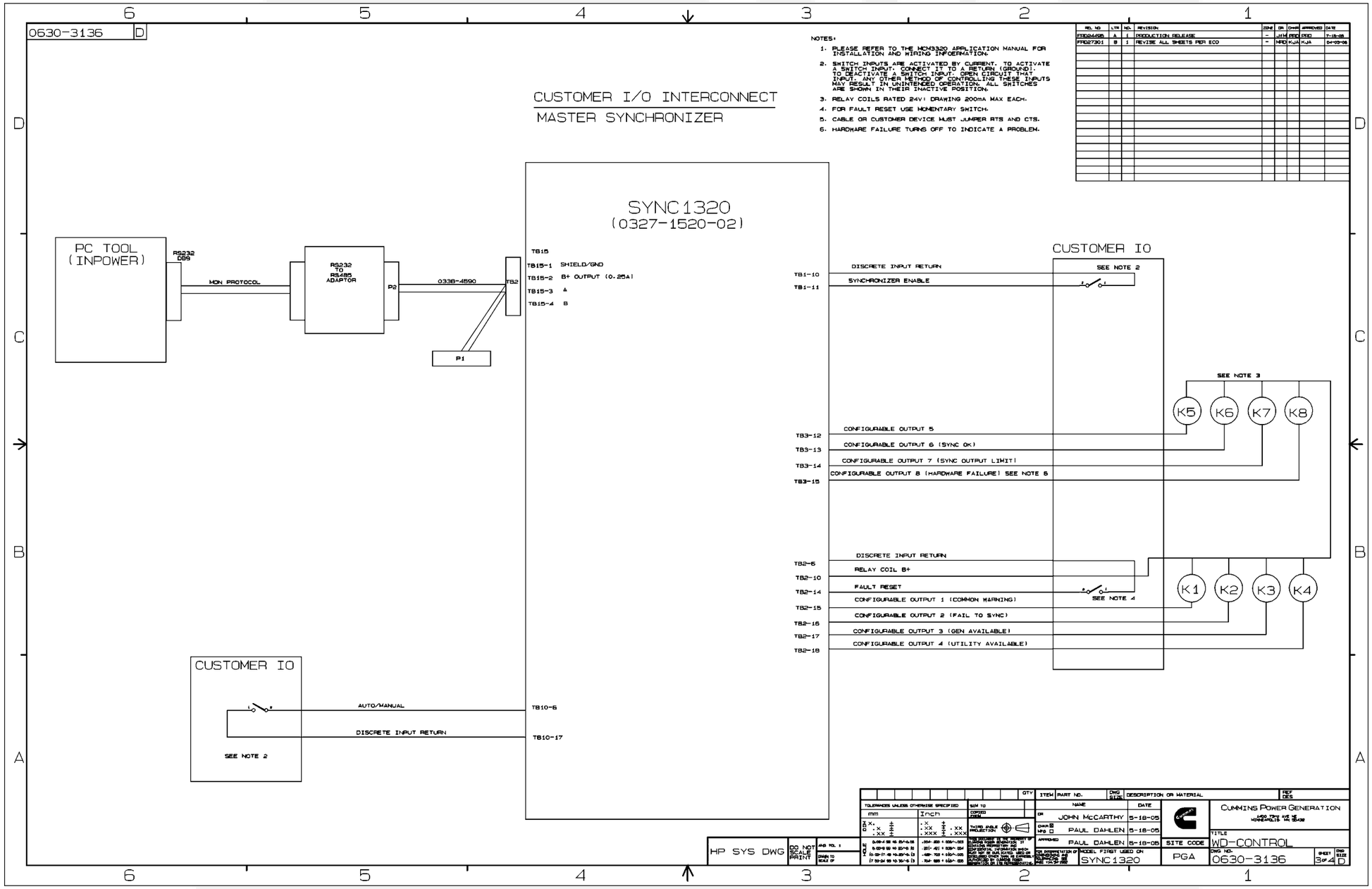


FIGURA 123. 0630-3136, FOLHA 3

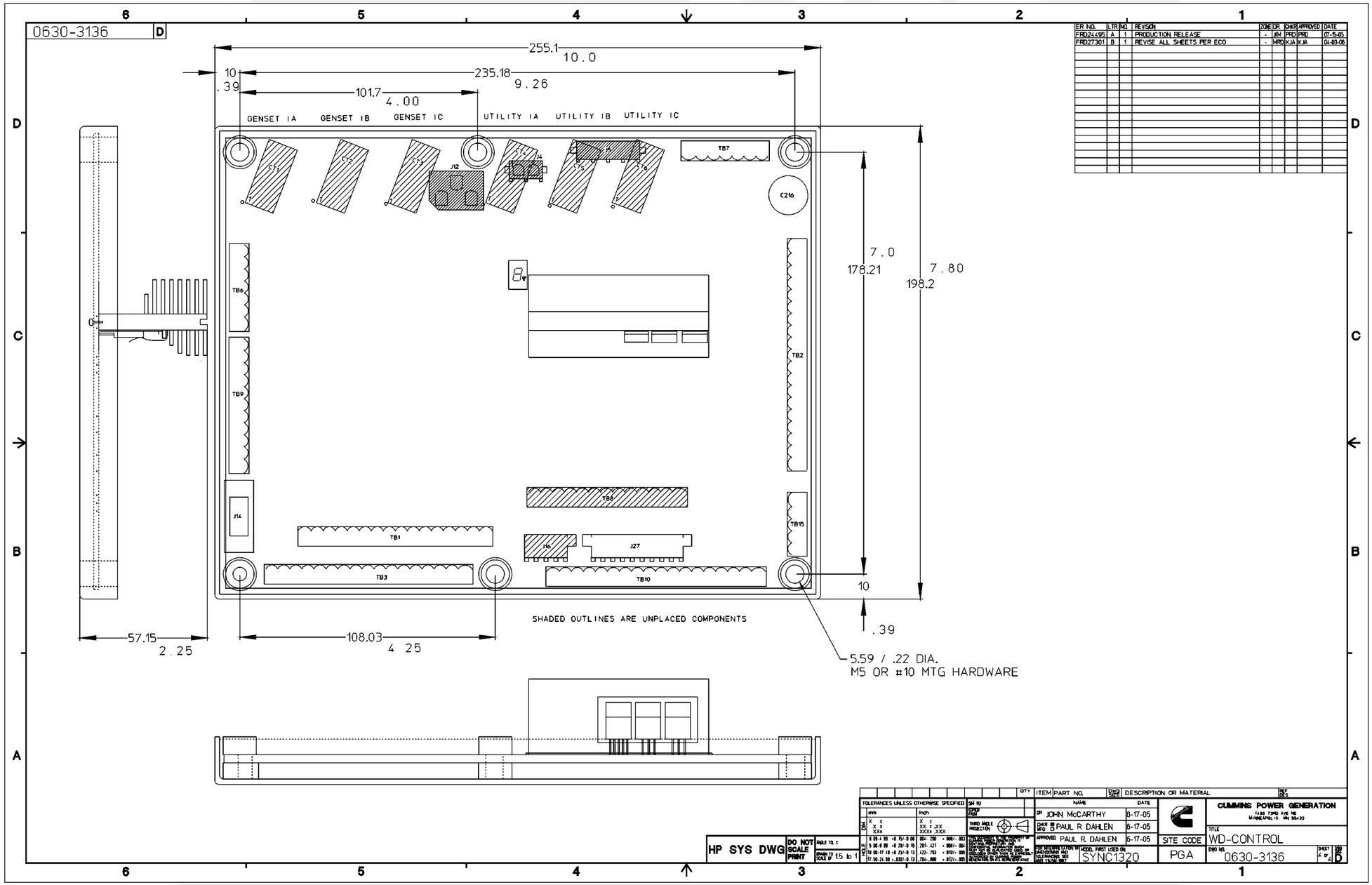


FIGURA 124. 0630-3136, FOLHA 4

Apêndice B. Diagramas de Sequência

Índice

Figura 125. Legenda 305

Figura 126. Barramento Isolado sem Topologia de Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Perda de Rede Pública e Retorno de Rede Pública 306

Figura 127. Barramento Isolado sem Topologia de Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Teste ... 307

Figura 128. Barramento Isolado com Topologia de Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Perda de Rede Pública e Retorno de Rede Pública 308

Figura 129. Barramento Isolado com Topologia de Disjuntor Principal do Grupo Gerador, Teste .. 309

Figura 130. Topologia de Barramento Comum, Transição Aberta, Perda de Rede Pública e Retorno de Rede Pública 310

Figura 131. Topologia de Barramento Comum, Transição Aberta, Teste 311

Figura 132. Topologia de Barramento Comum, Transição Fechada Lenta, Perda de Rede Pública e Retorno de Rede Pública 312

Figura 133. Topologia de Barramento Comum, Transição Fechada Lenta, Teste 313

Figura 134. Topologia de Barramento Comum, Paralelo Estendido 314

Figura 135. Topologia de Par de Transferência, Transição Aberta, Perda de Rede Pública e Retorno de Rede Pública 315

Figura 136. Topologia de Par de Transferência, Transição Aberta, Teste 316

Figura 137. Topologia de Par de Transferência, Transição Fechada Rápida, Perda de Rede Pública e Retorno de Rede Pública 317

Figura 138. Topologia de Par de Transferência, Transição Fechada Rápida, Teste 318

Figura 139. Topologia de Par de Transferência, Transição Fechada Lenta, Perda de Rede Pública e Retorno de Rede Pública 319

Figura 140. Topologia de Par de Transferência, Transição Fechada Lenta, Teste 320

Figura 141. Topologia de Par de Transferência, Paralelo Estendido 321

Figura 142. Adição de Carga, Desconexão de Carga (Grupos Geradores Conectados) 322

Figura 143. Adição de Carga da Rede Pública 323

Figura 144. Demanda de Carga 324

Esta página foi deixada em branco intencionalmente.

B.1 Diagramas de Sequência

MCM3320
OPERATING SEQUENCES

KEY to Symbols

Normal Controller Action/ Operation

External Action

Degraded Operation

Warning Fault

Lockout Fault

Optional path taken if controller has been configured to do so (via trim setting)

Normal Sequence Described Separately

Degraded Sequence Described Separately

Closed or Open Loop Control Algorithm

CONTROL ALG

Trim Setting

Normal Genset Controller Action/ Operation

Sequence Described in Genset Manual

B

Link to another location

KEY:
Green Fill = Normal Operation
Yellow Fill = Warning Faults/Degraded Operation
Red Fill = Shutdown Fault
Blue Text = Trim Settings
Double Border = see other sequence for details

FIGURA 125. LEGENDA

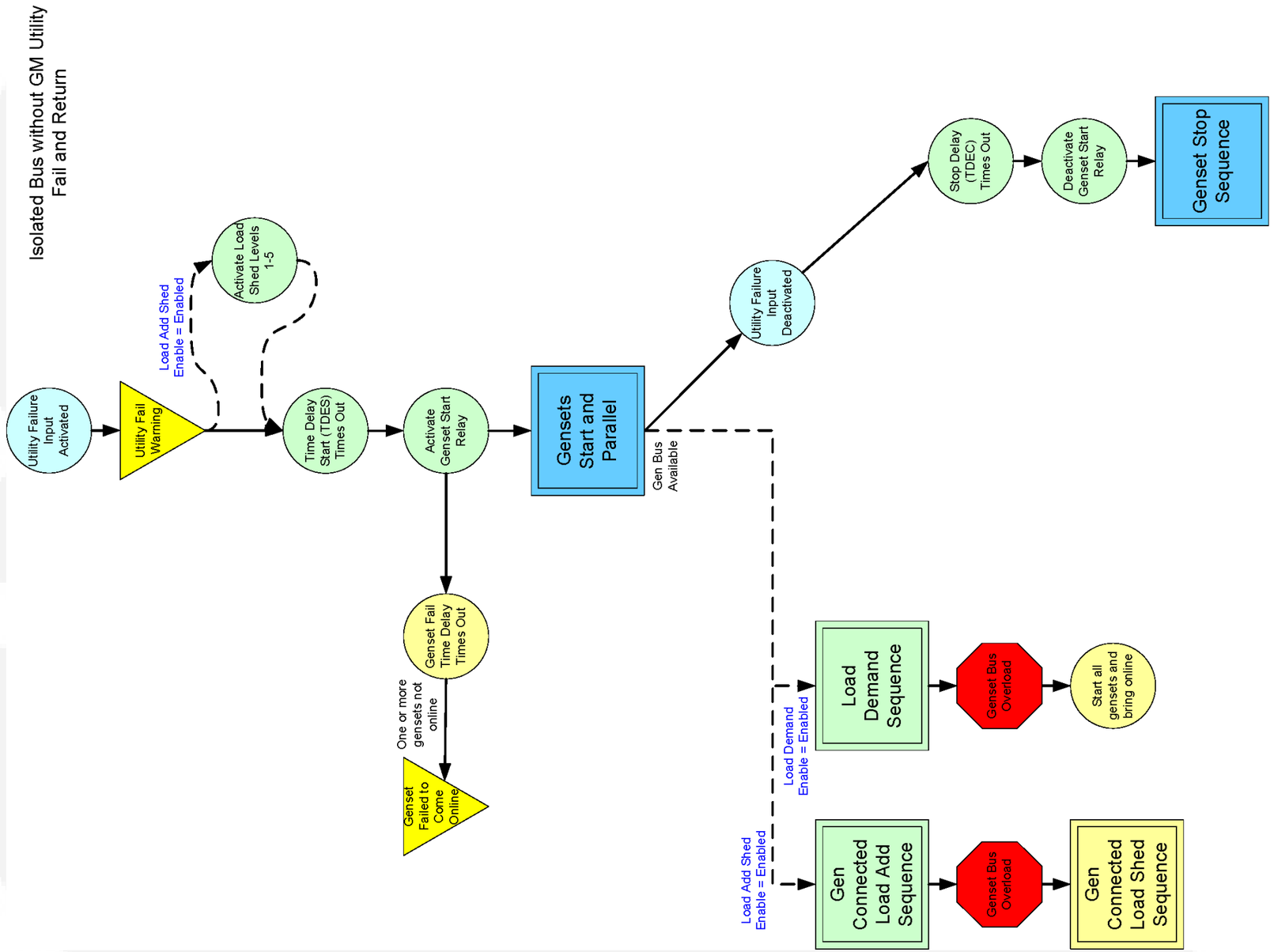


FIGURA 126. BARRAMENTO ISOLADO SEM TOPOLOGIA DE DISJUNTOR PRINCIPAL DO GRUPO GERADOR, PERDA DE REDE PÚBLICA E RETORNO DE REDE PÚBLICA

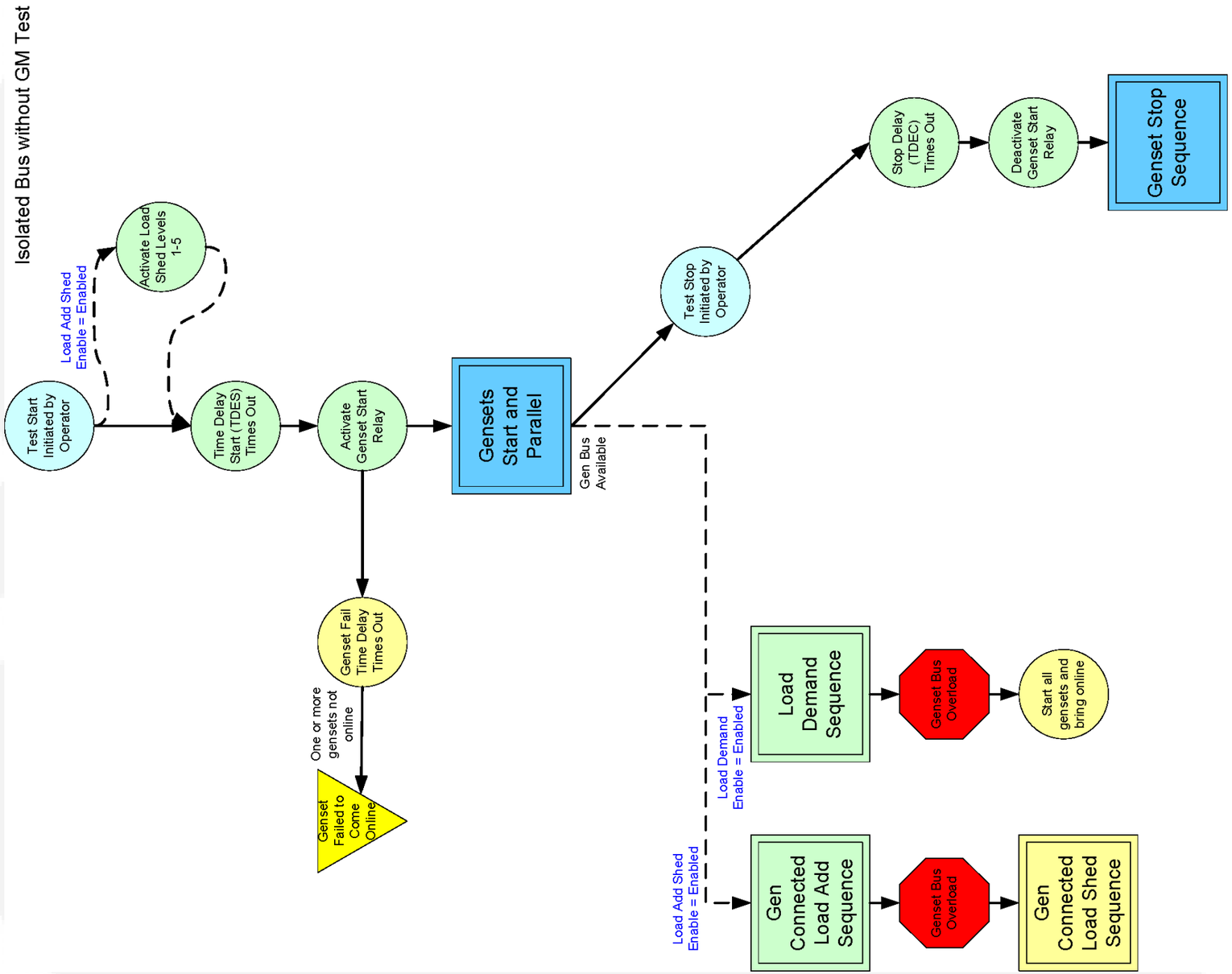


FIGURA 127. BARRAMENTO ISOLADO SEM TOPOLOGIA DE DISJUNTOR PRINCIPAL DO GRUPO GERADOR, TESTE

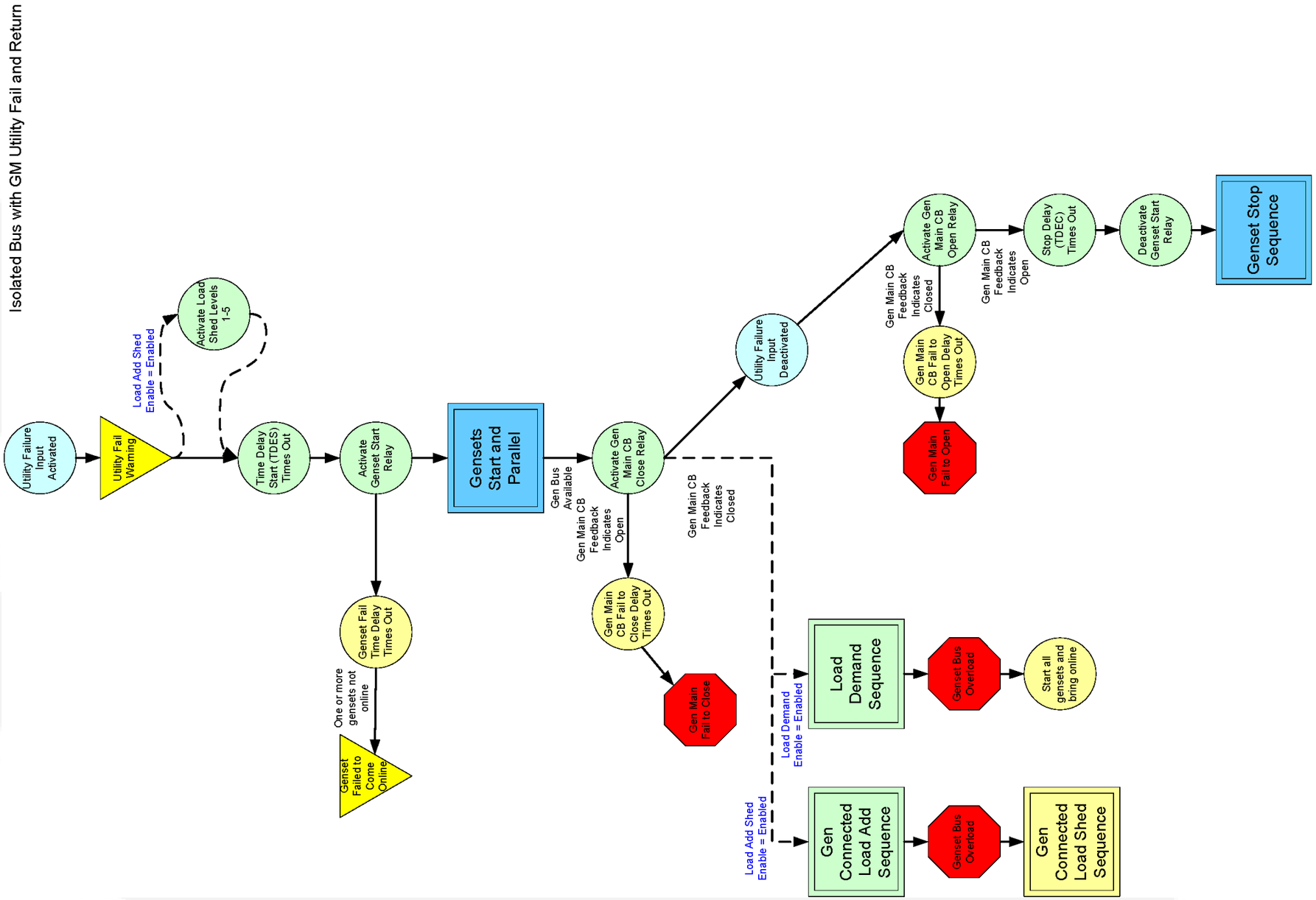


FIGURA 128. BARRAMENTO ISOLADO COM TOPOLOGIA DE DISJUNTOR PRINCIPAL DO GRUPO GERADOR, PERDA DE REDE PÚBLICA E RETORNO DE REDE PÚBLICA

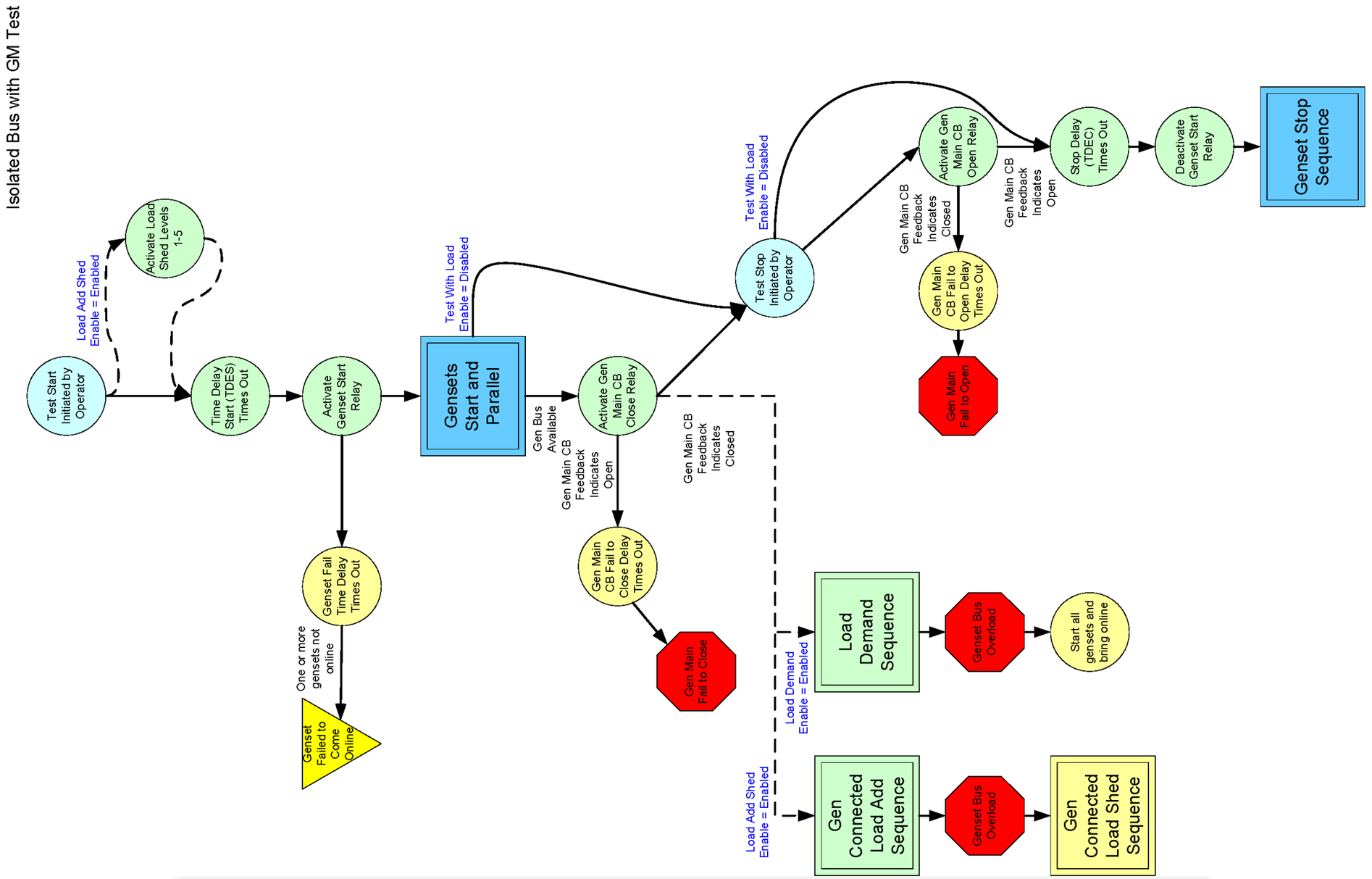


FIGURA 129. BARRAMENTO ISOLADO COM TOPOLOGIA DE DISJUNTOR PRINCIPAL DO GRUPO GERADOR, TESTE

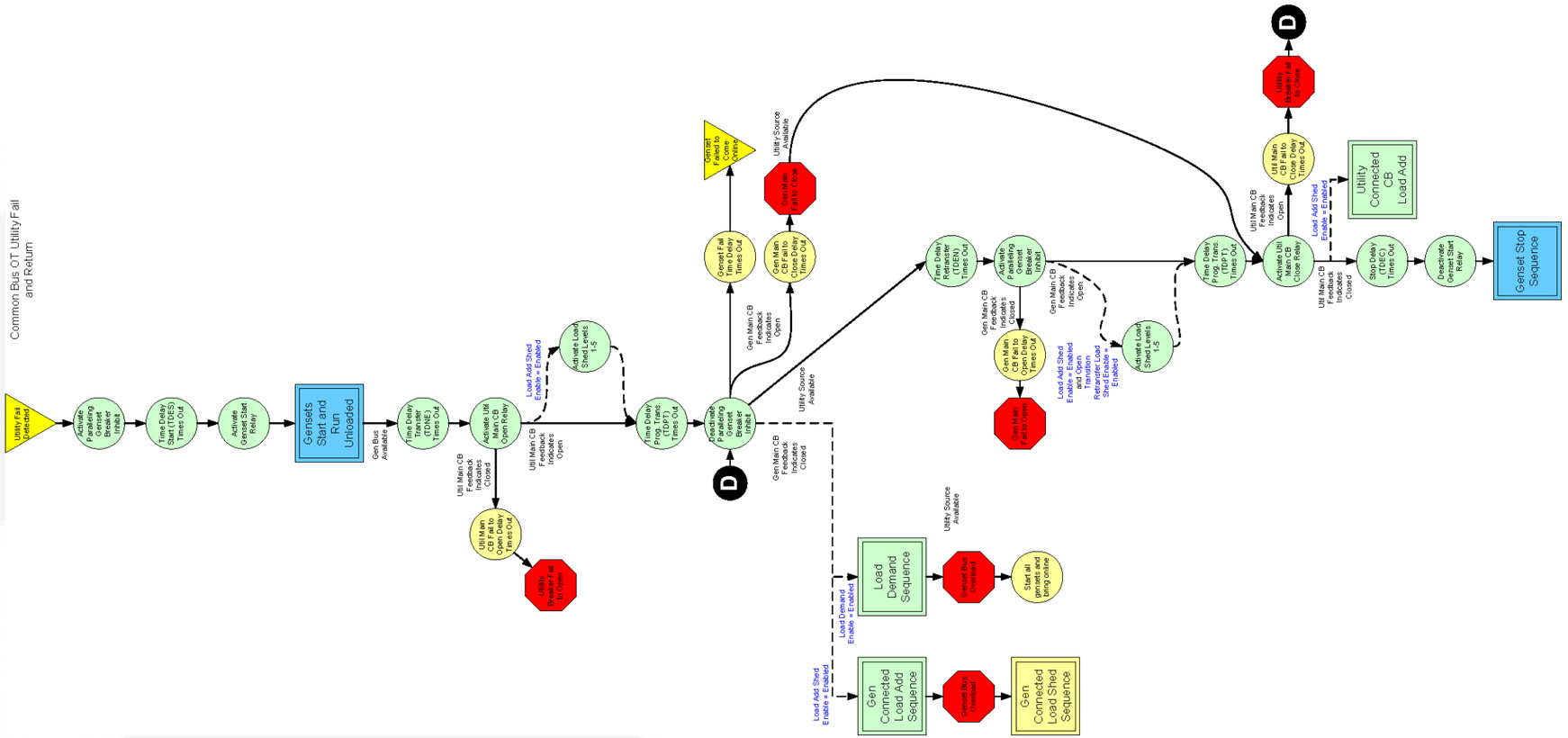


FIGURA 130. TOPOLOGIA DE BARRAMENTO COMUM, TRANSIÇÃO ABERTA, PERDA DE REDE PÚBLICA E RETORNO DE REDE PÚBLICA

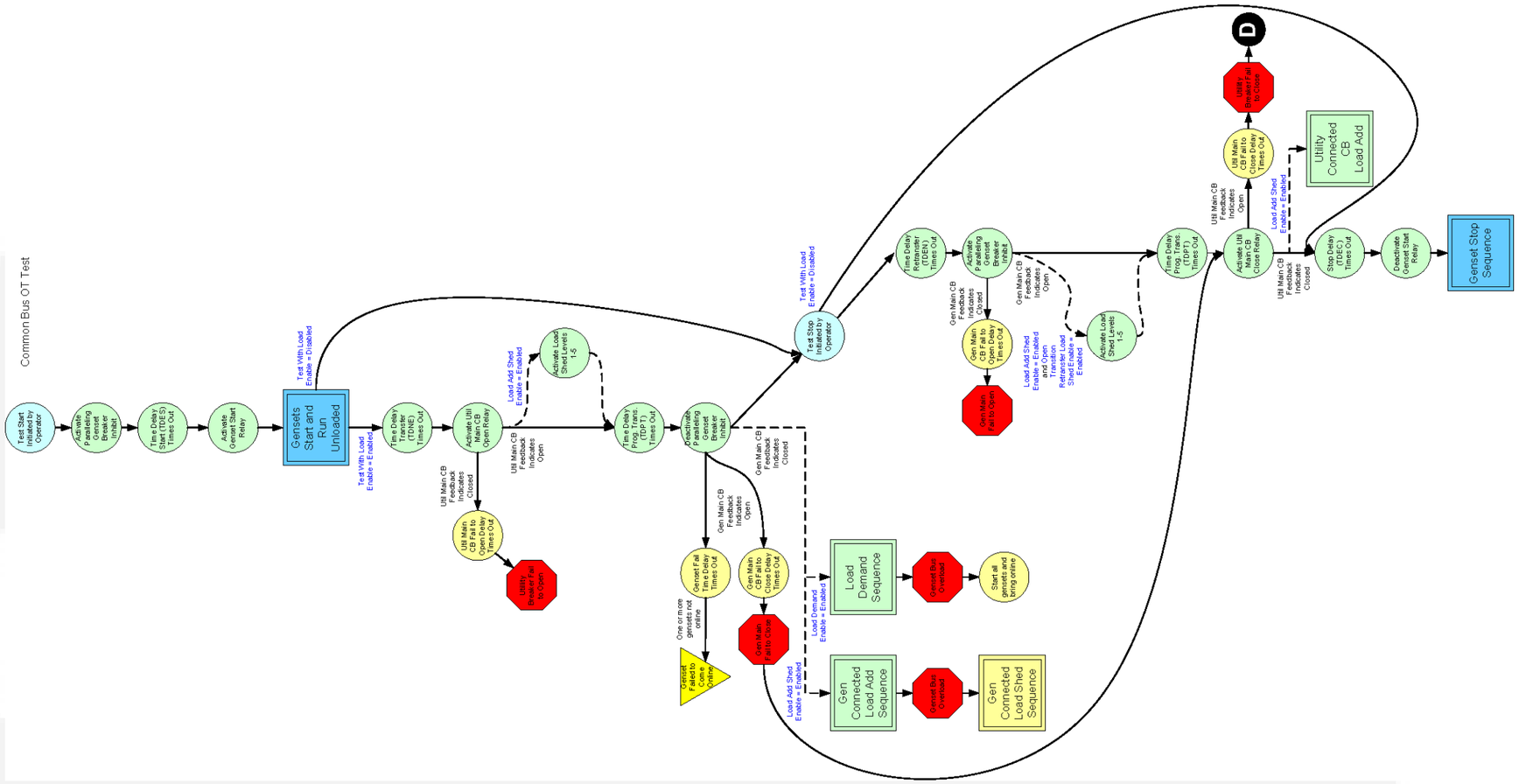


FIGURA 131. TOPOLOGIA DE BARRAMENTO COMUM, TRANSIÇÃO ABERTA, TESTE

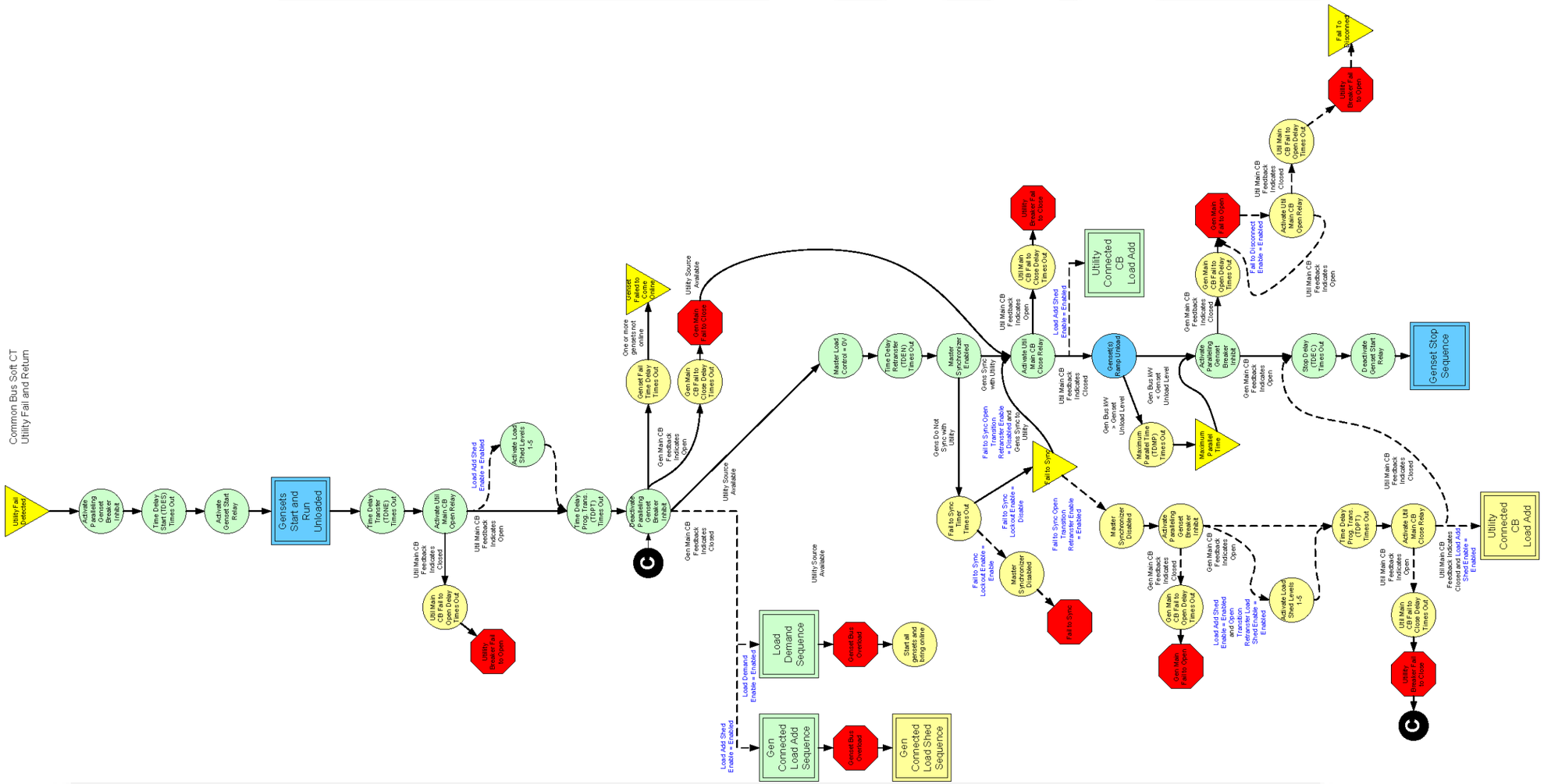


FIGURA 132. TOPOLOGIA DE BARRAMENTO COMUM, TRANSIÇÃO FECHADA LENTA, PERDA DE REDE PÚBLICA E RETORNO DE REDE PÚBLICA

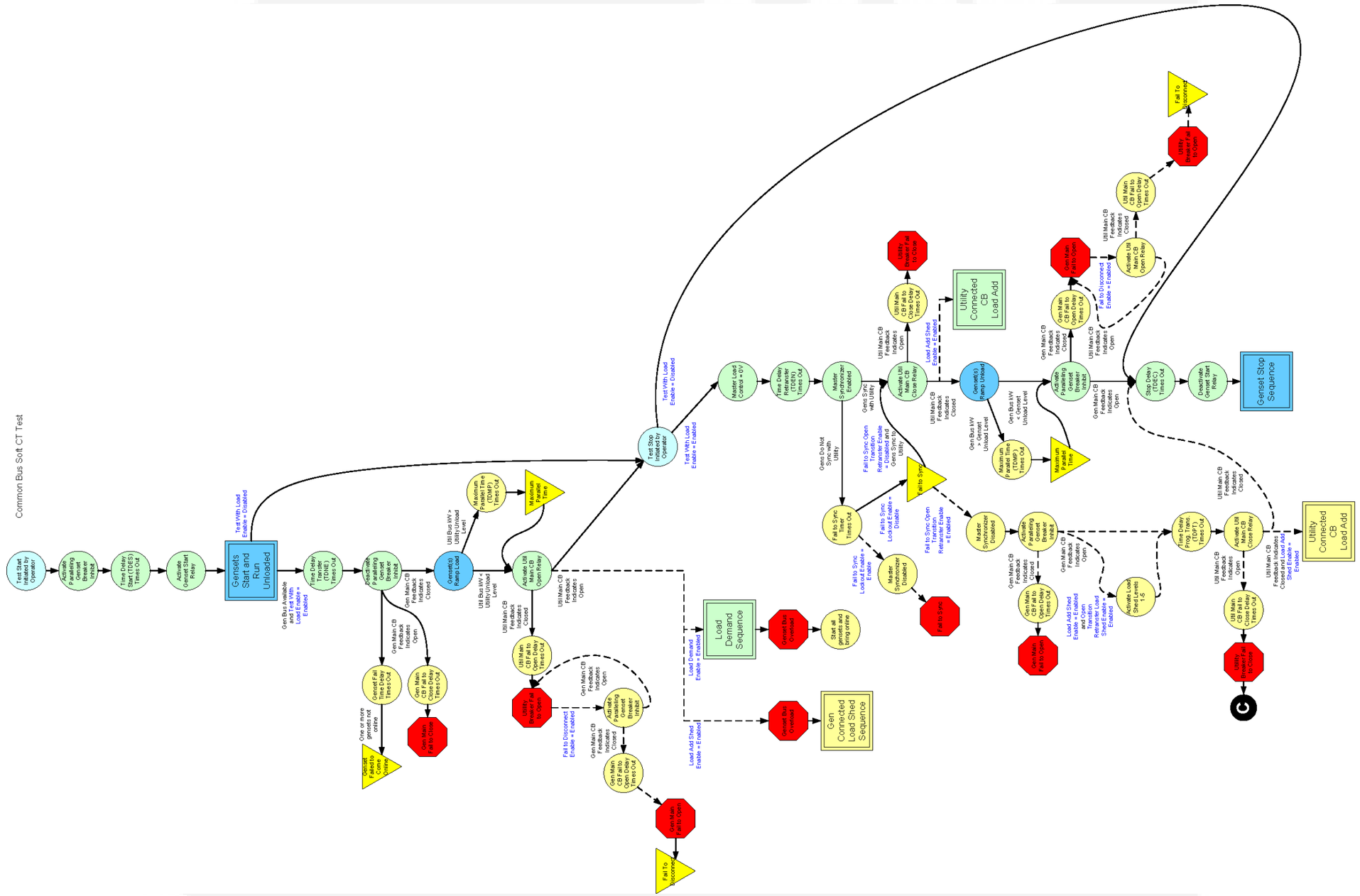


FIGURA 133. TOPOLOGIA DE BARRAMENTO COMUM, TRANSIÇÃO FECHADA LENTA, TESTE

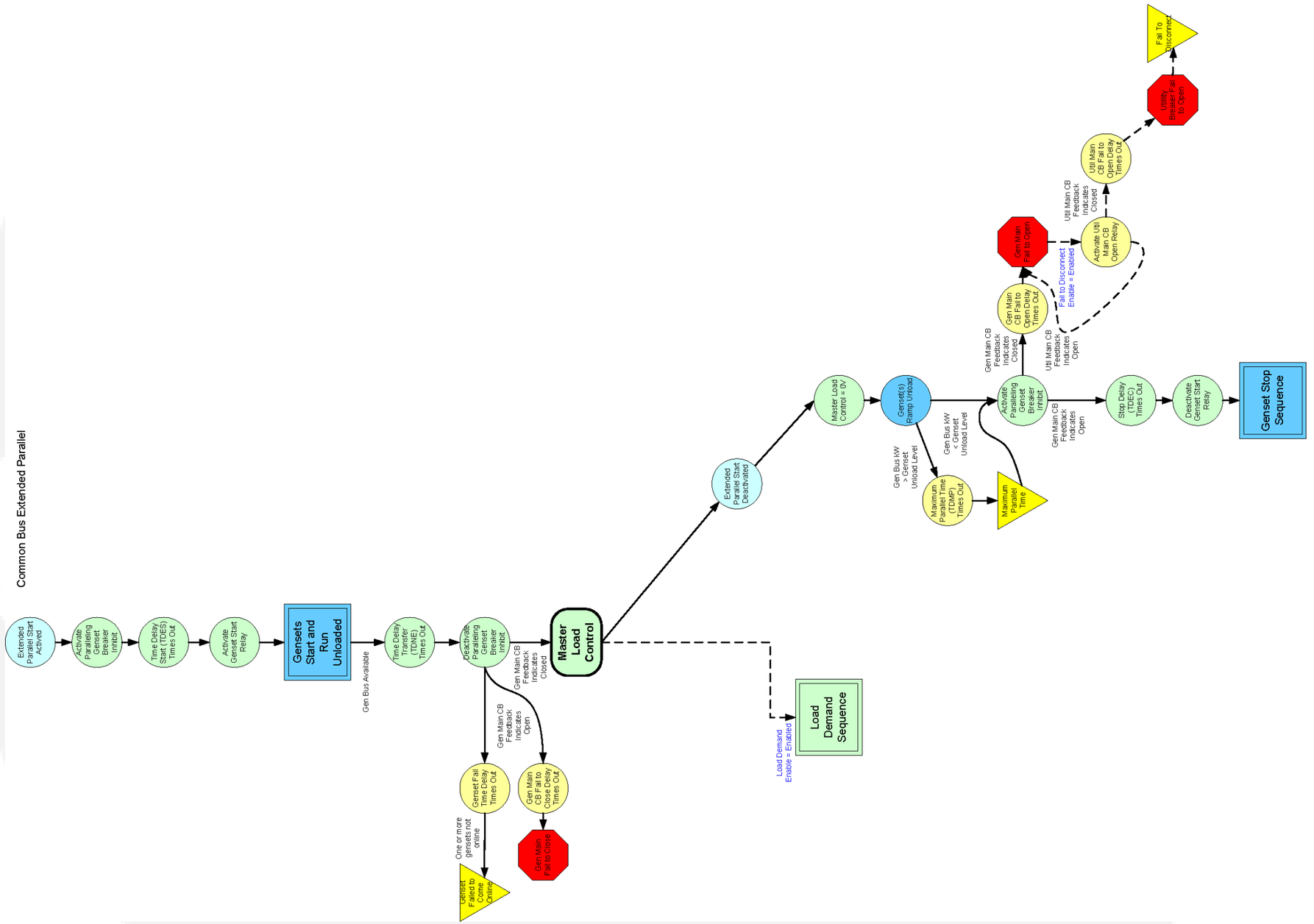


FIGURA 134. TOPOLOGIA DE BARRAMENTO COMUM, PARALELO ESTENDIDO

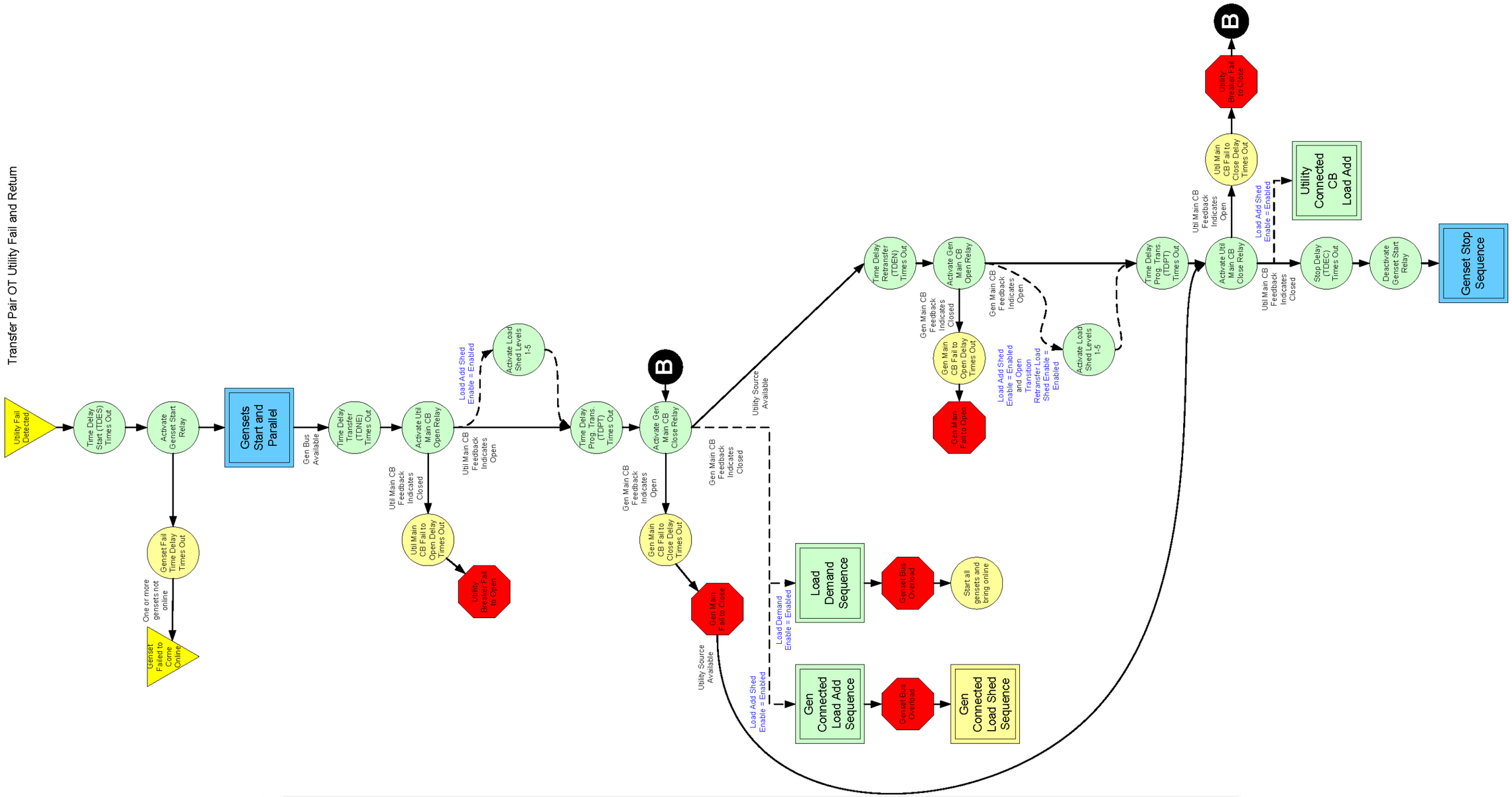


FIGURA 135. TOPOLOGIA DE PAR DE TRANSFERÊNCIA, TRANSIÇÃO ABERTA, PERDA DE REDE PÚBLICA E RETORNO DE REDE PÚBLICA

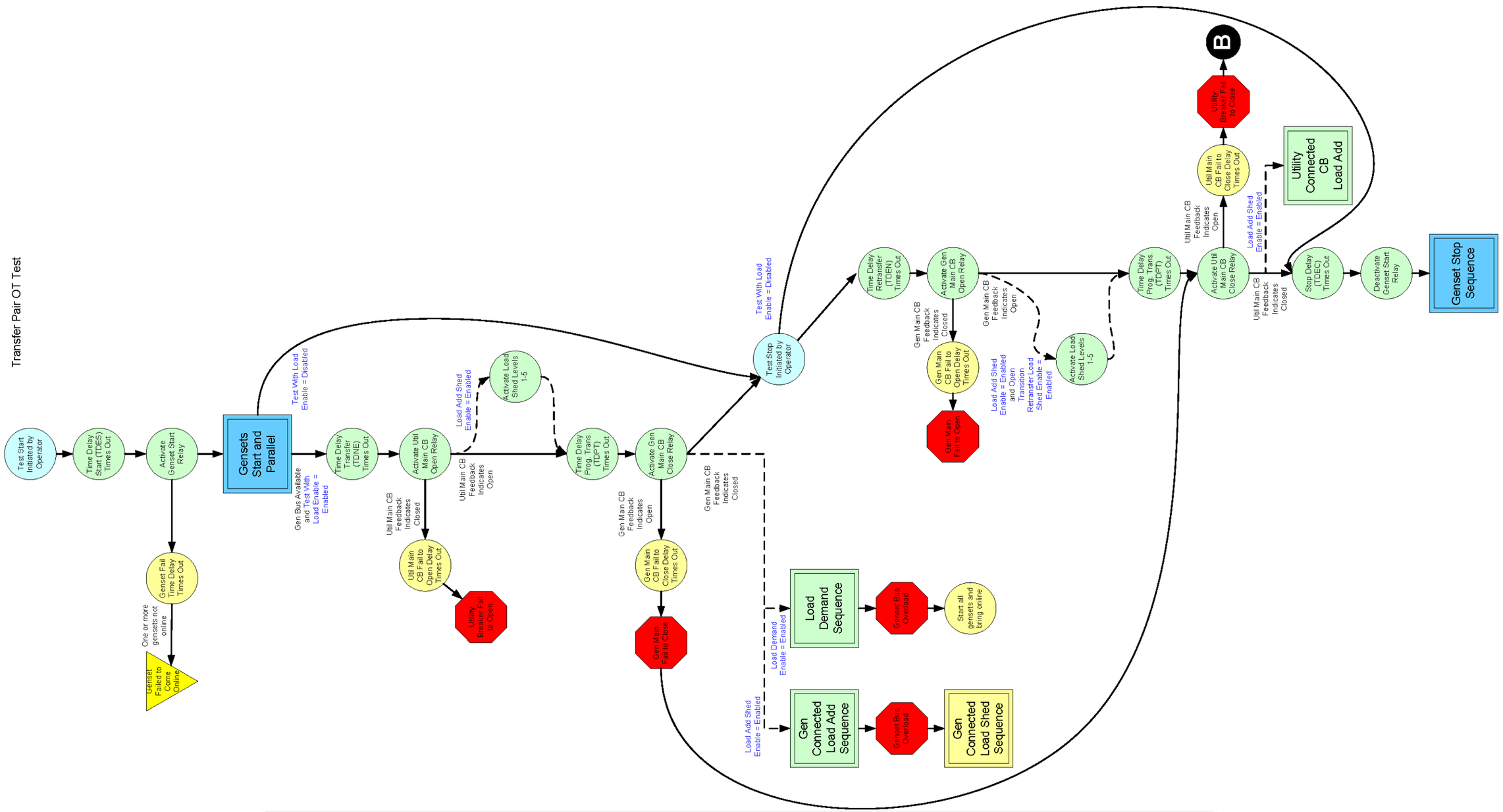


FIGURA 136. TOPOLOGIA DE PAR DE TRANSFERÊNCIA, TRANSIÇÃO ABERTA, TESTE

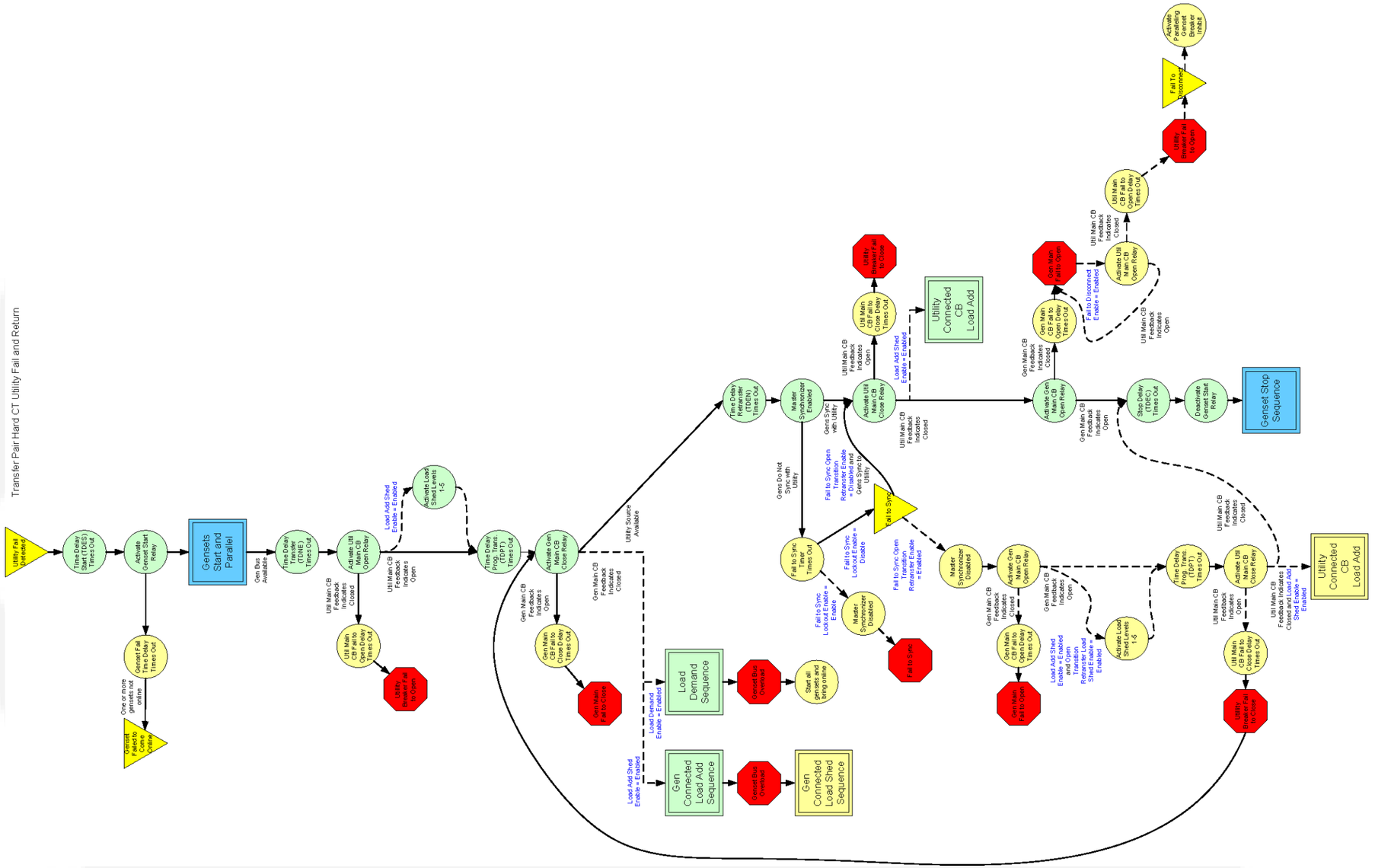


FIGURA 137. TOPOLOGIA DE PAR DE TRANSFERÊNCIA, TRANSIÇÃO FECHADA RÁPIDA, PERDA DE REDE PÚBLICA E RETORNO DE REDE PÚBLICA

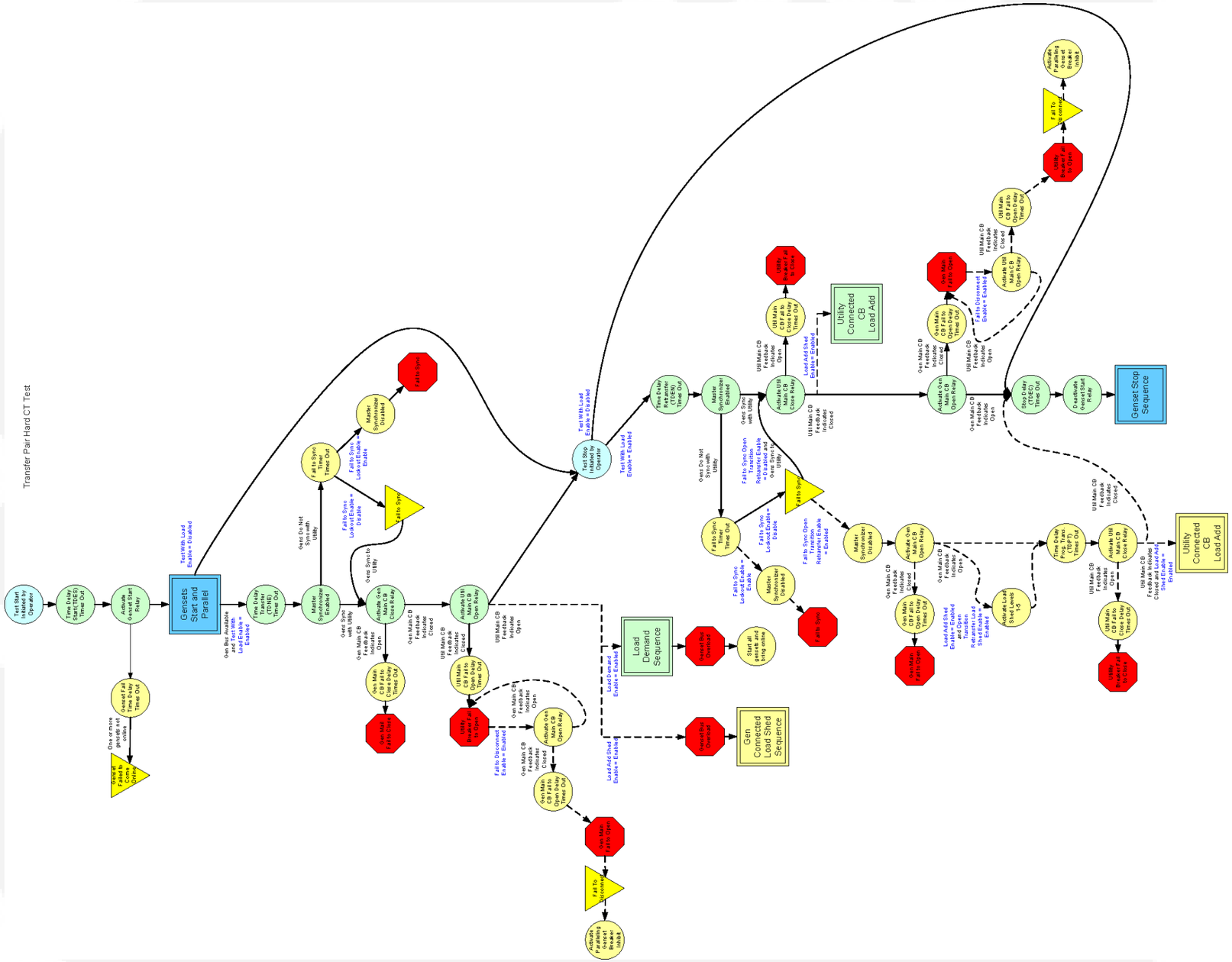


FIGURA 138. TOPOLOGIA DE PAR DE TRANSFERÊNCIA, TRANSIÇÃO FECHADA RÁPIDA, TESTE

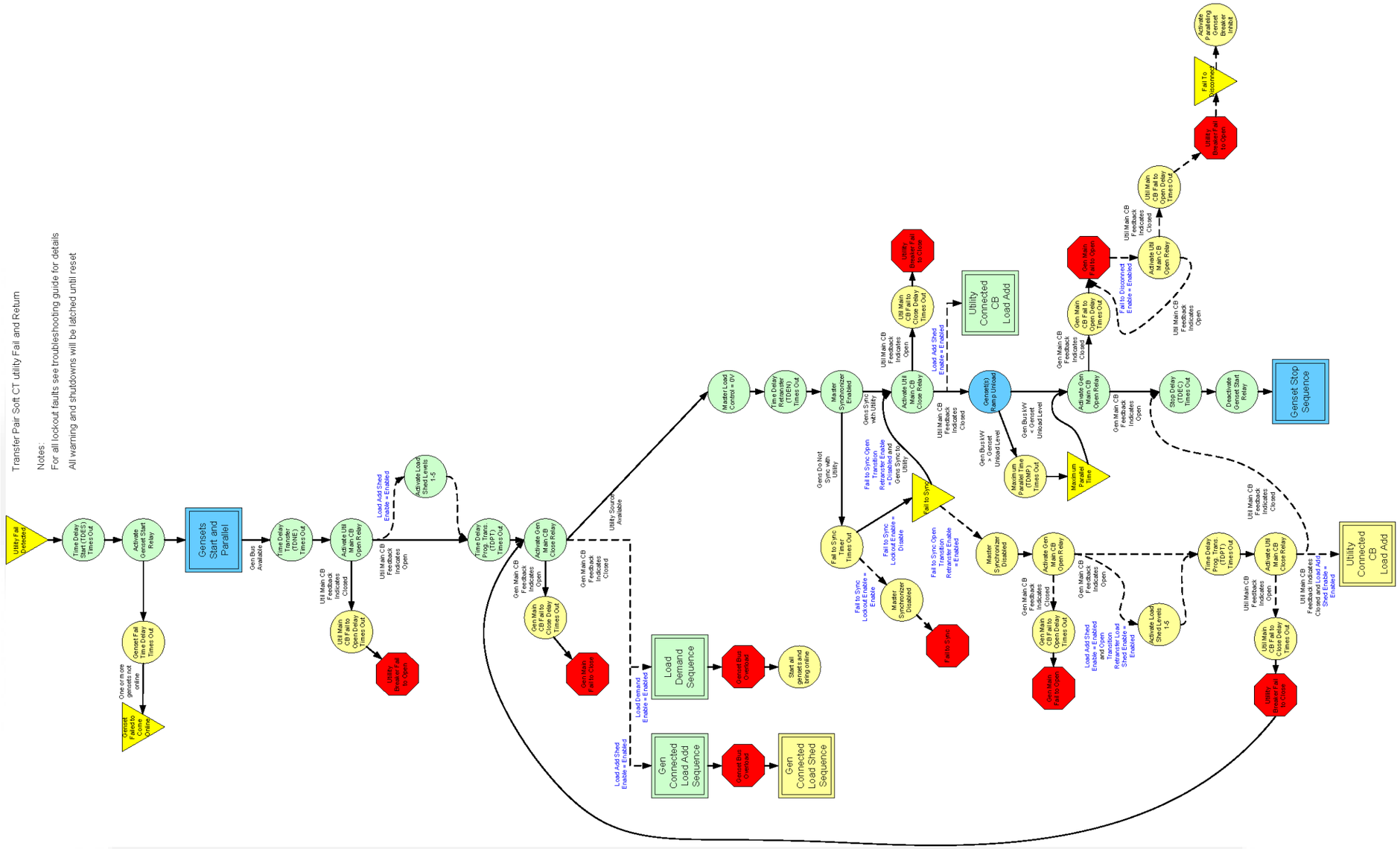


FIGURA 139. TOPOLOGIA DE PAR DE TRANSFERÊNCIA, TRANSIÇÃO FECHADA LENTA, PERDA DE REDE PÚBLICA E RETORNO DE REDE PÚBLICA

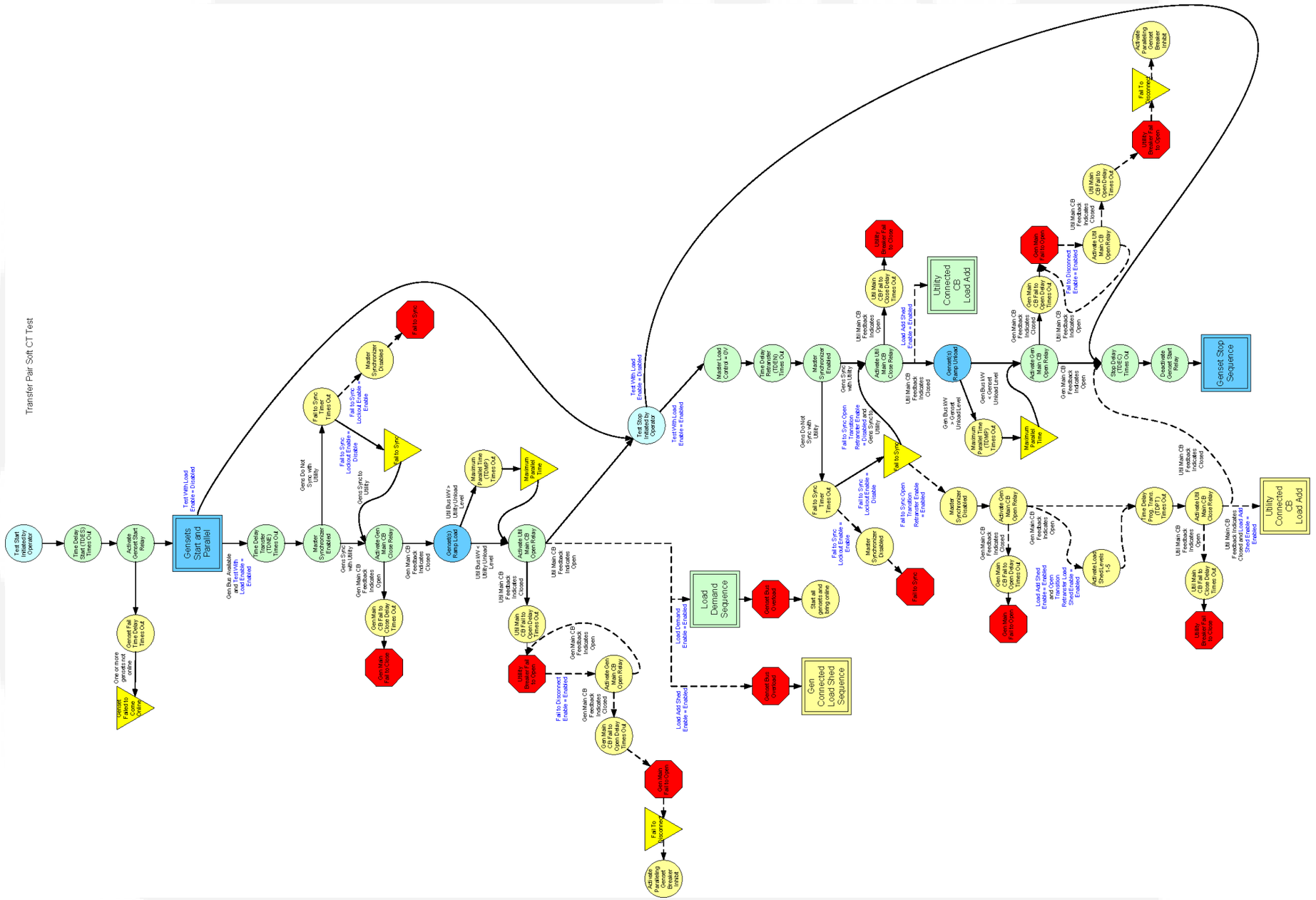


FIGURA 140. TOPOLOGIA DE PAR DE TRANSFERÊNCIA, TRANSIÇÃO FECHADA LENTA, TESTE

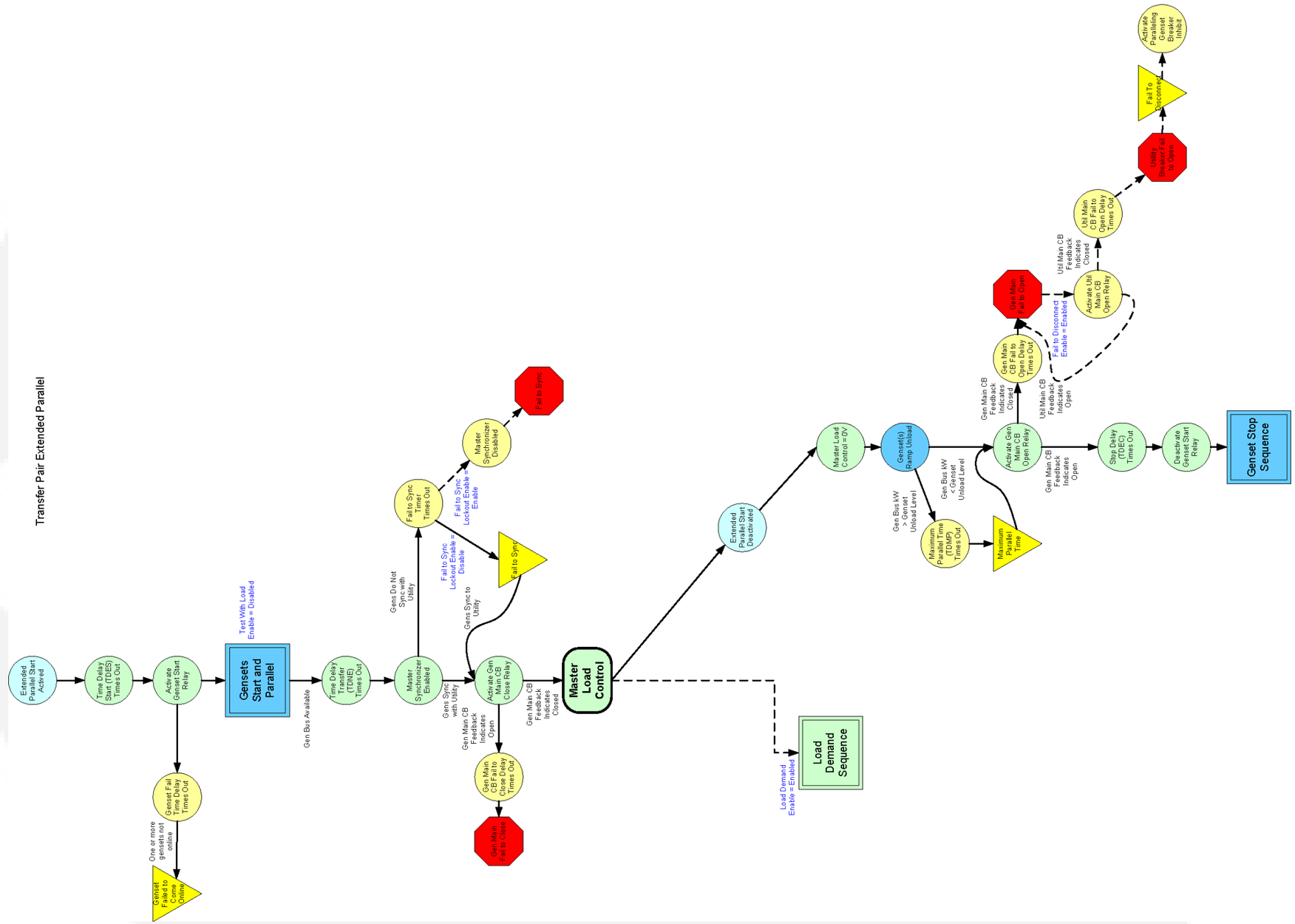


FIGURA 141. TOPOLOGIA DE PAR DE TRANSFERÊNCIA, PARALELO ESTENDIDO

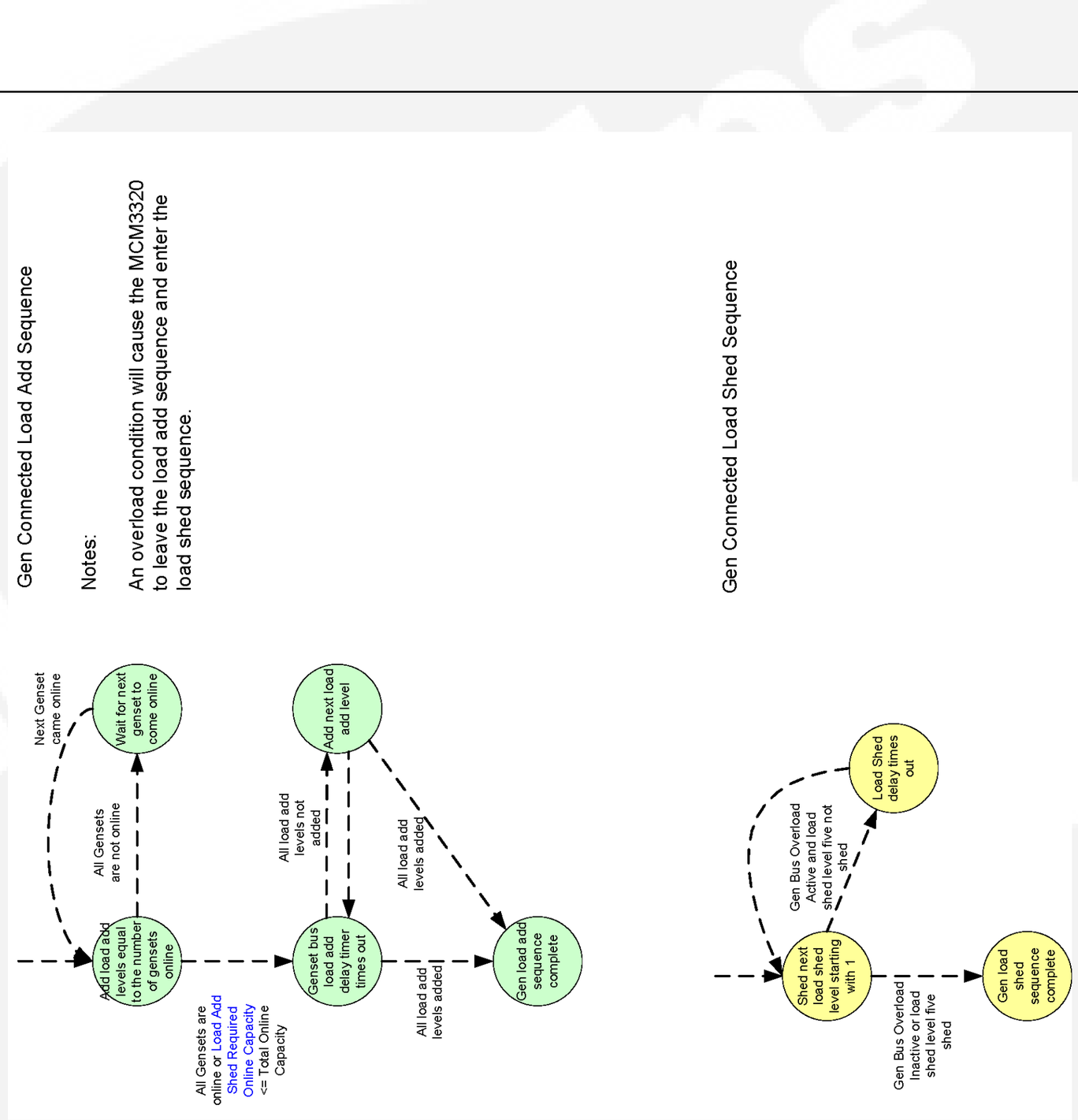


FIGURA 142. ADIÇÃO DE CARGA, DESCONEXÃO DE CARGA (GRUPOS GERADORES CONECTADOS)

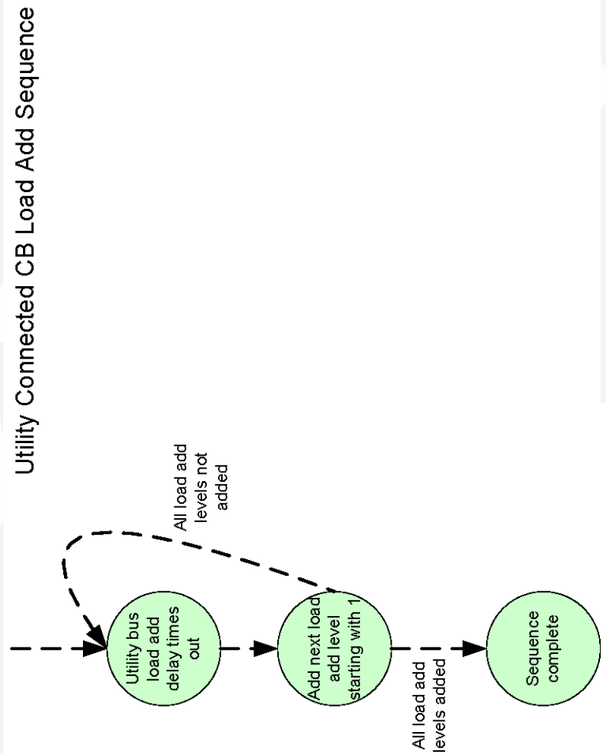


FIGURA 143. ADIÇÃO DE CARGA DA REDE PÚBLICA

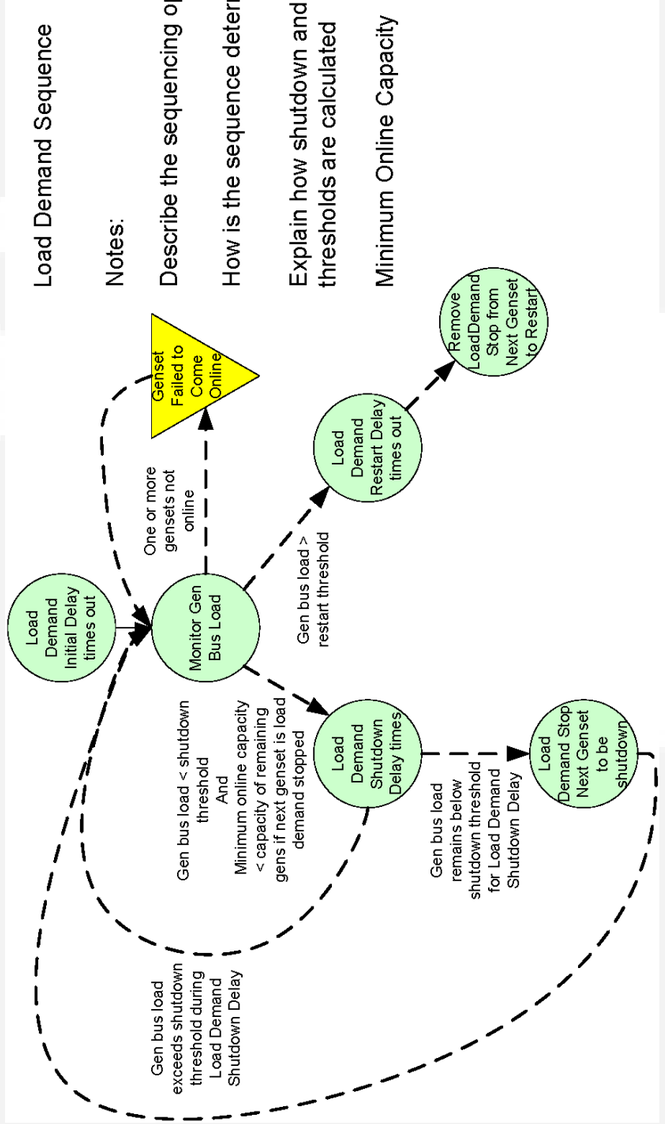


FIGURA 144. DEMANDA DE CARGA

Copyright © 2012 Cummins Power Generation, Inc. Todos os direitos reservados.
Cummins, o logotipo "C" e "Our energy working for you." são marcas comerciais da Cummins Inc.

STAMFORD®

Certificate of Conformity

E001-287353

Generator Build to:

BS5000: Part3

Generator Tested to:

GB755 BS EN 60034-1

Frame Size	HC. I534D1
Serial Number	X19C104615
Manufacture Date	19-03-06
Quality Manager	Martha Mu

Electrical Test

T01/T02

Zhu Jianjian

Final Inspection

T02

Zhang Yuan

Date: 19-03-07

PROTECTED

STAMFORD®

Certificate of Conformity

E001-287788

Generator Build to:
BS5000: Part3

Generator Tested to:
GB755 BS EN 60034-1

Frame Size	HC. I534D1
Serial Number	X19C124623
Manufacture Date	19-03-20

Quality Manager

Martha Mu

Electrical Test

T01/T02
Zhu Jianjian

Final Inspection

T02
Zhang Yuan

Date: 19-03-21

PROTECTED

CERTIFICADO DE TESTE DE PRODUÇÃO

Produzido no Brasil
Em Conformidade com a Norma
ABNT NBR ISO 8528

Informações Gerais

Nº da Ordem de Fabricação (JOB):	2356097	Cliente:	DMMC - Distribuidora Meridional de Motores Cummins S.A.
Sala de Teste Nº:	2	Nº do Pedido de Venda:	5058512

Informações do Produto

Modelo:	C500D6	Nº de Série do Alternador:	X19C121614
Nº de Série do Gerador:	E19T047692	Nº de Série do Motor:	80147007
Nº de Série da Placa de Controle:	0221699C18	Tipo de Combustível:	Diesel
Modelo do Sistema de Controle:	PowerCommand 3.3	Tipo de Governador:	Eletrônico
Tipo do Sistema de Arrefecimento:	Radiador Montado	Carenagem:	Não Possui

Condições de Teste

Altitude (metros acima do nível do mar):	759	Pressão Barométrica (mB):	939,1
Temperatura Ambiente (°C):	17,6	Umidade Relativa (%):	63,2
Espec. do Combustível:	B S-500	Espec. do Óleo Lubrificante:	Premium Blue 15W-40 API CI-4
Densidade do Combustível (kg/m³):	0,815 - 0,865@20°C	Poder Calorífico (aproximado):	9160 kcal/L
Temp. na Entrada do Filtro de Ar (°C):	17,6	Fluído do Radiador:	Etileno Glicol/Água - 50/50

Verificações Padrão do Produto

- [x] Partida Remota
- [x] Botão de Emergência
- [x] Estanqueidade dos Componentes e Juntas das Tubulações

Verificações de Opcionais do Produto

- [x] Carregador de Bateria
- [x] Aquecedor do Fluído Refrigerante
- [ ] Indicador Elétrico de Nível de Combustível
- [ ] ATS Integrada
- [ ] Painel de Controle Remoto PC 3.3

Dados Técnicos Declarados

Classificação de Potência:	Standby	Fator de Potência:	0,8
Potência Ativa (kW):	500	Potência Aparente (kVA):	625
Tensão Nominal (V):	480	Nº de Fases:	3
Frequência (Hz):	60	Velocidade (RPM):	1800
Classe de Desempenho:	G3		

Dados Técnicos Medidos

Estágios de Carga	Tempo de Observação	Frequência	Tensão	Corrente	Potência		Pressão do Óleo	Temperatura do Fluído Refrigerante
	(min)	(Hz)	(V)	(A)	(kW)	(kVA)	(kPa)	(°C)
0% 0 kW	5,0	60,0	481,0	0,0	0,0	0,0	315,0	19,0
25% 125 kW	5,0	60,0	481,0	151,0	125,0	125,0	287,0	32,0
50% 250 kW	5,0	60,0	481,0	301,0	250,0	250,0	269,0	53,0
75% 375 kW	5,0	60,0	481,0	452,0	375,0	375,0	251,0	75,0
100% 500 kW	5,0	60,0	481,0	602,0	500,0	500,0	239,0	82,0

Fator de Potência:	1	Tempo de Teste (horas):	0,70		
Testado por:	Ricardo Rodrigues	Data:	04/06/2019	Assinatura:	

CERTIFICADO DE TESTE DE PRODUÇÃO

Produzido no Brasil
Em Conformidade com a Norma
ABNT NBR ISO 8528

Informações Gerais

Nº da Ordem de Fabricação (JOB):	2357324	Cliente:	DMMC - Distribuidora Meridional de Motores Cummins S.A.
Sala de Teste Nº:	1	Nº do Pedido de Venda:	5058515

Informações do Produto

Modelo:	C500D6	Nº de Série do Alternador:	X19C104615
Nº de Série do Gerador:	E19T047716	Nº de Série do Motor:	80159125
Nº de Série da Placa de Controle:	0221469C18	Tipo de Combustível:	Diesel
Modelo do Sistema de Controle:	PowerCommand 3.3	Tipo de Governador:	Eletrônico
Tipo do Sistema de Arrefecimento:	Radiador Montado	Carenagem:	Não Possui

Condições de Teste

Altitude (metros acima do nível do mar):	759	Pressão Barométrica (mB):	936,8
Temperatura Ambiente (°C):	18,7	Umidade Relativa (%):	68,4
Espec. do Combustível:	B S-500	Espec. do Óleo Lubrificante:	Premium Blue 15W-40 API CI-4
Densidade do Combustível (kg/m³):	0,815 - 0,865@20°C	Poder Calorífico (aproximado):	9160 kcal/L
Temp. na Entrada do Filtro de Ar (°C):	18,7	Fluído do Radiador:	Etileno Glicol/Água - 50/50

Verificações Padrão do Produto

- [x] Partida Remota
- [x] Botão de Emergência
- [x] Estanqueidade dos Componentes e Juntas das Tubulações

Verificações de Opcionais do Produto

- [x] Carregador de Bateria
- [x] Aquecedor do Fluído Refrigerante
- [ ] Indicador Elétrico de Nível de Combustível
- [ ] ATS Integrada
- [ ] Painel de Controle Remoto PC 3.3

Dados Técnicos Declarados

Classificação de Potência:	Standby	Fator de Potência:	0,8
Potência Ativa (kW):	500	Potência Aparente (kVA):	625
Tensão Nominal (V):	480	Nº de Fases:	3
Frequência (Hz):	60	Velocidade (RPM):	1800
Classe de Desempenho:	G3		

Dados Técnicos Medidos

Estágios de Carga	Tempo de Observação	Frequência	Tensão	Corrente	Potência		Pressão do Óleo	Temperatura do Fluído Refrigerante
	(min)	(Hz)	(V)	(A)	(kW)	(kVA)	(kPa)	(°C)
0% 0 kW	5,0	60,1	483,1	0,0	0,0	0,0	365,0	47,0
25% 125 kW	5,0	60,1	482,7	125,8	150,4	150,4	276,0	81,0
50% 250 kW	5,0	60,1	481,4	301,0	251,1	251,1	242,0	82,0
75% 375 kW	5,0	60,1	480,5	451,0	375,2	375,2	239,0	82,0
100% 500 kW	5,0	60,1	480,0	603,8	501,5	501,5	235,0	84,0

Fator de Potência:	1	Tempo de Teste (horas):	0,70		
Testado por:	Olavo C. S. de Souza	Data:	06/06/2019	Assinatura:	

STAMFORD®

TEST CERTIFICATE(Standard)

Serial Number X19C104615

Frame Size HC.I534D1 **Winding** 311

RATING DATA

KVA	643.8	**Volts**	480	**Insulation**	CLASS H
KW	515.0	**Phase**	3	**Rating**	CONT
Amps	774.4	**Wire**	4	**RPM**	1800
PF	0.80	**HZ**	60	**Enclosure**	IP23
Ambient	40 °C				

TEST DATA NO - LOAD

Volts	480
Hz	60
Amps	0
P.F.	1.0
Max Watt Loss	8500

HV FLASH TEST FOR 1 MINUTE

Stator	2.2 KV
Rotor	2.2 KV

COLD RESISTANCE VALUES

Stator	0.00425-0.00520	Ohms/Phase
Rotor	1.593-1.947	Ohms

STANDARDS

Generator conforms to BS5000 : Part 3

Tested in accordance with BS EN 60034-1

Rotor dynamically balanced to BS ISO 1940-1

REMARKS

CLOCK **drive - end rotation gives sequence** **UVW**

Date 2019/3/7 **Approved by : Quality Manager**

Martha Mu

STAMFORD®

TEST CERTIFICATE(Standard)

Serial Number	X19C124623		
Frame Size	HC.I534D1	Winding	311

RATING DATA

KVA	643.8	Volts	480	Insulation	CLASS H
KW	515.0	Phase	3	Rating	CONT
Amps	774.4	Wire	4	RPM	1800
PF	0.80	HZ	60	Enclosure	IP23
Ambient	40 °C				

TEST DATA NO - LOAD

Volts	480
Hz	60
Amps	0
P.F.	1.0
Max Watt Loss	8500

HV FLASH TEST FOR 1 MINUTE

Stator	2.2 KV
Rotor	2.2 KV

COLD RESISTANCE VALUES

Stator	0.00425-0.00520	Ohms/Phase
Rotor	1.593-1.947	Ohms

STANDARDS

Generator conforms to BS5000 : Part 3

Tested in accordance with BS EN 60034-1

Rotor dynamically balanced to BS ISO 1940-1

REMARKS

CLOCK drive - end rotation gives sequence UVW

Date 2019/3/21 Approved by : Quality Manager

Martha Mu

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Cummins Generator Technologies

Function: Synchronous A.C. generator designed for incorporation into an electricity generating-set.

The partly completed machinery supplied with this declaration:

- Is designed and constructed solely as a non-functional component to be incorporated into a machine requiring completion.
- Is designed to comply with the provisions of the following EU Directives so far as their level of build will allow:

2014/30/EU	The Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive
2014/35/EU	Low Voltage Directive
2011/65/EU	Restriction on Hazardous Substances in Electrical and Electronic Equipment (RoHS) Directive
2015/863	Delegated Directive amending Annex II of 2011/65/EU

- Must not be put into service within the European Community ("EC") until the final machinery into which it is to be incorporated has been declared in conformity with the Machinery Directive and all other applicable EC Directives.
- Is designed and constructed to comply with the essential health and safety requirements of the Machinery Directive 2006/42/EC listed on sheet 2 of this Declaration.

The relevant technical documentation is compiled in accordance with the provisions of part B of Annex VII of the Machinery Directive. All relevant information about the partly completed machinery will be provided, in writing, on a reasoned request by the appropriate national authority to its authorised representative. The name and address of authorised representative, authorised to compile the relevant technical documentation, is the Company Secretary, Cummins Generator Technologies Limited, Fountain Court, Lynch Wood, Peterborough, UK. PE2 6FZ.

The undersigned representing the manufacturer:

Signed: Date: 14th September 2018	Name, Title and Address: Kevan J Simon Global Technical Director Cummins Generator Technologies Fountain Court Lynch Wood Peterborough, UK PE2 6FZ

Description	Serial Number
HC.I534D1	X19C104615

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Generator Technologies

ESSENTIAL HEALTH AND SAFETY REQUIREMENTS RELATING TO THE DESIGN AND CONSTRUCTION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

1.1 General Remarks
- 1.1.2 : Principles of safety integration
- 1.1.3 : Materials and products
- 1.1.5 : Design of machinery to facilitate its handling

1.3 Protection Against Mechanical Hazards
- 1.3.1 : Risk of loss of stability
- 1.3.2 : Risk of break-up during operation
- 1.3.3 : Risks due to falling or ejected objects
- 1.3.4 : Risks due to surfaces, edges or angles
- 1.3.7 : Risks related to moving parts
- 1.3.8.1 : Moving transmission parts

1.4 Guarding *
- 1.4.1 : Guards – General requirements *
- 1.4.2.1 : Fixed guards *

1.5 Other Hazards
- 1.5.2 : Static electricity
- 1.5.3 : Energy supply other than electric
- 1.5.4 : Errors of fitting
- 1.5.6 : Fire
- 1.5.13 : Emissions of hazardous materials and substances

1.7 Information
- 1.7.1 : Information and warnings on the machinery
- 1.7.4 : Instructions

LEGEND

1. Essential Health and Safety Requirements not shown are not considered applicable for this Partly Completed Machinery or must be fulfilled by the assembler of the Machinery.
2. Essential Health and Safety Requirements shown are considered applicable for this Partly Completed Machinery and have been fulfilled by the manufacturer to the extent possible, subject to the build requirements of the Machinery assembler, the information contained in the assembly instructions and Cummins bulletins.
3. * Customers may request Partly Completed Machinery without some or all guarding attached. In these cases section 1.4 Guarding does not apply and the Essential Health and Safety Requirements for guarding must be fulfilled by the assembler of the Machinery.

The A.C. Generator utilises hazardous material exemptions as detailed in Annex III of EU Directive 2011/65/EU

Products carrying the following descriptions are considered to be out of scope of RoHS Directive 2011/65/EU, intended to be installed in Large Scale Fixed Installations and for installation into a pre-defined and dedicated location, installed and de-installed by professionals:

LVI80*
LVSI80*
DSG 99*
DSG 114*
DSG 125*
DSG 144*

Where "*" represents any combination of letters and characters completing the specific description of the product

Registered in England under Registration No. 441273.
Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Fountain Court, Lynch Wood, Peterborough, UK. PE2 6FZ

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Cummins Generator Technologies

Function: Synchronous A.C. generator designed for incorporation into an electricity generating-set.

The partly completed machinery supplied with this declaration:

- Is designed and constructed solely as a non-functional component to be incorporated into a machine requiring completion.
- Is designed to comply with the provisions of the following EU Directives so far as their level of build will allow:

2014/30/EU	The Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive
2014/35/EU	Low Voltage Directive
2011/65/EU	Restriction on Hazardous Substances in Electrical and Electronic Equipment (RoHS) Directive
2015/863	Delegated Directive amending Annex II of 2011/65/EU

- Must not be put into service within the European Community ("EC") until the final machinery into which it is to be incorporated has been declared in conformity with the Machinery Directive and all other applicable EC Directives.
- Is designed and constructed to comply with the essential health and safety requirements of the Machinery Directive 2006/42/EC listed on sheet 2 of this Declaration.

The relevant technical documentation is compiled in accordance with the provisions of part B of Annex VII of the Machinery Directive. All relevant information about the partly completed machinery will be provided, in writing, on a reasoned request by the appropriate national authority to its authorised representative. The name and address of authorised representative, authorised to compile the relevant technical documentation, is the Company Secretary, Cummins Generator Technologies Limited, Fountain Court, Lynch Wood, Peterborough, UK. PE2 6FZ.

The undersigned representing the manufacturer:

Signed: Date: 14th September 2018	Name, Title and Address: Kevan J Simon Global Technical Director Cummins Generator Technologies Fountain Court Lynch Wood Peterborough, UK PE2 6FZ

Description	Serial Number
HC.I534D1	X19C124623

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Cummins Generator Technologies

ESSENTIAL HEALTH AND SAFETY REQUIREMENTS RELATING TO THE DESIGN AND CONSTRUCTION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

1.1 General Remarks
- 1.1.2 : Principles of safety integration
- 1.1.3 : Materials and products
- 1.1.5 : Design of machinery to facilitate its handling

1.3 Protection Against Mechanical Hazards
- 1.3.1 : Risk of loss of stability
- 1.3.2 : Risk of break-up during operation
- 1.3.3 : Risks due to falling or ejected objects
- 1.3.4 : Risks due to surfaces, edges or angles
- 1.3.7 : Risks related to moving parts
- 1.3.8.1 : Moving transmission parts

1.4 Guarding *
- 1.4.1 : Guards – General requirements *
- 1.4.2.1 : Fixed guards *

1.5 Other Hazards
- 1.5.2 : Static electricity
- 1.5.3 : Energy supply other than electric
- 1.5.4 : Errors of fitting
- 1.5.6 : Fire
- 1.5.13 : Emissions of hazardous materials and substances

1.7 Information
- 1.7.1 : Information and warnings on the machinery
- 1.7.4 : Instructions

LEGEND

1. Essential Health and Safety Requirements not shown are not considered applicable for this Partly Completed Machinery or must be fulfilled by the assembler of the Machinery.
2. Essential Health and Safety Requirements shown are considered applicable for this Partly Completed Machinery and have been fulfilled by the manufacturer to the extent possible, subject to the build requirements of the Machinery assembler, the information contained in the assembly instructions and Cummins bulletins.
3. * Customers may request Partly Completed Machinery without some or all guarding attached. In these cases section 1.4 Guarding does not apply and the Essential Health and Safety Requirements for guarding must be fulfilled by the assembler of the Machinery.

The A.C. Generator utilises hazardous material exemptions as detailed in Annex III of EU Directive 2011/65/EU

Products carrying the following descriptions are considered to be out of scope of RoHS Directive 2011/65/EU, intended to be installed in Large Scale Fixed Installations and for installation into a pre-defined and dedicated location, installed and de-installed by professionals:

LVI80*
LVSI80*
DSG 99*
DSG 114*
DSG 125*
DSG 144*

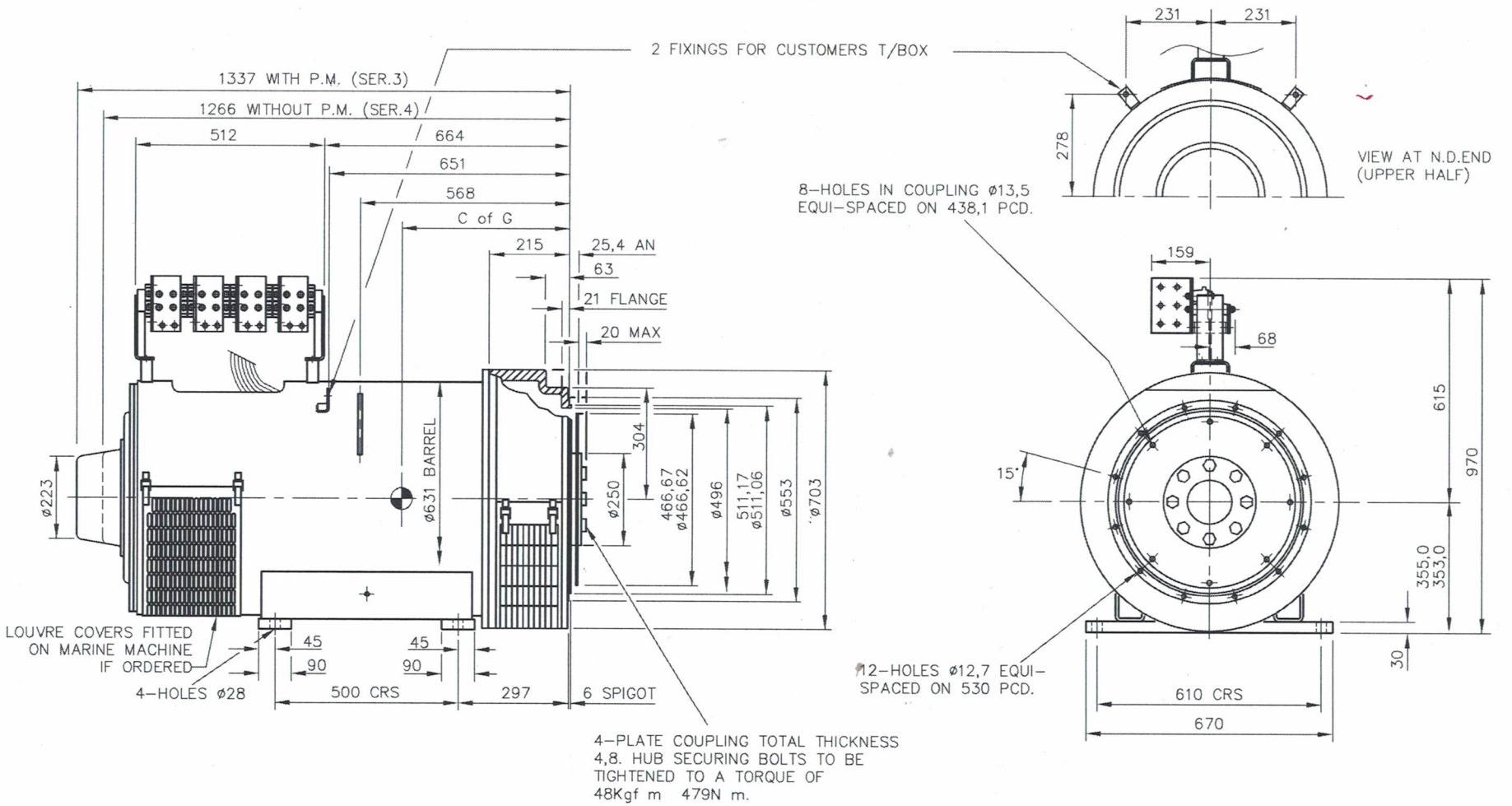
Where "*" represents any combination of letters and characters completing the specific description of the product

Registered in England under Registration No. 441273.
Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Fountain Court, Lynch Wood, Peterborough, UK. PE2 6FZ

DRG. SIZE	SITE CODE	DWG No	ISSUE
A0+	WUX	901–00114	A

IF IN DOUBT–ASK
DO NOT SCALE

Core	C of G	WT (kg)
C	555	1265
D	575	1395
E	595	1545



CONFIDENTIAL PROPERTY OF
CUMMINS GENERATOR TECHNOLOGIES

DO NOT SCALE PRINT

SITE CODE WUX

HC5 1B CDE GA
SAE1(H)/14
NO T/BOX
UL2200 TERMINALS

MEXICO	A	XD.ZH	20160304	ORIGINAL ISSUE(BASED ON 52–4657–G)
MOD.	ISSUE	DRAWN	DATE	ALTERATION

UNLESS SPECIFIED ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS

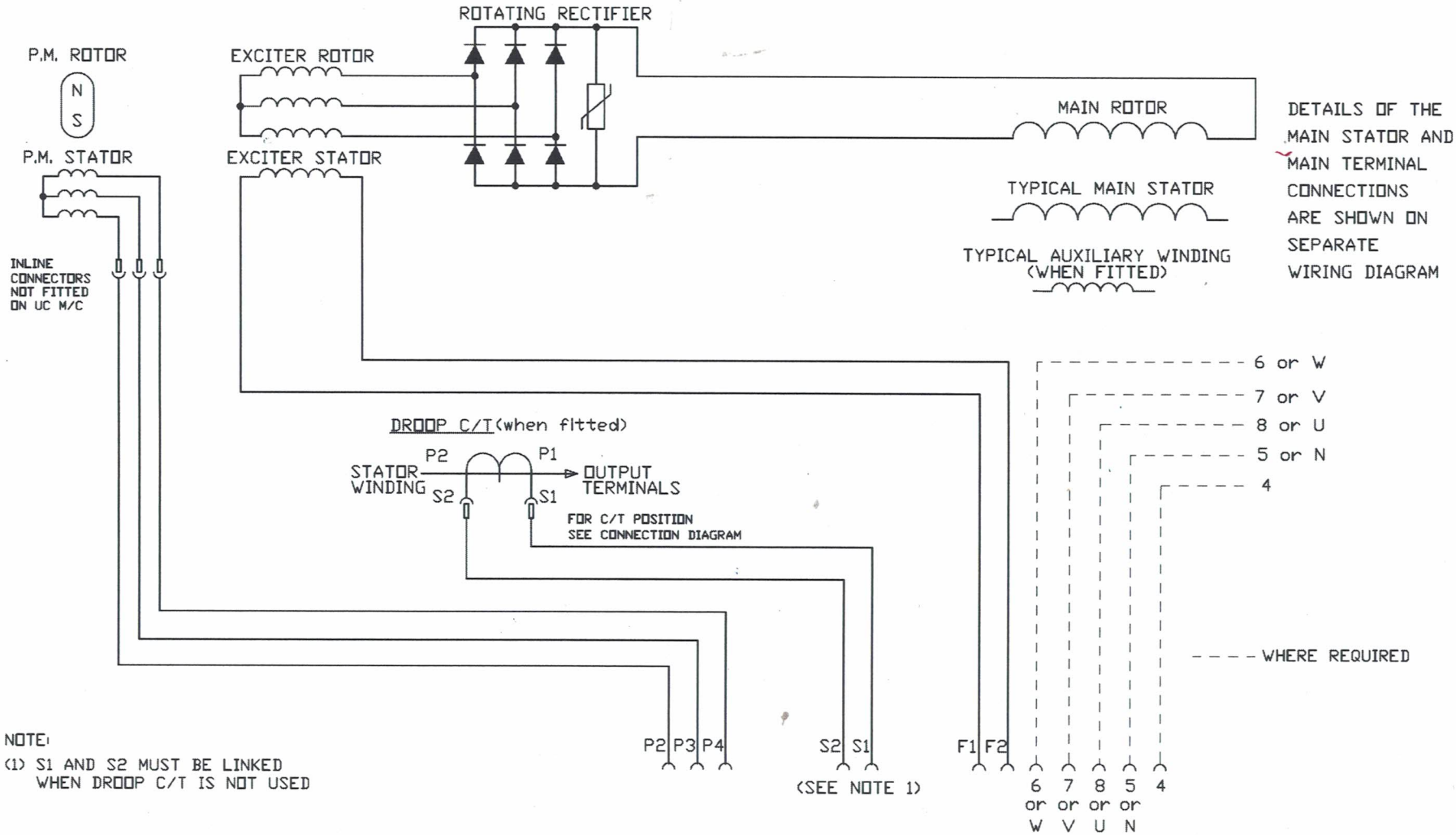
DRWN	XD.ZH	20160304
CHKD	MS	20160304
APRD	DD	20160304

SCALE 1:1
DRG. SIZE A0+
DWG No 901–00114
ISSUE A
SHEET 1 OF 1 SHEETS

DWG. SIZE	SITE CODE	DWG No	ISSUE
A3	WUX	900-04296	A

IF IN DOUBT-ASK

DO NOT SCALE



NOTE:

(1) S1 AND S2 MUST BE LINKED WHEN DROOP C/T IS NOT USED

MEXICO	A	XD.ZH	20160325	ORIGINAL ISSUE(BASED ON A7-1301_K)
MOD.	ISSUE	DRAWN	DATE	MODIFICATION

CONFIDENTIAL PROPERTY OF
CUMMINS GENERATOR TECHNOLOGIES

ENGR. STD.	CES10903
MATERIAL PROPS	-
FINISH SPEC	-
GEOMETRY SPEC	-
ASSEMBLY SPEC	-
PERFORMANCE SPEC	-
QUALITY SPEC	-

DIMENSIONS IN MILLIMETRES (MM) AT 20°C

SURFACE FINISH VALUES IN MICRO METRES

UNLIMITED DIMS TOL. DDW00019

WEIGHT = -

PART NO. -

DRWN	XD.ZH	20160325
CHKD	MS	20160325
APRD	DD	20160325

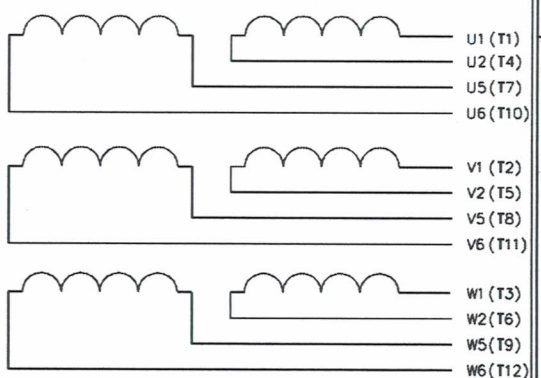
BASE DIAGRAM

SCALE	-
MATERIAL	-
DRG. SIZE	A3
CASTING No	-
SITE CODE	WUX
DWG No	900-04296
ISSUE	A
SHEET	1 OF 1 SHEETS

A7–A300	ISSUE G
FIRST W.O.	

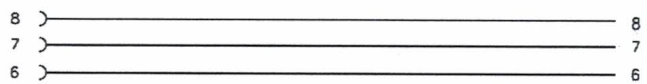
IF IN DOUBT–ASK

MAIN STATOR (12 ENDS)



(T1) = NEMA EQUIVALENT

CONNECT TO
*AVR *FOR MX321 AVR SEE NOTE [1]



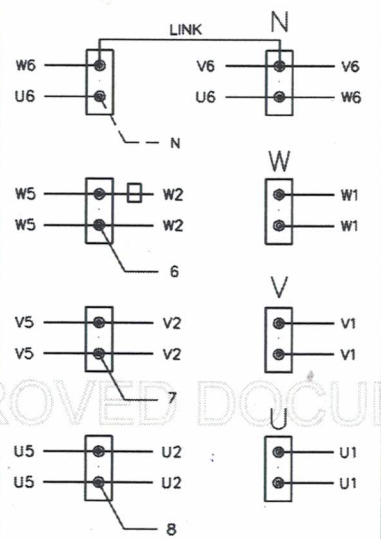
NOTES
[1] CONNECT TO PCB ISOLATION TRANSFORMER.

[2] DEPENDING ON AVR TYPE MULTIPLE LEADS (6,7,8) WILL BE REQUIRED
LEAD 6 MAY NOT BE REQUIRED
FULL DETAILS ARE SHOWN ON THE BASE DIAGRAM.

- - - - - - WHERE SUPPLIED

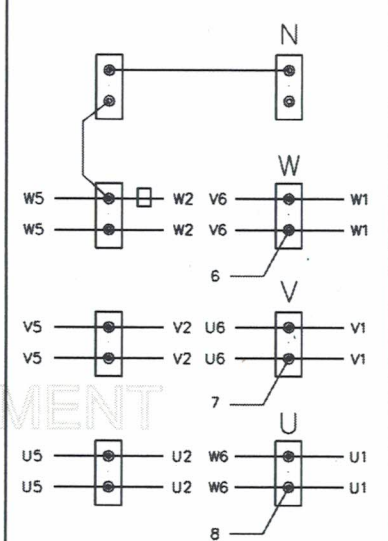
MAIN TERMINAL CONNECTIONS

SERIES STAR 3PH 4W
OUTPUT TERMINALS U.V.W.N.



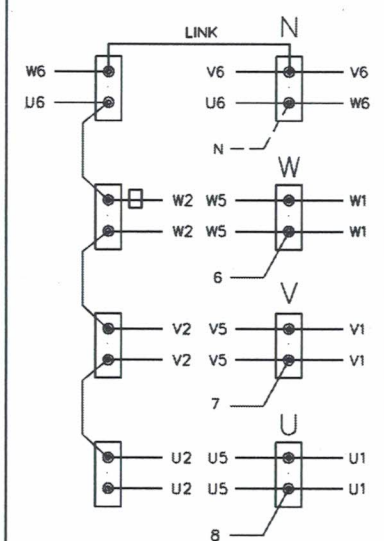
☐ DROOP C/T POSITION(when fitted)
CONNECTIONS ARE SHOWN ON BASE DIAGRAM

SERIES DELTA 3PH 4W
OUTPUT TERMINALS U.V.W.N.



☐ DROOP C/T POSITION(when fitted)
CONNECTIONS ARE SHOWN ON BASE DIAGRAM

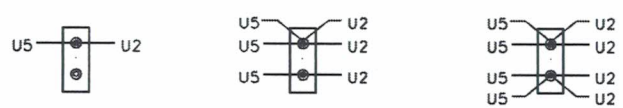
PARALLEL STAR 3PH 4W
OUTPUT TERMINALS U.V.W.N.



☐ DROOP C/T POSITION(when fitted)
CONNECTIONS ARE SHOWN ON BASE DIAGRAM

MULTI LEAD STATORS

THE ABOVE CONNECTIONS ARE
SHOWN USING A 24 LEAD STATOR
VARIATIONS ARE AS SHOWN



MOD.	ISS.	DRN.	DATE	ALTERATION
4–9365–01	G	JKB	24.01.08	// STAR CONN. SHOWN AS PER SERIES STAR ON NEUTRAL (FOR N–LINK DETAILS)
4–8664–01	F	USD	15.09.06	CHANGE OF COMPANY NAME– (NOT ISSUED)
4–8455–01	E	JWS	25.04.06	ADD NOTE TO *AVR FOR MX321, ADDED NOTE [1], EXISTING NOTE NOW [2]
4–8114–01	D	SMC	06.10.05	NEUTRAL WIRING MODIFIED TO CLARIFY CONNECTIONS.
4/0174/3	C	S.H.	20:9:95	ADDITIONAL NEUTRAL LEAD ADDED TO NEUTRAL TERMINAL (SERIES/PARA STAR)
3/9159	B	S.H.	12:4:94	POSITION CHANGE OF DROOP TRANSFORMER W5 TO W2 (PARALLEL STAR)
3/8192	A	P.N.	5:1:93	ORIGINAL ISSUE

CERTIFIED PRINT			
(ONLY IF SIGNED)			
BY			
DATE			
DRAWN	P.N.	5:1:93	
CH'D	SH	24.1.08	
APP'D	PPH	24.1.08	

CONNECTION DIAGRAM

FRAME ---	OTHER FEATURES
CONTROL SERIES ---	
POLES	
No. OF ENDS 12	
SENSING 2/3 PHASE	

CUMMINS GENERATOR TECHNOLOGIES LTD.

A7–A300	ISSUE G
SHEET 1 OF 1 SHEETS	

APPROVED DOCUMENT

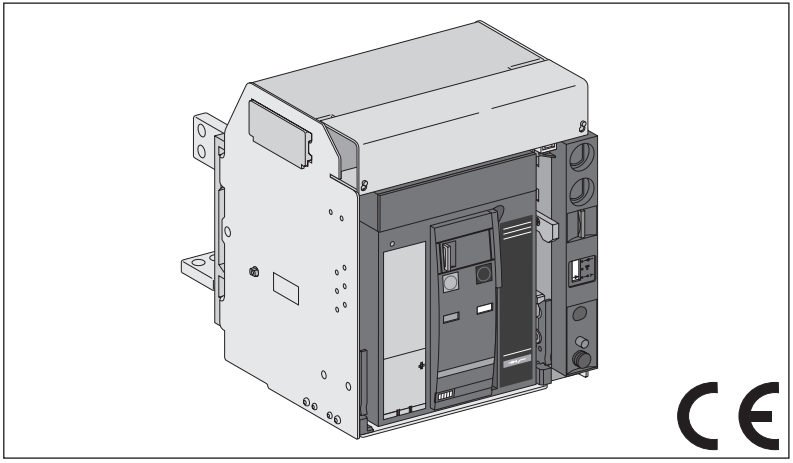
000000331494

(FR) Notice d'installation
(EN) Installation manual
(DE) Montageanleitung
(IT) Manuale d'installazione
(ES) Instrucciones de instalación
(PT) Manual de instalação
(RU) Руководство по установке
(ZH) 安装手册

Compact NS630b-1600

Disjoncteur fixe et débrochable télécommandé, accessoires
Fixed and drawout remote contolled circuit breaker, accessories
Leistungsschalter mit Motorantrieb in Festeinbau und Einschubtechnik, Zusatzausrüstungen
Interruttore con comando motore fisso ed estraibile, accessori
Interruptor automático con mando eléctrico fijo y seccionable, accessorios
Disjuntor controlado à distância extraível e fixo, acessórios
Фиксированный и выдвижной дистанционно управляемый выключатель, принадлежности
固定式和抽屉式远程控制断路器, 附件

E70898A.EPS



CE

Schneider Electric

51201028AA-10

REMARQUE IMPORTANTE ■ L'installation, l'utilisation, la réparation et la maintenance des équipements électriques doivent être assurées par du personnel qualifié uniquement. ■ Schneider Electric décline toute responsabilité quant aux conséquences de l'utilisation de ce matériel.	**PLEASE NOTE** ■ Electrical equipment should be installed, operated, serviced, and maintained only by qualified personnel. ■ No responsibility is assumed by Schneider Electric for any consequences arising out of the use of this material.	**BITTE BEACHTEN** ■ Elektrische Geräte dürfen nur von Fachpersonal installiert, betrieben, bedient und gewartet werden. ■ Schneider Electric haftet nicht für Schäden, die durch die Verwendung dieses Materials entstehen.	**NOTA IMPORTANTE** ■ Manutenzione, riparazione, installazione e uso delle apparecchiature elettriche si devono affidare solo a personale qualificato. ■ Schneider Electric non si assume alcuna responsabilità per qualsiasi conseguenza derivante dall'uso di questi prodotti.

⚠ ⚠ DANGER / DANGER / GEFAHR / PERICOLO

RISQUE D'ÉLECTROCUTION, D'EXPLOSION OU D'ECLAIR D'ARC ELECTRIQUE ■ Portez un équipement de protection personnelle adapté et respectez les consignes de sécurité électrique courantes. Reportez-vous aux normes NFPA 70E, CSA Z462 ou aux textes équivalents applicables dans votre région du monde. ■ Seul un personnel qualifié doit effectuer l'installation et l'entretien de cet appareil. ■ Débranchez toutes les sources d'alimentation de cet équipement avant d'effectuer toute opération interne ou externe sur celui-ci. Verrouillez l'appareillage en position isolée. ■ Utilisez toujours un dispositif de détection de tension ayant une valeur nominale appropriée pour vous assurer que l'alimentation est coupée. ■ Installez des barrières de sécurité et affichez un signal de danger. ■ Remettez en place tous les équipements, les portes et les capots avant de remettre l'appareil sous tension. **Si ces directives ne sont pas respectées, cela entraînera la mort ou des blessures graves.**	**HAZARD OF ELECTRIC SHOCK, EXPLOSION OR ARC FLASH** ■ Apply appropriate personal protective equipment (PPE) and follow safe electrical work practices. See NFPA 70E, CSA Z462 or local equivalent. ■ This equipment must only be installed and serviced by qualified electrical personnel. ■ Turn off all power supplying this equipment before working on or inside equipment. Lock the switchgear in the isolated position. ■ Always use a properly rated voltage sensing device to confirm power is off. ■ Install safety barriers and display a danger sign. ■ Replace all devices, doors, and covers before turning on power to this equipment. **Failure to follow these instructions will result in death or serious injury.**	**GEFAHR VON ELEKTRISCHEM SCHLAG, EXPLOSIONODER LICHTBOGEN** ■ Tragen Sie persönliche Schutzausrüstung (PSA) und befolgen Sie sichere Verfahren im Umgang mit Elektrogeräten. Siehe NFPA 70E, CSA Z462 oder lokale Entsprechung. ■ Diese Geräte dürfen nur von qualifizierten Elektrikern installiert und gewartet werden. ■ Schalten Sie vor Arbeiten am bzw. im Innern des Geräts die gesamte Spannungsversorgung ab. Die Schaltanlage in die Trennstellung bringen. ■ Verwenden Sie für die Prüfung vorhandener Spannung stets einen Spannungsfühler mit zutreffender Bemessungsspannung. ■ Bringen Sie Sicherheitsbarrieren und einen Warnhinweis an. ■ Bringen Sie alle Vorrichtungen, Türen und Abdeckungen wieder an, bevor Sie das Gerät einschalten. **Die Nichtbeachtung dieser Anweisungen führt zu Tod oder schweren Verletzungen.**	**RISCHIO DI FOLGORAZIONE, ESPLOSIONE O BAGLIORI DA ARCO** ■ Utilizzare dispositivi di protezione individuale (DPI) idonei e adottare misure di sicurezza adeguate per lavori elettrici. Vedere le normative NFPA 70E, CSA Z462 o le norme equivalenti nel paese di installazione. ■ Installazione e manutenzione di questa apparecchiatura si devono affidare solo ad elettricisti qualificati. ■ Prima di lavorare con l'apparecchiatura o al suo interno isolare completamente l'alimentazione elettrica. Bloccare l'interruttore in posizione isolata. ■ Per verificare che l'alimentazione sia isolata usare sempre un rilevatore di tensione correttamente tarato. ■ Installare barriere di sicurezza e apporre un segnale di pericolo. ■ Sostituire dispositivi, sportelli e coperture prima di riaccendere l'alimentazione dell'apparecchiatura. **Il mancato rispetto di queste istruzioni provocherà morte o gravi infortuni.**

TENGA EN CUENTA ■ La instalación, manejo, puesta en servicio y mantenimiento de equipos eléctricos deberán ser realizados sólo por personal cualificado. ■ Schneider Electric no se hace responsable de ninguna de las consecuencias del uso de este material.	**ОБРАТИТЕ ВНИМАНИЕ** ■ Установка, эксплуатация, ремонт и обслуживание электрического оборудования может выполняться только квалифицированными электриками. ■ Компания Schneider Electric не несет никакой ответственности за любые возможные последствия использования данной документации.	**NOTA** ■ A instalação, utilização e manutenção do equipamento eléctrico devem ser efectuadas exclusivamente por pessoal qualificado. ■ A Schneider Electric não assume qualquer responsabilidade pelas consequências resultantes da utilização deste material.	请注意 ■ 电气设备的安装、操作、维修和维护工作仅限于合格人员 执行。 ■ Schneider Electric不承担由于使用本资料所引起的任何后果。

⚠ ⚠ PELIGRO / PERIGO / ОПАСНОСТЬ / 危险

PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA, EXPLOSIÓN O ARCO ELÉCTRICO ■ Utilice el equipo de protección personal (PPE) adecuado y siga las recomendaciones para el trabajo seguro con dispositivos eléctricos. Consulte NFPA 70E, CSA Z462 o la norma local equivalente. ■ Solo el personal de electricidad cualificado podrá instalar, programar y realizar el mantenimiento del equipo. ■ Desconecte toda la alimentación de este equipo antes de trabajar en él o en su interior. Bloquee la aparamenta eléctrica en la posición de aislamiento. ■ Utilice siempre un dispositivo de detección de tensión de capacidad adecuada para confirmar la ausencia de alimentación eléctrica. ■ Instale barreras de seguridad y coloque un cartel de peligro. ■ Vuelva a colocar todos los dispositivos, las puertas y las tapas antes de conectar la alimentación de este equipo. **El incumplimiento de estas instrucciones podrá causar la muerte o lesiones serias.**	**PERIGO DE CHOQUE ELÉCTRICO, EXPLOSÃO OU ARCO ELÉCTRICO** ■ Utilize equipamento de protecção pessoal (PPE) e siga os métodos de segurança eléctrica. Consulte NFPA 70E, CSA Z462 ou o equivalente local. ■ A instalação e manutenção deste equipamento só devem ser efectuadas por electricistas qualificados. ■ Desligue todas as fontes de alimentação deste equipamento antes de trabalhar no equipamento ou no seu interior. Bloqueie a placa de distribuição na posição isolada. ■ Utilize sempre um dispositivo de detecção da tensão nominal adequada para confirmar se a alimentação está desligada. ■ Instale barreiras de segurança e apresente um sinal de perigo. ■ Substitua todos os dispositivos, portas e tampas antes de ligar a alimentação deste equipamento. **A não observância destas instruções resultará em morte ou ferimentos graves.**	**ОПАСНОСТЬ ВЗРЫВА, ВСПЫШКИ ДУГИ ИЛИ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ** ■ Используйте подходящие средства индивидуальной защиты (СИЗ) и соблюдайте технику безопасности при электротехнических работах. См. NFPA 70E, CSA Z462 или эквивалентные местные требования. ■ Это оборудование могут устанавливать и обслуживать только квалифицированные электрики. ■ Отключите питание до начала работ снаружи или внутри данного оборудования. Переведите распределительное устройство в выключенное положение. ■ Всегда убеждайтесь в том, что питание отключено, с помощью устройства измерения напряжения соответствующего диапазона. ■ Установите защитные ограждения и предупреждающий знак. ■ Перед включением питания данного оборудования установите на место все устройства, дверцы и крышки. **Несоблюдение этих инструкций приведет к смертельному исходу или серьезной травме.**	电击、爆炸或电弧闪光危险 ■ 采用适当的个人防护设备 (PPE) 并遵循电气作业安全守则。请参阅 NFPA 70E, CSA Z462 或当地对应的标准。 ■ 只有具备相应资质的电气人员才能安装和维修该设备。 ■ 在该设备表面或内部工作之前，请关闭设备的全部电源。将开关锁定在隔离位置。 ■ 确保使用合适的额定电压传感器确认电源已关闭。 ■ 安装安全栅并显示危险标志。 ■ 在给设备供电之前，更换所有的设备，门框，盖板。 不遵循上述说明将导致人员伤亡。

Sommaire / Contents / Inhalt / Sommario / Sumario / Índice / Содержание / 目录

Disjoncteur fixe et débrochable
Fixed and drawout circuit breaker
Leistungsschalter in Festeinbau und Einschubtechnik
Interruttore fisso o estraibile
Interruptor automático fijo o seccionable
Disjuntor extraível e fixo
Фиксированный и выдвижной выключатель
固定式和抽屉式断路器

1 Principe de fonctionnement / Operating principle / Funktionsweise / Principio di funzionamento / Principio de funcionamiento / Princípio de operação / Принцип работы / 操作原则 — 5

2 Outillage nécessaire / Necessary tools / Benötigtes Werkzeuge / Utensili necessari / Herramientas necesarias / Ferramentas necessárias / Необходимые инструменты / 必备工具 — 8

3 Date de fabrication / Manufacturing date / Herstellungsdatum / Data di fabbricazione / Fecha de fabricación / Data de fabrico / Дата производства / 制造日期 — 9

4 Installation / Installation / Installation / Installazione / Instalación / Instalação / Установка / 安装 — 10

5 Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子 — 13

6 Raccordement auxiliaire / Auxiliary connections / Zubehöranschluß / Collegamento degli ausiliari / Conexión auxiliar / Conexões auxiliares / Вспомогательные разъем / 辅助连接 — 25

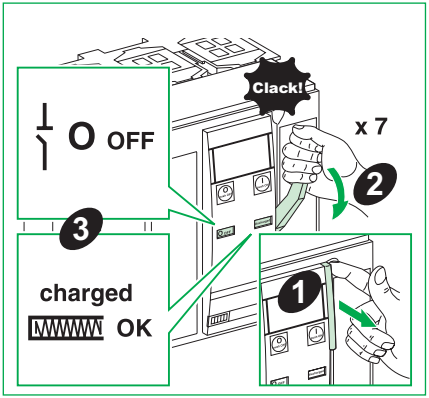
Accessoires du disjoncteur
Circuit breaker accessories
Zusatzausrüstung für Leistungsschalter
Accessori per interruttori
Accesorios del interruptor automático
Acessórios do disjuntor
Принадлежности выключателя
断路器附件

7 Cadenassage des boutons poussoirs / Pushbutton padlocking device / Abschliessbarkeit der Betätigungstaster / Blocco a lucchetto dei pulsanti / Enclavamiento de los botones-pulsadores / Dispositivo de bloqueio do interruptor de pressão / Кнопочное устройство блокировки / 按钮挡板 — 36

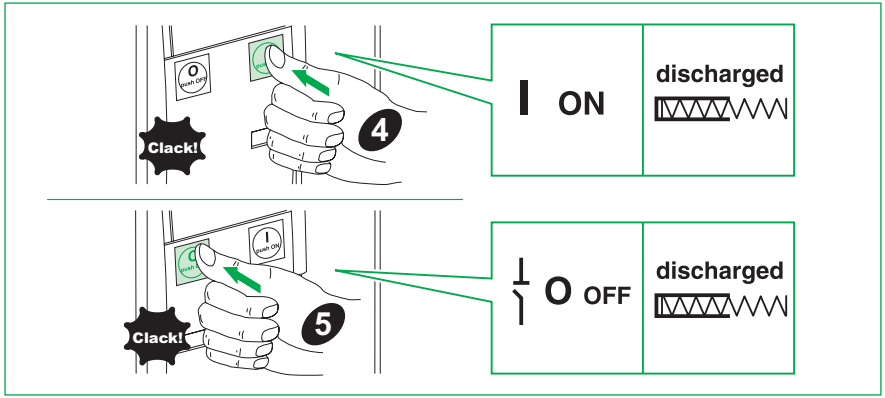
8 Compteur de manoeuvres / Operations counter / Schaltspielzähler / Contamanovre / Contador de maniobras / Contador de operações / Счетчик операций / 计数器 — 37

9 Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de desligado / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁 — 38

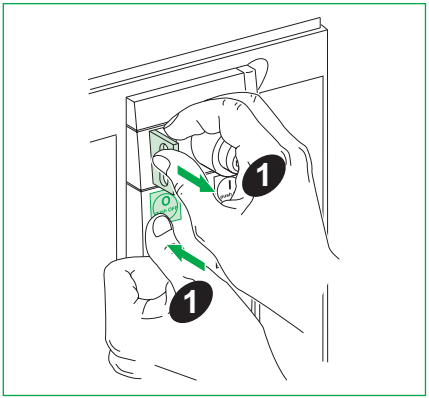
DB414138.eps



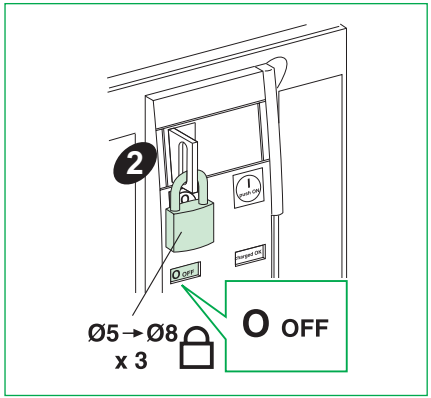
DB414139.eps



DB414140.eps

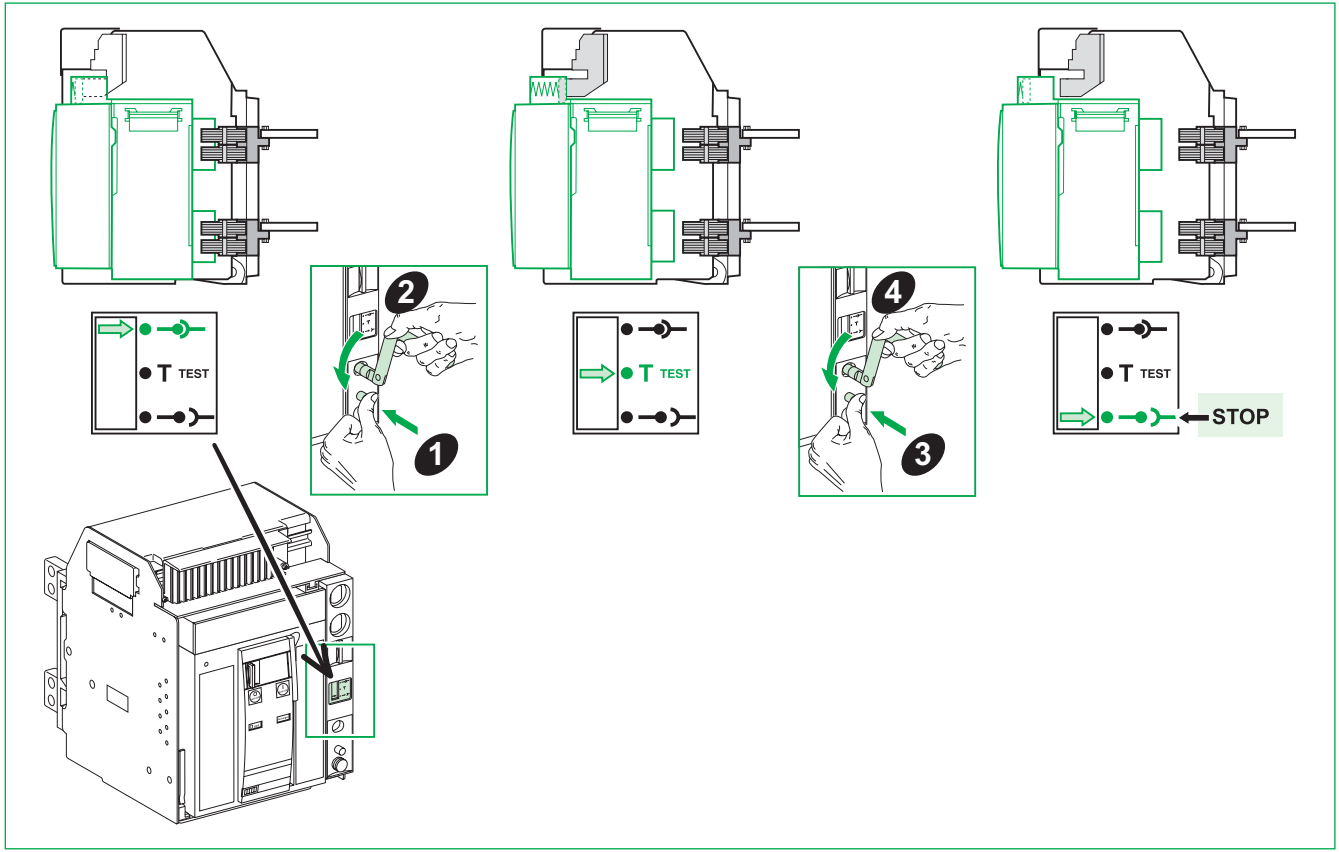


DB414141.eps



Principe de fonctionnement / Operating principle / Funktionsweise / Principio di funzionamento / Principio de funcionamiento / Princípio de operação / Принцип работы / 操作原则

DB414142.eps

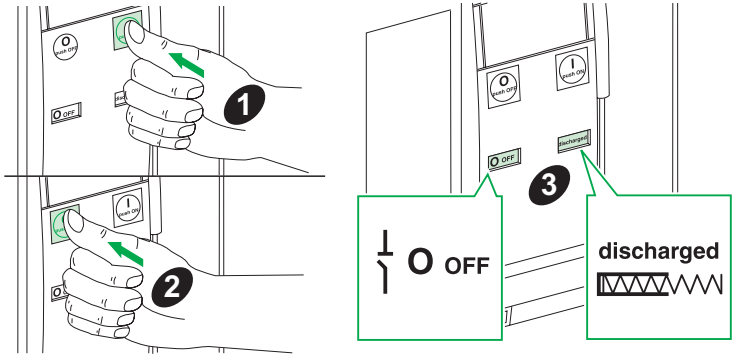


Précautions préalables à toute intervention / Precautions before carrying out any work / Zu treffende Vorsichtsmaßnahmen vor Durchführung von Arbeiten / Precauzioni da adottare prima di iniziare qualsiasi intervento / Precauções prévias à realização do trabalho / Меры предосторожности перед выполнением любого типа работ / 操作须知

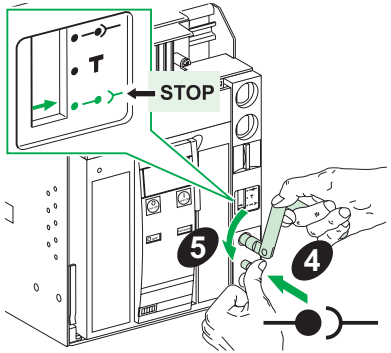
REMARQUE IMPORTANTE Avant toute intervention sur l'appareil, mettez toujours ce dernier hors tension en procédant comme indiqué ici. Les appareils débrochables doivent être placés en position débroché.	**PLEASE NOTE** Before carrying out any work, always de-energize the device as indicated here. Withdrawable devices should be moved to disconnected position.	**BITTE BEACHTEN** Trennen Sie vor Durchführung jeglicher Arbeiten das Gerät von der Spannungsversorgung, wie hier gezeigt. Bringen Sie die Einschubausführung in Trennstellung.	**NOTA IMPORTANTE** Prima di iniziare qualsiasi intervento, togliere l'alimentazione all'interruttore come illustrato qui. Gli interruttori estraibili devono essere spostati in posizione scollegata.
TENGA EN CUENTA Antes de llevar a cabo cualquier tarea, deenergice siempre el dispositivo tal como se indica aquí. Los dispositivos enchufables deben cambiarse a la posición desconectada.	**NOTE** Precauções prévias à realização do trabalho, desligue a alimentação ao dispositivo conforme indicado aqui. Os dispositivos extraíveis deverão ser deslocados para a posição desligada.	**ВНИМАНИЕ!** Перед выполнением любых работ всегда отключайте питание устройства, как показано здесь. Выдвижные устройства следует перевести в выключенное положение.	请注意 操作须知：将设备置于不带电状态；抽屉式设备应移至断开位置

DB414143.eps

Appareils fixes et débrochables / Fixed and drawout devices / Festeinbau-und Einschubgeräte / Interruttori fissi ed estraibili / Dispositivos fijos y seccionables / Dispositivos extraíveis e fixos / Фиксированные и выдвижные устройства / 固定式和抽屉式设备



Appareils débrochables / Drawout devices / Einschubgeräte / Interruttori estraibili / Dispositivos seccionables / Dispositivos extraíveis / Выдвижные устройства / 抽屉式设备



Outillage nécessaire / Necessary tools / Benötigte Werkzeuge / Utensili necessari / Herramientas necesarias / Ferramentas necessárias / Необходимые инструменты / 必备工具

Clef 6 pans, clef à tube, tournevis (Pozidrive n° 2, 3 ou plat).

Hex key, angled socket wrench, screwdriver (Pozidrive n°2, 3 or slotted).

Sechskantschlüssel, Steckschlüssel, Schraubendreher (Pozidrive Nr. 2, 3 oder Schlitz).

Chiave per viti a brugola, chiave a tubo, cacciavite (Pozidrive n° 2, 3 o piatto).

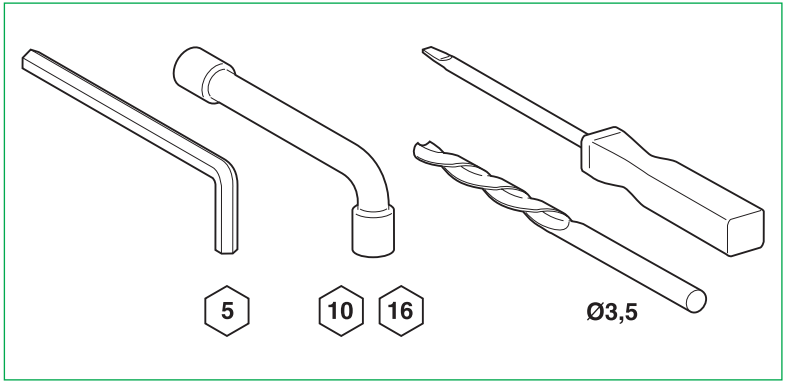
Llave allen, llave de tubo acodado, destornillador (Pozidrive n° 2, 3 o plano).

Chave sextavada, chave de caixa angular, chave de fendas (Pozidrive N.° 2, 3).

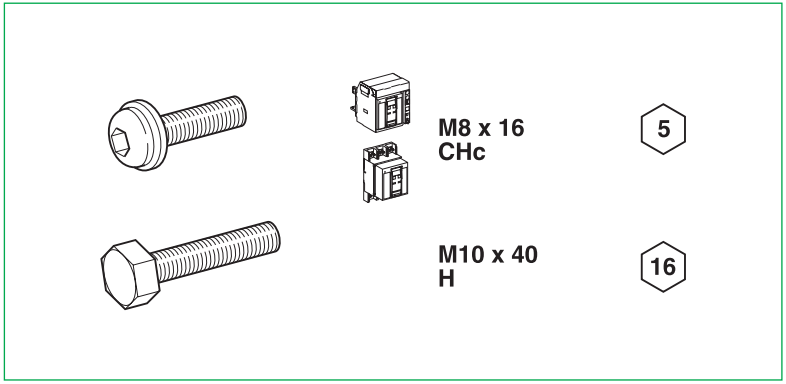
Шестигранный ключ, изогнутый торцевой ключ, отвертка (Pozidrive № 2, 3 или шлицевая).

六角扳手、弯头套筒扳手、螺丝扳手、螺丝刀（Pozidrive 2号、3号螺丝刀和一字螺丝刀）

DB414146.eps



DB414147.eps

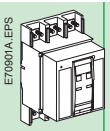
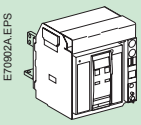


Date de fabrication / Manufacturing date / Herstellungsdatum / Data di fabbricazione / Fecha de fabricación / Data de fabrico / Дата производства / 制造日期

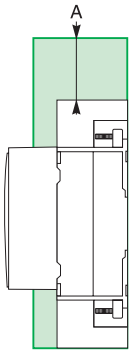
La date de fabrication du produit est codée PP-YYYY-Www-D, avec: ■ PP: code usine ■ YYYY: année de fabrication ■ Www: semaine de fabrication ■ D: jour de fabrication dans la semaine (lundi = 1) Ex: 7Q-2014-W19-3= produit fabriqué le mercredi 7 mai 2014 par l'usine 7Q.	The product's manufacture date is coded PP-YYYY-Www-D, where: ■ PP: plant code ■ YYYY: year of manufacture ■ Www: week of manufacture ■ D: weekday of manufacture (Monday = 1) Eg: 7Q-2014-W19-3 = product manufactured at plant 7Q on Wednesday 7 May 2014.	Das Herstellungsdatum des Produkts ist folgendermaßen codiert: PP-YYYY-Www-D. Wobei: ■ PP: Werkscode ■ YYYY: Herstellungsjahr ■ Www: Herstellungswoche ■ D: Herstellungstag (Montag = 1) Z. B.: 7Q-2014-W19-3 = ein Produkt, das in Werk 7Q, am Mittwoch den 7. Mai, im Jahr 2014 gefertigt wurde.	La data di fabbricazione del prodotto è indicata con il codice PP-YYYY-Www-D, dove: ■ PP: codice stabilimento ■ YYYY: anno di fabbricazione ■ Www: settimana di fabbricazione ■ D: giorno della settimana in cui il prodotto è stato fabbricato (lunedì = 1) Ad es. 7Q-2014-W19-3 = prodotto fabbricato presso lo stabilimento 7Q mercoledì 7 maggio 2014.
La fecha de fabricación del producto está codificada PP-YYYY-Www-D, donde: ■ PP: código de la planta ■ YYYY: año de fabricación ■ Www: semana de fabricación ■ D: día de la semana de fabricación (lunes = 1) Ej: 7Q-2014-W19-3 = producto fabricado en la planta 7Q el miércoles 7 de mayo de 2014.	A data de fabrico do produto está sob a forma de código PP-YYYY-Www-D, onde: ■ PP: código da fábrica ■ YYYY: ano de fabrico ■ Www: semana de fabrico ■ D: dia da semana de fabrico (Segunda-feira = 1) Ex: 7Q-2014-W19-3 = produto fabricado na fábrica 7Q na Quarta-feira 7 de Maio de 2014.	Дата производства продукта закодирована в формате PP-YYYY-Www-D, где: ■ PP: код завода ■ YYYY: год производства ■ Www: неделя производства ■ D: день недели, когда был произведен продукт (понедельник = 1) Пример. 7Q-2014-W19-3 = продукт произведен на заводе 7Q в среду, 7 мая 2014 года.	产品制造日期采用如下代码 PP-YYYY-Www-D，其中： ■ PP：工厂代码 ■ YYYY：制造年份 ■ Www：第几周制造 ■ D：星期几制造（星期一 = 1） 例如：7Q-2014-W19-3 = 产品于 2014 年 5 月 7 日星期三 在 7Q 工厂制造。

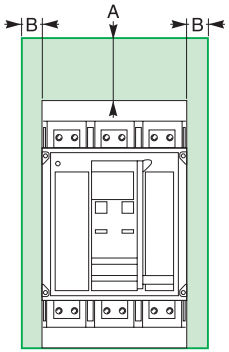
Installation / Installation / Installation / Installazione / Instalación / Instalação / Установка / 安装

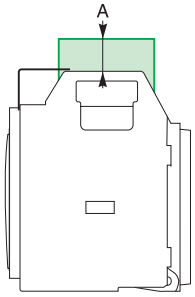
DB414148.eps

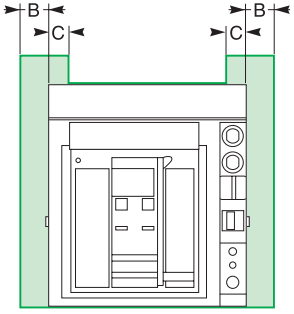
Pièces / Parts / Teile / Parti / Piezas / Peças / Детали / 部件(mm)	 E70901A.EPS		 E70902A.EPS		
	A	**B**	**A**	**B**	**C**
Isolées / Insulated / Isoliert / Isolanti / Aisladas / Isolado / Изолированные / 绝缘部件	0	0	0	10	0
Métal / Metal / Leitfähig / Metalliche / Metálicas / Metal / Металлические / 金属部分	0	0	0	10	0
Sous tension / Live / Spannungführend / In tensione / Bajo tensión / Activo / Поднапряжением / 带电部分	160	60	30	60	30

Barres isolantes obligatoires seulement pour les versions fixes de types L et LB.
Insulated bars mandatory only for fixed versions Type L, LB.
Isolierte Teile sind nur für die Festeinbauversionen vom Typ L und LB obligatorisch.
Barre isolanti obbligatorie solo per le versioni fisse di tipo L, LB.
Barras aisladas obligatorias únicamente en las versiones fijas de tipo L, LB.
Barras de isolamento obrigatórias apenas para as versões fixas, Tipo L, LB.
Изолированные шины требуются только для фиксированных устройств типов L и LB.
仅要求L、LB型固定式断路器必须使用绝缘母排.



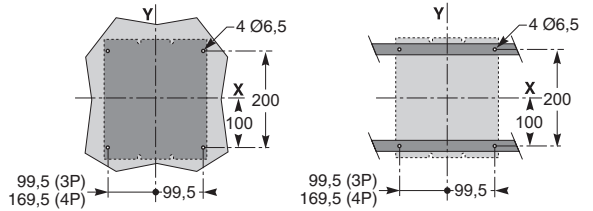


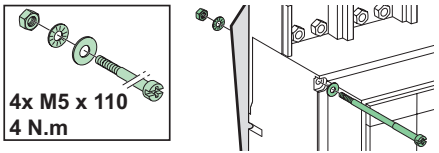


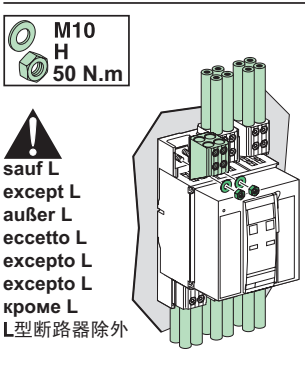


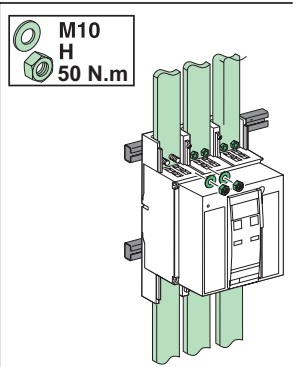
DB414149.eps

Raccordement avant / Front connection / Vorderseitiger Anschluß / Attacchi frontali / Anterior Conexión / Conexão dianteira / Соединение с передней стороны / 前接线



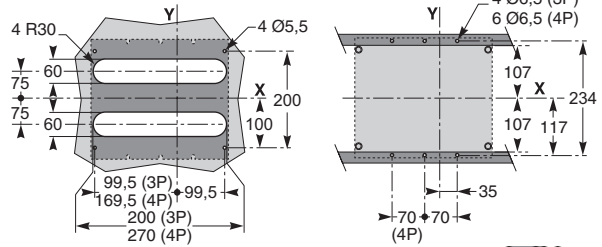


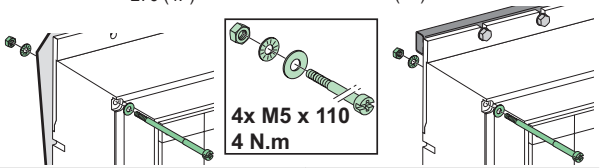


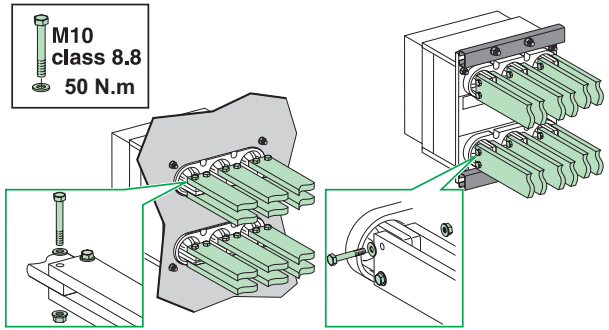


DB414150.eps

Raccordement arrière / Rear connection / Rückseitiger Anschluß / Attacchi posteriori / Posterior Conexión / Conexão traseira / Соединение с задней стороны / 后接线



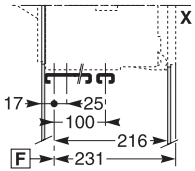


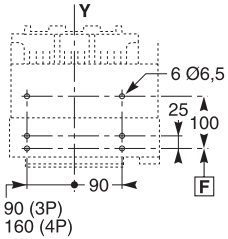


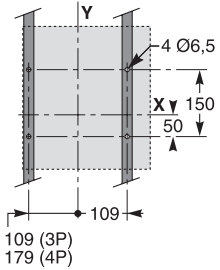
Installation / Installation / Installation / Installazione / Instalación / Instalação / Установка / 安装

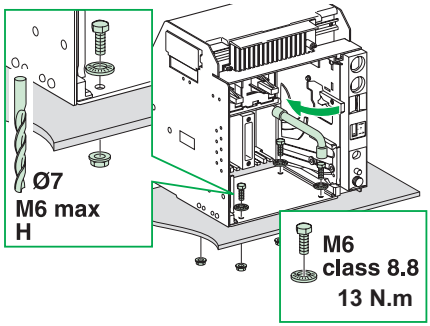
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414151.eps

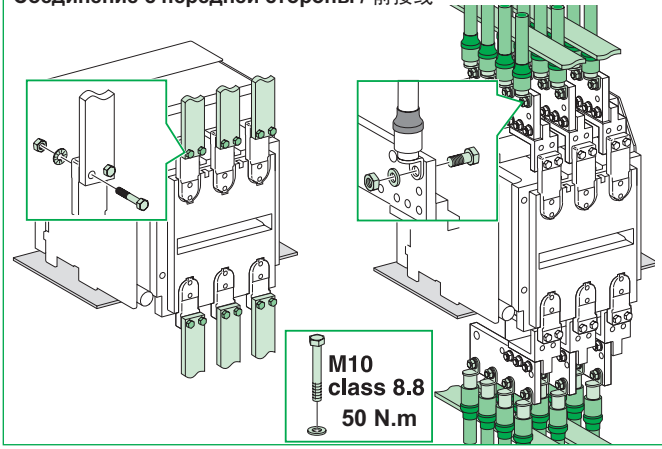




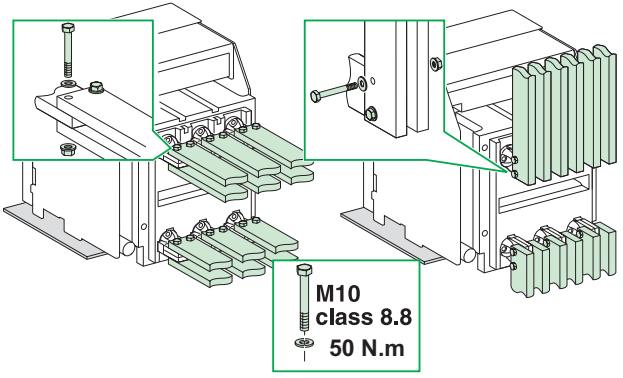




Raccordement avant / Front connection / Vorderseitiger Anschluß / Attacchi frontali / Anterior Conexión / Conexão dianteira / Соединение с передней стороны / 前接线

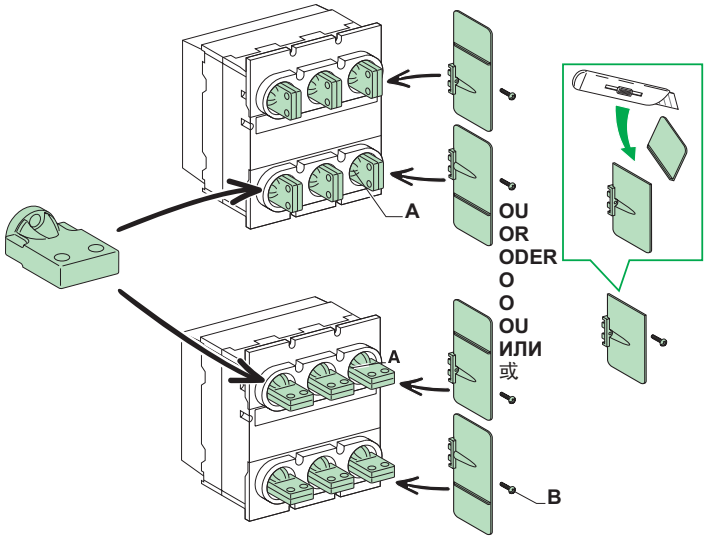


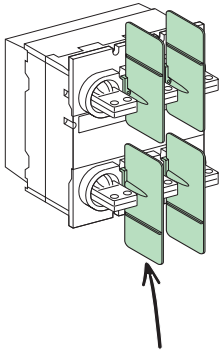
Raccordement arrière / Rear connection / Rückseitiger Anschluß / Attacchi posteriori / Posterior Conexión / Conexão traseira / Соединение с задней стороны / 后接线



Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414152.eps





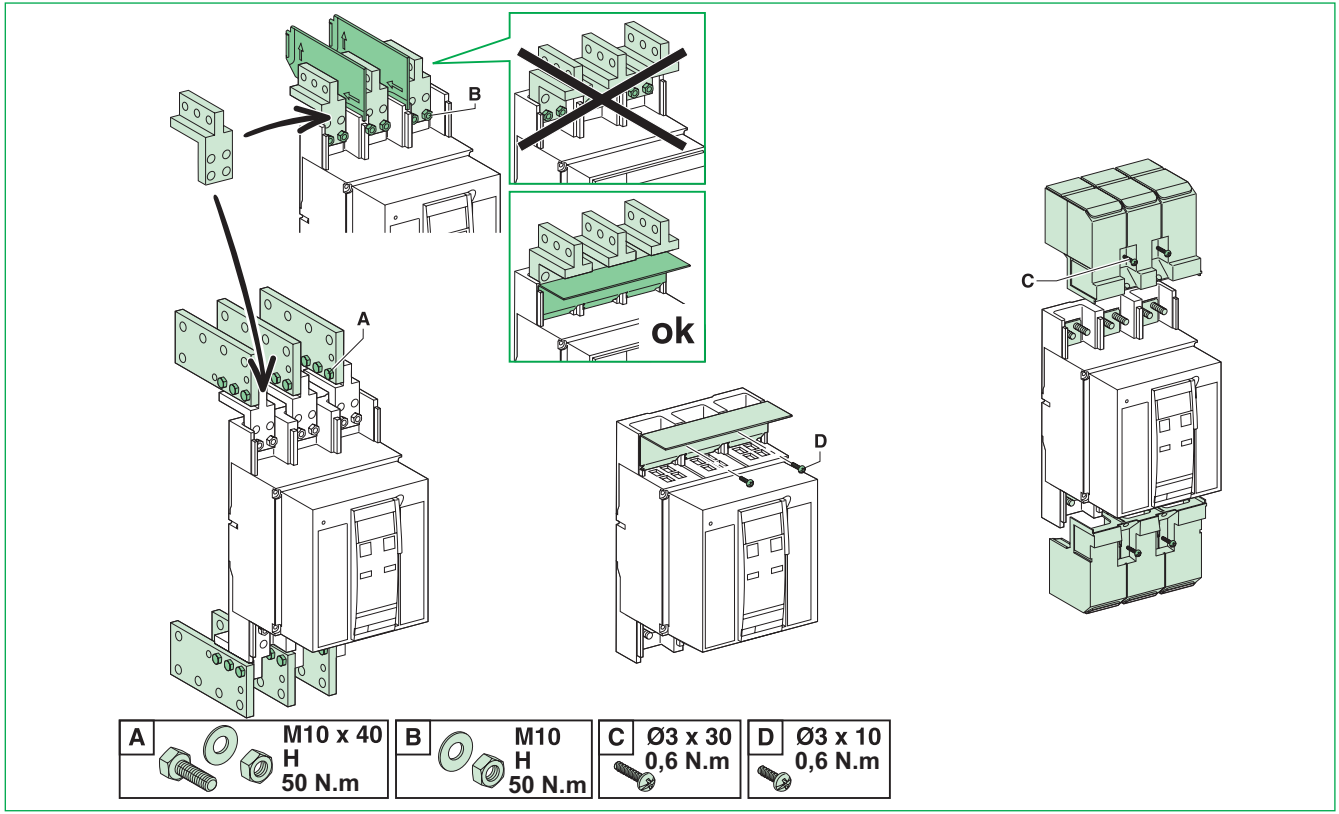
Obligatoire pour U ⩾ 500 V
Mandatory for U ⩾ 500 V
Obligatorisch für U ⩾ 500 V
Obbligatorio per U ⩾ 500 V
Obligatorio para U ⩾ 500 V
Obrigatório para U u 500 V
Обязательно для U u = 500 В
工作电压**⩾ 500 V**必须使用相间隔板

A	**M8 x 16** **CHc** **13 N.m**	**B**	**Ø4 x 20** **1,5 N.m**

Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子

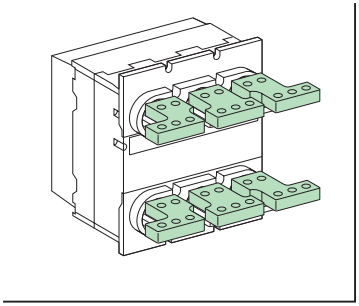
Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

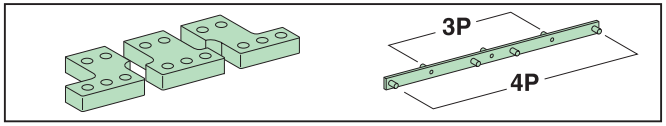
DB414153.eps

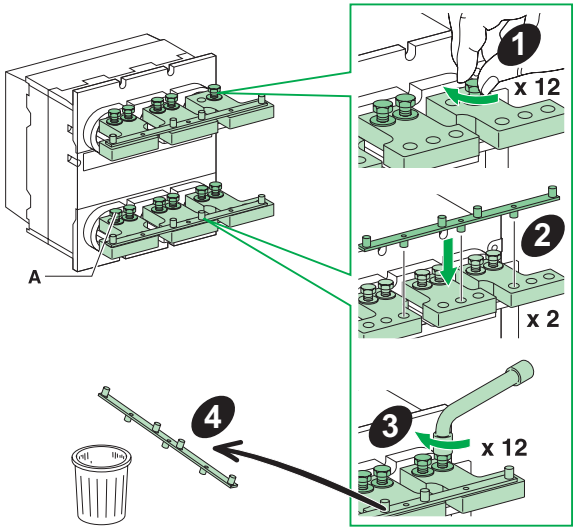


Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414154.eps





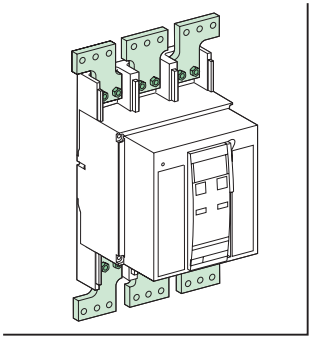


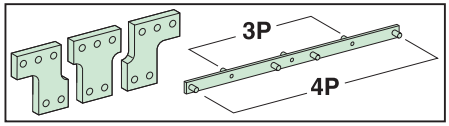


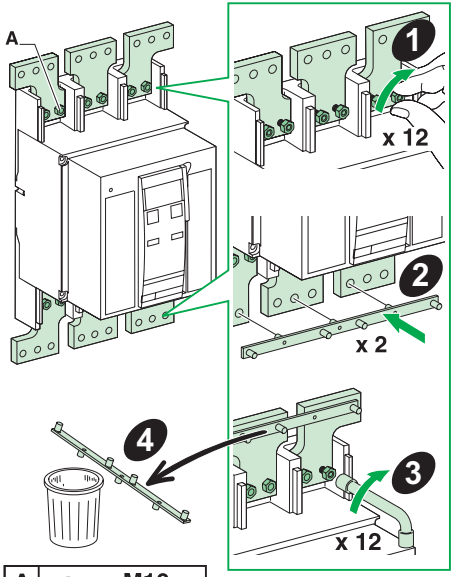
Interdit pour U ⩾ 500 V : séparateurs de phases non compatibles avec les épanouisseurs
Forbidden for U ⩾ 500 V : interphase barriers not compatible with spreaders
Nicht zulässig für U ⩾ 500 V: Phasentrennwände sind mit Spreizern nicht kompatibel
Vietato per U ⩾ 500 V: separatori interfase incompatibili con distanziatori poli
Prohibido para U ⩾ 500 V : barreras de interfase no compatibles con esparcidoras
Proibido para U u 500 V: barreiras de ligação não compatíveis com alargadores
Запрещено для U u = 500 В: межфазные перегородки не совместимы с расширителями
工作电压⩾ 500 V时禁止使用：相间隔板和端子扩展器不兼容

Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414155.eps





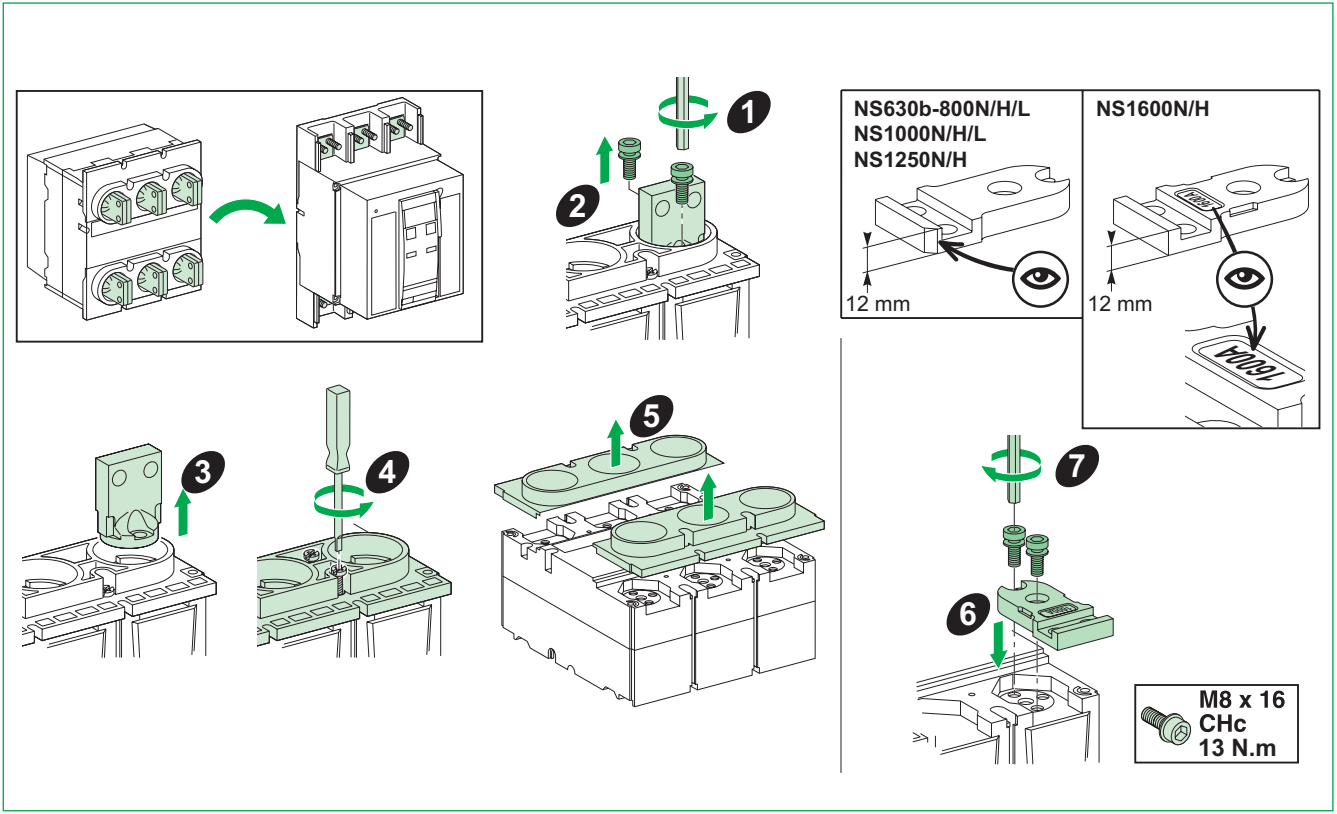


Interdit pour U ⩾ 500 V : séparateurs de phases non compatibles avec les épanouisseurs
Forbidden for U ⩾ 500 V : interphase barriers not compatible with spreaders
Nicht zulässig für U ⩾ 500 V: Phasentrennwände sind mit Spreizern nicht kompatibel
Vietato per U ⩾ 500 V: separatori interfase incompatibili con distanziatori poli
Prohibido para U ⩾ 500 V : barreras de interfase no compatibles con esparcidoras
Proibido para U u 500 V: barreiras de ligação não compatíveis com alargadores
Запрещено для U u = 500 В: межфазные перегородки не совместимы с расширителями
工作电压⩾ 500 V时禁止使用：相间隔板和端子扩展器不兼容



Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

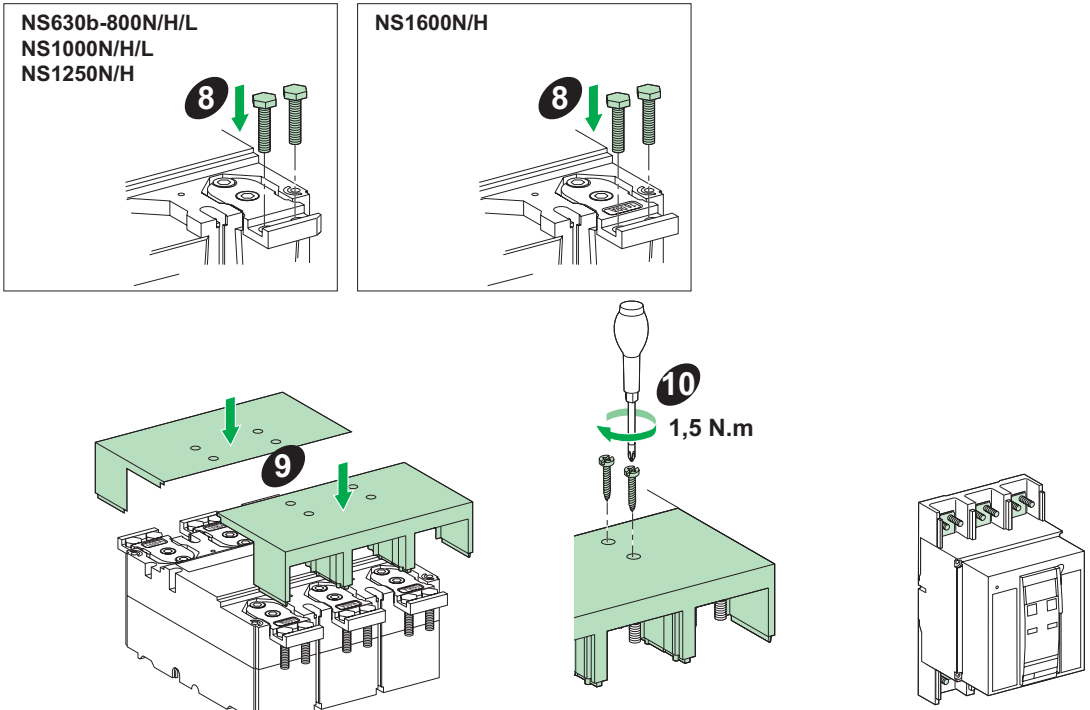
DB414156.eps



Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子

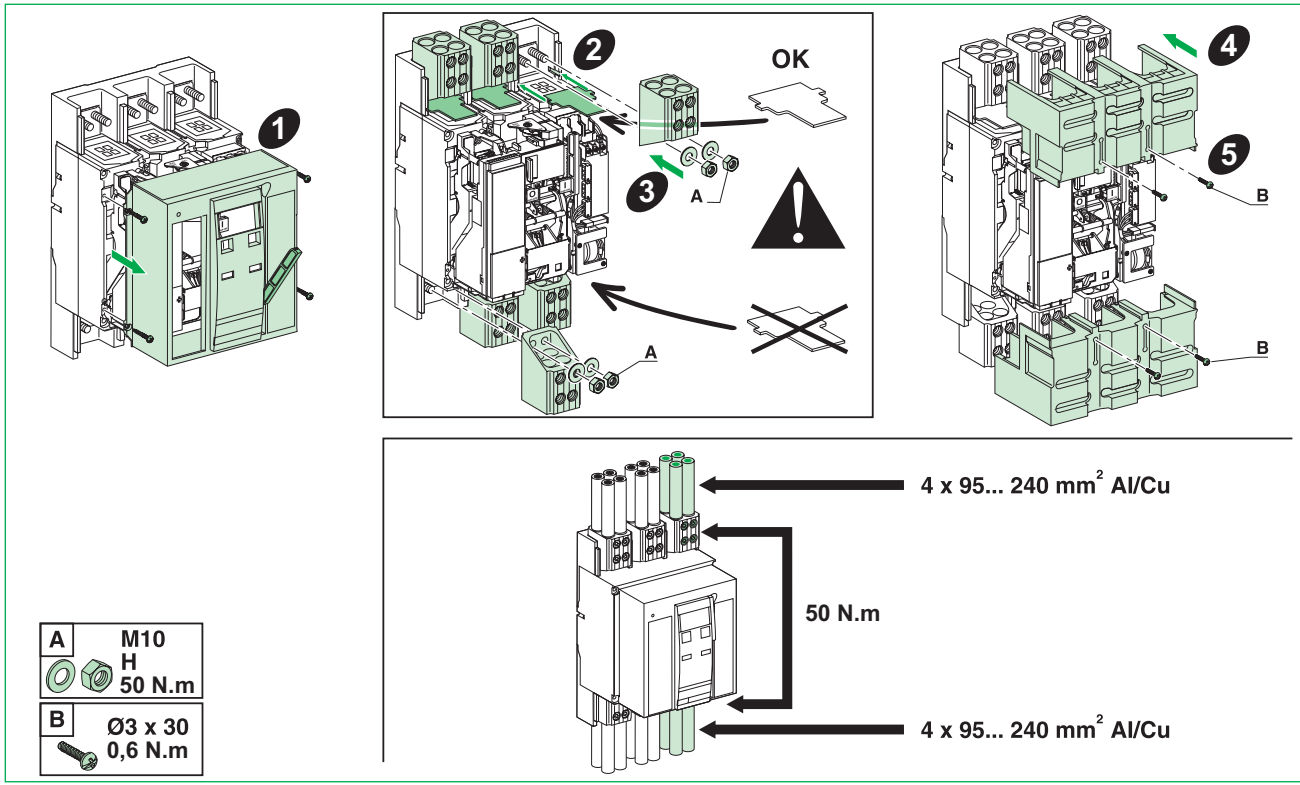
Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414157.eps



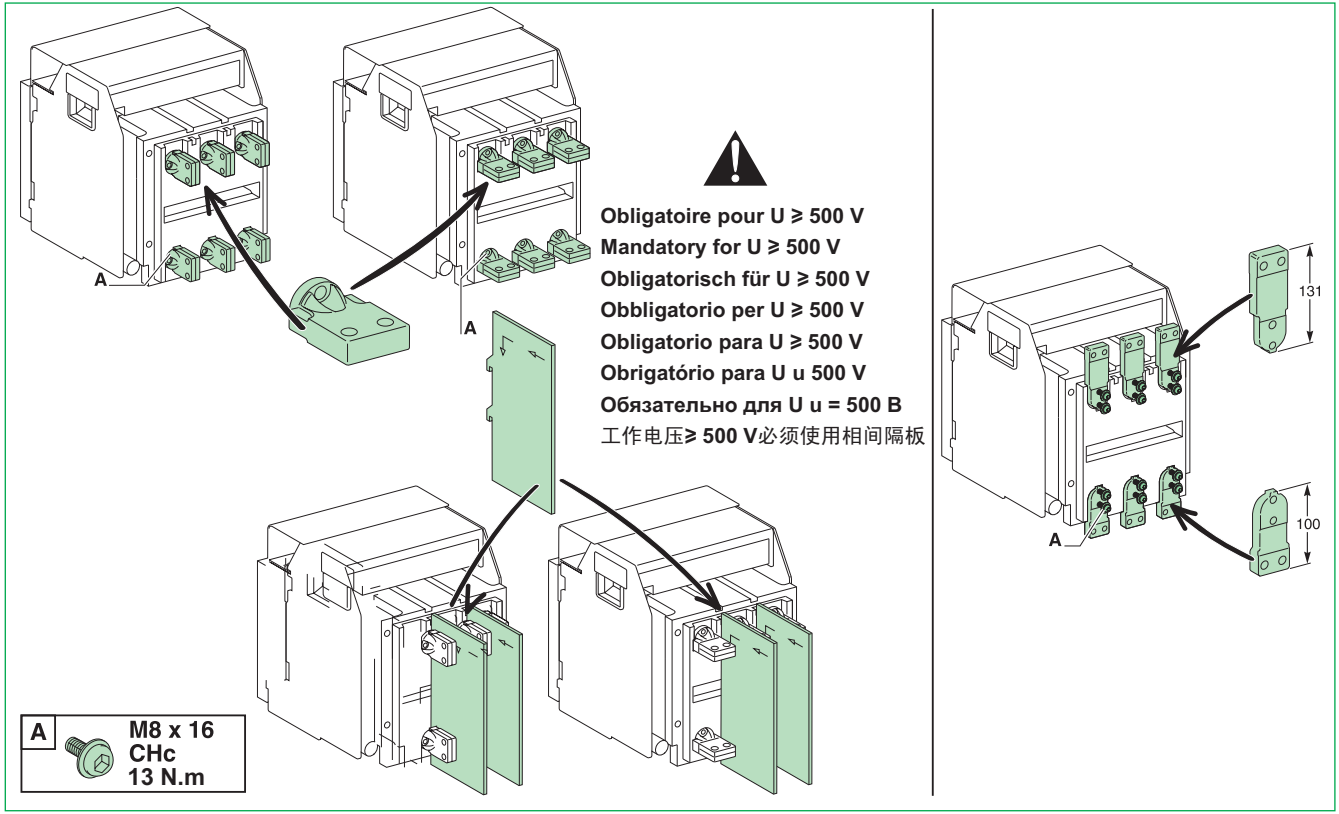
Disjoncteur fixe (sauf L) / Fixed circuit breaker (except L) / Leistungsschalter in Festeinbau (außer L) / Interruttore fisso (eccetto L) / Interruptor automático fijo (excepto L) / Disjuntor fixo (excepto L) / Фиксированный выключатель (кроме L) /
固定式断路器（L型断路器除外）

DB414158.eps



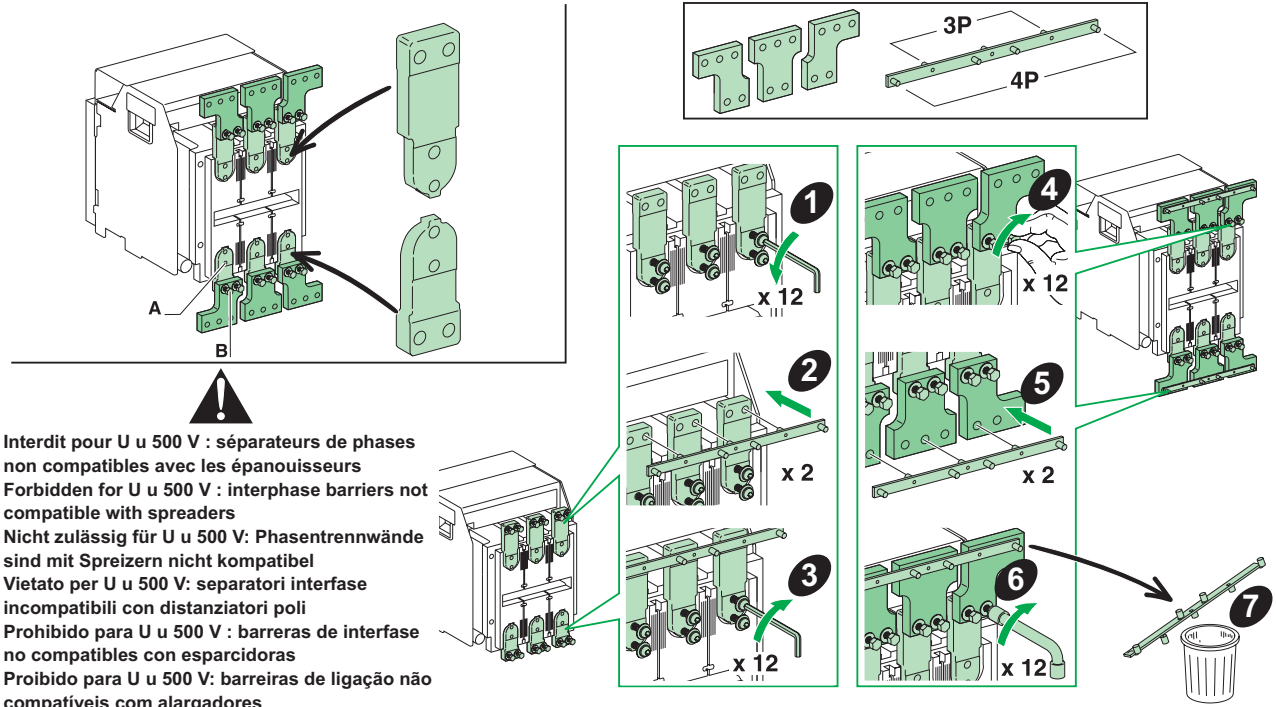
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414159.eps



Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414160.eps



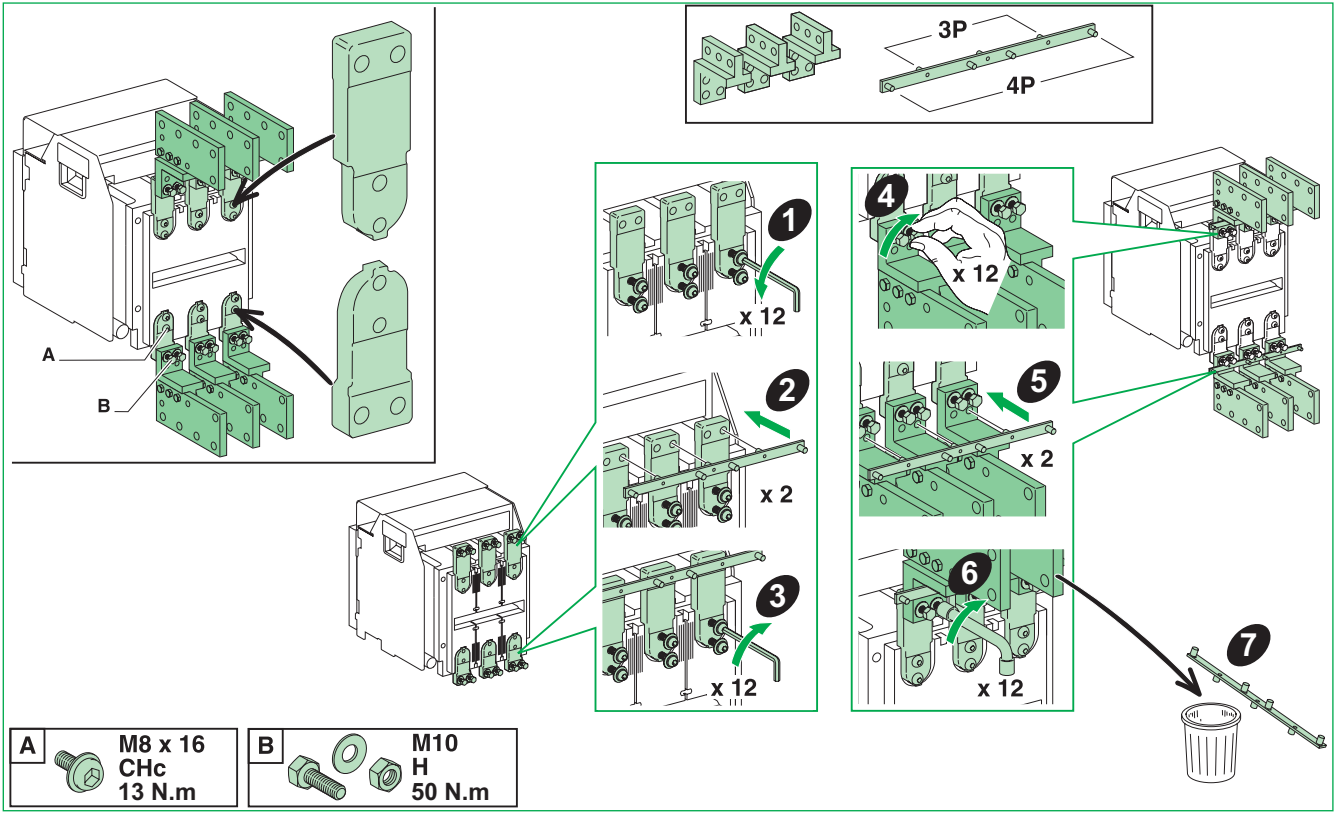
Interdit pour U u 500 V : séparateurs de phases non compatibles avec les épanouisseurs
Forbidden for U u 500 V : interphase barriers not compatible with spreaders
Nicht zulässig für U u 500 V: Phasentrennwände sind mit Spreizern nicht kompatibel
Vietato per U u 500 V: separatori interfase incompatibili con distanziatori poli
Prohibido para U u 500 V : barreras de interfase no compatibles con esparcidoras
Proibido para U u 500 V: barreiras de ligação não compatíveis com alargadores
Запрещено для U u = 500 В: межфазные перегородки не совместимы с расширителями
工作电压u 500 V时禁止使用：相间隔板和端子扩展器不兼容

A	**M8 x 16 CHc 13 N.m**	**B**	**M10 x 40 H 50 N.m**

Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子

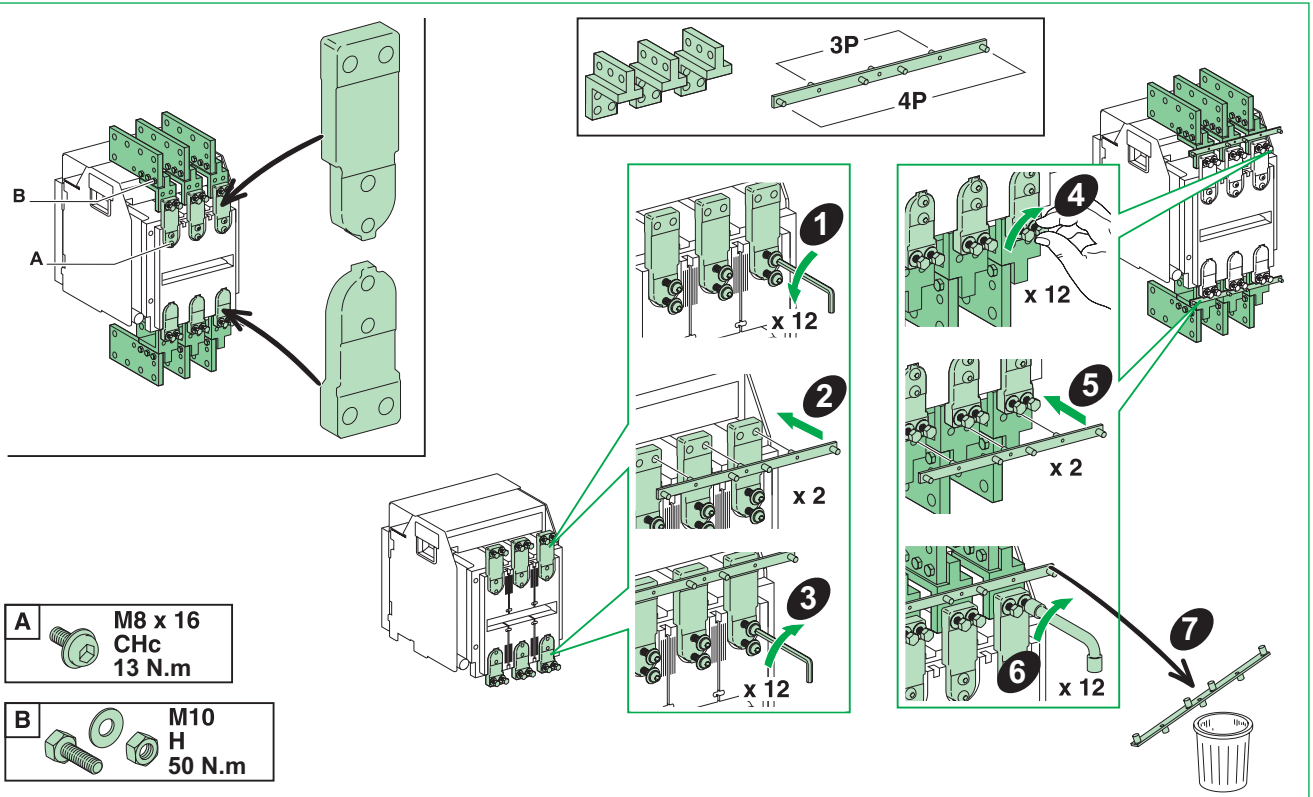
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414161.eps



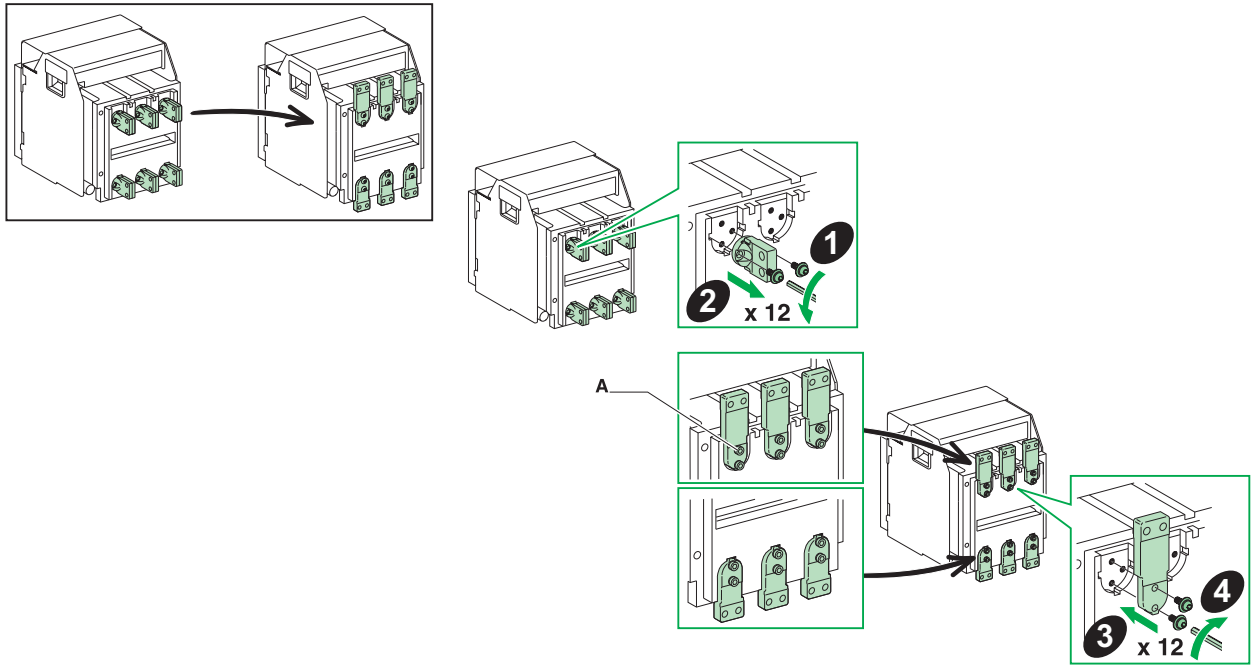
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414162.eps



Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

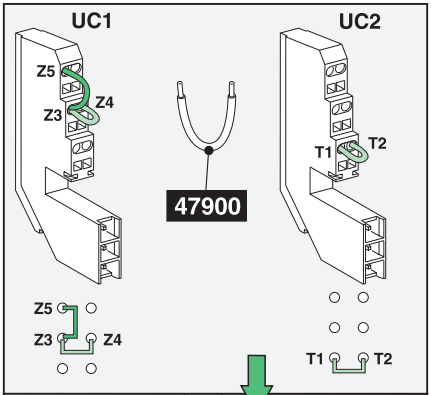
DB414163.eps



A	M8 x 16 CHc 13 N.m

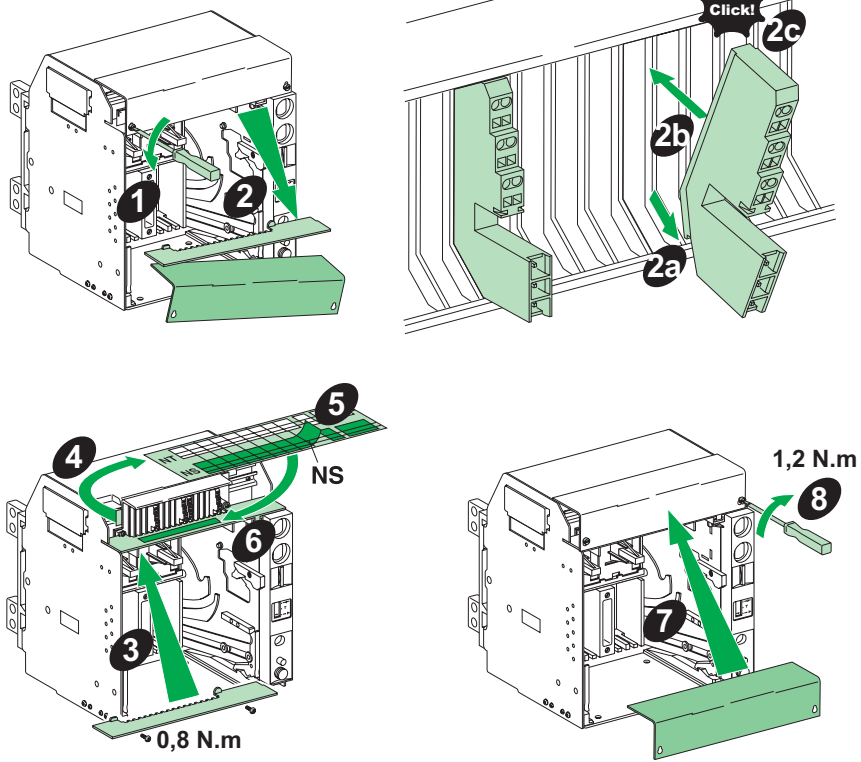
DB414164.eps

Châssis seul / Chassis only / Chassis einzeln / Solo telaio / Chassis solo / Somente chassis / Только шасси / 仅限抽架



Micrologic	UC1	x 1
	UC2	x 1
COM		x 1
Micrologic	UC3	x 1
MN/MX		x 1
MT1		x 1
MT2		x 1
CAF1		x 1
M6C / CAF2		x 1
SDE		x 1
SD		x 1
CAO1		x 1
CAO2		x 1
OF1		x 1
OF2		x 1
OF3		x 1

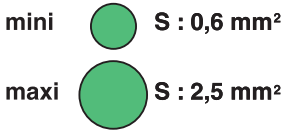
Montage / Mounting / Montage / Montaggio / Montaje / Montagem / Монтаж / 安装



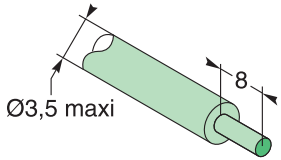
Raccordement auxiliaire / Auxiliary connections / Zubehöranschluß / Collegamento degli ausiliari / Conexión auxiliar / 辅助连接

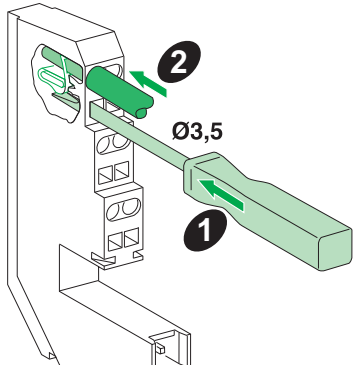
DB414166.eps

Section des fils
Cross-section of wires
Kabelquerschnitte
Sezione dei cavi
Sección de los hilos
Secção transversal dos fios
Поперечное сечение проводов
线缆横截面



Dénudez les fils
Remove insulation
Leitungen abisolieren
Spelare i cavi
Pele los hilos
Remover isolamento
Удаление изоляции
剥去绝缘层

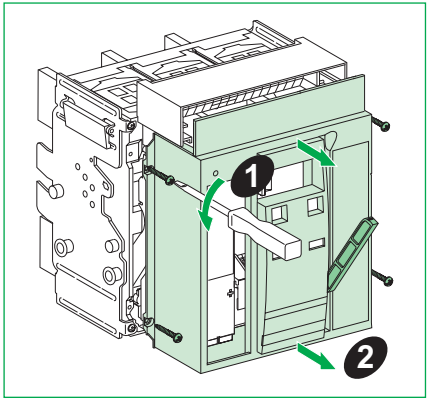




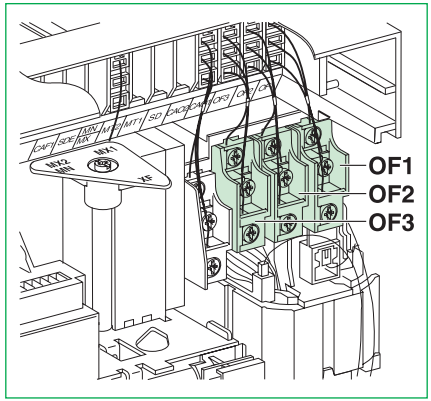
Les schémas (page 34 et 35) sont représentés circuits hors tension, appareil ouvert,embroché, armé et les relais en position repos.	Diagram (page 34 and 35) shown with circuits deenergised, breaker open and in connected position, spring charged and relays in released position.	Schaltplan (Seite 34 und 35) in stromlosem Zustand, Schalter Aus, in Betriebstellung, Speicher gespannt und Relais in Ruhestellung Überstromauslösesystem.	Lo schema (página 34 e 35) e rappresentato con circuiti fuori tensione, interruttore aperto, inserito, armato, con relè in posizione di riposo.
Esquema (página 34 y 35) representado circuito fuera de tensiòn, aparato abierto, conectado, armado, relé en posiciòn reposo.	Diagrama (página 30 e 31) apresentada com os circuitos não activos, disjuntor aberto e na posição ligada, mola carregada e relés na posição solta.	На схеме (страницы 30 и 31) цепи обесточены, выключатель разомкнут и подсоединен, пружина взведена, а реле разомкнуты.	电路图(34和35页)显示回路不带电，开关断开在连接位置，储能和继电器在释放位置。

Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

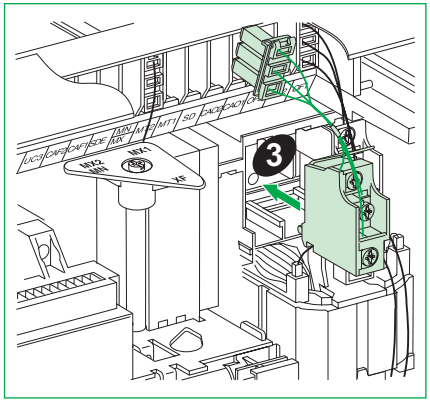
DB414167.eps



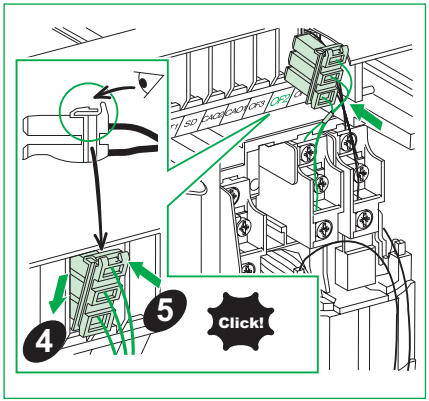
DB414168.eps



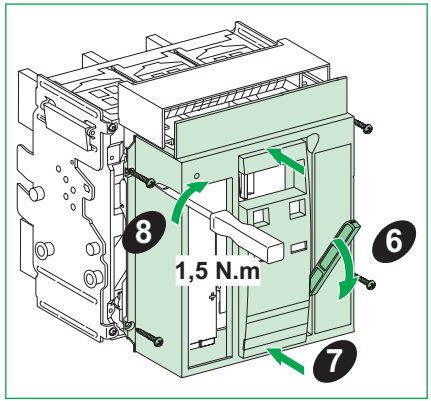
DB414169.eps



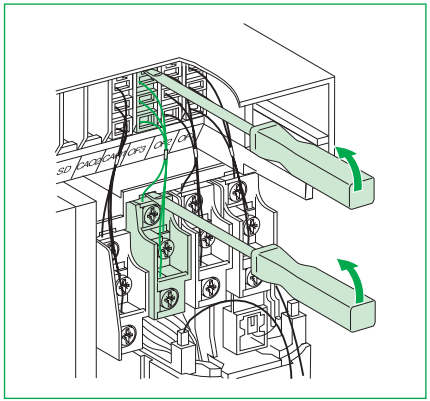
DB414170.eps



DB414171.eps



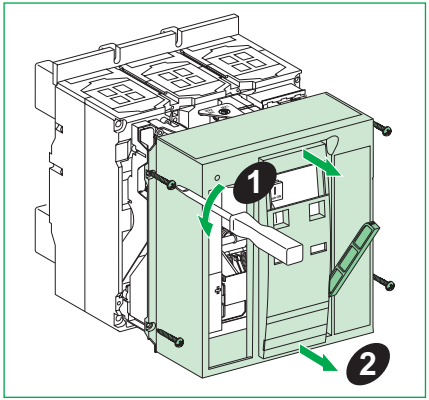
DB414172.eps



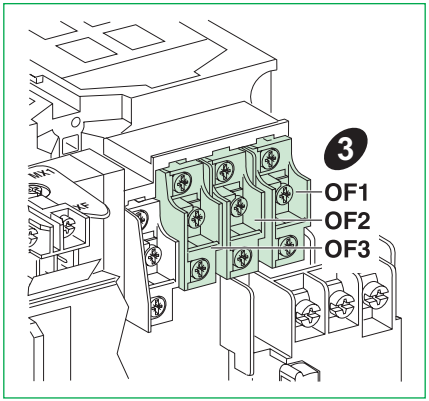
Raccordement auxiliaire / Auxiliary connections / Zubehöranschluß / Collegamento degli ausiliari / Conexión auxiliar / Conexões auxiliares / Вспомогательные разъемы / 辅助连接

Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Fixed circuit breaker / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

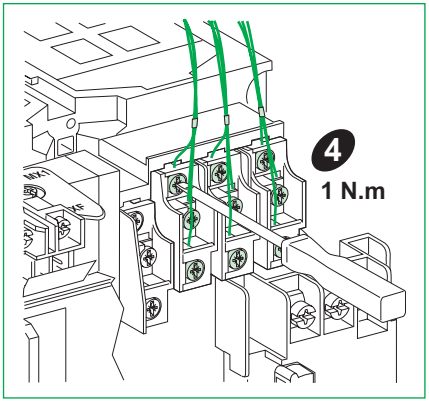
DB414173.eps



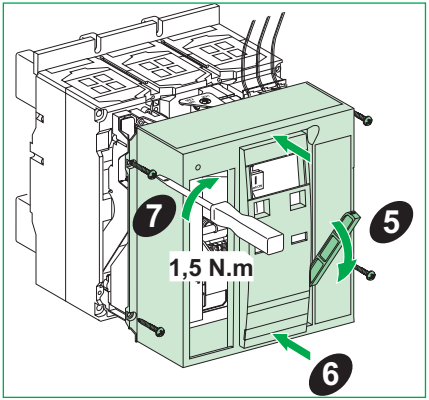
DB414174.eps



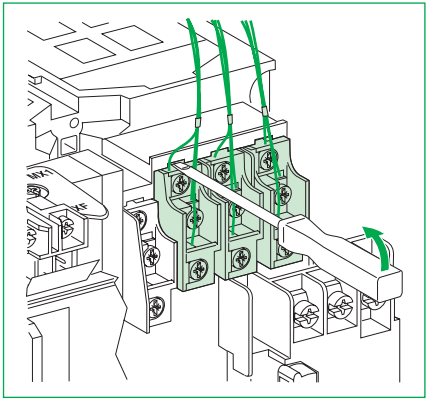
DB414175.eps



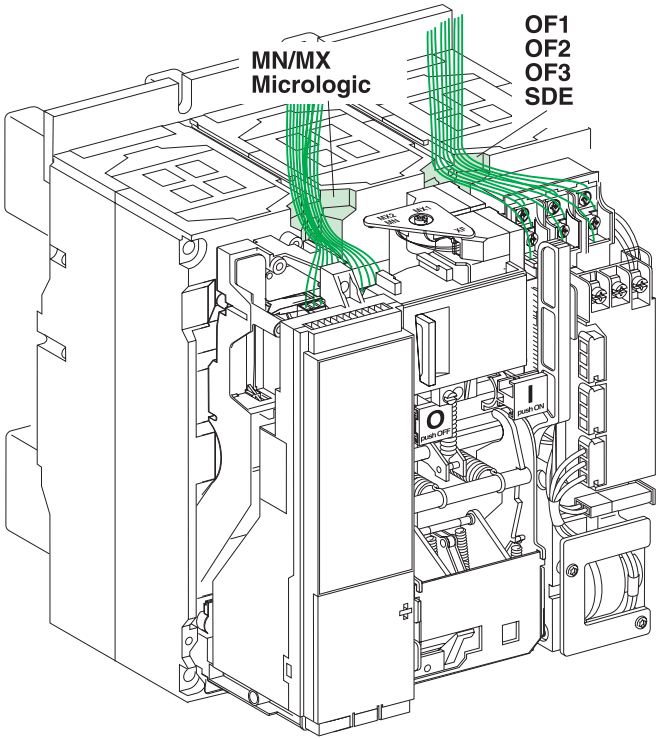
DB414176.eps



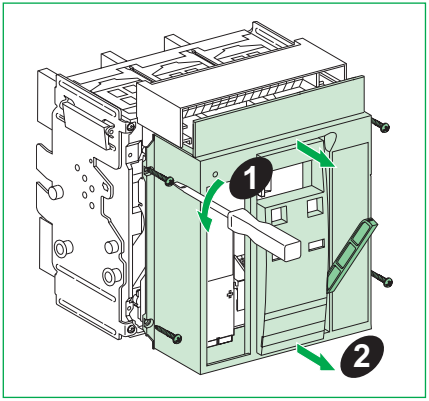
DB414177.eps



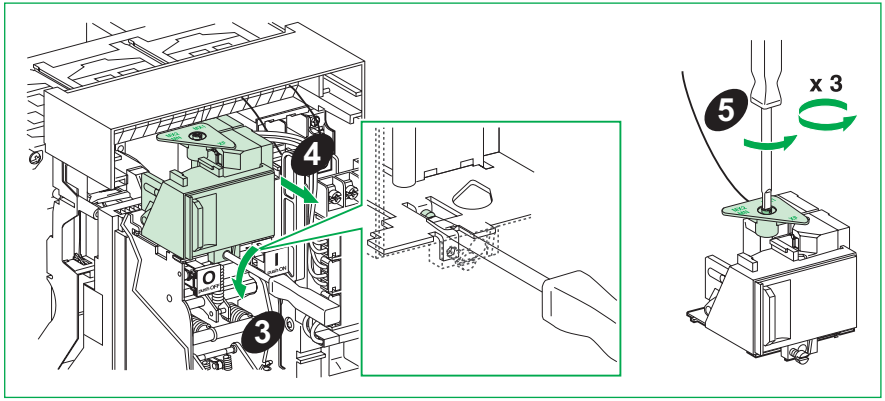
DB414178.eps



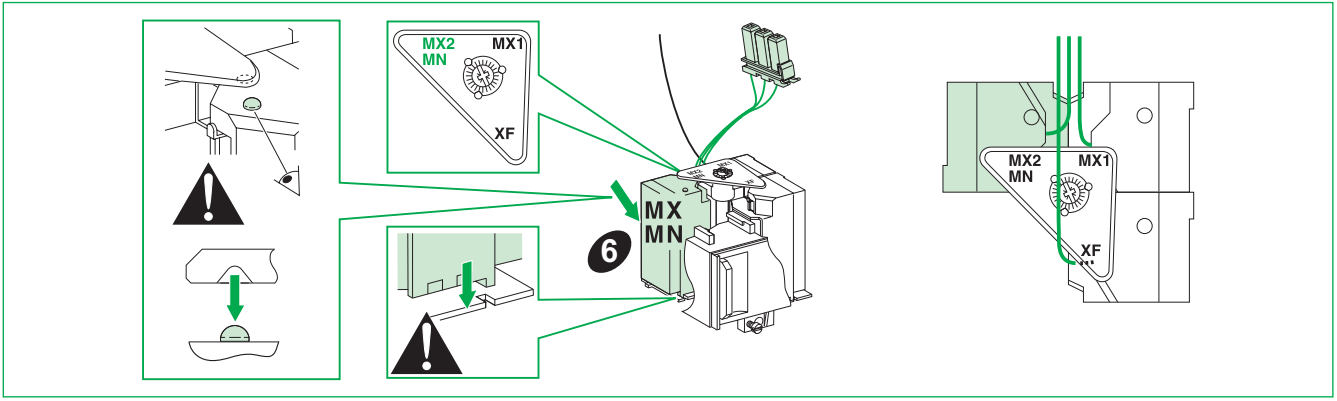
DB4114179.eps



DB4114180.eps

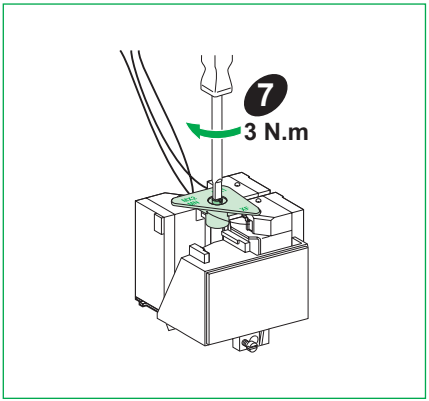


DB4114181.eps

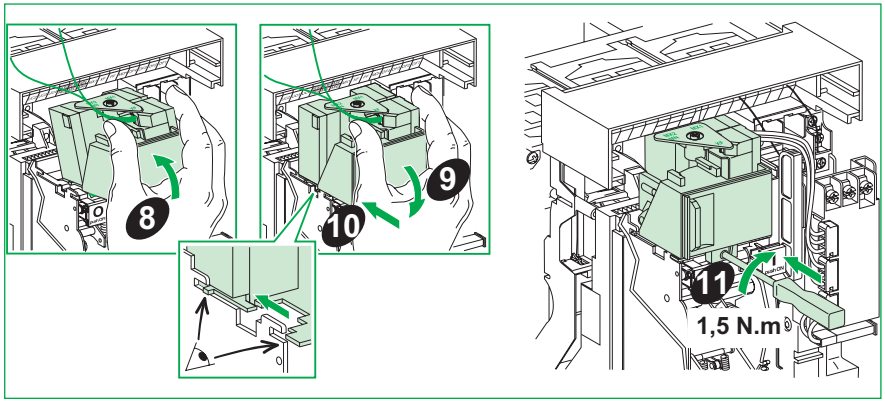


Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

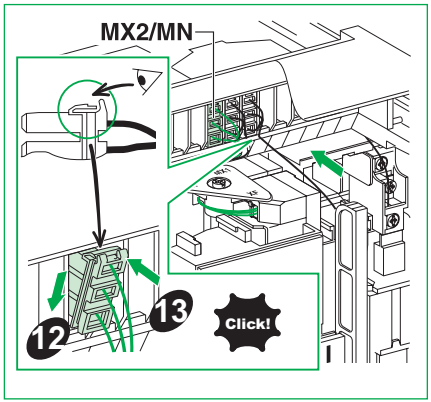
DB414182.eps



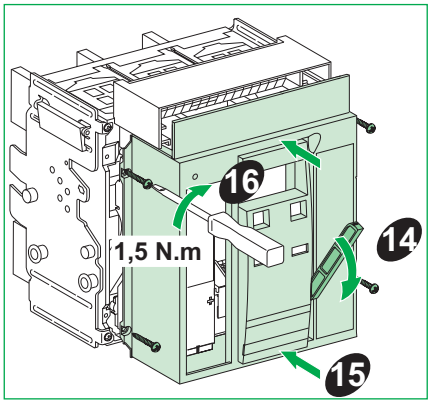
DB414183.eps



DB414184.eps

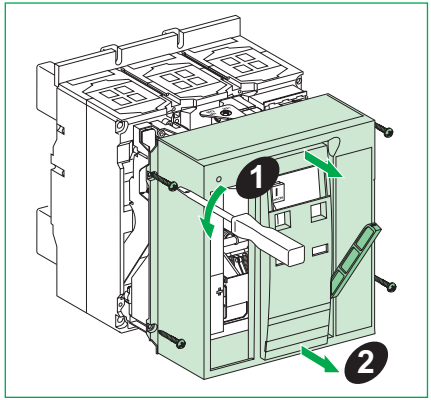


DB414185.eps

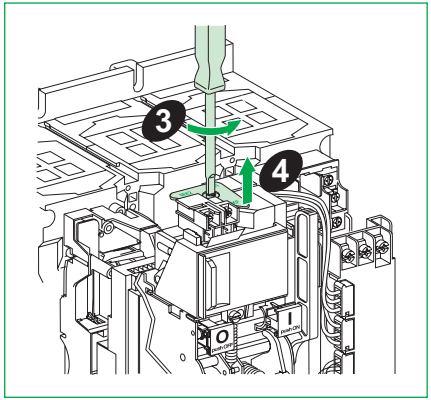


Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Fixed circuit breaker / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

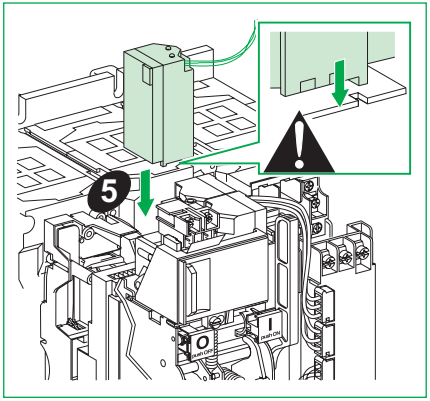
DB414186.eps



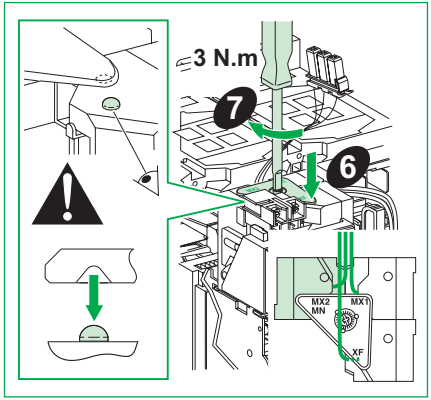
DB414187.eps



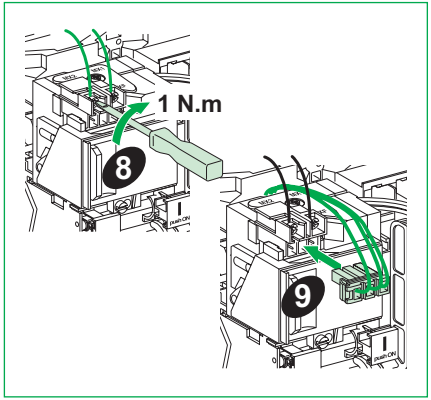
DB414188.eps



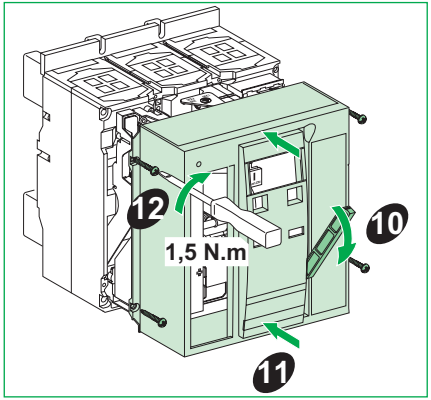
DB414189.eps



DB414190.eps

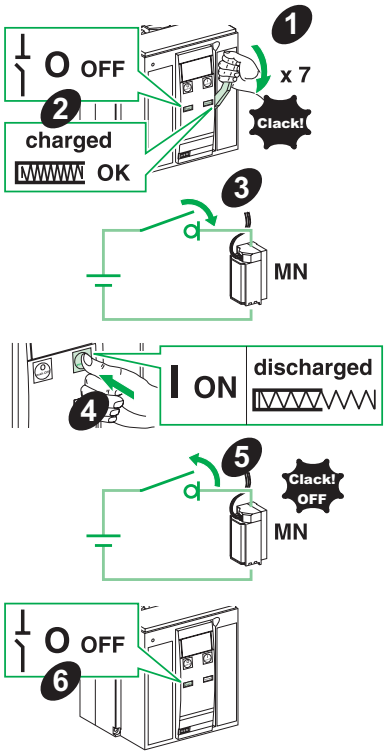


DB414191.eps

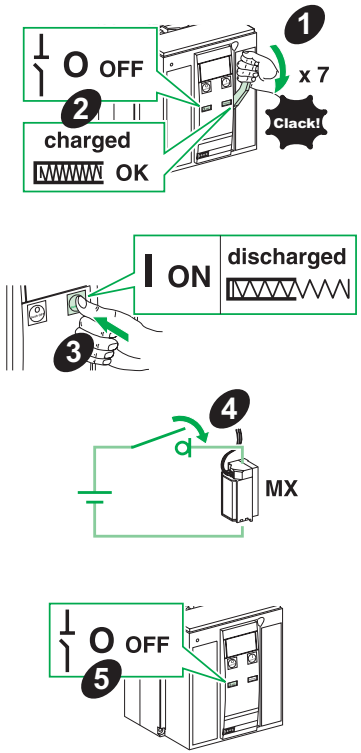


DB414192.eps

Test MN / MN test / MN test / Test MN / Prueba MN / Teste MN / Тест MN / MN 测试



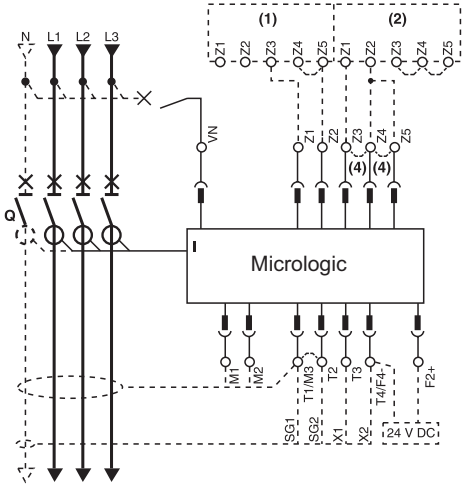
Test MX / MX test / MX test /Test MX / Prueba MX / Teste MX / Тест MX / MX 测试



Disjoncteur fixe et débrochable / Fixed and drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau und Einschubtechnik / Interruttore fisso ed estraibile / Interruptor automático fijo y seccionable / Disjuntor extraível e fixo / Фиксированный и выдвижной выключатель / 固定式和抽屉式断路器

Déclencheur / Control unit / Überstromauslösesystem / Sganciatore elettronico / Unidad de control / Unidade de controlo / Блок управления / 控制单元

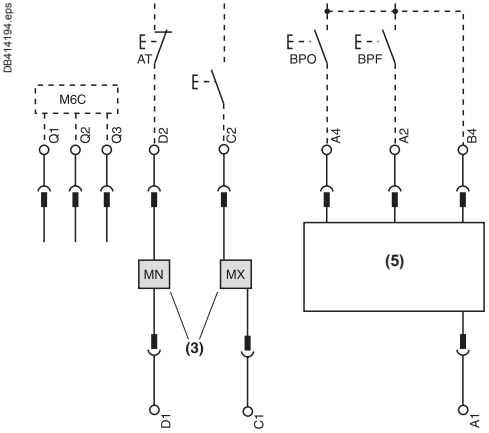
DB414193.eps



Com	UC1	UC2	UC3	M6C
E5 E6	Z5 M1	M2 M3	F2+	Q3
E3 E4	Z3 Z4	T3 T4	VN	Q2
E1 E2	Z1 Z2	T1 T2	F1-	Q1

Commande à distance / Remote control / Extern Ein- und Ausschalten / Comando a distanza / Mando a distancia / Controlo remoto / Дистанционное управление / 远程操作

DB414194.eps

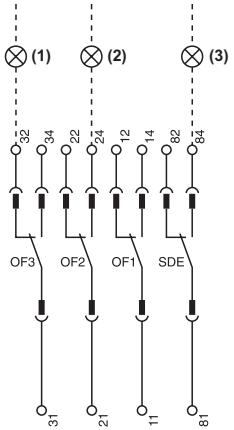


MN/MX	MT2	MT1
D2 / C2	A4	A2
		B4
D1 / C1		A1

(1) Disjoncteur amont / Upstream breaker / Einspeiseseitig Schalter / Interruttore monte / Interruptor aguas arriba / Disjuntor a montante / Расположенный выше выключатель /上级
(2) Disjoncteur aval / Downstream breaker / Abgangsseitig Schalter/ Interruttore valle / Interruptor aguas abajo / Disjuntor a jusante / Расположенный ниже выключател / 下级
(3) Ou / Or / Oder / O / Ó / Ou / Или/ 或
(4) Strap si pas de disjoncteur aval / Strap if no downstream breaker / Strap wenn kein abgangsseitig Schalter / Strap si no interruttore valle / Strap si no interruptor aguas abajo / Fixe caso não exista um disjuntor a jusante / Стяжка, если ниже не расположен выключатель /汇流排（若无下游断路器）
(5) Télécommande / Remote control / Motorantrieb / Comando motore / Mando eléctrico /Controlo remoto / Дистанционное управление / 远程操作

Déclencheur / Control unit / Überstromauslösesystem / Sganciatore elettronico / Unidad de control / Unidade de controlo / Блок управления / 控制单元

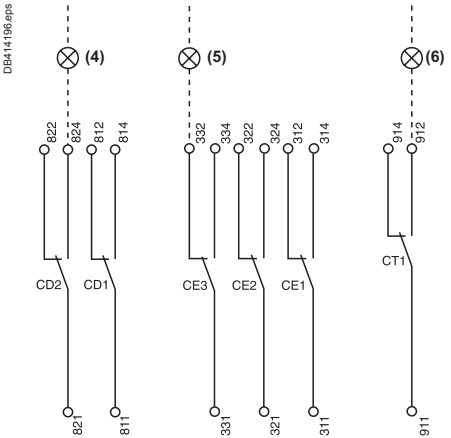
DB414195.eps



SDE	OF3	OF2	OF1
84	34	24	14
82	32	22	12
81	31	21	11

Commande à distance / Remote control / Extern Ein- und Ausschalten / Comando a distanza / Mando a distancia / Controlo remoto / Дистанционное управление / 远程操作

DB414196.eps

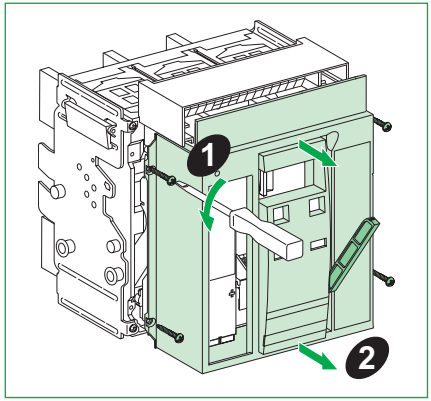


CD2	CD1	CE3	CE2	CE1	CT1
824	814	334	324	314	914
822	812	332	322	312	912
821	811	331	321	311	911

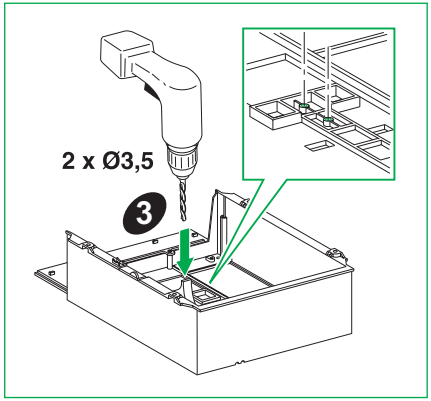
(1) Ouvert / Open / Aus / Aperto / Abierto / Aberto / Откр / 分闸
(2) Fermé / Closed / Ein / Chiuso / Cerrado / Fechado /Закр /合闸
(3) Défaut / Fault / Fehler / Guasto / Defecto / Falha / Неисправность / 故障
(4) Débroché / Disconnected / Trennstellung / Estratto / Desenchufado / Desligado / Отсоед. / 退出
(5) Embroché / Connected / Betriebsstellung / Inserito / Enchufado / Ligado / Подкл / 连接
(6) Position test / Test position / Testellung / Posizione prova / Posición de test / Posição de teste / Положение «Тест» / 测试位置

Cadenassage des boutons poussoirs / Pushbutton padlocking device / Abschliessbarkeit der Betätigungstaster / Blocco a lucchetto dei pulsanti / Enclavamiento de los botones-pulsadores / Dispositivo de bloqueio do interruptor de pressão / Кнопочное устройство блокировки / 按钮挡板

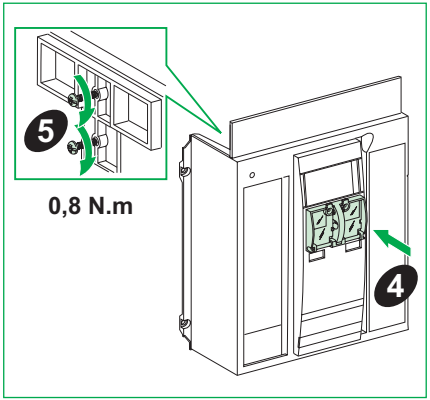
DB414197.eps



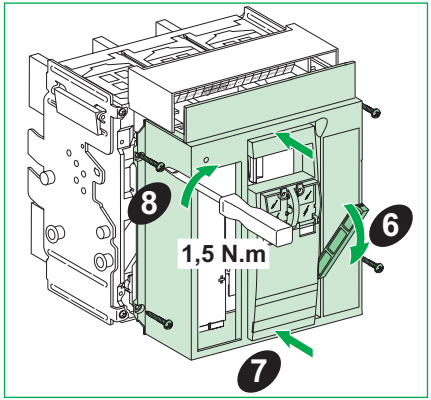
DB414198.eps



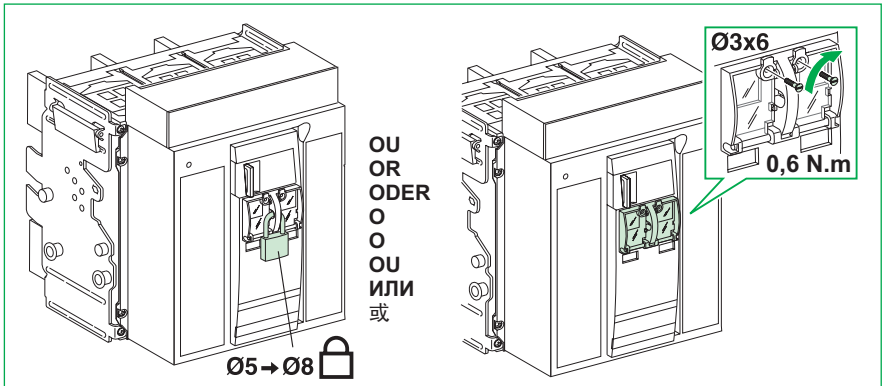
DB414199.eps



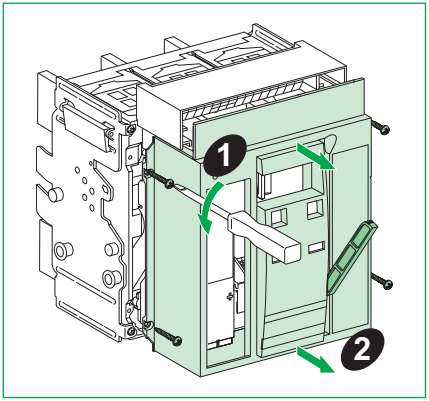
DB414200.eps



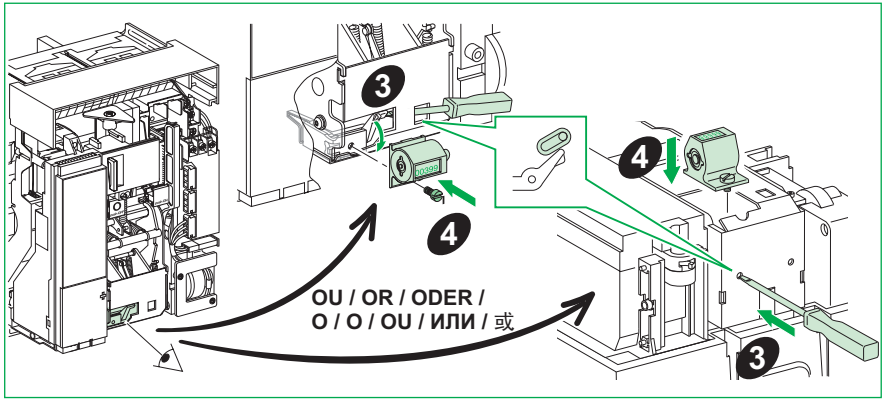
DB414201.eps



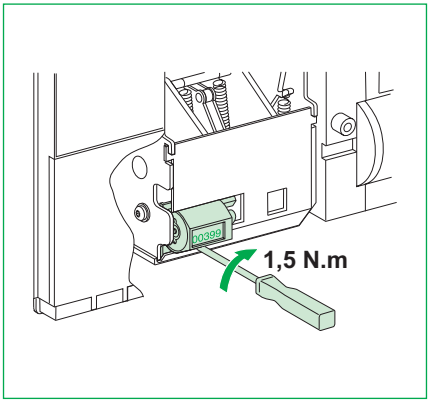
DB414202.eps



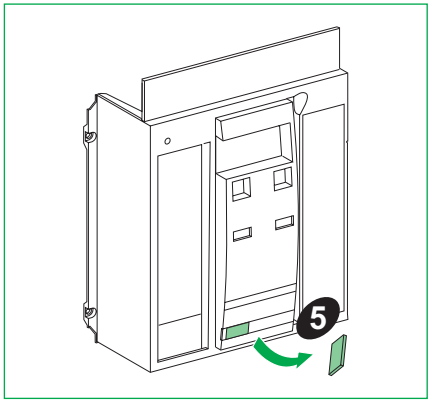
DB414203.eps



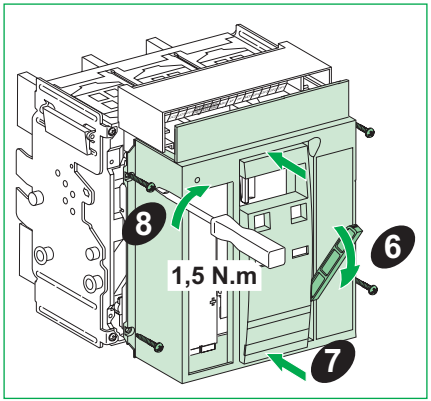
DB414204.eps



DB414205.eps

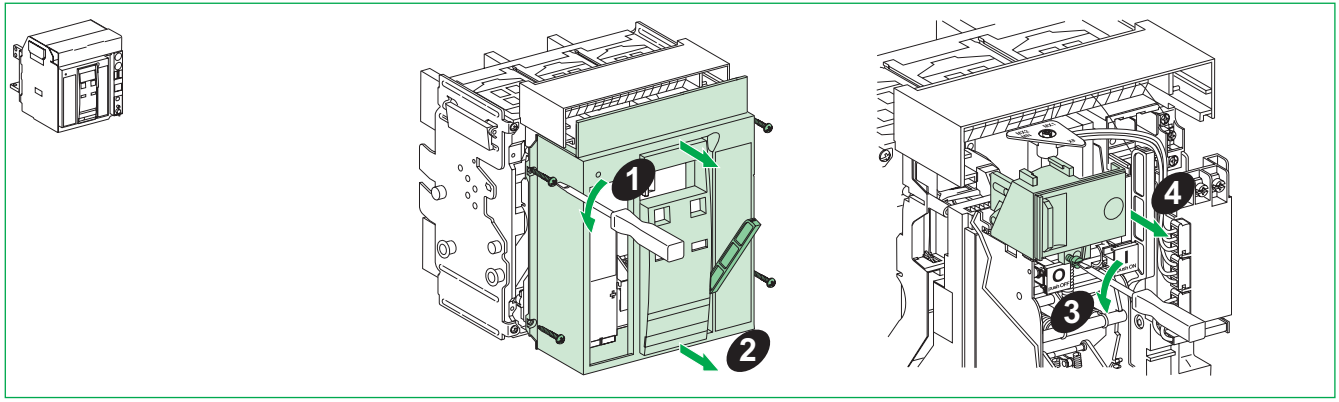


DB414206.eps

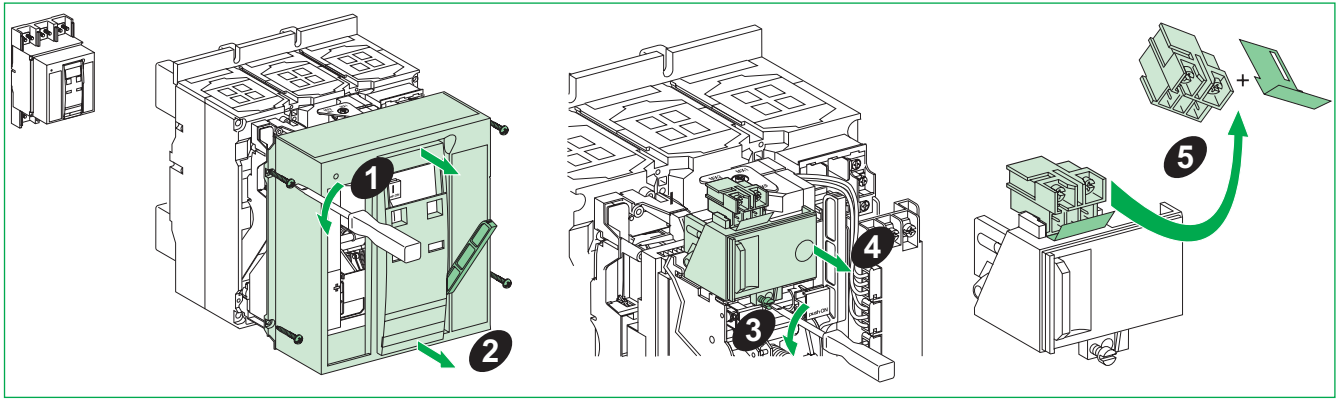


Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de "desligado" / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁

DB414207.eps

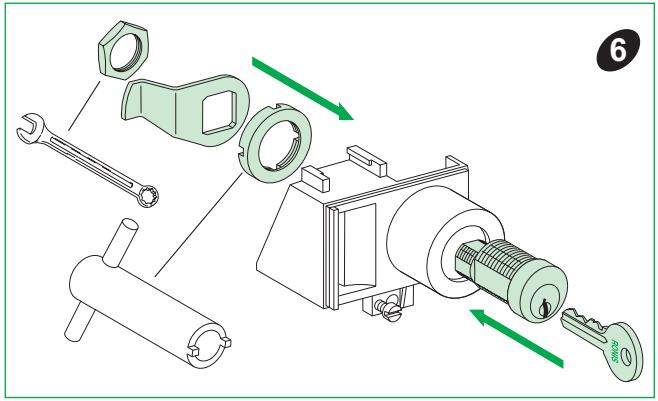


DB414208.eps

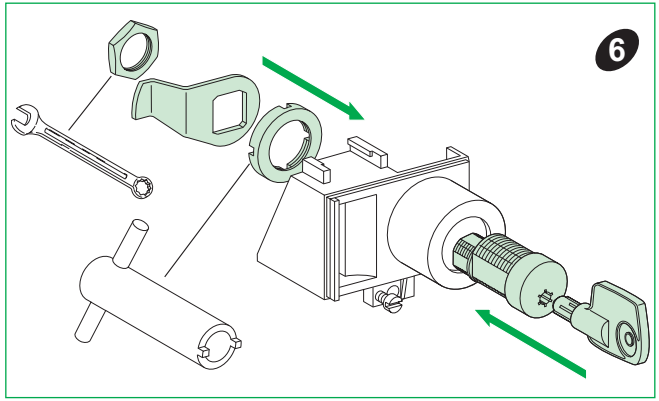


Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de "desligado" / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁

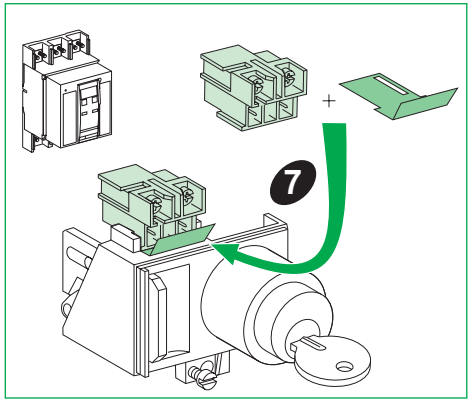
DB414209.eps



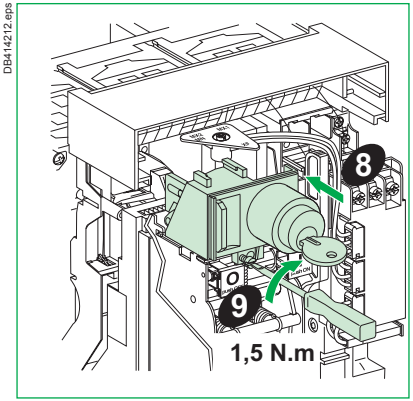
DB414210.eps



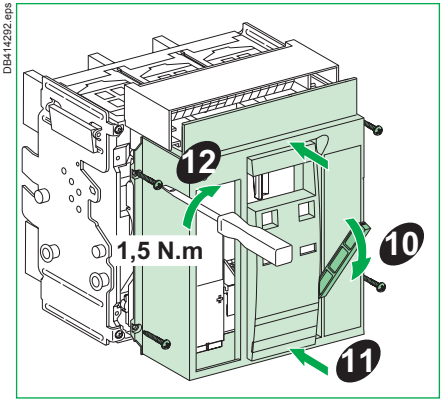
DB414211.eps



DB414212.eps

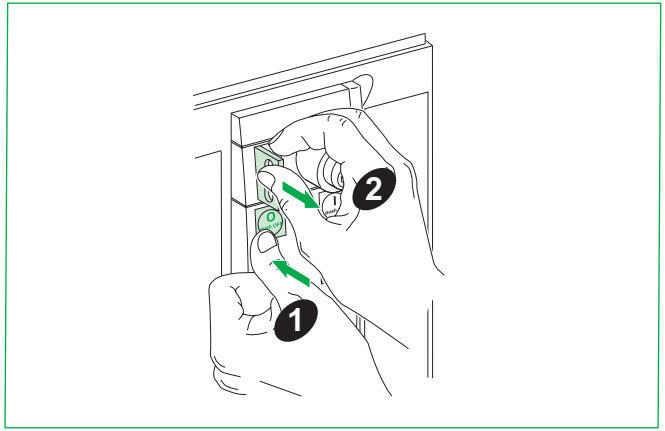


DB414292.eps

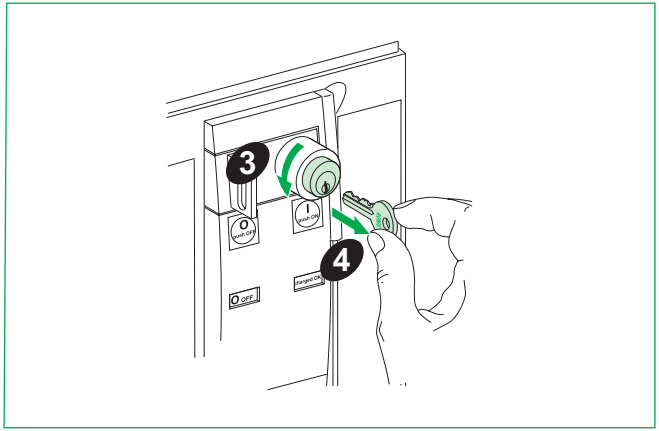


Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de "desligado" / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁

DB414293.eps



DB414294.eps



© 2018 Schneider Electric. All rights reserved.

Schneider Electric Industries SAS
35, rue Joseph Monier
CS 30323
F - 92506 Rueil Malmaison Cedex
www.schneider-electric.com

Printed on recycled paper.

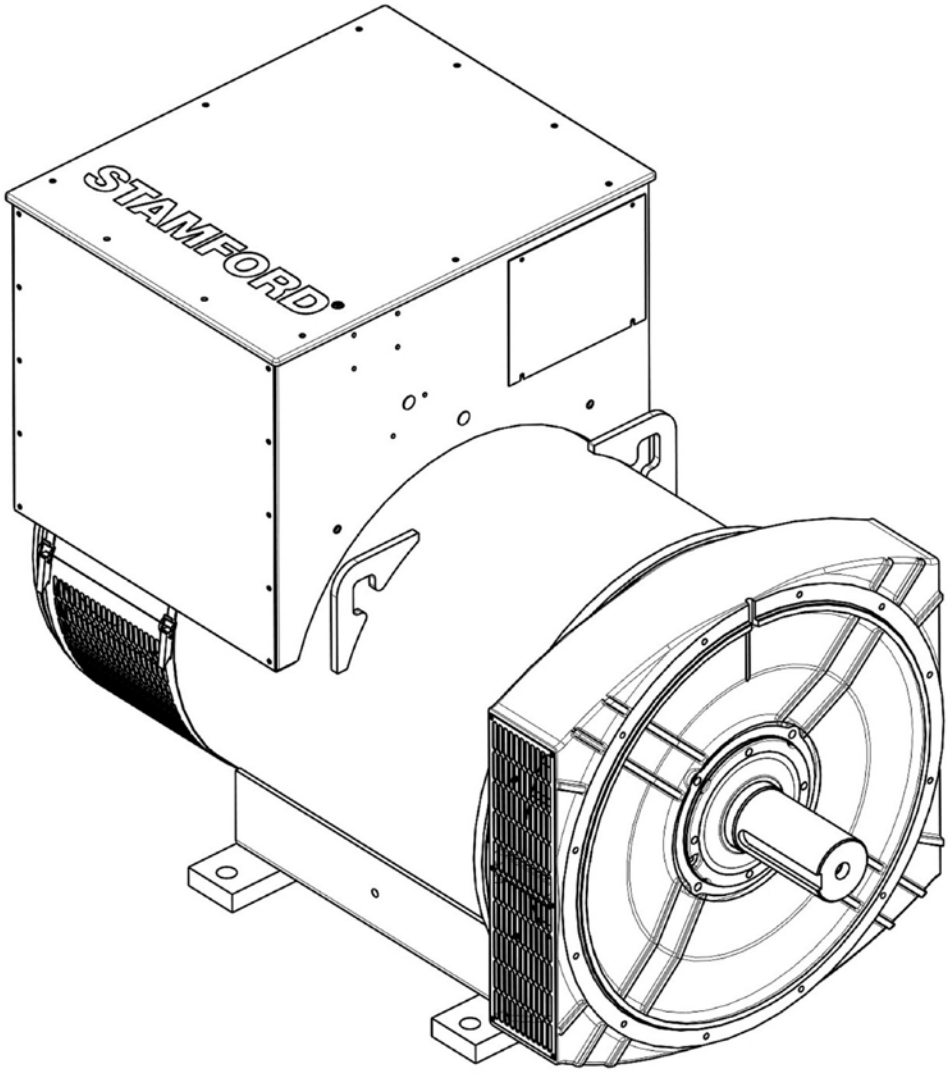
Designed by: Schneider Electric
Printed by:

Уполномоченный поставщик в РФ:
АО «Шнейдер Электрик»
Адрес:127018, г. Москва, ул.
Двинцев, д.12, корп.1,
тел. +7 (495)777 99 88,
факс: +7 (495)777 99 94, 8-800-200-6446
www.schneider-electric.ru

STAMFORD®

HC Alternators

OWNER MANUAL



English
Original Instructions

A040J849 (Issue 7) Public

Table of Contents

1. FOREWORD 1
2. SAFETY PRECAUTIONS 3
3. SAFETY DIRECTIVES AND STANDARDS 7
4. INTRODUCTION 13
5. APPLICATION OF THE ALTERNATOR 15
6. INSTALLATION INTO THE GENERATOR SET 21
7. SERVICE AND MAINTENANCE 29
8. PARTS IDENTIFICATION 47
9. TECHNICAL DATA 55
10. SERVICE PARTS AND AFTER SALES SERVICE 57
11. END OF LIFE DISPOSAL 59

-

This page is intentionally blank.

1 Foreword

1.1 The Manual

This manual contains guidance and instructions for the installation and operation of the alternator. This manual does not include instructions for servicing and maintaining the alternator. Contact CGT Customer Service for details.

Before operating the alternator, read this manual and make sure that all personnel who work on the equipment have access to the manual and all additional documentation supplied with it. Misuse and failure to follow the instructions, and the use of non-approved parts, may invalidate the product warranty and lead to potential accidents.

This manual is an essential part of the alternator. Make sure that the manual is available to all users throughout the life of the alternator.

The manual is written for skilled electrical and mechanical technicians and engineers, who have prior knowledge and experience of generating equipment of this type. If in doubt, please seek expert advice or contact your local Cummins Generator Technologies subsidiary.

NOTICE
Information in this manual was correct when published. It may be superseded due to our policy of continuous improvement. Please visit www.stamford-avk.com for latest documentation.

-

This page is intentionally blank.

2 Safety Precautions

2.1 Safety Information and Notices used in this manual

Danger, Warning and Caution panels are used in this manual to describe the sources of hazards, their consequences and how to avoid injury. Notice panels emphasize important or critical instructions.

DANGER

Danger indicates a hazardous situation which, if not avoided, WILL result in death or serious injury.

WARNING

Warning indicates a hazardous situation which, if not avoided, COULD result in death or serious injury.

CAUTION

Caution indicates a hazardous situation which, if not avoided, COULD result in minor or moderate injury.

NOTICE

Notice refers to a method or practice which can result in product damage, or to draw attention to additional information or explanations.

2.2 General Guidance

NOTICE

These safety precautions are for general guidance and supplement your own safety procedures and all applicable laws and standards.

2.3 Skill Requirements of Personnel

Service and maintenance procedures must only be carried out by experienced and qualified engineers, who are familiar with the procedures and the equipment.

2.4 Risk Assessment

A risk assessment has been performed on this product by Cummins, however a separate risk assessment must be performed by the user/operating company to establish all personnel-related risks. All affected users must be trained on the identified risks. Access to the Power Plant/Generator Set during operation must be restricted to persons who have been trained on these risks.

-

2.5 Personal Protective Equipment (PPE)

All persons operating, servicing, maintaining or working in or with a power plant or a generator set must wear appropriate Personal Protective Equipment (PPE)

Recommended PPE includes:

- Ear and Eye Protection
- Head and face protection
- Safety footwear
- Overalls that protect the lower arms and legs

Ensure that all persons are fully aware of the emergency procedures in case of accidents.

2.6 Noise

⚠ WARNING

Noise

Noise from a running alternator can cause serious injury by permanent hearing damage.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

Maximum A-weighted noise emissions may reach 109 dB(A). Contact the supplier for application-specific details.

2.7 Electrical Equipment

⚠ DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

All electrical equipment can be dangerous if not operated correctly. Always install, service and maintain the alternator in accordance with this manual. Work that requires access to electrical conductors must comply with all applicable local and national electrical safety procedures for the voltages involved and any site specific rules. Always use genuine branded replacement parts.

2.8 Lock Out/Tag Out

⚠ WARNING

Reconnected Energy Source

Accidental reconnection of energy sources during service and maintenance work can cause serious injury or death by electric shock, burns, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before starting service and maintenance work, use appropriate lock out/tag out safety procedures to keep the generator set isolated from energy sources. Do not defeat or bypass the lock out/tag out safety procedures.

2.9 Lifting

DANGER

Falling Mechanical Parts

Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before lifting:

- ***Check the capacity, condition and attachment of lifting equipment (crane, hoists and jacks, including attachments to anchor, fix or support the equipment).***
- ***Check the capacity, condition and attachment of accessories for lifting (hooks, slings, shackles and eye bolts for attaching loads to lifting equipment).***
- ***Check the capacity, condition and attachment of lifting fixtures on the load.***
- ***Check the mass, integrity and stability (e.g. unbalanced or shifting center of gravity) of the load.***

WARNING

Falling Mechanical Parts

Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before lifting the alternator:

- ***Do not lift the complete generator set by the alternator lifting fixtures.***
- ***Keep the alternator horizontal when lifting.***
- ***Fit drive end and non-drive end transit fittings to single bearing alternators to keep the main rotor in the frame.***

Do not remove the lifting label attached to one of the lifting points.

2.10 Alternator Operating Areas

WARNING

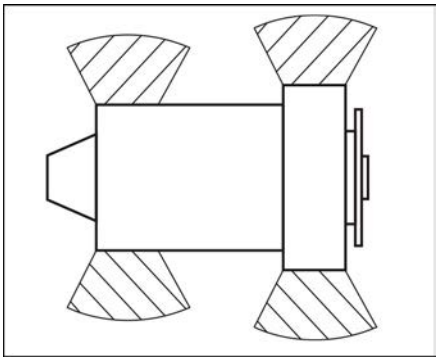
Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

-



Always wear suitable PPE when working in the hatched areas shown in the diagram or directly in-line with any air inlet/outlet.

Make sure this consideration is captured in your risk assessment.

2.11 Hazard Warning Labels

⚠ WARNING

Safety Cover Removed

A hazard exposed when a safety cover is removed can cause serious injury or death.

To prevent injury:

- ***Fit the safety labels at the locations shown on the back of the label sheet supplied.***
- ***Observe the safety labels.***
- ***Refer to the service manual before removing covers.***

The generator set manufacturer is responsible for fitting the self-adhesive hazard warning labels supplied with the alternator.

Replace labels that are missing, damaged or painted over.



3 Safety Directives and Standards

STAMFORD Alternators meet applicable European safety directives, and national and international standards relevant to alternators. The alternator must be operated within the limits specified in the relevant standards and within the parameters on the alternator rating plate.

Marine alternators meet the requirements of all the major marine classification societies.

-

3.1 Low Voltage Directive: Declaration of Conformity

TABLE 1. LOW VOLTAGE DIRECTIVE: DECLARATION OF CONFORMITY

EU DECLARATION OF CONFORMITY — Generator Technologies	
This synchronous A.C. generator is designed for incorporation into an electricity generating-set and fulfils all the relevant provisions of the following EU Directive(s) when installed in accordance with the installation instructions contained in the product documentation:	
2014/35/EU **2014/30/EU**	**Low Voltage Directive** **The Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive**
and that the standards and/or technical specifications referenced below have been applied:	
EN 61000-6-2:2005 **EN 61000-6-4:2007+A1:2011** **EN ISO 12100:2010** **EN 60034-1:2010** **BS ISO 8528-3:2005** **BS 5000-3:2006**	**Electromagnetic compatibility (EMC). Generic standards – Part 6-2: Immunity for industrial environments** **Electromagnetic compatibility (EMC). Generic standards – Part 6-4: Emission standard for industrial environments** **Safety of machinery – General principles for design – Risk assessment and risk reduction** **Rotating electrical machines - Part 1: Rating and performance** **Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets - Part 3: Alternating current generators for generating sets** **Rotating electrical machines of particular types or for particular applications - Part 3: Generators to be driven by reciprocating internal combustion engines - Requirements for resistance to vibration**
This declaration has been issued under the sole responsibility of the manufacturer. The object of this Declaration is in conformity with the relevant Union harmonization Legislation.	
The name and address of authorised representative, authorised to compile the relevant technical documentation, is the Company Secretary, Cummins Generator Technologies Limited, 49/51 Gresham Road, Staines, Middlesex, TW18 2BD, U.K.	
Date: 01st February 2016  **Signed:**	**Name, Title and Address:** **Kevan J Simon** **Global Technical and Quality Director** **Cummins Generator Technologies** **Fountain Court** **Lynch Wood** **Peterborough, UK** **PE2 6FZ**
Description	Serial Number
Registered in England under Registration No. 441273. Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Barnack Road, Stamford, Lincolnshire PE9 2NB, England.	
450-16383-E	

3.2 Machinery Directive: Declaration of Incorporation

TABLE 2. MACHINERY DIRECTIVE: DECLARATION OF INCORPORATION - SHEET 1

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE

DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Cummins Generator Technologies

Function: Synchronous A.C. generator designed for incorporation into an electricity generating-set.

The partly completed machinery supplied with this declaration:

- **Is designed and constructed solely as a non-functional component to be incorporated into a machine requiring completion.**
- **Is designed to comply with the provisions of the following EU Directives so far as their level of build will allow:**

  2014/30/EU The Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive

  2014/35/EU Low Voltage Directive
- **Must not be put into service within the European Community ("EC") until the final machinery into which it is to be incorporated has been declared in conformity with the Machinery Directive and all other applicable EC Directives.**
- **Is designed and constructed to comply with the essential health and safety requirements of the Machinery Directive 2006/42/EC listed on sheet 2 of this Declaration.**

The relevant technical documentation is compiled in accordance with the provisions of part B of Annex VII of the Machinery Directive. All relevant information about the partly completed machinery will be provided, in writing, on a reasoned request by the appropriate national authority to its authorised representative. The name and address of authorised representative, authorised to compile the relevant technical documentation, is the Company Secretary, Cummins Generator Technologies Limited, 49/51 Gresham Road, Staines, Middlesex, TW18 2BD, U.K.

The undersigned representing the manufacturer:

Date: 01st February 2016  **Signed:**	**Name, Title and Address:** **Kevan J Simon** **Global Technical and Quality Director** **Cummins Generator Technologies** **Fountain Court** **Lynch Wood** **Peterborough, UK** **PE2 6FZ**
Description	Serial Number

Registered in England under Registration No. 441273.

Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Barnack Road, Stamford, Lincolnshire PE9 2NB, England.

450-16388-E

-

TABLE 3. MACHINERY DIRECTIVE: DECLARATION OF INCORPORATION - SHEET 2

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE

DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Cummins Generator Technologies

ESSENTIAL HEALTH AND SAFETY REQUIREMENTS RELATING TO THE DESIGN AND CONSTRUCTION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

1.1 General Remarks

- **1.1.2 : Principles of safety integration**
- **1.1.3 : Materials and products**
- **1.1.5 : Design of machinery to facilitate its handling**

1.3 Protection Against Mechanical Hazards

- **1.3.1 : Risk of loss of stability**
- **1.3.2 : Risk of break-up during operation**
- **1.3.3 : Risks due to falling or ejected objects**
- **1.3.4 : Risks due to surfaces, edges or angles**
- **1.3.7 : Risks related to moving parts**
- **1.3.8.1 : Moving transmission parts**

1.4 Guarding *

- **1.4.1 : Guards – General requirements ***
- **1.4.2.1 : Fixed guards ***

1.5 Other Hazards

- **1.5.2 : Static electricity**
- **1.5.3 : Energy supply other than electric**
- **1.5.4 : Errors of fitting**
- **1.5.6 : Fire**
- **1.5.13 : Emissions of hazardous materials and substances**

1.7 Information

- **1.7.1 : Information and warnings on the machinery**
- **1.7.4 : Instructions**

LEGEND

1. **Essential Health and Safety Requirements not shown are not considered applicable for this Partly Completed Machinery or must be fulfilled by the assembler of the Machinery.**
2. **Essential Health and Safety Requirements shown are considered applicable for this Partly Completed Machinery and have been fulfilled by the manufacturer to the extent possible, subject to the build requirements of the Machinery assembler, the information contained in the assembly instructions and Cummins bulletins.**
3. *** Customers may request Partly Completed Machinery without some or all guarding attached. In these cases section 1.4 Guarding does not apply and the Essential Health and Safety Requirements for guarding must be fulfilled by the assembler of the Machinery.**

Registered in England under Registration No. 441273.

Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Barnack Road, Stamford, Lincolnshire PE9 2NB, England.

450-16388-E

3.3 Additional Information for EMC Compliance

STAMFORD alternators are designed to meet EMC emissions and immunity standards for industrial environments. Additional equipment may be required when the alternator is installed in residential, commercial and light industrial environments.

The installation ‘earth/ground’ arrangements require the connection of the alternator frame to the site protective earth conductor using a minimum lead length.

Installation, maintenance and servicing must be carried out by adequately trained personnel fully aware of the requirements of the relevant EC directives.

NOTICE
Cummins Generator Technologies is not liable for EMC compliance if unauthorized parts, not of STAMFORD brand, are used for maintenance and servicing.

3.4 Additional Information for CSA Compliance

To comply with Canadian Standards Association (CSA) regulations, all external wiring and components must be rated at the alternator rated voltage shown on the rating plate label.

-

This page is intentionally blank.

4 Introduction

4.1 General Description

HC alternators are of brushless rotating field design, available up to 690 V, 50 Hz (1000 RPM, 6 pole and 1500 RPM, 4 pole) or 60 Hz (1200 RPM, 6 pole and 1800 RPM, 4 pole), and built to meet BS5000 Part 3 and international standards.

HC alternators are available self-excited, where excitation power is from the main output windings, or separately-excited, where a permanent magnet generator (PMG) supplies excitation power.

4.2 Alternator Name

TABLE 4. HC ALTERNATOR NAMING FORMAT

Example:	HC	5	-	HC	I	5	3	4	C	2
	Alternator model (HC4, HC5, HC6)			Alternator type (HC = standard, HCK = dedicated, not HC6)	Application (I = industrial, M = marine)	Frame size (4, 5, 6)	Excitation (3 = with PMG, 4 = without PMG)	Number of poles	Core length (A, B, C, ...)	Number of bearings (1 = NDE, 2 = DE & NDE)

4.3 Serial Number Location

A unique serial number is stamped into the upper section of the frame.

4.4 Rating Plate

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

The fixed rating plate label states the intended operating parameters of the alternator.

-

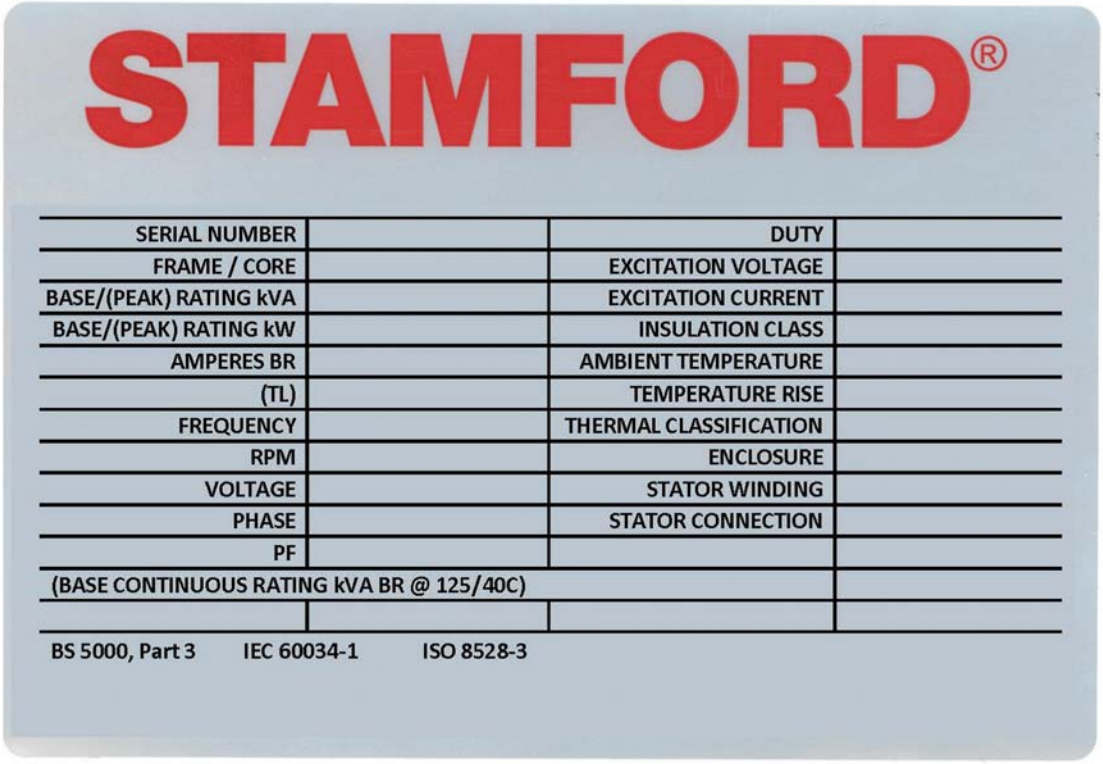


FIGURE 1. GLOBAL STAMFORD AC ALTERNATOR RATING PLATE

4.5 Product Authentication

The STAMFORD high security, anti-counterfeit hologram is located on the Tracking Label. Check that the dots are visible around the STAMFORD logo when viewing the hologram from different angles and the word "GENUINE" appears behind the logo. Use a flashlight to see these security features in low ambient light. Check that the alternator is genuine by entering the unique 7 character hologram code at **www.stamford-avk.com/verify**.

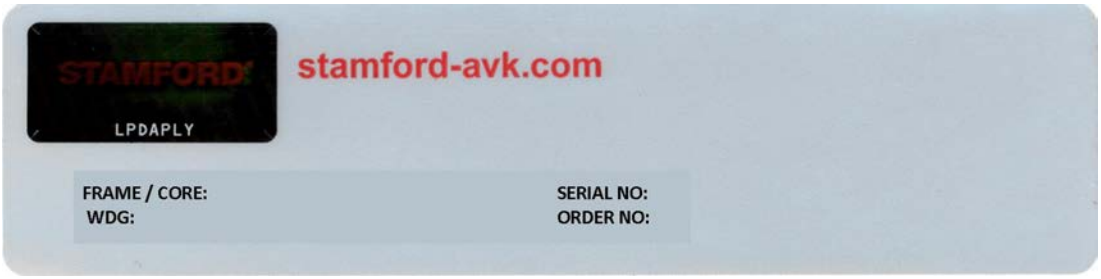


FIGURE 2. TRACKING LABEL



FIGURE 3. DOTS VISIBLE IN LEFT, RIGHT, UPPER AND LOWER VIEWS OF 3D HOLOGRAM

5 Application of the Alternator

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

It is the customer's responsibility to make sure that the selected alternator is suitable for the final application.

5.1 Environment

The alternators are protected to IP23 as standard. IP23 is not adequate protection for use outdoors without additional measures.

Ambient Temperature	-15° C to 40° C (5° F to 104° F)
Relative Humidity	< 70%
Altitude	< 1000 m (3280 ft)

The alternator has been designed for the environment shown in the table. The alternator can operate outside these conditions if it is rated accordingly; the nameplate gives details. If the operating environment is changed after purchase, refer to the factory for a revised alternator rating.

5.2 Air Flow

TABLE 5. MINIMUM AIR FLOW AND MAXIMUM PRESSURE DROP

Alternator model and frequency	50 Hz	60 Hz	Maximum intake to outlet pressure drop, mm (in) water gauge
	Minimum Air flow, m^3/s (ft^3/min)		
HC4	0.8 (1700)	0.99 (2100)	6 (0.25)
HC5	1.04 (2202)	1.31 (2780)	6 (0.25)
HCK5	1.23 (2615)	1.59 (3366)	6 (0.25)
HC6	1.62 (3420)	1.96 (4156)	6 (0.25)

Make sure that the air inlets and outlets are not blocked while the alternator is running.

-

5.3 Airborne Contaminants

Contaminants such as salt, oil, exhaust fumes, chemicals, dust, and sand will reduce the effectiveness of the insulation and the life of the windings. Consider using air filters and an enclosure to protect the alternator.

5.4 Air Filters

Air filters trap airborne particulates above 5 microns. The filters must be cleaned or replaced regularly, depending on site conditions. Check the filters frequently to establish an appropriate service interval.

Alternators with factory-fitted filters are rated to account for the reduced flow rate of cooling air. If filters are retrofitted, the alternator rating must be reduced by 5%.

Air filters do not remove water. Keep the filters dry with additional protection. Wet filters further restrict airflow, causing the alternator to overheat and leading to premature failure of the insulation.

5.5 Humid Conditions

The water carrying capacity of air depends on temperature. If the air temperature falls below its saturation point, dew may form on the windings, reducing the electrical resistance of the insulation. In humid conditions, additional protection may be required even if the alternator is fitted inside an enclosure. Anti-condensation heaters are supplied on request.

5.6 Anti-Condensation Heaters

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

Power to the anti-condensation heater is supplied from a separate source. Anti-condensation heaters raise the air temperature around the windings to deter condensation forming in humid conditions when the alternator is not operating. Best practice is to energize the heaters automatically when the alternator is off.

5.7 Enclosures

Fit an enclosure to protect the alternator from adverse environmental conditions. Make sure that air entering the alternator is of adequate flowrate, free from moisture and contaminants, and below the maximum ambient temperature on the rating plate.

Make sure there is sufficient access around the alternator for safe maintenance.

5.8 Vibration

The alternators are designed to withstand the vibration levels encountered on generator sets built to meet the requirements of ISO 8528-9 and BS 5000-3. (Where ISO 8528 is taken to be broad band measurements and BS5000 refers to the predominant frequency of any vibrations on the generator set).

NOTICE

Exceeding either of the above specifications will have a detrimental effect on the life of the bearings and other components, and may invalidate the alternator warranty.

NOTICE

The terminal box is designed to support the fitted busbars or terminals, transformers, load cables and auxiliary terminal box. Additional mass could cause excessive vibration and lead to failure of the terminal box enclosure and mounting. Refer to the Installation Manual to connect the load cables to the terminal box. Refer to CGT before fixing any additional mass to the terminal box.

5.8.1 Definition of BS5000–3

Alternators shall be capable of continuously withstanding linear vibration levels with amplitudes of 0.25 mm between 5 Hz and 8 Hz, and velocities of 9.0 mm/s RMS between 8 Hz and 200 Hz, when measured at any point directly on the carcass or main frame of the machine. These limits refer only to the predominant frequency of vibration of any complex waveform.

5.8.2 Definition of ISO 8528-9

ISO 8528-9 refers to a broad band of frequencies; the broad band is taken to be between 10 Hertz and 1000 Hertz. The table below is an extract from ISO 8528-9 (Table C.1, value 1). This simplified table lists the vibration limits by kVA and speed for acceptable operation of standard generator set designs.

5.8.3 Vibration Frequencies

The main vibration frequencies produced by the alternator are as follows:

- 6-pole 1000 RPM 16⅔ Hz
- 6-pole 1200 RPM 20 Hz
- 4-pole 1500 RPM 25 Hz
- 4-pole 1800 RPM 30 Hz

Vibrations induced in the alternator by the engine are complex. It is the responsibility of the generator set designer to ensure that the alignment and stiffness of the bedplate and mountings do not allow vibration to exceed BS5000 part 3 and ISO 8528 part 9 limits.

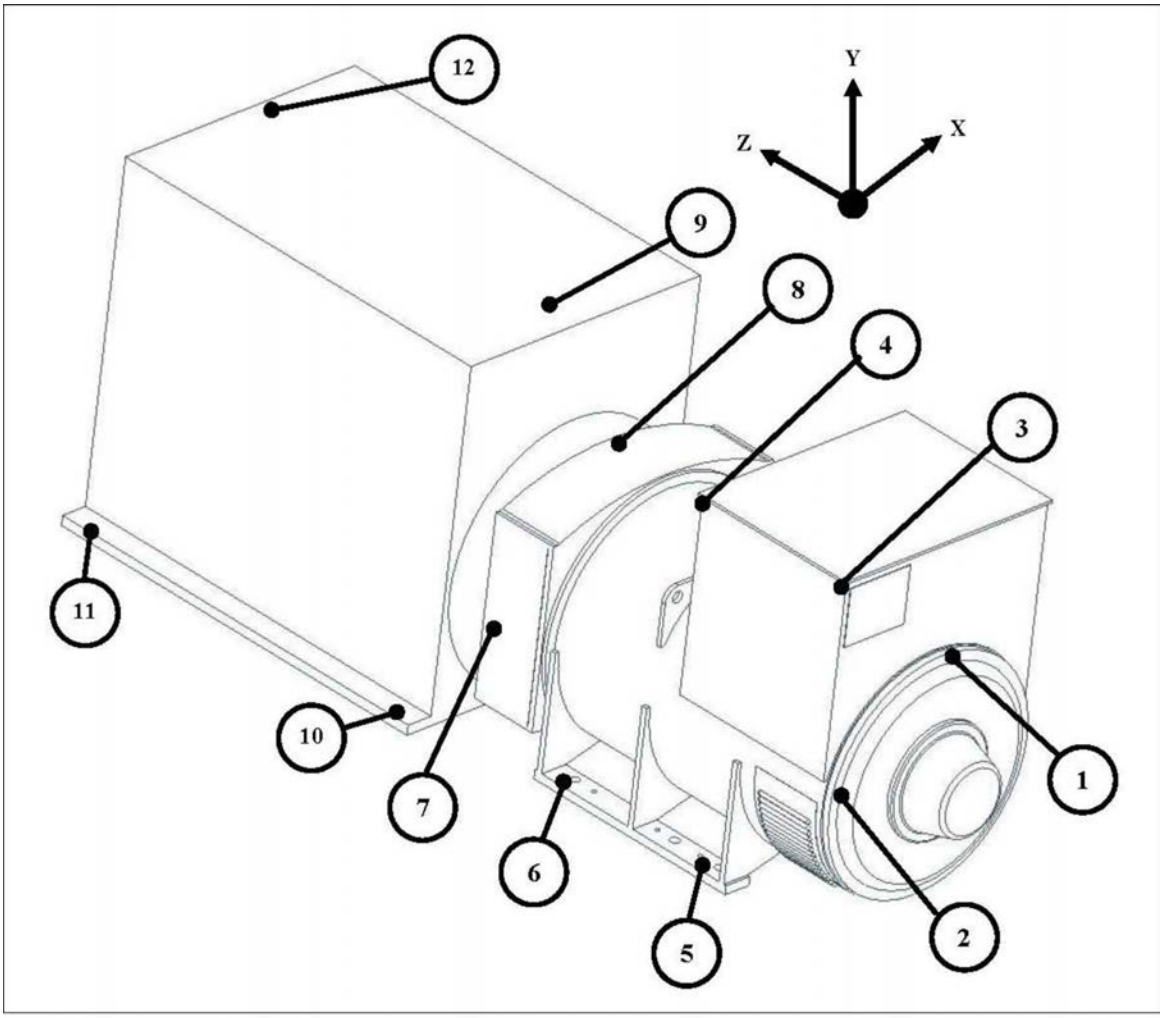
5.8.4 Linear Vibration Limits

Linear Vibration Levels As Measured On The Alternator - HC				
Engine Speed RPM (min^{-1})	Power Output S (kVA)	Vibration Displacement RMS (mm)	Vibration Velocity RMS (mm/s)	Vibration Acceleration RMS (mm/s^2)
1300 ≤ RPM ≤ 2000	250 < S	0.32	20	13
720 ≤ RPM < 1300	250 < S ≤ 1250	0.32	20	13
The broad band is taken as 10 Hz - 1000 Hz				

-

5.8.5 Linear Vibration Monitoring

We recommend using vibration analyzing equipment to measure vibration at the positions shown below. Check that vibration of the generator set is below the limits stated in the standards. If vibration is above the limits, the generator set builder should investigate the root causes and eliminate them. Best practice is for the generator set builder to take initial readings as a reference and for the user to periodically monitor vibration, according to the recommended service schedule, to detect a deteriorating trend.



5.8.6 Excessive Vibration

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

If the measured vibration of the generator set is not within the limits:

1. The generator set manufacturer should change the generator set design to reduce the vibration levels as much as possible.
2. Contact Cummins Generator Technologies to assess the impact on bearing and alternator life expectancy.

5.9 Bearings

5.9.1 Sealed Bearings

Inspect sealed-for-life bearings periodically, according to the recommended service schedule (**Section 7.1 on page 29**). Check for signs of wear, fretting or other detrimental features. Damage to seals, grease leakage or discoloration of the bearing races indicate that the bearing may need to be replaced.

5.9.2 Re-greasable Bearings

Each bearing housing is connected by a grease pipe to an external grease nipple. A label gives the grease type and quantity, and frequency for re-greasing. The recommended grease is a high specification synthetic compound that must not be mixed with grease of a different specification. Refer to the Service and Maintenance chapter for detailed instructions.

5.9.3 Bearing Life

Factors that reduce bearing life or lead to bearing failure include:

- Adverse operating conditions and environment
- Stress caused by misalignment of the generator set
- Vibration from the engine that exceeds the limits in BS 5000-3 and ISO 8528-9
- Long periods (including transportation) when the alternator is stationary and subjected to vibration can cause false brinelling wear (flats on the balls and grooves on the races)
- Humid or wet conditions that cause corrosion and deterioration of the grease by emulsification.

5.9.4 Health Monitoring of the Bearings

We recommend that the user checks the bearing condition using vibration monitoring equipment. Best practice is to take initial readings as a reference and periodically monitor the bearings to detect a deteriorating trend. It will then be possible to plan a bearing change at an appropriate generator set or engine service interval.

5.9.5 Bearing Service Life Expectancy

Bearing manufacturers recognize that the service life of bearings depends on factors that are outside their control. Rather than quote a service life, practicable replacement intervals are based on the L10 life of the bearing, the type of grease, and the recommendations of the bearing and grease manufacturers.

For general purpose applications: If the correct maintenance is carried out, vibration levels do not exceed the levels stated in ISO 8528-9 and BS5000-3, and the ambient temperature does not exceed 50 °C, plan to replace the bearings within 30,000 hours of operation.

If in doubt regarding any aspect of bearing life of a STAMFORD alternator, contact the nearest authorized supplier of the alternator or contact the STAMFORD factory.

-

5.9.6 Standby Applications

Run alternators in standby applications at no load for a minimum of 10 minutes every week. For alternators fitted with regreasable bearings, re-grease the bearings every 6 months, regardless of the number of accumulated running hours.

6 Installation into the Generator Set

6.1 Alternator Dimensions

Dimensions are included in the data sheet specific to the alternator model. Refer to the rating plate to identify the alternator model.

NOTICE
Data sheets are available from www.stamford-avk.com

6.2 Lifting the Alternator

⚠ WARNING
Falling Mechanical Parts
Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.
To prevent injury and before lifting the alternator:
• ***Do not lift the complete generator set by the alternator lifting fixtures.***
• ***Keep the alternator horizontal when lifting.***
• ***Fit drive end and non-drive end transit fittings to single bearing alternators to keep the main rotor in the frame.***

Lift the alternator by hooks or shackles attached to the lifting points (lugs or eyes) provided. A label attached to a lifting point shows the correct lifting arrangement. Use chains of sufficient length, and a spreader bar if necessary, to make sure that the chains are vertical when lifting. Make sure that the capacity of the lifting equipment is sufficient for the alternator mass shown on the label.

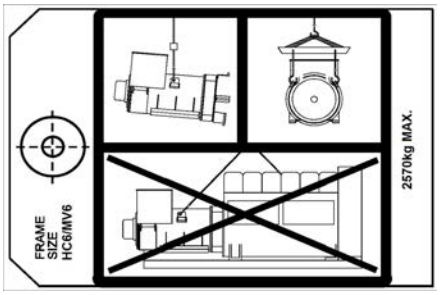


FIGURE 4. LIFTING LABEL

6.3 Storage

If the alternator will not to be used immediately, it must be stored in a clean, dry, vibration-free environment. We recommend the use of anti-condensation heaters, when available.

If the alternator can be rotated, turn the rotor a minimum of 6 revolutions every month during storage.

6.3.1 After Storage

After a period of storage, carry out the pre-running checks to determine the condition of the windings. If the windings are damp or the insulation resistance is low, follow one of the drying out procedures (see Chapter 7 on page 29).

-

Before putting the alternator into service, refer to the following table.

TABLE 6.

	Not Rotated during Storage	Rotated during Storage
Sealed Bearing(s)	If stored less than 12 months, put the alternator into service. If stored more than 12 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.	If stored less than 24 months, put the alternator into service. If stored more than 24 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.
Re-greasable Bearing(s)	If stored less than 12 months, put the alternator into service. If stored more than 12 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.	If stored less than 6 months, put the alternator into service. If stored between 6 and 24 months, re-grease the bearing(s) during the first run then put the alternator into service. If stored more than 24 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.

6.3.2 Storage Instruction

When an alternator is stationary, in storage or otherwise, it may be subjected to environmental factors, such as vibration, humidity, temperature and airborne contaminant particles, that could degrade the bearing arrangements.

Contact CGT for advice in advance if the alternator will be stationary for long periods.

6.4 Generator Set Coupling

⚠ WARNING

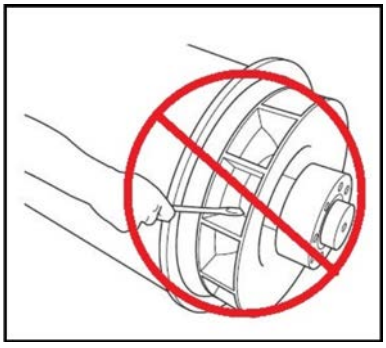
Moving Mechanical Parts

Moving mechanical parts during generator set coupling can cause serious injury by crushing, severing or trapping.

To prevent injury, keep arms, hands and fingers away from mating surfaces when coupling the generator set.

NOTICE

Do not attempt to rotate the alternator rotor by levering against the vanes of the cooling fan. The fan is not designed to withstand such forces and will be damaged.



Efficient operation and long component life depend on minimizing mechanical stresses on the alternator. When coupled in a generator set, misalignment and vibration interactions with the prime mover engine can cause mechanical stress.

Generator sets need a substantial flat continuous bedplate to suit the installation site floor loading, with engine and alternator mounting pads to make a firm base for accurate alignment. The height of all mounting pads must be within 0.25 mm for skid mounting, 3 mm for non-adjustable anti-vibration mounts (AVM) or 10 mm for adjustable height AVMs. Use shims to achieve level. The rotational axes of alternator rotor and engine output shaft must be coaxial (radial alignment) and perpendicular to the same plane (angular alignment). The axial alignment of the alternator and engine coupling must be within 0.5 mm, to allow for thermal expansion without unwanted axial force on the bearings at operating temperature.

Vibration can occur by flexing of the coupling. The alternator is designed for a maximum bending moment not exceeding 140 kgm (1000 lbs ft) for frame sizes 4 and 5, and not exceeding 275 kgm (2000 lbs ft) for frame size 6. Check the maximum bending moment of the engine flange with the engine manufacturer.

Close-coupling of alternator and engine can increase the rigidity of the generator set. Both single and two bearing alternators can be close-coupled. The generator set builder must supply guarding for open-coupled applications.

To prevent rust during transit and storage, the alternator frame spigot, rotor coupling plates and shaft extension have been treated with a rust preventative coating. Remove this before coupling the generator set.

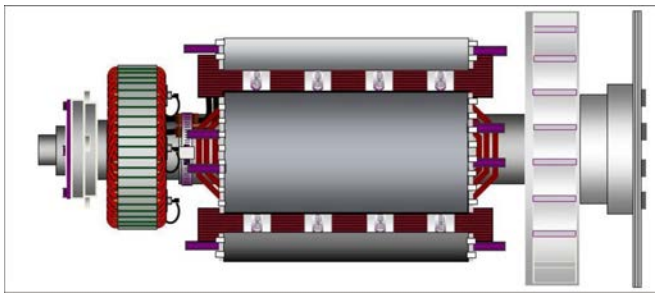


FIGURE 5. SINGLE BEARING ALTERNATOR ROTOR SHOWING COUPLING DISCS BOLTED TO DRIVE END COUPLING HUB (AT RIGHT)

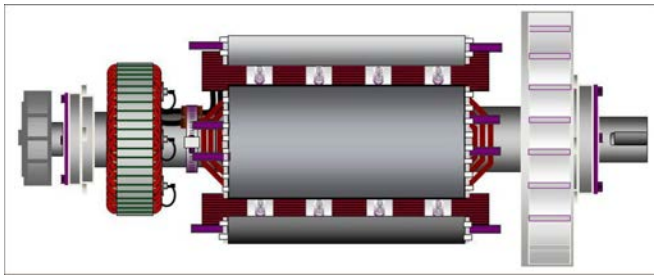


FIGURE 6. TWO BEARING ALTERNATOR ROTOR SHOWING SHAFT WITH KEYWAY FOR FLEXIBLE COUPLING (AT RIGHT)

-

6.4.1 Single Bearing

⚠ WARNING

Falling Mechanical Parts

Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before lifting the alternator:

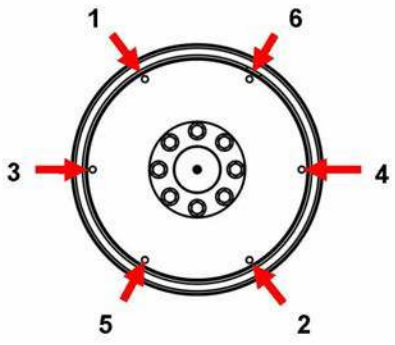
- ***Do not lift the complete generator set by the alternator lifting fixtures.***
- ***Keep the alternator horizontal when lifting.***
- ***Fit drive end and non-drive end transit fittings to single bearing alternators to keep the main rotor in the frame.***

1. Remove the drive end transit bracket that keeps the rotor in place during transport.
2. Remove the air outlet covers from the drive end of the alternator to access the coupling and adaptor bolts.
3. Make sure the coupling discs are concentric with the adaptor.
4. Fit two alignment dowels into flywheel bolt holes 180 degrees apart to help align the disc and the flywheel.
5. Lift and offer the alternator to the engine, barring the engine over by hand to align discs and flywheel.
6. Engage the alignment dowels into coupling disc bolt holes and push the alternator towards the engine until the coupling discs are against the flywheel face.

NOTICE

Do not pull the alternator to the engine using bolts through the flexible discs.

7. Fit the adaptor bolts, using heavy gauge washers under the heads. Tighten the adapter bolts evenly around the adapter.
8. Check the torque of each bolt in a clockwise direction around the bolt circle to ensure all the bolts are tight. Refer to the engine manufacturer's manual for correct tightening torque.
9. Remove the alignment dowels. Fit the coupling bolts, using heavy gauge washers under the heads.



10. Tighten the bolts to fix the coupling disc to the flywheel in the sequence shown above.
11. Check the torque of each bolt in a clockwise direction around the bolt circle to ensure all the bolts are tight.
12. Remove the rotor support bracket, if supplied.
13. Replace all covers.

6.4.2 Two Bearing

A flexible coupling, designed to suit the specific engine/alternator combination, is recommended to minimise torsional vibration effects.

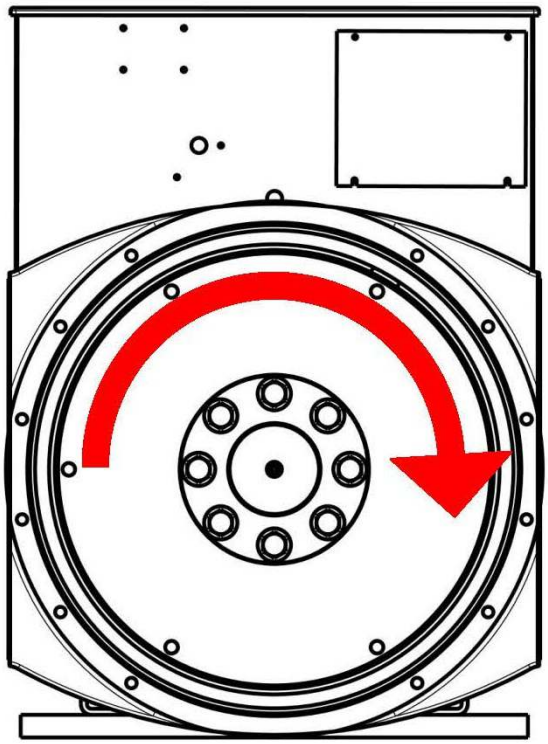
If a close coupling adaptor is used the alignment of machined faces must be checked by offering the alternator up to the engine. Shim the alternator feet if necessary.

6.5 Pre-Running Checks

Before starting the generator set, test the insulation resistance of windings and check that all connections are tight and in the correct location. Make sure the alternator air path is clear of obstructions. Replace all covers.

6.6 Direction of Rotation

The fan is designed for clockwise rotation, as viewed from the drive end of the alternator (unless otherwise specified when ordered). If the alternator must run counter-clockwise, please seek advice from Cummins Generator Technologies.



6.7 Phase Rotation

Main stator output is connected for a phase sequence of U V W when the alternator runs clockwise, as viewed from the drive end. If the phase rotation must be reversed, the customer must re-connect the output cables in the terminal box. Ask Cummins Generator Technologies for a circuit diagram of ‘reverse phase connections’.

6.8 Voltage and Frequency

Check that the voltage and frequency shown on the alternator rating plate meet the requirements of the generator set application.

-

6.9 AVR Settings

The AVR is factory set for initial running tests. Check that the AVR settings are compatible with your required output. Refer to detailed instructions in the AVR manual for on- and off-load adjustments.

6.10 Electrical Connections

⚠ WARNING

Incorrect Electrical Installation and System Protection

Incorrect electrical installation and system protection can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury, installers must be qualified and are responsible for meeting appropriate inspectorate and local electricity authority requirements and site safety rules.

NOTICE

The terminal box is designed to support the fitted busbars or terminals, transformers, load cables and auxiliary terminal box. Additional mass could cause excessive vibration and lead to failure of the terminal box enclosure and mounting. Refer to CGT before fixing any additional mass to the terminal box.

Fault current curves and alternator reactance values are available on request from the factory so that the system designer can calculate the necessary fault protection and/or discrimination.

The installer must check that the alternator frame is bonded to the generator set bedplate, and must bond to site earth. If anti-vibration mounts are fitted between the alternator frame and its bedplate, a suitably-rated earth conductor must bridge across the anti-vibration mount.

Refer to wiring diagrams for electrical connection of the load cables. Electrical connections are made in the terminal box, constructed with removable panels to suit site-specific cable entry and glanding. Panels must be removed to be drilled or cut to prevent swarf entering the terminal box or alternator. After wiring, inspect the terminal box, remove all debris using a vacuum cleaner if necessary and check that no internal components are damaged or disturbed.

As standard, the alternator neutral is not bonded to the alternator frame. If required, neutral may be connected to the earth terminal in the terminal box, by a conductor of at least one half of the sectional area of a phase lead.

Load cables must be supported appropriately to avoid a tight radius at the point of entry into the terminal box, clamped at the terminal box gland, and allow at least ±25 mm movement by the generator set on its anti-vibration mountings, without causing excessive stress to the cables and alternator load terminals.

6.11 Grid Connection: Voltage Surges and Micro-Interruptions

Take precautions to prevent transient voltages generated by the connected load and/or the distribution system from causing damage to the alternator components.

To identify any possible risk, all aspects of the alternator's proposed application should be considered, especially the following:

- Loads with characteristics that result in large load step changes.
- Load control by switchgear, and power control by any method likely to generate transient voltage spikes.
- Distribution systems susceptible to external influences, such as lightning strikes.

- Applications involving parallel operation to a mains supply, where the risk of a mains disturbance in the form of a micro-interruption could occur.

If the alternator is at risk from voltage surges or micro-interruptions, include adequate protection into the generation system, usually with surge arrestors and suppressors, to meet regulations and installation requirements.

Surge protection must reduce the peak voltage at the alternator of a transient pulse of 5 µs rise time to less than 1.25 x √2 x (2 x rated output voltage + 1000 V). Best practise is to fit protective devices close to the output terminals. Refer to guidance from professional bodies and specialist equipment suppliers for further advice.

6.12 Varying Load

Under certain conditions, load variations can reduce alternator life.

Identify any possible risk, especially the following:

- Large capacitive loads (for example Power Factor Correction equipment) can affect alternator stability and cause pole slip.
- Stepped grid voltage variation (for example Tap Changing).

If the alternator is at risk from varying load, include adequate protection into the generator set system by under-excitation protection.

6.13 Synchronization

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

6.13.1 Parallel or Synchronizing Alternators

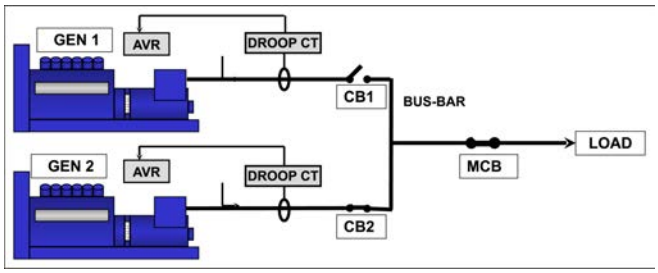


FIGURE 7. PARALLEL OR SYNCHRONIZING ALTERNATORS

-

The quadrature droop current transformer (Droop CT) gives a signal proportional to reactive current; the AVR adjusts excitation to reduce circulating current and allow each alternator to share reactive load. A factory-fitted droop CT is pre-set for 5% voltage drop at full-load zero power factor. Refer to the supplied AVR manual for droop adjustment.

- The synchronizing switch/breaker (CB1, CB2) must be of a type that will not cause “contact bounce” when it operates.
- The synchronizing switch/breaker must be adequately rated to withstand the continuous full load current of the alternator.
- The switch/breaker must be able to withstanding the rigorous closing cycles during synchronizing and the currents produced if the alternator is paralleled out of synchronizm.
- The closing time of the synchronizing switch/breaker must be under the control of the synchronizer settings.
- The switch/breaker must be capable of operation under fault conditions such as short circuits. Alternator data sheets are available.

NOTICE
The fault level may include a contribution from other alternators as well as from the grid/mains utility.

The method of synchronizing should be either automatic, or by check synchronizing. The use of manual synchronizing is not recommended. The settings on the synchronizing equipment should be such that the alternator will close smoothly.

The Phase sequence must match	
Voltage difference	+/- 0.5%
Frequency difference	0.1 Hz/sec
Phase angle	+/- 10°
C/B closing time	50 ms

The settings for the synchronizing equipment to achieve this must be within these parameters.

The voltage difference when paralleling with the grid/mains utility is +/- 3% .

7 Service and Maintenance

7.1 Recommended Service Schedule

Refer to Safety Precautions section (**Chapter 2 on page 3**) of this manual before starting any service and maintenance activity.

Refer to Parts Identification section (**Chapter 8 on page 47**) for an exploded view of components and fastener information.

The recommended service schedule shows the recommended service activities in table rows, grouped by alternator subsystem. Columns of the table show the types of service activity, whether the alternator must be running, and the service levels. Service frequency is given in running hours or time interval, whichever is sooner. A cross (X) in the cells where a row intersects the columns shows a service activity type and when it is required. An asterisk (*) shows a service activity done only when necessary.

All service levels in the recommended service schedule can be purchased directly from Cummins Generator Technologies Customer Service Department,

Telephone: +44 1780 484732,

Email: emea.service@cummins.com

1. Proper service and repair are vital to the reliable operation of your alternator and the safety of anyone coming into contact with the alternator.
2. These service activities are intended to maximize the life of the alternator but shall not vary, extend or change the terms of the manufacturer's standard warranty or your obligations in that warranty.
3. Each service interval is a guide only, and developed on the basis that the alternator was installed and is operated in accordance with the manufacturer's guidelines. If the alternator is located and/or operated in adverse or unusual environmental conditions, the service intervals may need to be more frequent. The alternator should be continually monitored between services to identify any potential failure modes, signs of misuse, or excessive wear and tear.

-

TABLE 7. ALTERNATOR SERVICE SCHEDULE

System	SERVICE ACTIVITY X = required * = if necessary	Alternator running	TYPE				SERVICE LEVEL								
			Inspect	Test	Clean	Replace	Commission	Post Commission	250 hrs / 0.5 year	Level 1	1000 hrs / 1 year	Level 2	10,000 hrs / 2 years	Level 3	30,000 hrs / 5 years
Alternator	Alternator rating		X				X								
	Bedplate arrangement		X				X								
	Coupling arrangement		X				X					*		X	
	Environmental conditions and cleanliness		X				X	X		X		X		X	
	Ambient temperature (inside & outside)			X			X	X		X		X		X	
	Complete machine - damage, loose parts & earth bonds		X				X	X		X		X		X	
	Guards, screens, warning and safety labels		X				X	X		X		X		X	
	Maintenance access		X				X								
	Electrical nominal operating conditions & excitation	X		X			X	X		X		X		X	
	Vibration*	X		X			X	X		X		X		X	
Windings	Condition of windings		X				X	X		X		X		X	
	Insulation resistance of all windings (PI test for MV/HV)			X			X	*		*		X		X	
	Insulation resistance of rotor, exciter and PMG			X				X		X					
	Temperature sensors	X		X			X	X		X		X		X	
	Customer settings for temperature sensors		X				X								

System	SERVICE ACTIVITY X = required * = if necessary	Alternator running	TYPE				SERVICE LEVEL							
			Inspect	Test	Clean	Replace	Commission	Post Commission	250 hrs / 0.5 year	Level 1	1000 hrs / 1 year	Level 2	10,000 hrs / 2 years	Level 3	30,000 hrs / 5 years
Bearings	Condition of bearings		X				X							X	
	Grease exhaust & trap				X			X		X		X		X	
	Grease in re-greasable bearing(s)	X				X		every 4000 to 4500 hours / 6 months							
	Sealed bearing(s)		X					every 4000 to 4500 hours							
	Re-greasable & sealed bearing(s)					X						*		X	
	Temperature sensors	X		X			X	X		X		X		X	
	Customer settings for temperature sensors		X				X								
Terminal Box	All alternator/customer connections and cabling		X				X	X		X		X		X	
Controls & Auxiliaries	Initial AVR & PFC set up	X		X			X								
	AVR & PFC settings	X		X				X		X		X		X	
	Customer connection of auxiliaries			X			X			X		X		X	
	Function of auxiliaries			X			X	X		X		X		X	
	Synchronization settings		X				X								
	Synchronization	X		X			X	X		X		X		X	
	Anti condensation heater					X						*		X	
Rectifier	Diodes and varistors		X				X	X		X		X			
	Diodes and varistors					X								X	
Cooling	Air inlet temperature	X		X			X	X		X		X		X	
	Air flow (rate & direction)	X	X				X								
	Condition of fan		X				X	X		X		X		X	
	Condition of air filter (where fitted)			X			X	X		X		X		X	
	Air filters (where fitted)				X	X				*		*		*	

* For stand-alone alternator only.

-

7.2 Bearings

7.2.1 Introduction

NOTICE
Do not overfill a bearing with grease; the bearing may be damaged.
Do not mix lubricant types. Change gloves to handle different lubricant
Assemble bearings in static- and dust-free conditions while wearing lint free gloves.
Store removed parts and tools in static- and dust-free conditions, to prevent damage or contamination.
A bearing is damaged by the axial force needed to remove it from the rotor shaft. Do not reuse a bearing.
A bearing is damaged if the insertion force is applied through the bearing balls. Do not press fit the outer race by force on the inner race, or vice versa.
Do not try to turn the rotor by levering against the cooling fan vanes. The fan will be damaged.

The alternator rotor is supported by a bearing at the non-drive end (NDE) and by either a bearing or a coupling to the prime mover at the drive end (DE).

- Lubricate each re-greasable bearing according to the recommended service schedule with the correct quantity and type of grease, also shown on a label fitted at the grease nipple.
- Inspect each sealed bearing according to the recommended service schedule. Seek advice from CGT if grease has leaked out of the bearing, notifying the bearing type and quantity leaked.

7.2.2 Safety

⚠ DANGER
Rotating Mechanical Parts
Rotating mechanical parts can cause serious injury or death by crushing, severing or trapping.
To prevent injury and before removing covers over rotating parts, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

⚠ WARNING
Hot Surfaces
Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.
To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

⚠ CAUTION
Grease
Skin contact with grease can cause minor or moderate injury by contact dermatitis.
To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

NOTICE
Do not overfill a bearing with grease; the bearing may be damaged.
Do not mix lubricant types. Change gloves to handle different lubricant
Assemble bearings in static- and dust-free conditions while wearing lint free gloves.
Store removed parts and tools in static- and dust-free conditions, to prevent damage or contamination.
A bearing is damaged by the axial force needed to remove it from the rotor shaft. Do not reuse a bearing.
A bearing is damaged if the insertion force is applied through the bearing balls. Do not press fit the outer race by force on the inner race, or vice versa.
Do not try to turn the rotor by levering against the cooling fan vanes. The fan will be damaged.

7.2.3 Re-grease Bearings

7.2.3.1 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	Lint-free cleaning cloths
	Thin disposable gloves
Parts	CGT recommended grease
Tools	Grease gun (calibrated for volume or mass)

7.2.3.2 Re-grease Method

TABLE 8. REGREASING: GREASE QUANTITY

Bearing Type	Quantity of recommended grease	
	Volume (cm^3)	**Mass (g)**
Drive End (HC6)	**75**	**66**
Non-drive End (HC6)	**60**	**53**
Drive End (HC5)	**46**	**41**
Non-drive End (HC5)	**33**	**29**

1. For each bearing, identify grease nipple, re-greasing label and bearing type.
2. Make sure the new grease is not contaminated. It must be a uniform whitish-beige colour of stiff consistency throughout.
3. Clean the grease gun nozzle and grease nipple.
4. Clean the grease exhaust.
5. Fit the grease gun to the grease nipple and add the correct quantity of grease.
6. Run the alternator for at least 60 minutes, off- or on-load.
7. Clean the grease exhaust.
8. Inspect the colour and consistency of grease expelled from the exhaust and compare with new grease - whitish-beige of stiff consistency.
9. Replace the bearing if the expelled grease is severely discoloured or absent.

-

7.3 Controls

7.3.1 Introduction

An operating alternator is a harsh environment for control components. Heat and vibration can cause electrical connections to loosen and cables to fail. Routine inspection and test can identify an issue before it becomes a failure that incurs unplanned downtime.

7.3.2 Safety

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

WARNING

Hot Surfaces

Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

7.3.3 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	None
Parts	None
Tools	Multimeter
	Torque wrench

7.3.4 Inspect and Test

1. Remove the terminal box lid
2. Check the tightness of fasteners securing the load cables.
3. Check that cables are firmly clamped at the terminal box gland, and allow ±25 mm movement by an alternator on anti-vibration mounts.
4. Check that all cables are anchored and unstressed within the terminal box.
5. Check all cables for signs of damage.
6. Check that AVR accessories and current transformers are correctly fitted, and cables pass centrally through current transformers (if fitted).
7. If an anti-condensation heater is fitted
    a. Isolate the supply and measure the electrical resistance of the heater element(s). Replace the heater element if open circuit.
    b. Test the supply voltage to the anti-condensation heater at the heater connection box. 120 VAC or 240 VAC. (depending on cartridge option and shown on a label) should be present when the alternator is stopped.

8. Check that the AVR and AVR accessories fitted in the terminal box are clean, securely fitted on anti-vibration mounts, and the cable connectors are firmly attached to the terminals.
9. For parallel operation*, check that the synchronization control cables are securely connected. (*not applicable to S0 and S1 alternators)
10. Refit and secure the terminal box lid.

7.4 Cooling System

7.4.1 Introduction

The alternators are designed to meet standards supporting EU Safety Directives, and are rated for the effect of operating temperature on winding insulation.

BS EN 60085 (≡ IEC 60085) Electrical insulation – Thermal Evaluation and Designation classifies insulation by the maximum operating temperature for a reasonable service life. Although chemical contamination and electrical and mechanical stresses also contribute, temperature is the dominant aging factor. Fan cooling maintains a stable operating temperature below the insulation class limit.

If the operating environment differs from the values shown on the rating plate, rated output must be reduced by

- 3% for class H insulation for every 5 °C that the temperature of the ambient air entering the cooling fan exceeds 40 °C, up to a maximum of 60 °C
- 3% for every 500 m increase in altitude above 1000 m, up to 4000 m, due to the reduced thermal capacity of lower density air, and
- 5% if air filters are fitted, due to restricted air flow.

Efficient cooling depends on maintaining the condition of the cooling fan, air filters and gaskets.

7.4.2 Safety

⚠ DANGER

Rotating Mechanical Parts

Rotating mechanical parts can cause serious injury or death by crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before removing covers over rotating parts, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

⚠ WARNING

Hot Surfaces

Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

⚠ CAUTION

Dust

Inhaling dust can cause minor or moderate injury by irritating the lungs. Dust can cause minor or moderate injury by irritating the eyes.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE). Ventilate the area to disperse dust.

NOTICE

Do not attempt to rotate the alternator rotor by levering against the vanes of the cooling fan. The fan is not designed to withstand such forces and will be damaged.

-

NOTICE
Filters are designed to remove dust, not moisture. Wet filter elements can cause reduced air flow and overheating. Do not allow filter elements to get wet.

7.4.3 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
	Wear eye protection
	Wear respiratory protection
Consumables	Lint-free cleaning cloths
	Thin disposable gloves
Parts	Air filters (if fitted)
	Air filter sealing gaskets (if fitted)
Tools	None

7.4.4 Inspect and Clean

NOTICE
A sensor detects the differential pressure caused by blocked filters. If the sensor trips, inspect and clean the air filters more frequently.

1. Remove the fan screen.
2. Inspect the fan for damaged vanes and cracks.
3. Remove air filters (at the fan and terminal box, if fitted) from their frames.
4. Wash and dry the air filters and gaskets to remove contaminant particles.
5. Inspect the filters and gaskets for damage and replace, as necessary.
6. Install the filters and gaskets.
7. Re-install the fan screen.
8. Reinstate the generator set for running.
9. Make sure the air inlets and outlets are not blocked.

7.5 Coupling

7.5.1 Introduction

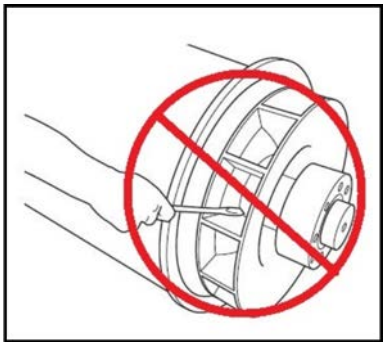
Efficient operation and long component life rely on minimizing mechanical stresses on the alternator. When coupled in a generator set, misalignment and vibration interactions with the prime mover engine can cause mechanical stress.

The rotational axes of alternator rotor and engine output shaft must be coaxial (radial and angular alignment).

Torsional vibration can cause damage to internal combustion engine shaft-driven systems, if not controlled. The generator set manufacturer is responsible for assessing the effect of torsional vibration on the alternator: Rotor dimensions and inertia, and coupling details are available on request.

7.5.2 Safety

NOTICE
Do not attempt to rotate the alternator rotor by levering against the vanes of the cooling fan. The fan is not designed to withstand such forces and will be damaged.



7.5.3 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	None
Parts	None
Tools	Dial gauge
	Torque wrench

7.5.4 Inspect Mounting Points

1. Check the generator set bedplate and mounting pads are in good condition, not cracked
2. Check that rubber in anti-vibration mounts has not perished
3. Check vibration monitoring historical records for a trend of increasing vibration

7.5.4.1 Single Bearing Coupling

1. Remove the DE adapter screen and cover to access the coupling.
2. Check that the coupling discs are not damaged, cracked or distorted, and the coupling disc holes are not elongated. If any are damaged, replace the complete set of discs.
3. Check tightness of bolts fixing the coupling discs to the engine flywheel. Tighten in the sequence shown for alternator coupling in the Installation chapter, to the torque recommended by the engine manufacturer.
4. Replace the DE adapter screen and drip proof cover.

7.6 Rectifier System

7.6.1 Introduction

The rectifier converts alternating current (AC) induced in the exciter rotor windings into direct current (DC) to magnetize the main rotor poles. The rectifier comprises two semicircular annular positive and negative plates, each with three diodes. In addition to connecting to the main rotor, the DC output of the rectifier also connects to a varistor. The varistor protects the rectifier from voltage spikes and surge voltages that may be present on the rotor under various loading conditions of the alternator.

-

Diodes provide a low resistance to current in one direction only: Positive current will flow from anode to cathode, or another way of viewing it is that negative current will flow from cathode to anode.

The exciter rotor windings are connected to 3 diode anodes to form the positive plate and to 3 diode cathodes to form the negative plate to give full wave rectification from AC to DC. The rectifier is mounted on, and rotates with, the exciter rotor at the non-drive end (NDE).

7.6.2 Safety

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

DANGER

Rotating Mechanical Parts

Rotating mechanical parts can cause serious injury or death by crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before removing covers over rotating parts, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

7.6.3 Requirements

Type	Description
Personal Protective Equipment (PPE)	Wear appropriate PPE.
Consumables	Loctite 241 thread locking adhesive
	Midland silicone heat sink compound type MS2623 or similar
Parts	Full set of three anode lead diodes and three cathode lead diodes (all from the same manufacturer)
	One metal-oxide varistor
Tools	Multimeter
	Insulation tester
	Torque wrench

7.6.4 Test and Replace Varistor

1. Inspect the varistor, (if fitted).
2. Record varistor as faulty if there are signs of overheating (discoloration, blisters, melting) or disintegration.
3. Disconnect one varistor lead. Store fastener and washers.
4. Measure the resistance across the varistor. Good varistors have a resistance greater than 100 MΩ.
5. Record the varistor as faulty if the resistance is short circuit or open circuit in either direction. (Some multimeters will read O.L. at high resistance levels. Please be aware of the limits of your tools.)

6. If the varistor is faulty, replace it and replace all diodes.
7. Reconnect and check that all leads are secure, washers fitted and fasteners tight.

7.6.5 Test and Replace Diodes

NOTICE
Do not tighten a diode above the stated torque. The diode will be damaged.

1. Disconnect the lead of one diode where it joins the windings at the insulated terminal post. Store fastener and washers.
2. Measure the voltage drop across the diode in the forward direction, using the diode test function of a multimeter.
3. Measure the resistance across the diode in the reverse direction, using the 1000 VDC test voltage of an insulation tester.
4. Diode is faulty if the voltage drop in the forward direction is outside the range 0.3 to 0.9 VDC, or the resistance is below 20 MΩ in the reverse direction.
5. Repeat the tests for the five remaining diodes.
6. If any diode is faulty, replace the full set of six diodes (same type, same manufacturer):
    a. Remove diode(s).
    b. Apply a small amount of heat sink compound **only** to the base of the replacement diode(s), not the threads.
    c. Check polarity of diode(s).
    d. Screw each replacement diode into a threaded hole in the rectifier plate.
    e. Apply 2.6 to 3.1 Nm (23 to 27.4 in-lb) torque to give good mechanical, electrical and thermal contact.
    f. Replace the varistor.
7. Reconnect and check that all leads are secure, washers fitted and fasteners tight.

7.7 Temperature Sensors

7.7.1 Introduction

The alternators are designed to meet standards supporting EU Safety Directives, and recommended operating temperatures. Temperature sensors (where fitted) detect abnormal overheating of the main stator windings and bearing(s). Sensors are of two types - Resistance Temperature Detector (RTD) sensors, with three wires, and Positive Temperature Coefficient (PTC) thermistors, with two wires – which are connected to a terminal block in the auxiliary or main terminal box. The resistance of Platinum (PT100) RTD sensors increases linearly with temperature.

-

TABLE 9. RESISTANCE (Ω) OF PT100 SENSOR BETWEEN 40 TO 180 °C

Temperature (°C)		+1 °C	+ 2 °C	+3 °C	+ 4 °C	+ 5 °C	+ 6 °C	+ 7 °C	+ 8 °C	+ 9 °C
40.00	115.54	115.93	116.31	116.70	117.08	117.47	117.86	118.24	118.63	119.01
50.00	119.40	119.78	120.17	120.55	120.94	121.32	121.71	122.09	122.47	122.86
60.00	123.24	123.63	124.01	124.39	124.78	125.16	125.54	125.93	126.31	126.69
70.00	127.08	127.46	127.84	128.22	128.61	128.99	129.37	129.75	130.13	130.52
80.00	130.90	131.28	131.66	132.04	132.42	132.80	133.18	133.57	133.95	134.33
90.00	134.71	135.09	135.47	135.85	136.23	136.61	136.99	137.37	137.75	138.13
100.00	138.51	138.88	139.26	139.64	140.02	140.40	140.78	141.16	141.54	141.91
110.00	142.29	142.67	143.05	143.43	143.80	144.18	144.56	144.94	145.31	145.69
120.00	146.07	146.44	146.82	147.20	147.57	147.95	148.33	148.70	149.08	149.46
130.00	149.83	150.21	150.58	150.96	151.33	151.71	152.08	152.46	152.83	153.21
140.00	153.58	153.96	154.33	154.71	155.08	155.46	155.83	156.20	156.58	156.95
150.00	157.33	157.70	158.07	158.45	158.82	159.19	159.56	159.94	160.31	160.68
160.00	161.05	161.43	161.80	162.17	162.54	162.91	163.29	163.66	164.03	164.40
170.00	164.77	165.14	165.51	165.89	166.26	166.63	167.00	167.37	167.74	168.11
180.00	168.48									

PTC thermistors are characterised by a sudden increase in resistance at a reference “switching” temperature. Customer-supplied external equipment may be connected to monitor the sensors and generate signals to raise an alarm and to shutdown the generator set.

BS EN 60085 (≡ IEC 60085) Electrical insulation – Thermal Evaluation and Designation classifies insulation of windings by the maximum operating temperature for a reasonable service life. To avoid damage to windings, signals should be set, appropriate to the insulation class shown on the alternator rating plate.

TABLE 10. ALARM AND SHUTDOWN TEMPERATURE SETTINGS FOR WINDINGS

Windings insulation	Max. Continuous temperature (°C)	Alarm temperature (°C)	Shutdown temperature (°C)
Class B	130	120	140
Class F	155	145	165
Class H	180	170	190

To detect overheating of bearings, control signals should be set according to the following table.

TABLE 11. ALARM AND SHUTDOWN TEMPERATURE SETTINGS FOR BEARINGS

Bearings	Alarm temperature (°C)	Shutdown temperature (°C)
Drive end bearing	45 + maximum ambient	50 + maximum ambient
Non-drive end bearing	40 + maximum ambient	45 + maximum ambient

7.7.2 Safety

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

WARNING

Hot Surfaces

Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

7.7.3 Test RTD Temperature Sensors

1. Remove the auxiliary terminal box lid.
2. Identify the sensor leads at the terminal block and where each sensor is fitted
3. Measure the resistance between the white and each red wire of one sensor
4. Calculate the sensor temperature from the measured resistance
5. Compare calculated temperature with temperature indicated by external monitoring equipment (if available)
6. Compare alarm and shutdown signal settings (if available) with recommended settings
7. Repeat steps 3 to 7 for each sensor
8. Refit the auxiliary terminal box lid.
9. Contact Cummins Customer Service Help Desk to replace faulty sensors. Main stator RTD are not replaceable. Bearing RTD are replaceable.

7.7.4 Test PTC Temperature Sensors

1. Remove the auxiliary terminal box lid.
2. Identify the sensor leads at the terminal block and where each sensor is fitted.
3. Measure the resistance between the two wires.
4. Sensor is faulty if resistance shows open circuit (infinity Ω) or short circuit (zero Ω).
5. Repeat steps 3 to 5 for each sensor.
6. Stop the alternator and inspect the change in resistance as the stator winding cools.
7. Sensor is faulty if resistance does not change or change is not smooth.
8. Repeat step 8 for each sensor.
9. Refit the auxiliary terminal box lid.
10. Contact Cummins Customer Service Help Desk to replace faulty sensors.

-

7.8 Windings

7.8.1 High Voltage Test

NOTICE
Windings have been tested at high voltage during manufacture. Repeated high voltage tests may degrade the insulation and reduce operating life. If a further test is required at installation for customer acceptance, it must be done at a reduced voltage, V = 0.8 x (2 x Rated Voltage + 1000). Once in service, any further tests for maintenance purposes must be done after passing visual checks and insulation resistance tests, and at a reduced voltage, V = (1.5 x Rated Voltage).

7.8.2 Introduction

NOTICE
Disconnect all control wiring and customer load leads from alternator winding connections before conducting these tests.

NOTICE
The Automatic Voltage Regulator (AVR) contains electronic components which would be damaged by high voltage applied during insulation resistance tests. The AVR must be disconnected before doing any insulation resistance test. Temperature sensors must be grounded to earth before doing any insulation resistance test. **Damp or dirty windings have a lower electrical resistance and could be damaged by insulation resistance tests at high voltage. If in doubt, test the resistance at low voltage (500 V) first.**

Alternator performance depends on good electrical insulation of the windings. Electrical, mechanical and thermal stresses, and chemical and environmental contamination, cause the insulation to degrade. Various diagnostic tests indicate the condition of insulation by charging or discharging a test voltage on isolated windings, measuring current flow, and calculating the electrical resistance by Ohm's law.

When a DC test voltage is first applied, three currents can flow:

- **Capacitive Current:** To charge the winding to the test voltage (decays to zero in seconds),
- **Polarizing Current:** To align the insulation molecules to the applied electric field (decays to near-zero in ten minutes), and
- **Leakage Current:** Discharge to earth where the insulation resistance is lowered by moisture and contamination (increases to a constant in seconds).

For an insulation resistance test, a single measurement is made one minute after a DC test voltage is applied, when capacitive current has ended. For the polarization index test, a second measurement is made after ten minutes. An acceptable result is where the second insulation resistance measurement is at least double the first, because the polarization current has decayed. In poor insulation, where leakage current dominates, the two values are similar. A dedicated Insulation Tester takes accurate, reliable measurements and may automate some tests.

7.8.3 Safety

⚠ DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

⚠ WARNING

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors at the winding terminals after an insulation resistance test can cause serious injury or death by electric shock or burns.

To prevent injury, discharge the windings by shorting to earth through an earthing rod for at least 5 minutes.

7.8.4 Requirements

Type	Description
Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	None
Parts	None
Tools	Insulation test meter
	Multimeter
	Milliohm Meter or Micro Ohmmeter
	Clamp Ammeter
	Infrared thermometer
	Earth rod

7.8.5 Test the Electrical Resistance of Windings

1. Stop the alternator.
2. Verify the electrical resistance of the exciter field (stator) winding:
   a. Disconnect the exciter field leads F1 and F2 from the AVR.
   b. Measure and record the electrical resistance between F1 and F2 leads with a multimeter.
   c. Reconnect the exciter field leads F1 and F2.
   d. Make sure the fasteners are secure.
3. Verify the electrical resistance of the exciter armature (rotor) winding:
   a. Mark the leads attached to diodes on one of the two rectifier plates.
   b. Disconnect all exciter rotor leads from all diodes at the rectifier.
   c. Measure and record the electrical resistance between pairs of marked leads (between phase windings). A specialist micro ohmmeter must be used.
   d. Reconnect all exciter rotor leads to the diodes.

e. Make sure the fasteners are secure.

4. Verify the electrical resistance of the main field (rotor) winding:
   a. Disconnect the two main rotor DC leads from the rectifier plates.
   b. Measure and record the electrical resistance between the main rotor leads. A specialist micro ohmmeter must be used.
   c. Reconnect the two main rotor DC leads to the rectifier plates.
   d. Make sure the fasteners are secure.
5. Verify the electrical resistance of the main armature (stator) winding:
   a. Disconnect the leads of the main stator from the output terminals.
   b. Measure and record the electrical resistance between U1 and U2 leads and between U5 and U6 (if present). A specialist micro ohmmeter must be used.
   c. Measure and record the electrical resistance between V1 and V2 leads and between V5 and V6 (if present). A specialist micro ohmmeter must be used.
   d. Measure and record the electrical resistance between W1 and W2 leads and between W5 and W6 (if present). A specialist micro ohmmeter must be used.
   e. Reconnect the leads to the output terminals, as before.
   f. Make sure the fasteners are secure.
6. Verify the electrical resistance of the PMG armature (stator) winding, if fitted:
   a. Disconnect the three PMG output leads P2, P3 and P4 from the AVR.
   b. Measure and record the electrical resistance between pairs of the PMG output leads, with a multimeter.
   c. Reconnect the three PMG output leads P2, P3 and P4 to the AVR.
   d. Make sure the fasteners are secure.
7. Refer to the Technical Data (**Chapter 9 on page 55**) to verify the measured resistances of all windings agree with the reference values.

7.8.6 Test the Insulation Resistance of Windings

NOTICE
The alternator must not be put into service until the minimum insulation resistance is achieved.

TABLE 12. TEST VOLTAGE AND MINIMUM ACCEPTABLE INSULATION RESISTANCE FOR NEW AND IN-SERVICE ALTERNATORS

	Test Voltage (V)	Minimum Insulation Resistance at 1 minute (MΩ)	
		New	In-service
Main stator	500	10	5
PMG stator	500	5	3
Exciter stator	500	10	5
Exciter rotor, rectifier & main rotor combined	500	10	5

1. Inspect the windings for mechanical damage or discoloration from overheating. Clean the insulation if there is hygroscopic dust and dirt contamination.

2. For main stators:
    a. Disconnect the neutral to earth conductor (if fitted).
    b. Connect together the three leads of all phase windings (if possible).
    c. Apply the test voltage from the table between any phase lead and earth.
    d. Measure the insulation resistance after 1 minute (IR_{1min}).
    e. Discharge the test voltage with an earth rod for five minutes.
    f. If the measured insulation resistance is less than the minimum acceptable value, dry the insulation, then repeat the method.
    g. Reconnect neutral to earth conductor (if fitted).
3. For PMG and exciter stators, and combined exciter and main rotors:
    a. Connect together both ends of the winding (if possible).
    b. Apply the test voltage from the table between the winding and earth.
    c. Measure the insulation resistance after 1 minute (IR_{1min}).
    d. Discharge the test voltage with an earth rod for five minutes.
    e. If the measured insulation resistance is less than the minimum acceptable value, dry the insulation, then repeat the method.
    f. Repeat the method for each winding.
    g. Remove the connections made for testing.

7.8.7 Dry the Insulation

Use the methods below to dry the insulation of the main stator windings. To prevent damage as water vapor is expelled from the insulation, make sure the winding temperature does not increase faster than 5 ºC per hour or exceed 90 ºC.

Plot the insulation resistance graph to show when drying is complete.

7.8.7.1 Dry with Ambient Air

In many cases, the alternator can be dried sufficiently using its own cooling system. Disconnect the cables from the X+ (F1) and XX- (F2) terminals of the AVR so there is no excitation voltage supply to the exciter stator. Run the generator set in this de-excited state. Air must flow freely through the alternator to remove the moisture. Operate the anti-condensation heater (if fitted) to assist the drying effect of the air flow.

After drying is complete, re-connect the cables between the exciter stator and AVR. If the generator set is not put into service immediately, turn on the anti-condensation heater (if fitted) and retest the insulation resistance before use.

7.8.7.2 Dry with Hot Air

Direct the hot air from one or two 1 to 3 kW electrical fan heaters into the alternator air inlet. Make sure each heat source at least 300 mm away from the windings to avoid scorching or over-heating damage to the insulation. Air must flow freely through the alternator to remove the moisture.

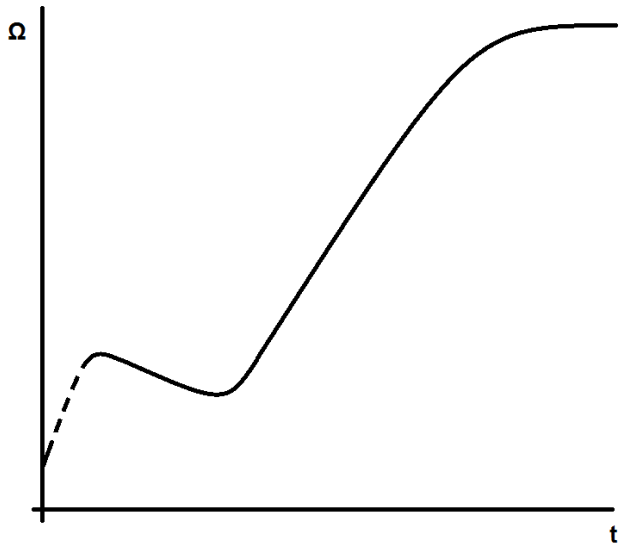
After drying, remove the fan heaters and re-commission as appropriate.

If the generator set is not put into service immediately, turn on the anti-condensation heaters (where fitted) and retest the insulation resistance before use.

7.8.7.3 Plot IR Graph

Whichever method is used to dry out the alternator, measure the insulation resistance and temperature (if sensors fitted) of the main stator windings every 15 to 30 minutes. Plot a graph of insulation resistance, IR (y axis) against time, t (x axis).

-

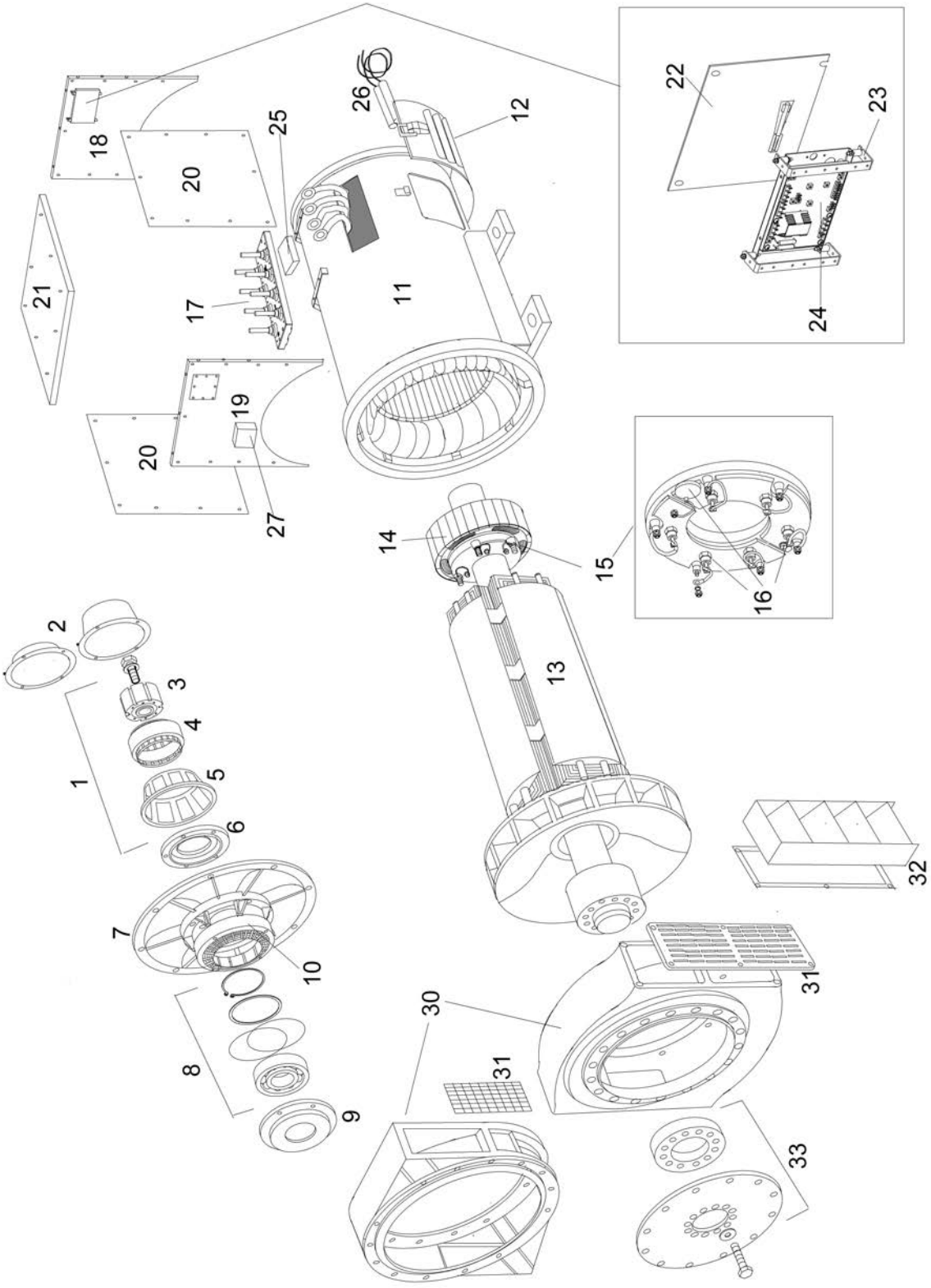


A typical curve shows an initial increase in resistance, a fall and then a gradual rise to a steady state; if the windings are only slightly damp the dotted portion of the curve may not appear. Continue drying for another hour after steady state is reached.

NOTICE
The alternator must not be put into service until the minimum insulation resistance is achieved.

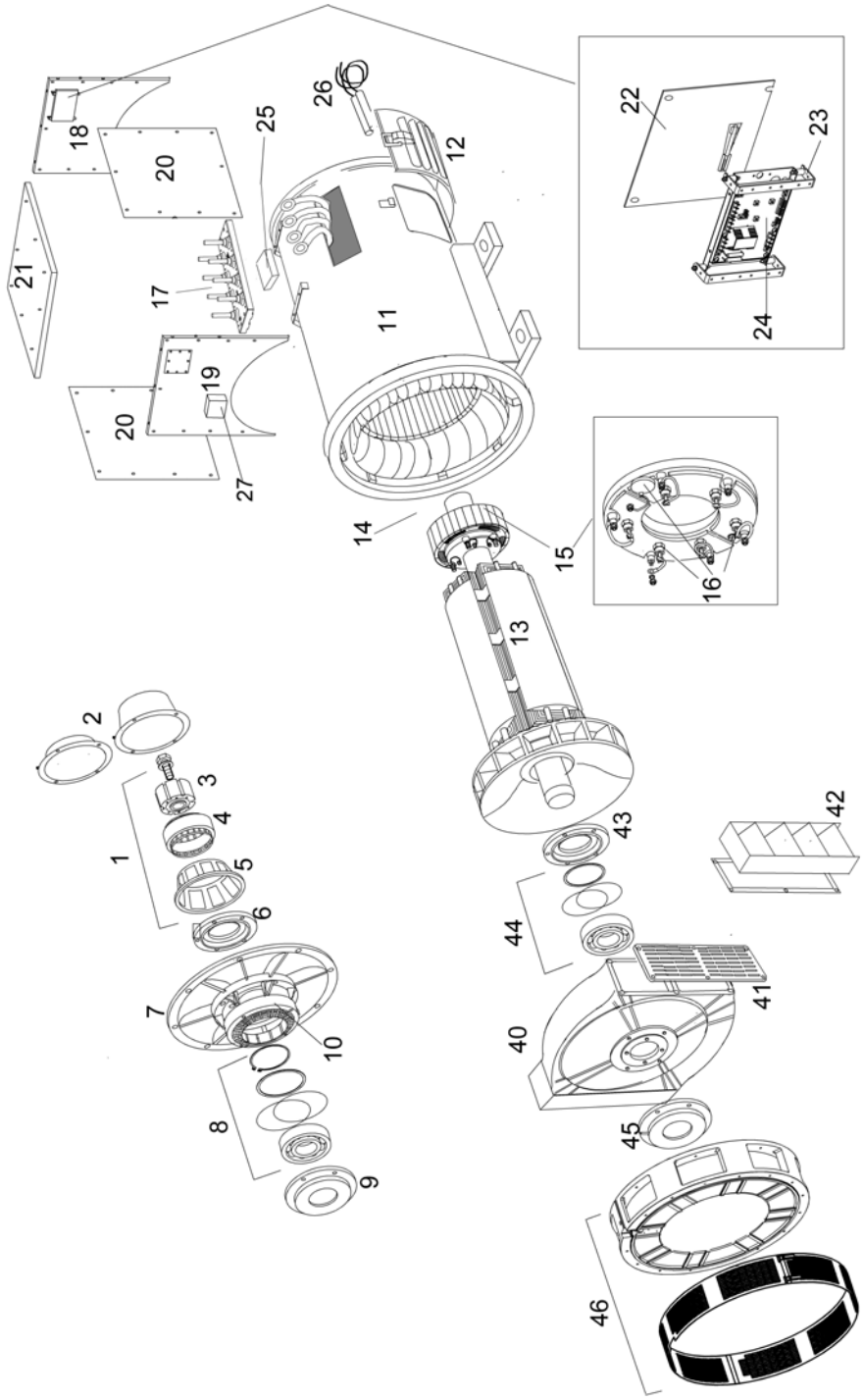
8 Parts Identification

8.1 HC4 Single Bearing Alternator

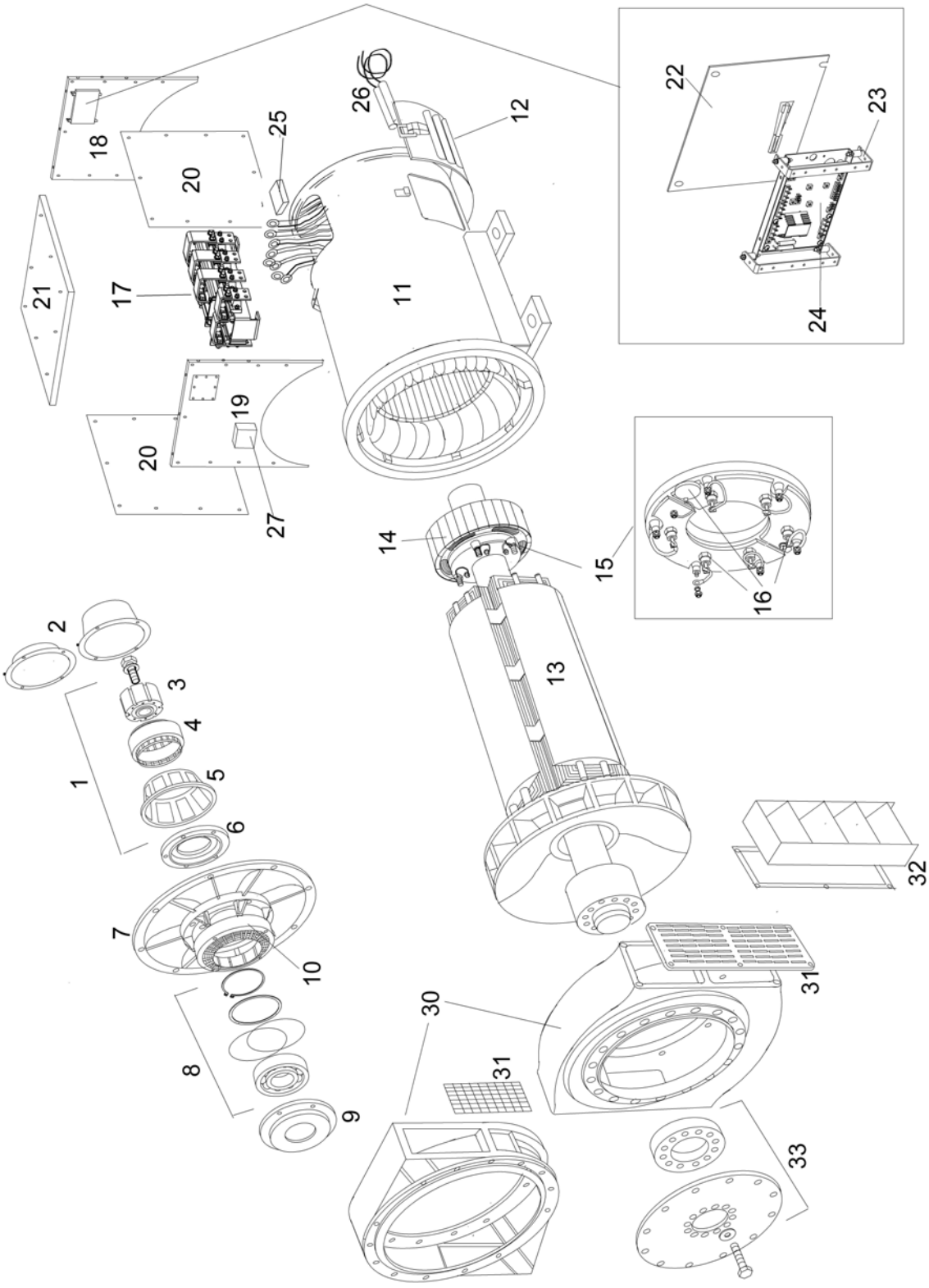


-

8.2 HC4 Two Bearing Alternator

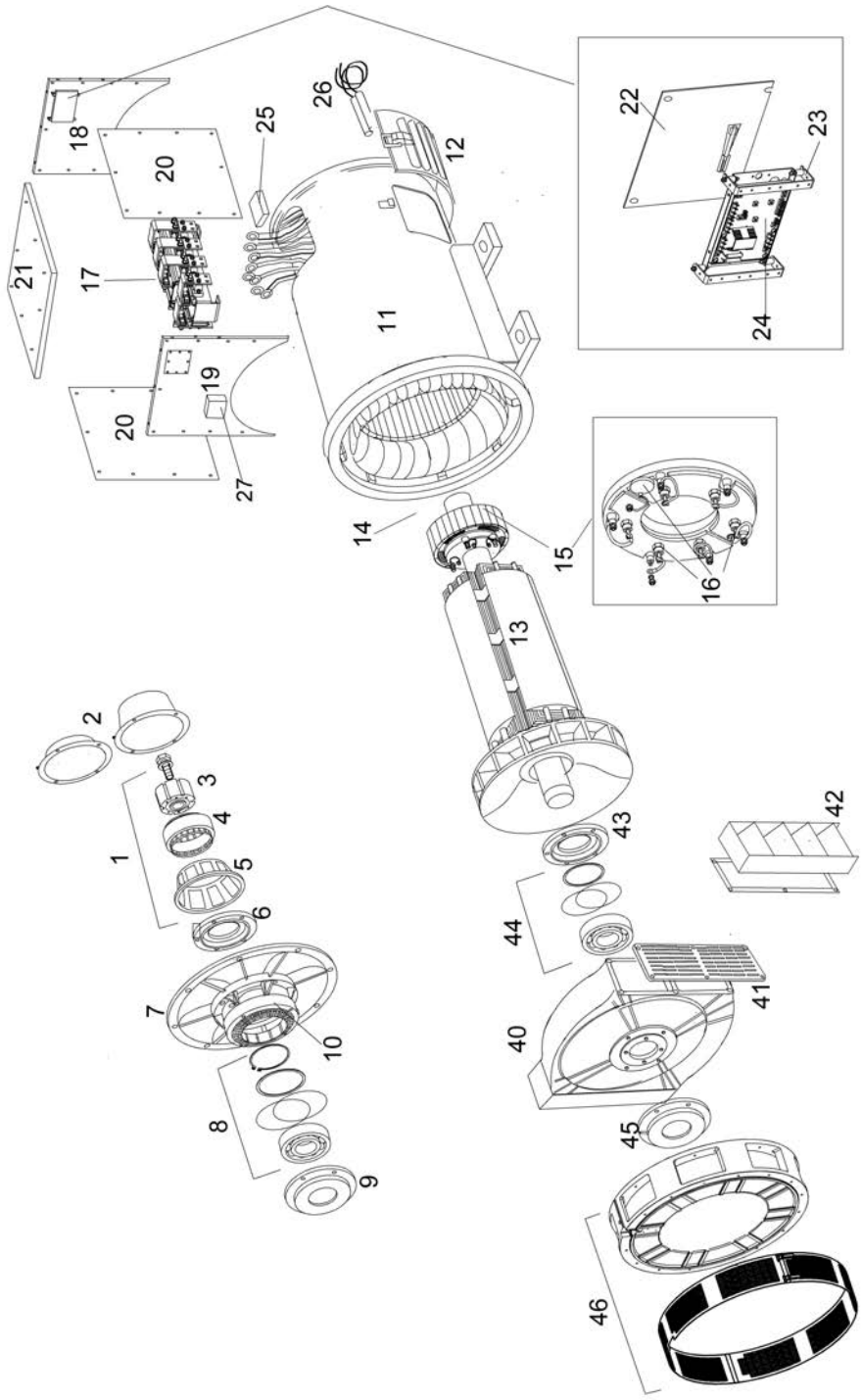


8.3 HC5 Single Bearing Alternator

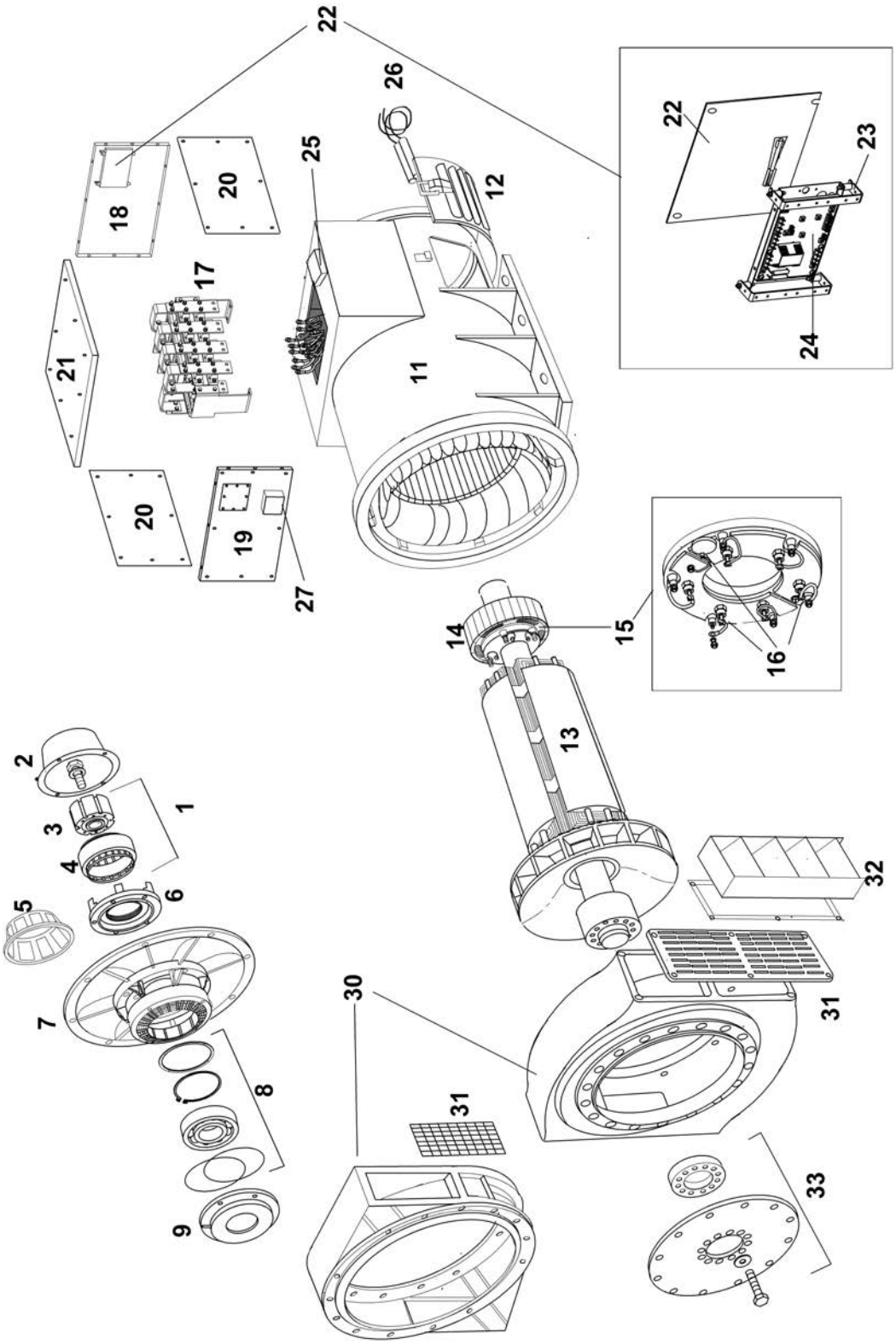


-

8.4 HC5 Two Bearing Alternator

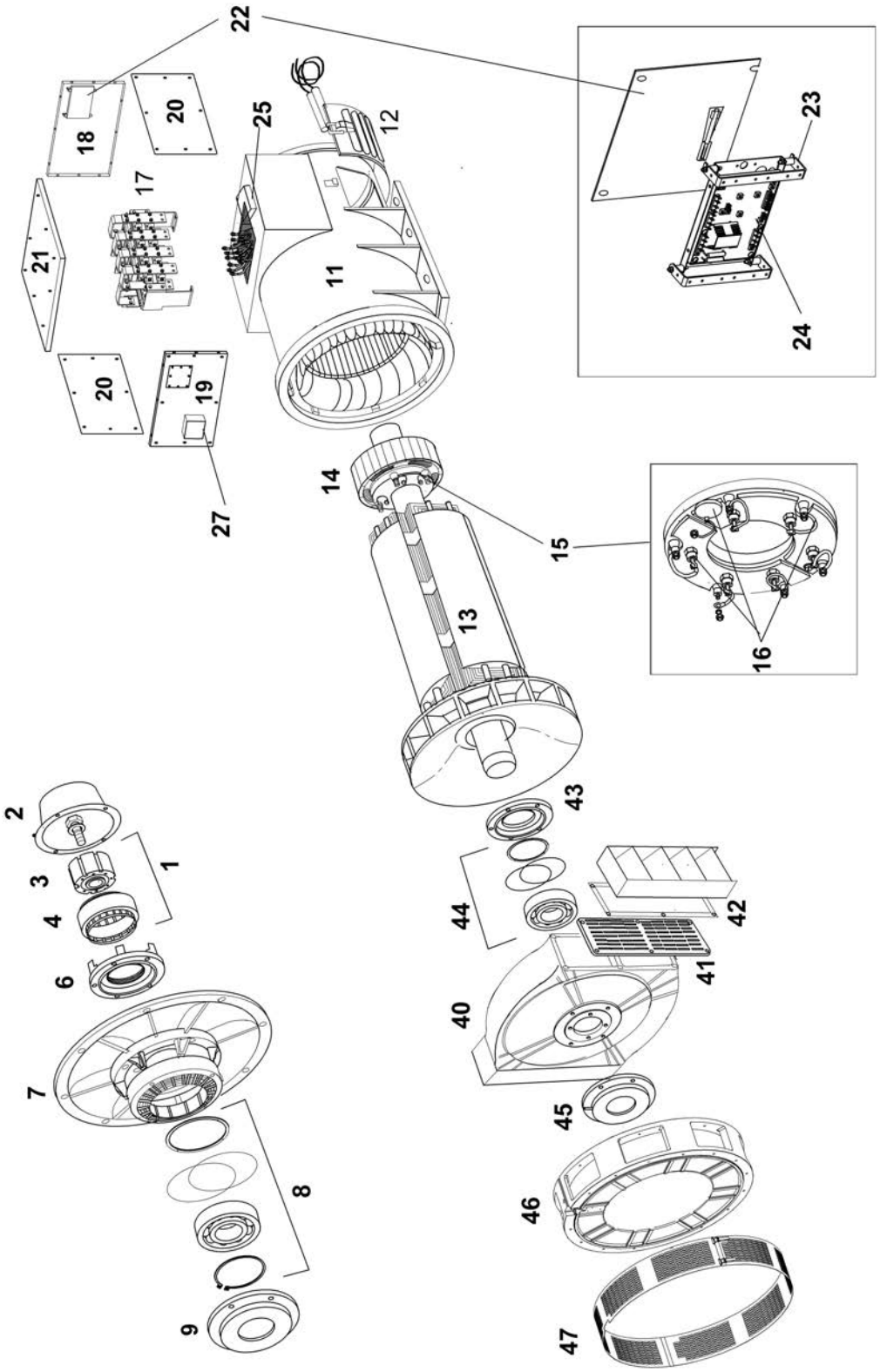


8.5 HC6 Single Bearing Alternator



-

8.6 HC6 Two Bearing Alternator



8.7 HC Parts and Fasteners

TABLE 13. PARTS AND FASTENERS

Reference	Component	Fastener	Quantity	Torque (Nm)
1	Complete PMG parts	-	-	-
2	PMG Cover/non-PMG Cover	M6 x 16	4	10
3	PMG Rotor	M10 x 100	1	50
4	PMG Stator	M6 x 45	4	10
5	PMG Crown (if fitted)	-	-	-
6	NDE Bearing Cap	M10 x 30	4	50
7	NDE Bracket	M12 x 40	8	50
8	Complete NDE Bearing parts	-	-	-
9	NDE Bearing Cartridge	M10 x 50	4	50
10	Exciter Stator			
11	Main Frame	-	-	-
12	Air Inlet Cover	Split pin	-	-
13	Main Rotor	-	-	-
14	Exciter Rotor	-	-	-
15	Rectifier Assembly	M6 x 65	4	10
16	Diode/Varistor	-	-	2.6 - 3.1
17	Main Terminals	M12 x 40	8	50
18	Terminal Box End Panel NDE	M10 x 35	4	50
19	Terminal Box End Panel DE	M10 x 25	2	50
20	Terminal Box Side Panel	M6 x 12	20	6
21	Terminal Box Lid	M6 x 12	8	6
22	AVR Cover Plate	M5 x 12	4	5
23	AVR Mounting Bracket	M5 x 12	6	5
24	AVR	M5 x 30	4	5
25	Auxilliary Terminal Board	M6 x 25	8	10
26	Anti-condensation Heater	M6	2	n/c
27	Heater terminal Box	M4 x 12	2	5
30	DE Adapter (1 bearing)	M12 x 40	8	95
31	DE Air Outlet Screen (1 bearing)	M5 x 12	12	5
32	DE Louvres (1 bearing)	M5 x 16	12	5
33	DE Coupling Hub and Coupling Discs (1 bearing)	M20 x 55	8	479
40	DE Bracket (2 bearing)	M12 x 40	8	95

-

Reference	Component	Fastener	Quantity	Torque (Nm)
41	DE Air Outlet Screen (2 bearing)	M5 x 12	12	5
42	DE Louvres (2 bearing)	M5 x 16	12	5
43	DE Bearing Cartridge (2 bearing)	M10 x 50	4	50
44	Complete DE Bearing parts (2 bearing)	-	-	-
45	DE Bearing Cap (2 bearing)	M10 x 30	4	50
46	DE Adapter (2 bearing)	M12 x 40	8	95
47	DE Adapter Screen (2 bearing)	M5 x 12	12	5

9 Technical Data

NOTICE

Compare measurements with the technical data sheet and the test certificate supplied with the alternator.

9.1 HC Winding Resistances

Alternator	Resistance of windings at 20 °C (measured values should be within 10%)								
	Main Stator (lead - lead) (Ohms)					Exciter Stator (Ohms)	Exciter Rotor, L-L (Ohms)	Main Rotor (Ohms)	PMG Stator, L-L (Ohms)
	311 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	17 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	14 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	25 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	27 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)				
HC434C	0.0083	0.0115	0.0055	0.0020	0.0154	18	0.136	0.92	3.8
HC434D	0.0062	0.0100	0.0045	0.0160	0.0130	18	0.136	1.05	3.8
HC434E	0.0045	0.0075	n/a	0.0140	0.0100	18	0.136	1.19	3.8
HC434F	0.0037	0.0055	n/a	0.0105	0.0075	18	0.136	1.37	3.8
HC444C	0.0083	0.0115	0.0055	0.0020	0.0154	18	0.136	0.92	n/a
HC444D	0.0062	0.0100	0.0045	0.0160	0.0130	18	0.136	1.05	n/a
HC444E	0.0045	0.0075	n/a	0.0140	0.0100	18	0.136	1.19	n/a
HC444F	0.0037	0.0055	n/a	0.0105	0.0075	18	0.136	1.37	n/a
HC534C	0.0033	0.0053	0.0026	0.0100	0.0065	17	0.184	1.55	3.8
HC534D	0.0025	0.0040	0.0021	0.0075	0.0005	17	0.184	1.77	3.8
HC534E	0.0022	0.0034	0.0013	n/a	0.0044	17	0.184	1.96	3.8
HC534F	0.0019	0.0025	0.0013	0.0050	0.0041	17	0.184	2.46	3.8
HC544C	0.0033	0.0053	0.0026	0.0100	0.0065	17	0.184	1.55	n/a
HC544D	0.0025	0.0040	0.0021	0.0075	0.0005	17	0.184	1.77	n/a
HC544E	0.0022	0.0034	0.0013	n/a	0.0044	17	0.184	1.96	n/a
HC544F	0.0019	0.0025	0.0013	0.0050	0.0041	17	0.184	2.46	n/a
HC634G	0.0017	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	1.75	3.8
HC634H	0.0013	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	1.88	3.8
HC634J	0.0011	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	2.09	3.8
HC634K	0.0009	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	2.36	3.8

-

Alternator	Resistance of windings at 20 °C (measured values should be within 10%)								
	Main Stator (lead - lead) (Ohms)					Exciter Stator (Ohms)	Exciter Rotor, L-L (Ohms)	Main Rotor (Ohms)	PMG Stator, L-L (Ohms)
	312 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	07 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	13 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	26 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	28 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)				
HC434F	n/a	n/a	0.0060	n/a	n/a	18	0.136	1.37	3.8
HC444F	n/a	n/a	0.0060	n/a	n/a	18	0.136	1.37	n/a
HC534E	n/a	n/a	n/a	0.0130	n/a	17	0.184	1.96	3.8
HC544E	n/a	n/a	n/a	0.0130	n/a	17	0.184	1.96	n/a
HC634G	0.0034	0.0055	0.0002	0.0090	0.0075	17	0.158	1.75	3.8
HC634H	0.0025	0.0036	0.0019	0.0080	n/a	17	0.158	1.88	3.8
HC634J	0.0022	0.0030	0.0015	0.0060	n/a	17	0.158	2.09	3.8
HC634K	0.0017	0.0026	0.0010	0.0045	0.0030	17	0.158	2.36	3.8
HC636G	0.0090	0.0102	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.12	8.22
HC636H	0.0063	0.0102	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.33	8.22
HC636J	0.0049	0.0070	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.50	8.22
HC636K	0.0039	0.0060	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.75	8.22

10 Service Parts and After Sales Service

10.1 Parts Orders

When ordering parts the machine serial number or machine identity number and type should be quoted, together with the part description. The machine serial number can be found on the name plate or frame.

10.2 Customer Service

Cummins Generator Technologies' service engineers are experienced professionals, trained extensively to deliver the best support possible. Our global service offers:

- On-site a.c. alternator commissioning
- On-site bearing maintenance & bearing condition monitoring
- On-site insulation integrity checks
- On-site AVR & accessories set-up

www.stamford-avk.com

Email: emea.service@cummins.com.

10.3 Recommended Service Parts

In critical applications a set of these service spares should be held with the alternator.

Part	Number
Rectifier Set	HC4 and HC5: RSK-5001 HC6: RSK-6001 (3 forward diodes, 3 reverse diodes and varistor)
MX321 AVR	E000-23212/1P
MX341 AVR	E000-23412/1P
Sealed bearing DE HC4 kit	45-0319
Sealed bearing DE HC5 kit	45-0321
Sealed bearing DE HC6 kit	45-0339
Sealed bearing NDE HC4 kit	45-0320
Sealed bearing NDE HC5 kit	45-0320
Sealed bearing NDE HC6 kit	45-0340
Regreasable bearing DE HC5	45-1100
Regreasable bearing DE HC6	45-0342
Regreasable bearing NDE HC5	45-1099
Regreasable bearing NDE HC6	45-0343
Grease	45-0281

-

10.4 Klüber Asonic GHY72 Grease

All bearings trials and calculated life expectancy are based on the use of Klüber Asonic GHY72.

11 End of Life Disposal

Companies specializing in reclaiming material from scrap products can reclaim most of the iron, steel and copper from the alternator. For more details, please contact Customer Service.

11.1 Recyclable material

Mechanically separate the base materials, iron, copper and steel, removing paint, polyester resin, and insulation tape and/or plastics residues from all components. Dispose of this ‘waste material’

The iron, steel and copper can now be recycled.

11.2 Items requiring specialist treatment

Remove electrical cable, electronic accessories and plastic materials from the alternator. These components need special treatment to remove the waste from the reclaimable material.

Forward the reclaimed materials for recycling.

11.3 Waste material

Dispose of waste material from both of the above processes via a specialist disposal company.

-

This page is intentionally blank.



www.stamford-avk.com

Copyright 2016, Cummins Generator Technologies Ltd. All Rights Reserved
Cummins and the Cummins logo are registered trademarks of Cummins Inc.

Low voltage electrical distribution

Micrologic

Control units
2.0 and 5.0

User manual
09/2009



Schneider Electric

Contents

Discovering your control unit **2**
Identifying your control unit 2
Overview of functions 4
Setting your control unit **6**
Setting procedure 6
Setting the Micrologic 2.0 control unit 7
Setting the Micrologic 5.0 control unit 8
Testing the control unit 9
Technical appendix **10**
Tripping curves 10
Changing the long-time rating plug 11
Thermal memory 12

Identifying your control unit
Designations

All Compact NS800-3200 and Masterpact NT and NW circuit breakers are equipped with a Micrologic control unit that can be changed on site.
Control units are designed to protect power circuits and connected loads.

E51450A

Micrologic 2.0 A

X Y Z

X: type of protection
- 2 for basic protection
- 5 for selective protection
- 6 for selective + earth-fault protection
- 7 for selective + earth-leakage protection.

Y: version number
Identification of the control-unit generation.
"0" signifies the first generation.

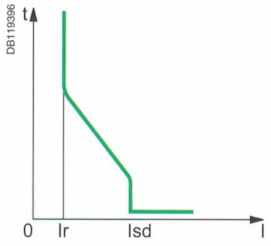
Z: type of measurement
- A for "ammeter"
- P for "power meter"
- H for "harmonic meter"
- no indication = no measurements.

Micrologic 2.0: basic protection

E51266B



DB119396



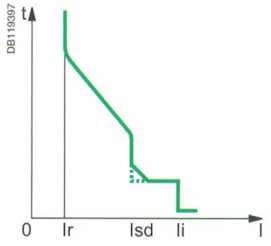
Long time + Instantaneous

Micrologic 5.0: selective protection

E51353A



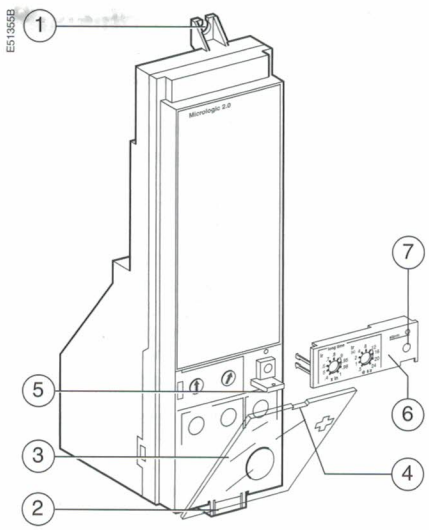
DB119397

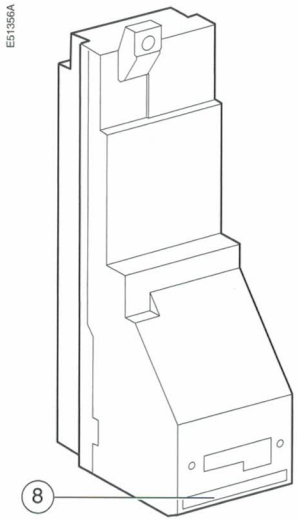


Long time + Short time + Instantaneous

Identifying your control unit
Presentation

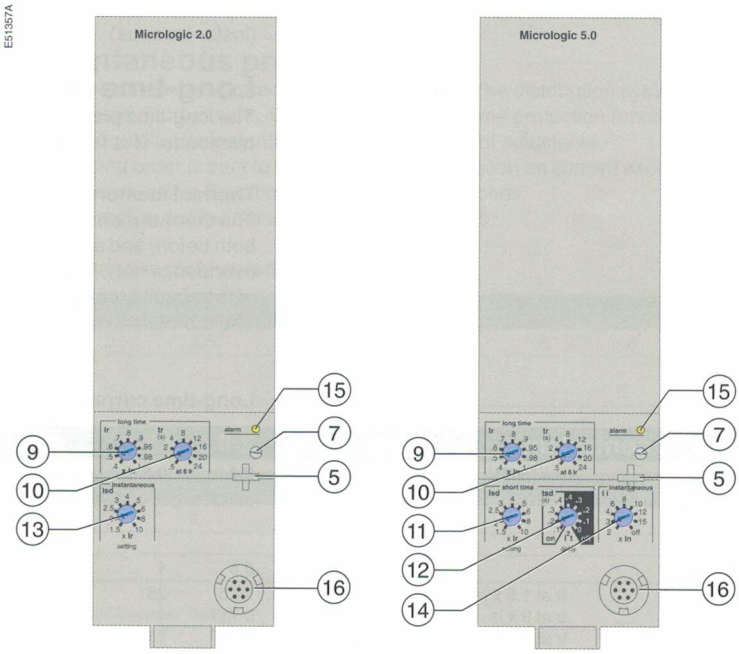
1 top fastener
2 bottom fastener
3 protective cover
4 cover opening point
5 lead-seal fixture for protective cover
6 long-time rating plug
7 screw for long-time rating plug
8 connection with circuit breaker





Adjustment dials

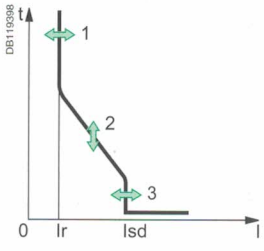
9 long-time current setting Ir
10 long-time tripping delay tr
11 short-time pickup Isd
12 short-time tripping delay tsd
13 instantaneous pick-up Isd
14 instantaneous pick-up Ii
15 LED indicating an overload
16 test connector



Overview of functions
Current protection

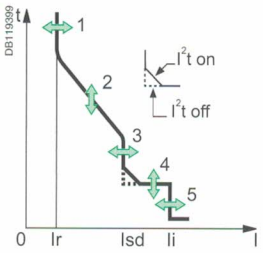
Protection settings
Depending on the type of installation, it is possible to set the tripping curve of your control unit using the parameters presented below.

Micrologic 2.0



1. current setting Ir (long time)
2. tripping delay tr (long time) for 6 x Ir
3. pick-up Isd (instantaneous)

Micrologic 5.0



1. current setting Ir (long time)
2. tripping delay tr (long time) for 6 x Ir
3. pick-up Isd (short time)
4. tripping delay tsd (short time)
5. pick-up Ii (instantaneous)

Long-time protection
The long-time protection function protects cables (phases and neutral) against overloads. This function is based on true rms measurements.

Thermal memory
The thermal memory continuously accounts for the amount of heat in the cables, both before and after tripping, whatever the value of the current (presence of an overload or not). The thermal memory optimises the long-time protection function of the circuit breaker by taking into account the temperature rise in the cables. The thermal memory assumes a cable cooling time of approximately 15 minutes.

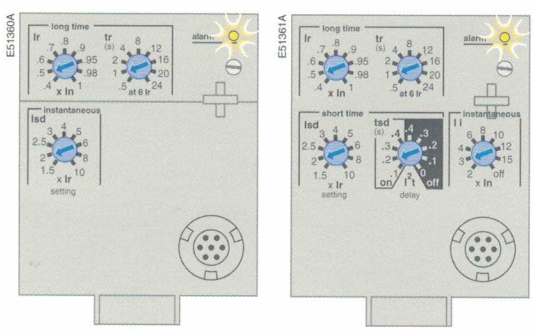
Long-time current setting Ir and standard tripping delay tr

Micrologic control unit		Accuracy	2.0 and 5.0								
Current setting	**Ir = In (*) x ...**		**0.4**	**0.5**	**0.6**	**0.7**	**0.8**	**0.9**	**0.95**	**0.98**	**1**
Tripping betweeen 1.05 and 1.20 Ir			other ranges or disable by changing rating plug								
Time setting			**0.5**	**1**	**2**	**4**	**8**	**12**	**16**	**20**	**24**
Time delay (s)	tr at 1.5 x Ir	0 to - 30%	12.5	25	50	100	200	300	400	500	600
	tr at 6 x Ir	0 to - 20%	0.7 (1)	1	2	4	8	12	16	20	24
	tr at 7.2 x Ir	0 to - 20	0.7 (2)	0.69	1.38	2.7	5.5	8.3	11	13.8	16.6

(*) In: circuit breaker rating
(1) 0 to - 40%
(2) 0 to - 60%

Setting accuracy of the Ir setting may be enhanced by using a different long-time rating plug.
See the technical appendix "Changing the long-time rating plug".

Overload LED



This LED signals that the long-time current setting Ir has been overrun.

Overview of functions
Current protection

Short-time protection

■ The short-time protection function protects the distribution system against impedant short-circuits.
■ The short-time tripping delay can be used to ensure discrimination with a downstream circuit breaker.
■ This function carries out true rms measurements.

■ The I^2t ON and I^2t OFF options enhance discrimination with downstream protection devices.
■ Use of I^2t curves with short-time protection:
□ I^2t OFF selected: the protection function implements a constant time curve
□ I^2t ON selected: the protection function implements an I^2t inverse-time curve up to 10 Ir. Above 10 Ir, the time curve is constant.

Short-time pick-up Isd and tripping delay tsd

Micrologic control unit			2.0 and 5.0								
Pick-up	Isd = Ir x ... accuracy ± 10%		1.5	2	2.5	3	4	5	6	8	10
Time delay (ms) at 10 Ir	setting	I^2t Off	0	0.1	0.2	0.3	0.4				
		I^2t On		0.1	0.2	0.3	0.4				
I^2t On or I^2t Off	tsd (max resettable time)		20	80	140	230	350				
	tsd (max break time)		80	140	200	320	500				

Instantaneous protection

■ The instantaneous-protection function protects the distribution system against solid short-circuits. Contrary to the short-time protection function, the tripping delay for instantaneous protection is not adjustable.
The tripping order is sent to the circuit breaker as soon as current exceeds the set value, with a fixed time delay of 20 milliseconds.
■ This function carries out true rms measurements.

Instantaneous pick-up Isd

Micrologic control unit		2.0								
Pick-up	Isd = Ir x ... accuracy ± 10%	1.5	2	2.5	3	4	5	6	8	10
Time delay (ms)	tsd (max resettable time)	20								
	tsd (max break time)	80								

Instantaneous pick-up Ii

Micrologic control unit		5.0								
Pick-up	Ii = In (*) x ... accuracy ± 10%	2	3	4	6	8	10	12	15	OFF
Time delay (ms)	tsd (max resettable time)	20								
	tsd (max break time)	50								

(*) In: circuit-breaker rating

Neutral protection on four-pole circuit breakers

Protection of the neutral conductor depends on the distribution system.
There are three possibilities:

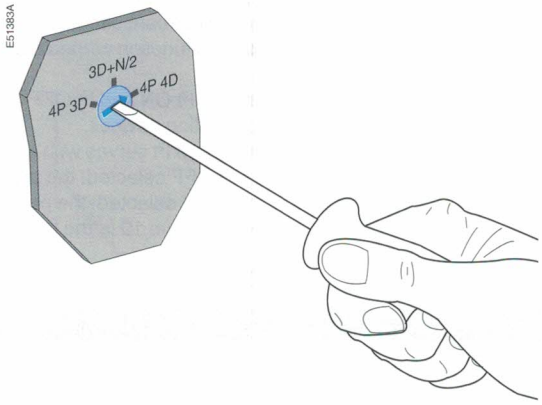
Type of neutral	Description
Neutral unprotected	The distribution system does not require protection of the neutral conductor.
Neutral protection at 0.5 In	The cross-sectional area of the neutral conductor is half that of the phase conductors. ■ The long-time current setting Ir for the neutral is equal to half the setting value ■ The short-time pick-up Isd for the neutral is equal to half the setting value ■ The instantaneous pick-up Isd (Micrologic 2.0) for the neutral is equal to half the setting value ■ The instantaneous pick-up Ii (Micrologic 5.0) for the neutral is equal to the setting value
Neutral protection at In	The cross-sectional area of the neutral conductor is equal to that of the phase conductors. ■ The long-time current setting Ir for the neutral is equal to the setting value ■ The short-time pick-up Isd for the neutral is equal to the setting value ■ The instantaneous pick-ups Isd and Ii for the neutral are equal to the setting value

Setting procedure

Caution!
With the 4P 3D setting, the current in the neutral must not exceed the rated current of the circuit breaker.

Selecting the type of neutral protection

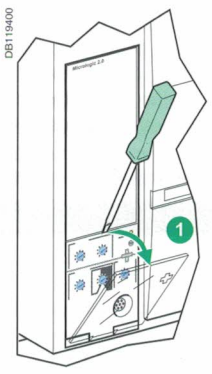
On four-pole circuit breakers, it is possible to select the type of neutral protection using the three-position switch:



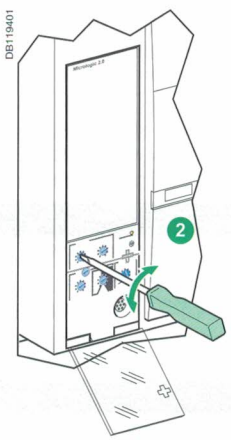
- Neutral unprotected (4P 3D)
- Neutral protection at 0.5 In (3D + N/2)
- Neutral protection at In (4P 4D).

Setting procedure

Using the adjustment dials



Open the protective cover.



Select the desired setting.



Close the protective cover and, if necessary, install a lead seal to protect the settings.

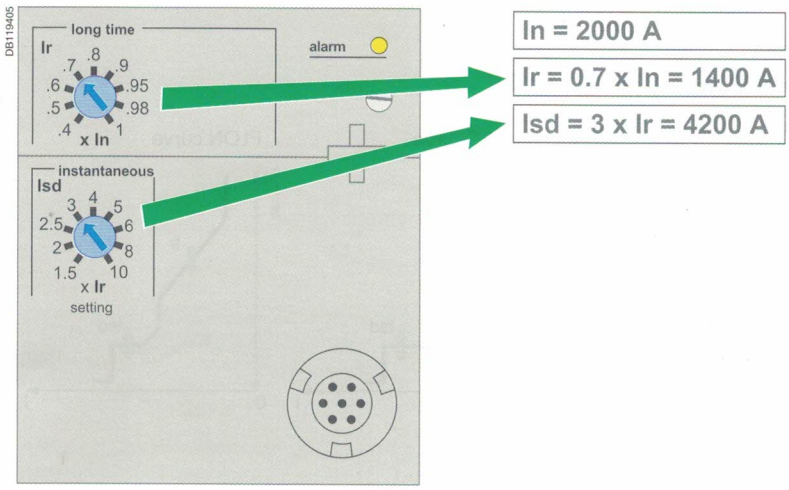
Setting the Micrologic 2.0 control unit

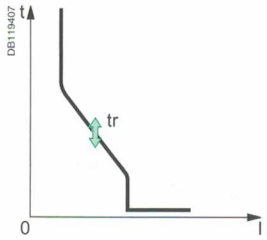
The rating of the circuit breaker in this example is 2000 A.



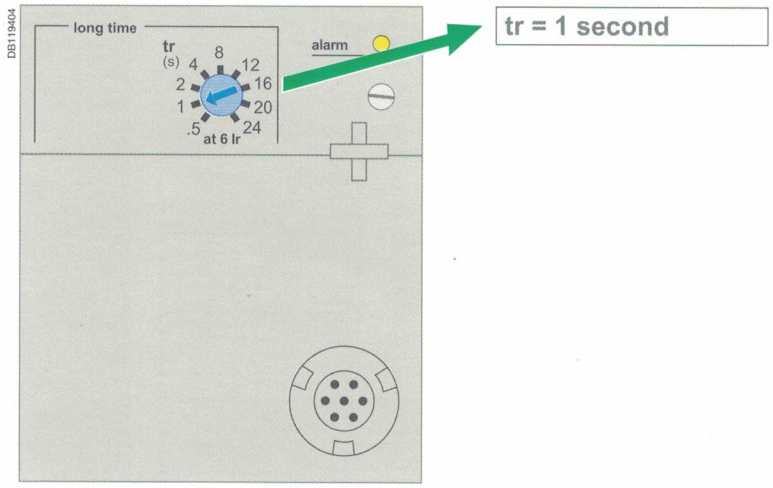
See pages 4 and 5 for information on the available settings.

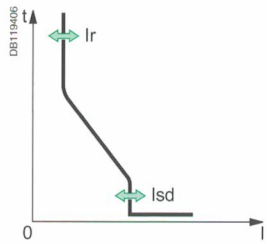
Set the threshold values





Set the tripping delay

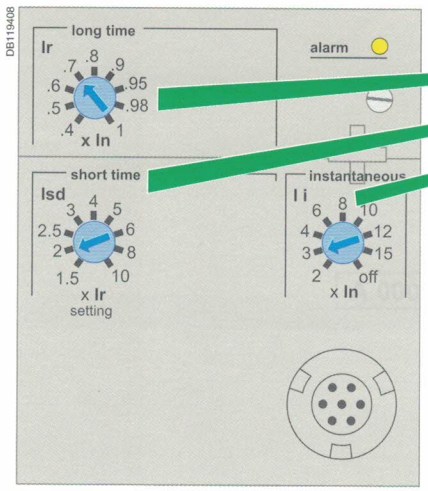




Setting the Micrologic 5.0 control unit

See pages 4 and 5 for information on the available settings.

Set the threshold values



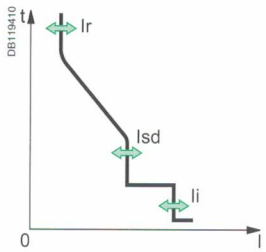
In = 2000 A

Ir = 0.7 x In = 1400 A

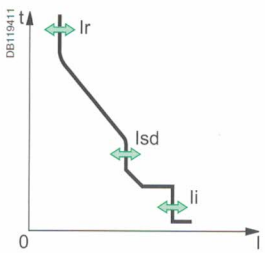
Isd = 2 x Ir = 2800 A

Ii = 3 x In = 6000 A

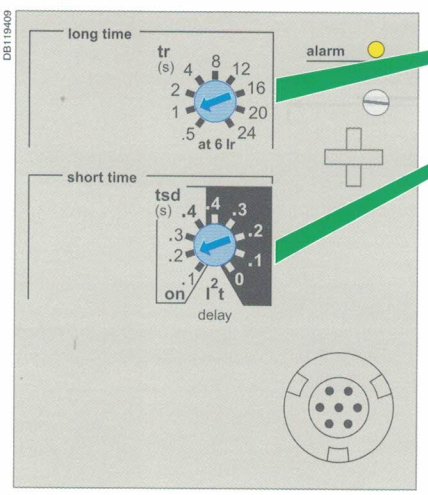
I²t OFF curve



I²t ON curve



Set the tripping delay

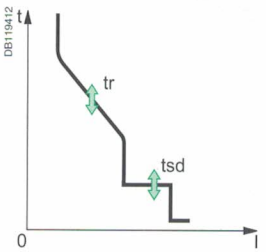


tr = 1 second

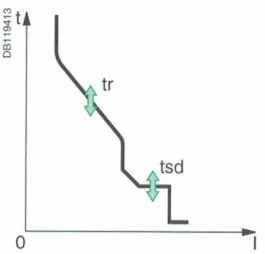
tsd = 0.2 seconds



I²t OFF curve



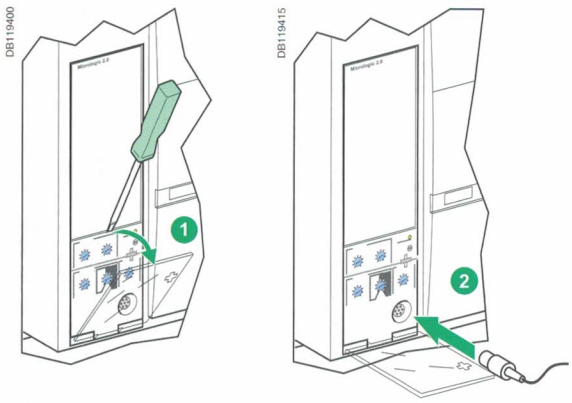
I²t ON curve



Testing the control unit

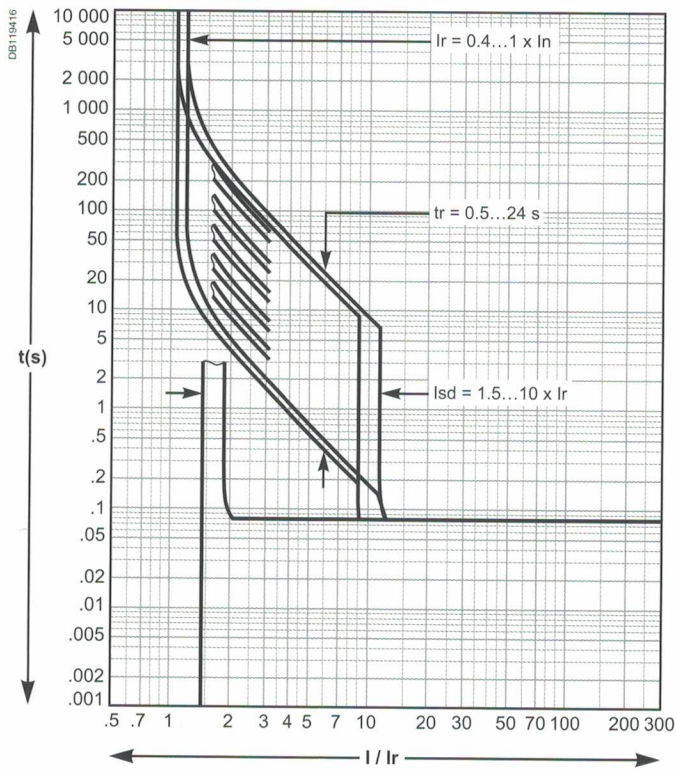
See the user manual for the portable test kit.

To test the control unit, connect the portable test kit via the test connector

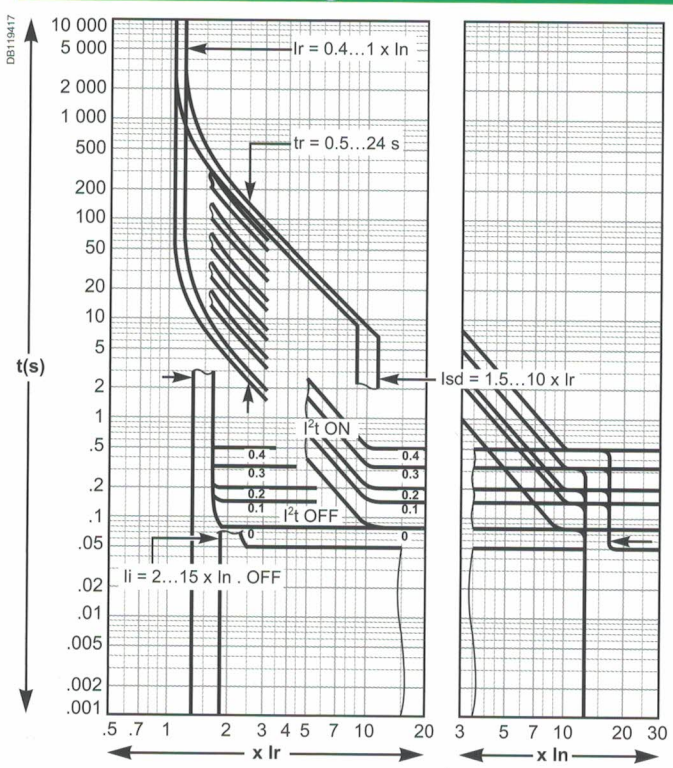


Tripping curves

Long-time and instantaneous protection - Micrologic 2.0



Long-time, short-time and instantaneous protection - Micrologic 5.0



Changing the long-time rating plug

Select the long-time rating plug

A number of setting ranges for the long-time current setting are available on Micrologic 2.0 and 5.0 control units by changing the long-time rating plug. The available rating plugs are listed below:

Part number	Setting range for the Ir value	
33542	standard	0.4 to 1 x Ir
33543	low setting	0.4 to 0.8 x Ir
33544	high setting	0.8 to 1 x Ir
33545	without long-time protection Ir = In for the short-time protection setting	

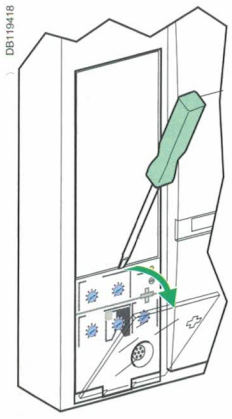
Caution.
Following any modifications to the long-time rating plug, all control-unit protection parameters must be checked.

Change the long-time rating plug

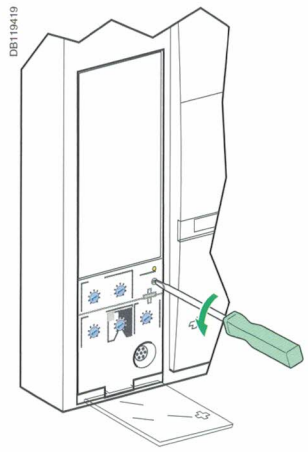
Proceed in the following manner.

1. Open the circuit breaker.

2. Open the protective cover of the control unit.



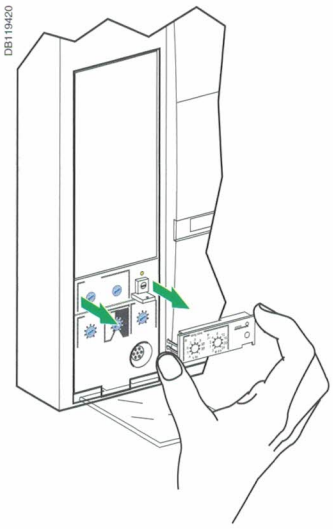
3. Completely remove the long-time rating plug screw.



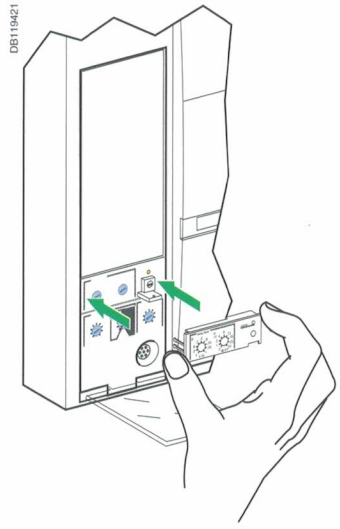
4. Snap out the rating plug.

5. Clip in the new rating plug.

If no long-time rating plug is installed, the control unit continues to operate under the following downgraded conditions:
- the long-time current setting Ir is 0.4, whatever the position of the adjustment dial
- the long-time tripping delay tr corresponds to the value indicated by the adjustment dial.



6. Refit the screw for the long-time rating plug.



7. Check and/or modify the control-unit settings

Thermal memory

Thermal memory

The thermal memory is a means to simulate temperature rise and cooling caused by changes in the flow of current in the conductors.

These changes may be caused by:
- repetitive motor starting;
- loads fluctuating near the protection settings;
- repeated circuit-breaker closing on a fault.

Control units without a thermal memory (contrary to bimetal strip thermal protection) do not react to the above types of overloads because they do not last long enough to cause tripping.
However, each overload produces a temperature rise and the cumulative effect can lead to dangerous overheating.

Control units with a thermal memory record the temperature rise caused by each overload. Even very short overloads produce a temperature rise that is stored in the memory.
This information stored in the thermal memory reduces the tripping time.

Micrologic control units and thermal memory

All Micrologic control units are equipped as standard with a thermal memory.

- For all protection functions, prior to tripping, the temperature-rise and cooling time constants are equal and depend on the tripping delay in question:
  - if the tripping delay is short, the time constant is low;
  - if the tripping delay is long, the time constant is high.

- For long-time protection, following tripping, the cooling curve is simulated by the control unit. Closing of the circuit breaker prior to the end of the time constant (approximately 15 minutes) reduces the tripping time indicated in the tripping curves.

Short-time protection and intermittent faults

For the short-time protection function, intermittent currents that do no provoke tripping are stored in the Micrologic memory.
This information is equivalent to the long-time thermal memory and reduces the tripping delay for the short-time protection.
Following a trip, the short-time tsd tripping delay is reduced to the value of the minimum setting for 20 seconds.

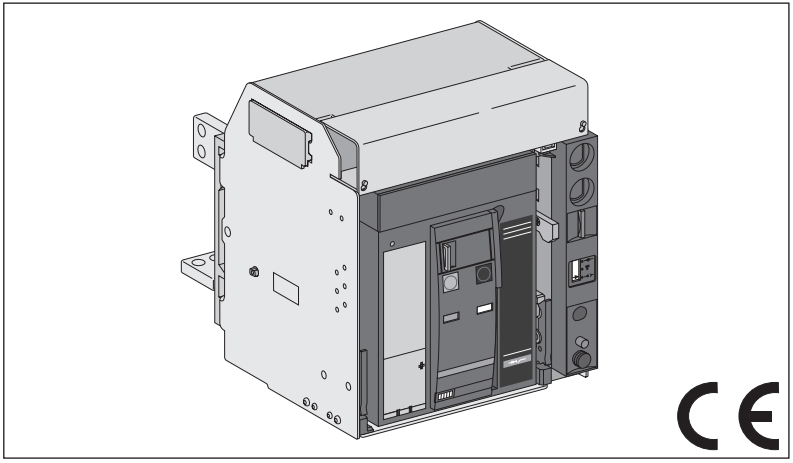
000000331494

(FR) Notice d'installation
(EN) Installation manual
(DE) Montageanleitung
(IT) Manuale d'installazione
(ES) Instrucciones de instalación
(PT) Manual de instalação
(RU) Руководство по установке
(ZH) 安装手册

Compact NS630b-1600

Disjoncteur fixe et débrochable télécommandé, accessoires
Fixed and drawout remote contolled circuit breaker, accessories
Leistungsschalter mit Motorantrieb in Festeinbau und Einschubtechnik, Zusatzausrüstungen
Interruttore con comando motore fisso ed estraibile, accessori
Interruptor automático con mando eléctrico fijo y seccionable, accessorios
Disjuntor controlado à distância extraível e fixo, acessórios
Фиксированный и выдвижной дистанционно управляемый выключатель, принадлежности
固定式和抽屉式远程控制断路器, 附件

E70898A.EPS



CE

Schneider Electric

51201028AA-10

REMARQUE IMPORTANTE ■ L'installation, l'utilisation, la réparation et la maintenance des équipements électriques doivent être assurées par du personnel qualifié uniquement. ■ Schneider Electric décline toute responsabilité quant aux conséquences de l'utilisation de ce matériel.	**PLEASE NOTE** ■ Electrical equipment should be installed, operated, serviced, and maintained only by qualified personnel. ■ No responsibility is assumed by Schneider Electric for any consequences arising out of the use of this material.	**BITTE BEACHTEN** ■ Elektrische Geräte dürfen nur von Fachpersonal installiert, betrieben, bedient und gewartet werden. ■ Schneider Electric haftet nicht für Schäden, die durch die Verwendung dieses Materials entstehen.	**NOTA IMPORTANTE** ■ Manutenzione, riparazione, installazione e uso delle apparecchiature elettriche si devono affidare solo a personale qualificato. ■ Schneider Electric non si assume alcuna responsabilità per qualsiasi conseguenza derivante dall'uso di questi prodotti.

⚠ ⚠ DANGER / DANGER / GEFAHR / PERICOLO

RISQUE D'ÉLECTROCUTION, D'EXPLOSION OU D'ECLAIR D'ARC ELECTRIQUE ■ Portez un équipement de protection personnelle adapté et respectez les consignes de sécurité électrique courantes. Reportez-vous aux normes NFPA 70E, CSA Z462 ou aux textes équivalents applicables dans votre région du monde. ■ Seul un personnel qualifié doit effectuer l'installation et l'entretien de cet appareil. ■ Débranchez toutes les sources d'alimentation de cet équipement avant d'effectuer toute opération interne ou externe sur celui-ci. Verrouillez l'appareillage en position isolée. ■ Utilisez toujours un dispositif de détection de tension ayant une valeur nominale appropriée pour vous assurer que l'alimentation est coupée. ■ Installez des barrières de sécurité et affichez un signal de danger. ■ Remettez en place tous les équipements, les portes et les capots avant de remettre l'appareil sous tension. **Si ces directives ne sont pas respectées, cela entraînera la mort ou des blessures graves.**	**HAZARD OF ELECTRIC SHOCK, EXPLOSION OR ARC FLASH** ■ Apply appropriate personal protective equipment (PPE) and follow safe electrical work practices. See NFPA 70E, CSA Z462 or local equivalent. ■ This equipment must only be installed and serviced by qualified electrical personnel. ■ Turn off all power supplying this equipment before working on or inside equipment. Lock the switchgear in the isolated position. ■ Always use a properly rated voltage sensing device to confirm power is off. ■ Install safety barriers and display a danger sign. ■ Replace all devices, doors, and covers before turning on power to this equipment. **Failure to follow these instructions will result in death or serious injury.**	**GEFAHR VON ELEKTRISCHEM SCHLAG, EXPLOSIONODER LICHTBOGEN** ■ Tragen Sie persönliche Schutzausrüstung (PSA) und befolgen Sie sichere Verfahren im Umgang mit Elektrogeräten. Siehe NFPA 70E, CSA Z462 oder lokale Entsprechung. ■ Diese Geräte dürfen nur von qualifizierten Elektrikern installiert und gewartet werden. ■ Schalten Sie vor Arbeiten am bzw. im Innern des Geräts die gesamte Spannungsversorgung ab. Die Schaltanlage in die Trennstellung bringen. ■ Verwenden Sie für die Prüfung vorhandener Spannung stets einen Spannungsfühler mit zutreffender Bemessungsspannung. ■ Bringen Sie Sicherheitsbarrieren und einen Warnhinweis an. ■ Bringen Sie alle Vorrichtungen, Türen und Abdeckungen wieder an, bevor Sie das Gerät einschalten. **Die Nichtbeachtung dieser Anweisungen führt zu Tod oder schweren Verletzungen.**	**RISCHIO DI FOLGORAZIONE, ESPLOSIONE O BAGLIORI DA ARCO** ■ Utilizzare dispositivi di protezione individuale (DPI) idonei e adottare misure di sicurezza adeguate per lavori elettrici. Vedere le normative NFPA 70E, CSA Z462 o le norme equivalenti nel paese di installazione. ■ Installazione e manutenzione di questa apparecchiatura si devono affidare solo ad elettricisti qualificati. ■ Prima di lavorare con l'apparecchiatura o al suo interno isolare completamente l'alimentazione elettrica. Bloccare l'interruttore in posizione isolata. ■ Per verificare che l'alimentazione sia isolata usare sempre un rilevatore di tensione correttamente tarato. ■ Installare barriere di sicurezza e apporre un segnale di pericolo. ■ Sostituire dispositivi, sportelli e coperture prima di riaccendere l'alimentazione dell'apparecchiatura. **Il mancato rispetto di queste istruzioni provocherà morte o gravi infortuni.**

TENGA EN CUENTA ■ La instalación, manejo, puesta en servicio y mantenimiento de equipos eléctricos deberán ser realizados sólo por personal cualificado. ■ Schneider Electric no se hace responsable de ninguna de las consecuencias del uso de este material.	**ОБРАТИТЕ ВНИМАНИЕ** ■ Установка, эксплуатация, ремонт и обслуживание электрического оборудования может выполняться только квалифицированными электриками. ■ Компания Schneider Electric не несет никакой ответственности за любые возможные последствия использования данной документации.	**NOTA** ■ A instalação, utilização e manutenção do equipamento eléctrico devem ser efectuadas exclusivamente por pessoal qualificado. ■ A Schneider Electric não assume qualquer responsabilidade pelas consequências resultantes da utilização deste material.	请注意 ■ 电气设备的安装、操作、维修和维护工作仅限于合格人员 执行。 ■ Schneider Electric不承担由于使用本资料所引起的任何后果。

⚠ ⚠ PELIGRO / PERIGO / ОПАСНОСТЬ / 危险

PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA, EXPLOSIÓN O ARCO ELÉCTRICO ■ Utilice el equipo de protección personal (PPE) adecuado y siga las recomendaciones para el trabajo seguro con dispositivos eléctricos. Consulte NFPA 70E, CSA Z462 o la norma local equivalente. ■ Solo el personal de electricidad cualificado podrá instalar, programar y realizar el mantenimiento del equipo. ■ Desconecte toda la alimentación de este equipo antes de trabajar en él o en su interior. Bloquee la aparamenta eléctrica en la posición de aislamiento. ■ Utilice siempre un dispositivo de detección de tensión de capacidad adecuada para confirmar la ausencia de alimentación eléctrica. ■ Instale barreras de seguridad y coloque un cartel de peligro. ■ Vuelva a colocar todos los dispositivos, las puertas y las tapas antes de conectar la alimentación de este equipo. **El incumplimiento de estas instrucciones podrá causar la muerte o lesiones serias.**	**PERIGO DE CHOQUE ELÉCTRICO, EXPLOSÃO OU ARCO ELÉCTRICO** ■ Utilize equipamento de protecção pessoal (PPE) e siga os métodos de segurança eléctrica. Consulte NFPA 70E, CSA Z462 ou o equivalente local. ■ A instalação e manutenção deste equipamento só devem ser efectuadas por electricistas qualificados. ■ Desligue todas as fontes de alimentação deste equipamento antes de trabalhar no equipamento ou no seu interior. Bloqueie a placa de distribuição na posição isolada. ■ Utilize sempre um dispositivo de detecção da tensão nominal adequada para confirmar se a alimentação está desligada. ■ Instale barreiras de segurança e apresente um sinal de perigo. ■ Substitua todos os dispositivos, portas e tampas antes de ligar a alimentação deste equipamento. **A não observância destas instruções resultará em morte ou ferimentos graves.**	**ОПАСНОСТЬ ВЗРЫВА, ВСПЫШКИ ДУГИ ИЛИ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ** ■ Используйте подходящие средства индивидуальной защиты (СИЗ) и соблюдайте технику безопасности при электротехнических работах. См. NFPA 70E, CSA Z462 или эквивалентные местные требования. ■ Это оборудование могут устанавливать и обслуживать только квалифицированные электрики. ■ Отключите питание до начала работ снаружи или внутри данного оборудования. Переведите распределительное устройство в выключенное положение. ■ Всегда убеждайтесь в том, что питание отключено, с помощью устройства измерения напряжения соответствующего диапазона. ■ Установите защитные ограждения и предупреждающий знак. ■ Перед включением питания данного оборудования установите на место все устройства, дверцы и крышки. **Несоблюдение этих инструкций приведет к смертельному исходу или серьезной травме.**	电击、爆炸或电弧闪光危险 ■ 采用适当的个人防护设备 (PPE) 并遵循电气作业安全守则。请参阅 NFPA 70E, CSA Z462 或当地对应的标准。 ■ 只有具备相应资质的电气人员才能安装和维修该设备。 ■ 在该设备表面或内部工作之前，请关闭设备的全部电源。将开关锁定在隔离位置。 ■ 确保使用合适的额定电压传感器确认电源已关闭。 ■ 安装安全栅并显示危险标志。 ■ 在给设备供电之前，更换所有的设备，门框，盖板。 不遵循上述说明将导致人员伤亡。

Sommaire / Contents / Inhalt / Sommario / Sumario / Índice / Содержание / 目录

Disjoncteur fixe et débrochable
Fixed and drawout circuit breaker
Leistungsschalter in Festeinbau und Einschubtechnik
Interruttore fisso o estraibile
Interruptor automático fijo o seccionable
Disjuntor extraível e fixo
Фиксированный и выдвижной выключатель
固定式和抽屉式断路器

1 Principe de fonctionnement / Operating principle / Funktionsweise / Principio di funzionamento / Principio de funcionamiento / Princípio de operação / Принцип работы / 操作原则 — 5

2 Outillage nécessaire / Necessary tools / Benötigtes Werkzeuge / Utensili necessari / Herramientas necesarias / Ferramentas necessárias / Необходимые инструменты / 必备工具 — 8

3 Date de fabrication / Manufacturing date / Herstellungsdatum / Data di fabbricazione / Fecha de fabricación / Data de fabrico / Дата производства / 制造日期 — 9

4 Installation / Installation / Installation / Installazione / Instalación / Instalação / Установка / 安装 — 10

5 Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子 — 13

6 Raccordement auxiliaire / Auxiliary connections / Zubehöranschluß / Collegamento degli ausiliari / Conexión auxiliar / Conexões auxiliares / Вспомогательные разъем / 辅助连接 — 25

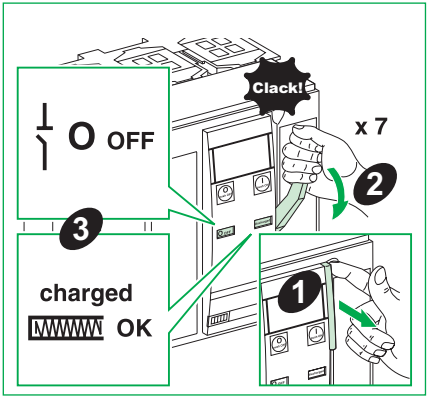
Accessoires du disjoncteur
Circuit breaker accessories
Zusatzausrüstung für Leistungsschalter
Accessori per interruttori
Accesorios del interruptor automático
Acessórios do disjuntor
Принадлежности выключателя
断路器附件

7 Cadenassage des boutons poussoirs / Pushbutton padlocking device / Abschliessbarkeit der Betätigungstaster / Blocco a lucchetto dei pulsanti / Enclavamiento de los botones-pulsadores / Dispositivo de bloqueio do interruptor de pressão / Кнопочное устройство блокировки / 按钮挡板 — 36

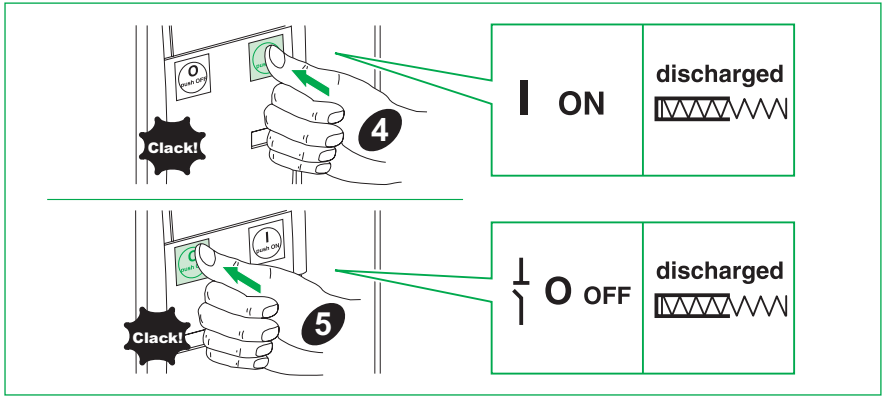
8 Compteur de manoeuvres / Operations counter / Schaltspielzähler / Contamanovre / Contador de maniobras / Contador de operações / Счетчик операций / 计数器 — 37

9 Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de desligado / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁 — 38

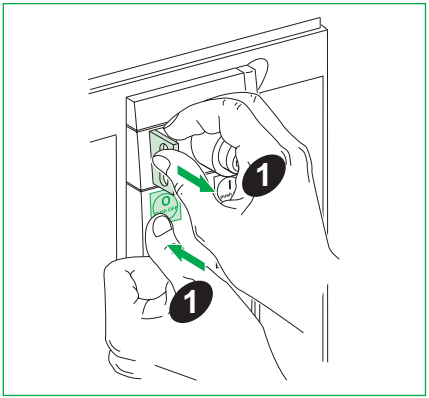
DB414138.eps



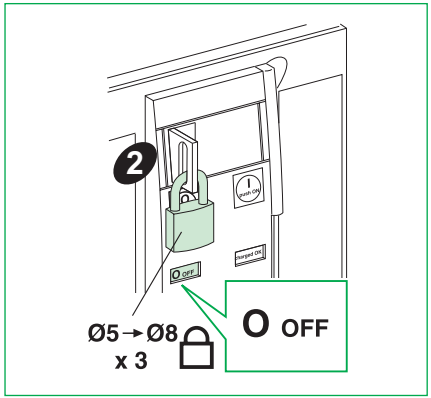
DB414139.eps



DB414140.eps

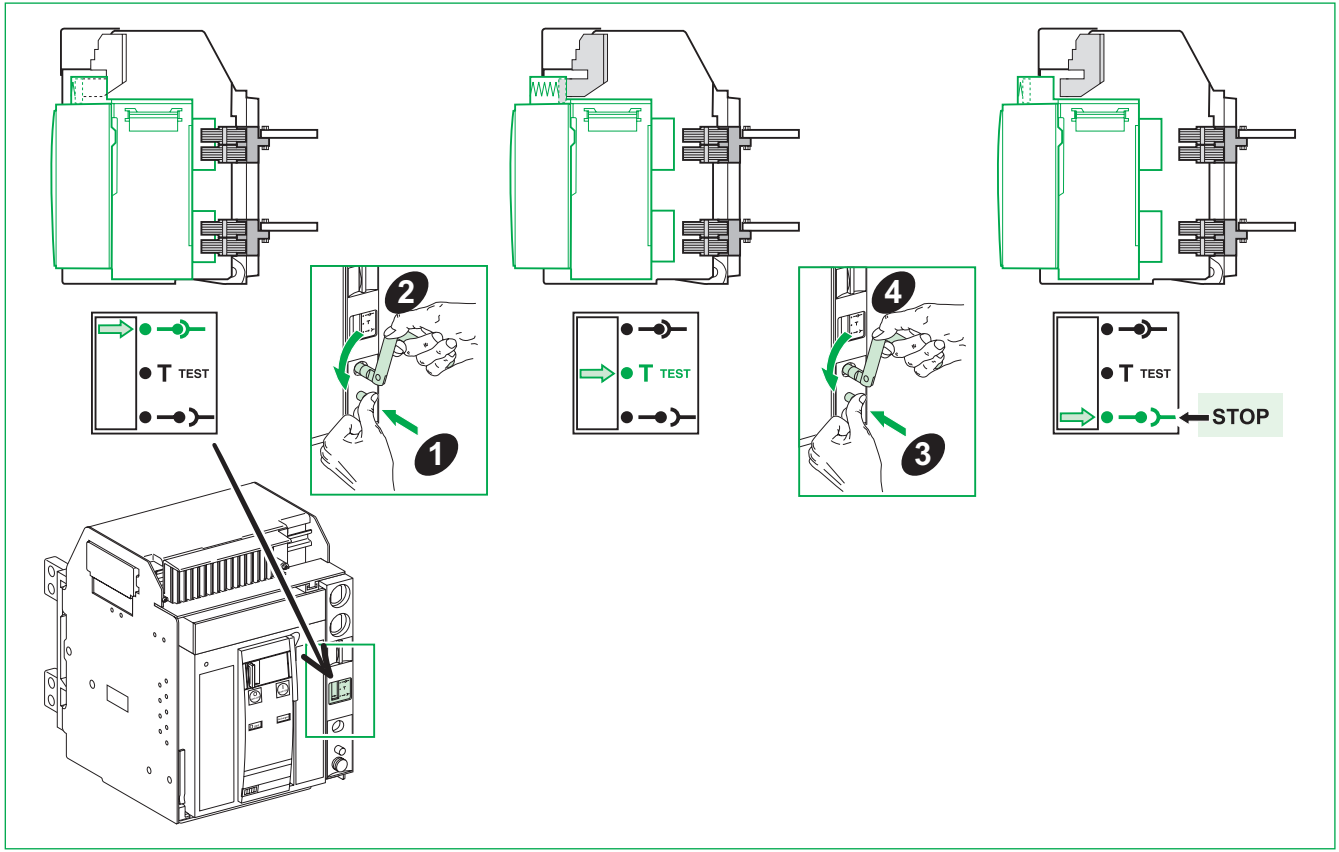


DB414141.eps



Principe de fonctionnement / Operating principle / Funktionsweise / Principio di funzionamento / Principio de funcionamiento / Princípio de operação / Принцип работы / 操作原则

DB414142.eps

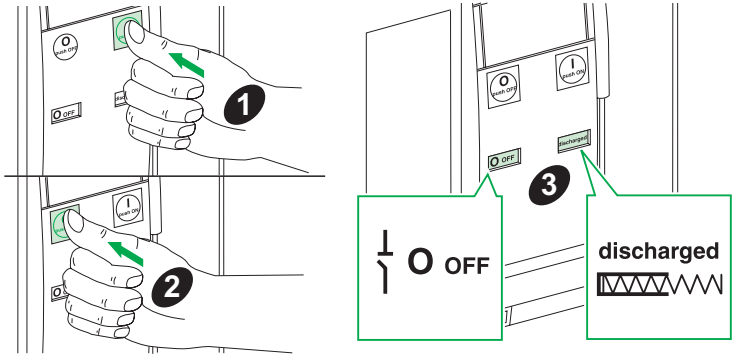


Précautions préalables à toute intervention / Precautions before carrying out any work / Zu treffende Vorsichtsmaßnahmen vor Durchführung von Arbeiten / Precauzioni da adottare prima di iniziare qualsiasi intervento / Precauções prévias à realização do trabalho / Меры предосторожности перед выполнением любого типа работ / 操作须知

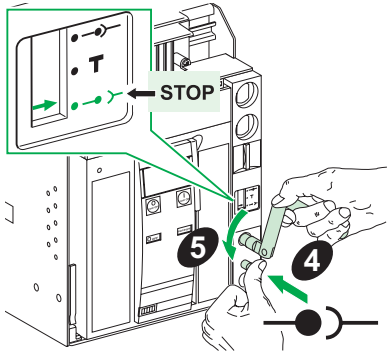
REMARQUE IMPORTANTE Avant toute intervention sur l'appareil, mettez toujours ce dernier hors tension en procédant comme indiqué ici. Les appareils débrochables doivent être placés en position débroché.	**PLEASE NOTE** Before carrying out any work, always de-energize the device as indicated here. Withdrawable devices should be moved to disconnected position.	**BITTE BEACHTEN** Trennen Sie vor Durchführung jeglicher Arbeiten das Gerät von der Spannungsversorgung, wie hier gezeigt. Bringen Sie die Einschubausführung in Trennstellung.	**NOTA IMPORTANTE** Prima di iniziare qualsiasi intervento, togliere l'alimentazione all'interruttore come illustrato qui. Gli interruttori estraibili devono essere spostati in posizione scollegata.
TENGA EN CUENTA Antes de llevar a cabo cualquier tarea, deenergice siempre el dispositivo tal como se indica aquí. Los dispositivos enchufables deben cambiarse a la posición desconectada.	**NOTE** Precauções prévias à realização do trabalho, desligue a alimentação ao dispositivo conforme indicado aqui. Os dispositivos extraíveis deverão ser deslocados para a posição desligada.	**ВНИМАНИЕ!** Перед выполнением любых работ всегда отключайте питание устройства, как показано здесь. Выдвижные устройства следует перевести в выключенное положение.	请注意 操作须知：将设备置于不带电状态；抽屉式设备应移至断开位置

DB414143.eps

Appareils fixes et débrochables / Fixed and drawout devices / Festeinbau-und Einschubgeräte / Interruttori fissi ed estraibili / Dispositivos fijos y seccionables / Dispositivos extraíveis e fixos / Фиксированные и выдвижные устройства / 固定式和抽屉式设备



Appareils débrochables / Drawout devices / Einschubgeräte / Interruttori estraibili / Dispositivos seccionables / Dispositivos extraíveis / Выдвижные устройства / 抽屉式设备



Outillage nécessaire / Necessary tools / Benötigte Werkzeuge / Utensili necessari / Herramientas necesarias / Ferramentas necessárias / Необходимые инструменты / 必备工具

Clef 6 pans, clef à tube, tournevis (Pozidrive n° 2, 3 ou plat).

Hex key, angled socket wrench, screwdriver (Pozidrive n°2, 3 or slotted).

Sechskantschlüssel, Steckschlüssel, Schraubendreher (Pozidrive Nr. 2, 3 oder Schlitz).

Chiave per viti a brugola, chiave a tubo, cacciavite (Pozidrive n° 2, 3 o piatto).

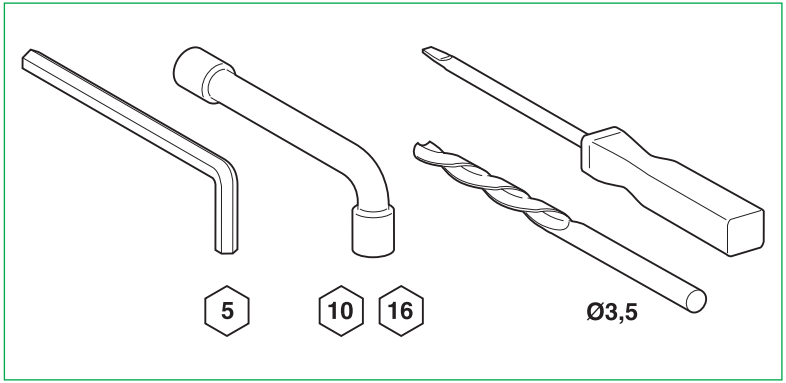
Llave allen, llave de tubo acodado, destornillador (Pozidrive n° 2, 3 o plano).

Chave sextavada, chave de caixa angular, chave de fendas (Pozidrive N.° 2, 3).

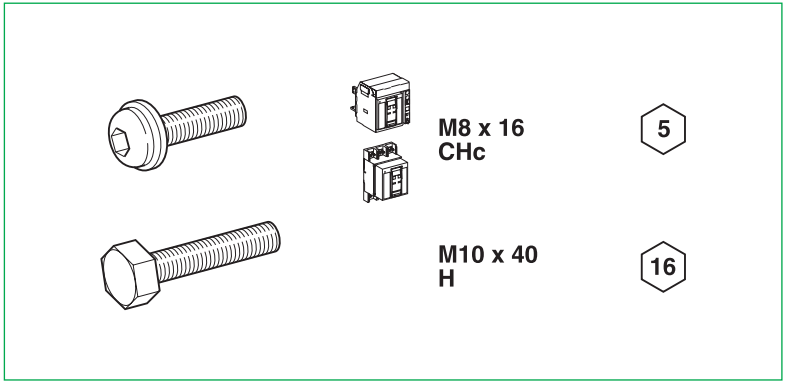
Шестигранный ключ, изогнутый торцевой ключ, отвертка (Pozidrive № 2, 3 или шлицевая).

六角扳手、弯头套筒扳手、螺丝扳手、螺丝刀（Pozidrive 2号、3号螺丝刀和一字螺丝刀）

DB414146.eps



DB414147.eps

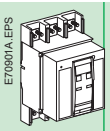
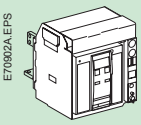


Date de fabrication / Manufacturing date / Herstellungsdatum / Data di fabbricazione / Fecha de fabricación / Data de fabrico / Дата производства / 制造日期

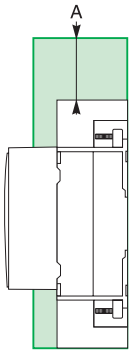
La date de fabrication du produit est codée PP-YYYY-Www-D, avec: ■ PP: code usine ■ YYYY: année de fabrication ■ Www: semaine de fabrication ■ D: jour de fabrication dans la semaine (lundi = 1) Ex: 7Q-2014-W19-3= produit fabriqué le mercredi 7 mai 2014 par l'usine 7Q.	The product's manufacture date is coded PP-YYYY-Www-D, where: ■ PP: plant code ■ YYYY: year of manufacture ■ Www: week of manufacture ■ D: weekday of manufacture (Monday = 1) Eg: 7Q-2014-W19-3 = product manufactured at plant 7Q on Wednesday 7 May 2014.	Das Herstellungsdatum des Produkts ist folgendermaßen codiert: PP-YYYY-Www-D. Wobei: ■ PP: Werkscode ■ YYYY: Herstellungsjahr ■ Www: Herstellungswoche ■ D: Herstellungstag (Montag = 1) Z. B.: 7Q-2014-W19-3 = ein Produkt, das in Werk 7Q, am Mittwoch den 7. Mai, im Jahr 2014 gefertigt wurde.	La data di fabbricazione del prodotto è indicata con il codice PP-YYYY-Www-D, dove: ■ PP: codice stabilimento ■ YYYY: anno di fabbricazione ■ Www: settimana di fabbricazione ■ D: giorno della settimana in cui il prodotto è stato fabbricato (lunedì = 1) Ad es. 7Q-2014-W19-3 = prodotto fabbricato presso lo stabilimento 7Q mercoledì 7 maggio 2014.
La fecha de fabricación del producto está codificada PP-YYYY-Www-D, donde: ■ PP: código de la planta ■ YYYY: año de fabricación ■ Www: semana de fabricación ■ D: día de la semana de fabricación (lunes = 1) Ej: 7Q-2014-W19-3 = producto fabricado en la planta 7Q el miércoles 7 de mayo de 2014.	A data de fabrico do produto está sob a forma de código PP-YYYY-Www-D, onde: ■ PP: código da fábrica ■ YYYY: ano de fabrico ■ Www: semana de fabrico ■ D: dia da semana de fabrico (Segunda-feira = 1) Ex: 7Q-2014-W19-3 = produto fabricado na fábrica 7Q na Quarta-feira 7 de Maio de 2014.	Дата производства продукта закодирована в формате PP-YYYY-Www-D, где: ■ PP: код завода ■ YYYY: год производства ■ Www: неделя производства ■ D: день недели, когда был произведен продукт (понедельник = 1) Пример. 7Q-2014-W19-3 = продукт произведен на заводе 7Q в среду, 7 мая 2014 года.	产品制造日期采用如下代码 PP-YYYY-Www-D，其中： ■ PP：工厂代码 ■ YYYY：制造年份 ■ Www：第几周制造 ■ D：星期几制造（星期一 = 1） 例如：7Q-2014-W19-3 = 产品于 2014 年 5 月 7 日星期三 在 7Q 工厂制造。

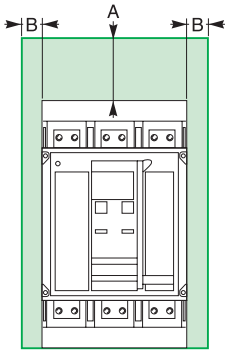
Installation / Installation / Installation / Installazione / Instalación / Instalação / Установка / 安装

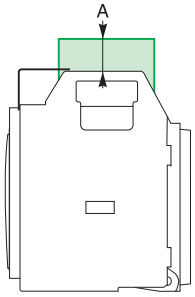
DB414148.eps

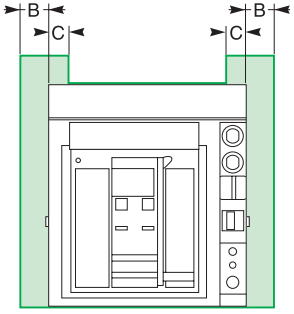
Pièces / Parts / Teile / Parti / Piezas / Peças / Детали / 部件(mm)	 E70901A.EPS		 E70902A.EPS		
	A	**B**	**A**	**B**	**C**
Isolées / Insulated / Isoliert / Isolanti / Aisladas / Isolado / Изолированные / 绝缘部件	0	0	0	10	0
Métal / Metal / Leitfähig / Metalliche / Metálicas / Metal / Металлические / 金属部分	0	0	0	10	0
Sous tension / Live / Spannungführend / In tensione / Bajo tensión / Activo / Поднапряжением / 带电部分	160	60	30	60	30

Barres isolantes obligatoires seulement pour les versions fixes de types L et LB.
Insulated bars mandatory only for fixed versions Type L, LB.
Isolierte Teile sind nur für die Festeinbauversionen vom Typ L und LB obligatorisch.
Barre isolanti obbligatorie solo per le versioni fisse di tipo L, LB.
Barras aisladas obligatorias únicamente en las versiones fijas de tipo L, LB.
Barras de isolamento obrigatórias apenas para as versões fixas, Tipo L, LB.
Изолированные шины требуются только для фиксированных устройств типов L и LB.
仅要求L、LB型固定式断路器必须使用绝缘母排.



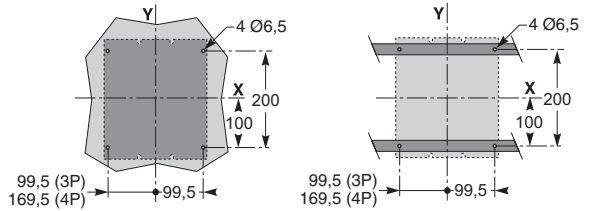


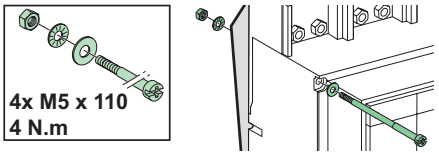


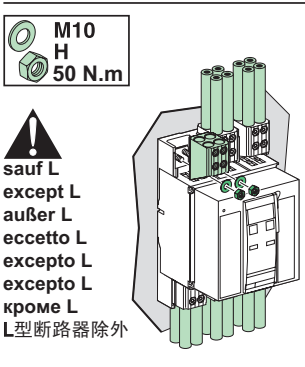


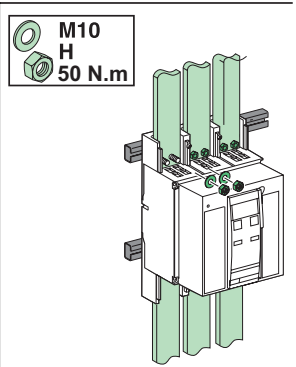
DB414149.eps

Raccordement avant / Front connection / Vorderseitiger Anschluß / Attacchi frontali / Anterior Conexión / Conexão dianteira / Соединение с передней стороны / 前接线



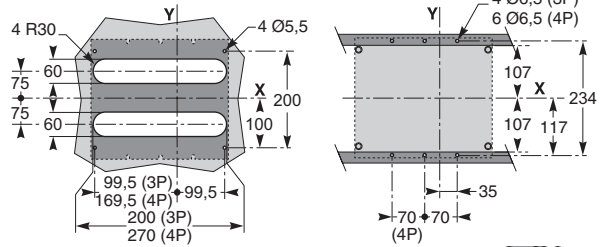


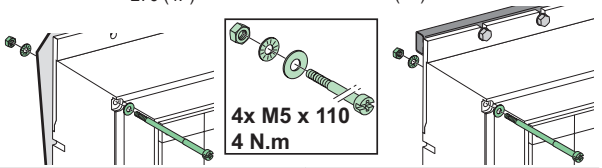


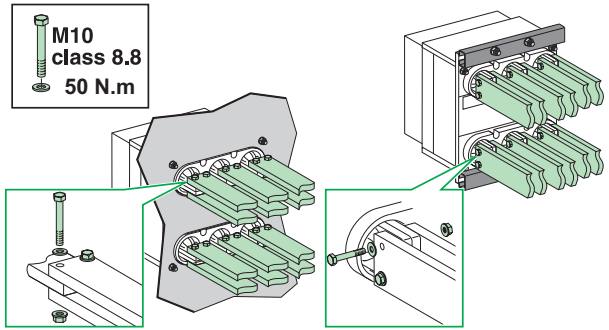


DB414150.eps

Raccordement arrière / Rear connection / Rückseitiger Anschluß / Attacchi posteriori / Posterior Conexión / Conexão traseira / Соединение с задней стороны / 后接线



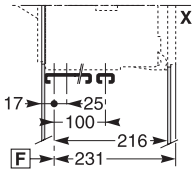


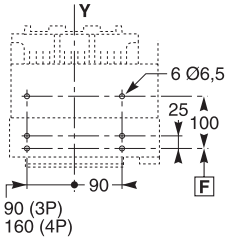


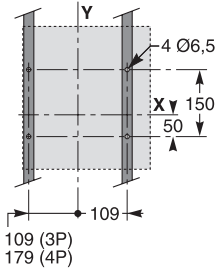
Installation / Installation / Installation / Installazione / Instalación / Instalação / Установка / 安装

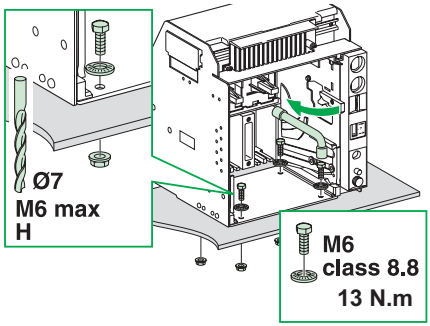
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414151.eps

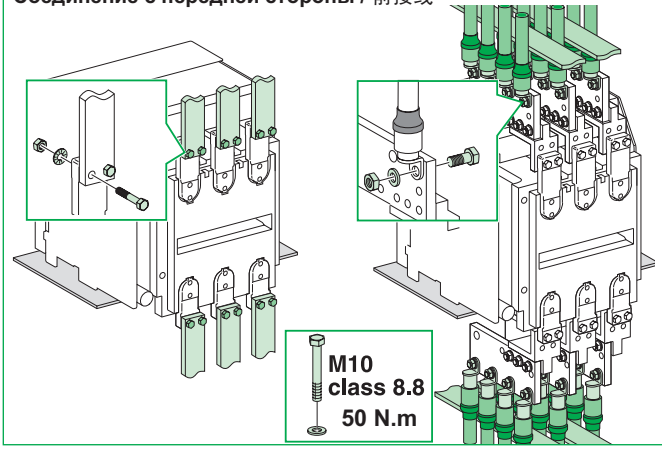




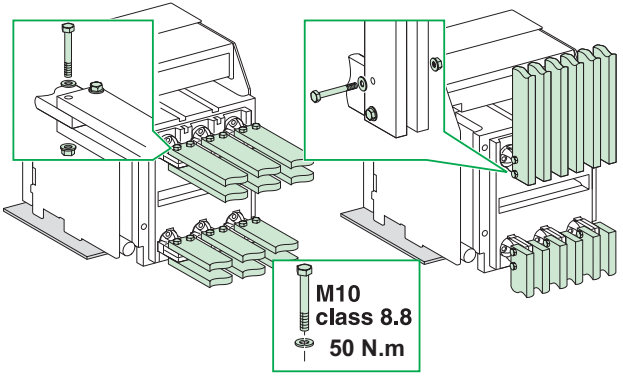




Raccordement avant / Front connection / Vorderseitiger Anschluß / Attacchi frontali / Anterior Conexión / Conexão dianteira / Соединение с передней стороны / 前接线

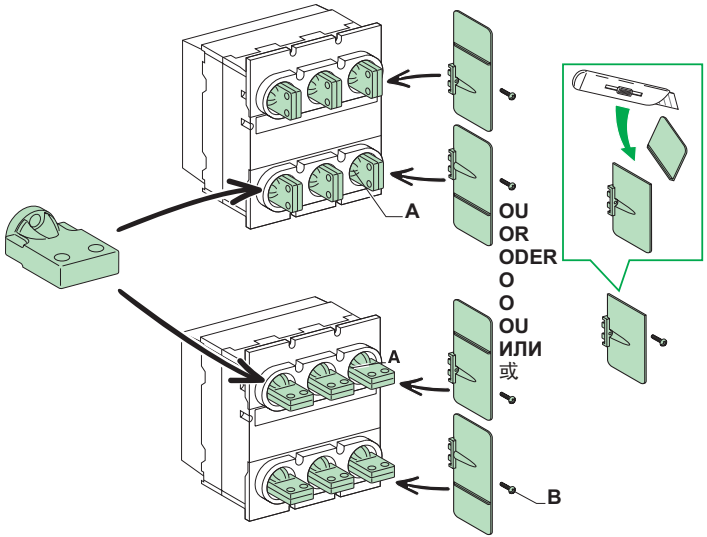


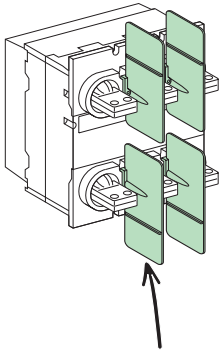
Raccordement arrière / Rear connection / Rückseitiger Anschluß / Attacchi posteriori / Posterior Conexión / Conexão traseira / Соединение с задней стороны / 后接线



Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414152.eps





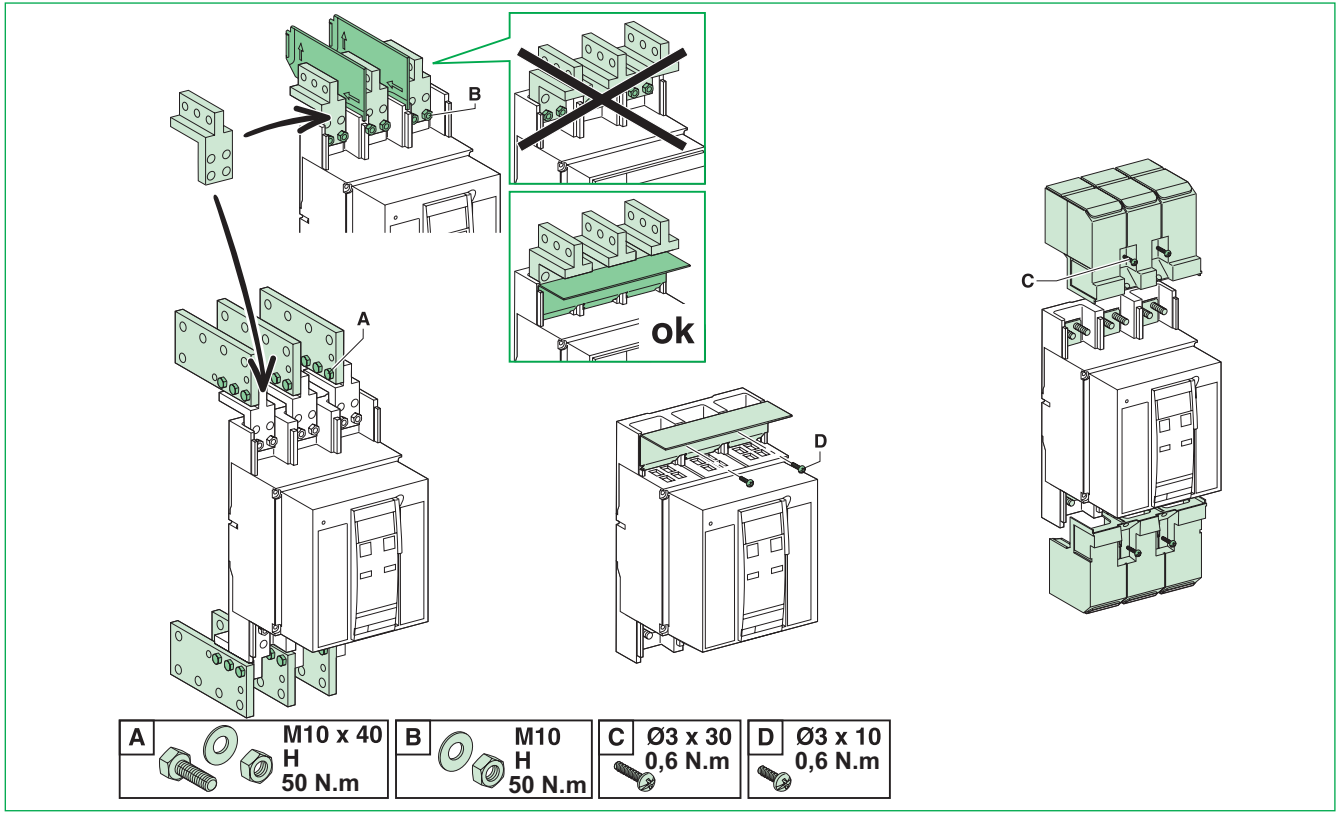
Obligatoire pour U ⩾ 500 V
Mandatory for U ⩾ 500 V
Obligatorisch für U ⩾ 500 V
Obbligatorio per U ⩾ 500 V
Obligatorio para U ⩾ 500 V
Obrigatório para U u 500 V
Обязательно для U u = 500 В
工作电压**⩾ 500 V**必须使用相间隔板

A	**M8 x 16** **CHc** **13 N.m**	**B**	**Ø4 x 20** **1,5 N.m**

Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子

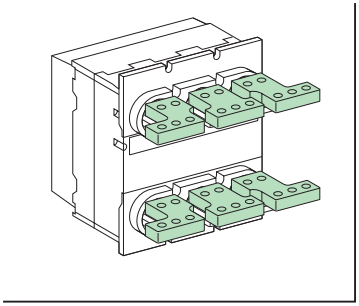
Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

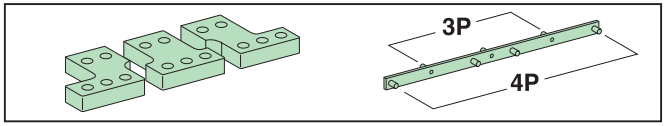
DB414153.eps

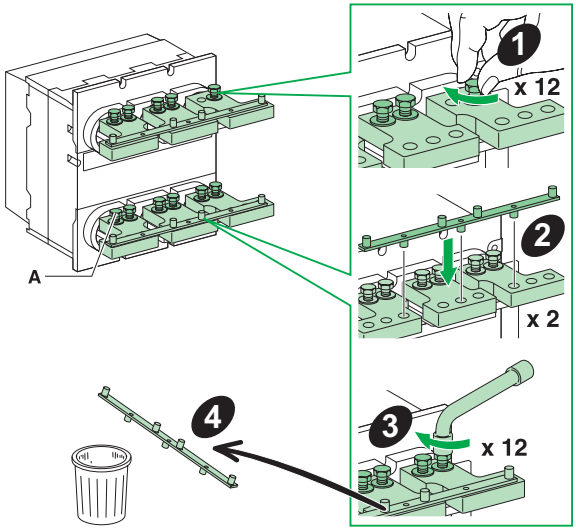


Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414154.eps





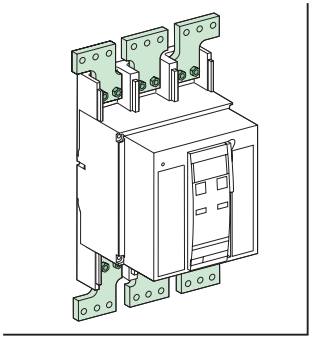


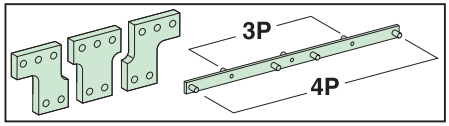


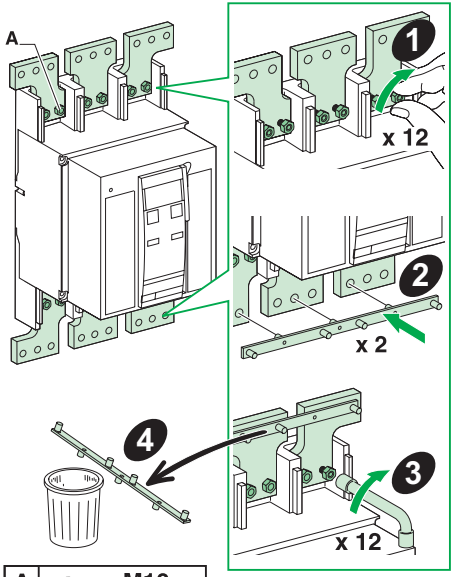
Interdit pour U ⩾ 500 V : séparateurs de phases non compatibles avec les épanouisseurs
Forbidden for U ⩾ 500 V : interphase barriers not compatible with spreaders
Nicht zulässig für U ⩾ 500 V: Phasentrennwände sind mit Spreizern nicht kompatibel
Vietato per U ⩾ 500 V: separatori interfase incompatibili con distanziatori poli
Prohibido para U ⩾ 500 V : barreras de interfase no compatibles con esparcidoras
Proibido para U u 500 V: barreiras de ligação não compatíveis com alargadores
Запрещено для U u = 500 В: межфазные перегородки не совместимы с расширителями
工作电压⩾ 500 V时禁止使用：相间隔板和端子扩展器不兼容

Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414155.eps





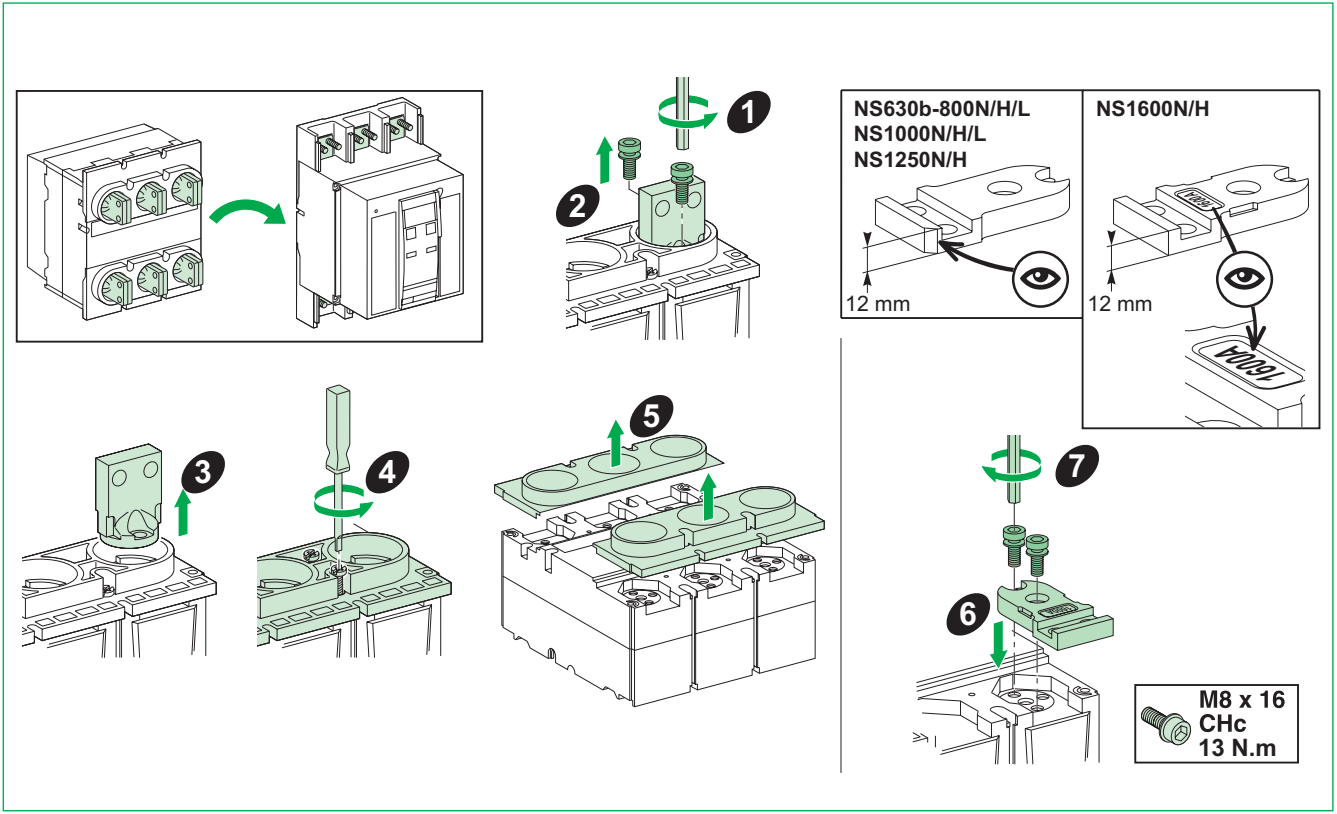


Interdit pour U ⩾ 500 V : séparateurs de phases non compatibles avec les épanouisseurs
Forbidden for U ⩾ 500 V : interphase barriers not compatible with spreaders
Nicht zulässig für U ⩾ 500 V: Phasentrennwände sind mit Spreizern nicht kompatibel
Vietato per U ⩾ 500 V: separatori interfase incompatibili con distanziatori poli
Prohibido para U ⩾ 500 V : barreras de interfase no compatibles con esparcidoras
Proibido para U u 500 V: barreiras de ligação não compatíveis com alargadores
Запрещено для U u = 500 В: межфазные перегородки не совместимы с расширителями
工作电压⩾ 500 V时禁止使用：相间隔板和端子扩展器不兼容



Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

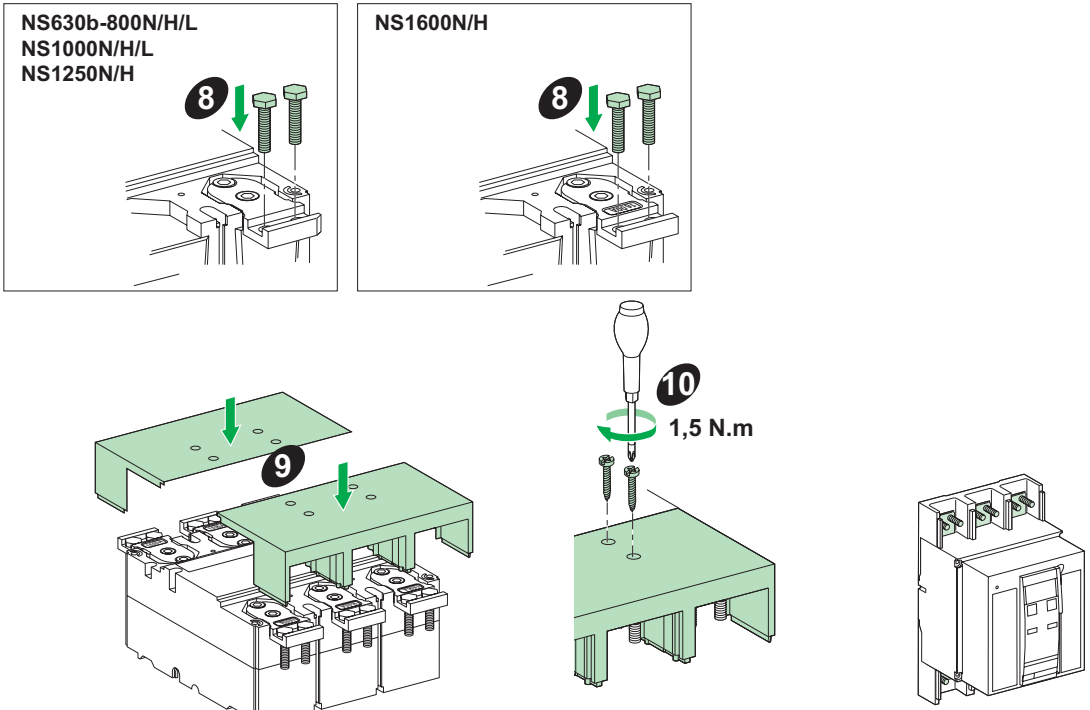
DB414156.eps



Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子

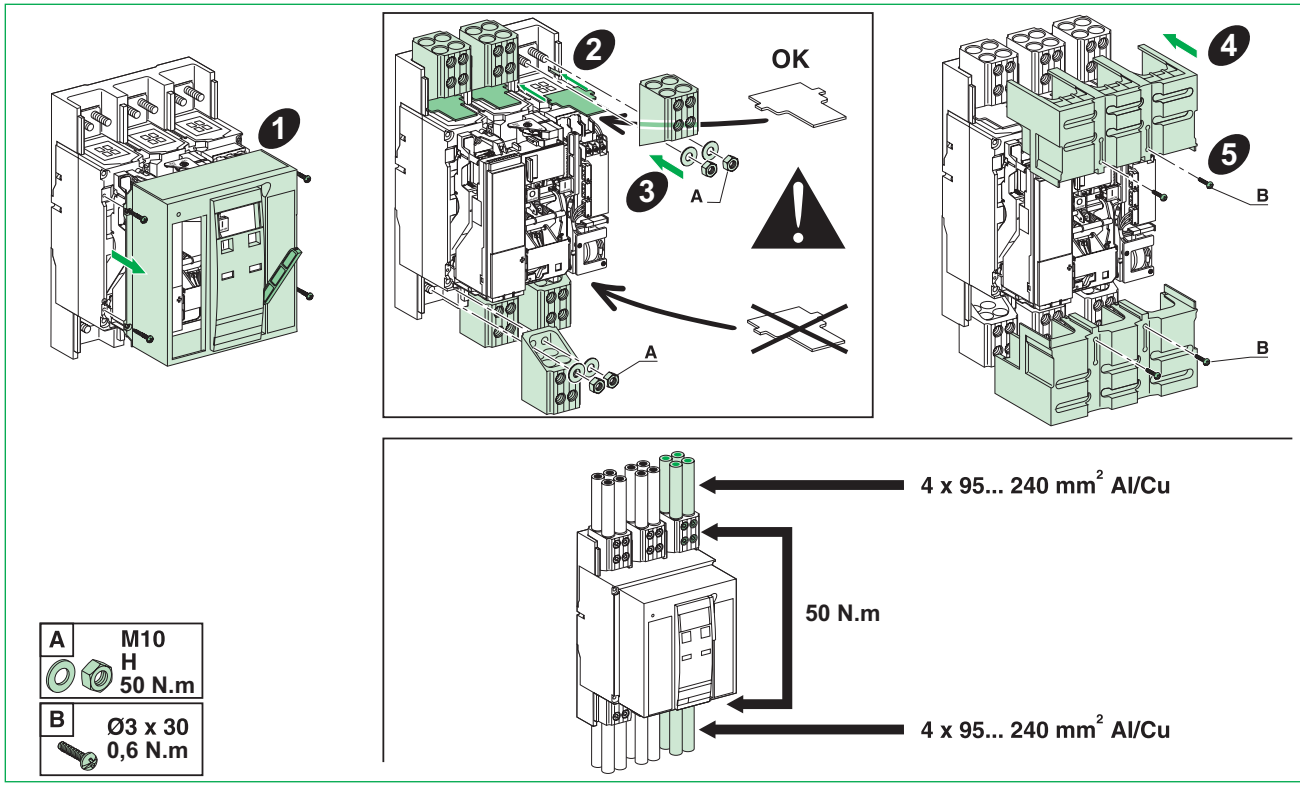
Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414157.eps



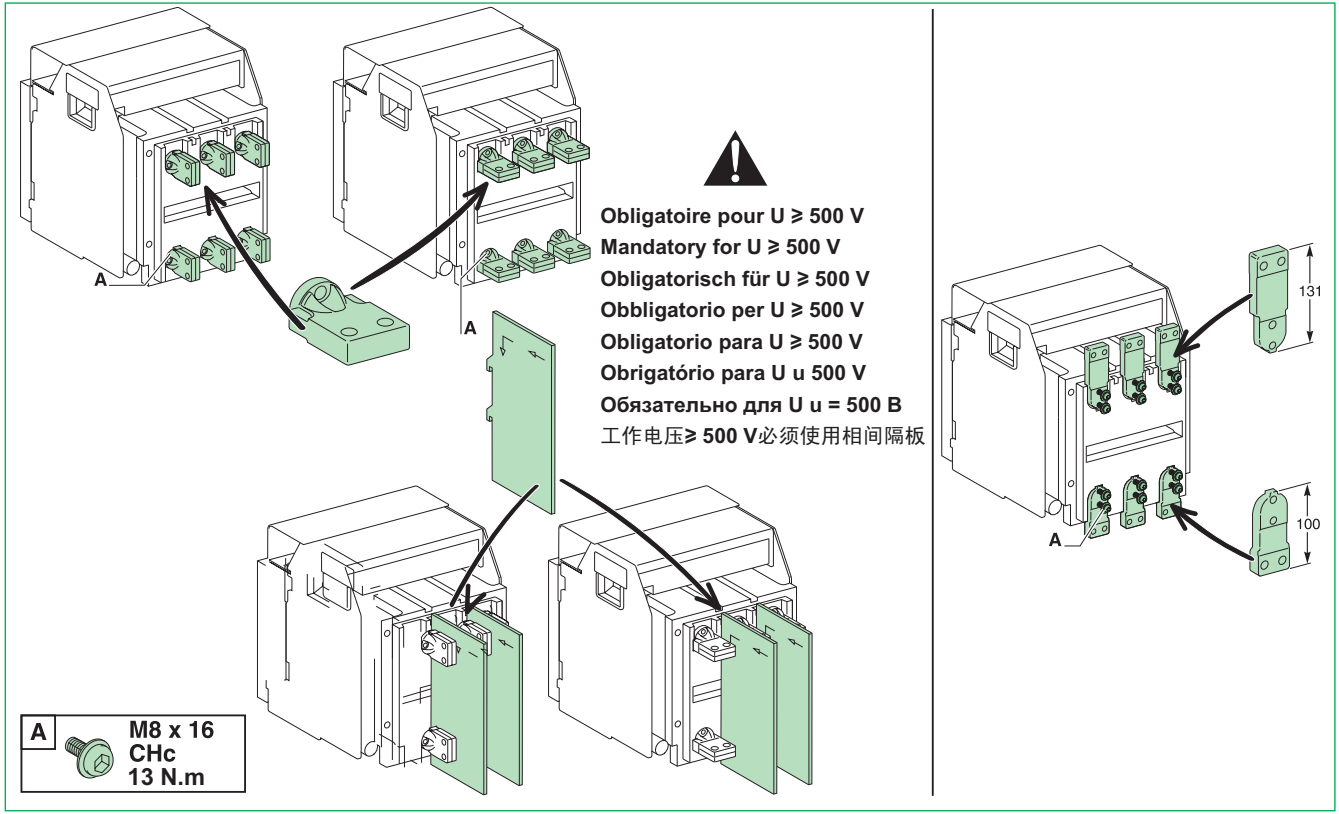
Disjoncteur fixe (sauf L) / Fixed circuit breaker (except L) / Leistungsschalter in Festeinbau (außer L) / Interruttore fisso (eccetto L) / Interruptor automático fijo (excepto L) / Disjuntor fixo (excepto L) / Фиксированный выключатель (кроме L) /
固定式断路器（L型断路器除外）

DB414158.eps



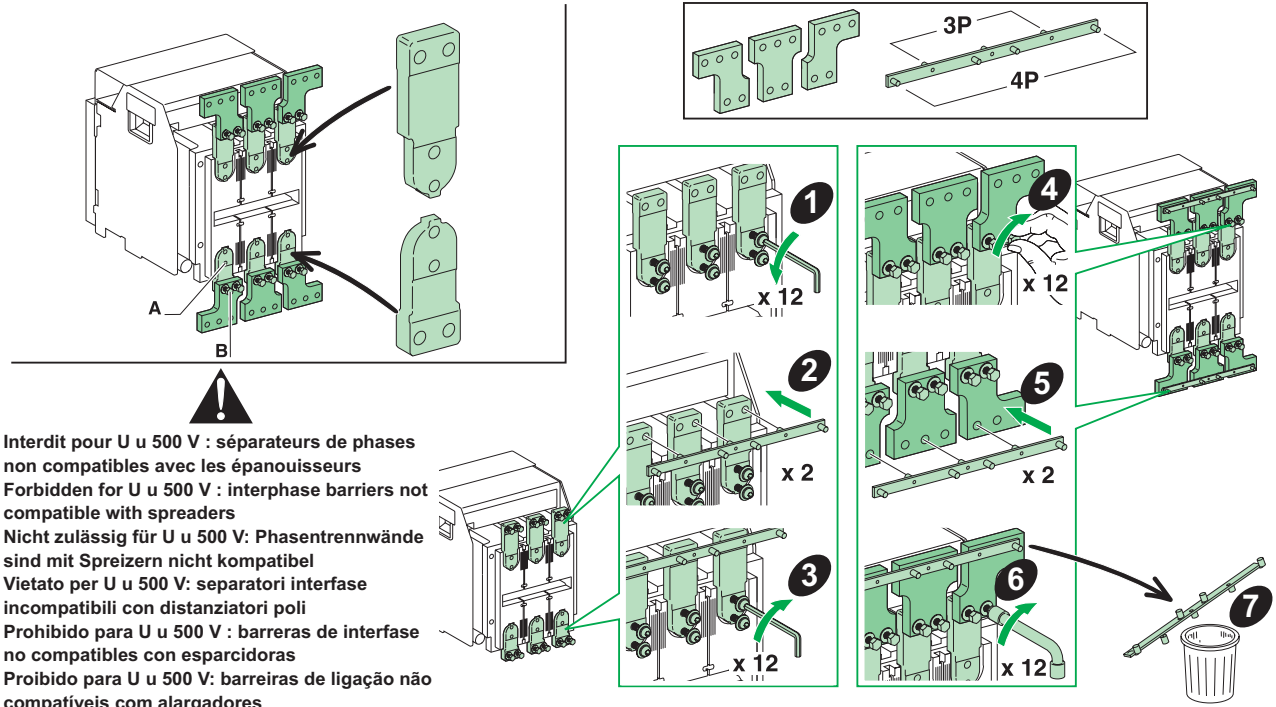
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414159.eps



Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414160.eps



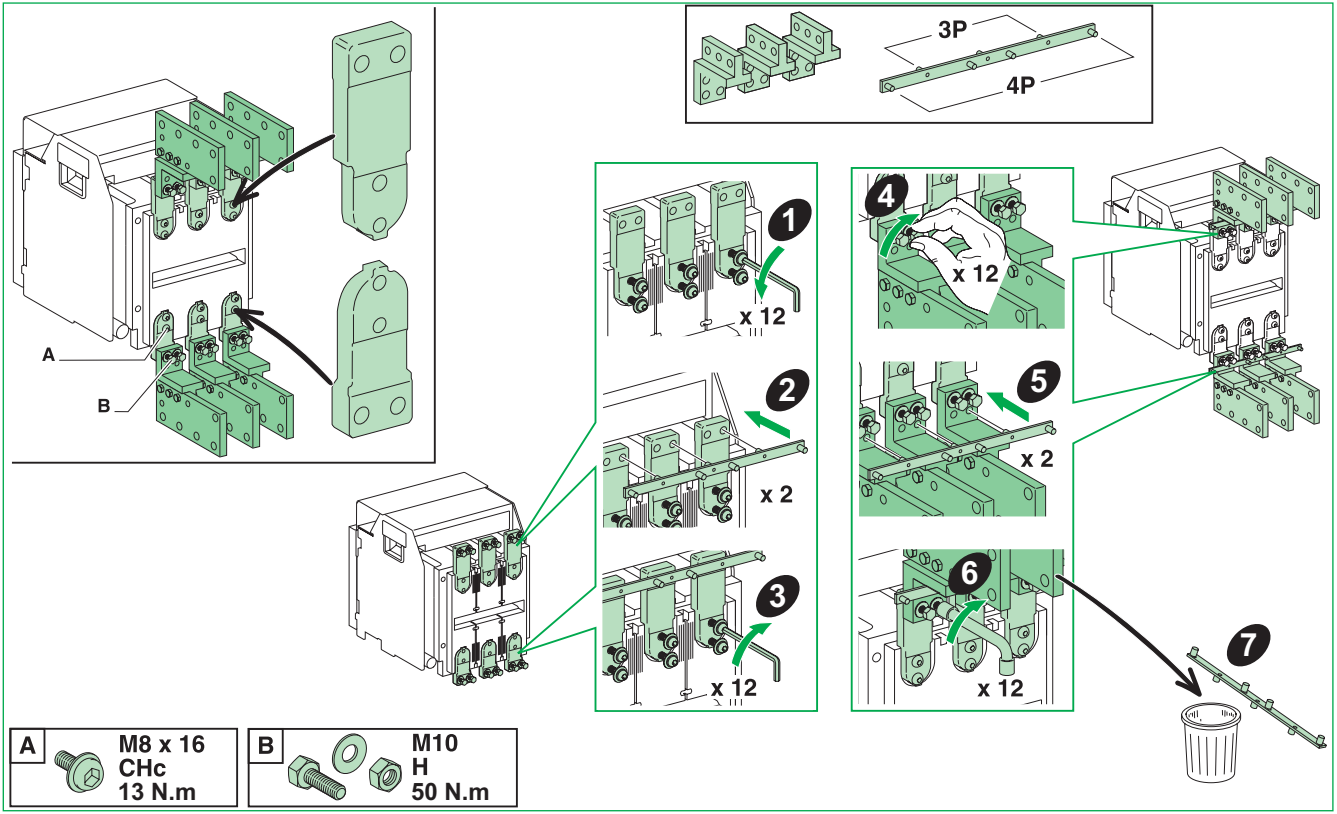
Interdit pour U u 500 V : séparateurs de phases non compatibles avec les épanouisseurs
Forbidden for U u 500 V : interphase barriers not compatible with spreaders
Nicht zulässig für U u 500 V: Phasentrennwände sind mit Spreizern nicht kompatibel
Vietato per U u 500 V: separatori interfase incompatibili con distanziatori poli
Prohibido para U u 500 V : barreras de interfase no compatibles con esparcidoras
Proibido para U u 500 V: barreiras de ligação não compatíveis com alargadores
Запрещено для U u = 500 В: межфазные перегородки не совместимы с расширителями
工作电压u 500 V时禁止使用：相间隔板和端子扩展器不兼容

A	**M8 x 16 CHc 13 N.m**	**B**	**M10 x 40 H 50 N.m**

Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子

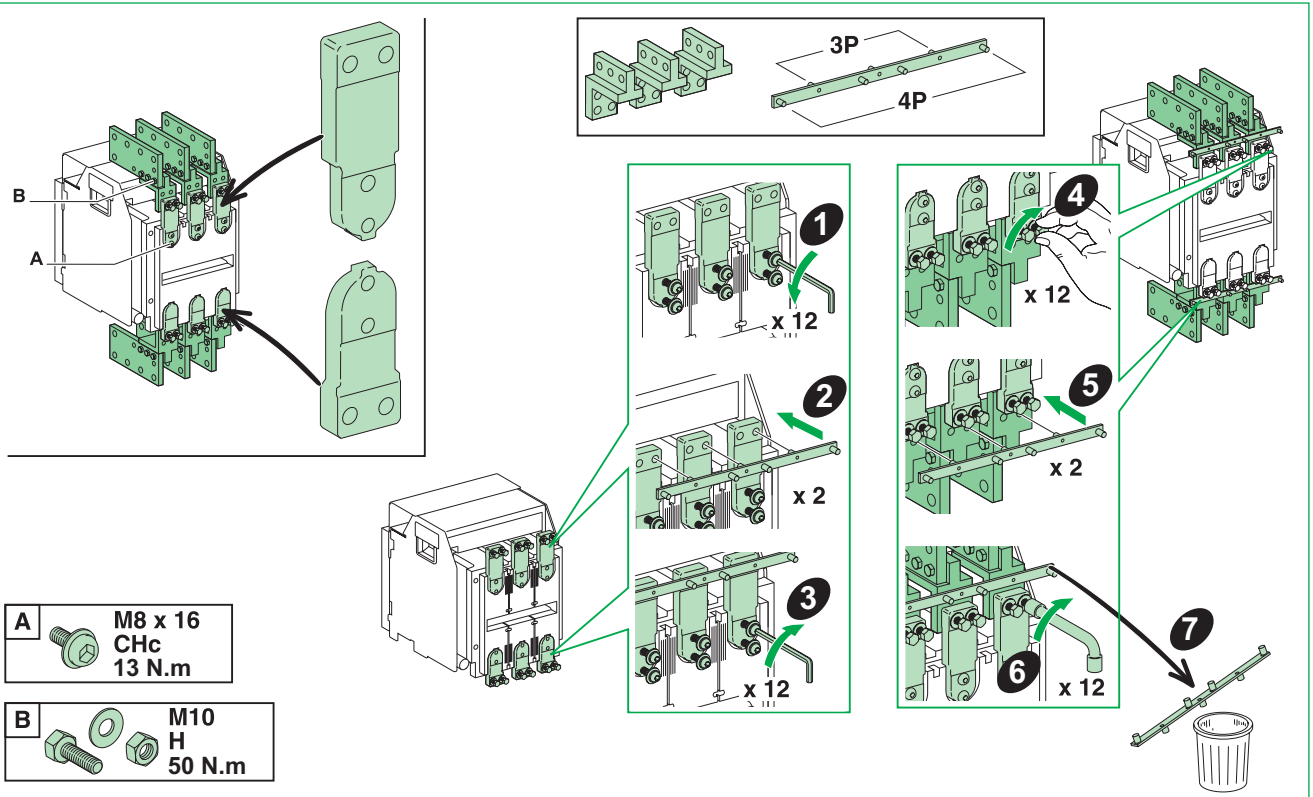
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414161.eps



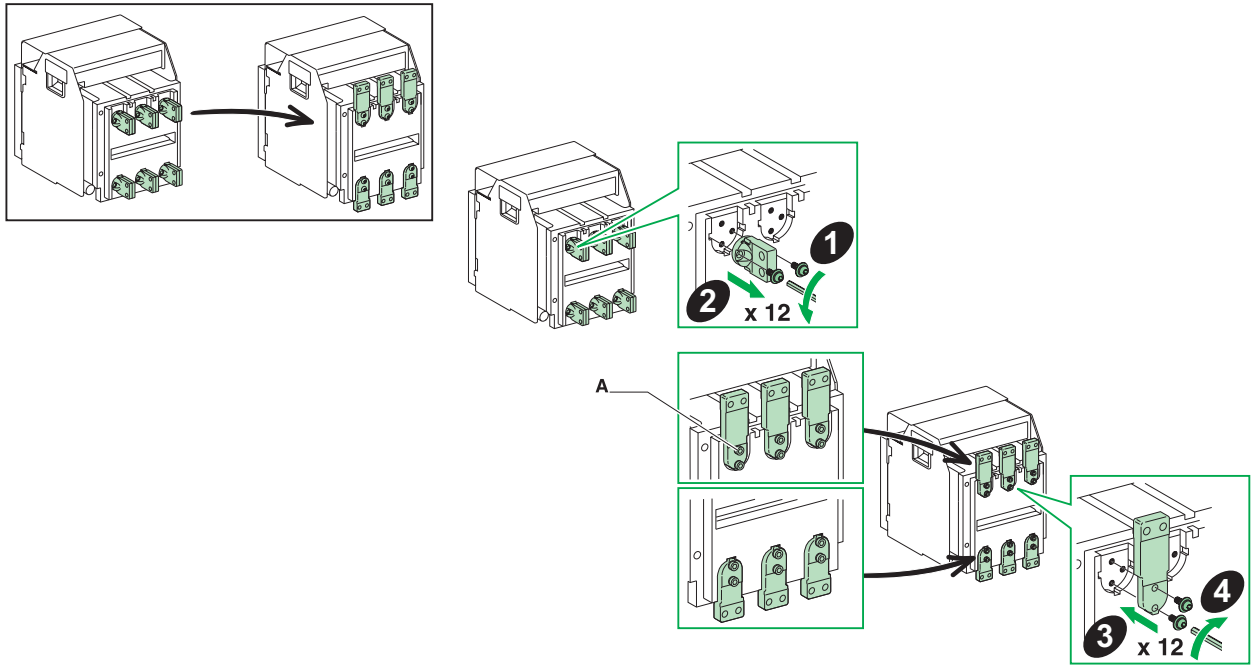
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414162.eps



Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

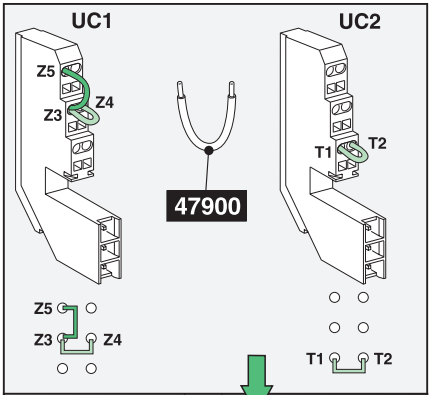
DB414163.eps



A	M8 x 16 CHc 13 N.m

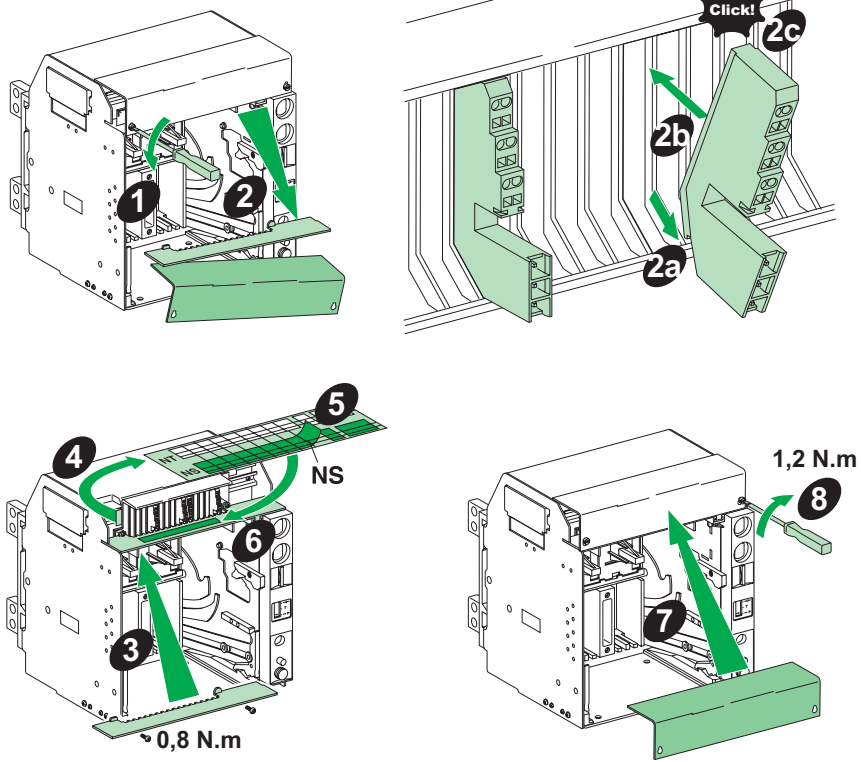
DB414164.eps

Châssis seul / Chassis only / Chassis einzeln / Solo telaio / Chassis solo / Somente chassis / Только шасси / 仅限抽架



Micrologic	UC1	x 1
	UC2	x 1
COM		x 1
Micrologic	UC3	x 1
MN/MX		x 1
MT1		x 1
MT2		x 1
CAF1		x 1
M6C / CAF2		x 1
SDE		x 1
SD		x 1
CAO1		x 1
CAO2		x 1
OF1		x 1
OF2		x 1
OF3		x 1

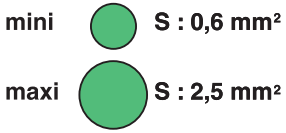
Montage / Mounting / Montage / Montaggio / Montaje / Montagem / Монтаж / 安装



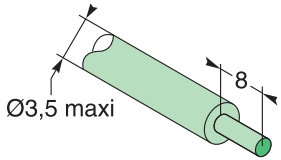
Raccordement auxiliaire / Auxiliary connections / Zubehöranschluß / Collegamento degli ausiliari / Conexión auxiliar / 辅助连接

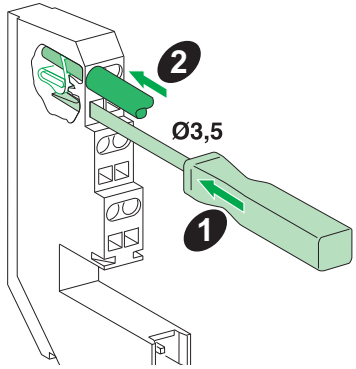
DB414166.eps

Section des fils
Cross-section of wires
Kabelquerschnitte
Sezione dei cavi
Sección de los hilos
Secção transversal dos fios
Поперечное сечение проводов
线缆横截面



Dénudez les fils
Remove insulation
Leitungen abisolieren
Spelare i cavi
Pele los hilos
Remover isolamento
Удаление изоляции
剥去绝缘层

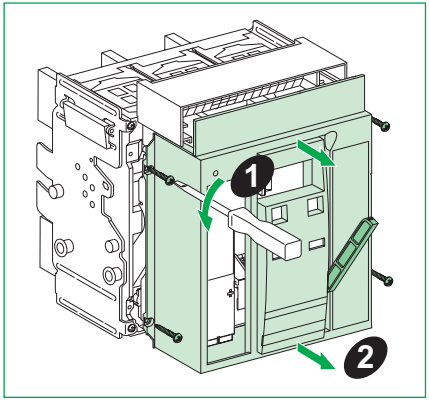




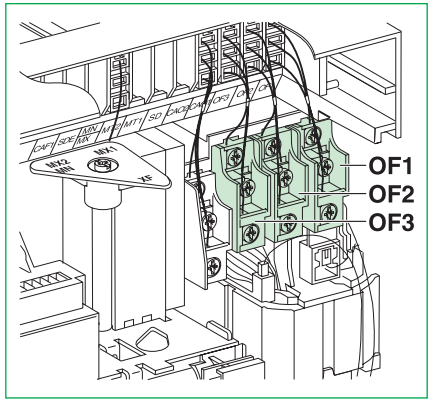
Les schémas (page 34 et 35) sont représentés circuits hors tension, appareil ouvert,embroché, armé et les relais en position repos.	Diagram (page 34 and 35) shown with circuits deenergised, breaker open and in connected position, spring charged and relays in released position.	Schaltplan (Seite 34 und 35) in stromlosem Zustand, Schalter Aus, in Betriebstellung, Speicher gespannt und Relais in Ruhestellung Überstromauslösesystem.	Lo schema (página 34 e 35) e rappresentato con circuiti fuori tensione, interruttore aperto, inserito, armato, con relè in posizione di riposo.
Esquema (página 34 y 35) representado circuito fuera de tensiòn, aparato abierto, conectado, armado, relé en posiciòn reposo.	Diagrama (página 30 e 31) apresentada com os circuitos não activos, disjuntor aberto e na posição ligada, mola carregada e relés na posição solta.	На схеме (страницы 30 и 31) цепи обесточены, выключатель разомкнут и подсоединен, пружина взведена, а реле разомкнуты.	电路图(34和35页)显示回路不带电，开关断开在连接位置，储能和继电器在释放位置。

Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

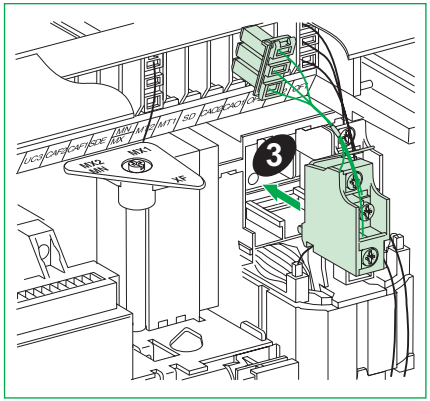
DB414167.eps



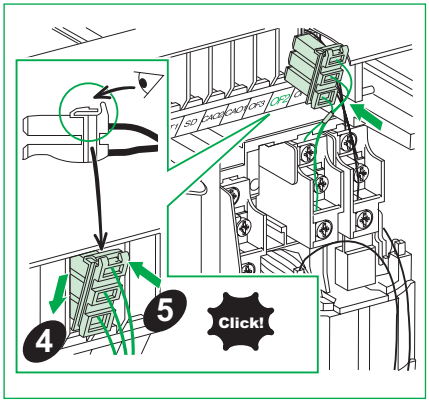
DB414168.eps



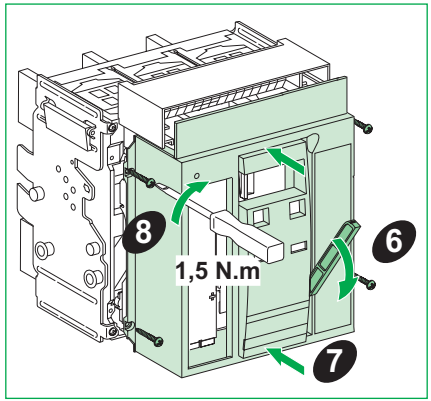
DB414169.eps



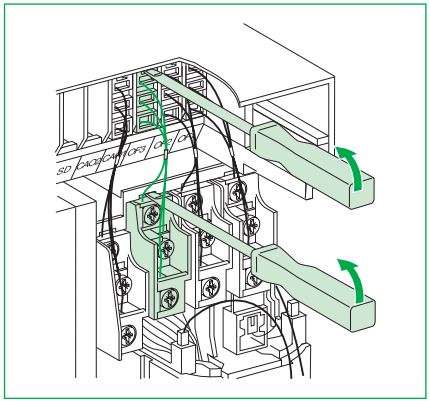
DB414170.eps



DB414171.eps



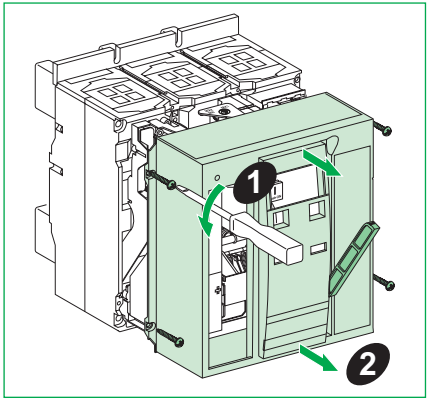
DB414172.eps



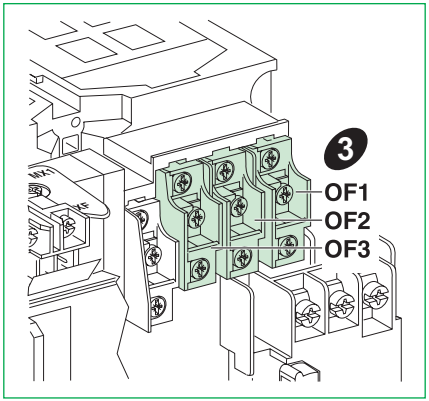
Raccordement auxiliaire / Auxiliary connections / Zubehöranschluß / Collegamento degli ausiliari / Conexión auxiliar / Conexões auxiliares / Вспомогательные разъемы / 辅助连接

Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Fixed circuit breaker / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

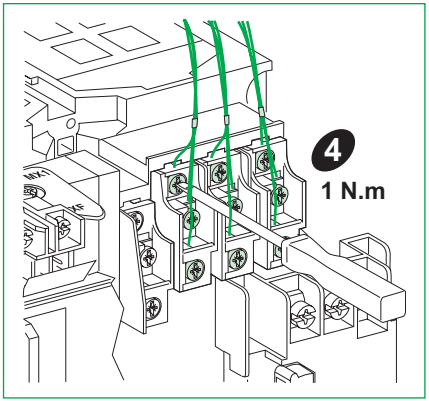
DB414173.eps



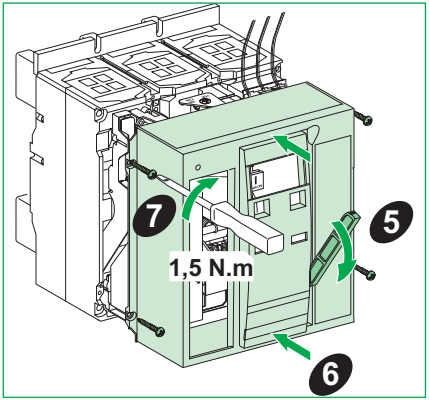
DB414174.eps



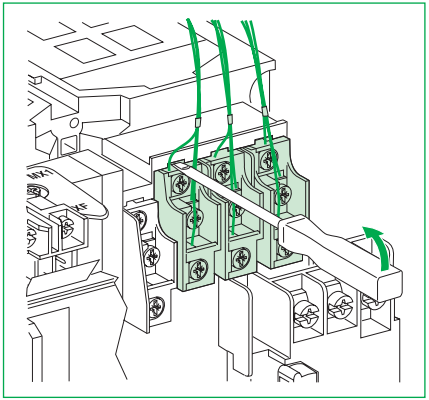
DB414175.eps



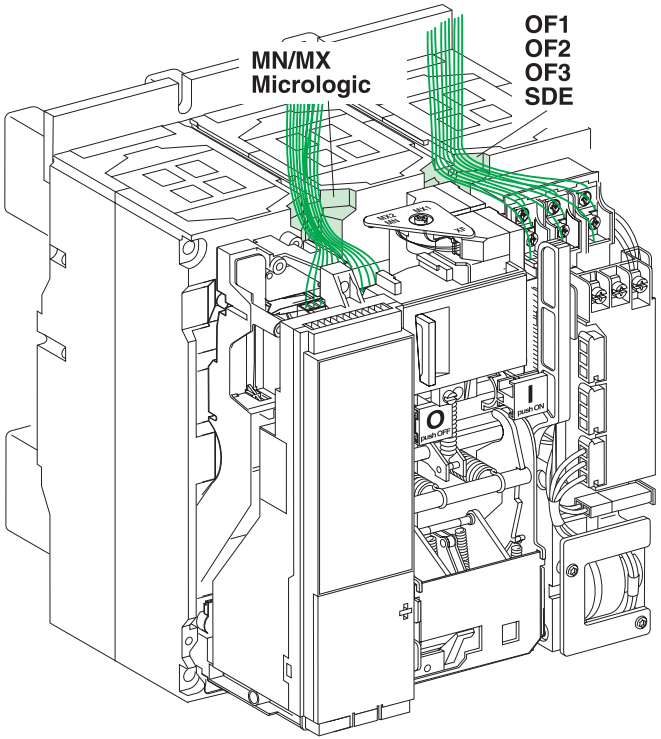
DB414176.eps



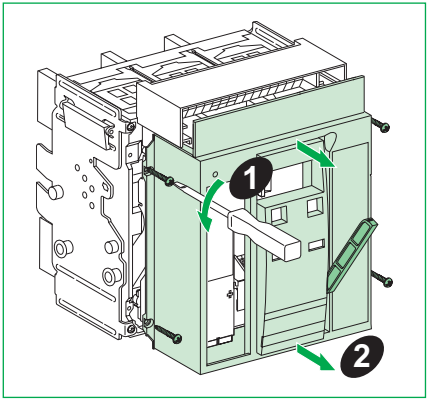
DB414177.eps



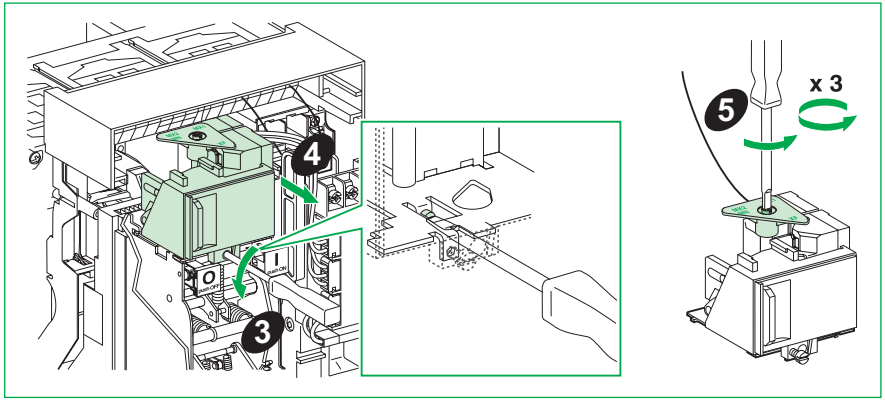
DB414178.eps



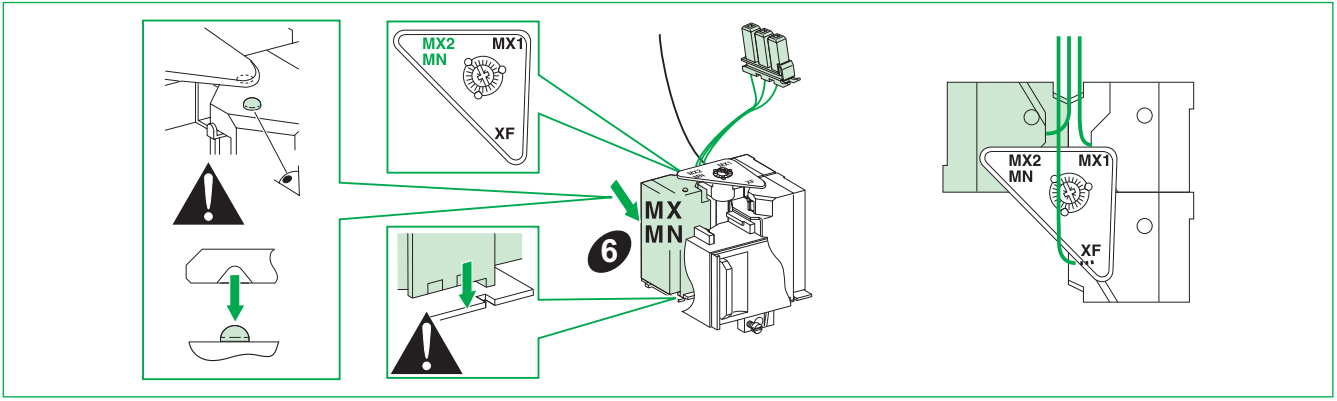
DB4114179.eps



DB4114180.eps

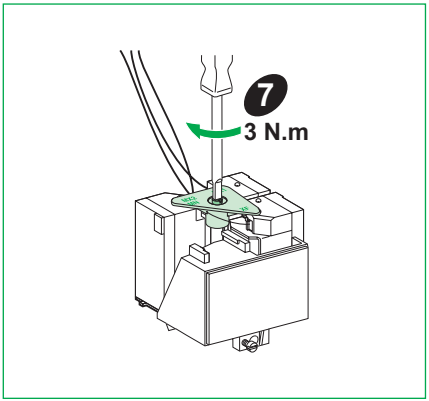


DB4114181.eps

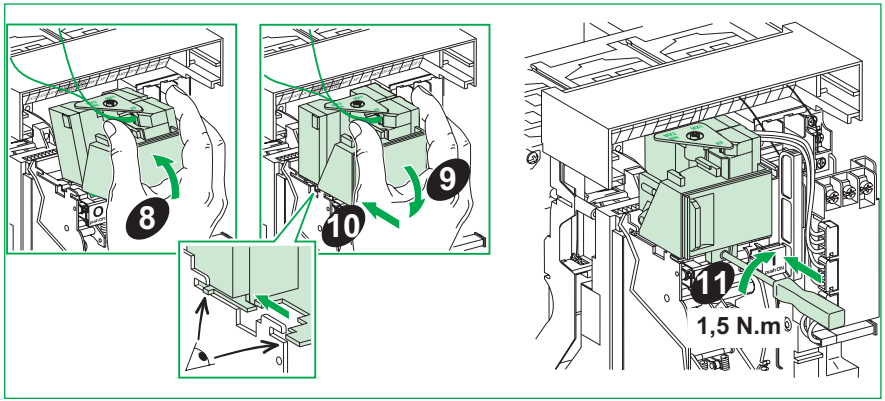


Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

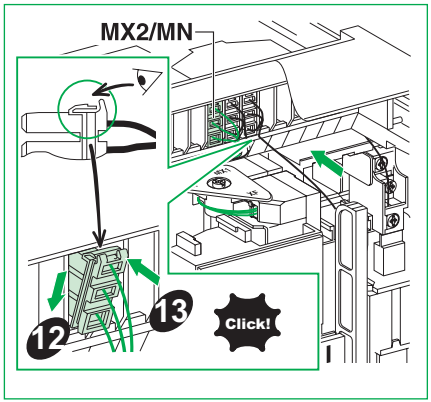
DB414182.eps



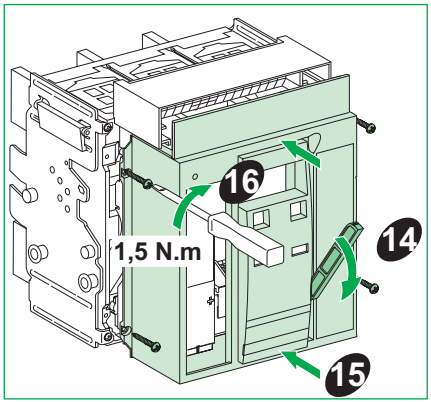
DB414183.eps



DB414184.eps

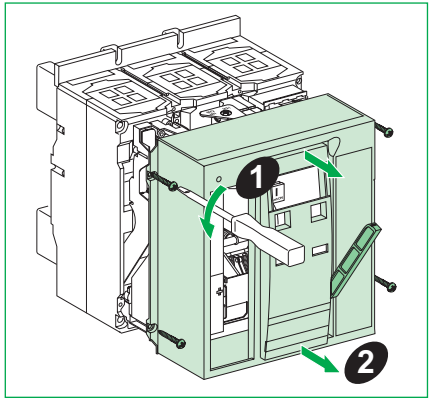


DB414185.eps

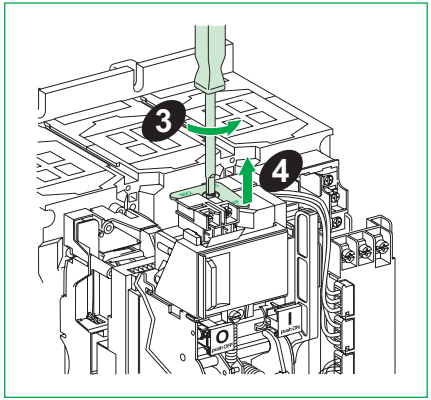


Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Fixed circuit breaker / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

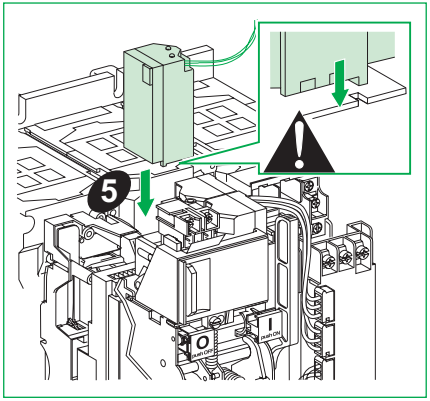
DB414186.eps



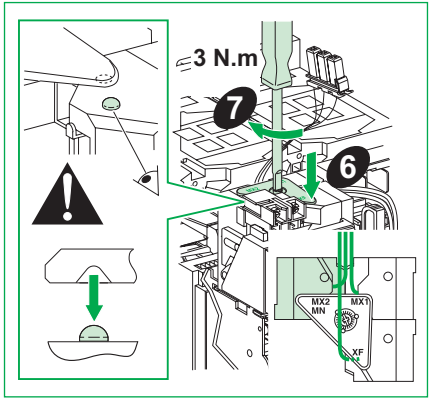
DB414187.eps



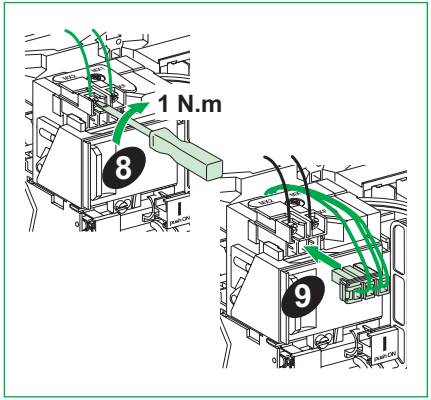
DB414188.eps



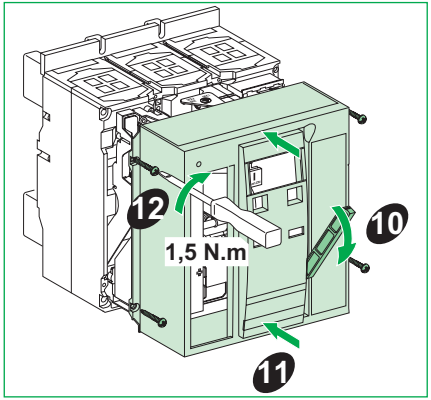
DB414189.eps



DB414190.eps

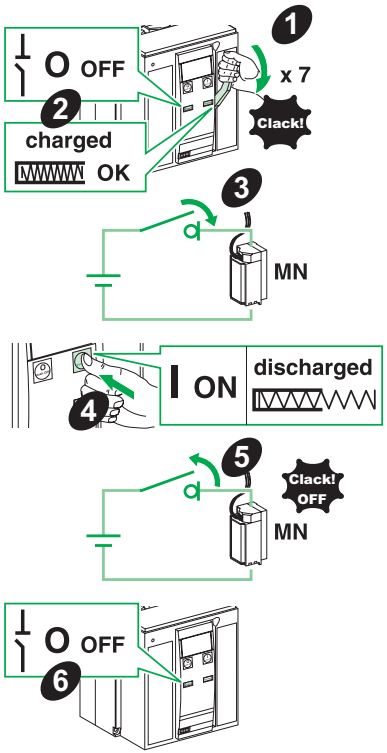


DB414191.eps

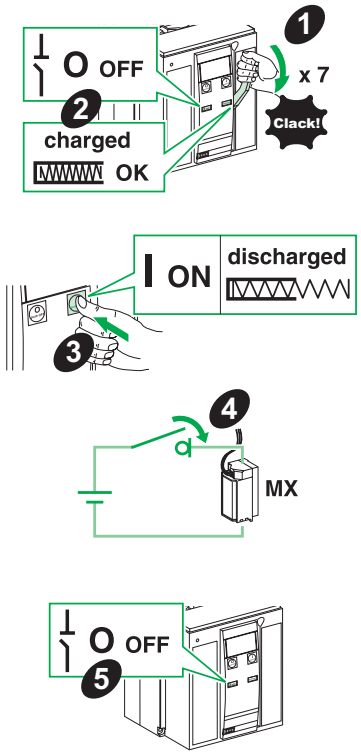


DB414192.eps

Test MN / MN test / MN test / Test MN / Prueba MN / Teste MN / Тест MN / MN 测试



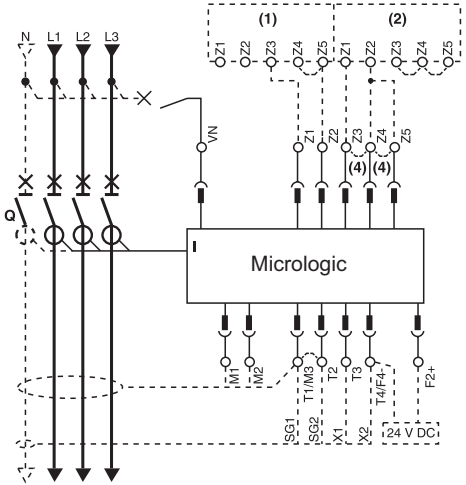
Test MX / MX test / MX test /Test MX / Prueba MX / Teste MX / Тест MX / MX 测试



Disjoncteur fixe et débrochable / Fixed and drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau und Einschubtechnik / Interruttore fisso ed estraibile / Interruptor automático fijo y seccionable / Disjuntor extraível e fixo / Фиксированный и выдвижной выключатель / 固定式和抽屉式断路器

Déclencheur / Control unit / Überstromauslösesystem / Sganciatore elettronico / Unidad de control / Unidade de controlo / Блок управления / 控制单元

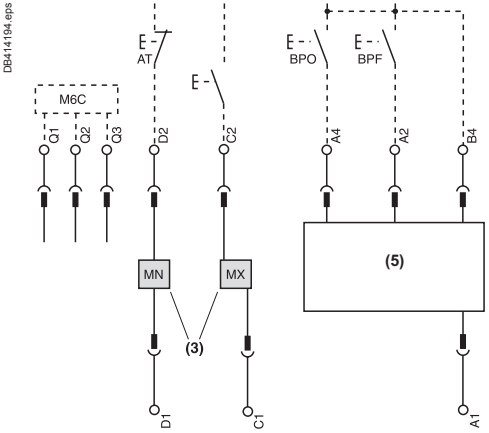
DB414193.eps



Com	UC1	UC2	UC3	M6C
E5 E6	Z5 M1	M2 M3	F2+	Q3
E3 E4	Z3 Z4	T3 T4	VN	Q2
E1 E2	Z1 Z2	T1 T2	F1-	Q1

Commande à distance / Remote control / Extern Ein- und Ausschalten / Comando a distanza / Mando a distancia / Controlo remoto / Дистанционное управление / 远程操作

DB414194.eps

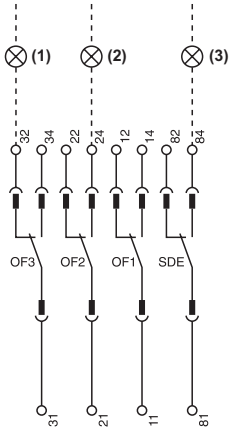


MN/MX	MT2	MT1
D2 / C2	A4	A2
		B4
D1 / C1		A1

(1) Disjoncteur amont / Upstream breaker / Einspeiseseitig Schalter / Interruttore monte / Interruptor aguas arriba / Disjuntor a montante / Расположенный выше выключатель /上级
(2) Disjoncteur aval / Downstream breaker / Abgangsseitig Schalter/ Interruttore valle / Interruptor aguas abajo / Disjuntor a jusante / Расположенный ниже выключател / 下级
(3) Ou / Or / Oder / O / Ó / Ou / Или/ 或
(4) Strap si pas de disjoncteur aval / Strap if no downstream breaker / Strap wenn kein abgangsseitig Schalter / Strap si no interruttore valle / Strap si no interruptor aguas abajo / Fixe caso não exista um disjuntor a jusante / Стяжка, если ниже не расположен выключатель /汇流排（若无下游断路器）
(5) Télécommande / Remote control / Motorantrieb / Comando motore / Mando eléctrico /Controlo remoto / Дистанционное управление / 远程操作

Déclencheur / Control unit / Überstromauslösesystem / Sganciatore elettronico / Unidad de control / Unidade de controlo / Блок управления / 控制单元

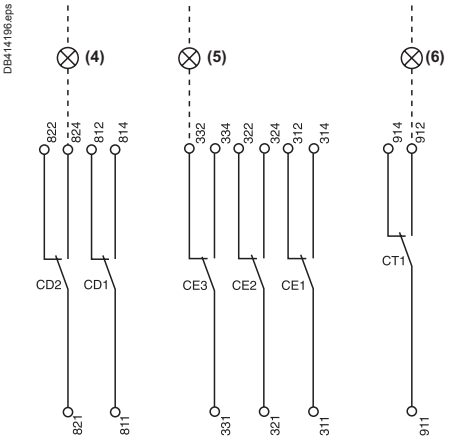
DB414195.eps



SDE	OF3	OF2	OF1
84	34	24	14
82	32	22	12
81	31	21	11

Commande à distance / Remote control / Extern Ein- und Ausschalten / Comando a distanza / Mando a distancia / Controlo remoto / Дистанционное управление / 远程操作

DB414196.eps

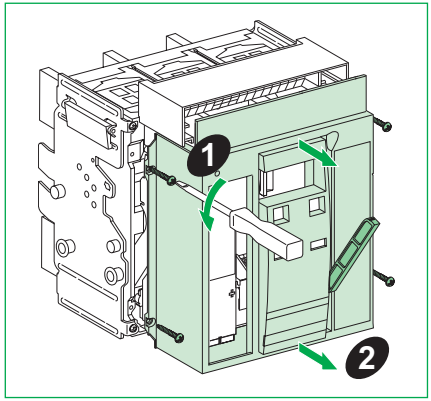


CD2	CD1	CE3	CE2	CE1	CT1
824	814	334	324	314	914
822	812	332	322	312	912
821	811	331	321	311	911

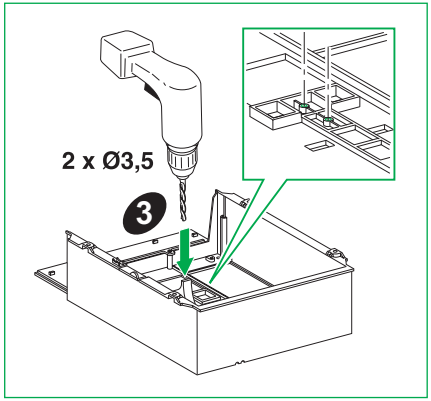
(1) Ouvert / Open / Aus / Aperto / Abierto / Aberto / Откр / 分闸
(2) Fermé / Closed / Ein / Chiuso / Cerrado / Fechado /Закр /合闸
(3) Défaut / Fault / Fehler / Guasto / Defecto / Falha / Неисправность / 故障
(4) Débroché / Disconnected / Trennstellung / Estratto / Desenchufado / Desligado / Отсоед. / 退出
(5) Embroché / Connected / Betriebsstellung / Inserito / Enchufado / Ligado / Подкл / 连接
(6) Position test / Test position / Testellung / Posizione prova / Posición de test / Posição de teste / Положение «Тест» / 测试位置

Cadenassage des boutons poussoirs / Pushbutton padlocking device / Abschliessbarkeit der Betätigungstaster / Blocco a lucchetto dei pulsanti / Enclavamiento de los botones-pulsadores / Dispositivo de bloqueio do interruptor de pressão / Кнопочное устройство блокировки / 按钮挡板

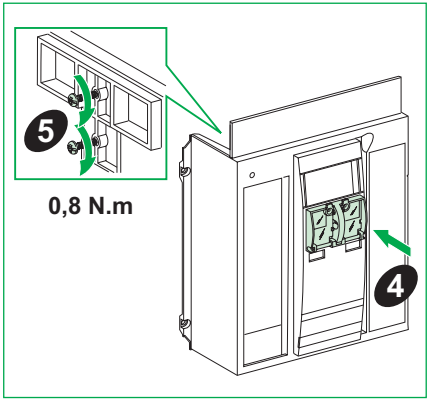
DB414197.eps



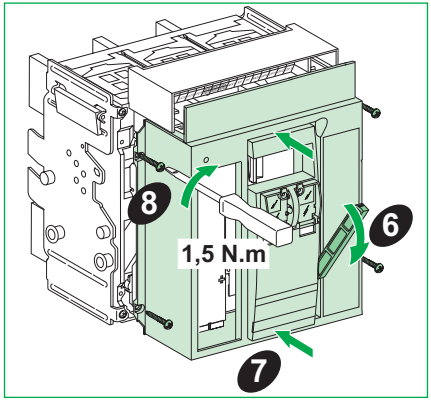
DB414198.eps



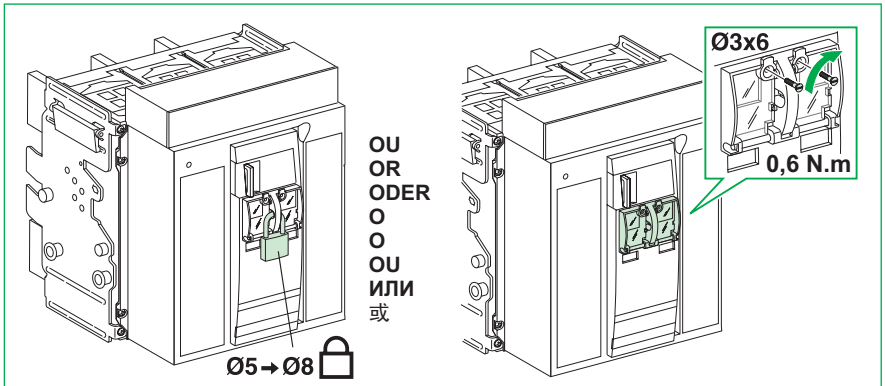
DB414199.eps



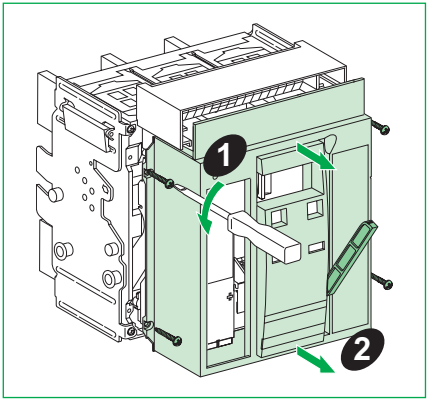
DB414200.eps



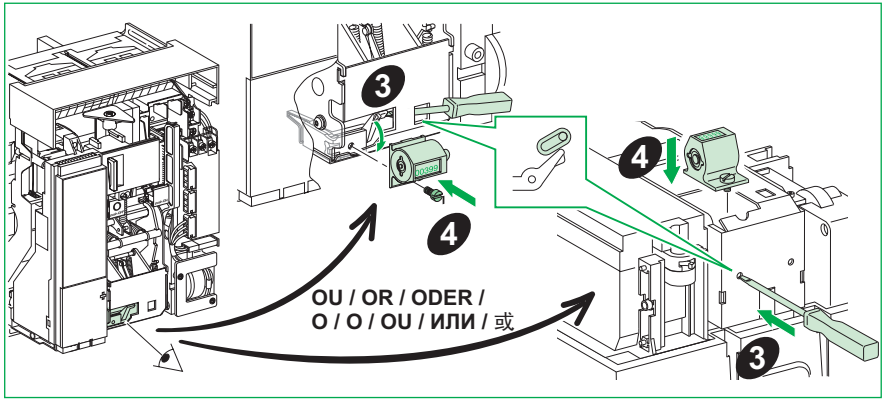
DB414201.eps



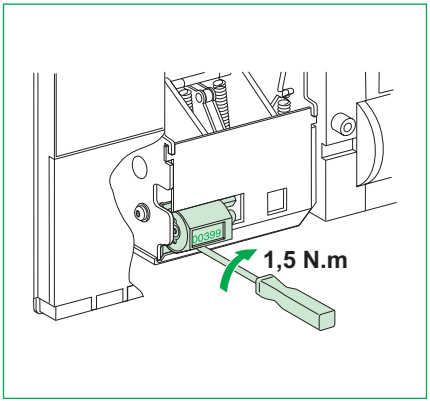
DB414202.eps



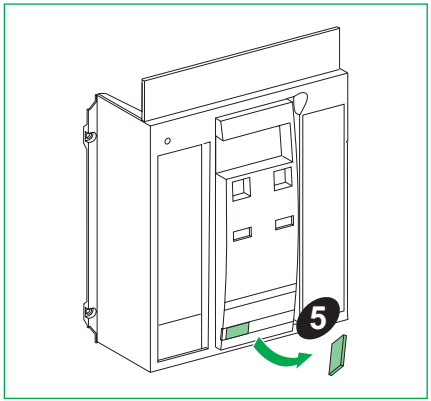
DB414203.eps



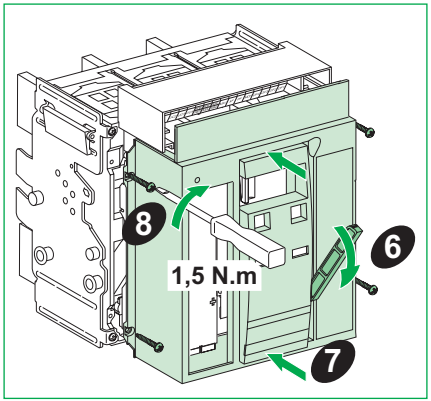
DB414204.eps



DB414205.eps

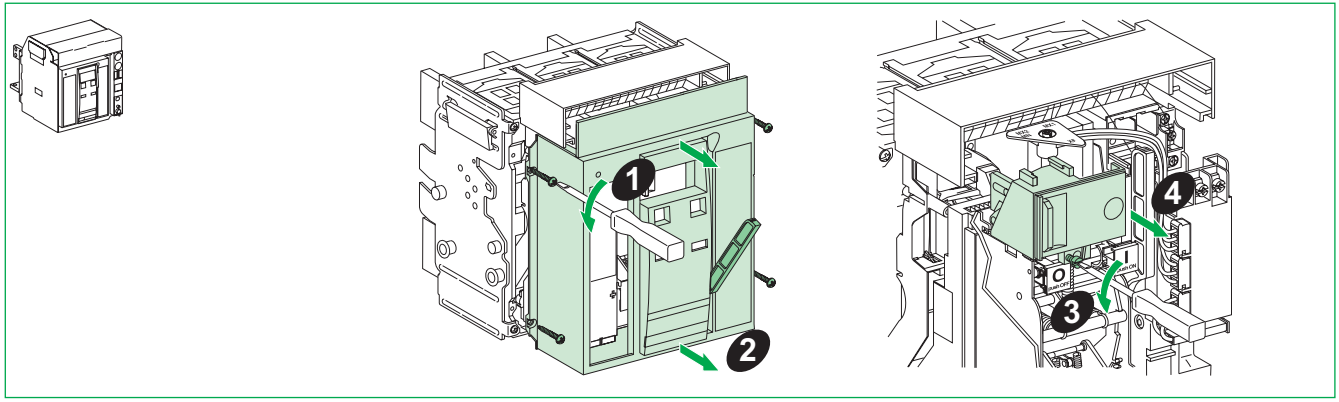


DB414206.eps

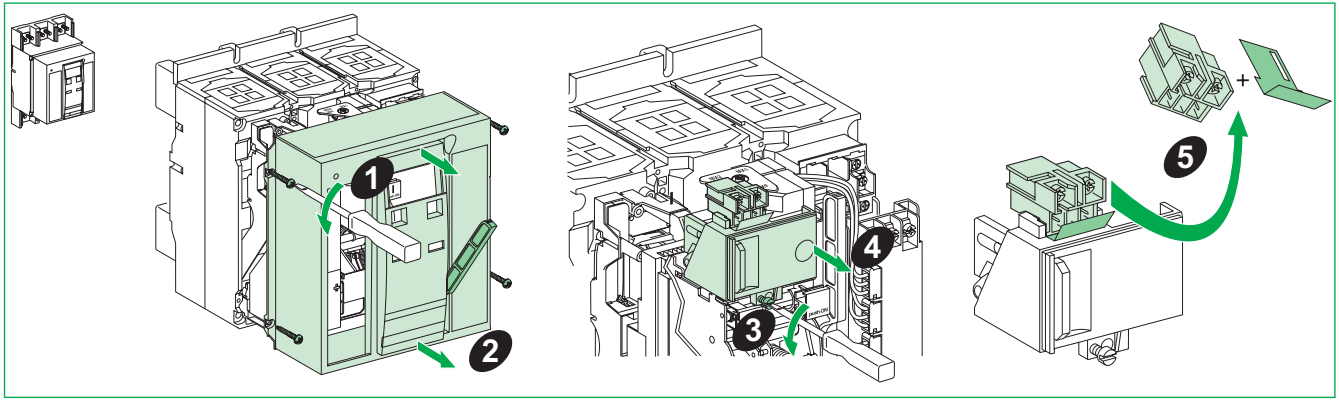


Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de "desligado" / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁

DB414207.eps

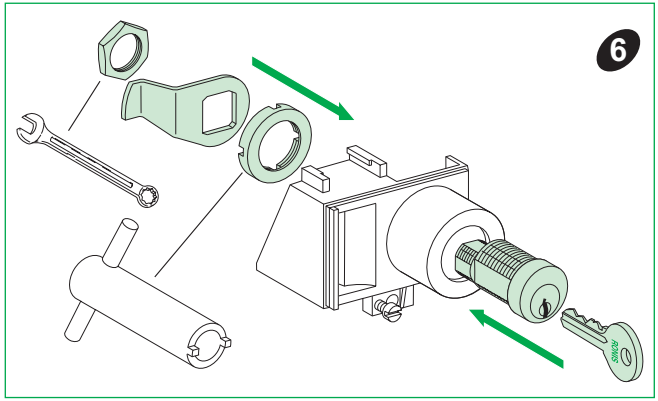


DB414208.eps

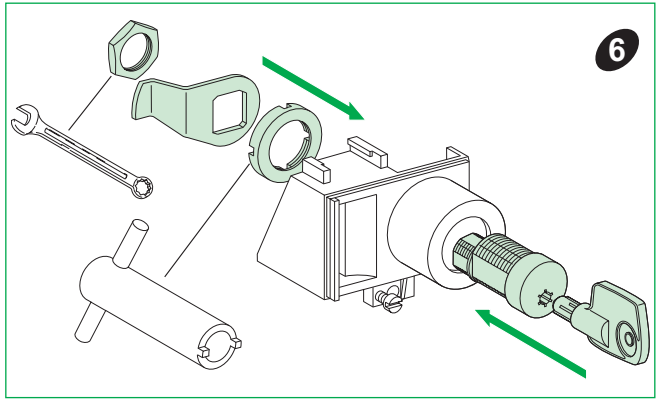


Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de "desligado" / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁

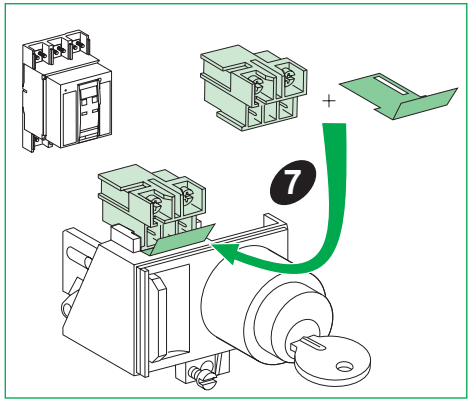
DB414209.eps



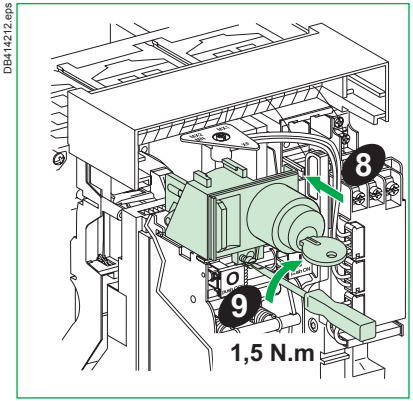
DB414210.eps



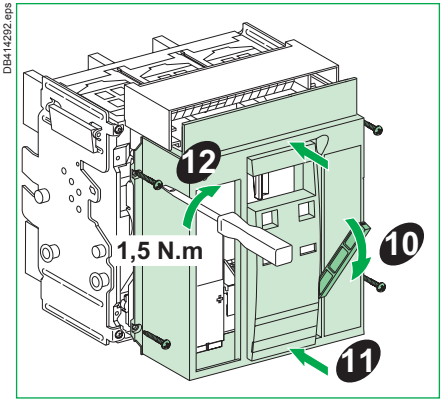
DB414211.eps



DB414212.eps

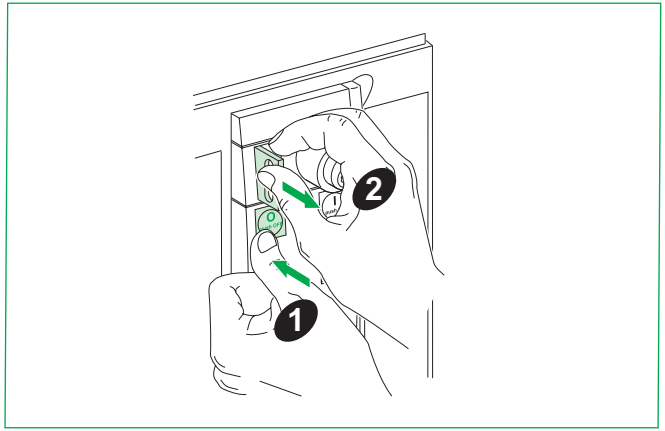


DB414292.eps

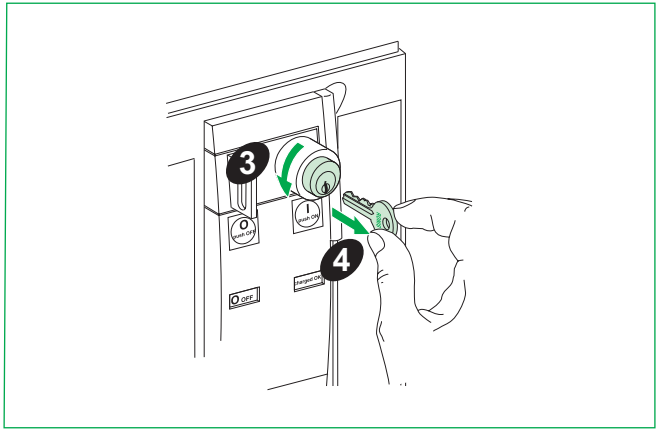


Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de "desligado" / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁

DB414293.eps



DB414294.eps



© 2018 Schneider Electric. All rights reserved.

Schneider Electric Industries SAS
35, rue Joseph Monier
CS 30323
F - 92506 Rueil Malmaison Cedex
www.schneider-electric.com

Printed on recycled paper.

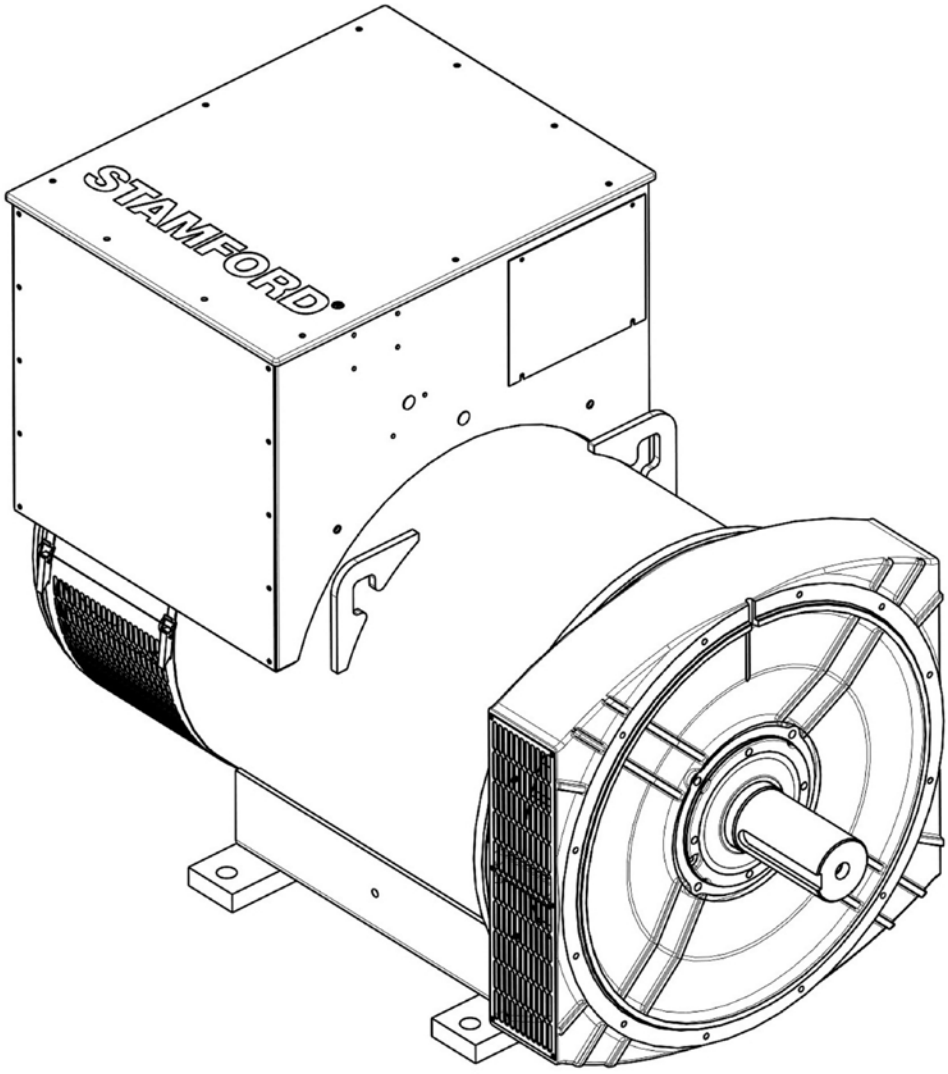
Designed by: Schneider Electric
Printed by:

Уполномоченный поставщик в РФ:
АО «Шнейдер Электрик»
Адрес:127018, г. Москва, ул.
Двинцев, д.12, корп.1,
тел. +7 (495)777 99 88,
факс: +7 (495)777 99 94, 8-800-200-6446
www.schneider-electric.ru

STAMFORD®

HC Alternators

OWNER MANUAL



English
Original Instructions

A040J849 (Issue 7) Public

Table of Contents

1. FOREWORD 1
2. SAFETY PRECAUTIONS 3
3. SAFETY DIRECTIVES AND STANDARDS 7
4. INTRODUCTION 13
5. APPLICATION OF THE ALTERNATOR 15
6. INSTALLATION INTO THE GENERATOR SET 21
7. SERVICE AND MAINTENANCE 29
8. PARTS IDENTIFICATION 47
9. TECHNICAL DATA 55
10. SERVICE PARTS AND AFTER SALES SERVICE 57
11. END OF LIFE DISPOSAL 59

-

This page is intentionally blank.

1 Foreword

1.1 The Manual

This manual contains guidance and instructions for the installation and operation of the alternator. This manual does not include instructions for servicing and maintaining the alternator. Contact CGT Customer Service for details.

Before operating the alternator, read this manual and make sure that all personnel who work on the equipment have access to the manual and all additional documentation supplied with it. Misuse and failure to follow the instructions, and the use of non-approved parts, may invalidate the product warranty and lead to potential accidents.

This manual is an essential part of the alternator. Make sure that the manual is available to all users throughout the life of the alternator.

The manual is written for skilled electrical and mechanical technicians and engineers, who have prior knowledge and experience of generating equipment of this type. If in doubt, please seek expert advice or contact your local Cummins Generator Technologies subsidiary.

NOTICE
Information in this manual was correct when published. It may be superseded due to our policy of continuous improvement. Please visit www.stamford-avk.com for latest documentation.

-

This page is intentionally blank.

2 Safety Precautions

2.1 Safety Information and Notices used in this manual

Danger, Warning and Caution panels are used in this manual to describe the sources of hazards, their consequences and how to avoid injury. Notice panels emphasize important or critical instructions.

DANGER

Danger indicates a hazardous situation which, if not avoided, WILL result in death or serious injury.

WARNING

Warning indicates a hazardous situation which, if not avoided, COULD result in death or serious injury.

CAUTION

Caution indicates a hazardous situation which, if not avoided, COULD result in minor or moderate injury.

NOTICE

Notice refers to a method or practice which can result in product damage, or to draw attention to additional information or explanations.

2.2 General Guidance

NOTICE

These safety precautions are for general guidance and supplement your own safety procedures and all applicable laws and standards.

2.3 Skill Requirements of Personnel

Service and maintenance procedures must only be carried out by experienced and qualified engineers, who are familiar with the procedures and the equipment.

2.4 Risk Assessment

A risk assessment has been performed on this product by Cummins, however a separate risk assessment must be performed by the user/operating company to establish all personnel-related risks. All affected users must be trained on the identified risks. Access to the Power Plant/Generator Set during operation must be restricted to persons who have been trained on these risks.

-

2.5 Personal Protective Equipment (PPE)

All persons operating, servicing, maintaining or working in or with a power plant or a generator set must wear appropriate Personal Protective Equipment (PPE)

Recommended PPE includes:

- Ear and Eye Protection
- Head and face protection
- Safety footwear
- Overalls that protect the lower arms and legs

Ensure that all persons are fully aware of the emergency procedures in case of accidents.

2.6 Noise

⚠ WARNING

Noise

Noise from a running alternator can cause serious injury by permanent hearing damage.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

Maximum A-weighted noise emissions may reach 109 dB(A). Contact the supplier for application-specific details.

2.7 Electrical Equipment

⚠ DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

All electrical equipment can be dangerous if not operated correctly. Always install, service and maintain the alternator in accordance with this manual. Work that requires access to electrical conductors must comply with all applicable local and national electrical safety procedures for the voltages involved and any site specific rules. Always use genuine branded replacement parts.

2.8 Lock Out/Tag Out

⚠ WARNING

Reconnected Energy Source

Accidental reconnection of energy sources during service and maintenance work can cause serious injury or death by electric shock, burns, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before starting service and maintenance work, use appropriate lock out/tag out safety procedures to keep the generator set isolated from energy sources. Do not defeat or bypass the lock out/tag out safety procedures.

2.9 Lifting

DANGER

Falling Mechanical Parts

Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before lifting:

- ***Check the capacity, condition and attachment of lifting equipment (crane, hoists and jacks, including attachments to anchor, fix or support the equipment).***
- ***Check the capacity, condition and attachment of accessories for lifting (hooks, slings, shackles and eye bolts for attaching loads to lifting equipment).***
- ***Check the capacity, condition and attachment of lifting fixtures on the load.***
- ***Check the mass, integrity and stability (e.g. unbalanced or shifting center of gravity) of the load.***

WARNING

Falling Mechanical Parts

Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before lifting the alternator:

- ***Do not lift the complete generator set by the alternator lifting fixtures.***
- ***Keep the alternator horizontal when lifting.***
- ***Fit drive end and non-drive end transit fittings to single bearing alternators to keep the main rotor in the frame.***

Do not remove the lifting label attached to one of the lifting points.

2.10 Alternator Operating Areas

WARNING

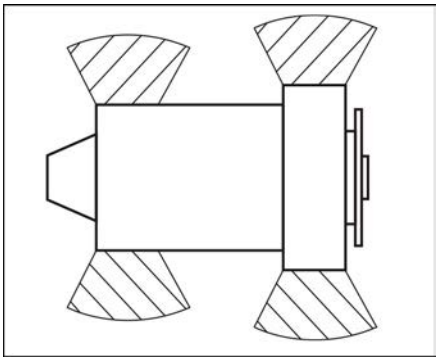
Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

-



Always wear suitable PPE when working in the hatched areas shown in the diagram or directly in-line with any air inlet/outlet.

Make sure this consideration is captured in your risk assessment.

2.11 Hazard Warning Labels

⚠ WARNING

Safety Cover Removed

A hazard exposed when a safety cover is removed can cause serious injury or death.

To prevent injury:

- ***Fit the safety labels at the locations shown on the back of the label sheet supplied.***
- ***Observe the safety labels.***
- ***Refer to the service manual before removing covers.***

The generator set manufacturer is responsible for fitting the self-adhesive hazard warning labels supplied with the alternator.

Replace labels that are missing, damaged or painted over.



3 Safety Directives and Standards

STAMFORD Alternators meet applicable European safety directives, and national and international standards relevant to alternators. The alternator must be operated within the limits specified in the relevant standards and within the parameters on the alternator rating plate.

Marine alternators meet the requirements of all the major marine classification societies.

-

3.1 Low Voltage Directive: Declaration of Conformity

TABLE 1. LOW VOLTAGE DIRECTIVE: DECLARATION OF CONFORMITY

EU DECLARATION OF CONFORMITY — Generator Technologies	
This synchronous A.C. generator is designed for incorporation into an electricity generating-set and fulfils all the relevant provisions of the following EU Directive(s) when installed in accordance with the installation instructions contained in the product documentation:	
2014/35/EU **2014/30/EU**	**Low Voltage Directive** **The Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive**
and that the standards and/or technical specifications referenced below have been applied:	
EN 61000-6-2:2005 **EN 61000-6-4:2007+A1:2011** **EN ISO 12100:2010** **EN 60034-1:2010** **BS ISO 8528-3:2005** **BS 5000-3:2006**	**Electromagnetic compatibility (EMC). Generic standards – Part 6-2: Immunity for industrial environments** **Electromagnetic compatibility (EMC). Generic standards – Part 6-4: Emission standard for industrial environments** **Safety of machinery – General principles for design – Risk assessment and risk reduction** **Rotating electrical machines - Part 1: Rating and performance** **Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets - Part 3: Alternating current generators for generating sets** **Rotating electrical machines of particular types or for particular applications - Part 3: Generators to be driven by reciprocating internal combustion engines - Requirements for resistance to vibration**
This declaration has been issued under the sole responsibility of the manufacturer. The object of this Declaration is in conformity with the relevant Union harmonization Legislation.	
The name and address of authorised representative, authorised to compile the relevant technical documentation, is the Company Secretary, Cummins Generator Technologies Limited, 49/51 Gresham Road, Staines, Middlesex, TW18 2BD, U.K.	
Date: 01st February 2016  **Signed:**	**Name, Title and Address:** **Kevan J Simon** **Global Technical and Quality Director** **Cummins Generator Technologies** **Fountain Court** **Lynch Wood** **Peterborough, UK** **PE2 6FZ**
Description	Serial Number
Registered in England under Registration No. 441273. Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Barnack Road, Stamford, Lincolnshire PE9 2NB, England.	
450-16383-E	

3.2 Machinery Directive: Declaration of Incorporation

TABLE 2. MACHINERY DIRECTIVE: DECLARATION OF INCORPORATION - SHEET 1

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE

DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Cummins Generator Technologies

Function: Synchronous A.C. generator designed for incorporation into an electricity generating-set.

The partly completed machinery supplied with this declaration:

- **Is designed and constructed solely as a non-functional component to be incorporated into a machine requiring completion.**
- **Is designed to comply with the provisions of the following EU Directives so far as their level of build will allow:**

  2014/30/EU The Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive

  2014/35/EU Low Voltage Directive
- **Must not be put into service within the European Community ("EC") until the final machinery into which it is to be incorporated has been declared in conformity with the Machinery Directive and all other applicable EC Directives.**
- **Is designed and constructed to comply with the essential health and safety requirements of the Machinery Directive 2006/42/EC listed on sheet 2 of this Declaration.**

The relevant technical documentation is compiled in accordance with the provisions of part B of Annex VII of the Machinery Directive. All relevant information about the partly completed machinery will be provided, in writing, on a reasoned request by the appropriate national authority to its authorised representative. The name and address of authorised representative, authorised to compile the relevant technical documentation, is the Company Secretary, Cummins Generator Technologies Limited, 49/51 Gresham Road, Staines, Middlesex, TW18 2BD, U.K.

The undersigned representing the manufacturer:

Date: 01st February 2016  **Signed:**	**Name, Title and Address:** **Kevan J Simon** **Global Technical and Quality Director** **Cummins Generator Technologies** **Fountain Court** **Lynch Wood** **Peterborough, UK** **PE2 6FZ**
Description	Serial Number

Registered in England under Registration No. 441273.

Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Barnack Road, Stamford, Lincolnshire PE9 2NB, England.

450-16388-E

-

TABLE 3. MACHINERY DIRECTIVE: DECLARATION OF INCORPORATION - SHEET 2

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE

DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Cummins Generator Technologies

ESSENTIAL HEALTH AND SAFETY REQUIREMENTS RELATING TO THE DESIGN AND CONSTRUCTION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

1.1 General Remarks

- **1.1.2 : Principles of safety integration**
- **1.1.3 : Materials and products**
- **1.1.5 : Design of machinery to facilitate its handling**

1.3 Protection Against Mechanical Hazards

- **1.3.1 : Risk of loss of stability**
- **1.3.2 : Risk of break-up during operation**
- **1.3.3 : Risks due to falling or ejected objects**
- **1.3.4 : Risks due to surfaces, edges or angles**
- **1.3.7 : Risks related to moving parts**
- **1.3.8.1 : Moving transmission parts**

1.4 Guarding *

- **1.4.1 : Guards – General requirements ***
- **1.4.2.1 : Fixed guards ***

1.5 Other Hazards

- **1.5.2 : Static electricity**
- **1.5.3 : Energy supply other than electric**
- **1.5.4 : Errors of fitting**
- **1.5.6 : Fire**
- **1.5.13 : Emissions of hazardous materials and substances**

1.7 Information

- **1.7.1 : Information and warnings on the machinery**
- **1.7.4 : Instructions**

LEGEND

1. **Essential Health and Safety Requirements not shown are not considered applicable for this Partly Completed Machinery or must be fulfilled by the assembler of the Machinery.**
2. **Essential Health and Safety Requirements shown are considered applicable for this Partly Completed Machinery and have been fulfilled by the manufacturer to the extent possible, subject to the build requirements of the Machinery assembler, the information contained in the assembly instructions and Cummins bulletins.**
3. *** Customers may request Partly Completed Machinery without some or all guarding attached. In these cases section 1.4 Guarding does not apply and the Essential Health and Safety Requirements for guarding must be fulfilled by the assembler of the Machinery.**

Registered in England under Registration No. 441273.

Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Barnack Road, Stamford, Lincolnshire PE9 2NB, England.

450-16388-E

3.3 Additional Information for EMC Compliance

STAMFORD alternators are designed to meet EMC emissions and immunity standards for industrial environments. Additional equipment may be required when the alternator is installed in residential, commercial and light industrial environments.

The installation ‘earth/ground’ arrangements require the connection of the alternator frame to the site protective earth conductor using a minimum lead length.

Installation, maintenance and servicing must be carried out by adequately trained personnel fully aware of the requirements of the relevant EC directives.

NOTICE
Cummins Generator Technologies is not liable for EMC compliance if unauthorized parts, not of STAMFORD brand, are used for maintenance and servicing.

3.4 Additional Information for CSA Compliance

To comply with Canadian Standards Association (CSA) regulations, all external wiring and components must be rated at the alternator rated voltage shown on the rating plate label.

-

This page is intentionally blank.

4 Introduction

4.1 General Description

HC alternators are of brushless rotating field design, available up to 690 V, 50 Hz (1000 RPM, 6 pole and 1500 RPM, 4 pole) or 60 Hz (1200 RPM, 6 pole and 1800 RPM, 4 pole), and built to meet BS5000 Part 3 and international standards.

HC alternators are available self-excited, where excitation power is from the main output windings, or separately-excited, where a permanent magnet generator (PMG) supplies excitation power.

4.2 Alternator Name

TABLE 4. HC ALTERNATOR NAMING FORMAT

Example:	HC	5	-	HC	I	5	3	4	C	2
	Alternator model (HC4, HC5, HC6)			Alternator type (HC = standard, HCK = dedicated, not HC6)	Application (I = industrial, M = marine)	Frame size (4, 5, 6)	Excitation (3 = with PMG, 4 = without PMG)	Number of poles	Core length (A, B, C, ...)	Number of bearings (1 = NDE, 2 = DE & NDE)

4.3 Serial Number Location

A unique serial number is stamped into the upper section of the frame.

4.4 Rating Plate

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

The fixed rating plate label states the intended operating parameters of the alternator.

-

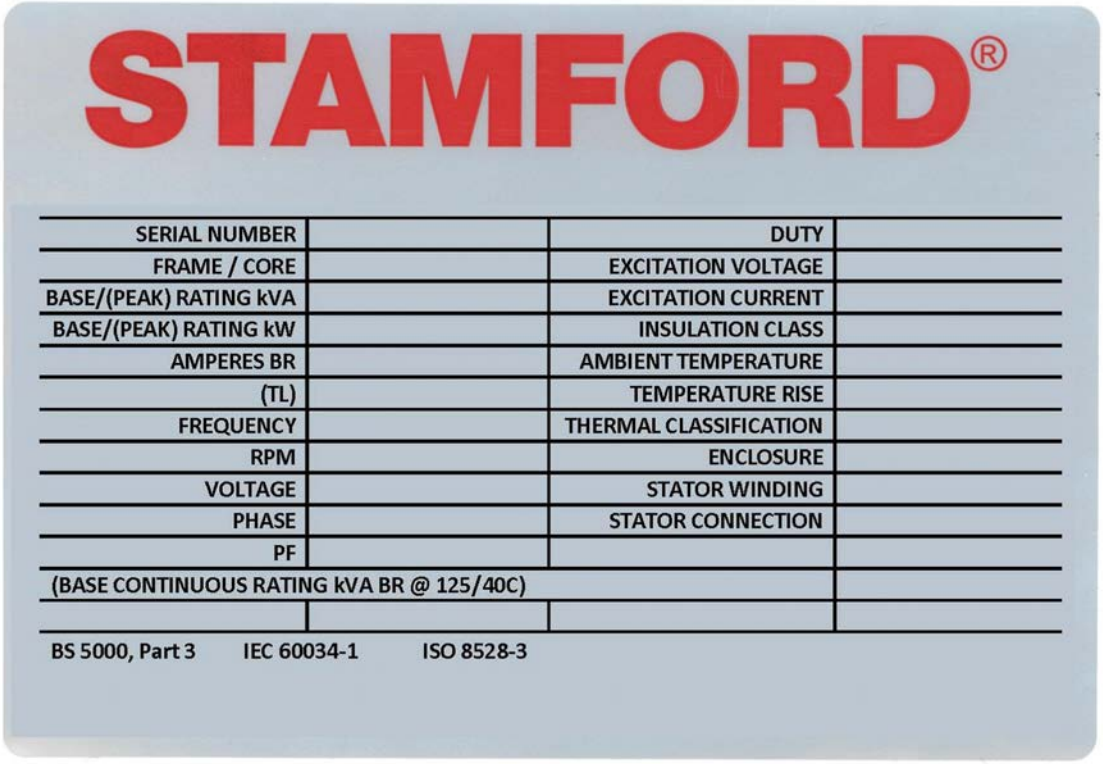


FIGURE 1. GLOBAL STAMFORD AC ALTERNATOR RATING PLATE

4.5 Product Authentication

The STAMFORD high security, anti-counterfeit hologram is located on the Tracking Label. Check that the dots are visible around the STAMFORD logo when viewing the hologram from different angles and the word "GENUINE" appears behind the logo. Use a flashlight to see these security features in low ambient light. Check that the alternator is genuine by entering the unique 7 character hologram code at **www.stamford-avk.com/verify**.

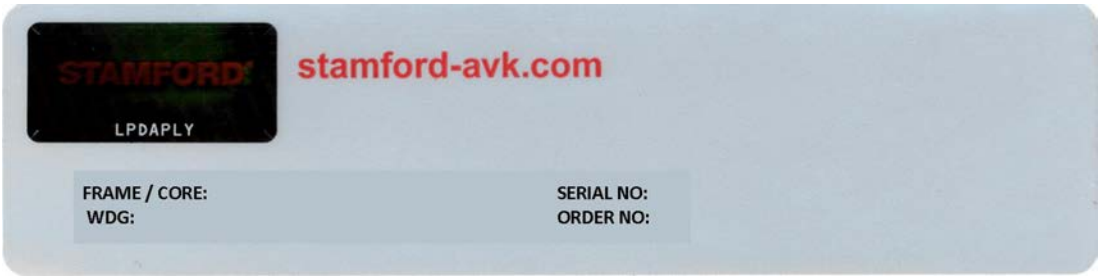


FIGURE 2. TRACKING LABEL



FIGURE 3. DOTS VISIBLE IN LEFT, RIGHT, UPPER AND LOWER VIEWS OF 3D HOLOGRAM

5 Application of the Alternator

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

It is the customer's responsibility to make sure that the selected alternator is suitable for the final application.

5.1 Environment

The alternators are protected to IP23 as standard. IP23 is not adequate protection for use outdoors without additional measures.

Ambient Temperature	-15° C to 40° C (5° F to 104° F)
Relative Humidity	< 70%
Altitude	< 1000 m (3280 ft)

The alternator has been designed for the environment shown in the table. The alternator can operate outside these conditions if it is rated accordingly; the nameplate gives details. If the operating environment is changed after purchase, refer to the factory for a revised alternator rating.

5.2 Air Flow

TABLE 5. MINIMUM AIR FLOW AND MAXIMUM PRESSURE DROP

Alternator model and frequency	50 Hz	60 Hz	Maximum intake to outlet pressure drop, mm (in) water gauge
	Minimum Air flow, m^3/s (ft^3/min)		
HC4	0.8 (1700)	0.99 (2100)	6 (0.25)
HC5	1.04 (2202)	1.31 (2780)	6 (0.25)
HCK5	1.23 (2615)	1.59 (3366)	6 (0.25)
HC6	1.62 (3420)	1.96 (4156)	6 (0.25)

Make sure that the air inlets and outlets are not blocked while the alternator is running.

-

5.3 Airborne Contaminants

Contaminants such as salt, oil, exhaust fumes, chemicals, dust, and sand will reduce the effectiveness of the insulation and the life of the windings. Consider using air filters and an enclosure to protect the alternator.

5.4 Air Filters

Air filters trap airborne particulates above 5 microns. The filters must be cleaned or replaced regularly, depending on site conditions. Check the filters frequently to establish an appropriate service interval.

Alternators with factory-fitted filters are rated to account for the reduced flow rate of cooling air. If filters are retrofitted, the alternator rating must be reduced by 5%.

Air filters do not remove water. Keep the filters dry with additional protection. Wet filters further restrict airflow, causing the alternator to overheat and leading to premature failure of the insulation.

5.5 Humid Conditions

The water carrying capacity of air depends on temperature. If the air temperature falls below its saturation point, dew may form on the windings, reducing the electrical resistance of the insulation. In humid conditions, additional protection may be required even if the alternator is fitted inside an enclosure. Anti-condensation heaters are supplied on request.

5.6 Anti-Condensation Heaters

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

Power to the anti-condensation heater is supplied from a separate source. Anti-condensation heaters raise the air temperature around the windings to deter condensation forming in humid conditions when the alternator is not operating. Best practice is to energize the heaters automatically when the alternator is off.

5.7 Enclosures

Fit an enclosure to protect the alternator from adverse environmental conditions. Make sure that air entering the alternator is of adequate flowrate, free from moisture and contaminants, and below the maximum ambient temperature on the rating plate.

Make sure there is sufficient access around the alternator for safe maintenance.

5.8 Vibration

The alternators are designed to withstand the vibration levels encountered on generator sets built to meet the requirements of ISO 8528-9 and BS 5000-3. (Where ISO 8528 is taken to be broad band measurements and BS5000 refers to the predominant frequency of any vibrations on the generator set).

NOTICE

Exceeding either of the above specifications will have a detrimental effect on the life of the bearings and other components, and may invalidate the alternator warranty.

NOTICE

The terminal box is designed to support the fitted busbars or terminals, transformers, load cables and auxiliary terminal box. Additional mass could cause excessive vibration and lead to failure of the terminal box enclosure and mounting. Refer to the Installation Manual to connect the load cables to the terminal box. Refer to CGT before fixing any additional mass to the terminal box.

5.8.1 Definition of BS5000–3

Alternators shall be capable of continuously withstanding linear vibration levels with amplitudes of 0.25 mm between 5 Hz and 8 Hz, and velocities of 9.0 mm/s RMS between 8 Hz and 200 Hz, when measured at any point directly on the carcass or main frame of the machine. These limits refer only to the predominant frequency of vibration of any complex waveform.

5.8.2 Definition of ISO 8528-9

ISO 8528-9 refers to a broad band of frequencies; the broad band is taken to be between 10 Hertz and 1000 Hertz. The table below is an extract from ISO 8528-9 (Table C.1, value 1). This simplified table lists the vibration limits by kVA and speed for acceptable operation of standard generator set designs.

5.8.3 Vibration Frequencies

The main vibration frequencies produced by the alternator are as follows:

- 6-pole 1000 RPM 16⅔ Hz
- 6-pole 1200 RPM 20 Hz
- 4-pole 1500 RPM 25 Hz
- 4-pole 1800 RPM 30 Hz

Vibrations induced in the alternator by the engine are complex. It is the responsibility of the generator set designer to ensure that the alignment and stiffness of the bedplate and mountings do not allow vibration to exceed BS5000 part 3 and ISO 8528 part 9 limits.

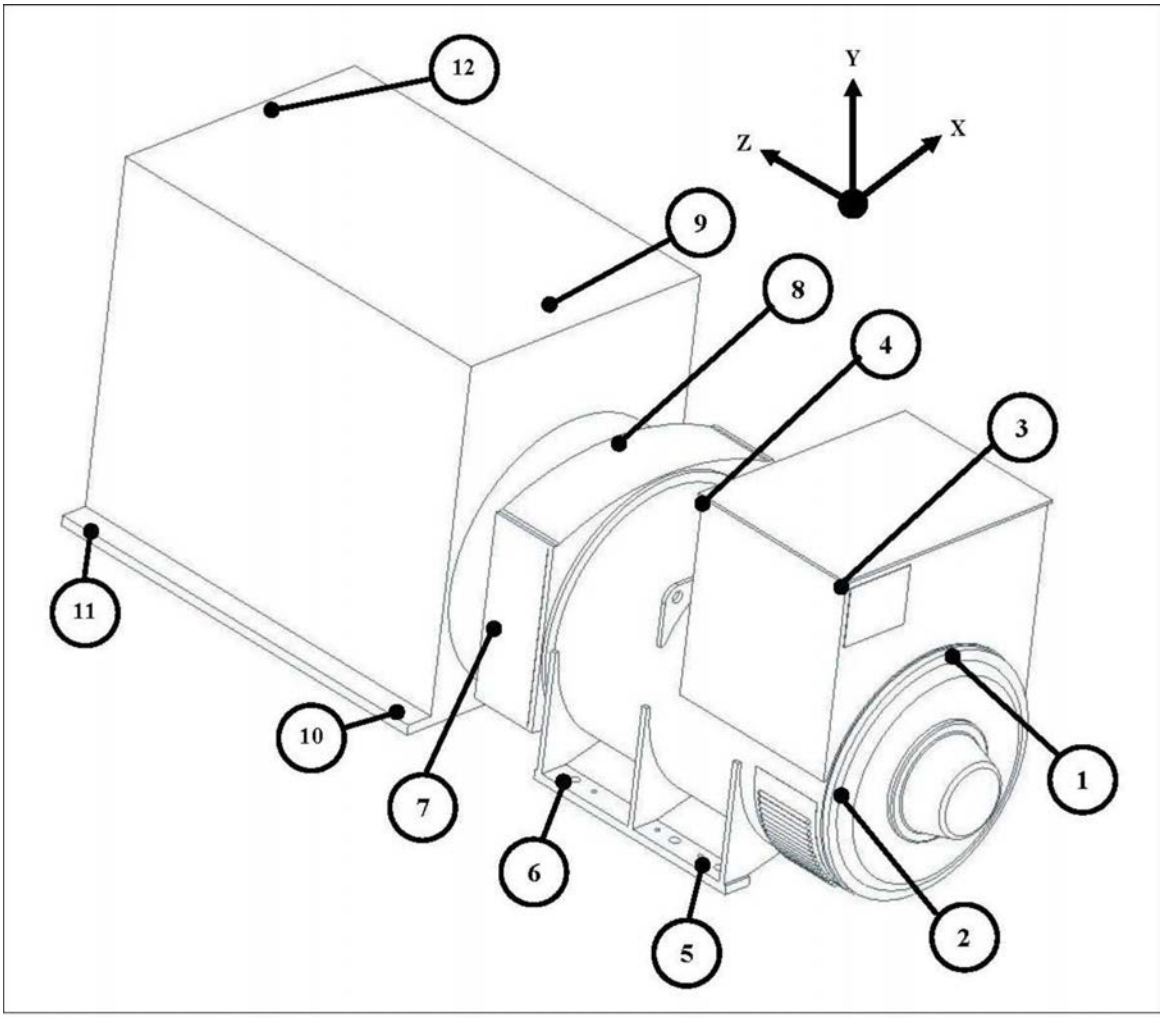
5.8.4 Linear Vibration Limits

Linear Vibration Levels As Measured On The Alternator - HC				
Engine Speed RPM (min^{-1})	Power Output S (kVA)	Vibration Displacement RMS (mm)	Vibration Velocity RMS (mm/s)	Vibration Acceleration RMS (mm/s^2)
1300 ≤ RPM ≤ 2000	250 < S	0.32	20	13
720 ≤ RPM < 1300	250 < S ≤ 1250	0.32	20	13
The broad band is taken as 10 Hz - 1000 Hz				

-

5.8.5 Linear Vibration Monitoring

We recommend using vibration analyzing equipment to measure vibration at the positions shown below. Check that vibration of the generator set is below the limits stated in the standards. If vibration is above the limits, the generator set builder should investigate the root causes and eliminate them. Best practice is for the generator set builder to take initial readings as a reference and for the user to periodically monitor vibration, according to the recommended service schedule, to detect a deteriorating trend.



5.8.6 Excessive Vibration

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

If the measured vibration of the generator set is not within the limits:

1. The generator set manufacturer should change the generator set design to reduce the vibration levels as much as possible.
2. Contact Cummins Generator Technologies to assess the impact on bearing and alternator life expectancy.

5.9 Bearings

5.9.1 Sealed Bearings

Inspect sealed-for-life bearings periodically, according to the recommended service schedule (**Section 7.1 on page 29**). Check for signs of wear, fretting or other detrimental features. Damage to seals, grease leakage or discoloration of the bearing races indicate that the bearing may need to be replaced.

5.9.2 Re-greasable Bearings

Each bearing housing is connected by a grease pipe to an external grease nipple. A label gives the grease type and quantity, and frequency for re-greasing. The recommended grease is a high specification synthetic compound that must not be mixed with grease of a different specification. Refer to the Service and Maintenance chapter for detailed instructions.

5.9.3 Bearing Life

Factors that reduce bearing life or lead to bearing failure include:

- Adverse operating conditions and environment
- Stress caused by misalignment of the generator set
- Vibration from the engine that exceeds the limits in BS 5000-3 and ISO 8528-9
- Long periods (including transportation) when the alternator is stationary and subjected to vibration can cause false brinelling wear (flats on the balls and grooves on the races)
- Humid or wet conditions that cause corrosion and deterioration of the grease by emulsification.

5.9.4 Health Monitoring of the Bearings

We recommend that the user checks the bearing condition using vibration monitoring equipment. Best practice is to take initial readings as a reference and periodically monitor the bearings to detect a deteriorating trend. It will then be possible to plan a bearing change at an appropriate generator set or engine service interval.

5.9.5 Bearing Service Life Expectancy

Bearing manufacturers recognize that the service life of bearings depends on factors that are outside their control. Rather than quote a service life, practicable replacement intervals are based on the L10 life of the bearing, the type of grease, and the recommendations of the bearing and grease manufacturers.

For general purpose applications: If the correct maintenance is carried out, vibration levels do not exceed the levels stated in ISO 8528-9 and BS5000-3, and the ambient temperature does not exceed 50 °C, plan to replace the bearings within 30,000 hours of operation.

If in doubt regarding any aspect of bearing life of a STAMFORD alternator, contact the nearest authorized supplier of the alternator or contact the STAMFORD factory.

-

5.9.6 Standby Applications

Run alternators in standby applications at no load for a minimum of 10 minutes every week. For alternators fitted with regreasable bearings, re-grease the bearings every 6 months, regardless of the number of accumulated running hours.

6 Installation into the Generator Set

6.1 Alternator Dimensions

Dimensions are included in the data sheet specific to the alternator model. Refer to the rating plate to identify the alternator model.

NOTICE
Data sheets are available from www.stamford-avk.com

6.2 Lifting the Alternator

⚠ WARNING
Falling Mechanical Parts
Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.
To prevent injury and before lifting the alternator:
• ***Do not lift the complete generator set by the alternator lifting fixtures.***
• ***Keep the alternator horizontal when lifting.***
• ***Fit drive end and non-drive end transit fittings to single bearing alternators to keep the main rotor in the frame.***

Lift the alternator by hooks or shackles attached to the lifting points (lugs or eyes) provided. A label attached to a lifting point shows the correct lifting arrangement. Use chains of sufficient length, and a spreader bar if necessary, to make sure that the chains are vertical when lifting. Make sure that the capacity of the lifting equipment is sufficient for the alternator mass shown on the label.

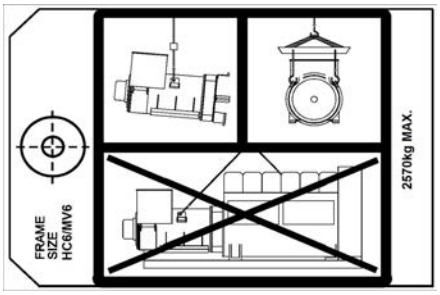


FIGURE 4. LIFTING LABEL

6.3 Storage

If the alternator will not to be used immediately, it must be stored in a clean, dry, vibration-free environment. We recommend the use of anti-condensation heaters, when available.

If the alternator can be rotated, turn the rotor a minimum of 6 revolutions every month during storage.

6.3.1 After Storage

After a period of storage, carry out the pre-running checks to determine the condition of the windings. If the windings are damp or the insulation resistance is low, follow one of the drying out procedures (see Chapter 7 on page 29).

-

Before putting the alternator into service, refer to the following table.

TABLE 6.

	Not Rotated during Storage	Rotated during Storage
Sealed Bearing(s)	If stored less than 12 months, put the alternator into service. If stored more than 12 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.	If stored less than 24 months, put the alternator into service. If stored more than 24 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.
Re-greasable Bearing(s)	If stored less than 12 months, put the alternator into service. If stored more than 12 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.	If stored less than 6 months, put the alternator into service. If stored between 6 and 24 months, re-grease the bearing(s) during the first run then put the alternator into service. If stored more than 24 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.

6.3.2 Storage Instruction

When an alternator is stationary, in storage or otherwise, it may be subjected to environmental factors, such as vibration, humidity, temperature and airborne contaminant particles, that could degrade the bearing arrangements.

Contact CGT for advice in advance if the alternator will be stationary for long periods.

6.4 Generator Set Coupling

⚠ WARNING

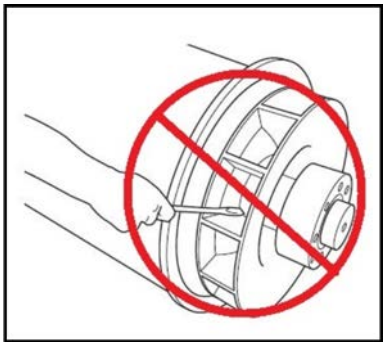
Moving Mechanical Parts

Moving mechanical parts during generator set coupling can cause serious injury by crushing, severing or trapping.

To prevent injury, keep arms, hands and fingers away from mating surfaces when coupling the generator set.

NOTICE

Do not attempt to rotate the alternator rotor by levering against the vanes of the cooling fan. The fan is not designed to withstand such forces and will be damaged.



Efficient operation and long component life depend on minimizing mechanical stresses on the alternator. When coupled in a generator set, misalignment and vibration interactions with the prime mover engine can cause mechanical stress.

Generator sets need a substantial flat continuous bedplate to suit the installation site floor loading, with engine and alternator mounting pads to make a firm base for accurate alignment. The height of all mounting pads must be within 0.25 mm for skid mounting, 3 mm for non-adjustable anti-vibration mounts (AVM) or 10 mm for adjustable height AVMs. Use shims to achieve level. The rotational axes of alternator rotor and engine output shaft must be coaxial (radial alignment) and perpendicular to the same plane (angular alignment). The axial alignment of the alternator and engine coupling must be within 0.5 mm, to allow for thermal expansion without unwanted axial force on the bearings at operating temperature.

Vibration can occur by flexing of the coupling. The alternator is designed for a maximum bending moment not exceeding 140 kgm (1000 lbs ft) for frame sizes 4 and 5, and not exceeding 275 kgm (2000 lbs ft) for frame size 6. Check the maximum bending moment of the engine flange with the engine manufacturer.

Close-coupling of alternator and engine can increase the rigidity of the generator set. Both single and two bearing alternators can be close-coupled. The generator set builder must supply guarding for open-coupled applications.

To prevent rust during transit and storage, the alternator frame spigot, rotor coupling plates and shaft extension have been treated with a rust preventative coating. Remove this before coupling the generator set.

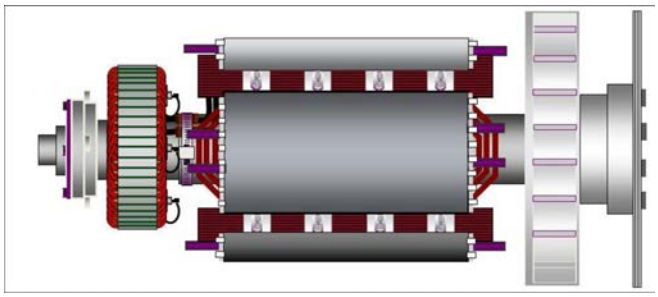


FIGURE 5. SINGLE BEARING ALTERNATOR ROTOR SHOWING COUPLING DISCS BOLTED TO DRIVE END COUPLING HUB (AT RIGHT)

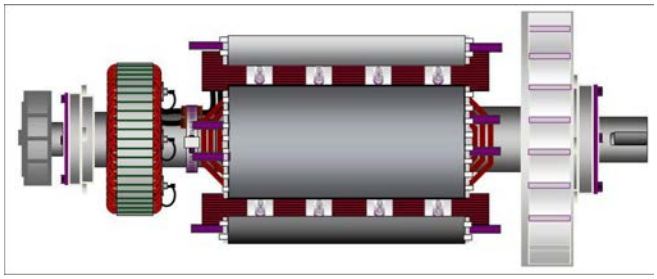


FIGURE 6. TWO BEARING ALTERNATOR ROTOR SHOWING SHAFT WITH KEYWAY FOR FLEXIBLE COUPLING (AT RIGHT)

-

6.4.1 Single Bearing

⚠ WARNING

Falling Mechanical Parts

Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before lifting the alternator:

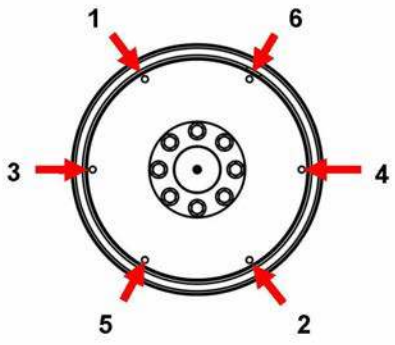
- ***Do not lift the complete generator set by the alternator lifting fixtures.***
- ***Keep the alternator horizontal when lifting.***
- ***Fit drive end and non-drive end transit fittings to single bearing alternators to keep the main rotor in the frame.***

1. Remove the drive end transit bracket that keeps the rotor in place during transport.
2. Remove the air outlet covers from the drive end of the alternator to access the coupling and adaptor bolts.
3. Make sure the coupling discs are concentric with the adaptor.
4. Fit two alignment dowels into flywheel bolt holes 180 degrees apart to help align the disc and the flywheel.
5. Lift and offer the alternator to the engine, barring the engine over by hand to align discs and flywheel.
6. Engage the alignment dowels into coupling disc bolt holes and push the alternator towards the engine until the coupling discs are against the flywheel face.

NOTICE

Do not pull the alternator to the engine using bolts through the flexible discs.

7. Fit the adaptor bolts, using heavy gauge washers under the heads. Tighten the adapter bolts evenly around the adapter.
8. Check the torque of each bolt in a clockwise direction around the bolt circle to ensure all the bolts are tight. Refer to the engine manufacturer's manual for correct tightening torque.
9. Remove the alignment dowels. Fit the coupling bolts, using heavy gauge washers under the heads.



10. Tighten the bolts to fix the coupling disc to the flywheel in the sequence shown above.
11. Check the torque of each bolt in a clockwise direction around the bolt circle to ensure all the bolts are tight.
12. Remove the rotor support bracket, if supplied.
13. Replace all covers.

6.4.2 Two Bearing

A flexible coupling, designed to suit the specific engine/alternator combination, is recommended to minimise torsional vibration effects.

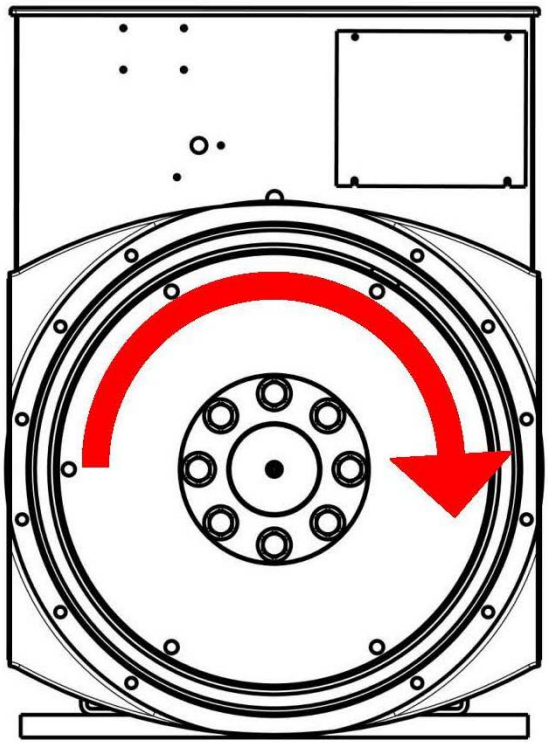
If a close coupling adaptor is used the alignment of machined faces must be checked by offering the alternator up to the engine. Shim the alternator feet if necessary.

6.5 Pre-Running Checks

Before starting the generator set, test the insulation resistance of windings and check that all connections are tight and in the correct location. Make sure the alternator air path is clear of obstructions. Replace all covers.

6.6 Direction of Rotation

The fan is designed for clockwise rotation, as viewed from the drive end of the alternator (unless otherwise specified when ordered). If the alternator must run counter-clockwise, please seek advice from Cummins Generator Technologies.



6.7 Phase Rotation

Main stator output is connected for a phase sequence of U V W when the alternator runs clockwise, as viewed from the drive end. If the phase rotation must be reversed, the customer must re-connect the output cables in the terminal box. Ask Cummins Generator Technologies for a circuit diagram of ‘reverse phase connections’.

6.8 Voltage and Frequency

Check that the voltage and frequency shown on the alternator rating plate meet the requirements of the generator set application.

-

6.9 AVR Settings

The AVR is factory set for initial running tests. Check that the AVR settings are compatible with your required output. Refer to detailed instructions in the AVR manual for on- and off-load adjustments.

6.10 Electrical Connections

⚠ WARNING

Incorrect Electrical Installation and System Protection

Incorrect electrical installation and system protection can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury, installers must be qualified and are responsible for meeting appropriate inspectorate and local electricity authority requirements and site safety rules.

NOTICE

The terminal box is designed to support the fitted busbars or terminals, transformers, load cables and auxiliary terminal box. Additional mass could cause excessive vibration and lead to failure of the terminal box enclosure and mounting. Refer to CGT before fixing any additional mass to the terminal box.

Fault current curves and alternator reactance values are available on request from the factory so that the system designer can calculate the necessary fault protection and/or discrimination.

The installer must check that the alternator frame is bonded to the generator set bedplate, and must bond to site earth. If anti-vibration mounts are fitted between the alternator frame and its bedplate, a suitably-rated earth conductor must bridge across the anti-vibration mount.

Refer to wiring diagrams for electrical connection of the load cables. Electrical connections are made in the terminal box, constructed with removable panels to suit site-specific cable entry and glanding. Panels must be removed to be drilled or cut to prevent swarf entering the terminal box or alternator. After wiring, inspect the terminal box, remove all debris using a vacuum cleaner if necessary and check that no internal components are damaged or disturbed.

As standard, the alternator neutral is not bonded to the alternator frame. If required, neutral may be connected to the earth terminal in the terminal box, by a conductor of at least one half of the sectional area of a phase lead.

Load cables must be supported appropriately to avoid a tight radius at the point of entry into the terminal box, clamped at the terminal box gland, and allow at least ±25 mm movement by the generator set on its anti-vibration mountings, without causing excessive stress to the cables and alternator load terminals.

6.11 Grid Connection: Voltage Surges and Micro-Interruptions

Take precautions to prevent transient voltages generated by the connected load and/or the distribution system from causing damage to the alternator components.

To identify any possible risk, all aspects of the alternator's proposed application should be considered, especially the following:

- Loads with characteristics that result in large load step changes.
- Load control by switchgear, and power control by any method likely to generate transient voltage spikes.
- Distribution systems susceptible to external influences, such as lightning strikes.

- Applications involving parallel operation to a mains supply, where the risk of a mains disturbance in the form of a micro-interruption could occur.

If the alternator is at risk from voltage surges or micro-interruptions, include adequate protection into the generation system, usually with surge arrestors and suppressors, to meet regulations and installation requirements.

Surge protection must reduce the peak voltage at the alternator of a transient pulse of 5 µs rise time to less than 1.25 x √2 x (2 x rated output voltage + 1000 V). Best practise is to fit protective devices close to the output terminals. Refer to guidance from professional bodies and specialist equipment suppliers for further advice.

6.12 Varying Load

Under certain conditions, load variations can reduce alternator life.

Identify any possible risk, especially the following:

- Large capacitive loads (for example Power Factor Correction equipment) can affect alternator stability and cause pole slip.
- Stepped grid voltage variation (for example Tap Changing).

If the alternator is at risk from varying load, include adequate protection into the generator set system by under-excitation protection.

6.13 Synchronization

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

6.13.1 Parallel or Synchronizing Alternators

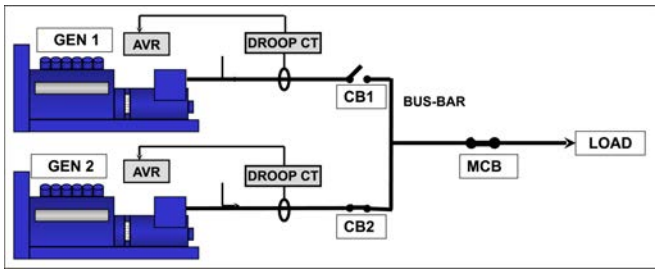


FIGURE 7. PARALLEL OR SYNCHRONIZING ALTERNATORS

-

The quadrature droop current transformer (Droop CT) gives a signal proportional to reactive current; the AVR adjusts excitation to reduce circulating current and allow each alternator to share reactive load. A factory-fitted droop CT is pre-set for 5% voltage drop at full-load zero power factor. Refer to the supplied AVR manual for droop adjustment.

- The synchronizing switch/breaker (CB1, CB2) must be of a type that will not cause “contact bounce” when it operates.
- The synchronizing switch/breaker must be adequately rated to withstand the continuous full load current of the alternator.
- The switch/breaker must be able to withstanding the rigorous closing cycles during synchronizing and the currents produced if the alternator is paralleled out of synchronizm.
- The closing time of the synchronizing switch/breaker must be under the control of the synchronizer settings.
- The switch/breaker must be capable of operation under fault conditions such as short circuits. Alternator data sheets are available.

NOTICE
The fault level may include a contribution from other alternators as well as from the grid/mains utility.

The method of synchronizing should be either automatic, or by check synchronizing. The use of manual synchronizing is not recommended. The settings on the synchronizing equipment should be such that the alternator will close smoothly.

The Phase sequence must match	
Voltage difference	+/- 0.5%
Frequency difference	0.1 Hz/sec
Phase angle	+/- 10°
C/B closing time	50 ms

The settings for the synchronizing equipment to achieve this must be within these parameters.

The voltage difference when paralleling with the grid/mains utility is +/- 3% .

7 Service and Maintenance

7.1 Recommended Service Schedule

Refer to Safety Precautions section (**Chapter 2 on page 3**) of this manual before starting any service and maintenance activity.

Refer to Parts Identification section (**Chapter 8 on page 47**) for an exploded view of components and fastener information.

The recommended service schedule shows the recommended service activities in table rows, grouped by alternator subsystem. Columns of the table show the types of service activity, whether the alternator must be running, and the service levels. Service frequency is given in running hours or time interval, whichever is sooner. A cross (X) in the cells where a row intersects the columns shows a service activity type and when it is required. An asterisk (*) shows a service activity done only when necessary.

All service levels in the recommended service schedule can be purchased directly from Cummins Generator Technologies Customer Service Department,

Telephone: +44 1780 484732,

Email: emea.service@cummins.com

1. Proper service and repair are vital to the reliable operation of your alternator and the safety of anyone coming into contact with the alternator.
2. These service activities are intended to maximize the life of the alternator but shall not vary, extend or change the terms of the manufacturer's standard warranty or your obligations in that warranty.
3. Each service interval is a guide only, and developed on the basis that the alternator was installed and is operated in accordance with the manufacturer's guidelines. If the alternator is located and/or operated in adverse or unusual environmental conditions, the service intervals may need to be more frequent. The alternator should be continually monitored between services to identify any potential failure modes, signs of misuse, or excessive wear and tear.

-

TABLE 7. ALTERNATOR SERVICE SCHEDULE

System	SERVICE ACTIVITY X = required * = if necessary	Alternator running	TYPE				SERVICE LEVEL								
			Inspect	Test	Clean	Replace	Commission	Post Commission	250 hrs / 0.5 year	Level 1	1000 hrs / 1 year	Level 2	10,000 hrs / 2 years	Level 3	30,000 hrs / 5 years
Alternator	Alternator rating		X				X								
	Bedplate arrangement		X				X								
	Coupling arrangement		X				X					*		X	
	Environmental conditions and cleanliness		X				X	X		X		X		X	
	Ambient temperature (inside & outside)			X			X	X		X		X		X	
	Complete machine - damage, loose parts & earth bonds		X				X	X		X		X		X	
	Guards, screens, warning and safety labels		X				X	X		X		X		X	
	Maintenance access		X				X								
	Electrical nominal operating conditions & excitation	X		X			X	X		X		X		X	
	Vibration*	X		X			X	X		X		X		X	
Windings	Condition of windings		X				X	X		X		X		X	
	Insulation resistance of all windings (PI test for MV/HV)			X			X	*		*		X		X	
	Insulation resistance of rotor, exciter and PMG			X				X		X					
	Temperature sensors	X		X			X	X		X		X		X	
	Customer settings for temperature sensors		X				X								

System	SERVICE ACTIVITY X = required * = if necessary	Alternator running	TYPE				SERVICE LEVEL							
			Inspect	Test	Clean	Replace	Commission	Post Commission	250 hrs / 0.5 year	Level 1	1000 hrs / 1 year	Level 2	10,000 hrs / 2 years	Level 3	30,000 hrs / 5 years
Bearings	Condition of bearings		X				X							X	
	Grease exhaust & trap				X			X		X		X		X	
	Grease in re-greasable bearing(s)	X				X		every 4000 to 4500 hours / 6 months							
	Sealed bearing(s)		X					every 4000 to 4500 hours							
	Re-greasable & sealed bearing(s)					X						*		X	
	Temperature sensors	X		X			X	X		X		X		X	
	Customer settings for temperature sensors		X				X								
Terminal Box	All alternator/customer connections and cabling		X				X	X		X		X		X	
Controls & Auxiliaries	Initial AVR & PFC set up	X		X			X								
	AVR & PFC settings	X		X				X		X		X		X	
	Customer connection of auxiliaries			X			X			X		X		X	
	Function of auxiliaries			X			X	X		X		X		X	
	Synchronization settings		X				X								
	Synchronization	X		X			X	X		X		X		X	
	Anti condensation heater					X						*		X	
Rectifier	Diodes and varistors		X				X	X		X		X			
	Diodes and varistors					X								X	
Cooling	Air inlet temperature	X		X			X	X		X		X		X	
	Air flow (rate & direction)	X	X				X								
	Condition of fan		X				X	X		X		X		X	
	Condition of air filter (where fitted)			X			X	X		X		X		X	
	Air filters (where fitted)				X	X				*		*		*	

* For stand-alone alternator only.

-

7.2 Bearings

7.2.1 Introduction

NOTICE
Do not overfill a bearing with grease; the bearing may be damaged.
Do not mix lubricant types. Change gloves to handle different lubricant
Assemble bearings in static- and dust-free conditions while wearing lint free gloves.
Store removed parts and tools in static- and dust-free conditions, to prevent damage or contamination.
A bearing is damaged by the axial force needed to remove it from the rotor shaft. Do not reuse a bearing.
A bearing is damaged if the insertion force is applied through the bearing balls. Do not press fit the outer race by force on the inner race, or vice versa.
Do not try to turn the rotor by levering against the cooling fan vanes. The fan will be damaged.

The alternator rotor is supported by a bearing at the non-drive end (NDE) and by either a bearing or a coupling to the prime mover at the drive end (DE).

- Lubricate each re-greasable bearing according to the recommended service schedule with the correct quantity and type of grease, also shown on a label fitted at the grease nipple.
- Inspect each sealed bearing according to the recommended service schedule. Seek advice from CGT if grease has leaked out of the bearing, notifying the bearing type and quantity leaked.

7.2.2 Safety

⚠ DANGER
Rotating Mechanical Parts
Rotating mechanical parts can cause serious injury or death by crushing, severing or trapping.
To prevent injury and before removing covers over rotating parts, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

⚠ WARNING
Hot Surfaces
Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.
To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

⚠ CAUTION
Grease
Skin contact with grease can cause minor or moderate injury by contact dermatitis.
To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

NOTICE
Do not overfill a bearing with grease; the bearing may be damaged.
Do not mix lubricant types. Change gloves to handle different lubricant
Assemble bearings in static- and dust-free conditions while wearing lint free gloves.
Store removed parts and tools in static- and dust-free conditions, to prevent damage or contamination.
A bearing is damaged by the axial force needed to remove it from the rotor shaft. Do not reuse a bearing.
A bearing is damaged if the insertion force is applied through the bearing balls. Do not press fit the outer race by force on the inner race, or vice versa.
Do not try to turn the rotor by levering against the cooling fan vanes. The fan will be damaged.

7.2.3 Re-grease Bearings

7.2.3.1 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	Lint-free cleaning cloths
	Thin disposable gloves
Parts	CGT recommended grease
Tools	Grease gun (calibrated for volume or mass)

7.2.3.2 Re-grease Method

TABLE 8. REGREASING: GREASE QUANTITY

Bearing Type	Quantity of recommended grease	
	Volume (cm^3)	**Mass (g)**
Drive End (HC6)	**75**	**66**
Non-drive End (HC6)	**60**	**53**
Drive End (HC5)	**46**	**41**
Non-drive End (HC5)	**33**	**29**

1. For each bearing, identify grease nipple, re-greasing label and bearing type.
2. Make sure the new grease is not contaminated. It must be a uniform whitish-beige colour of stiff consistency throughout.
3. Clean the grease gun nozzle and grease nipple.
4. Clean the grease exhaust.
5. Fit the grease gun to the grease nipple and add the correct quantity of grease.
6. Run the alternator for at least 60 minutes, off- or on-load.
7. Clean the grease exhaust.
8. Inspect the colour and consistency of grease expelled from the exhaust and compare with new grease - whitish-beige of stiff consistency.
9. Replace the bearing if the expelled grease is severely discoloured or absent.

-

7.3 Controls

7.3.1 Introduction

An operating alternator is a harsh environment for control components. Heat and vibration can cause electrical connections to loosen and cables to fail. Routine inspection and test can identify an issue before it becomes a failure that incurs unplanned downtime.

7.3.2 Safety

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

WARNING

Hot Surfaces

Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

7.3.3 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	None
Parts	None
Tools	Multimeter
	Torque wrench

7.3.4 Inspect and Test

1. Remove the terminal box lid
2. Check the tightness of fasteners securing the load cables.
3. Check that cables are firmly clamped at the terminal box gland, and allow ±25 mm movement by an alternator on anti-vibration mounts.
4. Check that all cables are anchored and unstressed within the terminal box.
5. Check all cables for signs of damage.
6. Check that AVR accessories and current transformers are correctly fitted, and cables pass centrally through current transformers (if fitted).
7. If an anti-condensation heater is fitted
    a. Isolate the supply and measure the electrical resistance of the heater element(s). Replace the heater element if open circuit.
    b. Test the supply voltage to the anti-condensation heater at the heater connection box. 120 VAC or 240 VAC. (depending on cartridge option and shown on a label) should be present when the alternator is stopped.

8. Check that the AVR and AVR accessories fitted in the terminal box are clean, securely fitted on anti-vibration mounts, and the cable connectors are firmly attached to the terminals.
9. For parallel operation*, check that the synchronization control cables are securely connected. (*not applicable to S0 and S1 alternators)
10. Refit and secure the terminal box lid.

7.4 Cooling System

7.4.1 Introduction

The alternators are designed to meet standards supporting EU Safety Directives, and are rated for the effect of operating temperature on winding insulation.

BS EN 60085 (≡ IEC 60085) Electrical insulation – Thermal Evaluation and Designation classifies insulation by the maximum operating temperature for a reasonable service life. Although chemical contamination and electrical and mechanical stresses also contribute, temperature is the dominant aging factor. Fan cooling maintains a stable operating temperature below the insulation class limit.

If the operating environment differs from the values shown on the rating plate, rated output must be reduced by

- 3% for class H insulation for every 5 °C that the temperature of the ambient air entering the cooling fan exceeds 40 °C, up to a maximum of 60 °C
- 3% for every 500 m increase in altitude above 1000 m, up to 4000 m, due to the reduced thermal capacity of lower density air, and
- 5% if air filters are fitted, due to restricted air flow.

Efficient cooling depends on maintaining the condition of the cooling fan, air filters and gaskets.

7.4.2 Safety

⚠ DANGER

Rotating Mechanical Parts

Rotating mechanical parts can cause serious injury or death by crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before removing covers over rotating parts, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

⚠ WARNING

Hot Surfaces

Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

⚠ CAUTION

Dust

Inhaling dust can cause minor or moderate injury by irritating the lungs. Dust can cause minor or moderate injury by irritating the eyes.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE). Ventilate the area to disperse dust.

NOTICE

Do not attempt to rotate the alternator rotor by levering against the vanes of the cooling fan. The fan is not designed to withstand such forces and will be damaged.

-

NOTICE
Filters are designed to remove dust, not moisture. Wet filter elements can cause reduced air flow and overheating. Do not allow filter elements to get wet.

7.4.3 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
	Wear eye protection
	Wear respiratory protection
Consumables	Lint-free cleaning cloths
	Thin disposable gloves
Parts	Air filters (if fitted)
	Air filter sealing gaskets (if fitted)
Tools	None

7.4.4 Inspect and Clean

NOTICE
A sensor detects the differential pressure caused by blocked filters. If the sensor trips, inspect and clean the air filters more frequently.

1. Remove the fan screen.
2. Inspect the fan for damaged vanes and cracks.
3. Remove air filters (at the fan and terminal box, if fitted) from their frames.
4. Wash and dry the air filters and gaskets to remove contaminant particles.
5. Inspect the filters and gaskets for damage and replace, as necessary.
6. Install the filters and gaskets.
7. Re-install the fan screen.
8. Reinstate the generator set for running.
9. Make sure the air inlets and outlets are not blocked.

7.5 Coupling

7.5.1 Introduction

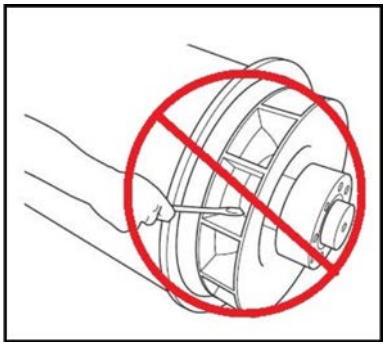
Efficient operation and long component life rely on minimizing mechanical stresses on the alternator. When coupled in a generator set, misalignment and vibration interactions with the prime mover engine can cause mechanical stress.

The rotational axes of alternator rotor and engine output shaft must be coaxial (radial and angular alignment).

Torsional vibration can cause damage to internal combustion engine shaft-driven systems, if not controlled. The generator set manufacturer is responsible for assessing the effect of torsional vibration on the alternator: Rotor dimensions and inertia, and coupling details are available on request.

7.5.2 Safety

NOTICE
Do not attempt to rotate the alternator rotor by levering against the vanes of the cooling fan. The fan is not designed to withstand such forces and will be damaged.



7.5.3 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	None
Parts	None
Tools	Dial gauge
	Torque wrench

7.5.4 Inspect Mounting Points

1. Check the generator set bedplate and mounting pads are in good condition, not cracked
2. Check that rubber in anti-vibration mounts has not perished
3. Check vibration monitoring historical records for a trend of increasing vibration

7.5.4.1 Single Bearing Coupling

1. Remove the DE adapter screen and cover to access the coupling.
2. Check that the coupling discs are not damaged, cracked or distorted, and the coupling disc holes are not elongated. If any are damaged, replace the complete set of discs.
3. Check tightness of bolts fixing the coupling discs to the engine flywheel. Tighten in the sequence shown for alternator coupling in the Installation chapter, to the torque recommended by the engine manufacturer.
4. Replace the DE adapter screen and drip proof cover.

7.6 Rectifier System

7.6.1 Introduction

The rectifier converts alternating current (AC) induced in the exciter rotor windings into direct current (DC) to magnetize the main rotor poles. The rectifier comprises two semicircular annular positive and negative plates, each with three diodes. In addition to connecting to the main rotor, the DC output of the rectifier also connects to a varistor. The varistor protects the rectifier from voltage spikes and surge voltages that may be present on the rotor under various loading conditions of the alternator.

-

Diodes provide a low resistance to current in one direction only: Positive current will flow from anode to cathode, or another way of viewing it is that negative current will flow from cathode to anode.

The exciter rotor windings are connected to 3 diode anodes to form the positive plate and to 3 diode cathodes to form the negative plate to give full wave rectification from AC to DC. The rectifier is mounted on, and rotates with, the exciter rotor at the non-drive end (NDE).

7.6.2 Safety

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

DANGER

Rotating Mechanical Parts

Rotating mechanical parts can cause serious injury or death by crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before removing covers over rotating parts, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

7.6.3 Requirements

Type	Description
Personal Protective Equipment (PPE)	Wear appropriate PPE.
Consumables	Loctite 241 thread locking adhesive
	Midland silicone heat sink compound type MS2623 or similar
Parts	Full set of three anode lead diodes and three cathode lead diodes (all from the same manufacturer)
	One metal-oxide varistor
Tools	Multimeter
	Insulation tester
	Torque wrench

7.6.4 Test and Replace Varistor

1. Inspect the varistor, (if fitted).
2. Record varistor as faulty if there are signs of overheating (discoloration, blisters, melting) or disintegration.
3. Disconnect one varistor lead. Store fastener and washers.
4. Measure the resistance across the varistor. Good varistors have a resistance greater than 100 MΩ.
5. Record the varistor as faulty if the resistance is short circuit or open circuit in either direction. (Some multimeters will read O.L. at high resistance levels. Please be aware of the limits of your tools.)

6. If the varistor is faulty, replace it and replace all diodes.
7. Reconnect and check that all leads are secure, washers fitted and fasteners tight.

7.6.5 Test and Replace Diodes

NOTICE
Do not tighten a diode above the stated torque. The diode will be damaged.

1. Disconnect the lead of one diode where it joins the windings at the insulated terminal post. Store fastener and washers.
2. Measure the voltage drop across the diode in the forward direction, using the diode test function of a multimeter.
3. Measure the resistance across the diode in the reverse direction, using the 1000 VDC test voltage of an insulation tester.
4. Diode is faulty if the voltage drop in the forward direction is outside the range 0.3 to 0.9 VDC, or the resistance is below 20 MΩ in the reverse direction.
5. Repeat the tests for the five remaining diodes.
6. If any diode is faulty, replace the full set of six diodes (same type, same manufacturer):
    a. Remove diode(s).
    b. Apply a small amount of heat sink compound **only** to the base of the replacement diode(s), not the threads.
    c. Check polarity of diode(s).
    d. Screw each replacement diode into a threaded hole in the rectifier plate.
    e. Apply 2.6 to 3.1 Nm (23 to 27.4 in-lb) torque to give good mechanical, electrical and thermal contact.
    f. Replace the varistor.
7. Reconnect and check that all leads are secure, washers fitted and fasteners tight.

7.7 Temperature Sensors

7.7.1 Introduction

The alternators are designed to meet standards supporting EU Safety Directives, and recommended operating temperatures. Temperature sensors (where fitted) detect abnormal overheating of the main stator windings and bearing(s). Sensors are of two types - Resistance Temperature Detector (RTD) sensors, with three wires, and Positive Temperature Coefficient (PTC) thermistors, with two wires – which are connected to a terminal block in the auxiliary or main terminal box. The resistance of Platinum (PT100) RTD sensors increases linearly with temperature.

-

TABLE 9. RESISTANCE (Ω) OF PT100 SENSOR BETWEEN 40 TO 180 °C

Temperature (°C)		+1 °C	+ 2 °C	+3 °C	+ 4 °C	+ 5 °C	+ 6 °C	+ 7 °C	+ 8 °C	+ 9 °C
40.00	115.54	115.93	116.31	116.70	117.08	117.47	117.86	118.24	118.63	119.01
50.00	119.40	119.78	120.17	120.55	120.94	121.32	121.71	122.09	122.47	122.86
60.00	123.24	123.63	124.01	124.39	124.78	125.16	125.54	125.93	126.31	126.69
70.00	127.08	127.46	127.84	128.22	128.61	128.99	129.37	129.75	130.13	130.52
80.00	130.90	131.28	131.66	132.04	132.42	132.80	133.18	133.57	133.95	134.33
90.00	134.71	135.09	135.47	135.85	136.23	136.61	136.99	137.37	137.75	138.13
100.00	138.51	138.88	139.26	139.64	140.02	140.40	140.78	141.16	141.54	141.91
110.00	142.29	142.67	143.05	143.43	143.80	144.18	144.56	144.94	145.31	145.69
120.00	146.07	146.44	146.82	147.20	147.57	147.95	148.33	148.70	149.08	149.46
130.00	149.83	150.21	150.58	150.96	151.33	151.71	152.08	152.46	152.83	153.21
140.00	153.58	153.96	154.33	154.71	155.08	155.46	155.83	156.20	156.58	156.95
150.00	157.33	157.70	158.07	158.45	158.82	159.19	159.56	159.94	160.31	160.68
160.00	161.05	161.43	161.80	162.17	162.54	162.91	163.29	163.66	164.03	164.40
170.00	164.77	165.14	165.51	165.89	166.26	166.63	167.00	167.37	167.74	168.11
180.00	168.48									

PTC thermistors are characterised by a sudden increase in resistance at a reference “switching” temperature. Customer-supplied external equipment may be connected to monitor the sensors and generate signals to raise an alarm and to shutdown the generator set.

BS EN 60085 (≡ IEC 60085) Electrical insulation – Thermal Evaluation and Designation classifies insulation of windings by the maximum operating temperature for a reasonable service life. To avoid damage to windings, signals should be set, appropriate to the insulation class shown on the alternator rating plate.

TABLE 10. ALARM AND SHUTDOWN TEMPERATURE SETTINGS FOR WINDINGS

Windings insulation	Max. Continuous temperature (°C)	Alarm temperature (°C)	Shutdown temperature (°C)
Class B	130	120	140
Class F	155	145	165
Class H	180	170	190

To detect overheating of bearings, control signals should be set according to the following table.

TABLE 11. ALARM AND SHUTDOWN TEMPERATURE SETTINGS FOR BEARINGS

Bearings	Alarm temperature (°C)	Shutdown temperature (°C)
Drive end bearing	45 + maximum ambient	50 + maximum ambient
Non-drive end bearing	40 + maximum ambient	45 + maximum ambient

7.7.2 Safety

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

WARNING

Hot Surfaces

Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

7.7.3 Test RTD Temperature Sensors

1. Remove the auxiliary terminal box lid.
2. Identify the sensor leads at the terminal block and where each sensor is fitted
3. Measure the resistance between the white and each red wire of one sensor
4. Calculate the sensor temperature from the measured resistance
5. Compare calculated temperature with temperature indicated by external monitoring equipment (if available)
6. Compare alarm and shutdown signal settings (if available) with recommended settings
7. Repeat steps 3 to 7 for each sensor
8. Refit the auxiliary terminal box lid.
9. Contact Cummins Customer Service Help Desk to replace faulty sensors. Main stator RTD are not replaceable. Bearing RTD are replaceable.

7.7.4 Test PTC Temperature Sensors

1. Remove the auxiliary terminal box lid.
2. Identify the sensor leads at the terminal block and where each sensor is fitted.
3. Measure the resistance between the two wires.
4. Sensor is faulty if resistance shows open circuit (infinity Ω) or short circuit (zero Ω).
5. Repeat steps 3 to 5 for each sensor.
6. Stop the alternator and inspect the change in resistance as the stator winding cools.
7. Sensor is faulty if resistance does not change or change is not smooth.
8. Repeat step 8 for each sensor.
9. Refit the auxiliary terminal box lid.
10. Contact Cummins Customer Service Help Desk to replace faulty sensors.

-

7.8 Windings

7.8.1 High Voltage Test

NOTICE
Windings have been tested at high voltage during manufacture. Repeated high voltage tests may degrade the insulation and reduce operating life. If a further test is required at installation for customer acceptance, it must be done at a reduced voltage, V = 0.8 x (2 x Rated Voltage + 1000). Once in service, any further tests for maintenance purposes must be done after passing visual checks and insulation resistance tests, and at a reduced voltage, V = (1.5 x Rated Voltage).

7.8.2 Introduction

NOTICE
Disconnect all control wiring and customer load leads from alternator winding connections before conducting these tests.

NOTICE
The Automatic Voltage Regulator (AVR) contains electronic components which would be damaged by high voltage applied during insulation resistance tests. The AVR must be disconnected before doing any insulation resistance test. Temperature sensors must be grounded to earth before doing any insulation resistance test. **Damp or dirty windings have a lower electrical resistance and could be damaged by insulation resistance tests at high voltage. If in doubt, test the resistance at low voltage (500 V) first.**

Alternator performance depends on good electrical insulation of the windings. Electrical, mechanical and thermal stresses, and chemical and environmental contamination, cause the insulation to degrade. Various diagnostic tests indicate the condition of insulation by charging or discharging a test voltage on isolated windings, measuring current flow, and calculating the electrical resistance by Ohm's law.

When a DC test voltage is first applied, three currents can flow:

- **Capacitive Current:** To charge the winding to the test voltage (decays to zero in seconds),
- **Polarizing Current:** To align the insulation molecules to the applied electric field (decays to near-zero in ten minutes), and
- **Leakage Current:** Discharge to earth where the insulation resistance is lowered by moisture and contamination (increases to a constant in seconds).

For an insulation resistance test, a single measurement is made one minute after a DC test voltage is applied, when capacitive current has ended. For the polarization index test, a second measurement is made after ten minutes. An acceptable result is where the second insulation resistance measurement is at least double the first, because the polarization current has decayed. In poor insulation, where leakage current dominates, the two values are similar. A dedicated Insulation Tester takes accurate, reliable measurements and may automate some tests.

7.8.3 Safety

⚠ DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

⚠ WARNING

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors at the winding terminals after an insulation resistance test can cause serious injury or death by electric shock or burns.

To prevent injury, discharge the windings by shorting to earth through an earthing rod for at least 5 minutes.

7.8.4 Requirements

Type	Description
Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	None
Parts	None
Tools	Insulation test meter
	Multimeter
	Milliohm Meter or Micro Ohmmeter
	Clamp Ammeter
	Infrared thermometer
	Earth rod

7.8.5 Test the Electrical Resistance of Windings

1. Stop the alternator.
2. Verify the electrical resistance of the exciter field (stator) winding:
   a. Disconnect the exciter field leads F1 and F2 from the AVR.
   b. Measure and record the electrical resistance between F1 and F2 leads with a multimeter.
   c. Reconnect the exciter field leads F1 and F2.
   d. Make sure the fasteners are secure.
3. Verify the electrical resistance of the exciter armature (rotor) winding:
   a. Mark the leads attached to diodes on one of the two rectifier plates.
   b. Disconnect all exciter rotor leads from all diodes at the rectifier.
   c. Measure and record the electrical resistance between pairs of marked leads (between phase windings). A specialist micro ohmmeter must be used.
   d. Reconnect all exciter rotor leads to the diodes.

e. Make sure the fasteners are secure.

4. Verify the electrical resistance of the main field (rotor) winding:
   a. Disconnect the two main rotor DC leads from the rectifier plates.
   b. Measure and record the electrical resistance between the main rotor leads. A specialist micro ohmmeter must be used.
   c. Reconnect the two main rotor DC leads to the rectifier plates.
   d. Make sure the fasteners are secure.
5. Verify the electrical resistance of the main armature (stator) winding:
   a. Disconnect the leads of the main stator from the output terminals.
   b. Measure and record the electrical resistance between U1 and U2 leads and between U5 and U6 (if present). A specialist micro ohmmeter must be used.
   c. Measure and record the electrical resistance between V1 and V2 leads and between V5 and V6 (if present). A specialist micro ohmmeter must be used.
   d. Measure and record the electrical resistance between W1 and W2 leads and between W5 and W6 (if present). A specialist micro ohmmeter must be used.
   e. Reconnect the leads to the output terminals, as before.
   f. Make sure the fasteners are secure.
6. Verify the electrical resistance of the PMG armature (stator) winding, if fitted:
   a. Disconnect the three PMG output leads P2, P3 and P4 from the AVR.
   b. Measure and record the electrical resistance between pairs of the PMG output leads, with a multimeter.
   c. Reconnect the three PMG output leads P2, P3 and P4 to the AVR.
   d. Make sure the fasteners are secure.
7. Refer to the Technical Data (**Chapter 9 on page 55**) to verify the measured resistances of all windings agree with the reference values.

7.8.6 Test the Insulation Resistance of Windings

NOTICE
The alternator must not be put into service until the minimum insulation resistance is achieved.

TABLE 12. TEST VOLTAGE AND MINIMUM ACCEPTABLE INSULATION RESISTANCE FOR NEW AND IN-SERVICE ALTERNATORS

	Test Voltage (V)	Minimum Insulation Resistance at 1 minute (MΩ)	
		New	In-service
Main stator	500	10	5
PMG stator	500	5	3
Exciter stator	500	10	5
Exciter rotor, rectifier & main rotor combined	500	10	5

1. Inspect the windings for mechanical damage or discoloration from overheating. Clean the insulation if there is hygroscopic dust and dirt contamination.

2. For main stators:
    a. Disconnect the neutral to earth conductor (if fitted).
    b. Connect together the three leads of all phase windings (if possible).
    c. Apply the test voltage from the table between any phase lead and earth.
    d. Measure the insulation resistance after 1 minute (IR_{1min}).
    e. Discharge the test voltage with an earth rod for five minutes.
    f. If the measured insulation resistance is less than the minimum acceptable value, dry the insulation, then repeat the method.
    g. Reconnect neutral to earth conductor (if fitted).
3. For PMG and exciter stators, and combined exciter and main rotors:
    a. Connect together both ends of the winding (if possible).
    b. Apply the test voltage from the table between the winding and earth.
    c. Measure the insulation resistance after 1 minute (IR_{1min}).
    d. Discharge the test voltage with an earth rod for five minutes.
    e. If the measured insulation resistance is less than the minimum acceptable value, dry the insulation, then repeat the method.
    f. Repeat the method for each winding.
    g. Remove the connections made for testing.

7.8.7 Dry the Insulation

Use the methods below to dry the insulation of the main stator windings. To prevent damage as water vapor is expelled from the insulation, make sure the winding temperature does not increase faster than 5 ºC per hour or exceed 90 ºC.

Plot the insulation resistance graph to show when drying is complete.

7.8.7.1 Dry with Ambient Air

In many cases, the alternator can be dried sufficiently using its own cooling system. Disconnect the cables from the X+ (F1) and XX- (F2) terminals of the AVR so there is no excitation voltage supply to the exciter stator. Run the generator set in this de-excited state. Air must flow freely through the alternator to remove the moisture. Operate the anti-condensation heater (if fitted) to assist the drying effect of the air flow.

After drying is complete, re-connect the cables between the exciter stator and AVR. If the generator set is not put into service immediately, turn on the anti-condensation heater (if fitted) and retest the insulation resistance before use.

7.8.7.2 Dry with Hot Air

Direct the hot air from one or two 1 to 3 kW electrical fan heaters into the alternator air inlet. Make sure each heat source at least 300 mm away from the windings to avoid scorching or over-heating damage to the insulation. Air must flow freely through the alternator to remove the moisture.

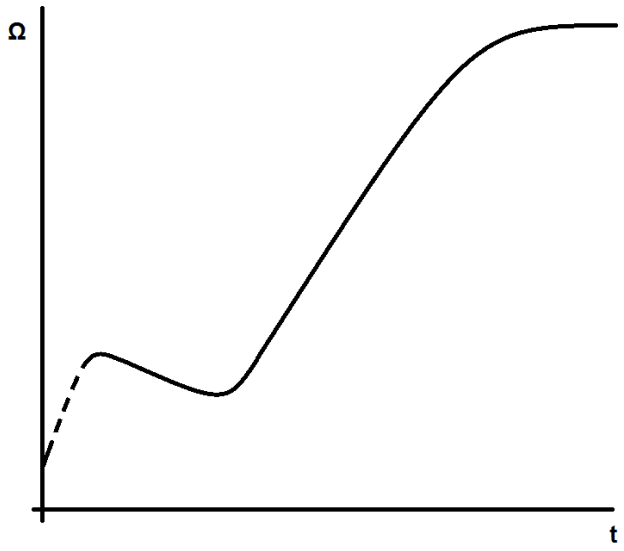
After drying, remove the fan heaters and re-commission as appropriate.

If the generator set is not put into service immediately, turn on the anti-condensation heaters (where fitted) and retest the insulation resistance before use.

7.8.7.3 Plot IR Graph

Whichever method is used to dry out the alternator, measure the insulation resistance and temperature (if sensors fitted) of the main stator windings every 15 to 30 minutes. Plot a graph of insulation resistance, IR (y axis) against time, t (x axis).

-

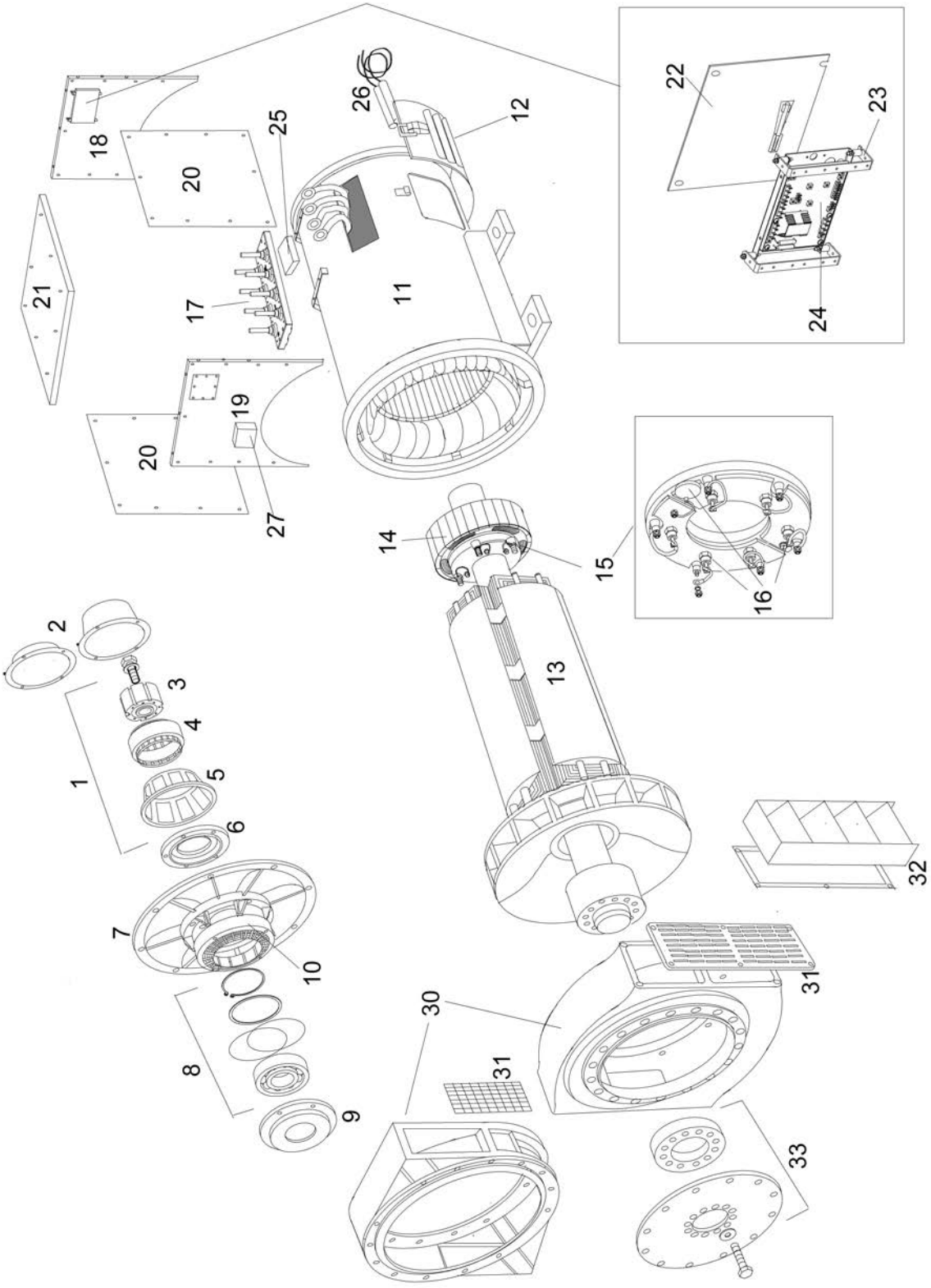


A typical curve shows an initial increase in resistance, a fall and then a gradual rise to a steady state; if the windings are only slightly damp the dotted portion of the curve may not appear. Continue drying for another hour after steady state is reached.

NOTICE
The alternator must not be put into service until the minimum insulation resistance is achieved.

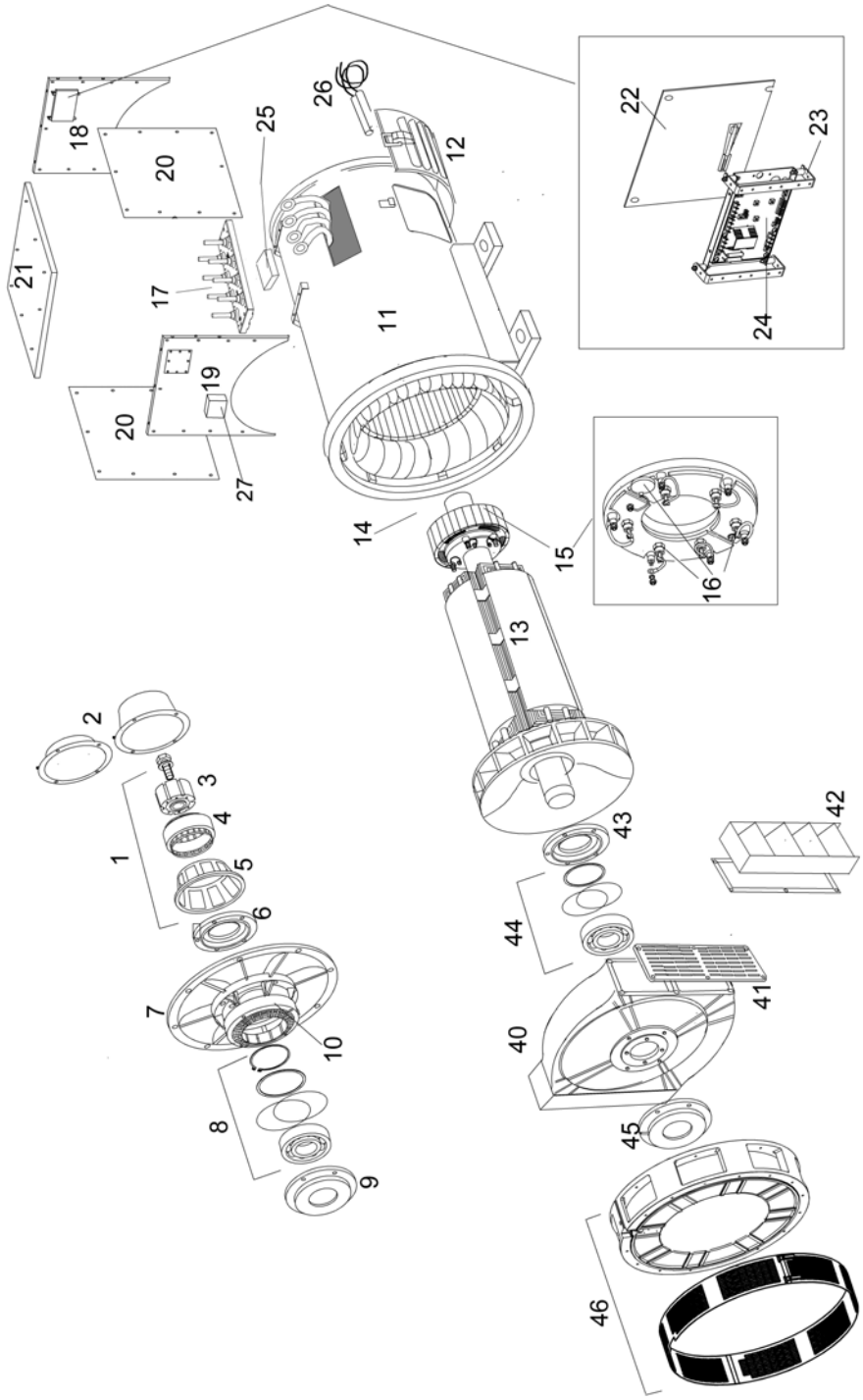
8 Parts Identification

8.1 HC4 Single Bearing Alternator

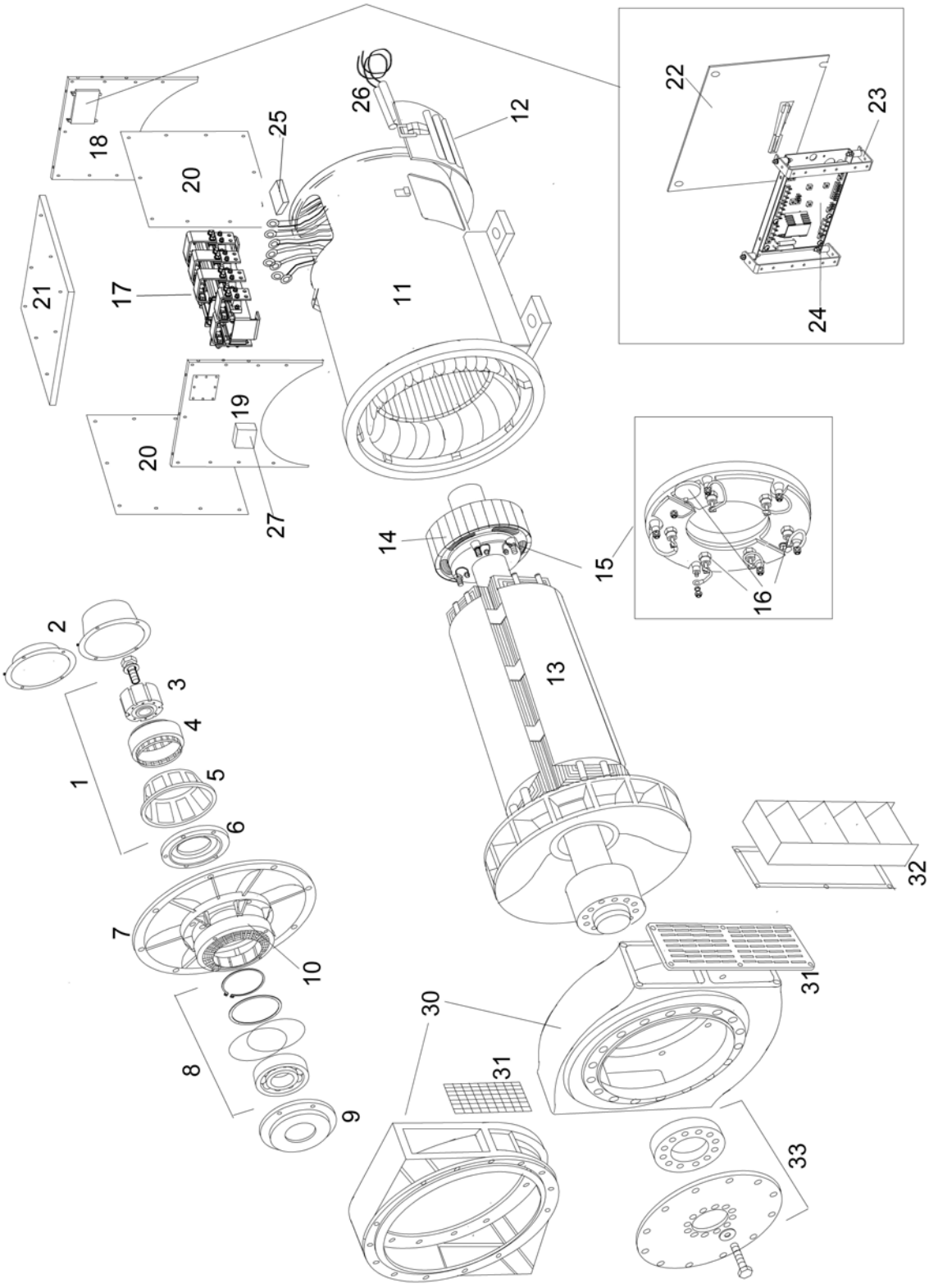


-

8.2 HC4 Two Bearing Alternator

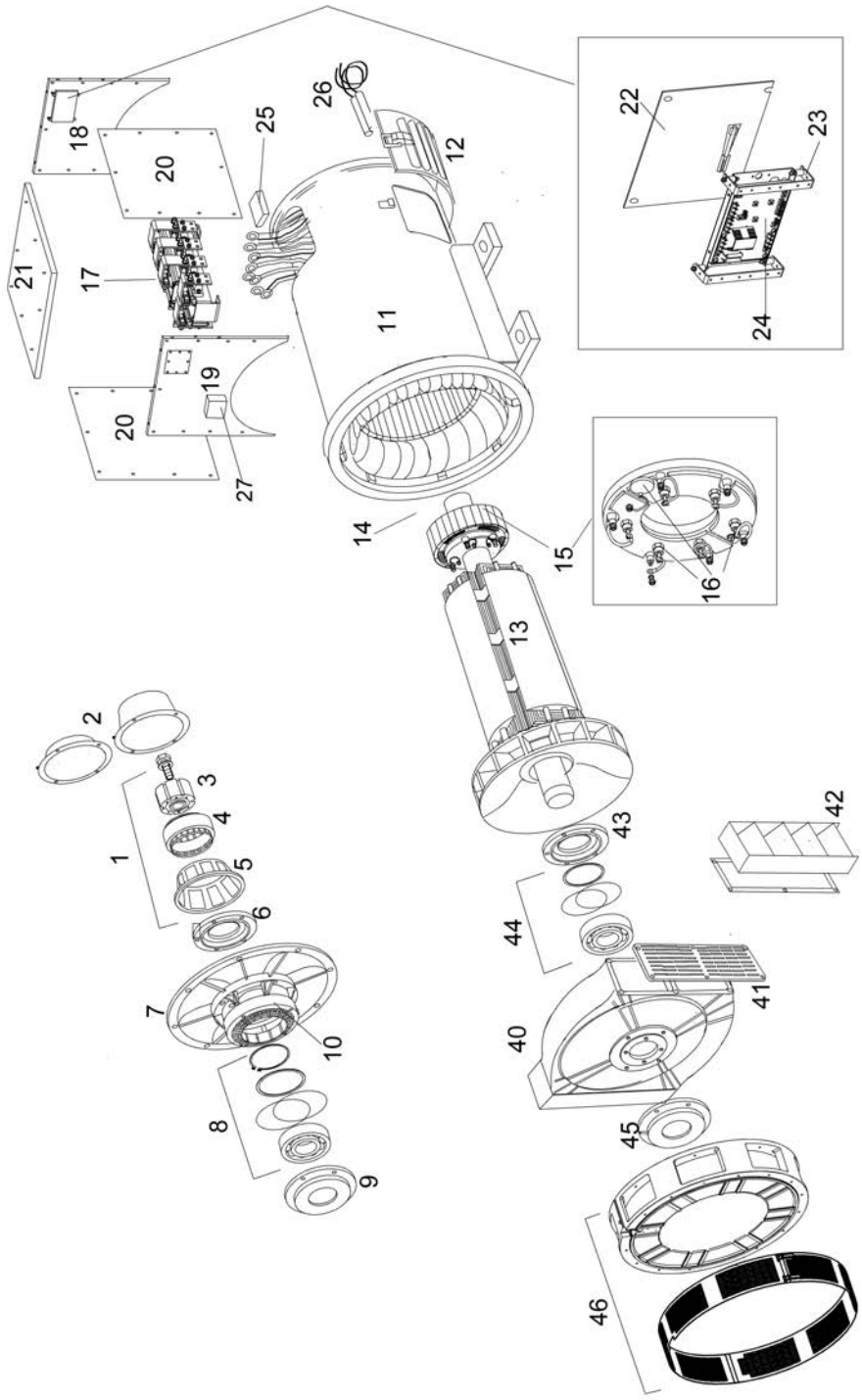


8.3 HC5 Single Bearing Alternator

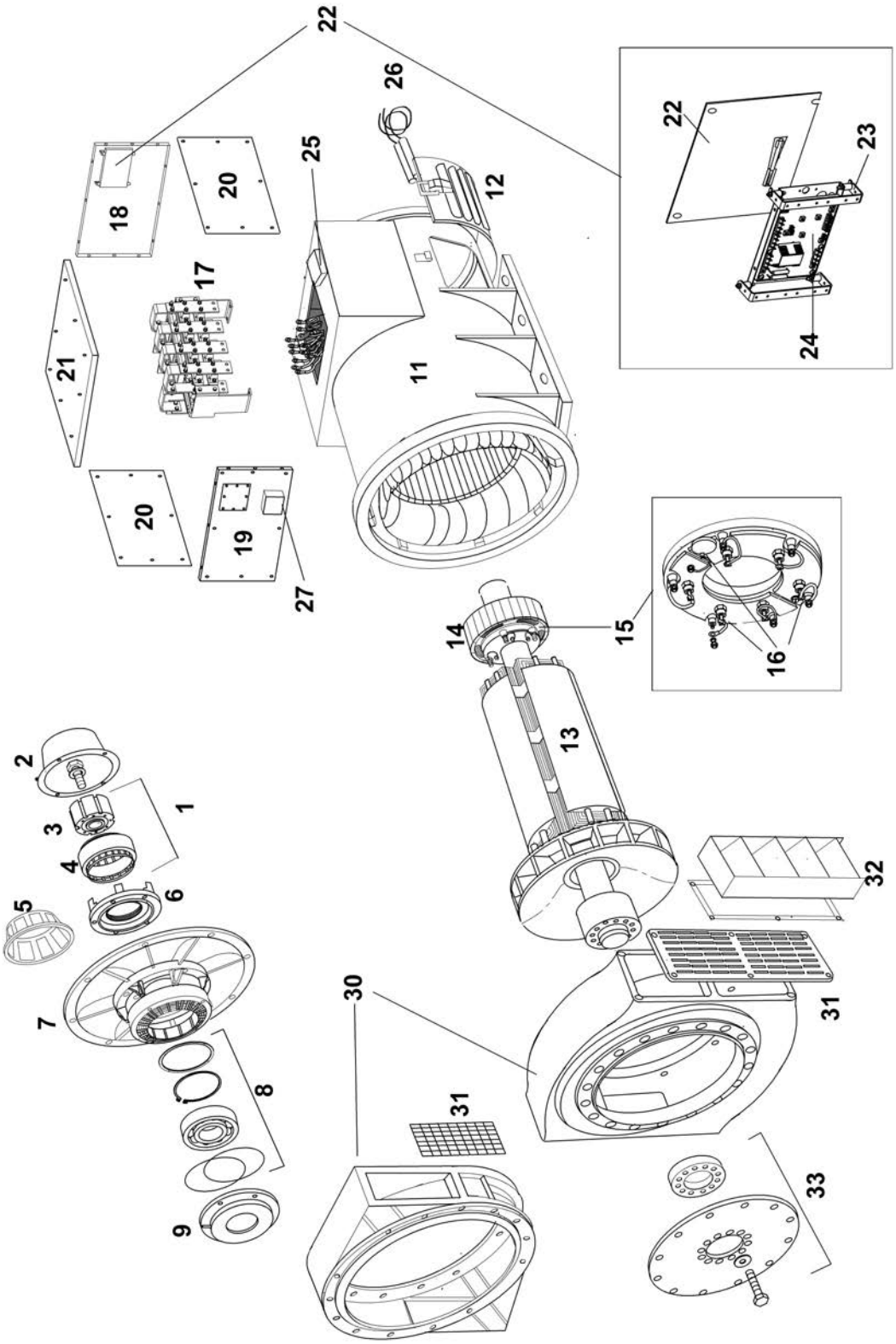


-

8.4 HC5 Two Bearing Alternator

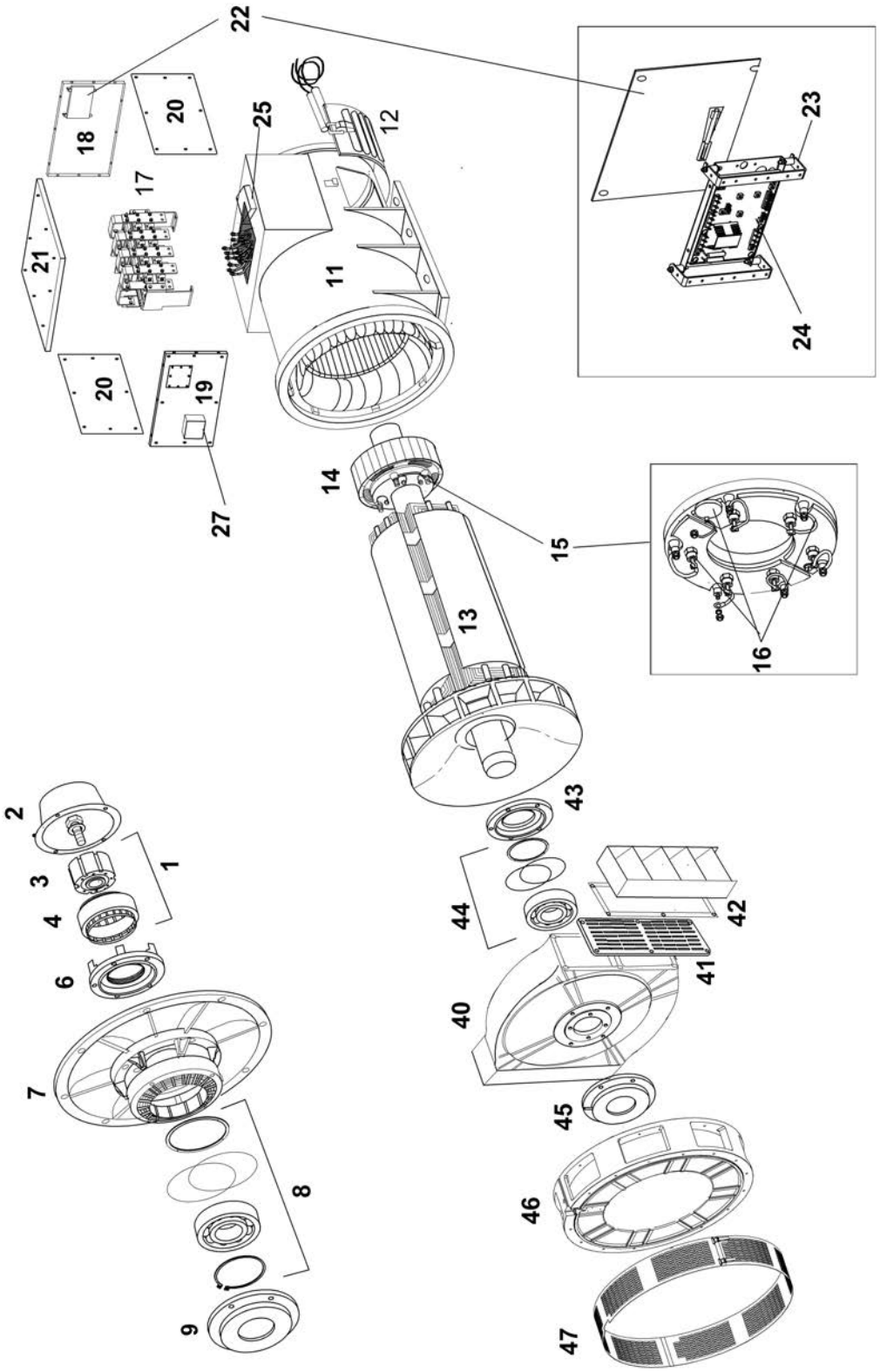


8.5 HC6 Single Bearing Alternator



-

8.6 HC6 Two Bearing Alternator



8.7 HC Parts and Fasteners

TABLE 13. PARTS AND FASTENERS

Reference	Component	Fastener	Quantity	Torque (Nm)
1	Complete PMG parts	-	-	-
2	PMG Cover/non-PMG Cover	M6 x 16	4	10
3	PMG Rotor	M10 x 100	1	50
4	PMG Stator	M6 x 45	4	10
5	PMG Crown (if fitted)	-	-	-
6	NDE Bearing Cap	M10 x 30	4	50
7	NDE Bracket	M12 x 40	8	50
8	Complete NDE Bearing parts	-	-	-
9	NDE Bearing Cartridge	M10 x 50	4	50
10	Exciter Stator			
11	Main Frame	-	-	-
12	Air Inlet Cover	Split pin	-	-
13	Main Rotor	-	-	-
14	Exciter Rotor	-	-	-
15	Rectifier Assembly	M6 x 65	4	10
16	Diode/Varistor	-	-	2.6 - 3.1
17	Main Terminals	M12 x 40	8	50
18	Terminal Box End Panel NDE	M10 x 35	4	50
19	Terminal Box End Panel DE	M10 x 25	2	50
20	Terminal Box Side Panel	M6 x 12	20	6
21	Terminal Box Lid	M6 x 12	8	6
22	AVR Cover Plate	M5 x 12	4	5
23	AVR Mounting Bracket	M5 x 12	6	5
24	AVR	M5 x 30	4	5
25	Auxilliary Terminal Board	M6 x 25	8	10
26	Anti-condensation Heater	M6	2	n/c
27	Heater terminal Box	M4 x 12	2	5
30	DE Adapter (1 bearing)	M12 x 40	8	95
31	DE Air Outlet Screen (1 bearing)	M5 x 12	12	5
32	DE Louvres (1 bearing)	M5 x 16	12	5
33	DE Coupling Hub and Coupling Discs (1 bearing)	M20 x 55	8	479
40	DE Bracket (2 bearing)	M12 x 40	8	95

-

Reference	Component	Fastener	Quantity	Torque (Nm)
41	DE Air Outlet Screen (2 bearing)	M5 x 12	12	5
42	DE Louvres (2 bearing)	M5 x 16	12	5
43	DE Bearing Cartridge (2 bearing)	M10 x 50	4	50
44	Complete DE Bearing parts (2 bearing)	-	-	-
45	DE Bearing Cap (2 bearing)	M10 x 30	4	50
46	DE Adapter (2 bearing)	M12 x 40	8	95
47	DE Adapter Screen (2 bearing)	M5 x 12	12	5

9 Technical Data

NOTICE

Compare measurements with the technical data sheet and the test certificate supplied with the alternator.

9.1 HC Winding Resistances

Alternator	Resistance of windings at 20 °C (measured values should be within 10%)								
	Main Stator (lead - lead) (Ohms)					Exciter Stator (Ohms)	Exciter Rotor, L-L (Ohms)	Main Rotor (Ohms)	PMG Stator, L-L (Ohms)
	311 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	17 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	14 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	25 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	27 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)				
HC434C	0.0083	0.0115	0.0055	0.0020	0.0154	18	0.136	0.92	3.8
HC434D	0.0062	0.0100	0.0045	0.0160	0.0130	18	0.136	1.05	3.8
HC434E	0.0045	0.0075	n/a	0.0140	0.0100	18	0.136	1.19	3.8
HC434F	0.0037	0.0055	n/a	0.0105	0.0075	18	0.136	1.37	3.8
HC444C	0.0083	0.0115	0.0055	0.0020	0.0154	18	0.136	0.92	n/a
HC444D	0.0062	0.0100	0.0045	0.0160	0.0130	18	0.136	1.05	n/a
HC444E	0.0045	0.0075	n/a	0.0140	0.0100	18	0.136	1.19	n/a
HC444F	0.0037	0.0055	n/a	0.0105	0.0075	18	0.136	1.37	n/a
HC534C	0.0033	0.0053	0.0026	0.0100	0.0065	17	0.184	1.55	3.8
HC534D	0.0025	0.0040	0.0021	0.0075	0.0005	17	0.184	1.77	3.8
HC534E	0.0022	0.0034	0.0013	n/a	0.0044	17	0.184	1.96	3.8
HC534F	0.0019	0.0025	0.0013	0.0050	0.0041	17	0.184	2.46	3.8
HC544C	0.0033	0.0053	0.0026	0.0100	0.0065	17	0.184	1.55	n/a
HC544D	0.0025	0.0040	0.0021	0.0075	0.0005	17	0.184	1.77	n/a
HC544E	0.0022	0.0034	0.0013	n/a	0.0044	17	0.184	1.96	n/a
HC544F	0.0019	0.0025	0.0013	0.0050	0.0041	17	0.184	2.46	n/a
HC634G	0.0017	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	1.75	3.8
HC634H	0.0013	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	1.88	3.8
HC634J	0.0011	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	2.09	3.8
HC634K	0.0009	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	2.36	3.8

-

Alternator	Resistance of windings at 20 °C (measured values should be within 10%)								
	Main Stator (lead - lead) (Ohms)					Exciter Stator (Ohms)	Exciter Rotor, L-L (Ohms)	Main Rotor (Ohms)	PMG Stator, L-L (Ohms)
	312 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	07 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	13 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	26 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	28 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)				
HC434F	n/a	n/a	0.0060	n/a	n/a	18	0.136	1.37	3.8
HC444F	n/a	n/a	0.0060	n/a	n/a	18	0.136	1.37	n/a
HC534E	n/a	n/a	n/a	0.0130	n/a	17	0.184	1.96	3.8
HC544E	n/a	n/a	n/a	0.0130	n/a	17	0.184	1.96	n/a
HC634G	0.0034	0.0055	0.0002	0.0090	0.0075	17	0.158	1.75	3.8
HC634H	0.0025	0.0036	0.0019	0.0080	n/a	17	0.158	1.88	3.8
HC634J	0.0022	0.0030	0.0015	0.0060	n/a	17	0.158	2.09	3.8
HC634K	0.0017	0.0026	0.0010	0.0045	0.0030	17	0.158	2.36	3.8
HC636G	0.0090	0.0102	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.12	8.22
HC636H	0.0063	0.0102	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.33	8.22
HC636J	0.0049	0.0070	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.50	8.22
HC636K	0.0039	0.0060	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.75	8.22

10 Service Parts and After Sales Service

10.1 Parts Orders

When ordering parts the machine serial number or machine identity number and type should be quoted, together with the part description. The machine serial number can be found on the name plate or frame.

10.2 Customer Service

Cummins Generator Technologies' service engineers are experienced professionals, trained extensively to deliver the best support possible. Our global service offers:

- On-site a.c. alternator commissioning
- On-site bearing maintenance & bearing condition monitoring
- On-site insulation integrity checks
- On-site AVR & accessories set-up

www.stamford-avk.com

Email: emea.service@cummins.com.

10.3 Recommended Service Parts

In critical applications a set of these service spares should be held with the alternator.

Part	Number
Rectifier Set	HC4 and HC5: RSK-5001 HC6: RSK-6001 (3 forward diodes, 3 reverse diodes and varistor)
MX321 AVR	E000-23212/1P
MX341 AVR	E000-23412/1P
Sealed bearing DE HC4 kit	45-0319
Sealed bearing DE HC5 kit	45-0321
Sealed bearing DE HC6 kit	45-0339
Sealed bearing NDE HC4 kit	45-0320
Sealed bearing NDE HC5 kit	45-0320
Sealed bearing NDE HC6 kit	45-0340
Regreasable bearing DE HC5	45-1100
Regreasable bearing DE HC6	45-0342
Regreasable bearing NDE HC5	45-1099
Regreasable bearing NDE HC6	45-0343
Grease	45-0281

-

10.4 Klüber Asonic GHY72 Grease

All bearings trials and calculated life expectancy are based on the use of Klüber Asonic GHY72.

11 End of Life Disposal

Companies specializing in reclaiming material from scrap products can reclaim most of the iron, steel and copper from the alternator. For more details, please contact Customer Service.

11.1 Recyclable material

Mechanically separate the base materials, iron, copper and steel, removing paint, polyester resin, and insulation tape and/or plastics residues from all components. Dispose of this ‘waste material’

The iron, steel and copper can now be recycled.

11.2 Items requiring specialist treatment

Remove electrical cable, electronic accessories and plastic materials from the alternator. These components need special treatment to remove the waste from the reclaimable material.

Forward the reclaimed materials for recycling.

11.3 Waste material

Dispose of waste material from both of the above processes via a specialist disposal company.

-

This page is intentionally blank.



www.stamford-avk.com

Copyright 2016, Cummins Generator Technologies Ltd. All Rights Reserved
Cummins and the Cummins logo are registered trademarks of Cummins Inc.

Low voltage electrical distribution

Micrologic

Control units
2.0 and 5.0

User manual
09/2009



Schneider Electric

Contents

Discovering your control unit **2**
Identifying your control unit 2
Overview of functions 4
Setting your control unit **6**
Setting procedure 6
Setting the Micrologic 2.0 control unit 7
Setting the Micrologic 5.0 control unit 8
Testing the control unit 9
Technical appendix **10**
Tripping curves 10
Changing the long-time rating plug 11
Thermal memory 12

Identifying your control unit
Designations

All Compact NS800-3200 and Masterpact NT and NW circuit breakers are equipped with a Micrologic control unit that can be changed on site.
Control units are designed to protect power circuits and connected loads.

E51450A

Micrologic 2.0 A

X Y Z

X: type of protection
- 2 for basic protection
- 5 for selective protection
- 6 for selective + earth-fault protection
- 7 for selective + earth-leakage protection.

Y: version number
Identification of the control-unit generation.
"0" signifies the first generation.

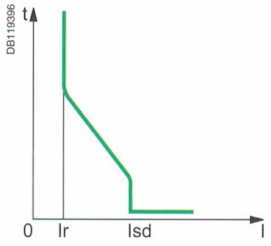
Z: type of measurement
- A for "ammeter"
- P for "power meter"
- H for "harmonic meter"
- no indication = no measurements.

Micrologic 2.0: basic protection

E51266B



DB119396



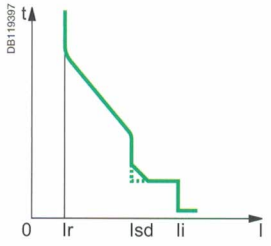
Long time + Instantaneous

Micrologic 5.0: selective protection

E51353A



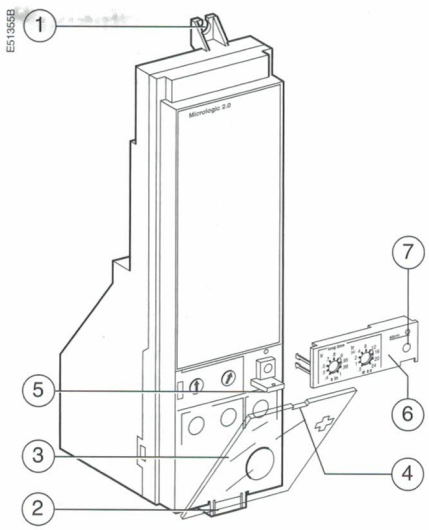
DB119397

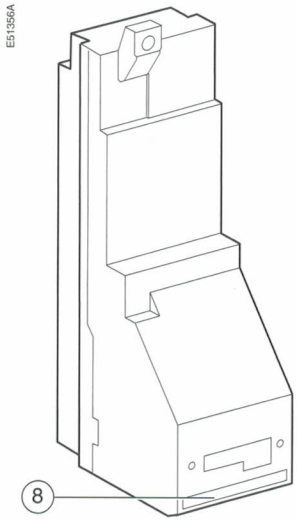


Long time + Short time + Instantaneous

Identifying your control unit
Presentation

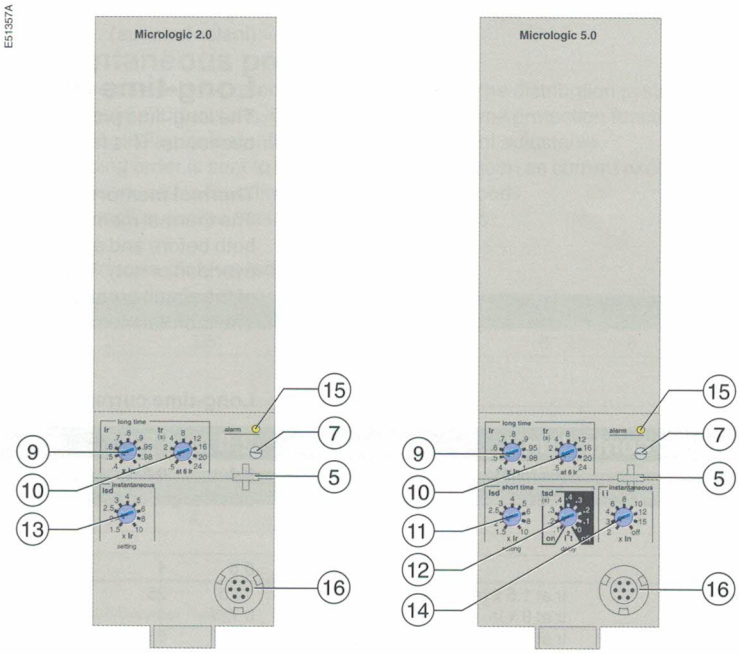
1 top fastener
2 bottom fastener
3 protective cover
4 cover opening point
5 lead-seal fixture for protective cover
6 long-time rating plug
7 screw for long-time rating plug
8 connection with circuit breaker





Adjustment dials

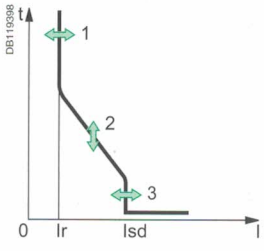
9 long-time current setting Ir
10 long-time tripping delay tr
11 short-time pickup Isd
12 short-time tripping delay tsd
13 instantaneous pick-up Isd
14 instantaneous pick-up Ii
15 LED indicating an overload
16 test connector



Overview of functions
Current protection

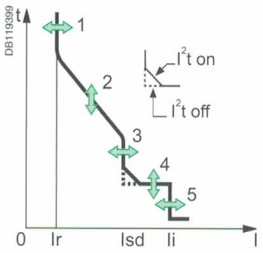
Protection settings
Depending on the type of installation, it is possible to set the tripping curve of your control unit using the parameters presented below.

Micrologic 2.0



1. current setting Ir (long time)
2. tripping delay tr (long time) for 6 x Ir
3. pick-up Isd (instantaneous)

Micrologic 5.0



1. current setting Ir (long time)
2. tripping delay tr (long time) for 6 x Ir
3. pick-up Isd (short time)
4. tripping delay tsd (short time)
5. pick-up Ii (instantaneous)

Long-time protection
The long-time protection function protects cables (phases and neutral) against overloads. This function is based on true rms measurements.

Thermal memory
The thermal memory continuously accounts for the amount of heat in the cables, both before and after tripping, whatever the value of the current (presence of an overload or not). The thermal memory optimises the long-time protection function of the circuit breaker by taking into account the temperature rise in the cables. The thermal memory assumes a cable cooling time of approximately 15 minutes.

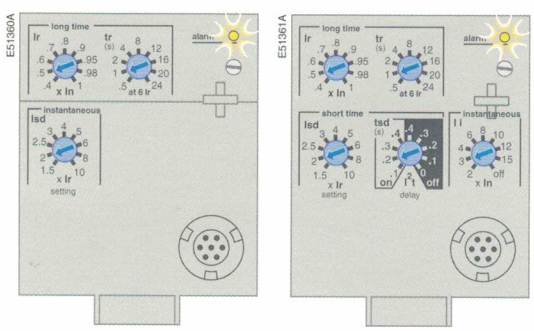
Long-time current setting Ir and standard tripping delay tr

Micrologic control unit		Accuracy	2.0 and 5.0								
Current setting	**Ir = In (*) x ...**		**0.4**	**0.5**	**0.6**	**0.7**	**0.8**	**0.9**	**0.95**	**0.98**	**1**
Tripping betweeen 1.05 and 1.20 Ir			other ranges or disable by changing rating plug								
Time setting			**0.5**	**1**	**2**	**4**	**8**	**12**	**16**	**20**	**24**
Time delay (s)	tr at 1.5 x Ir	0 to - 30%	12.5	25	50	100	200	300	400	500	600
	tr at 6 x Ir	0 to - 20%	0.7 (1)	1	2	4	8	12	16	20	24
	tr at 7.2 x Ir	0 to - 20	0.7 (2)	0.69	1.38	2.7	5.5	8.3	11	13.8	16.6

(*) In: circuit breaker rating
(1) 0 to - 40%
(2) 0 to - 60%

Setting accuracy of the Ir setting may be enhanced by using a different long-time rating plug.
See the technical appendix "Changing the long-time rating plug".

Overload LED



This LED signals that the long-time current setting Ir has been overrun.

Overview of functions
Current protection

Short-time protection

■ The short-time protection function protects the distribution system against impedant short-circuits.
■ The short-time tripping delay can be used to ensure discrimination with a downstream circuit breaker.
■ This function carries out true rms measurements.

■ The I^2t ON and I^2t OFF options enhance discrimination with downstream protection devices.
■ Use of I^2t curves with short-time protection:
□ I^2t OFF selected: the protection function implements a constant time curve
□ I^2t ON selected: the protection function implements an I^2t inverse-time curve up to 10 Ir. Above 10 Ir, the time curve is constant.

Short-time pick-up Isd and tripping delay tsd

Micrologic control unit			2.0 and 5.0								
Pick-up	Isd = Ir x ... accuracy ± 10%		1.5	2	2.5	3	4	5	6	8	10
Time delay (ms) at 10 Ir	setting	I^2t Off	0	0.1	0.2	0.3	0.4				
		I^2t On		0.1	0.2	0.3	0.4				
I^2t On or I^2t Off	tsd (max resettable time)		20	80	140	230	350				
	tsd (max break time)		80	140	200	320	500				

Instantaneous protection

■ The instantaneous-protection function protects the distribution system against solid short-circuits. Contrary to the short-time protection function, the tripping delay for instantaneous protection is not adjustable.
The tripping order is sent to the circuit breaker as soon as current exceeds the set value, with a fixed time delay of 20 milliseconds.
■ This function carries out true rms measurements.

Instantaneous pick-up Isd

Micrologic control unit		2.0								
Pick-up	Isd = Ir x ... accuracy ± 10%	1.5	2	2.5	3	4	5	6	8	10
Time delay (ms)	tsd (max resettable time)	20								
	tsd (max break time)	80								

Instantaneous pick-up Ii

Micrologic control unit		5.0								
Pick-up	Ii = In (*) x ... accuracy ± 10%	2	3	4	6	8	10	12	15	OFF
Time delay (ms)	tsd (max resettable time)	20								
	tsd (max break time)	50								

(*) In: circuit-breaker rating

Neutral protection on four-pole circuit breakers

Protection of the neutral conductor depends on the distribution system.
There are three possibilities:

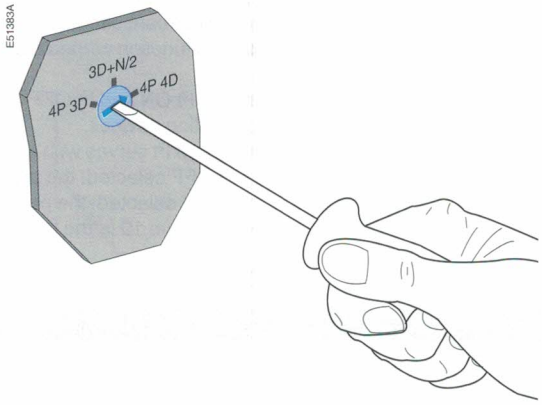
Type of neutral	Description
Neutral unprotected	The distribution system does not require protection of the neutral conductor.
Neutral protection at 0.5 In	The cross-sectional area of the neutral conductor is half that of the phase conductors. ■ The long-time current setting Ir for the neutral is equal to half the setting value ■ The short-time pick-up Isd for the neutral is equal to half the setting value ■ The instantaneous pick-up Isd (Micrologic 2.0) for the neutral is equal to half the setting value ■ The instantaneous pick-up Ii (Micrologic 5.0) for the neutral is equal to the setting value
Neutral protection at In	The cross-sectional area of the neutral conductor is equal to that of the phase conductors. ■ The long-time current setting Ir for the neutral is equal to the setting value ■ The short-time pick-up Isd for the neutral is equal to the setting value ■ The instantaneous pick-ups Isd and Ii for the neutral are equal to the setting value

Setting procedure

Caution!
With the 4P 3D setting, the current in the neutral must not exceed the rated current of the circuit breaker.

Selecting the type of neutral protection

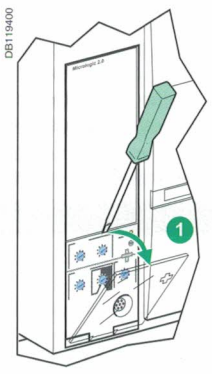
On four-pole circuit breakers, it is possible to select the type of neutral protection using the three-position switch:



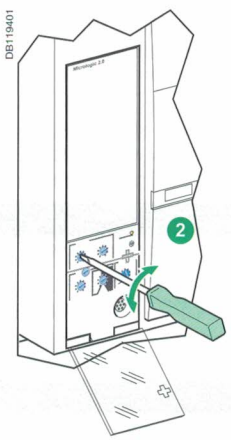
- Neutral unprotected (4P 3D)
- Neutral protection at 0.5 In (3D + N/2)
- Neutral protection at In (4P 4D).

Setting procedure

Using the adjustment dials



Open the protective cover.



Select the desired setting.



Close the protective cover and, if necessary, install a lead seal to protect the settings.

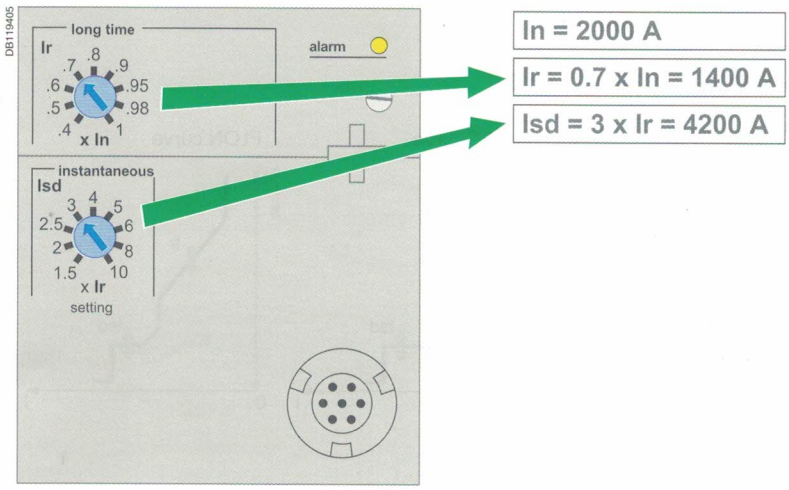
Setting the Micrologic 2.0 control unit

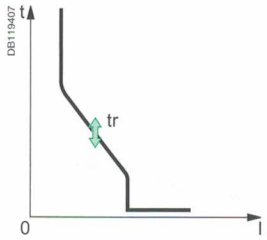
The rating of the circuit breaker in this example is 2000 A.



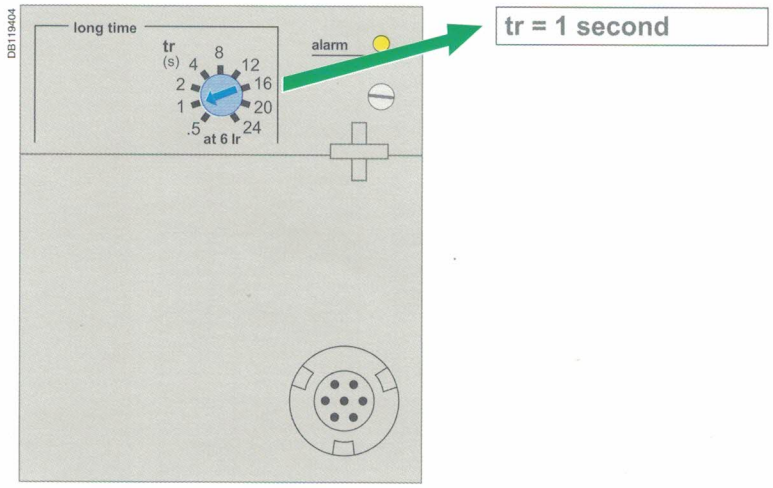
See pages 4 and 5 for information on the available settings.

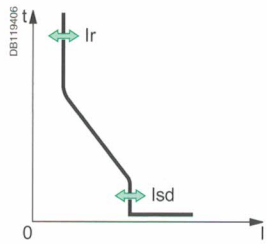
Set the threshold values





Set the tripping delay

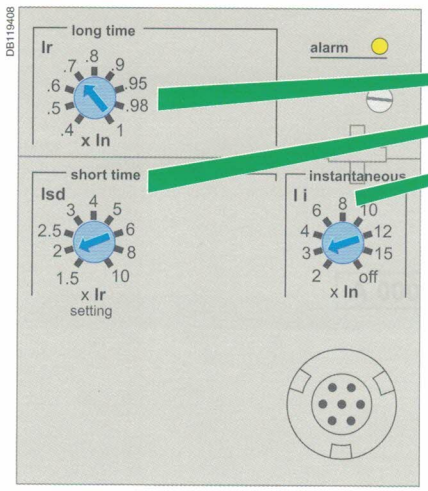




Setting the Micrologic 5.0 control unit

See pages 4 and 5 for information on the available settings.

Set the threshold values



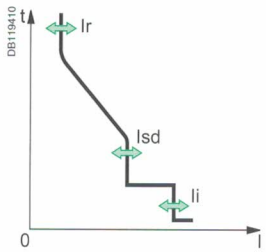
In = 2000 A

Ir = 0.7 x In = 1400 A

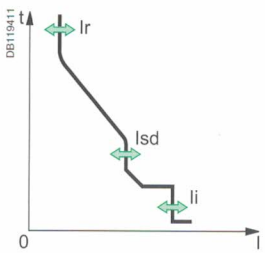
Isd = 2 x Ir = 2800 A

Ii = 3 x In = 6000 A

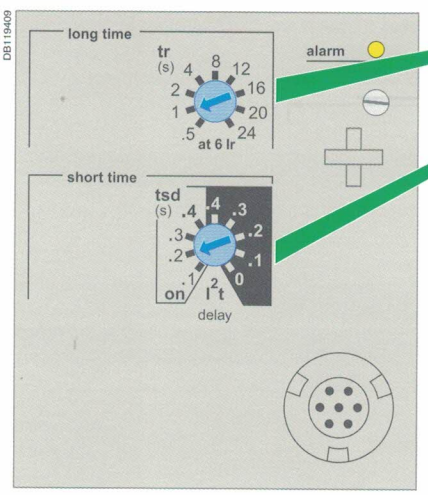
I²t OFF curve



I²t ON curve



Set the tripping delay

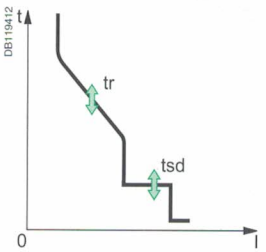


tr = 1 second

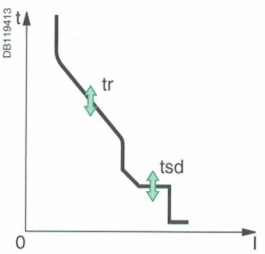
tsd = 0.2 seconds



I²t OFF curve



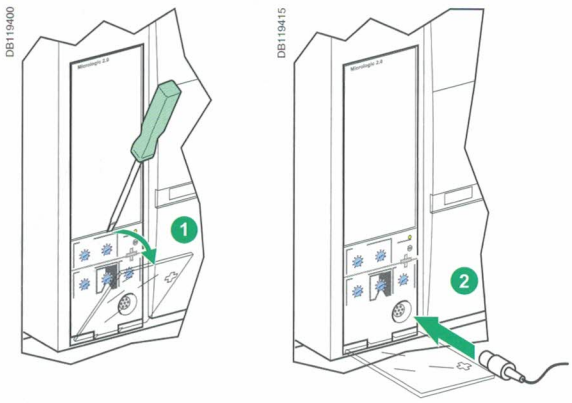
I²t ON curve



Testing the control unit

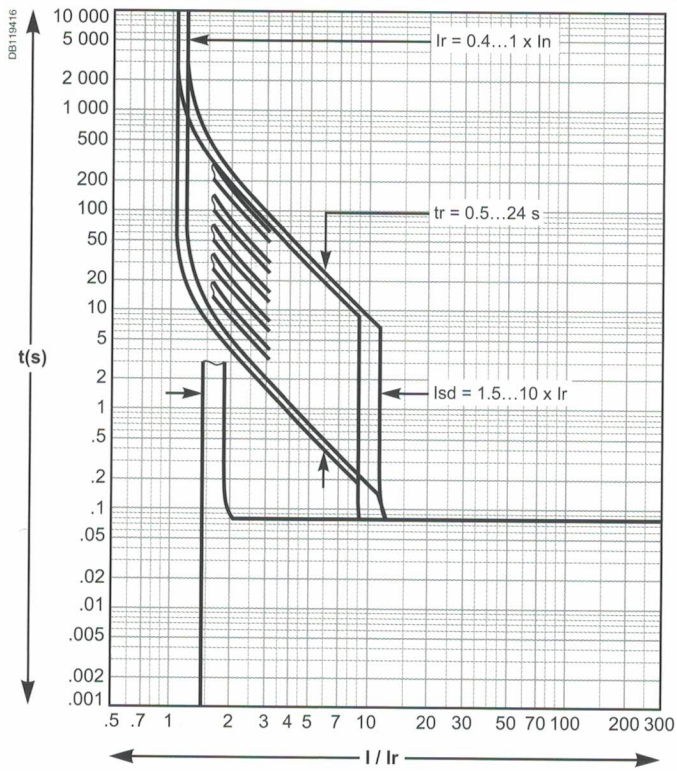
See the user manual for the portable test kit.

To test the control unit, connect the portable test kit via the test connector

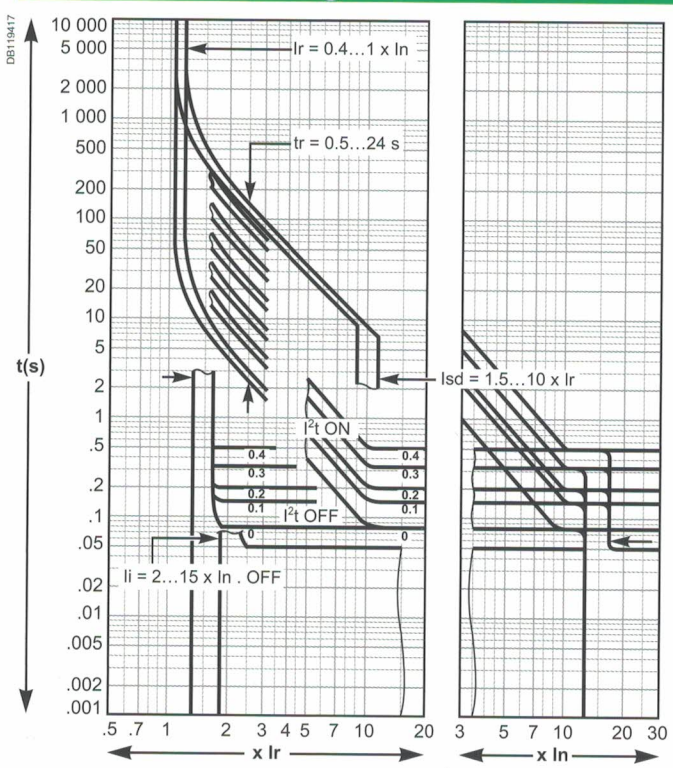


Tripping curves

Long-time and instantaneous protection - Micrologic 2.0



Long-time, short-time and instantaneous protection - Micrologic 5.0



Changing the long-time rating plug

Select the long-time rating plug

A number of setting ranges for the long-time current setting are available on Micrologic 2.0 and 5.0 control units by changing the long-time rating plug. The available rating plugs are listed below:

Part number	Setting range for the Ir value	
33542	standard	0.4 to 1 x Ir
33543	low setting	0.4 to 0.8 x Ir
33544	high setting	0.8 to 1 x Ir
33545	without long-time protection Ir = In for the short-time protection setting	

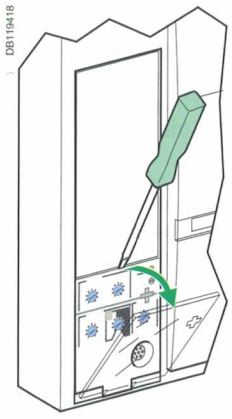
Caution.
Following any modifications to the long-time rating plug, all control-unit protection parameters must be checked.

Change the long-time rating plug

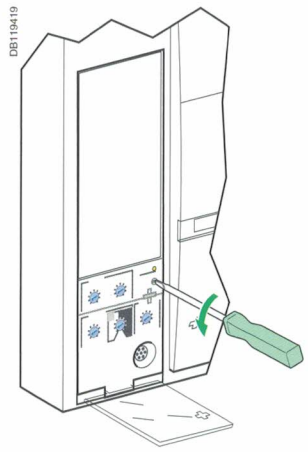
Proceed in the following manner.

1. Open the circuit breaker.

2. Open the protective cover of the control unit.



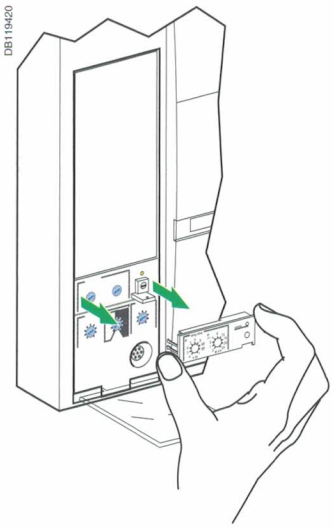
3. Completely remove the long-time rating plug screw.



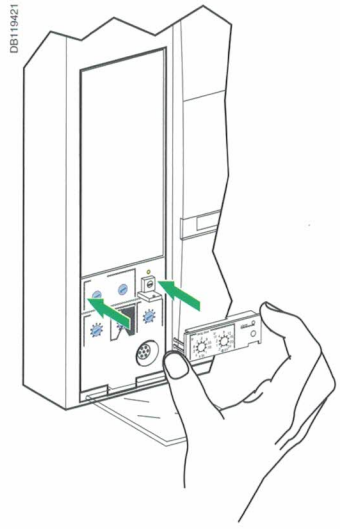
4. Snap out the rating plug.

5. Clip in the new rating plug.

If no long-time rating plug is installed, the control unit continues to operate under the following downgraded conditions:
- the long-time current setting Ir is 0.4, whatever the position of the adjustment dial
- the long-time tripping delay tr corresponds to the value indicated by the adjustment dial.



6. Refit the screw for the long-time rating plug.



7. Check and/or modify the control-unit settings

Thermal memory

Thermal memory

The thermal memory is a means to simulate temperature rise and cooling caused by changes in the flow of current in the conductors.

These changes may be caused by:
- repetitive motor starting;
- loads fluctuating near the protection settings;
- repeated circuit-breaker closing on a fault.

Control units without a thermal memory (contrary to bimetal strip thermal protection) do not react to the above types of overloads because they do not last long enough to cause tripping.
However, each overload produces a temperature rise and the cumulative effect can lead to dangerous overheating.

Control units with a thermal memory record the temperature rise caused by each overload. Even very short overloads produce a temperature rise that is stored in the memory.
This information stored in the thermal memory reduces the tripping time.

Micrologic control units and thermal memory

All Micrologic control units are equipped as standard with a thermal memory.

- For all protection functions, prior to tripping, the temperature-rise and cooling time constants are equal and depend on the tripping delay in question:
  - if the tripping delay is short, the time constant is low;
  - if the tripping delay is long, the time constant is high.

- For long-time protection, following tripping, the cooling curve is simulated by the control unit. Closing of the circuit breaker prior to the end of the time constant (approximately 15 minutes) reduces the tripping time indicated in the tripping curves.

Short-time protection and intermittent faults

For the short-time protection function, intermittent currents that do no provoke tripping are stored in the Micrologic memory.
This information is equivalent to the long-time thermal memory and reduces the tripping delay for the short-time protection.
Following a trip, the short-time tsd tripping delay is reduced to the value of the minimum setting for 20 seconds.

STAMFORD®

Certificate of Conformity

E001-287640

Generator Build to:

BS5000: Part3

Generator Tested to:

GB755 BS EN 60034-1

Frame Size	HC. I534D1
Serial Number	X19C121614
Manufacture Date	19-03-15

Quality Manager

Martha Mu

Electrical Test

T01/T02

Zhu Jianjian

Final Inspection

T02

Zhang Yuan

Date: 19-03-18

PROTECTED

STAMFORD®

Certificate of Conformity

E001-288095

Generator Build to:

BS5000: Part3

Generator Tested to:

GB755 BS EN 60034-1

Frame Size	HC. I534D1
Serial Number	X19D142618
Manufacture Date	19-04-02
Quality Manager	Martha Mu

Electrical Test

T01/T02

Zhu Jianjian

Final Inspection

T02

Zhang Yuan

Date: 19-04-03

PROTECTED

CERTIFICADO DE TESTE DE PRODUÇÃO

Produzido no Brasil
Em Conformidade com a Norma ABNT NBR ISO 8528

Informações Gerais

Nº da Ordem de Fabricação (JOB):	2356163	Cliente:	DMMC - Distribuidora Meridional de Motores Cummins S.A.
Sala de Teste Nº:	1	Nº do Pedido de Venda:	5058516

Informações do Produto

Modelo:	C500D6	Nº de Série do Alternador:	C19124623
Nº de Série do Gerador:	E19T047717	Nº de Série do Motor:	80170083
Nº de Série da Placa de Controle:	0222339C18	Tipo de Combustível:	Diesel
Modelo do Sistema de Controle:	PowerCommand 3.3	Tipo de Governador:	Atuado
Tipo do Sistema de Arrefecimento:	Radiador Montado	Carenagem:	Não Possui

Condições de Teste

Altitude (metros acima do nível do mar):	759	Pressão Barométrica (mB):	934,5
Temperatura Ambiente (°C):	19,4	Umidade Relativa (%):	65,2
Espec. do Combustível:	B S-500	Espec. do Óleo Lubrificante:	Premium Blue 15W-40 API CI-4
Densidade do Combustível (kg/m³):	0,815 - 0,865@20°C	Poder Calorífico (aproximado):	9160 kcal/L
Temp. na Entrada do Filtro de Ar (°C):	19,4	Fluído do Radiador:	Etileno Glicol/Água - 50/50

Verificações Padrão do Produto

- [x] Partida Remota
- [x] Botão de Emergência
- [x] Estanqueidade dos Componentes e Juntas das Tubulações

Verificações de Opcionais do Produto

- [x] Carregador de Bateria
- [x] Aquecedor do Fluído Refrigerante
- [ ] Indicador Elétrico de Nível de Combustível
- [ ] ATS Integrada
- [ ] Painel de Controle Remoto PC 3.3

Dados Técnicos Declarados

Classificação de Potência:	Standby	Fator de Potência:	0,8
Potência Ativa (kW):	500	Potência Aparente (kVA):	625
Tensão Nominal (V):	480	Nº de Fases:	3
Frequência (Hz):	60	Velocidade (RPM):	1800
Classe de Desempenho:	G3		

Dados Técnicos Medidos

Estágios de Carga	Tempo de Observação	Frequência	Tensão	Corrente	Potência		Pressão do Óleo	Temperatura do Fluído Refrigerante
	(min)	(Hz)	(V)	(A)	(kW)	(kVA)	(kPa)	(°C)
0% 0 kW	5,0	60,1	483,1	0,0	0,0	0,0	349,0	46,0
25% 125 kW	5,0	60,1	482,5	150,8	125,8	125,8	288,0	81,0
50% 250 kW	5,0	60,1	481,4	300,3	250,5	250,5	272,0	82,0
75% 375 kW	5,0	60,1	480,5	450,9	375,3	375,3	239,0	83,0
100% 500 kW	5,0	60,1	480,0	602,4	500,7	500,7	238,0	84,0

Fator de Potência: 1 Tempo de Teste (horas): 0,80

Testado por: Olavo C. S. de Souza Data: 07/05/2019 Assinatura:

CERTIFICADO DE TESTE DE PRODUÇÃO

Produzido no Brasil
Em Conformidade com a Norma ABNT NBR ISO 8528

Informações Gerais

Nº da Ordem de Fabricação (JOB):	2357323	Cliente:	DMMC - Distribuidora Meridional de Motores Cummins S.A.
Sala de Teste Nº:	1	Nº do Pedido de Venda:	5058514

Informações do Produto

Modelo:	C500D6	Nº de Série do Alternador:	X19D142618
Nº de Série do Gerador:	E19T047678	Nº de Série do Motor:	80160994
Nº de Série da Placa de Controle:	0221639C18	Tipo de Combustível:	Diesel
Modelo do Sistema de Controle:	PowerCommand 3.3	Tipo de Governador:	Atuado
Tipo do Sistema de Arrefecimento:	Radiador Montado	Carenagem:	Não Possui

Condições de Teste

Altitude (metros acima do nível do mar):	759	Pressão Barométrica (mB):	931,7
Temperatura Ambiente (°C):	21,0	Umidade Relativa (%):	70,6
Espec. do Combustível:	B S-500	Espec. do Óleo Lubrificante:	Premium Blue 15W-40 API CI-4
Densidade do Combustível (kg/m³):	0,815 - 0,865@20°C	Poder Calorífico (aproximado):	9160 kcal/L
Temp. na Entrada do Filtro de Ar (°C):	21,0	Fluído do Radiador:	Etileno Glicol/Água - 50/50

Verificações Padrão do Produto

- [x] Partida Remota
- [x] Botão de Emergência
- [x] Estanqueidade dos Componentes e Juntas das Tubulações

Verificações de Opcionais do Produto

- [x] Carregador de Bateria
- [x] Aquecedor do Fluído Refrigerante
- [ ] Indicador Elétrico de Nível de Combustível
- [ ] ATS Integrada
- [ ] Painel de Controle Remoto PC 3.3

Dados Técnicos Declarados

Classificação de Potência:	Standby	Fator de Potência:	0,8
Potência Ativa (kW):	500	Potência Aparente (kVA):	625
Tensão Nominal (V):	480	Nº de Fases:	3
Frequência (Hz):	60	Velocidade (RPM):	1800
Classe de Desempenho:	G3		

Dados Técnicos Medidos

Estágios de Carga	Tempo de Observação	Frequência	Tensão	Corrente	Potência		Pressão do Óleo	Temperatura do Fluído Refrigerante
	(min)	(Hz)	(V)	(A)	(kW)	(kVA)	(kPa)	(°C)
0% 0 kW	5,0	60,1	483,2	0,0	0,0	0,0	329,0	46,0
25% 125 kW	5,0	60,1	482,6	150,6	125,9	125,9	279,0	80,0
50% 250 kW	5,0	60,1	481,6	300,1	250,3	250,3	246,0	82,0
75% 375 kW	5,0	60,1	480,0	451,2	375,5	375,5	251,0	83,0
100% 500 kW	5,0	60,1	480,0	602,3	500,2	500,2	247,0	84,0

Fator de Potência:	1	Tempo de Teste (horas):	0,70		
Testado por:	Olavo C. S. de Souza	Data:	03/06/2019	Assinatura:	

STAMFORD®

TEST CERTIFICATE(Standard)

Serial Number X19C121614

Frame Size HC.I534D1 **Winding** 311

RATING DATA

KVA	643.8	**Volts**	480	**Insulation**	CLASS H
KW	515.0	**Phase**	3	**Rating**	CONT
Amps	774.4	**Wire**	4	**RPM**	1800
PF	0.80	**HZ**	60	**Enclosure**	IP23
Ambient	40 °C				

TEST DATA NO - LOAD

Volts	480
Hz	60
Amps	0
P.F.	1.0
Max Watt Loss	8500

HV FLASH TEST FOR 1 MINUTE

Stator	2.2 KV
Rotor	2.2 KV

COLD RESISTANCE VALUES

Stator	0.00425-0.00520	Ohms/Phase
Rotor	1.593-1.947	Ohms

STANDARDS

Generator conforms to BS5000 : Part 3

Tested in accordance with BS EN 60034-1

Rotor dynamically balanced to BS ISO 1940-1

REMARKS

CLOCK **drive - end rotation gives sequence** **UVW**

Date 2019/3/18 **Approved by : Quality Manager**

Martha Mu

STAMFORD®

TEST CERTIFICATE(Standard)

Serial Number X19D142618

Frame Size HC.I534D1 **Winding** 311

RATING DATA

KVA	643.8	Volts	480	Insulation	CLASS H
KW	515.0	Phase	3	Rating	CONT
Amps	774.4	Wire	4	RPM	1800
PF	0.80	HZ	60	Enclosure	IP23

Ambient 40 °C

TEST DATA NO - LOAD

Volts	480
Hz	60
Amps	0
P.F.	1.0
Max Watt Loss	8500

HV FLASH TEST FOR 1 MINUTE

Stator	2.2 KV
Rotor	2.2 KV

COLD RESISTANCE VALUES

Stator	0.00425-0.00520	Ohms/Phase
Rotor	1.593-1.947	Ohms

STANDARDS

Generator conforms to BS5000 : Part 3

Tested in accordance with BS EN 60034-1

Rotor dynamically balanced to BS ISO 1940-1

REMARKS

CLOCK drive - end rotation gives sequence UVW

Date 2019/4/3 Approved by : Quality Manager

Martha Mu

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Generator Technologies

Function: Synchronous A.C. generator designed for incorporation into an electricity generating-set.

The partly completed machinery supplied with this declaration:

- Is designed and constructed solely as a non-functional component to be incorporated into a machine requiring completion.
- Is designed to comply with the provisions of the following EU Directives so far as their level of build will allow:

2014/30/EU	The Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive
2014/35/EU	Low Voltage Directive
2011/65/EU	Restriction on Hazardous Substances in Electrical and Electronic Equipment (RoHS) Directive
2015/863	Delegated Directive amending Annex II of 2011/65/EU

- Must not be put into service within the European Community ("EC") until the final machinery into which it is to be incorporated has been declared in conformity with the Machinery Directive and all other applicable EC Directives.
- Is designed and constructed to comply with the essential health and safety requirements of the Machinery Directive 2006/42/EC listed on sheet 2 of this Declaration.

The relevant technical documentation is compiled in accordance with the provisions of part B of Annex VII of the Machinery Directive. All relevant information about the partly completed machinery will be provided, in writing, on a reasoned request by the appropriate national authority to its authorised representative. The name and address of authorised representative, authorised to compile the relevant technical documentation, is the Company Secretary, Cummins Generator Technologies Limited, Fountain Court, Lynch Wood, Peterborough, UK. PE2 6FZ.

The undersigned representing the manufacturer:

Signed: Date: 14th September 2018	Name, Title and Address: Kevan J Simon Global Technical Director Cummins Generator Technologies Fountain Court Lynch Wood Peterborough, UK PE2 6FZ

Description	Serial Number
HC.I534D1	X19C121614

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Generator Technologies

ESSENTIAL HEALTH AND SAFETY REQUIREMENTS RELATING TO THE DESIGN AND CONSTRUCTION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

1.1 General Remarks
- 1.1.2 : Principles of safety integration
- 1.1.3 : Materials and products
- 1.1.5 : Design of machinery to facilitate its handling

1.3 Protection Against Mechanical Hazards
- 1.3.1 : Risk of loss of stability
- 1.3.2 : Risk of break-up during operation
- 1.3.3 : Risks due to falling or ejected objects
- 1.3.4 : Risks due to surfaces, edges or angles
- 1.3.7 : Risks related to moving parts
- 1.3.8.1 : Moving transmission parts

1.4 Guarding *
- 1.4.1 : Guards – General requirements *
- 1.4.2.1 : Fixed guards *

1.5 Other Hazards
- 1.5.2 : Static electricity
- 1.5.3 : Energy supply other than electric
- 1.5.4 : Errors of fitting
- 1.5.6 : Fire
- 1.5.13 : Emissions of hazardous materials and substances

1.7 Information
- 1.7.1 : Information and warnings on the machinery
- 1.7.4 : Instructions

LEGEND

1. Essential Health and Safety Requirements not shown are not considered applicable for this Partly Completed Machinery or must be fulfilled by the assembler of the Machinery.
2. Essential Health and Safety Requirements shown are considered applicable for this Partly Completed Machinery and have been fulfilled by the manufacturer to the extent possible, subject to the build requirements of the Machinery assembler, the information contained in the assembly instructions and Cummins bulletins.
3. * Customers may request Partly Completed Machinery without some or all guarding attached. In these cases section 1.4 Guarding does not apply and the Essential Health and Safety Requirements for guarding must be fulfilled by the assembler of the Machinery.

The A.C. Generator utilises hazardous material exemptions as detailed in Annex III of EU Directive 2011/65/EU

Products carrying the following descriptions are considered to be out of scope of RoHS Directive 2011/65/EU, intended to be installed in Large Scale Fixed Installations and for installation into a pre-defined and dedicated location, installed and de-installed by professionals:

LVI80*
LVSI80*
DSG 99*
DSG 114*
DSG 125*
DSG 144*

Where "*" represents any combination of letters and characters completing the specific description of the product

Registered in England under Registration No. 441273.
Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Fountain Court, Lynch Wood, Peterborough, UK. PE2 6FZ

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Cummins Generator Technologies

Function: Synchronous A.C. generator designed for incorporation into an electricity generating-set.

The partly completed machinery supplied with this declaration:

- Is designed and constructed solely as a non-functional component to be incorporated into a machine requiring completion.
- Is designed to comply with the provisions of the following EU Directives so far as their level of build will allow:

2014/30/EU	The Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive
2014/35/EU	Low Voltage Directive
2011/65/EU	Restriction on Hazardous Substances in Electrical and Electronic Equipment (RoHS) Directive
2015/863	Delegated Directive amending Annex II of 2011/65/EU

- Must not be put into service within the European Community ("EC") until the final machinery into which it is to be incorporated has been declared in conformity with the Machinery Directive and all other applicable EC Directives.
- Is designed and constructed to comply with the essential health and safety requirements of the Machinery Directive 2006/42/EC listed on sheet 2 of this Declaration.

The relevant technical documentation is compiled in accordance with the provisions of part B of Annex VII of the Machinery Directive. All relevant information about the partly completed machinery will be provided, in writing, on a reasoned request by the appropriate national authority to its authorised representative. The name and address of authorised representative, authorised to compile the relevant technical documentation, is the Company Secretary, Cummins Generator Technologies Limited, Fountain Court, Lynch Wood, Peterborough, UK. PE2 6FZ.

The undersigned representing the manufacturer:

Signed: Date: 14th September 2018	Name, Title and Address: Kevan J Simon Global Technical Director Cummins Generator Technologies Fountain Court Lynch Wood Peterborough, UK PE2 6FZ

Description	Serial Number
HC.I534D1	X19D142618

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Generator Technologies

ESSENTIAL HEALTH AND SAFETY REQUIREMENTS RELATING TO THE DESIGN AND CONSTRUCTION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

1.1 General Remarks
- 1.1.2 : Principles of safety integration
- 1.1.3 : Materials and products
- 1.1.5 : Design of machinery to facilitate its handling

1.3 Protection Against Mechanical Hazards
- 1.3.1 : Risk of loss of stability
- 1.3.2 : Risk of break-up during operation.
- 1.3.3 : Risks due to falling or ejected objects
- 1.3.4 : Risks due to surfaces, edges or angles
- 1.3.7 : Risks related to moving parts
- 1.3.8.1 : Moving transmission parts

1.4 Guarding *
- 1.4.1 : Guards – General requirements *
- 1.4.2.1 : Fixed guards *

1.5 Other Hazards
- 1.5.2 : Static electricity
- 1.5.3 : Energy supply other than electric
- 1.5.4 : Errors of fitting
- 1.5.6 : Fire
- 1.5.13 : Emissions of hazardous materials and substances

1.7 Information
- 1.7.1 : Information and warnings on the machinery
- 1.7.4 : Instructions

LEGEND

1. Essential Health and Safety Requirements not shown are not considered applicable for this Partly Completed Machinery or must be fulfilled by the assembler of the Machinery.
2. Essential Health and Safety Requirements shown are considered applicable for this Partly Completed Machinery and have been fulfilled by the manufacturer to the extent possible, subject to the build requirements of the Machinery assembler, the information contained in the assembly instructions and Cummins bulletins.
3. * Customers may request Partly Completed Machinery without some or all guarding attached. In these cases section 1.4 Guarding does not apply and the Essential Health and Safety Requirements for guarding must be fulfilled by the assembler of the Machinery.

The A.C. Generator utilises hazardous material exemptions as detailed in Annex III of EU Directive 2011/65/EU

Products carrying the following descriptions are considered to be out of scope of RoHS Directive 2011/65/EU, intended to be installed in Large Scale Fixed Installations and for installation into a pre-defined and dedicated location, installed and de-installed by professionals:

LVI80*
LVSI80*
DSG 99*
DSG 114*
DSG 125*
DSG 144*

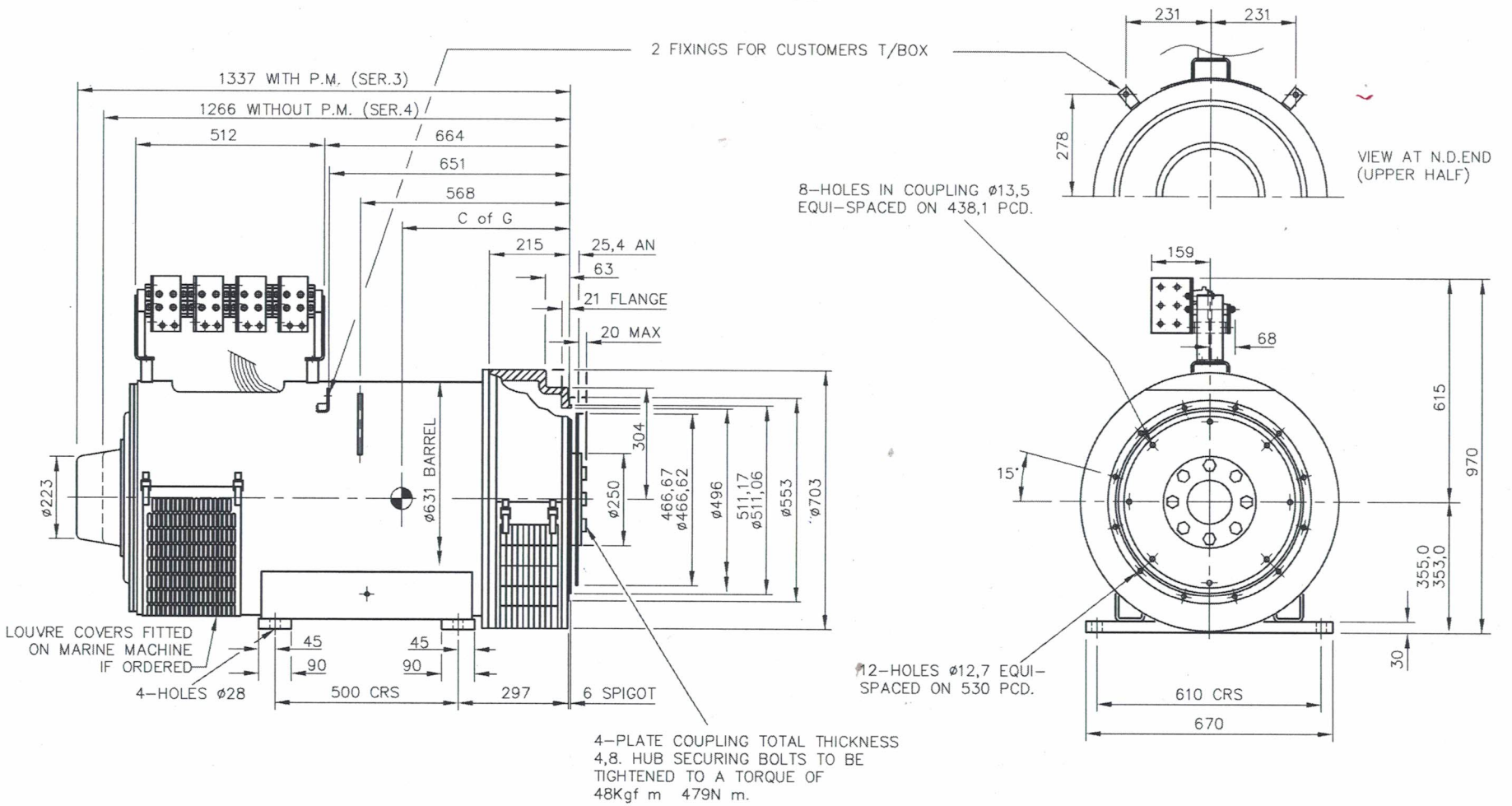
Where "*" represents any combination of letters and characters completing the specific description of the product

Registered in England under Registration No. 441273.
Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Fountain Court, Lynch Wood, Peterborough, UK. PE2 6FZ

DRG. SIZE	SITE CODE	DWG No	ISSUE
A0+	WUX	901–00114	A

IF IN DOUBT–ASK
DO NOT SCALE

Core	C of G	WT (kg)
C	555	1265
D	575	1395
E	595	1545



CONFIDENTIAL PROPERTY OF
CUMMINS GENERATOR TECHNOLOGIES

DO NOT SCALE PRINT

SITE CODE WUX

HC5 1B CDE GA
SAE1(H)/14
NO T/BOX
UL2200 TERMINALS

MEXICO	A	XD.ZH	20160304	ORIGINAL ISSUE(BASED ON 52–4657–G)
MOD.	ISSUE	DRAWN	DATE	ALTERATION

UNLESS SPECIFIED ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS

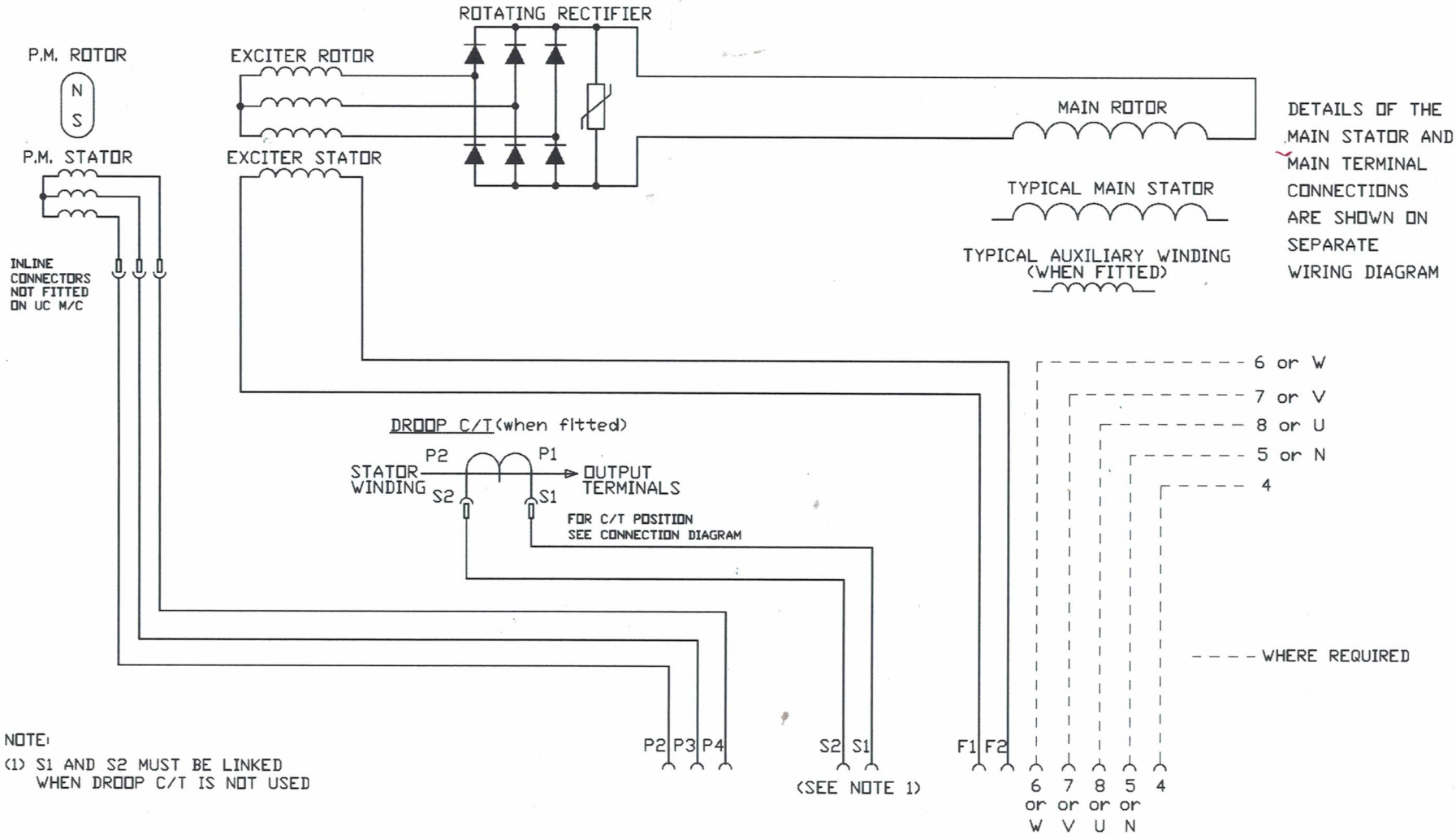
DRWN	XD.ZH	20160304
CHKD	MS	20160304
APRD	DD	20160304

SCALE 1:1
DRG. SIZE A0+
DWG No 901–00114
ISSUE A
SHEET 1 OF 1 SHEETS

DWG. SIZE	SITE CODE	DWG No	ISSUE
A3	WUX	900-04296	A

IF IN DOUBT-ASK

DO NOT SCALE



NOTE:

(1) S1 AND S2 MUST BE LINKED WHEN DROOP C/T IS NOT USED

MEXICO	A	XD.ZH	20160325	ORIGINAL ISSUE(BASED ON A7-1301_K)
MOD.	ISSUE	DRAWN	DATE	MODIFICATION

CONFIDENTIAL PROPERTY OF
CUMMINS GENERATOR TECHNOLOGIES

ENGR. STD.	CES10903
MATERIAL PROPS	-
FINISH SPEC	-
GEOMETRY SPEC	-
ASSEMBLY SPEC	-
PERFORMANCE SPEC	-
QUALITY SPEC	-

DIMENSIONS IN MILLIMETRES (MM) AT 20°C

SURFACE FINISH VALUES IN MICRO METRES

UNLIMITED DIMS TOL. DDW00019

WEIGHT = -

PART NO. -

DRWN	XD.ZH	20160325
CHKD	MS	20160325
APRD	DD	20160325

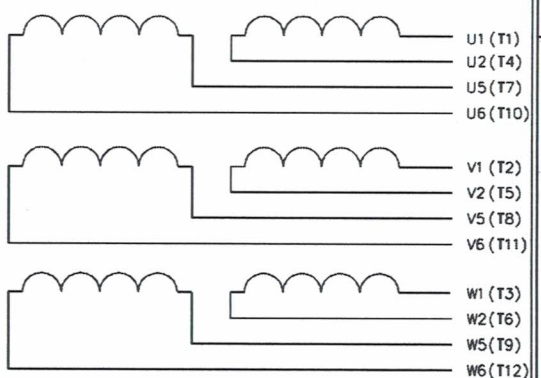
BASE DIAGRAM

SCALE	-
MATERIAL	-
DRG. SIZE	A3
CASTING No	-
SITE CODE	WUX
DWG No	900-04296
ISSUE	A
SHEET	1 OF 1 SHEETS

A7–A300	ISSUE G
FIRST W.O.	

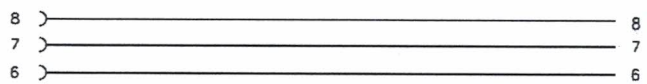
IF IN DOUBT–ASK

MAIN STATOR (12 ENDS)



(T1) = NEMA EQUIVALENT

CONNECT TO
*AVR *FOR MX321 AVR SEE NOTE [1]



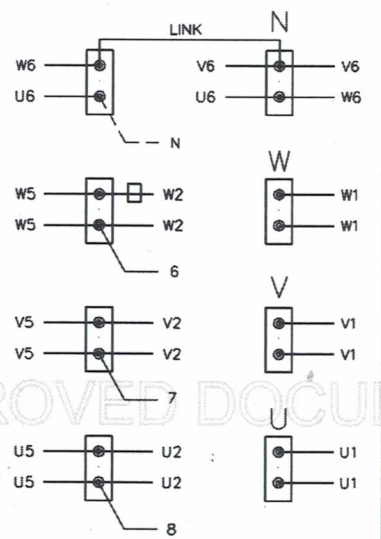
NOTES
[1] CONNECT TO PCB ISOLATION TRANSFORMER.

[2] DEPENDING ON AVR TYPE MULTIPLE LEADS (6,7,8) WILL BE REQUIRED
LEAD 6 MAY NOT BE REQUIRED
FULL DETAILS ARE SHOWN ON THE BASE DIAGRAM.

- - - - - - WHERE SUPPLIED

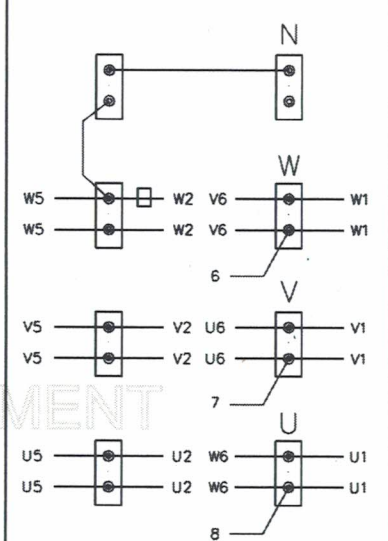
MAIN TERMINAL CONNECTIONS

SERIES STAR 3PH 4W
OUTPUT TERMINALS U.V.W.N.



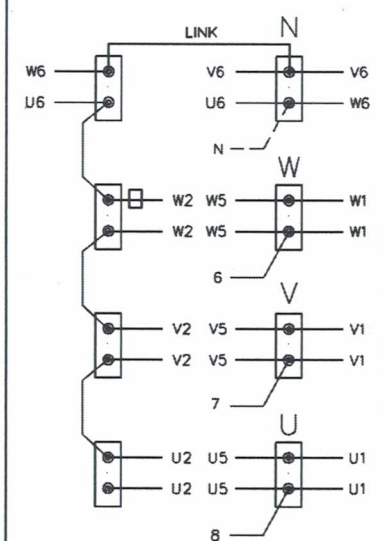
☐ DROOP C/T POSITION(when fitted)
CONNECTIONS ARE SHOWN ON BASE DIAGRAM

SERIES DELTA 3PH 4W
OUTPUT TERMINALS U.V.W.N.



☐ DROOP C/T POSITION(when fitted)
CONNECTIONS ARE SHOWN ON BASE DIAGRAM

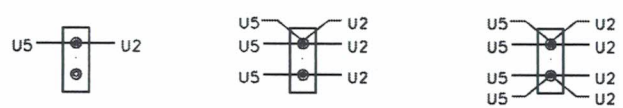
PARALLEL STAR 3PH 4W
OUTPUT TERMINALS U.V.W.N.



☐ DROOP C/T POSITION(when fitted)
CONNECTIONS ARE SHOWN ON BASE DIAGRAM

MULTI LEAD STATORS

THE ABOVE CONNECTIONS ARE
SHOWN USING A 24 LEAD STATOR
VARIATIONS ARE AS SHOWN



MOD.	ISS.	DRN.	DATE	ALTERATION
4–9365–01	G	JKB	24.01.08	// STAR CONN. SHOWN AS PER SERIES STAR ON NEUTRAL (FOR N–LINK DETAILS)
4–8664–01	F	USD	15.09.06	CHANGE OF COMPANY NAME– (NOT ISSUED)
4–8455–01	E	JWS	25.04.06	ADD NOTE TO *AVR FOR MX321, ADDED NOTE [1], EXISTING NOTE NOW [2]
4–8114–01	D	SMC	06.10.05	NEUTRAL WIRING MODIFIED TO CLARIFY CONNECTIONS.
4/0174/3	C	S.H.	20:9:95	ADDITIONAL NEUTRAL LEAD ADDED TO NEUTRAL TERMINAL (SERIES/PARA STAR)
3/9159	B	S.H.	12:4:94	POSITION CHANGE OF DROOP TRANSFORMER W5 TO W2 (PARALLEL STAR)
3/8192	A	P.N.	5:1:93	ORIGINAL ISSUE

CERTIFIED PRINT			
(ONLY IF SIGNED)			
BY			
DATE			
DRAWN	P.N.	5:1:93	
CH'D	SH	24.1.08	
APP'D	PPH	24.1.08	

CONNECTION DIAGRAM

FRAME ---	OTHER FEATURES
CONTROL SERIES ---	
POLES	
No. OF ENDS 12	
SENSING 2/3 PHASE	

CUMMINS GENERATOR TECHNOLOGIES LTD.

A7–A300	ISSUE G
SHEET 1 OF 1 SHEETS	

APPROVED DOCUMENT

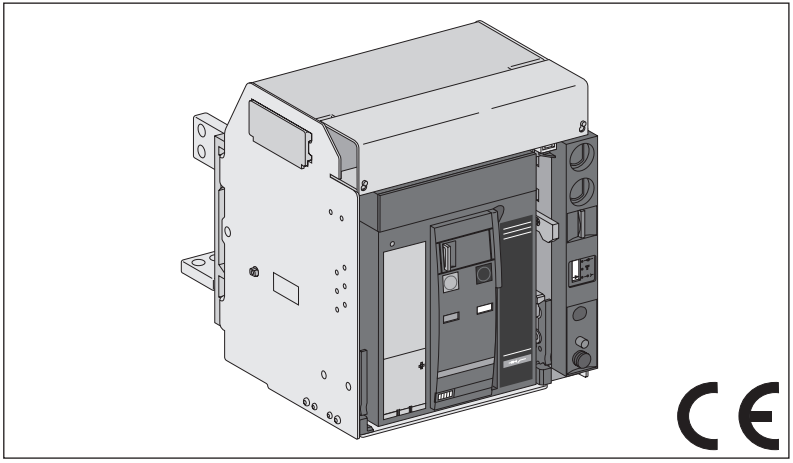
000000331494

(FR) Notice d'installation
(EN) Installation manual
(DE) Montageanleitung
(IT) Manuale d'installazione
(ES) Instrucciones de instalación
(PT) Manual de instalação
(RU) Руководство по установке
(ZH) 安装手册

Compact NS630b-1600

Disjoncteur fixe et débrochable télécommandé, accessoires
Fixed and drawout remote contolled circuit breaker, accessories
Leistungsschalter mit Motorantrieb in Festeinbau und Einschubtechnik, Zusatzausrüstungen
Interruttore con comando motore fisso ed estraibile, accessori
Interruptor automático con mando eléctrico fijo y seccionable, accessorios
Disjuntor controlado à distância extraível e fixo, acessórios
Фиксированный и выдвижной дистанционно управляемый выключатель, принадлежности
固定式和抽屉式远程控制断路器, 附件

E70898A.EPS



CE

Schneider Electric

51201028AA-10

REMARQUE IMPORTANTE ■ L'installation, l'utilisation, la réparation et la maintenance des équipements électriques doivent être assurées par du personnel qualifié uniquement. ■ Schneider Electric décline toute responsabilité quant aux conséquences de l'utilisation de ce matériel.	**PLEASE NOTE** ■ Electrical equipment should be installed, operated, serviced, and maintained only by qualified personnel. ■ No responsibility is assumed by Schneider Electric for any consequences arising out of the use of this material.	**BITTE BEACHTEN** ■ Elektrische Geräte dürfen nur von Fachpersonal installiert, betrieben, bedient und gewartet werden. ■ Schneider Electric haftet nicht für Schäden, die durch die Verwendung dieses Materials entstehen.	**NOTA IMPORTANTE** ■ Manutenzione, riparazione, installazione e uso delle apparecchiature elettriche si devono affidare solo a personale qualificato. ■ Schneider Electric non si assume alcuna responsabilità per qualsiasi conseguenza derivante dall'uso di questi prodotti.

⚠ ⚠ DANGER / DANGER / GEFAHR / PERICOLO

RISQUE D'ÉLECTROCUTION, D'EXPLOSION OU D'ECLAIR D'ARC ELECTRIQUE ■ Portez un équipement de protection personnelle adapté et respectez les consignes de sécurité électrique courantes. Reportez-vous aux normes NFPA 70E, CSA Z462 ou aux textes équivalents applicables dans votre région du monde. ■ Seul un personnel qualifié doit effectuer l'installation et l'entretien de cet appareil. ■ Débranchez toutes les sources d'alimentation de cet équipement avant d'effectuer toute opération interne ou externe sur celui-ci. Verrouillez l'appareillage en position isolée. ■ Utilisez toujours un dispositif de détection de tension ayant une valeur nominale appropriée pour vous assurer que l'alimentation est coupée. ■ Installez des barrières de sécurité et affichez un signal de danger. ■ Remettez en place tous les équipements, les portes et les capots avant de remettre l'appareil sous tension. **Si ces directives ne sont pas respectées, cela entraînera la mort ou des blessures graves.**	**HAZARD OF ELECTRIC SHOCK, EXPLOSION OR ARC FLASH** ■ Apply appropriate personal protective equipment (PPE) and follow safe electrical work practices. See NFPA 70E, CSA Z462 or local equivalent. ■ This equipment must only be installed and serviced by qualified electrical personnel. ■ Turn off all power supplying this equipment before working on or inside equipment. Lock the switchgear in the isolated position. ■ Always use a properly rated voltage sensing device to confirm power is off. ■ Install safety barriers and display a danger sign. ■ Replace all devices, doors, and covers before turning on power to this equipment. **Failure to follow these instructions will result in death or serious injury.**	**GEFAHR VON ELEKTRISCHEM SCHLAG, EXPLOSIONODER LICHTBOGEN** ■ Tragen Sie persönliche Schutzausrüstung (PSA) und befolgen Sie sichere Verfahren im Umgang mit Elektrogeräten. Siehe NFPA 70E, CSA Z462 oder lokale Entsprechung. ■ Diese Geräte dürfen nur von qualifizierten Elektrikern installiert und gewartet werden. ■ Schalten Sie vor Arbeiten am bzw. im Innern des Geräts die gesamte Spannungsversorgung ab. Die Schaltanlage in die Trennstellung bringen. ■ Verwenden Sie für die Prüfung vorhandener Spannung stets einen Spannungsfühler mit zutreffender Bemessungsspannung. ■ Bringen Sie Sicherheitsbarrieren und einen Warnhinweis an. ■ Bringen Sie alle Vorrichtungen, Türen und Abdeckungen wieder an, bevor Sie das Gerät einschalten. **Die Nichtbeachtung dieser Anweisungen führt zu Tod oder schweren Verletzungen.**	**RISCHIO DI FOLGORAZIONE, ESPLOSIONE O BAGLIORI DA ARCO** ■ Utilizzare dispositivi di protezione individuale (DPI) idonei e adottare misure di sicurezza adeguate per lavori elettrici. Vedere le normative NFPA 70E, CSA Z462 o le norme equivalenti nel paese di installazione. ■ Installazione e manutenzione di questa apparecchiatura si devono affidare solo ad elettricisti qualificati. ■ Prima di lavorare con l'apparecchiatura o al suo interno isolare completamente l'alimentazione elettrica. Bloccare l'interruttore in posizione isolata. ■ Per verificare che l'alimentazione sia isolata usare sempre un rilevatore di tensione correttamente tarato. ■ Installare barriere di sicurezza e apporre un segnale di pericolo. ■ Sostituire dispositivi, sportelli e coperture prima di riaccendere l'alimentazione dell'apparecchiatura. **Il mancato rispetto di queste istruzioni provocherà morte o gravi infortuni.**

TENGA EN CUENTA ■ La instalación, manejo, puesta en servicio y mantenimiento de equipos eléctricos deberán ser realizados sólo por personal cualificado. ■ Schneider Electric no se hace responsable de ninguna de las consecuencias del uso de este material.	**ОБРАТИТЕ ВНИМАНИЕ** ■ Установка, эксплуатация, ремонт и обслуживание электрического оборудования может выполняться только квалифицированными электриками. ■ Компания Schneider Electric не несет никакой ответственности за любые возможные последствия использования данной документации.	**NOTA** ■ A instalação, utilização e manutenção do equipamento eléctrico devem ser efectuadas exclusivamente por pessoal qualificado. ■ A Schneider Electric não assume qualquer responsabilidade pelas consequências resultantes da utilização deste material.	请注意 ■ 电气设备的安装、操作、维修和维护工作仅限于合格人员 执行。 ■ Schneider Electric不承担由于使用本资料所引起的任何后果。

⚠ ⚠ PELIGRO / PERIGO / ОПАСНОСТЬ / 危险

PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA, EXPLOSIÓN O ARCO ELÉCTRICO ■ Utilice el equipo de protección personal (PPE) adecuado y siga las recomendaciones para el trabajo seguro con dispositivos eléctricos. Consulte NFPA 70E, CSA Z462 o la norma local equivalente. ■ Solo el personal de electricidad cualificado podrá instalar, programar y realizar el mantenimiento del equipo. ■ Desconecte toda la alimentación de este equipo antes de trabajar en él o en su interior. Bloquee la aparamenta eléctrica en la posición de aislamiento. ■ Utilice siempre un dispositivo de detección de tensión de capacidad adecuada para confirmar la ausencia de alimentación eléctrica. ■ Instale barreras de seguridad y coloque un cartel de peligro. ■ Vuelva a colocar todos los dispositivos, las puertas y las tapas antes de conectar la alimentación de este equipo. **El incumplimiento de estas instrucciones podrá causar la muerte o lesiones serias.**	**PERIGO DE CHOQUE ELÉCTRICO, EXPLOSÃO OU ARCO ELÉCTRICO** ■ Utilize equipamento de protecção pessoal (PPE) e siga os métodos de segurança eléctrica. Consulte NFPA 70E, CSA Z462 ou o equivalente local. ■ A instalação e manutenção deste equipamento só devem ser efectuadas por electricistas qualificados. ■ Desligue todas as fontes de alimentação deste equipamento antes de trabalhar no equipamento ou no seu interior. Bloqueie a placa de distribuição na posição isolada. ■ Utilize sempre um dispositivo de detecção da tensão nominal adequada para confirmar se a alimentação está desligada. ■ Instale barreiras de segurança e apresente um sinal de perigo. ■ Substitua todos os dispositivos, portas e tampas antes de ligar a alimentação deste equipamento. **A não observância destas instruções resultará em morte ou ferimentos graves.**	**ОПАСНОСТЬ ВЗРЫВА, ВСПЫШКИ ДУГИ ИЛИ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ** ■ Используйте подходящие средства индивидуальной защиты (СИЗ) и соблюдайте технику безопасности при электротехнических работах. См. NFPA 70E, CSA Z462 или эквивалентные местные требования. ■ Это оборудование могут устанавливать и обслуживать только квалифицированные электрики. ■ Отключите питание до начала работ снаружи или внутри данного оборудования. Переведите распределительное устройство в выключенное положение. ■ Всегда убеждайтесь в том, что питание отключено, с помощью устройства измерения напряжения соответствующего диапазона. ■ Установите защитные ограждения и предупреждающий знак. ■ Перед включением питания данного оборудования установите на место все устройства, дверцы и крышки. **Несоблюдение этих инструкций приведет к смертельному исходу или серьезной травме.**	电击、爆炸或电弧闪光危险 ■ 采用适当的个人防护设备 (PPE) 并遵循电气作业安全守则。请参阅 NFPA 70E, CSA Z462 或当地对应的标准。 ■ 只有具备相应资质的电气人员才能安装和维修该设备。 ■ 在该设备表面或内部工作之前，请关闭设备的全部电源。将开关锁定在隔离位置。 ■ 确保使用合适的额定电压传感器确认电源已关闭。 ■ 安装安全栅并显示危险标志。 ■ 在给设备供电之前，更换所有的设备，门框，盖板。 不遵循上述说明将导致人员伤亡。

Sommaire / Contents / Inhalt / Sommario / Sumario / Índice / Содержание / 目录

Disjoncteur fixe et débrochable
Fixed and drawout circuit breaker
Leistungsschalter in Festeinbau und Einschubtechnik
Interruttore fisso o estraibile
Interruptor automático fijo o seccionable
Disjuntor extraível e fixo
Фиксированный и выдвижной выключатель
固定式和抽屉式断路器

1 Principe de fonctionnement / Operating principle / Funktionsweise / Principio di funzionamento / Principio de funcionamiento / Princípio de operação / Принцип работы / 操作原则 — 5

2 Outillage nécessaire / Necessary tools / Benötigtes Werkzeuge / Utensili necessari / Herramientas necesarias / Ferramentas necessárias / Необходимые инструменты / 必备工具 — 8

3 Date de fabrication / Manufacturing date / Herstellungsdatum / Data di fabbricazione / Fecha de fabricación / Data de fabrico / Дата производства / 制造日期 — 9

4 Installation / Installation / Installation / Installazione / Instalación / Instalação / Установка / 安装 — 10

5 Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子 — 13

6 Raccordement auxiliaire / Auxiliary connections / Zubehöranschluß / Collegamento degli ausiliari / Conexión auxiliar / Conexões auxiliares / Вспомогательные разъем / 辅助连接 — 25

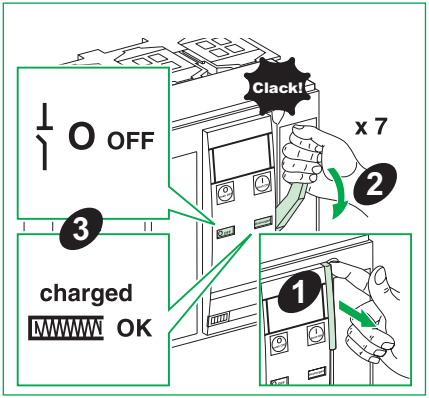
Accessoires du disjoncteur
Circuit breaker accessories
Zusatzausrüstung für Leistungsschalter
Accessori per interruttori
Accesorios del interruptor automático
Acessórios do disjuntor
Принадлежности выключателя
断路器附件

7 Cadenassage des boutons poussoirs / Pushbutton padlocking device / Abschliessbarkeit der Betätigungstaster / Blocco a lucchetto dei pulsanti / Enclavamiento de los botones-pulsadores / Dispositivo de bloqueio do interruptor de pressão / Кнопочное устройство блокировки / 按钮挡板 — 36

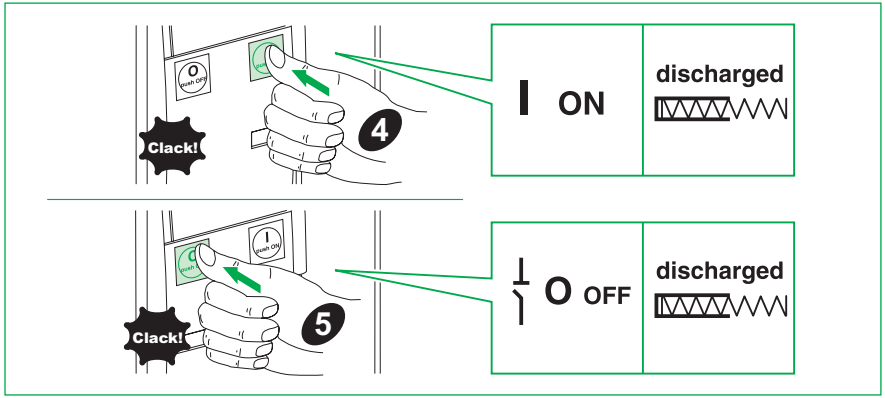
8 Compteur de manoeuvres / Operations counter / Schaltspielzähler / Contamanovre / Contador de maniobras / Contador de operações / Счетчик операций / 计数器 — 37

9 Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de desligado / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁 — 38

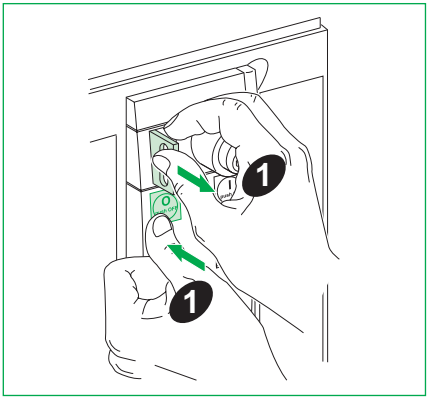
DB414138.eps



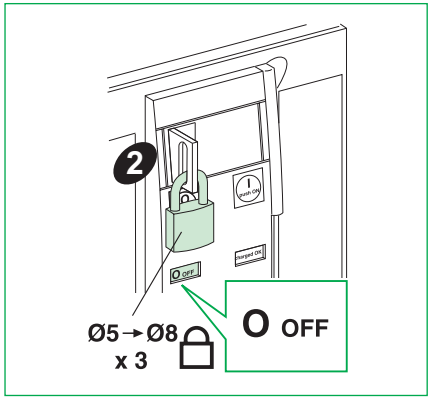
DB414139.eps



DB414140.eps

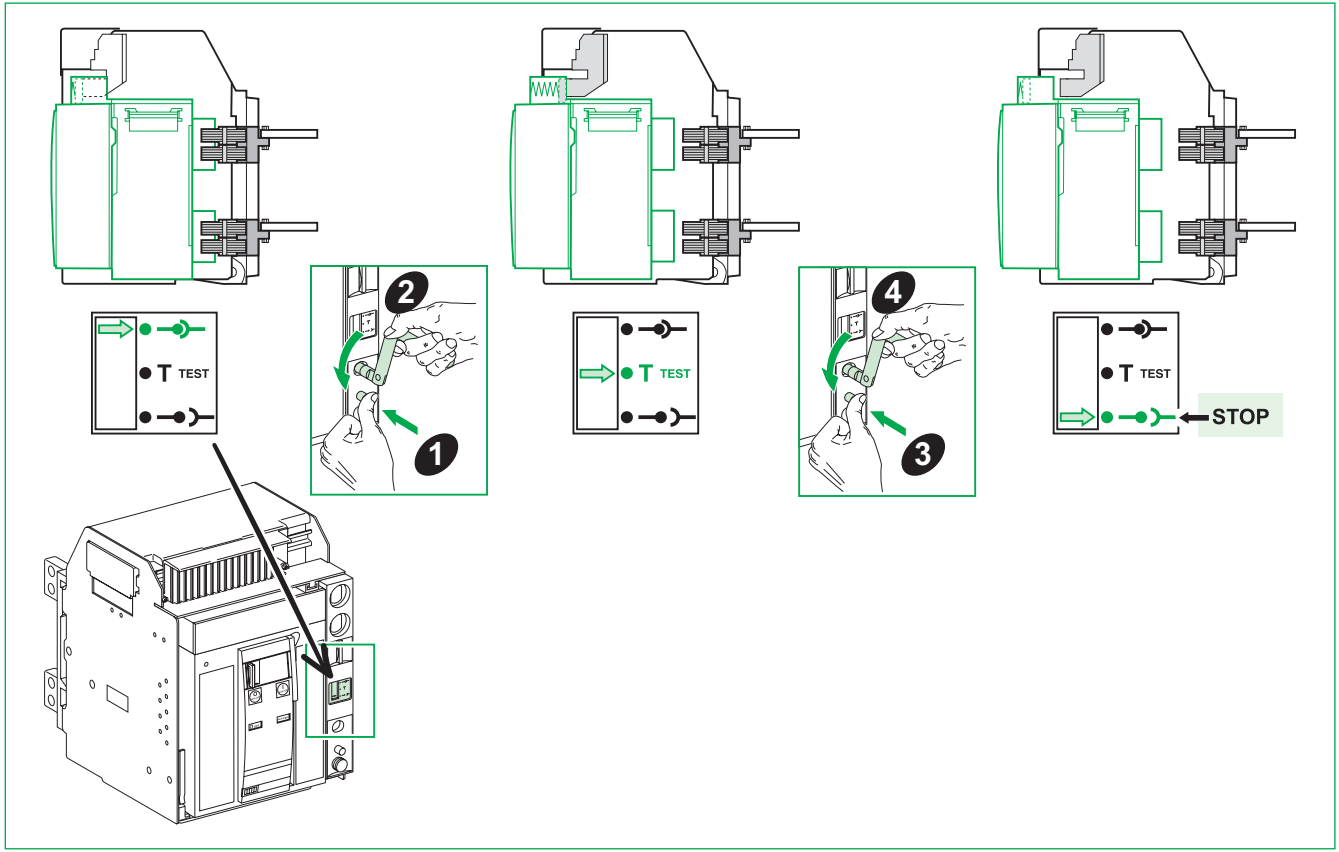


DB414141.eps



Principe de fonctionnement / Operating principle / Funktionsweise / Principio di funzionamento / Principio de funcionamiento / Princípio de operação / Принцип работы / 操作原则

DB414142.eps

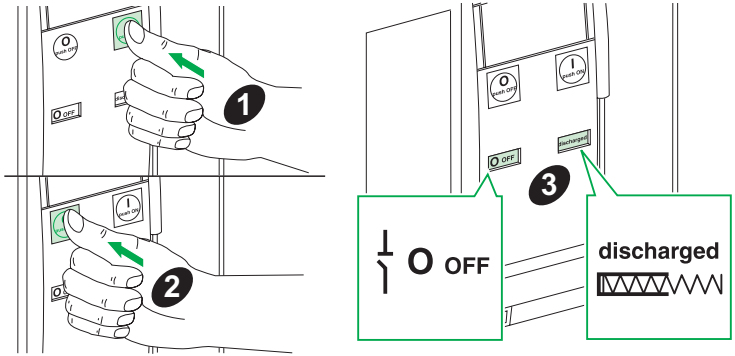


Précautions préalables à toute intervention / Precautions before carrying out any work / Zu treffende Vorsichtsmaßnahmen vor Durchführung von Arbeiten / Precauzioni da adottare prima di iniziare qualsiasi intervento / Precauções prévias à realização do trabalho / Меры предосторожности перед выполнением любого типа работ / 操作须知

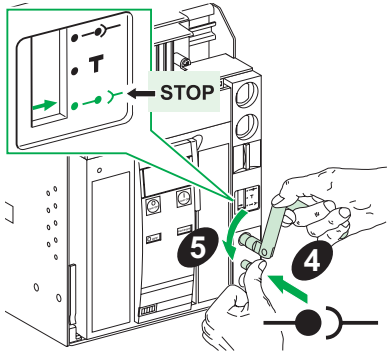
REMARQUE IMPORTANTE Avant toute intervention sur l'appareil, mettez toujours ce dernier hors tension en procédant comme indiqué ici. Les appareils débrochables doivent être placés en position débroché.	**PLEASE NOTE** Before carrying out any work, always de-energize the device as indicated here. Withdrawable devices should be moved to disconnected position.	**BITTE BEACHTEN** Trennen Sie vor Durchführung jeglicher Arbeiten das Gerät von der Spannungsversorgung, wie hier gezeigt. Bringen Sie die Einschubausführung in Trennstellung.	**NOTA IMPORTANTE** Prima di iniziare qualsiasi intervento, togliere l'alimentazione all'interruttore come illustrato qui. Gli interruttori estraibili devono essere spostati in posizione scollegata.
TENGA EN CUENTA Antes de llevar a cabo cualquier tarea, deenergice siempre el dispositivo tal como se indica aquí. Los dispositivos enchufables deben cambiarse a la posición desconectada.	**NOTE** Precauções prévias à realização do trabalho, desligue a alimentação ao dispositivo conforme indicado aqui. Os dispositivos extraíveis deverão ser deslocados para a posição desligada.	**ВНИМАНИЕ!** Перед выполнением любых работ всегда отключайте питание устройства, как показано здесь. Выдвижные устройства следует перевести в выключенное положение.	请注意 操作须知：将设备置于不带电状态；抽屉式设备应移至断开位置

DB414143.eps

Appareils fixes et débrochables / Fixed and drawout devices / Festeinbau-und Einschubgeräte / Interruttori fissi ed estraibili / Dispositivos fijos y seccionables / Dispositivos extraíveis e fixos / Фиксированные и выдвижные устройства / 固定式和抽屉式设备



Appareils débrochables / Drawout devices / Einschubgeräte / Interruttori estraibili / Dispositivos seccionables / Dispositivos extraíveis / Выдвижные устройства / 抽屉式设备



Outillage nécessaire / Necessary tools / Benötigte Werkzeuge / Utensili necessari / Herramientas necesarias / Ferramentas necessárias / Необходимые инструменты / 必备工具

Clef 6 pans, clef à tube, tournevis (Pozidrive n° 2, 3 ou plat).

Hex key, angled socket wrench, screwdriver (Pozidrive n°2, 3 or slotted).

Sechskantschlüssel, Steckschlüssel, Schraubendreher (Pozidrive Nr. 2, 3 oder Schlitz).

Chiave per viti a brugola, chiave a tubo, cacciavite (Pozidrive n° 2, 3 o piatto).

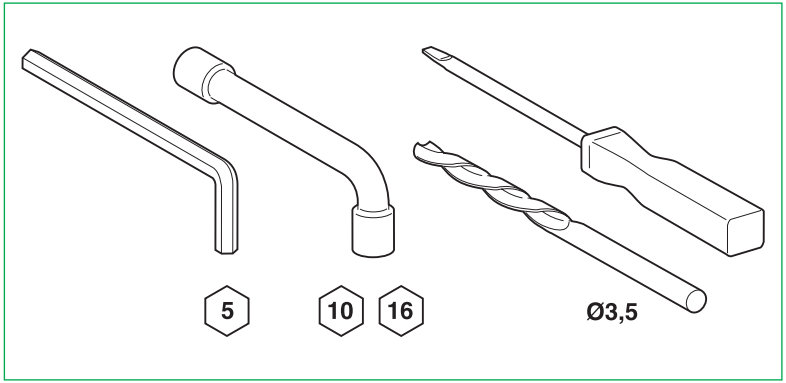
Llave allen, llave de tubo acodado, destornillador (Pozidrive n° 2, 3 o plano).

Chave sextavada, chave de caixa angular, chave de fendas (Pozidrive N.° 2, 3).

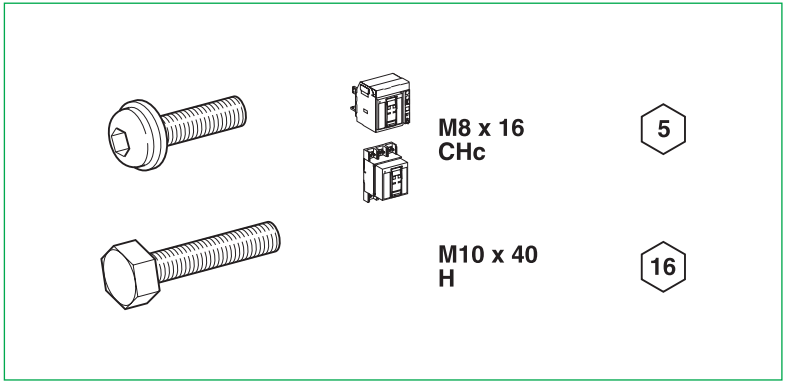
Шестигранный ключ, изогнутый торцевой ключ, отвертка (Pozidrive № 2, 3 или шлицевая).

六角扳手、弯头套筒扳手、螺丝扳手、螺丝刀（Pozidrive 2号、3号螺丝刀和一字螺丝刀）

DB414146.eps



DB414147.eps

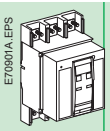
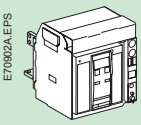


Date de fabrication / Manufacturing date / Herstellungsdatum / Data di fabbricazione / Fecha de fabricación / Data de fabrico / Дата производства / 制造日期

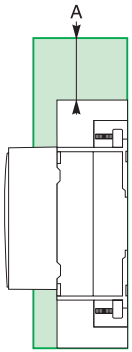
La date de fabrication du produit est codée PP-YYYY-Www-D, avec: ■ PP: code usine ■ YYYY: année de fabrication ■ Www: semaine de fabrication ■ D: jour de fabrication dans la semaine (lundi = 1) Ex: 7Q-2014-W19-3= produit fabriqué le mercredi 7 mai 2014 par l'usine 7Q.	The product's manufacture date is coded PP-YYYY-Www-D, where: ■ PP: plant code ■ YYYY: year of manufacture ■ Www: week of manufacture ■ D: weekday of manufacture (Monday = 1) Eg: 7Q-2014-W19-3 = product manufactured at plant 7Q on Wednesday 7 May 2014.	Das Herstellungsdatum des Produkts ist folgendermaßen codiert: PP-YYYY-Www-D. Wobei: ■ PP: Werkscode ■ YYYY: Herstellungsjahr ■ Www: Herstellungswoche ■ D: Herstellungstag (Montag = 1) Z. B.: 7Q-2014-W19-3 = ein Produkt, das in Werk 7Q, am Mittwoch den 7. Mai, im Jahr 2014 gefertigt wurde.	La data di fabbricazione del prodotto è indicata con il codice PP-YYYY-Www-D, dove: ■ PP: codice stabilimento ■ YYYY: anno di fabbricazione ■ Www: settimana di fabbricazione ■ D: giorno della settimana in cui il prodotto è stato fabbricato (lunedì = 1) Ad es. 7Q-2014-W19-3 = prodotto fabbricato presso lo stabilimento 7Q mercoledì 7 maggio 2014.
La fecha de fabricación del producto está codificada PP-YYYY-Www-D, donde: ■ PP: código de la planta ■ YYYY: año de fabricación ■ Www: semana de fabricación ■ D: día de la semana de fabricación (lunes = 1) Ej: 7Q-2014-W19-3 = producto fabricado en la planta 7Q el miércoles 7 de mayo de 2014.	A data de fabrico do produto está sob a forma de código PP-YYYY-Www-D, onde: ■ PP: código da fábrica ■ YYYY: ano de fabrico ■ Www: semana de fabrico ■ D: dia da semana de fabrico (Segunda-feira = 1) Ex: 7Q-2014-W19-3 = produto fabricado na fábrica 7Q na Quarta-feira 7 de Maio de 2014.	Дата производства продукта закодирована в формате PP-YYYY-Www-D, где: ■ PP: код завода ■ YYYY: год производства ■ Www: неделя производства ■ D: день недели, когда был произведен продукт (понедельник = 1) Пример. 7Q-2014-W19-3 = продукт произведен на заводе 7Q в среду, 7 мая 2014 года.	产品制造日期采用如下代码 PP-YYYY-Www-D，其中： ■ PP：工厂代码 ■ YYYY：制造年份 ■ Www：第几周制造 ■ D：星期几制造（星期一 = 1） 例如：7Q-2014-W19-3 = 产品于 2014 年 5 月 7 日星期三 在 7Q 工厂制造。

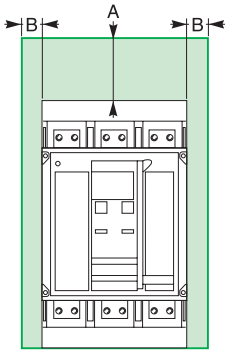
Installation / Installation / Installation / Installazione / Instalación / Instalação / Установка / 安装

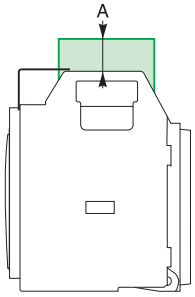
DB414148.eps

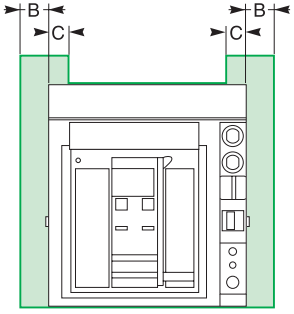
Pièces / Parts / Teile / Parti / Piezas / Peças / Детали / 部件(mm)	 E70901A.EPS		 E70902A.EPS		
	A	**B**	**A**	**B**	**C**
Isolées / Insulated / Isoliert / Isolanti / Aisladas / Isolado / Изолированные / 绝缘部件	0	0	0	10	0
Métal / Metal / Leitfähig / Metalliche / Metálicas / Metal / Металлические / 金属部分	0	0	0	10	0
Sous tension / Live / Spannungführend / In tensione / Bajo tensión / Activo / Поднапряжением / 带电部分	160	60	30	60	30

Barres isolantes obligatoires seulement pour les versions fixes de types L et LB.
Insulated bars mandatory only for fixed versions Type L, LB.
Isolierte Teile sind nur für die Festeinbauversionen vom Typ L und LB obligatorisch.
Barre isolanti obbligatorie solo per le versioni fisse di tipo L, LB.
Barras aisladas obligatorias únicamente en las versiones fijas de tipo L, LB.
Barras de isolamento obrigatórias apenas para as versões fixas, Tipo L, LB.
Изолированные шины требуются только для фиксированных устройств типов L и LB.
仅要求L、LB型固定式断路器必须使用绝缘母排.



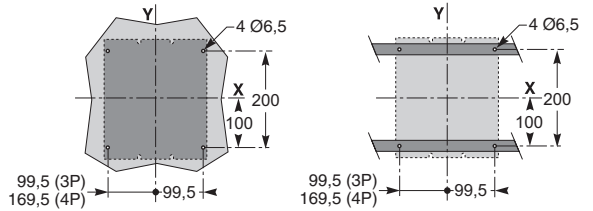


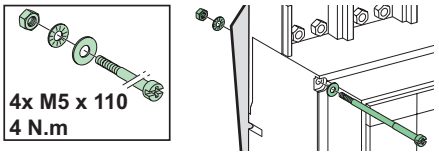


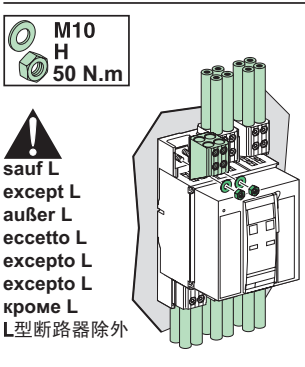


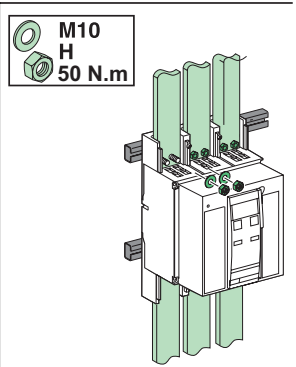
DB414149.eps

Raccordement avant / Front connection / Vorderseitiger Anschluß / Attacchi frontali / Anterior Conexión / Conexão dianteira / Соединение с передней стороны / 前接线



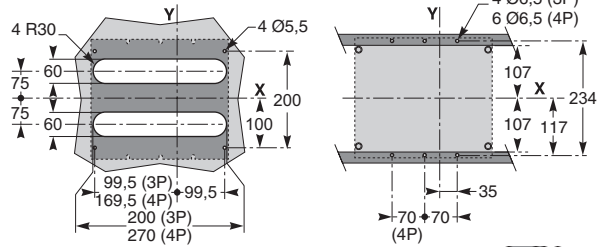


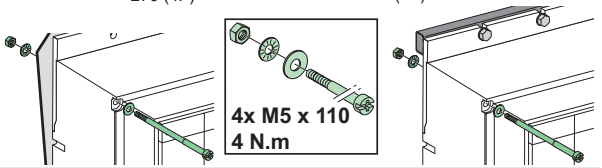


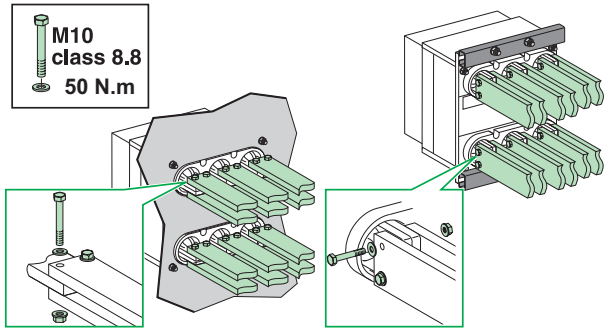


DB414150.eps

Raccordement arrière / Rear connection / Rückseitiger Anschluß / Attacchi posteriori / Posterior Conexión / Conexão traseira / Соединение с задней стороны / 后接线



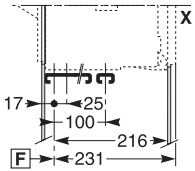


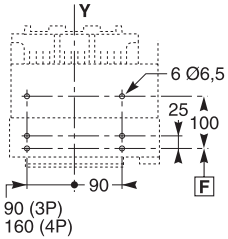


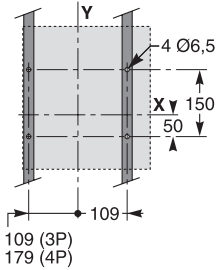
Installation / Installation / Installation / Installazione / Instalación / Instalação / Установка / 安装

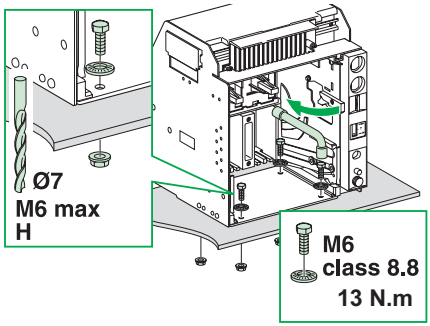
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414151.eps

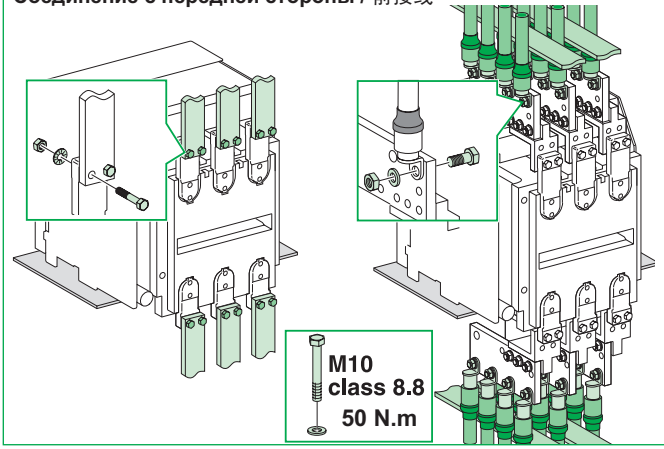




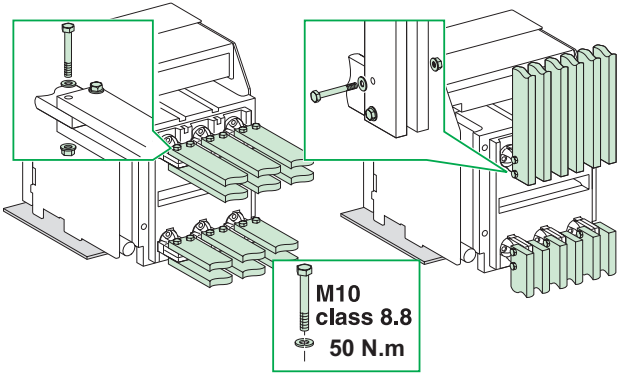




Raccordement avant / Front connection / Vorderseitiger Anschluß / Attacchi frontali / Anterior Conexión / Conexão dianteira / Соединение с передней стороны / 前接线

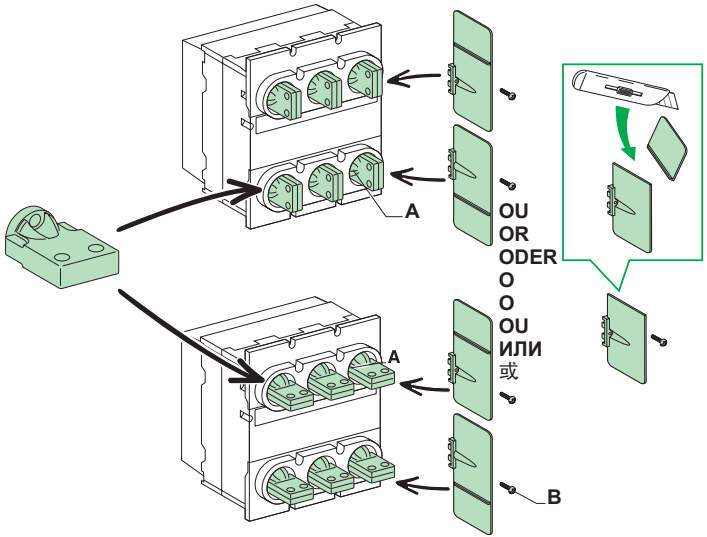


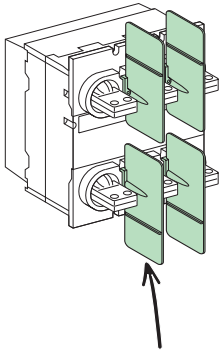
Raccordement arrière / Rear connection / Rückseitiger Anschluß / Attacchi posteriori / Posterior Conexión / Conexão traseira / Соединение с задней стороны / 后接线



Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414152.eps





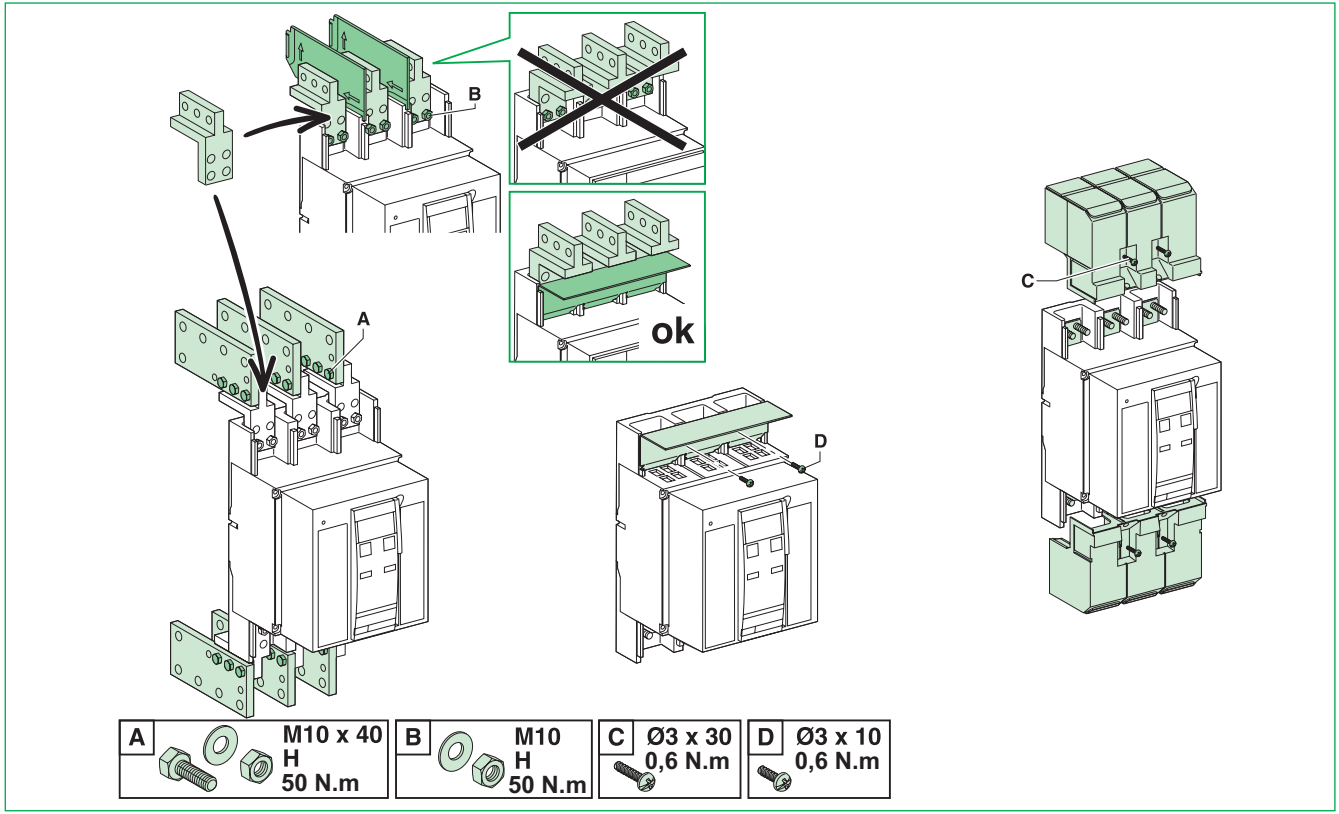
Obligatoire pour U ⩾ 500 V
Mandatory for U ⩾ 500 V
Obligatorisch für U ⩾ 500 V
Obbligatorio per U ⩾ 500 V
Obligatorio para U ⩾ 500 V
Obrigatório para U u 500 V
Обязательно для U u = 500 В
工作电压**⩾ 500 V**必须使用相间隔板

A	**M8 x 16** **CHc** **13 N.m**	**B**	**Ø4 x 20** **1,5 N.m**

Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子

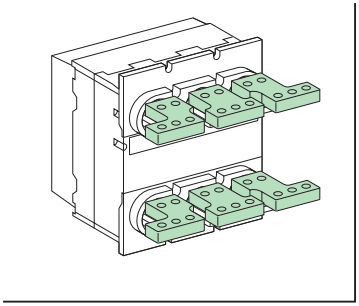
Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

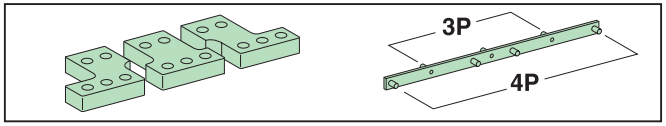
DB414153.eps

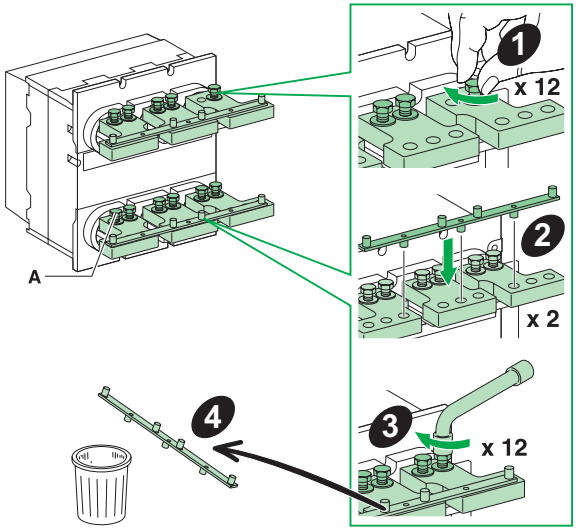


Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414154.eps





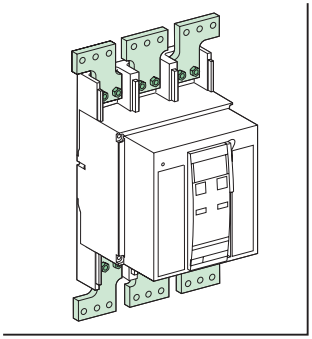


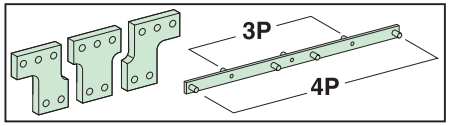


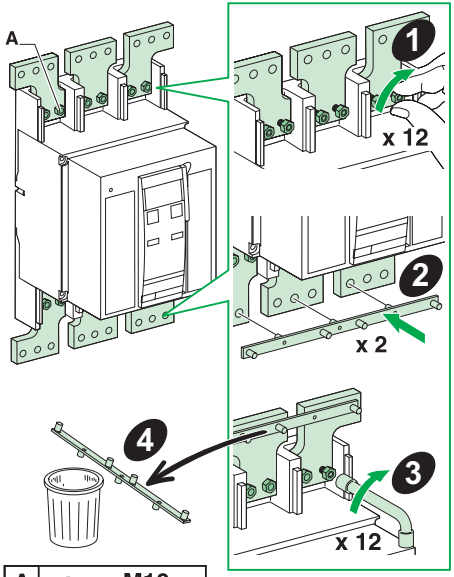
Interdit pour U ⩾ 500 V : séparateurs de phases non compatibles avec les épanouisseurs
Forbidden for U ⩾ 500 V : interphase barriers not compatible with spreaders
Nicht zulässig für U ⩾ 500 V: Phasentrennwände sind mit Spreizern nicht kompatibel
Vietato per U ⩾ 500 V: separatori interfase incompatibili con distanziatori poli
Prohibido para U ⩾ 500 V : barreras de interfase no compatibles con esparcidoras
Proibido para U u 500 V: barreiras de ligação não compatíveis com alargadores
Запрещено для U u = 500 В: межфазные перегородки не совместимы с расширителями
工作电压⩾ 500 V时禁止使用：相间隔板和端子扩展器不兼容

Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414155.eps





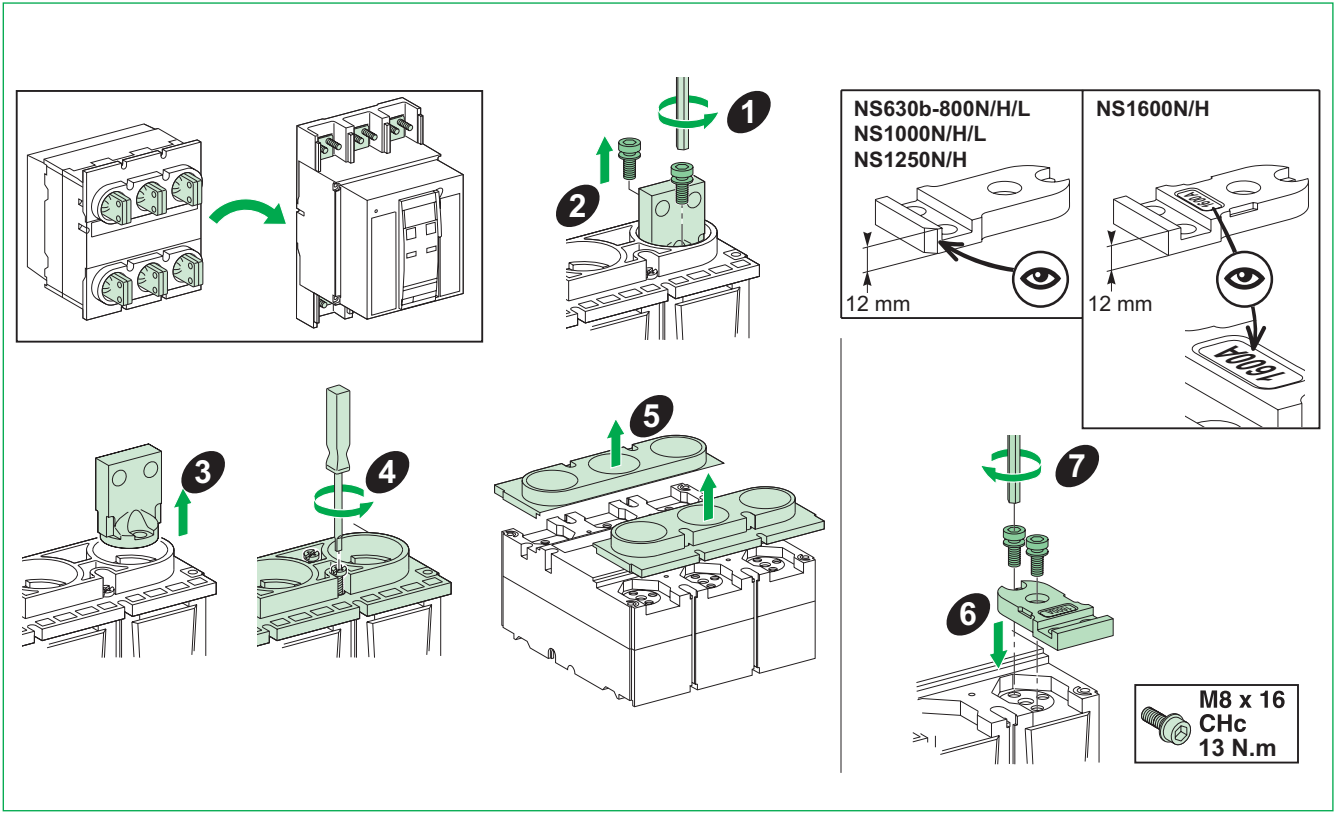


Interdit pour U ⩾ 500 V : séparateurs de phases non compatibles avec les épanouisseurs
Forbidden for U ⩾ 500 V : interphase barriers not compatible with spreaders
Nicht zulässig für U ⩾ 500 V: Phasentrennwände sind mit Spreizern nicht kompatibel
Vietato per U ⩾ 500 V: separatori interfase incompatibili con distanziatori poli
Prohibido para U ⩾ 500 V : barreras de interfase no compatibles con esparcidoras
Proibido para U u 500 V: barreiras de ligação não compatíveis com alargadores
Запрещено для U u = 500 В: межфазные перегородки не совместимы с расширителями
工作电压⩾ 500 V时禁止使用：相间隔板和端子扩展器不兼容



Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

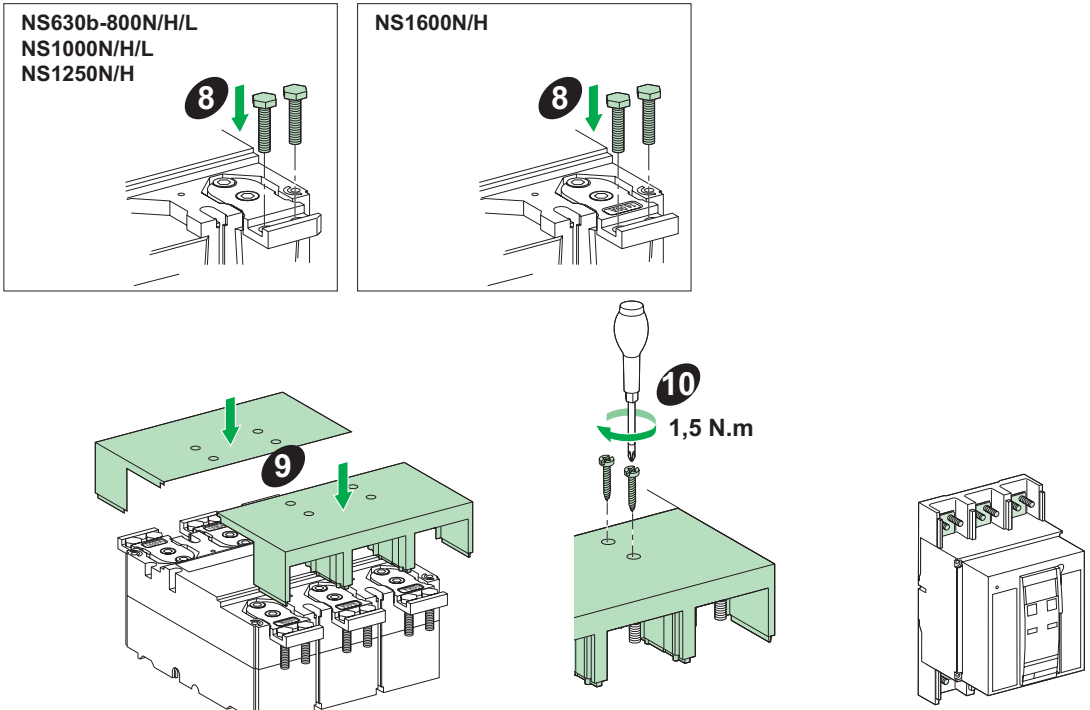
DB414156.eps



Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子

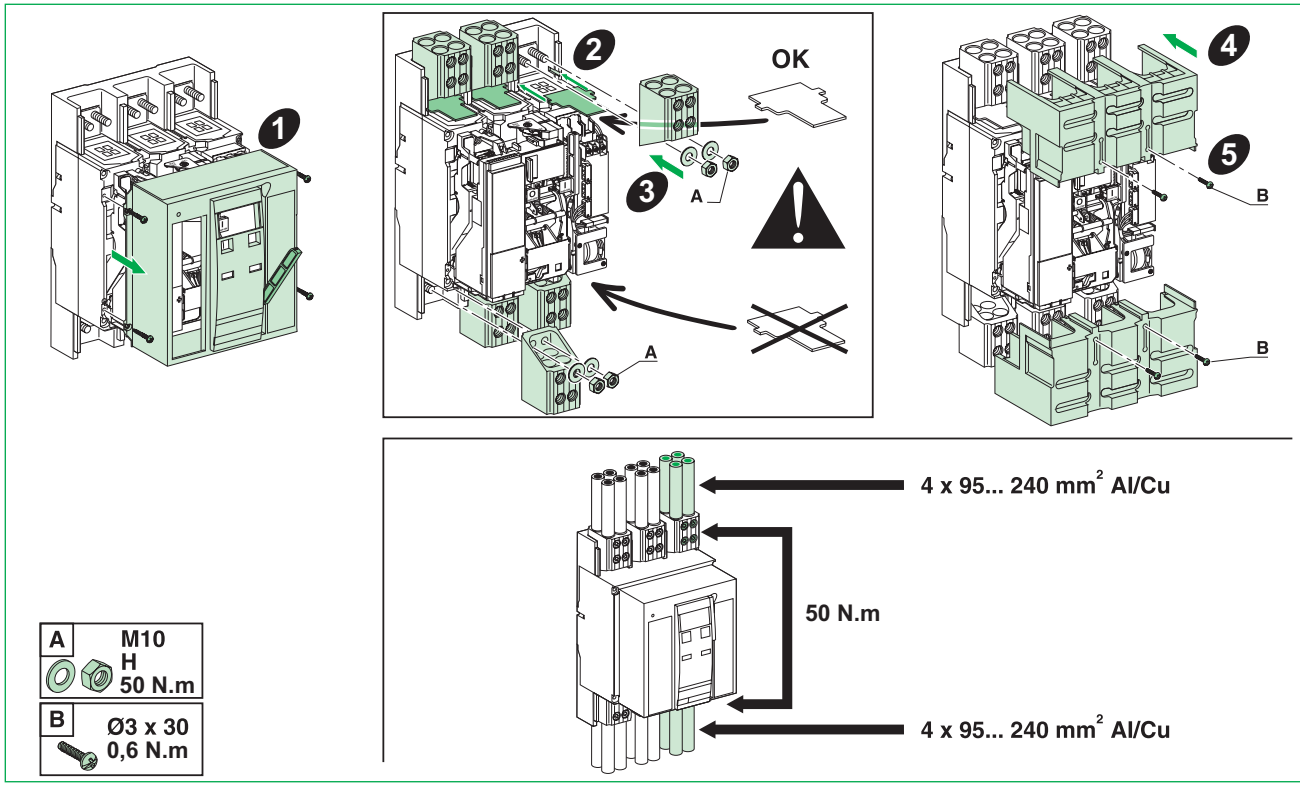
Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

DB414157.eps



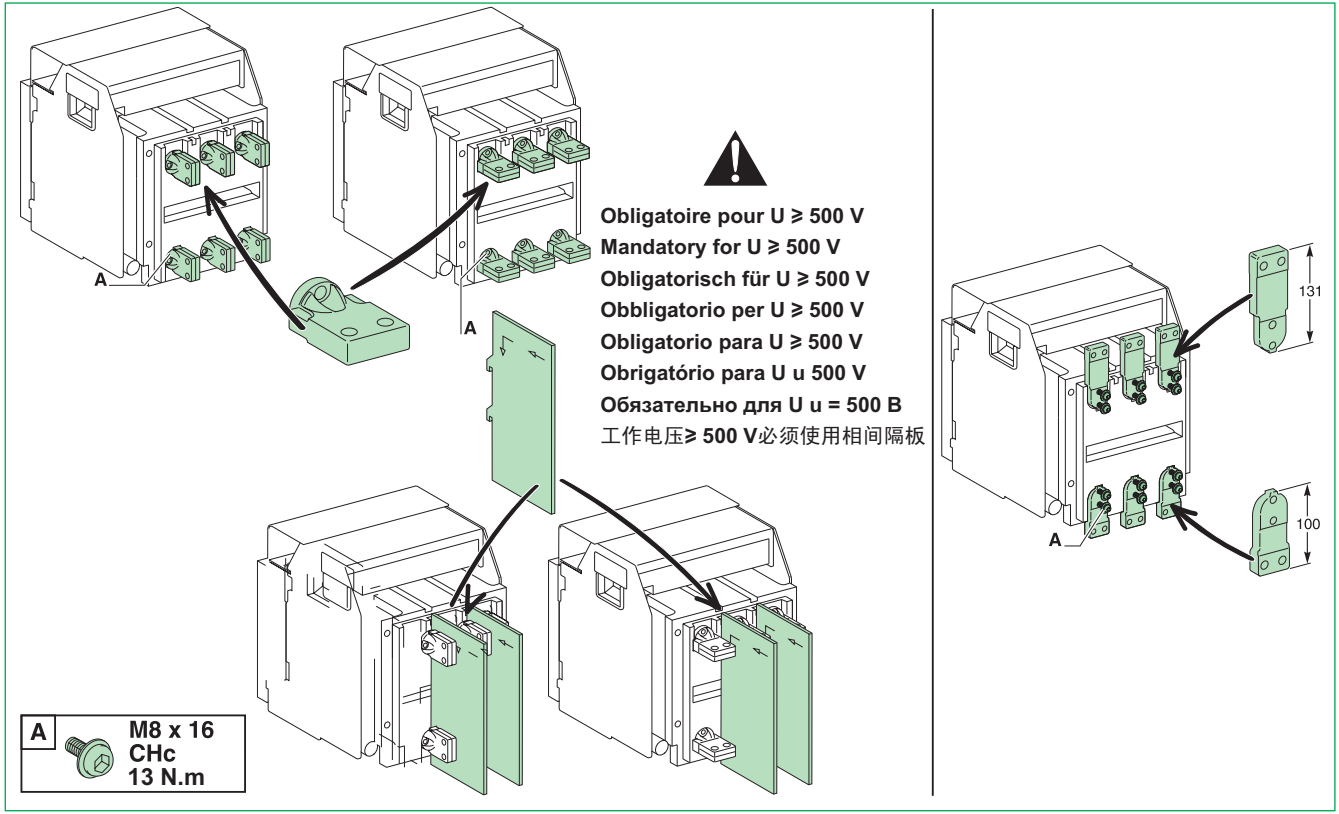
Disjoncteur fixe (sauf L) / Fixed circuit breaker (except L) / Leistungsschalter in Festeinbau (außer L) / Interruttore fisso (eccetto L) / Interruptor automático fijo (excepto L) / Disjuntor fixo (excepto L) / Фиксированный выключатель (кроме L) /
固定式断路器（L型断路器除外）

DB414158.eps



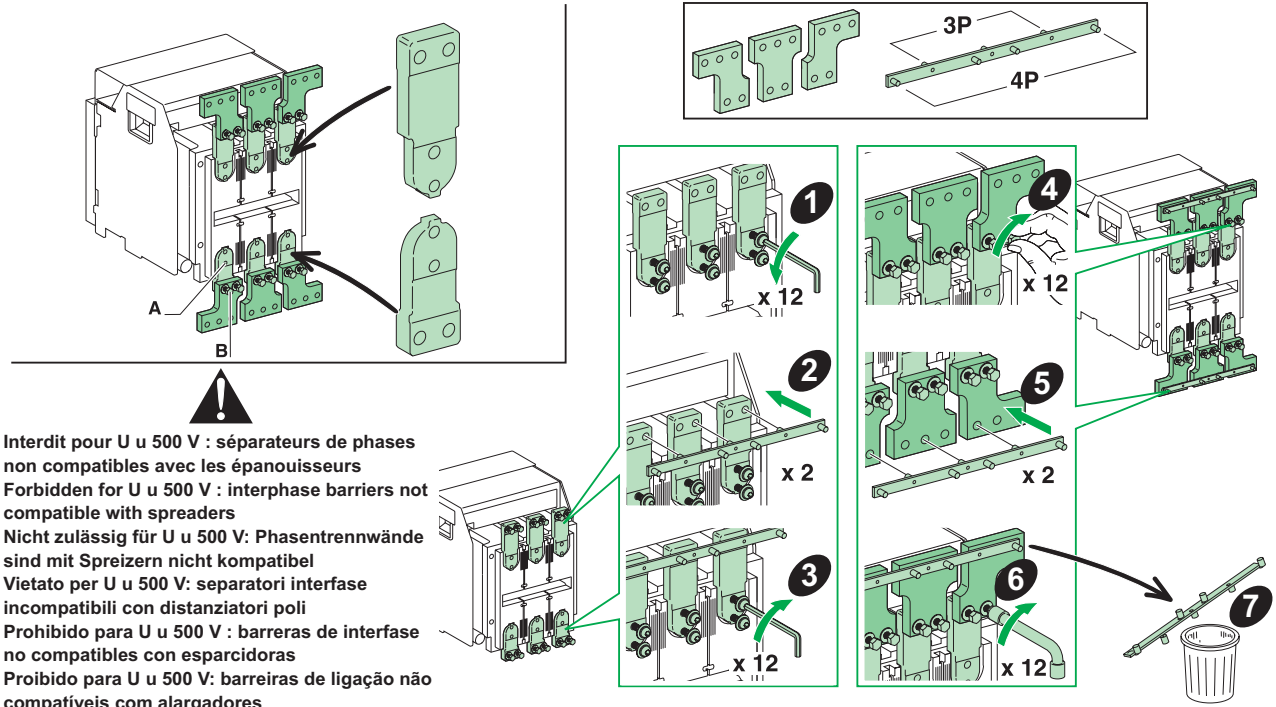
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414159.eps



Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414160.eps



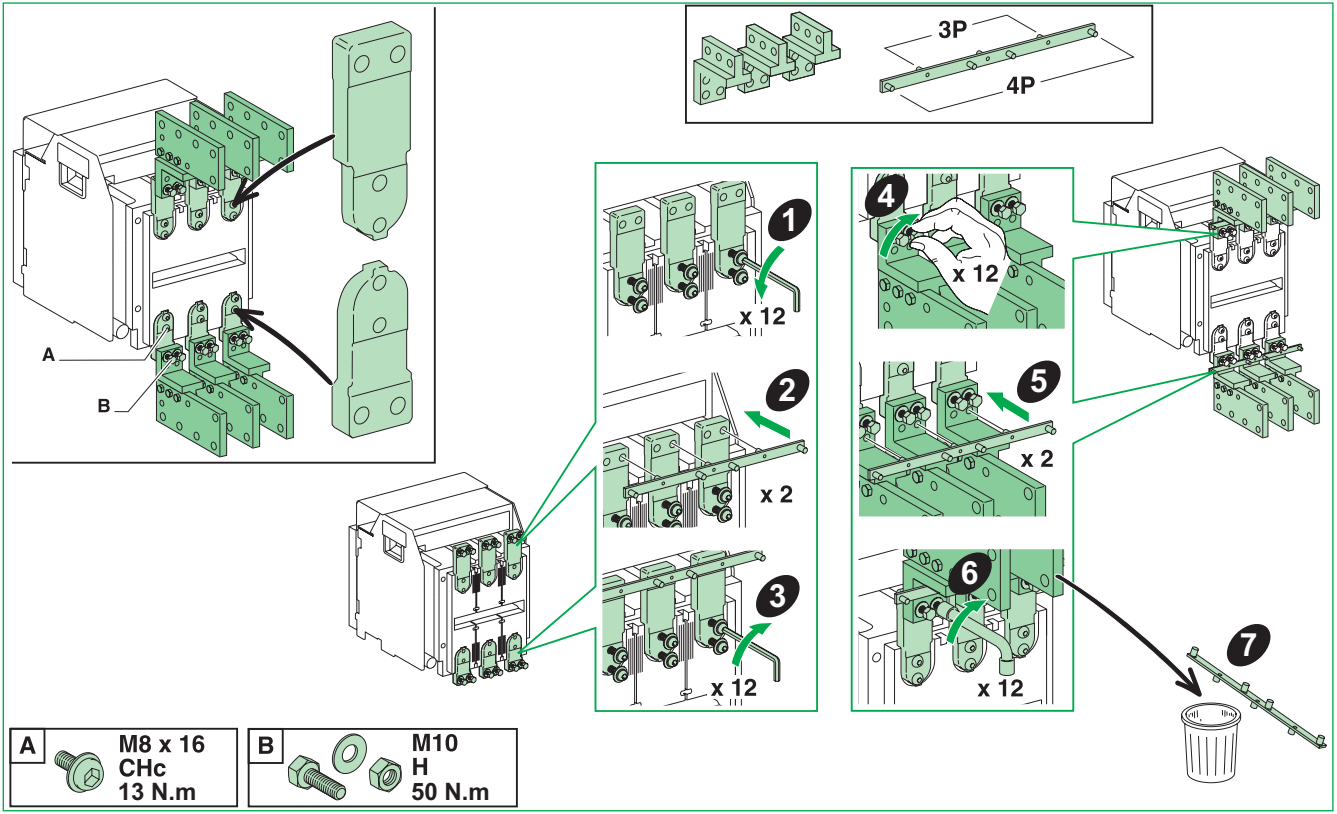
Interdit pour U u 500 V : séparateurs de phases non compatibles avec les épanouisseurs
Forbidden for U u 500 V : interphase barriers not compatible with spreaders
Nicht zulässig für U u 500 V: Phasentrennwände sind mit Spreizern nicht kompatibel
Vietato per U u 500 V: separatori interfase incompatibili con distanziatori poli
Prohibido para U u 500 V : barreras de interfase no compatibles con esparcidoras
Proibido para U u 500 V: barreiras de ligação não compatíveis com alargadores
Запрещено для U u = 500 В: межфазные перегородки не совместимы с расширителями
工作电压u 500 V时禁止使用：相间隔板和端子扩展器不兼容

A	**M8 x 16 CHc 13 N.m**	**B**	**M10 x 40 H 50 N.m**

Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子

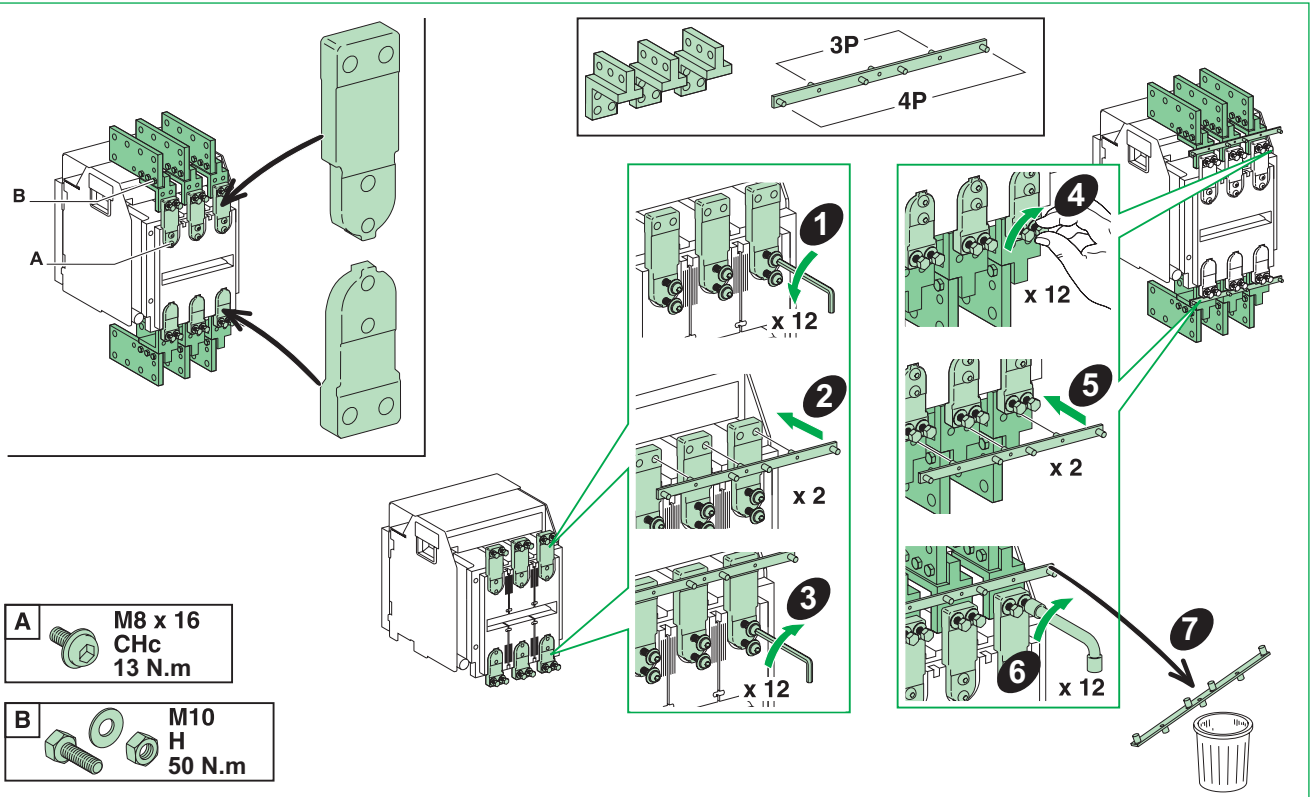
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414161.eps



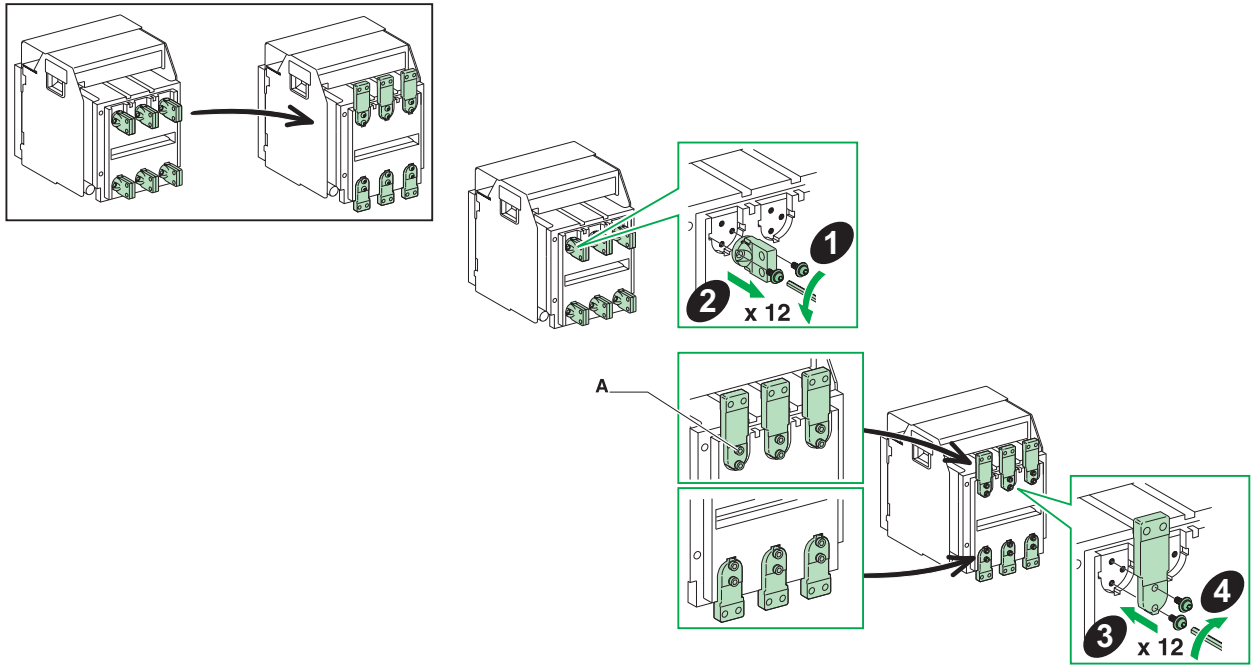
Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

DB414162.eps



Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

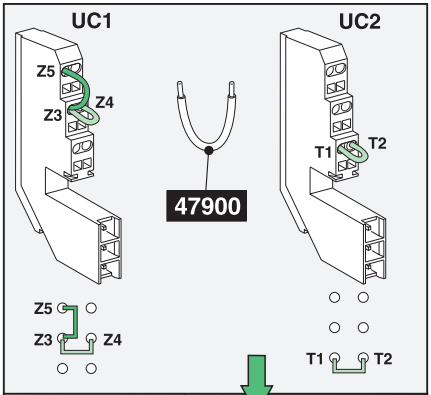
DB414163.eps



A	M8 x 16 CHc 13 N.m

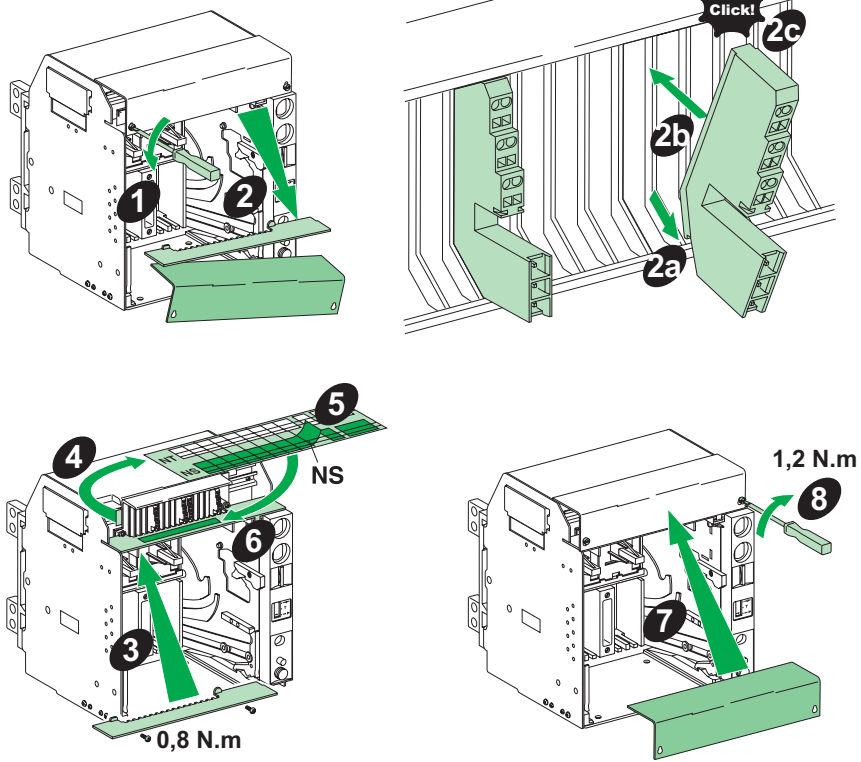
DB414164.eps

Châssis seul / Chassis only / Chassis einzeln / Solo telaio / Chassis solo / Somente chassis / Только шасси / 仅限抽架



Micrologic	UC1	x 1
	UC2	x 1
COM		x 1
Micrologic	UC3	x 1
MN/MX		x 1
MT1		x 1
MT2		x 1
CAF1		x 1
M6C / CAF2		x 1
SDE		x 1
SD		x 1
CAO1		x 1
CAO2		x 1
OF1		x 1
OF2		x 1
OF3		x 1

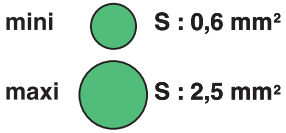
Montage / Mounting / Montage / Montaggio / Montaje / Montagem / Монтаж / 安装



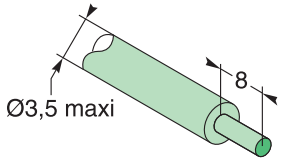
Raccordement auxiliaire / Auxiliary connections / Zubehöranschluß / Collegamento degli ausiliari / Conexión auxiliar / 辅助连接

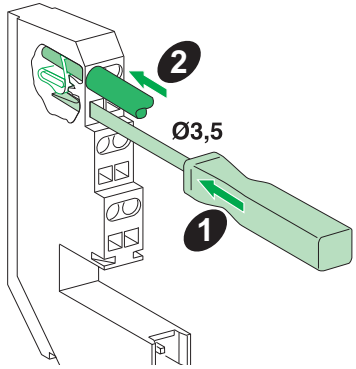
DB414166.eps

Section des fils
Cross-section of wires
Kabelquerschnitte
Sezione dei cavi
Sección de los hilos
Secção transversal dos fios
Поперечное сечение проводов
线缆横截面



Dénudez les fils
Remove insulation
Leitungen abisolieren
Spelare i cavi
Pele los hilos
Remover isolamento
Удаление изоляции
剥去绝缘层

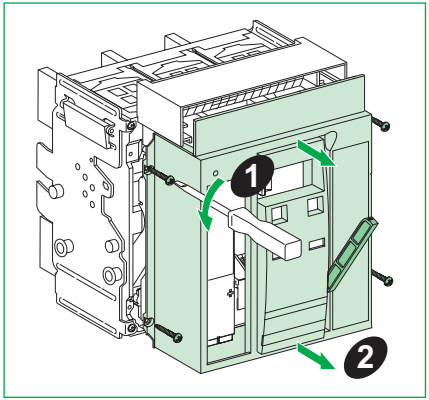




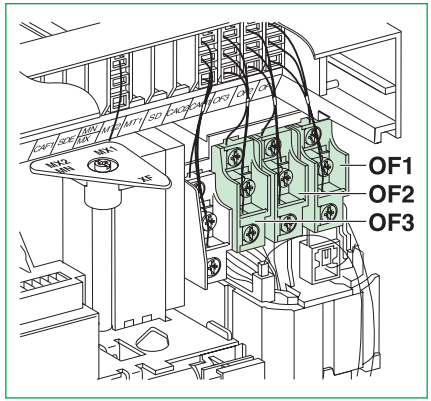
Les schémas (page 34 et 35) sont représentés circuits hors tension, appareil ouvert,embroché, armé et les relais en position repos.	Diagram (page 34 and 35) shown with circuits deenergised, breaker open and in connected position, spring charged and relays in released position.	Schaltplan (Seite 34 und 35) in stromlosem Zustand, Schalter Aus, in Betriebstellung, Speicher gespannt und Relais in Ruhestellung Überstromauslösesystem.	Lo schema (página 34 e 35) e rappresentato con circuiti fuori tensione, interruttore aperto, inserito, armato, con relè in posizione di riposo.
Esquema (página 34 y 35) representado circuito fuera de tensiòn, aparato abierto, conectado, armado, relé en posiciòn reposo.	Diagrama (página 30 e 31) apresentada com os circuitos não activos, disjuntor aberto e na posição ligada, mola carregada e relés na posição solta.	На схеме (страницы 30 и 31) цепи обесточены, выключатель разомкнут и подсоединен, пружина взведена, а реле разомкнуты.	电路图(34和35页)显示回路不带电，开关断开在连接位置，储能和继电器在释放位置。

Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

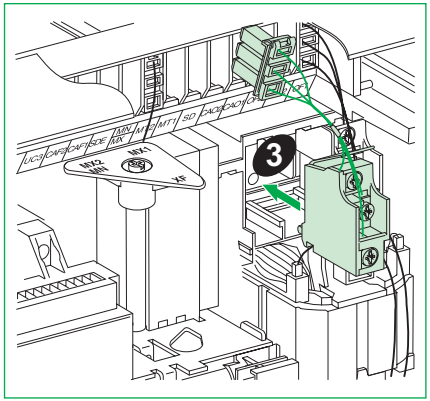
DB414167.eps



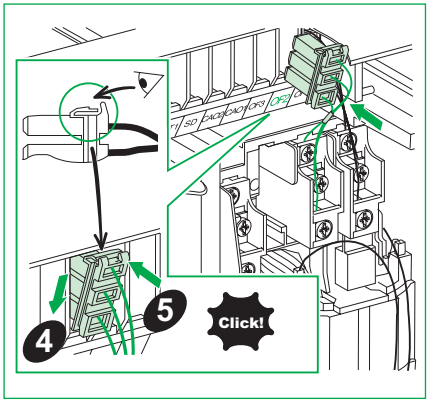
DB414168.eps



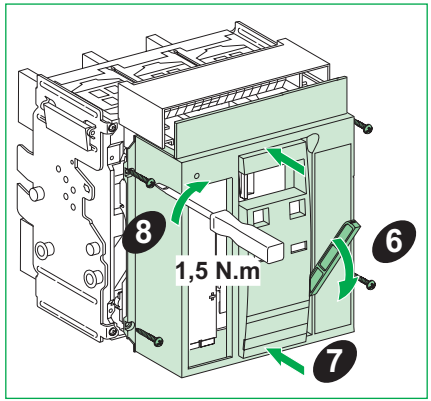
DB414169.eps



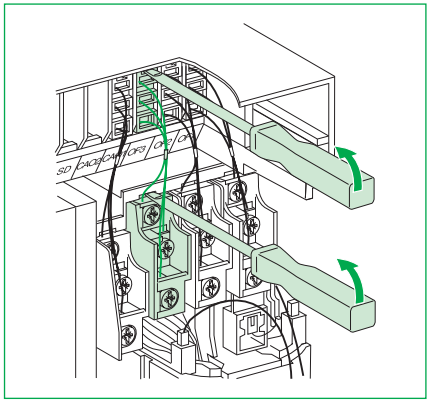
DB414170.eps



DB414171.eps



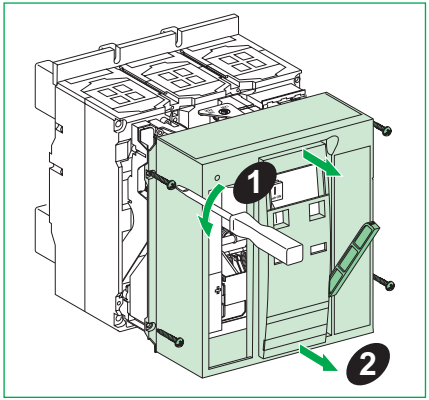
DB414172.eps



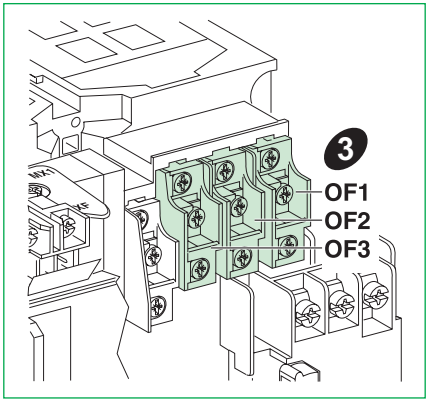
Raccordement auxiliaire / Auxiliary connections / Zubehöranschluß / Collegamento degli ausiliari / Conexión auxiliar / Conexões auxiliares / Вспомогательные разъемы / 辅助连接

Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Fixed circuit breaker / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

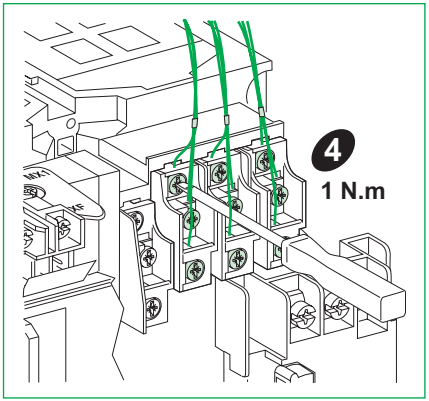
DB414173.eps



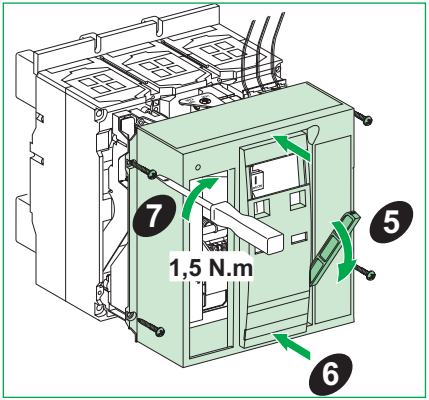
DB414174.eps



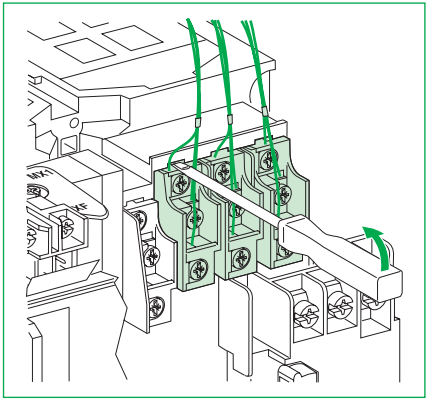
DB414175.eps



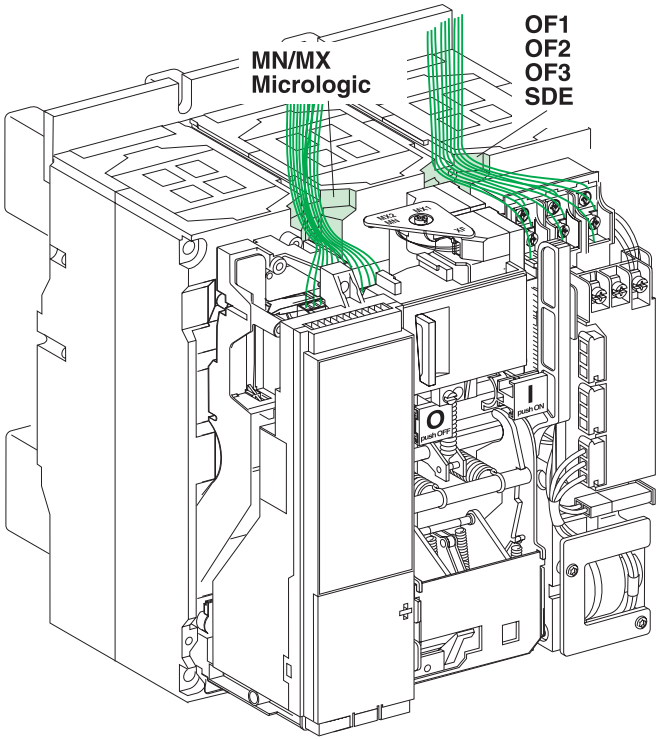
DB414176.eps



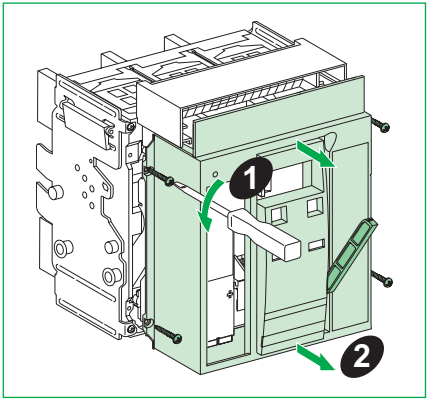
DB414177.eps



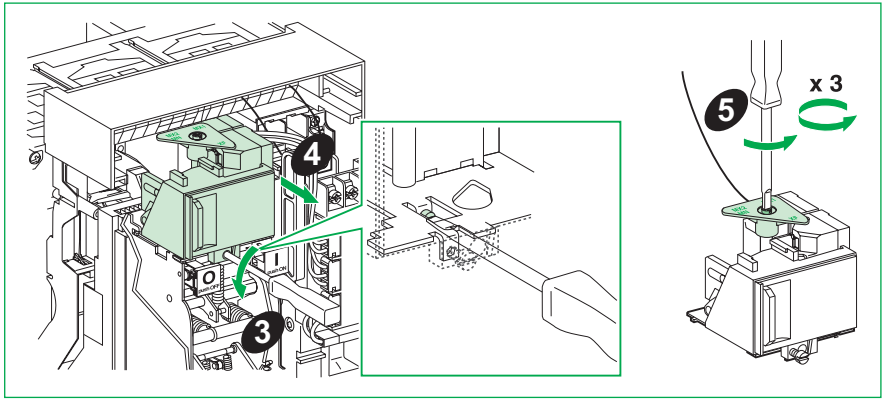
DB414178.eps



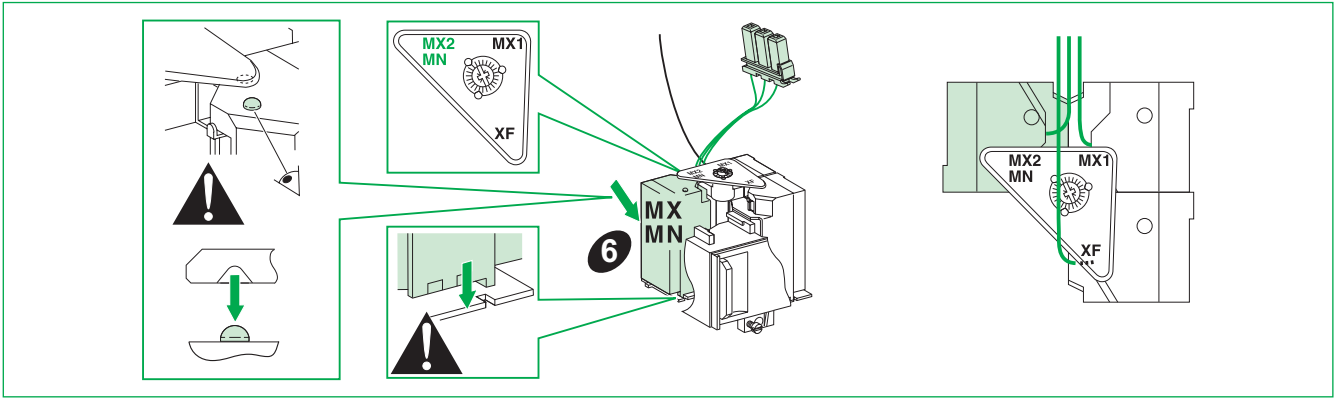
DB4114179.eps



DB4114180.eps

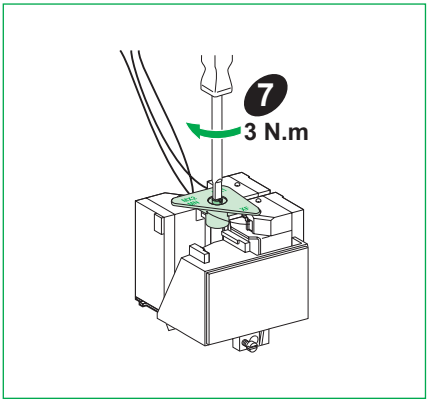


DB4114181.eps

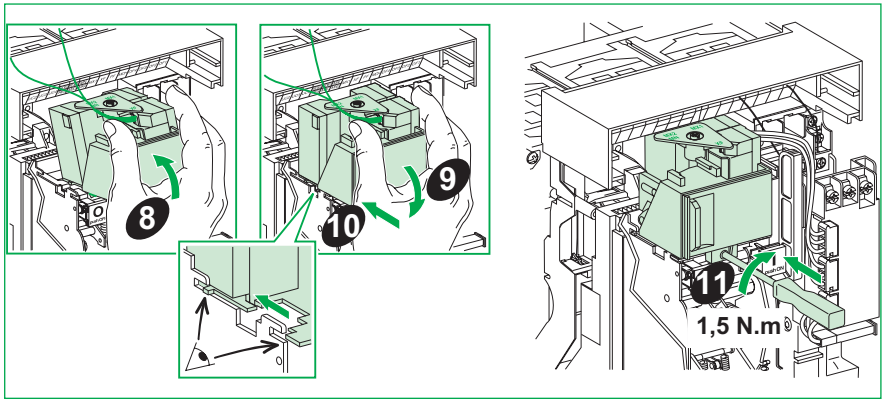


Disjoncteur débrochable / Drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Einschubtechnik / Interruttore estraibile / Interruptor automático seccionable / Disjuntor extraível / Выдвижной выключатель / 抽屉式断路器

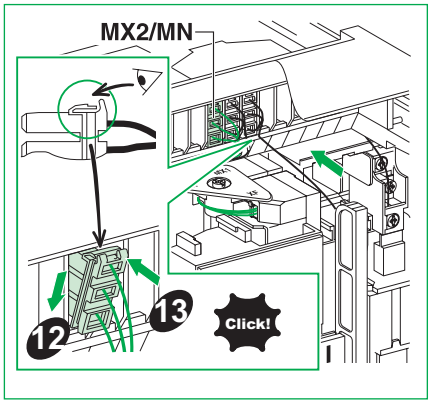
DB414182.eps



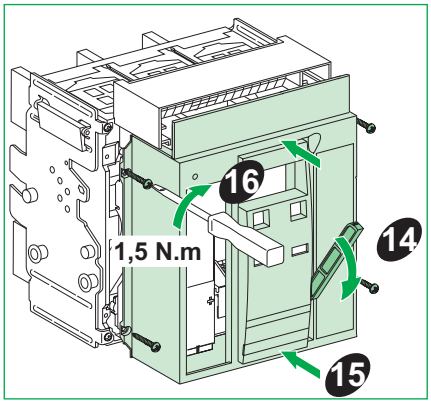
DB414183.eps



DB414184.eps

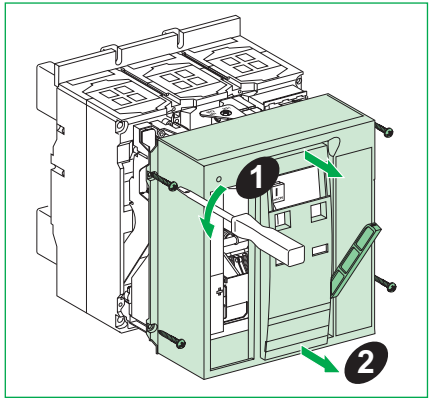


DB414185.eps

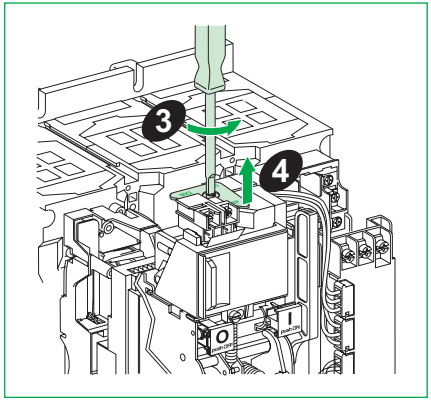


Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Fixed circuit breaker / Фиксированный выключатель / 固定式断路器

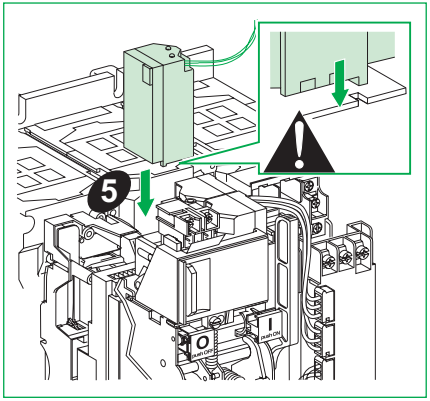
DB414186.eps



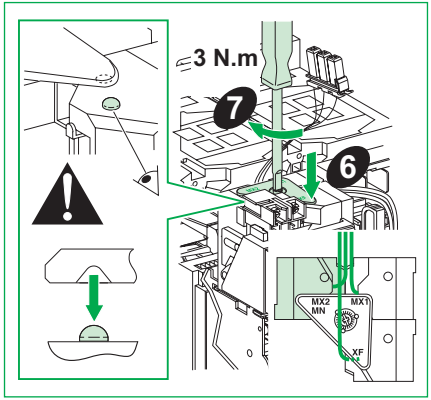
DB414187.eps



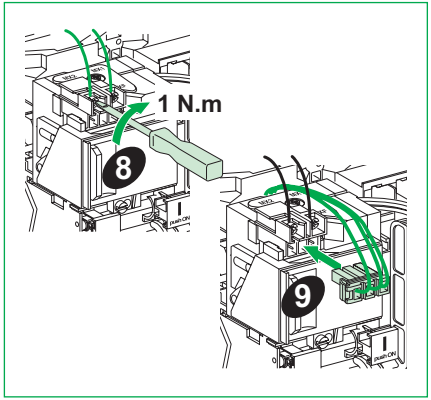
DB414188.eps



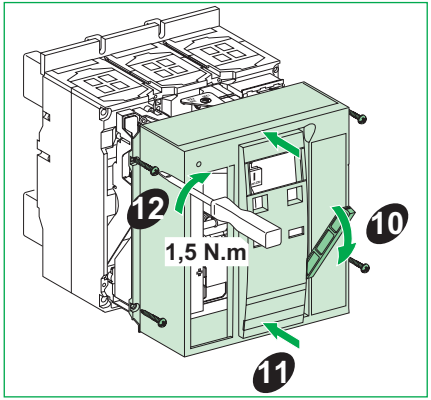
DB414189.eps



DB414190.eps

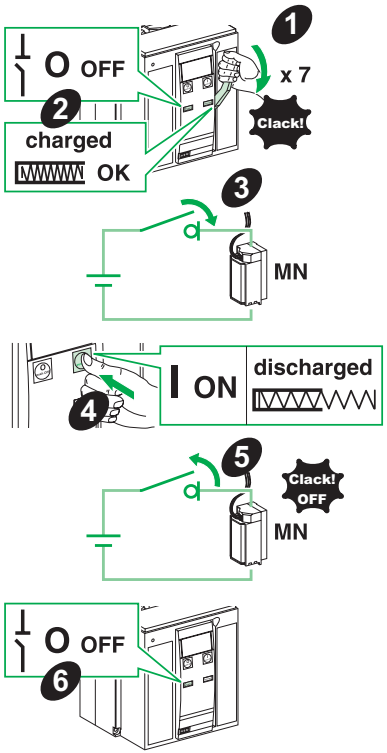


DB414191.eps

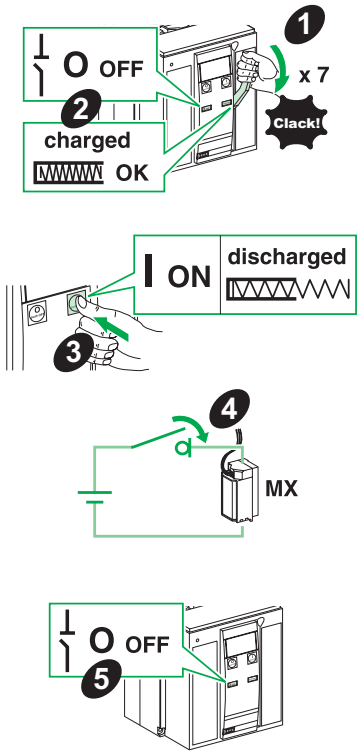


DB414192.eps

Test MN / MN test / MN test / Test MN / Prueba MN / Teste MN / Тест MN / MN 测试



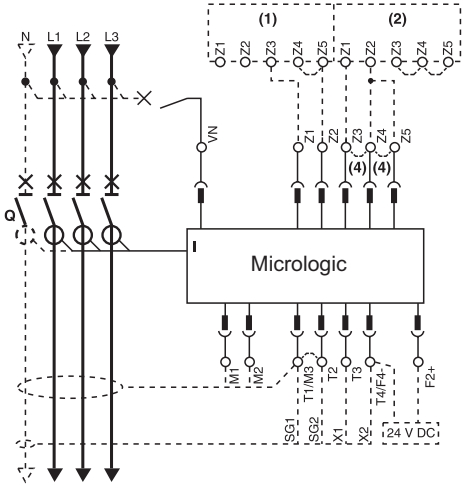
Test MX / MX test / MX test /Test MX / Prueba MX / Teste MX / Тест MX / MX 测试



Disjoncteur fixe et débrochable / Fixed and drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau und Einschubtechnik / Interruttore fisso ed estraibile / Interruptor automático fijo y seccionable / Disjuntor extraível e fixo / Фиксированный и выдвижной выключатель / 固定式和抽屉式断路器

Déclencheur / Control unit / Überstromauslösesystem / Sganciatore elettronico / Unidad de control / Unidade de controlo / Блок управления / 控制单元

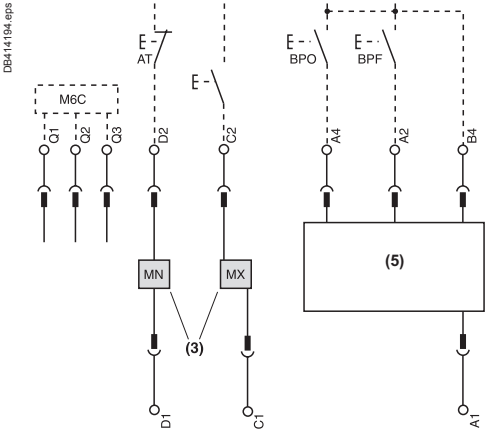
DB414193.eps



Com	UC1	UC2	UC3	M6C
E5 E6	Z5 M1	M2 M3	F2+	Q3
E3 E4	Z3 Z4	T3 T4	VN	Q2
E1 E2	Z1 Z2	T1 T2	F1-	Q1

Commande à distance / Remote control / Extern Ein- und Ausschalten / Comando a distanza / Mando a distancia / Controlo remoto / Дистанционное управление / 远程操作

DB414194.eps

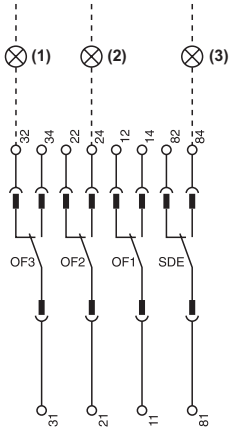


MN/MX	MT2	MT1
D2 / C2	A4	A2
		B4
D1 / C1		A1

(1) Disjoncteur amont / Upstream breaker / Einspeiseseitig Schalter / Interruttore monte / Interruptor aguas arriba / Disjuntor a montante / Расположенный выше выключатель /上级
(2) Disjoncteur aval / Downstream breaker / Abgangsseitig Schalter/ Interruttore valle / Interruptor aguas abajo / Disjuntor a jusante / Расположенный ниже выключател / 下级
(3) Ou / Or / Oder / O / Ó / Ou / Или/ 或
(4) Strap si pas de disjoncteur aval / Strap if no downstream breaker / Strap wenn kein abgangsseitig Schalter / Strap si no interruttore valle / Strap si no interruptor aguas abajo / Fixe caso não exista um disjuntor a jusante / Стяжка, если ниже не расположен выключатель /汇流排（若无下游断路器）
(5) Télécommande / Remote control / Motorantrieb / Comando motore / Mando eléctrico /Controlo remoto / Дистанционное управление / 远程操作

Déclencheur / Control unit / Überstromauslösesystem / Sganciatore elettronico / Unidad de control / Unidade de controlo / Блок управления / 控制单元

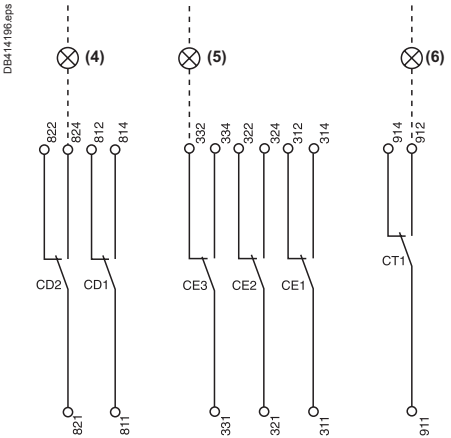
DB414195.eps



SDE	OF3	OF2	OF1
84	34	24	14
82	32	22	12
81	31	21	11

Commande à distance / Remote control / Extern Ein- und Ausschalten / Comando a distanza / Mando a distancia / Controlo remoto / Дистанционное управление / 远程操作

DB414196.eps

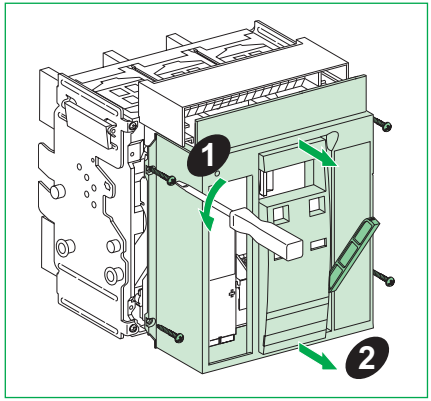


CD2	CD1	CE3	CE2	CE1	CT1
824	814	334	324	314	914
822	812	332	322	312	912
821	811	331	321	311	911

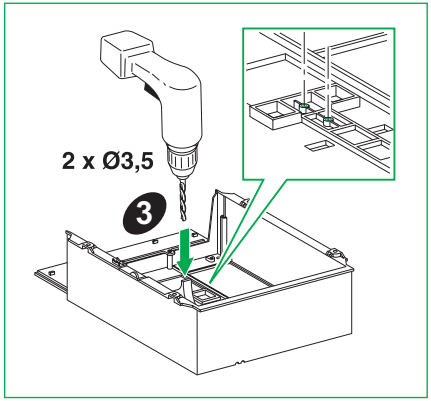
(1) Ouvert / Open / Aus / Aperto / Abierto / Aberto / Откр / 分闸
(2) Fermé / Closed / Ein / Chiuso / Cerrado / Fechado /Закр /合闸
(3) Défaut / Fault / Fehler / Guasto / Defecto / Falha / Неисправность / 故障
(4) Débroché / Disconnected / Trennstellung / Estratto / Desenchufado / Desligado / Отсоед. / 退出
(5) Embroché / Connected / Betriebsstellung / Inserito / Enchufado / Ligado / Подкл / 连接
(6) Position test / Test position / Testellung / Posizione prova / Posición de test / Posição de teste / Положение «Тест» / 测试位置

Cadenassage des boutons poussoirs / Pushbutton padlocking device / Abschliessbarkeit der Betätigungstaster / Blocco a lucchetto dei pulsanti / Enclavamiento de los botones-pulsadores / Dispositivo de bloqueio do interruptor de pressão / Кнопочное устройство блокировки / 按钮挡板

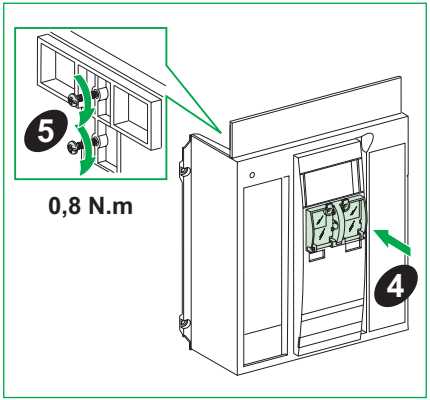
DB414197.eps



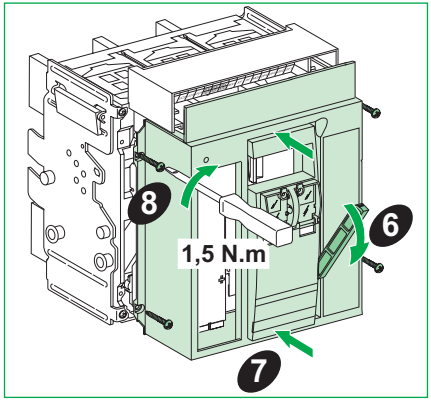
DB414198.eps



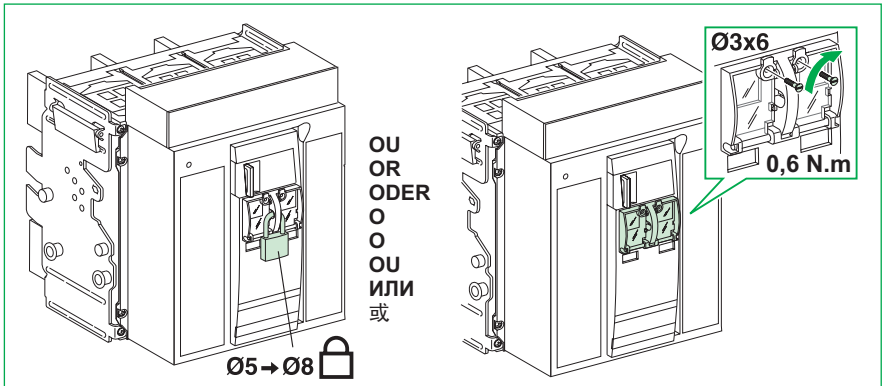
DB414199.eps



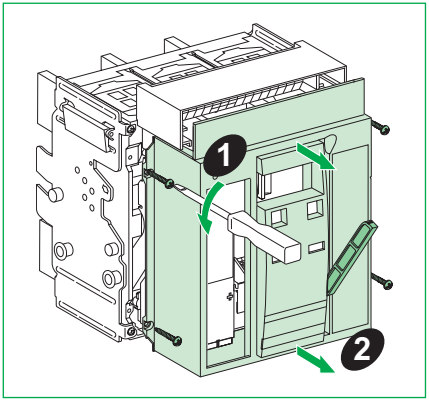
DB414200.eps



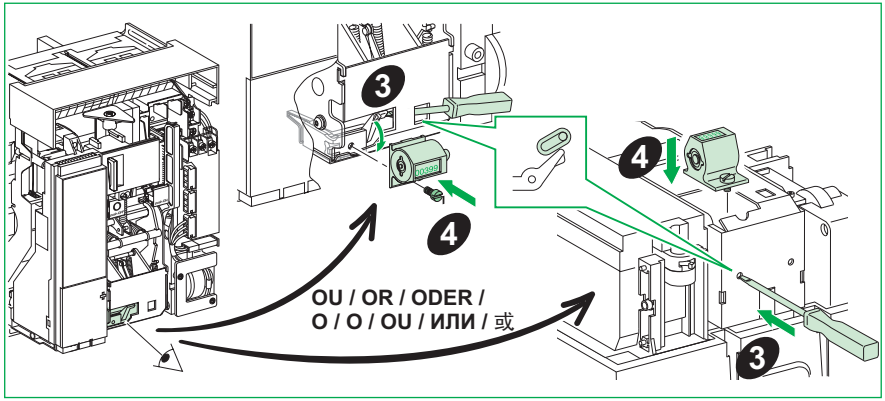
DB414201.eps



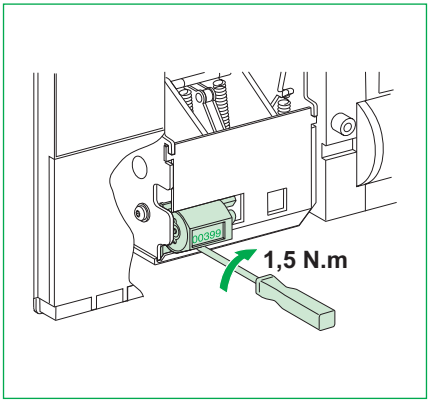
DB414202.eps



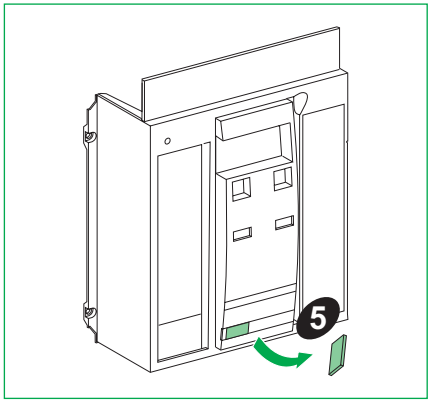
DB414203.eps



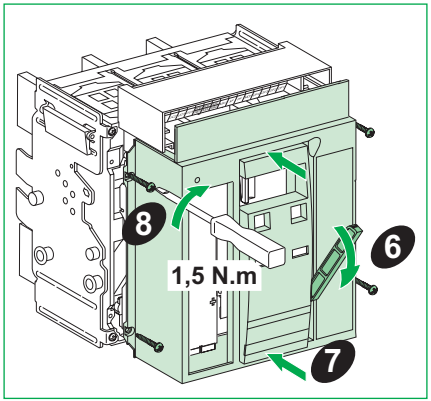
DB414204.eps



DB414205.eps

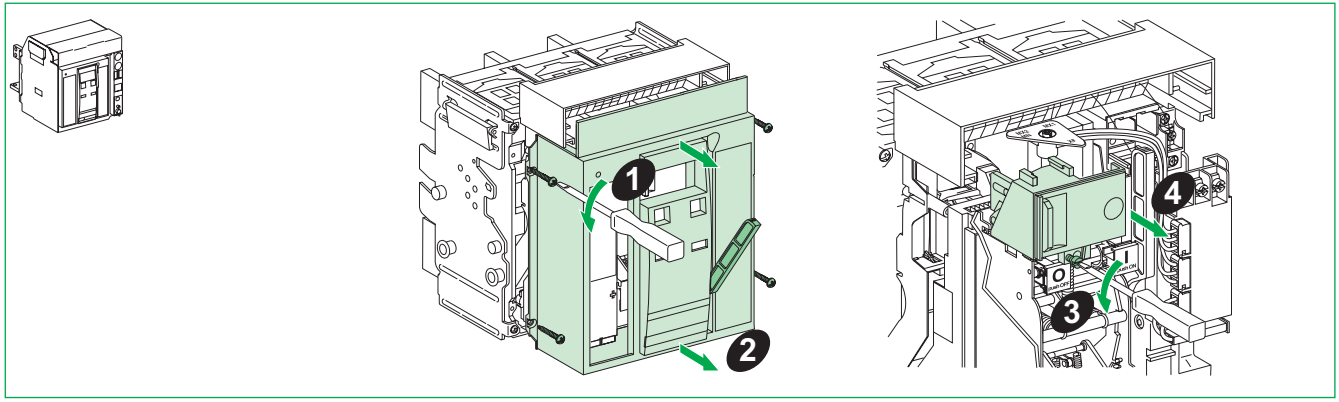


DB414206.eps

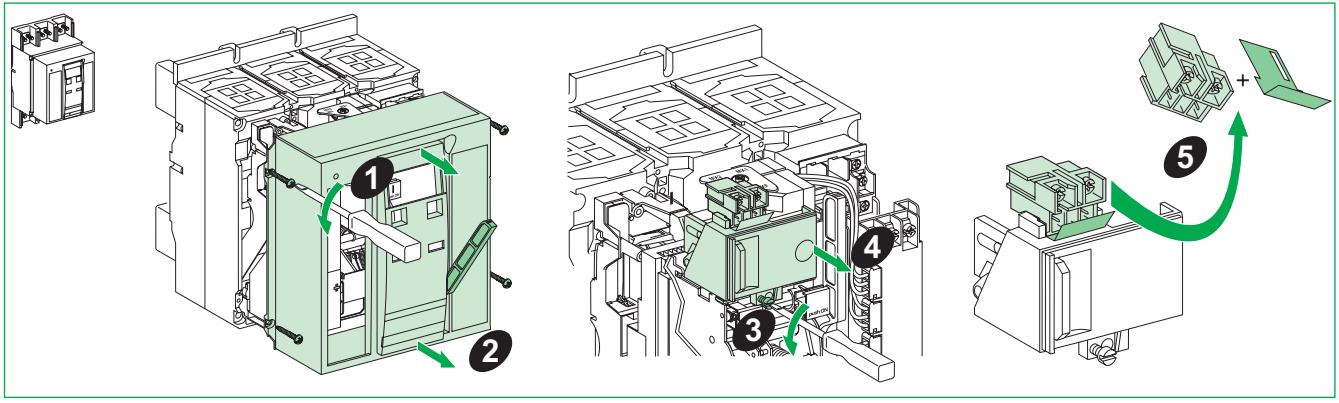


Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de "desligado" / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁

DB414207.eps

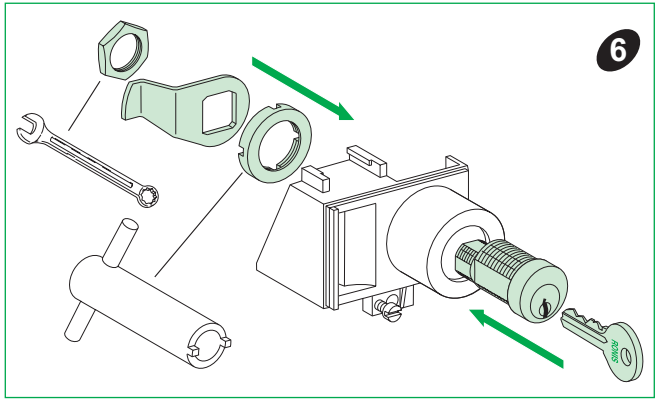


DB414208.eps

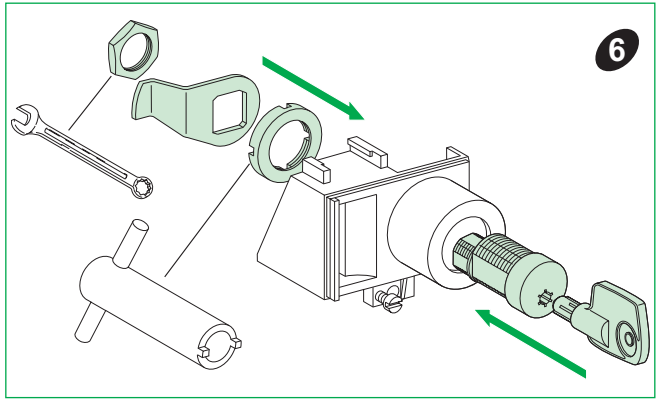


Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de "desligado" / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁

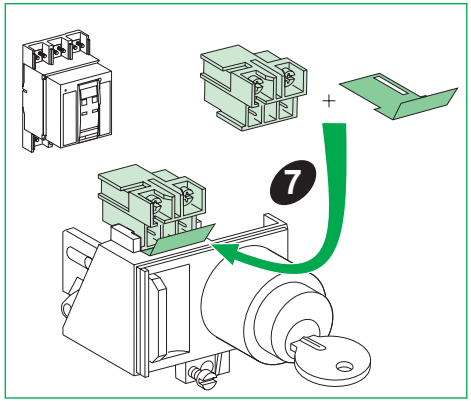
DB414209.eps



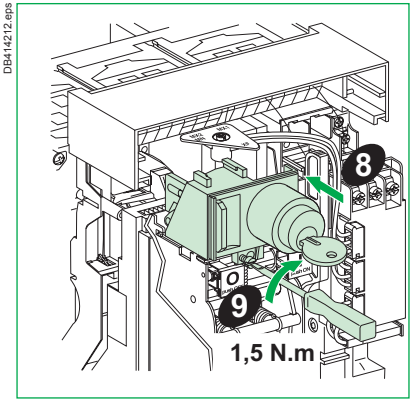
DB414210.eps



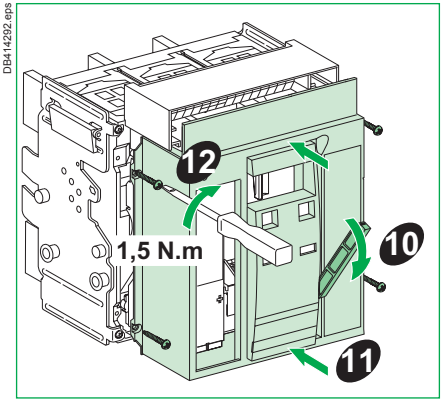
DB414211.eps



DB414212.eps

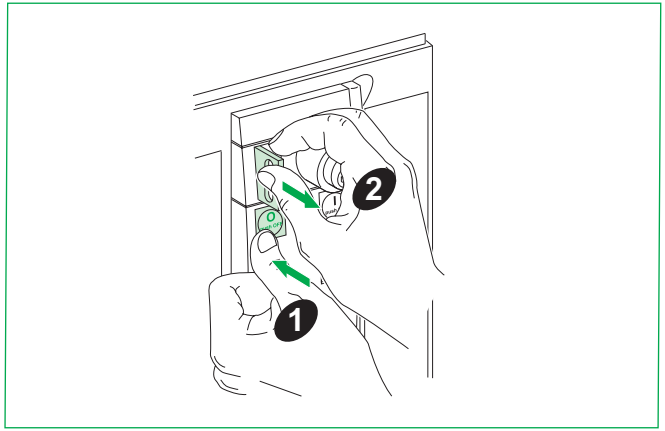


DB414292.eps

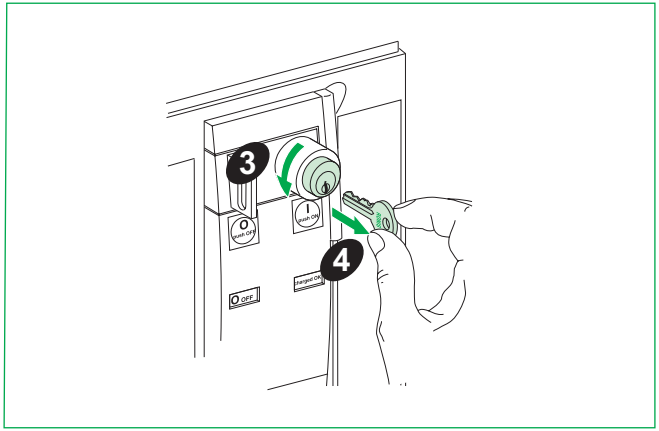


Verrouillage position ouvert / "Off" position lock / Abschliessbarkeit in der "Aus" Stellung / Blocco a chiave in posizione aperto / Enclavamiento en posición abierto / Bloqueio na posição de "desligado" / Фиксатор положения «Выкл.» / OFF位置锁

DB414293.eps



DB414294.eps



© 2018 Schneider Electric. All rights reserved.

Schneider Electric Industries SAS
35, rue Joseph Monier
CS 30323
F - 92506 Rueil Malmaison Cedex
www.schneider-electric.com

Printed on recycled paper.

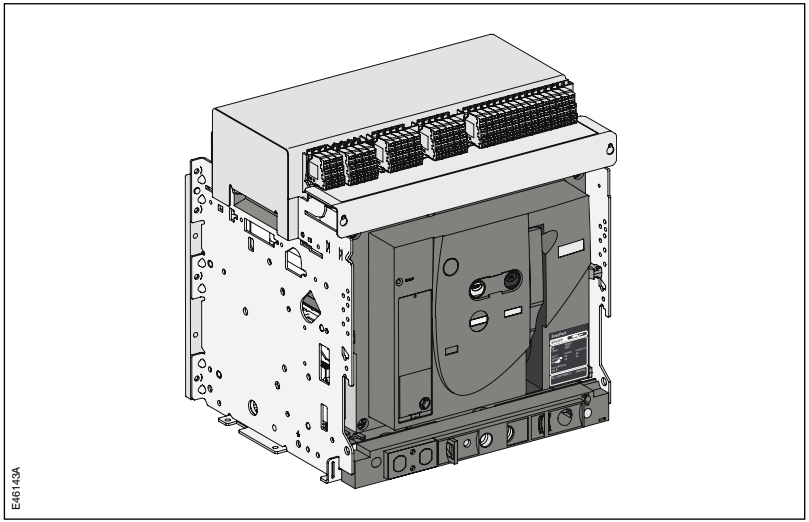
Designed by: Schneider Electric
Printed by:

Уполномоченный поставщик в РФ:
АО «Шнейдер Электрик»
Адрес:127018, г. Москва, ул.
Двинцев, д.12, корп.1,
тел. +7 (495)777 99 88,
факс: +7 (495)777 99 94, 8-800-200-6446
www.schneider-electric.ru

EasyPact MVS

(FR) Notice d'installation
(EN) *Installation manual*
(DE) *Montageanleitung*
(IT) *Manuale d'installazione*
(ES) *Instrucciones de instalación*
(PT) *Manual de instalação*
(RU) *Руководство по установке*
(ZH) *安装手册*

Disjoncteur ou interrupteur fixe ou débrochable / Fixed or drawout circuit breaker or switch-disconnector / Leistungs- oder Lasttrennschalter in Festeinbau- oder Einschubtechnik / Interruttore o interruttore-sezionatore fisso o estraibile / Interruptor-seccionador o interruptor automático extraíble o fijo / Disjuntor extraível ou fixo ou interruptor-seccionador / Фиксированный или выдвижной выключатель либо выключатель-разъединитель / 固定式或抽屉式断路器或开关断路器



Schneider Electric

S1B70236-08-D00

REMARQUE IMPORTANTE	PLEASE NOTE	BITTE BEACHTEN	NOTA IMPORTANTE
■ L'installation, l'utilisation, la réparation et la maintenance des équipements électriques doivent être assurées par du personnel qualifié uniquement. ■ Schneider Electric décline toute responsabilité quant aux conséquences de l'utilisation de ce matériel.	■ Electrical equipment should be installed, operated, serviced, and maintained only by qualified personnel. ■ No responsibility is assumed by Schneider Electric for any consequences arising out of the use of this material.	■ Elektrische Geräte dürfen nur von Fachpersonal installiert, betrieben, bedient und gewartet werden. ■ Schneider Electric haftet nicht für Schäden, die durch die Verwendung dieses Materials entstehen.	■ Manutenzione, riparazione, installazione e uso delle apparecchiature elettriche si devono affidare solo a personale qualificato. ■ Schneider Electric non si assume alcuna responsabilità per qualsiasi conseguenza derivante dall'uso di questi prodotti.

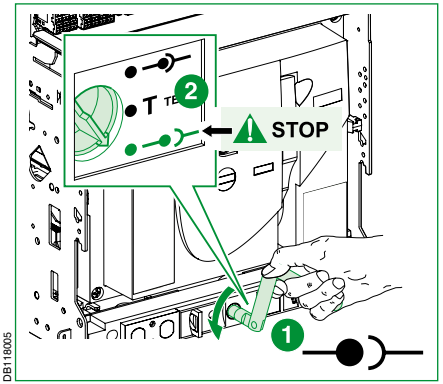
⚠ ⚠ DANGER / DANGER / GEFAHR / PERICOLO

RISQUE DE CHOC ÉLECTRIQUE, D'EXPLOSION OU D'ARC ÉLECTRIQUE	HAZARD OF ELECTRIC SHOCK, EXPLOSION OR ARC FLASH	GEFAHR VON ELEKTRISCHEM SCHLAG, EXPLOSIONODER LICHTBOGEN	RISCHIO DI FOLGORAZIONE, ESPLOSIONE O BAGLIORI DA ARCO
■ Portez un équipement de protection personnelle adapté et respectez les consignes de sécurité électrique courantes. Reportez-vous aux normes NFPA 70E, CSA Z462 ou aux textes équivalents applicables dans votre région du monde. ■ Seul un personnel qualifié doit effectuer l'installation et l'entretien de cet appareil. ■ Débranchez toutes les sources d'alimentation de cet équipement avant d'effectuer toute opération interne ou externe sur celui-ci. Verrouillez l'appareillage en position isolée. ■ Utilisez toujours un dispositif de détection de tension ayant une valeur nominale appropriée pour vous assurer que l'alimentation est coupée. ■ Installez des barrières de sécurité et affichez un signal de danger. ■ Remettez en place tous les équipements, les portes et les capots avant de remettre l'appareil sous tension. **Le non-respect de ces instructions provoquera la mort ou des blessures graves.**	■ Apply appropriate personal protective equipment (PPE) and follow safe electrical work practices. See NFPA 70E, CSA Z462 or local equivalent. ■ This equipment must only be installed and serviced by qualified electrical personnel. ■ Turn off all power supplying this equipment before working on or inside equipment. Lock the switchgear in the isolated position. ■ Always use a properly rated voltage sensing device to confirm power is off. ■ Install safety barriers and display a danger sign. ■ Replace all devices, doors, and covers before turning on power to this equipment. **Failure to follow these instructions will result in death or serious injury.**	■ Tragen Sie persönliche Schutzausrüstung (PSA) und befolgen Sie sichere Verfahren im Umgang mit Elektrogeräten. Siehe NFPA 70E, CSA Z462 oder lokale Entsprechung. ■ Diese Geräte dürfen nur von qualifizierten Elektrikern installiert und gewartet werden. ■ Schalten Sie vor Arbeiten am bzw. im Innern des Geräts die gesamte Spannungsversorgung ab. Die Schaltanlage in die Trennstellung bringen. ■ Verwenden Sie für die Prüfung vorhandener Spannung stets einen Spannungsfühler mit zutreffender Bemessungsspannung. ■ Bringen Sie Sicherheitsbarrieren und einen Warnhinweis an. ■ Bringen Sie alle Vorrichtungen, Türen und Abdeckungen wieder an, bevor Sie dasGerät einschalten. **Die Nichtbeachtung dieser Anweisungen führt zu Tod oder schwerer Körperverletzung.**	■ Utilizzare dispositivi di protezione individuale (DPI) idonei e adottare misure di sicurezza adeguate per lavori elettrici. Vedere le normative NFPA 70E, CSA Z462 o le norme equivalenti nel paese di installazione. ■ Installazione e manutenzione di questa apparecchiatura si devono affidare solo ad elettricisti qualificati. ■ Prima di lavorare con l'apparecchiatura o al suo interno isolare completamente l'alimentazione elettrica. Bloccare l'interruttore in posizione isolata. ■ Per verificare che l'alimentazione sia isolata usare sempre un rilevatore di tensione correttamente tarato. ■ Installare barriere di sicurezza e apporre un segnale di pericolo. ■ Sostituire dispositivi, sportelli e coperture prima di riaccendere l'alimentazione dell'apparecchiatura. **Il mancato rispetto di queste istruzioni provocherà morte o gravi infortuni.**

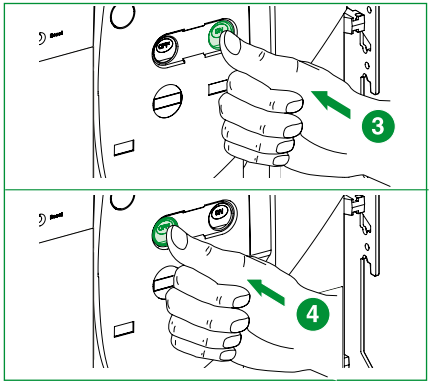
TENGA EN CUENTA ■ La instalación, manejo, puesta en servicio y mantenimiento de equipos eléctricos deberán ser realizados sólo por personal cualificado. ■ Schneider Electric no se hace responsable de ninguna de las consecuencias del uso de este material.	**ОБРАТИТЕ ВНИМАНИЕ** ■ Установка, эксплуатация, ремонт и обслуживание электрического оборудования может выполняться только квалифицированными электриками. ■ Компания Schneider Electric не несет никакой ответственности за любые возможные последствия использования данной документации.	**NOTA** ■ A instalação, utilização e manutenção do equipamento eléctrico devem ser efectuadas exclusivamente por pessoal qualificado. ■ A Schneider Electric não assume qualquer responsabilidade pelas consequências resultantes da utilização deste material.	**请注意** ■ 电气设备的安装、操作、维修和维护工作仅限于合格人员 执行。 ■ Schneider Electric 不承担由于使用本资料所引起的任何后果。
⚠ ⚠ PELIGRO / PERIGO / ОПАСНОСТЬ / 危险			
PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA, EXPLOSIÓN O ARCO ELÉCTRICO ■ Utilice el equipo de protección personal (PPE) adecuado y siga las recomendaciones para el trabajo seguro con dispositivos eléctricos. Consulte NFPA 70E, CSA Z462 o la norma local equivalente. ■ Solo el personal de electricidad cualificado podrá instalar, programar y realizar el mantenimiento del equipo. ■ Desconecte toda la alimentación de este equipo antes de trabajar en él o en su interior. Bloquee la aparamenta eléctrica en la posición de aislamiento. ■ Utilice siempre un dispositivo de detección de tensión de capacidad adecuada para confirmar la ausencia de alimentación eléctrica. ■ Instale barreras de seguridad y coloque un cartel de peligro. ■ Vuelva a colocar todos los dispositivos, las puertas y las tapas antes de conectar la alimentación de este equipo. **Si no se siguen estas instrucciones provocará lesiones graves o incluso la muerte**.	**PERIGO DE CHOQUE ELÉCTRICO, EXPLOSÃO OU ARCO ELÉCTRICO** ■ Utilize equipamento de protecção pessoal (PPE) e siga os métodos de segurança eléctrica. Consulte NFPA 70E, CSA Z462 ou o equivalente local. ■ A instalação e manutenção deste equipamento só devem ser efectuadas por electricistas qualificados. ■ Desligue todas as fontes de alimentação deste equipamento antes de trabalhar no equipamento ou no seu interior. Bloqueie a placa de distribuição na posição isolada. ■ Utilize sempre um dispositivo de detecção da tensão nominal adequada para confirmar se a alimentação está desligada. ■ Instale barreiras de segurança e apresente um sinal de perigo. ■ Substitua todos os dispositivos, portas e tampas antes de ligar a alimentação deste equipamento. **A não observância destas instruções resultará em morte ou ferimentos graves.**	**ОПАСНОСТЬ ВЗРЫВА, ВСПЫШКИ ДУГИ ИЛИ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ** ■ Используйте подходящие средства индивидуальной защиты (СИЗ) и соблюдайте технику безопасности при электротехнических работах. См. NFPA 70E, CSA Z462 или эквивалентные местные требования. ■ Это оборудование могут устанавливать и обслуживать только квалифицированные электрики. ■ Отключите питание до начала работ снаружи или внутри данного оборудования. Переведите распределительное устройство в выключенное положение. ■ Всегда убеждайтесь в том, что питание отключено, с помощью устройства измерения напряжения соответствующего диапазона. ■ Установите защитные ограждения и предупреждающий знак. ■ Перед включением питания данного оборудования установите на место все устройства, дверцы и крышки. **Несоблюдение этих инструкций приведет к смертельному исходу или серьезной травме.**	**电击、爆炸或电弧闪光危险** ■ 采用适当的个人防护设备 (PPE) 并遵循 电气作业安全守则。请参阅 NFPA 70E, CSA Z462 或当地对应的标准。 ■ 只有具备相应资质的电气人员才能安装 和维修该设备。 ■ 在该设备表面或内部工作之前，请关闭设备的全部电源。将开关锁定在隔离位置。 ■ 确保使用合适的额定电压传感器确认电源已关闭。 ■ 安装安全栅并显示危险标志。 ■ 在给设备供电之前，更换所有的设备，门框，盖板。 **若违背这些说明，则可能会 导致严重的人身伤害甚至死亡。**

Précautions préalables à toute intervention / Precautions before carrying out any work / Zu treffende Vorsichtsmaßnahmen vor Durchführung von Arbeiten / Precauzioni da adottare prima di iniziare qualsiasi intervento / Precauções prévias à realização do trabalho / Меры предосторожности перед выполнением любого типа работ / 操作须知

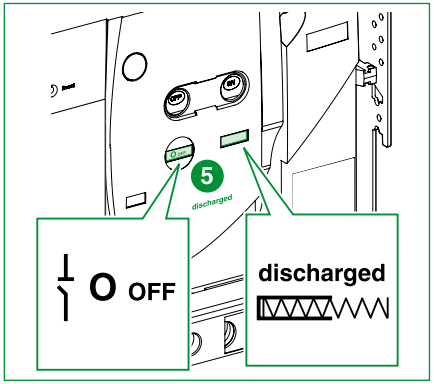
Disjoncteur débrochable avec châssis / Drawout circuit breaker with chassis / Leistungsschalter in Einschubtechnik mit Chassis / Interruttore estraibilecon telaio / Interruptor automático seccionable con chasis / Disjuntor extraível com chassis / Выдвижной выключатель с шасси / 抽屉式设备



DB118005

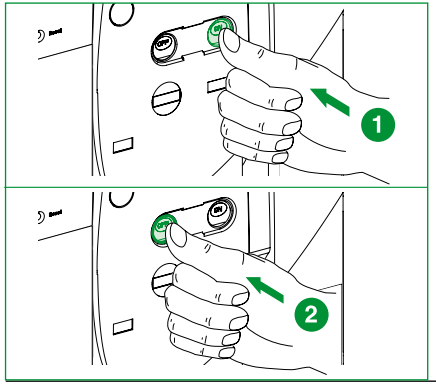


E46145A

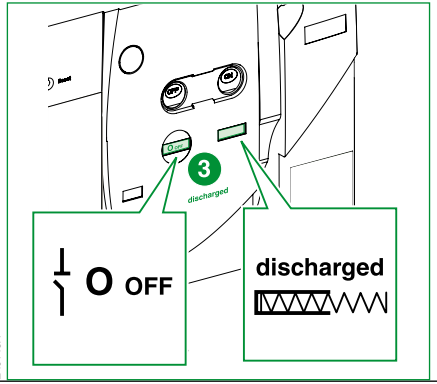


E46146A

Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式设备



E46147A



E46148A

1 Package identification / 7
包装标识 / Маркировка упаковки / Identificação do pacote

2 Date de fabrication / Manufacturing date / Herstellungsdatum / 8
Data di fabbricazione / Fecha de fabricación / Data de fabrico /
Дата производства / 制造日期

3 Stockage / Storage / Lagerung / Stoccaggio / 9
Almacenamiento / Armazenamento / Хранение / 存储

4 Outillage nécessaire / Necessary tools / Benötigte Werkzeuge / ... 10
Utensili necessari / Herramientas necesarias / Ferramentas
necessárias / Необходимые инструменты / 必备工具

5 Déballage / Unpacking / Auspacken / Apertura dell'imballaggio / 11-13
Desembalaje / Abertura da embalagem / Распаковка / 拆封

6 Manutention / Handling / Transport / Trasporto / Transport / 14-16
Manuseio / Погрузочно-разгрузочные операции / 搬运

7 Installation / Installation / Installation / Installazione / 17-19
Instalación / Instalação / Установка / 安装

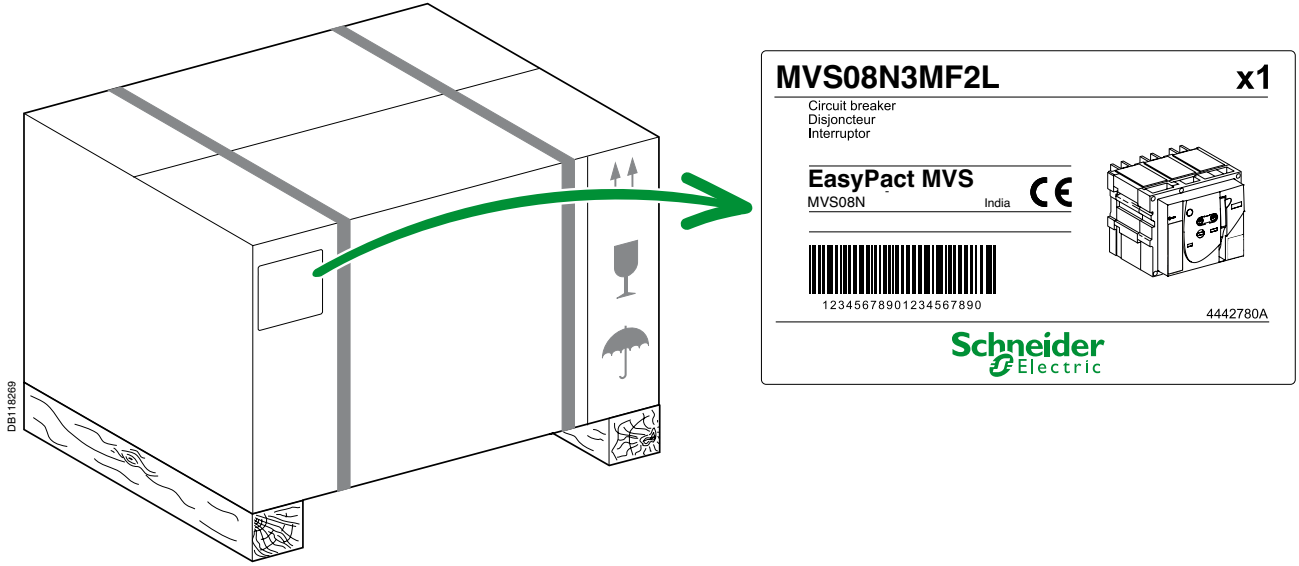
8 Raccordement puissance / Power connections / 20-24
Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali /
Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети
питания / 扩展端子

9 Interphase séparateur - disjoncteurs de type fixe / 25-26
Interphase insulating screen - fixed circuit breaker / Phase der teilung - festen Breaker / Distanziatore - La fissazione di salvavita / Fase de la partición – fijados cortacircuitos / Tela de isolamento entre fases - disjuntor fixo / Межфазный изолирующий экран — стационарный выключатель / 相间隔板 – 固定式断路器

10 Interphase séparateur - disjoncteurs de type tiroir / 27-28
Interphase insulating screen - draw-out circuit breaker / Phase der teilung - Schublade auf / Distanziatore - Tipo di rottura / Fase de la partición – Cajón cortacircuitos / Tela de isolamento entre fases - disjuntor extraível / Межфазный изолирующий экран — выдвижной выключатель / 相间隔板 – 抽屉式断路器

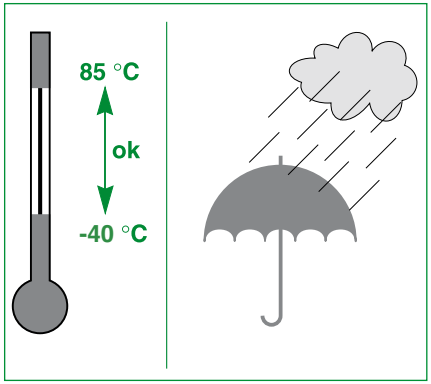
11 Raccordement auxiliaire / Auxiliary connections / 29-32
Zubehöranschluß / Collegamento degli ausiliari / Conexión auxiliar / Conexões auxiliares / Вспомогательные разъемы / 辅助连接

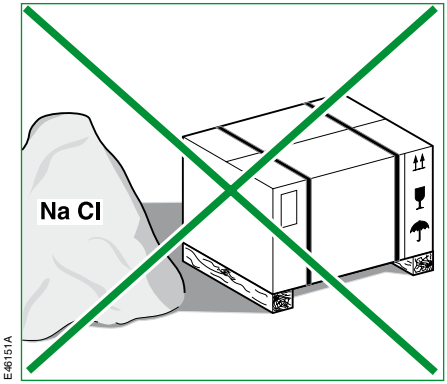
12 Principe de fonctionnement / Operating principle / 33-34
Funktionsweise / Principio di funzionamento / Principio de funcionamiento / Princípio de operação / Принцип работы / 操作原则

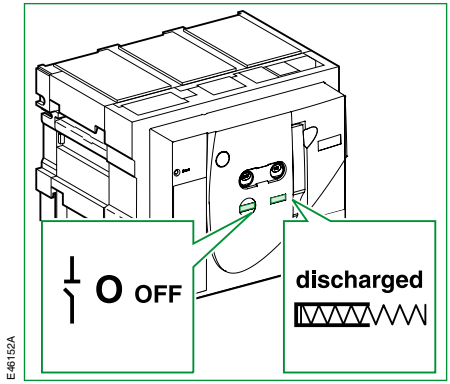

DB118269
MVS08N3MF2L
x1
Circuit breaker
Disjoncteur
Interruptor
EasyPact MVS
MVS08N
India
1234567890123456789O
4442780A
Schneider
Electric

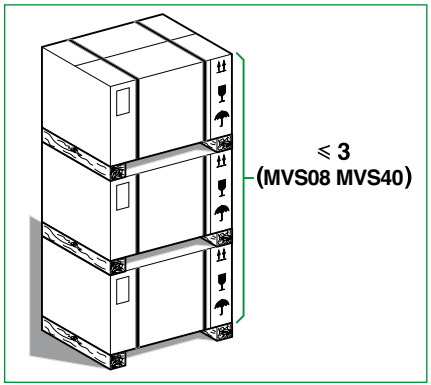
Date de fabrication / Manufacturing date / Herstellungsdatum / Data di fabbricazione / Fecha de fabricación / Data de fabrico / Дата производства / 制造日期

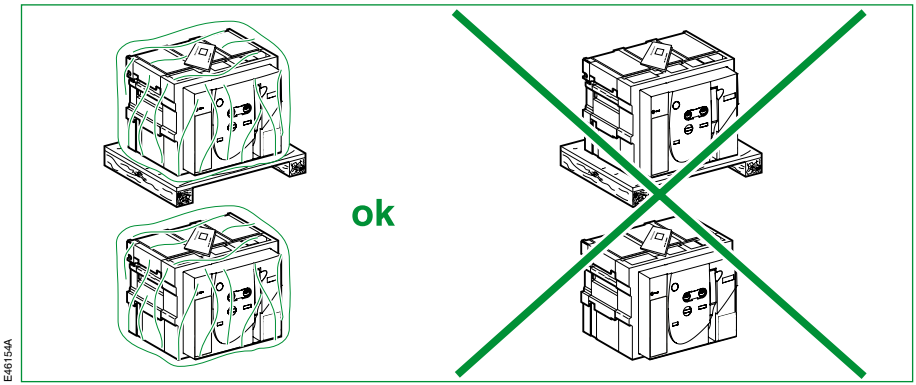
La date de fabrication du produit est codée PP-YYYY-Www-D, avec: ■ PP: code usine ■ YYYY: année de fabrication ■ Www: semaine de fabrication ■ D: jour de fabrication dans la semaine (lundi = 1) Ex: 7Q-2014-W19-3= produit fabriqué le mercredi 7 mai 2014 par l'usine 7Q	**The product's manufacture date is coded PP-YYYY-Www-D, where:** ■ PP: plant code ■ YYYY: year of manufacture ■ Www: week of manufacture ■ D: weekday of manufacture (Monday = 1) Eg: 7Q-2014-W19-3 = product manufactured at plant 7Q on Wednesday 7 May 2014.	**Das Herstellungsdatum des Produkts ist folgendermaßen codiert: PP-YYYY-Www-D. Wobei:** ■ PP: Werkscode ■ YYYY: Herstellungsjahr ■ Www: Herstellungswoche ■ D: Herstellungstag (Montag = 1) Z. B.: 7Q-2014-W19-3 = ein Produkt, das in Werk 7Q, am Mittwoch den 7. Mai, im Jahr 2014 gefertigt wurde.	**La data di fabbricazione del prodotto è indicata con il codice PP-YYYY-Www-D, dove:** ■ PP: codice stabilimento ■ YYYY: anno di fabbricazione ■ Www: settimana di fabbricazione ■ D: giorno della settimana in cui il prodotto è stato fabbricato (lunedì = 1) Ad es. 7Q-2014-W19-3 = prodotto fabbricato presso lo stabilimento 7Q mercoledì 7 maggio 2014.
La fecha de fabricación del producto está codificada PP-YYYY-Www-D, donde: ■ PP: código de la planta ■ YYYY: año de fabricación ■ Www: semana de fabricación ■ D: día de la semana de fabricación (lunes = 1) Ej: 7Q-2014-W19-3 = producto fabricado en la planta 7Q el miércoles 7 de mayo de 2014.	**A data de fabrico do produto está sob a forma de código PP-YYYY-Www-D, onde:** ■ PP: código da fábrica ■ YYYY: ano de fabrico ■ Www: semana de fabrico ■ D: dia da semana de fabrico (Segunda-feira = 1) Ex: 7Q-2014-W19-3 = produto fabricado na fábrica 7Q na Quarta-feira 7 de Maio de 2014.	**Дата производства продукта закодирована в формате PP-YYYY-Www-D, где:** ■ PP: код завода ■ YYYY: год производства ■ Www: неделя производства ■ D: день недели, когда был произведен продукт (понедельник = 1) Пример. 7Q-2014-W19-3 = продукт произведен на заводе 7Q в среду, 7 мая 2014 года.	**产品制造日期采用如下代码 PP-YYYY-Www-D，其中：** ■ PP：工厂代码 ■ YYYY：制造年份 ■ Www：第几周制造 ■ D：星期几制造（星期一 =1） 例如：7Q-2014-W19-3 = 产品于 2014 年 5 月 7 日星期三 在 7Q 工厂制造。


85 °C
ok
-40 °C
E46150A


Na Cl
E46151A


O OFF
discharged
E46152A


≤ 3
(MVS08 MVS40)
E95348


ok
E46154A

Outillage nécessaire / Necessary tools / Benötigte Werkzeuge / Utensili necessari / Herramientas necesarias / Ferramentas necessárias / Необходимые инструменты / 必备工具

Clef 6 pans, clef à tube, clef plate, tournevis (Pozidrive n° 2, 3 ou plat).

Hex key, angled socket wrench, spanner, screwdriver (Pozidrive n°2, 3 or slotted).

Sechskantschlüssel, Steckschlüssel, Flachschlüssel, Schraubendreher (Pozidrive Nr. 2, 3 oder Schlitz).

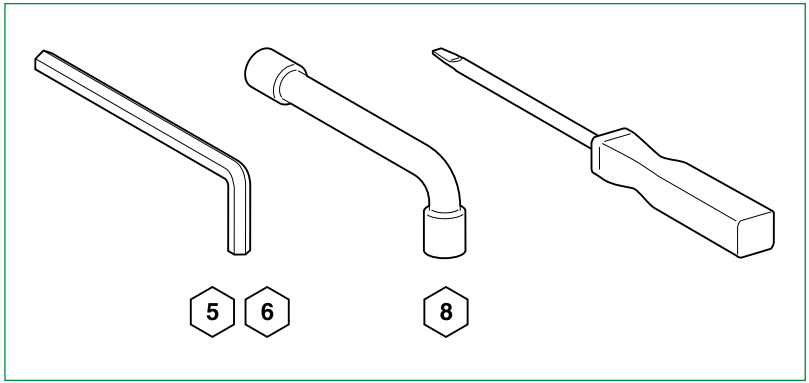
Chiave per viti a brugola, chiave a tubo, chiave inglese, cacciavite (Pozidrive n° 2, 3 o piatto).

Llave allen, llave de tubo acodado, llave fija, destornillador (Pozidrive n° 2, 3 o plano).

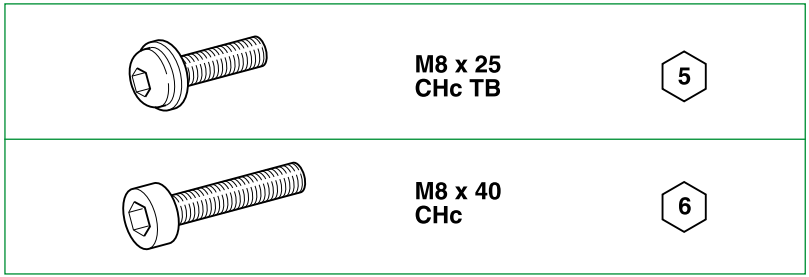
Chave sextavada, chave de caixa angular, chave de fendas (Pozidrive N.° 2, 3).

Шестигранный ключ, изогнутый торцевой ключ, отвертка (Pozidrive № 2, 3 или шлицевая).

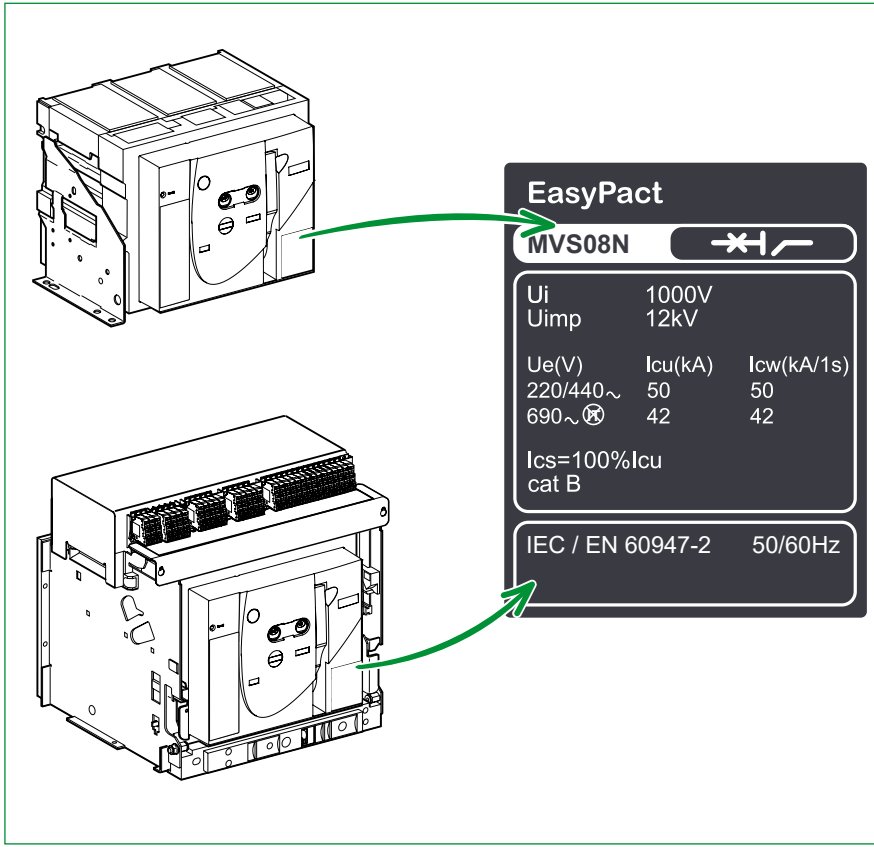
内六角扳手、弯头套筒扳手、螺丝刀（**Pozidrive 2** 号、**3**号螺丝刀或一字螺丝刀）



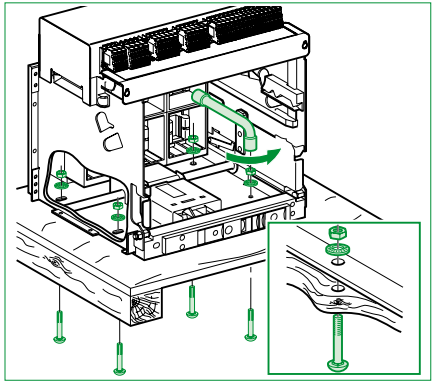
E46155A



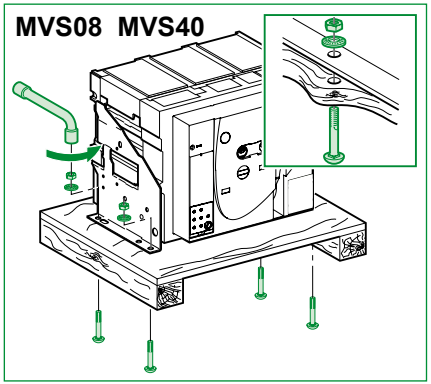
E46156A



Châssis seul / Chassis only / Chassis einzeln / Solo telaio / Chasis solo / Somente chassis / Только шасси / 仅抽架

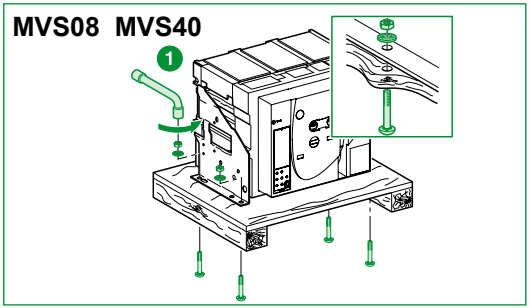


Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式断路器



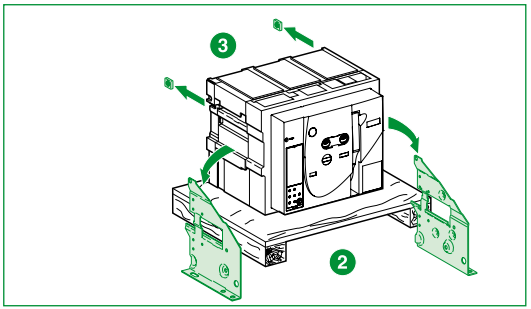
E48161A

Disjoncteur fixe et débrochable sans châssis / Fixed and drawout circuit breaker without chassis / Leistungsschalter in Festeinbau- und Einschubtechnik ohne Chassis / Interruttore fisso ed estraibile senza chassis / Interruptor automático extraíble o fijo sin chasis / Disjuntor extraível e fixo sem chassis / Фиксированный и выдвижной выключатель без шасси / 固定式和不带抽架的断路器



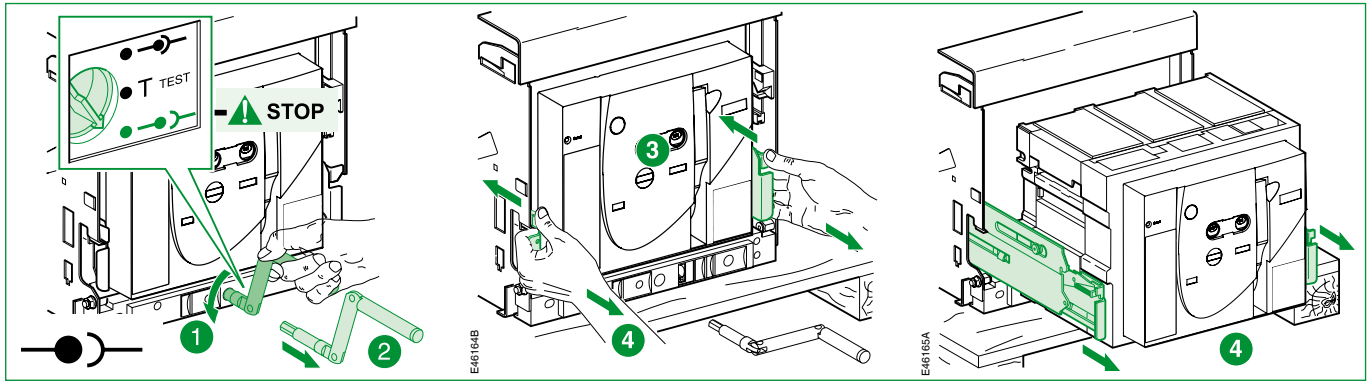
E46943A

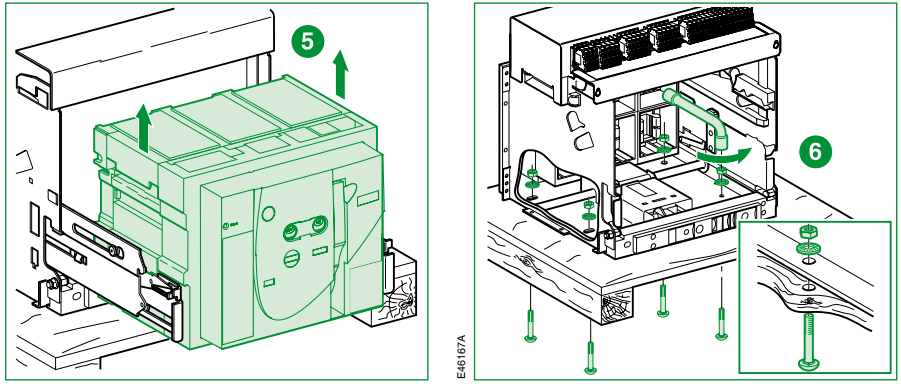
Disjoncteur débrochable sans châssis / Drawout circuit breaker without chassis / Leistungsschalter in Einschubtechnik ohne Chassis / Interruttore estraibile senza chassis / Interruptor automático extraíble sin chasis / Disjuntor extraível sem chassis / Выдвижной выключатель без шасси / 抽屉式断路器，不带抽架

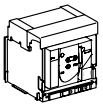
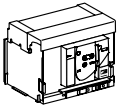


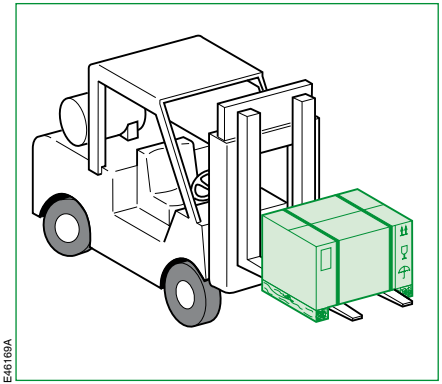
E46944B

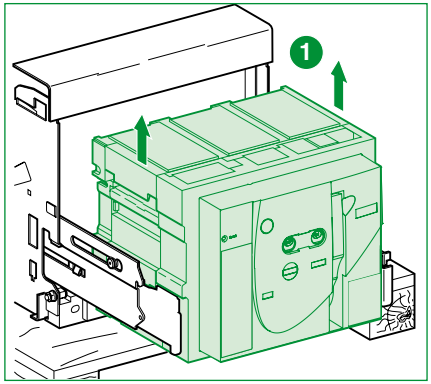
Disjoncteur débrochable avec châssis / Drawout circuit breaker with chassis / Leistungsschalter in Einschubtechnik mit Chassis / Interruttore estraibilecon telaio / Interruptor automático seccionable con chasis / Disjuntor extraível com chassis / Выдвижной выключатель с шасси / 抽屉式断路器



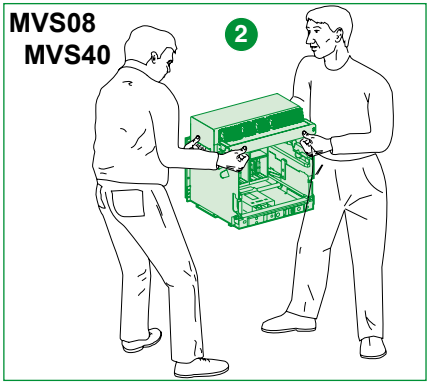


		/kg\
3P	E46229A 	42 kg
	E46231A 	78 kg
4P	E46230A 	52 kg
	E46232A 	95 kg

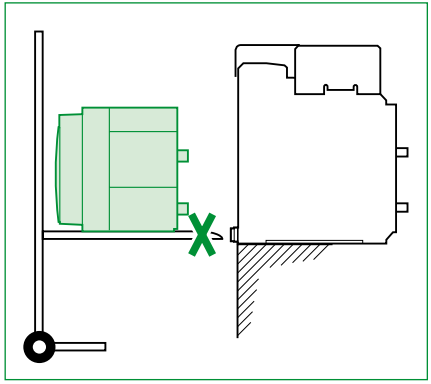

E46169A



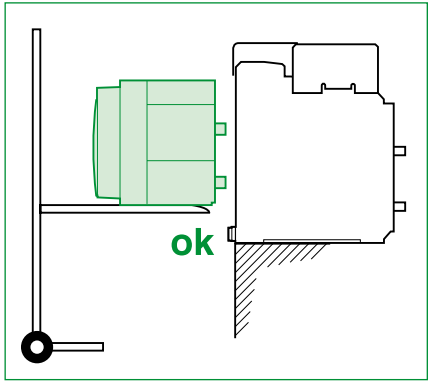
E46170A



E46171A

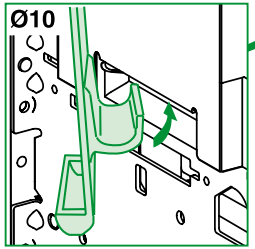


E46172A

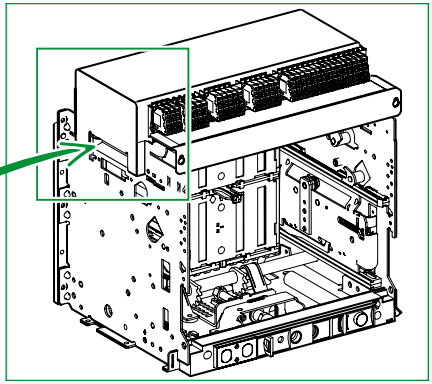


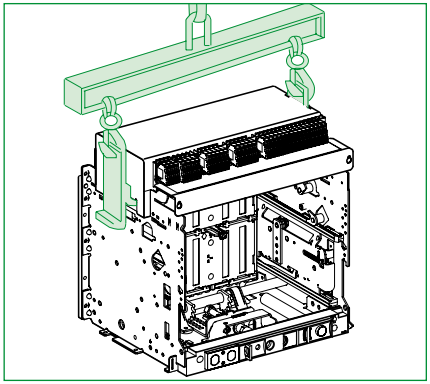
E46173A

Châssis seul /
Chassis only /
Chassis einzeln /
Solo telaio /
Chasis solo /
Somente chassis /
Только шасси /
仅抽架

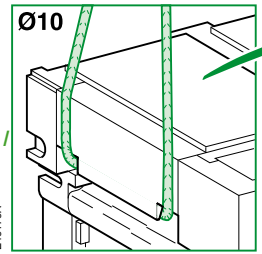


E46174A

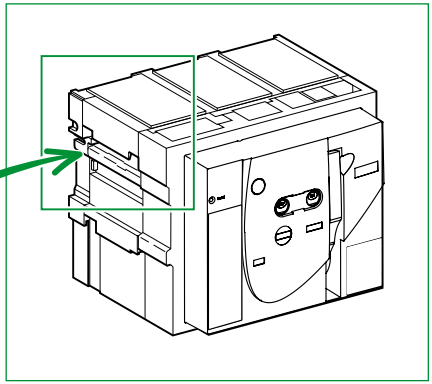


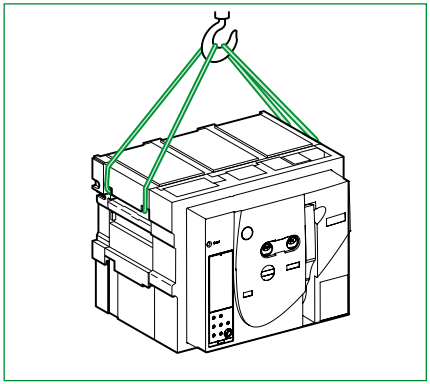

E46175A

Disjoncteur seul /
Circuit breaker only /
Leistungsschalter einzeln /
Solo interruttore /
Interruptor automático solo /
Somente disjuntor /
Только выключатель /
仅断路器

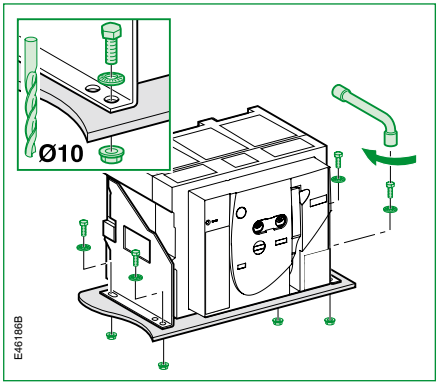


E46176A

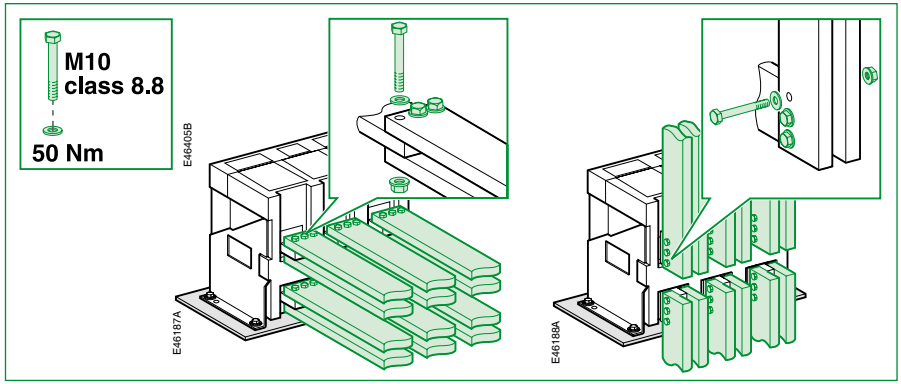



E46177A

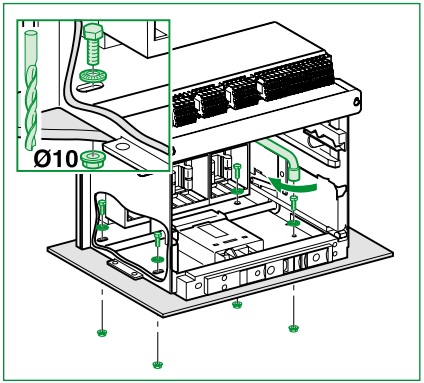
Fixation / Fixing / Befestigung / Fissageo / Fijación / Fixação / Крепление / 固定



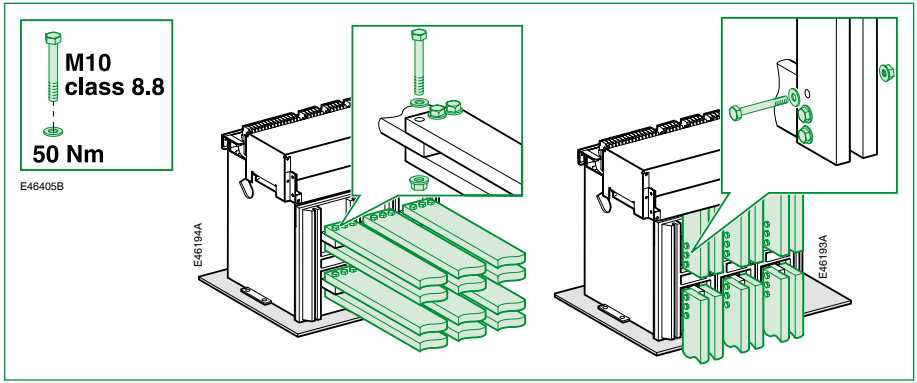
Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子



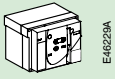
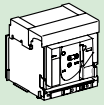
Fixation / Fixing / Befestigung / Fissageo / Fijación / Fixação / Крепление / 固定

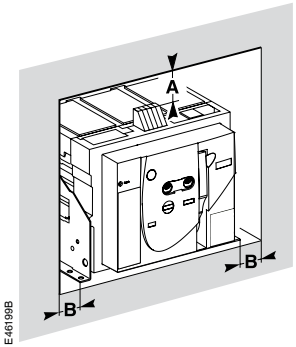


Raccordement puissance / Power connections / Hauptstromanschluß / Collegamento dei circuiti principali / Conexión potencia / Conexões de energia / Подключение к сети питания / 扩展端子

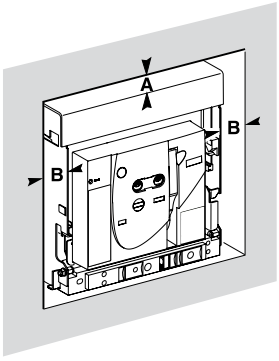


Périmétre de sécurité / Safety perimeter / Sicherheitsabstände / Perimetri di sicurezza / Perímetro de seguridad / Perímetro de segurança / Безопасная граница / 安全间距

Pièces / Parts / Teile / Parti / Piezas / Peças / Детали / 部件 (mm)	 E46229A		 E46231A	
Isolées / Insulated / Isoliert / Isolanti / Aisladas / Isolado / Изолированные / 绝缘部件	**A** 0	**B** 0	**A** 0	**B** 0
Métal / Metal / Leitfähig / Metalliche / Metálicas / Metal / Металлические / 金属部分	0	0	0	0
Sous tension / Live / Spannungführend / In tensione / Bajo tensión / Activo / Под напряжением / 带电部分	100	60	60	60

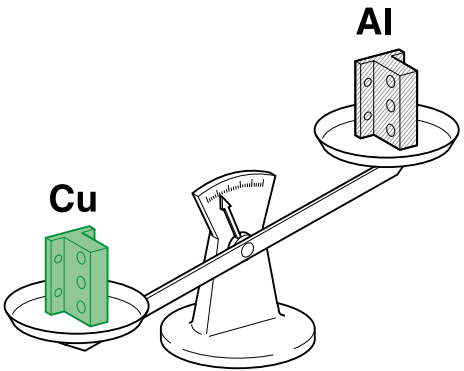


E46199B



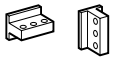
E46200A

Rappel: distinguer de cuivre (Cu) et d'aluminium (AL) connecteur de joints / **Caution:** Take care to distinguish between Copper (Cu) and Aluminium (Al) connectors / **Erinnerung:** Kupfer (CU), zu unterscheiden von der gemeinsamen und Aluminium (al), Gemeinsame / **Promemoria:** occorre distinguere il Rame (CU) e il Comune di Alluminio (Al) / **Recuerda:** atención a distinguir el cobre(Cu) y aluminio común (Al) / **Aviso:** Tome cuidado em distinguir entre os conectores de cobre (Cu) e alumínio (Al) / **Внимание!** Будьте внимательны, чтобы не перепутать медные (Cu) и алюминиевые (Al) соединители / **提醒**：注意区分铜制 (Cu) 接头与铝制 (Al) 接头



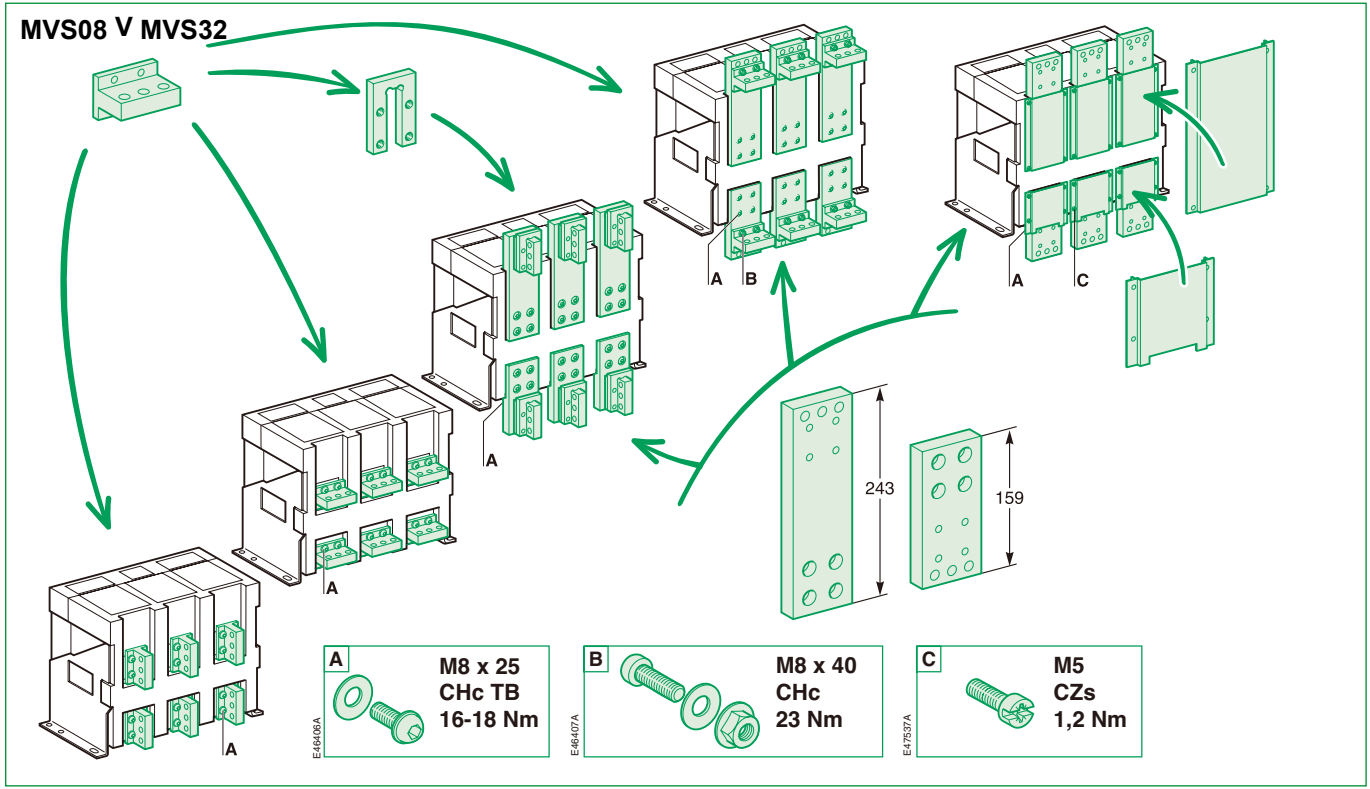
E46203B

E46545

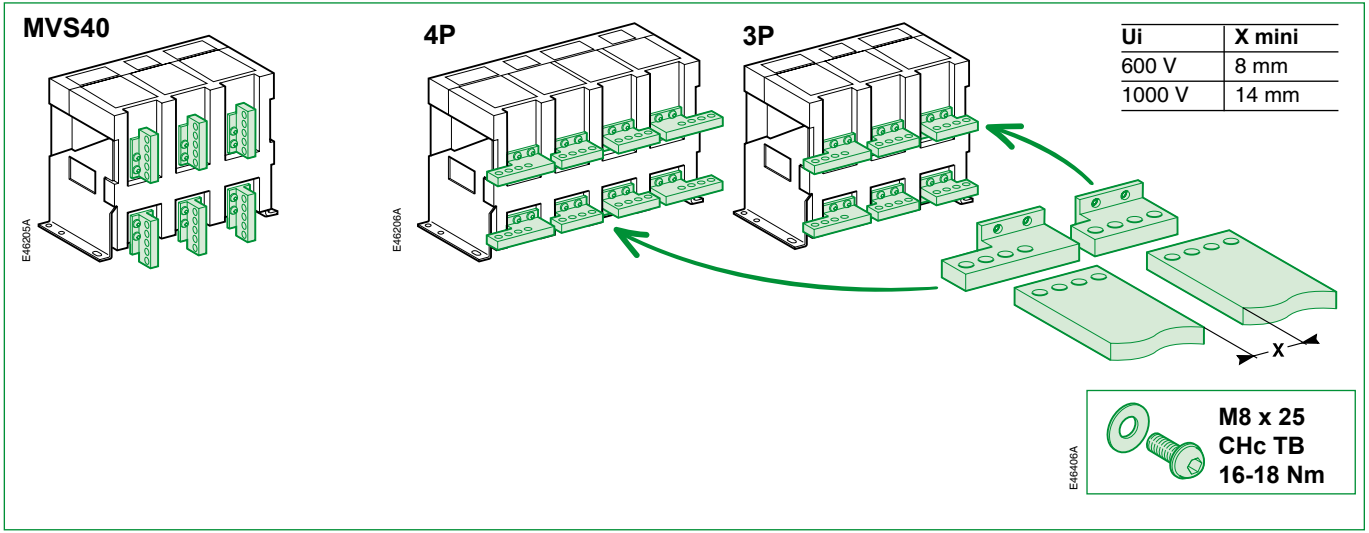


	800 A	1600 A	2000 A	2500 A 3200 A	4000 A
N					
H					

Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式设备

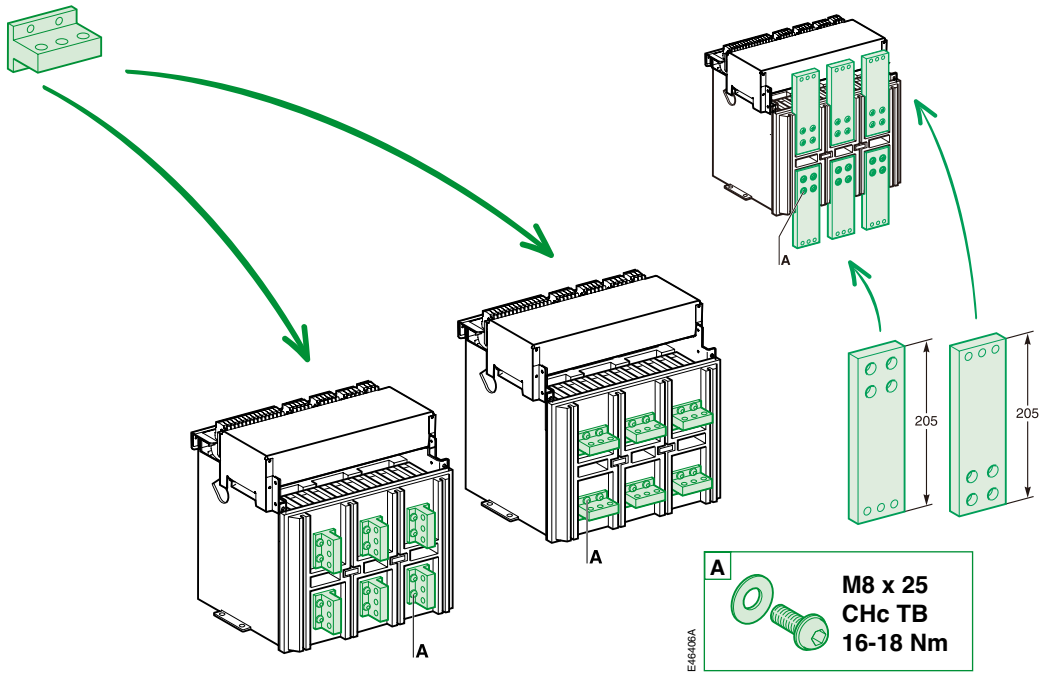


Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式设备



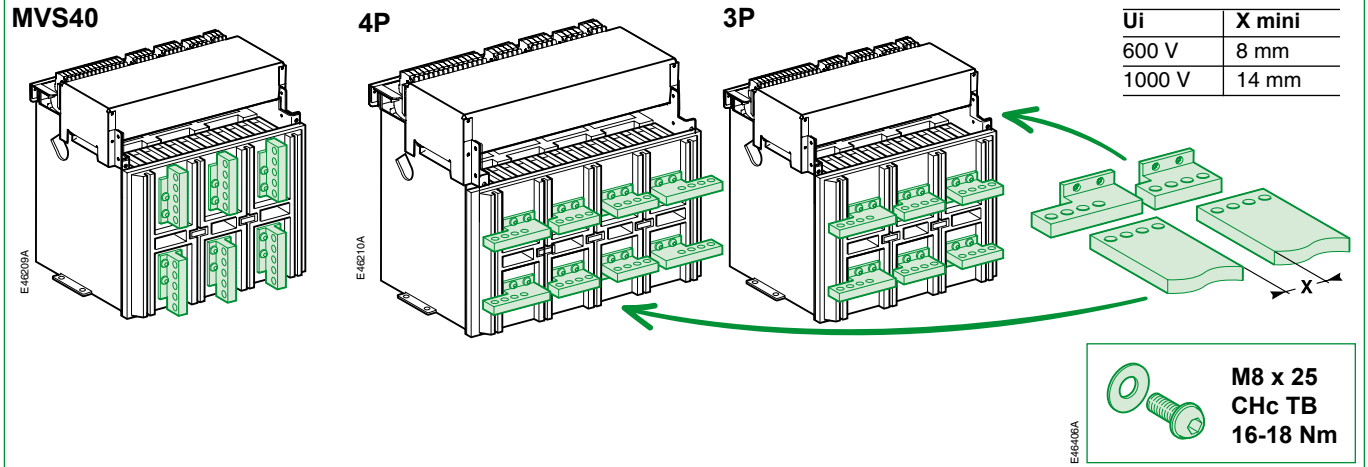
Disjoncteur débrochable avec châssis / Drawout circuit breaker with chassis / Leistungsschalter in Einschubtechnik mit Chassis / Interruttore estraibilecon telaio / Interruptor automático seccionable con chasis / Disjuntor extraível com chassis / Выдвижной выключатель с шасси / 抽屉式设备

MVS08 V MVS32

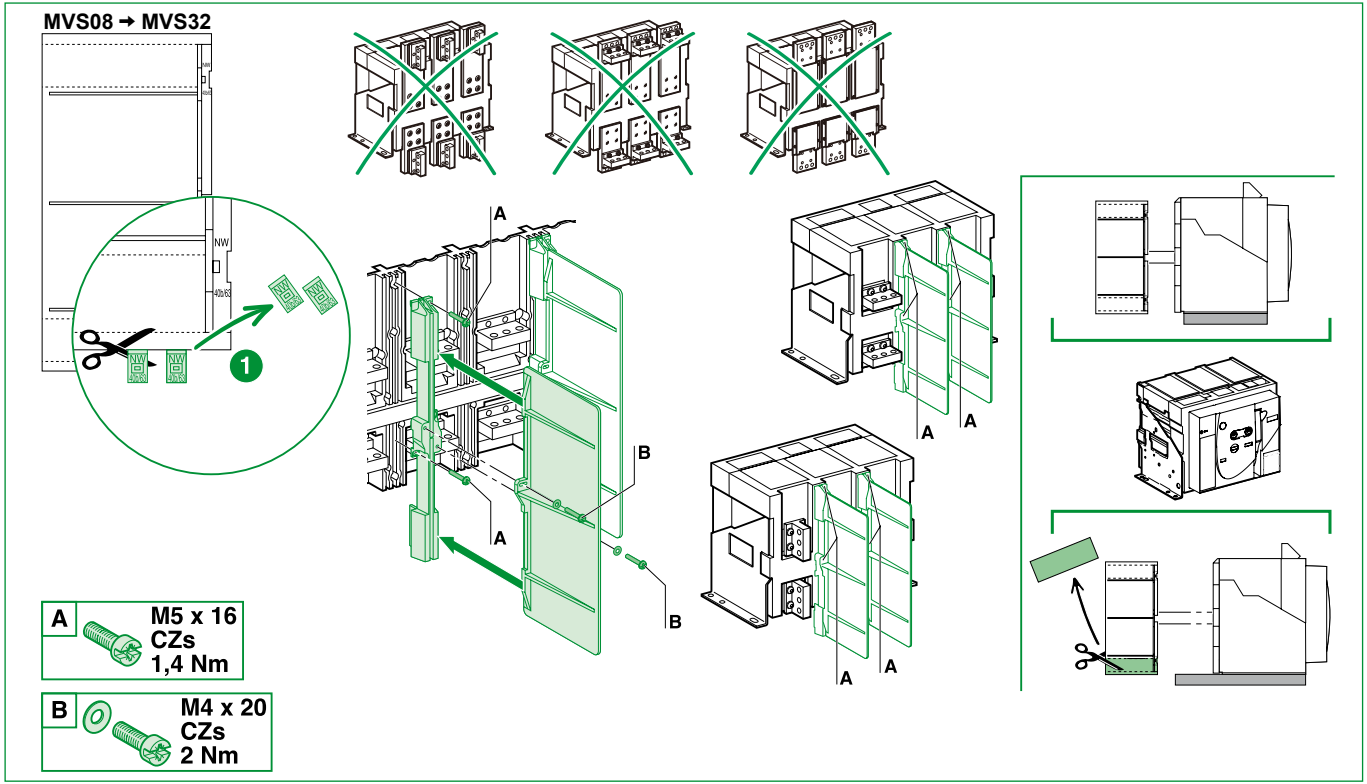


E46208B

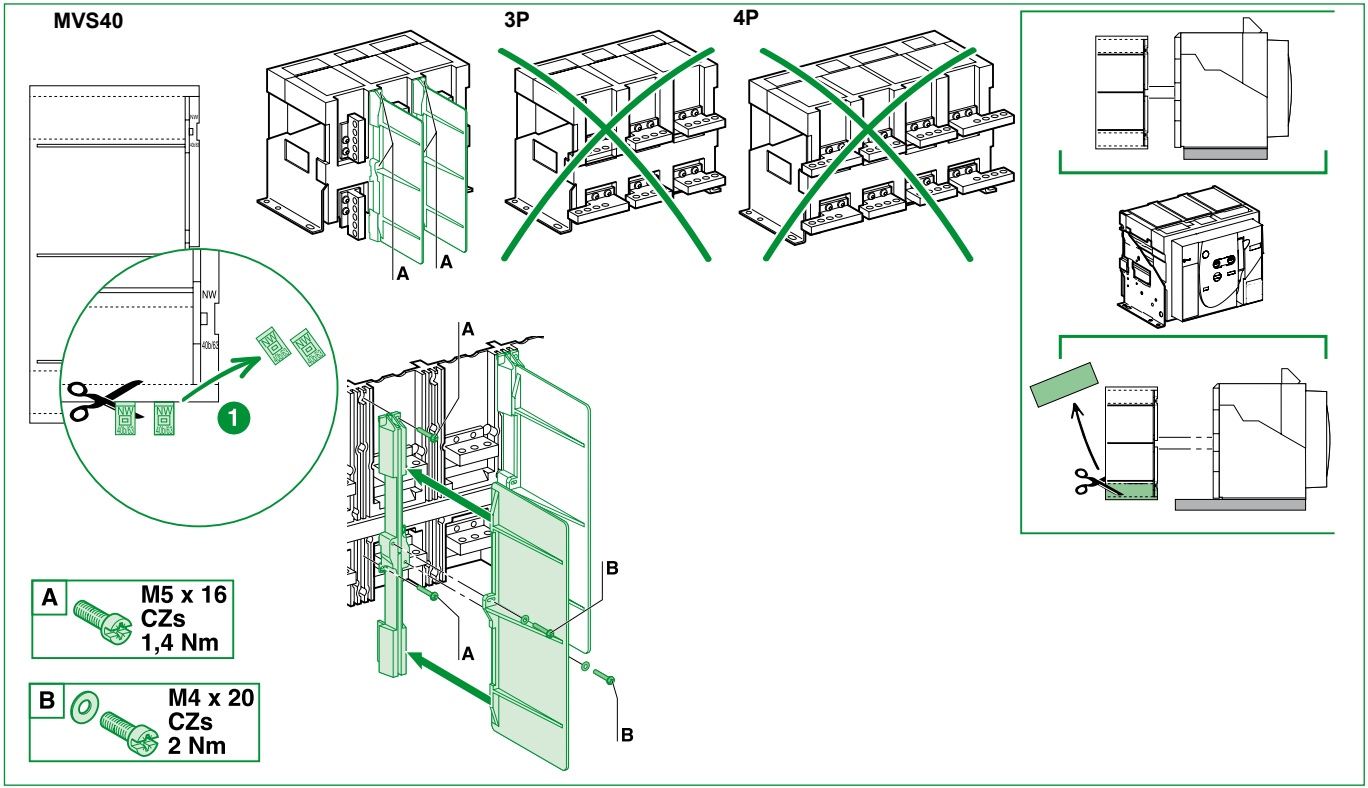
Disjoncteur débrochable avec châssis / Drawout circuit breaker with chassis / Leistungsschalter in Einschubtechnik mit Chassis / Interruttore estraibilecon telaio / Interruptor automático seccionable con chasis / Disjuntor extraível com chassis / Выдвижной выключатель с шасси / 抽屉式设备



Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式设备



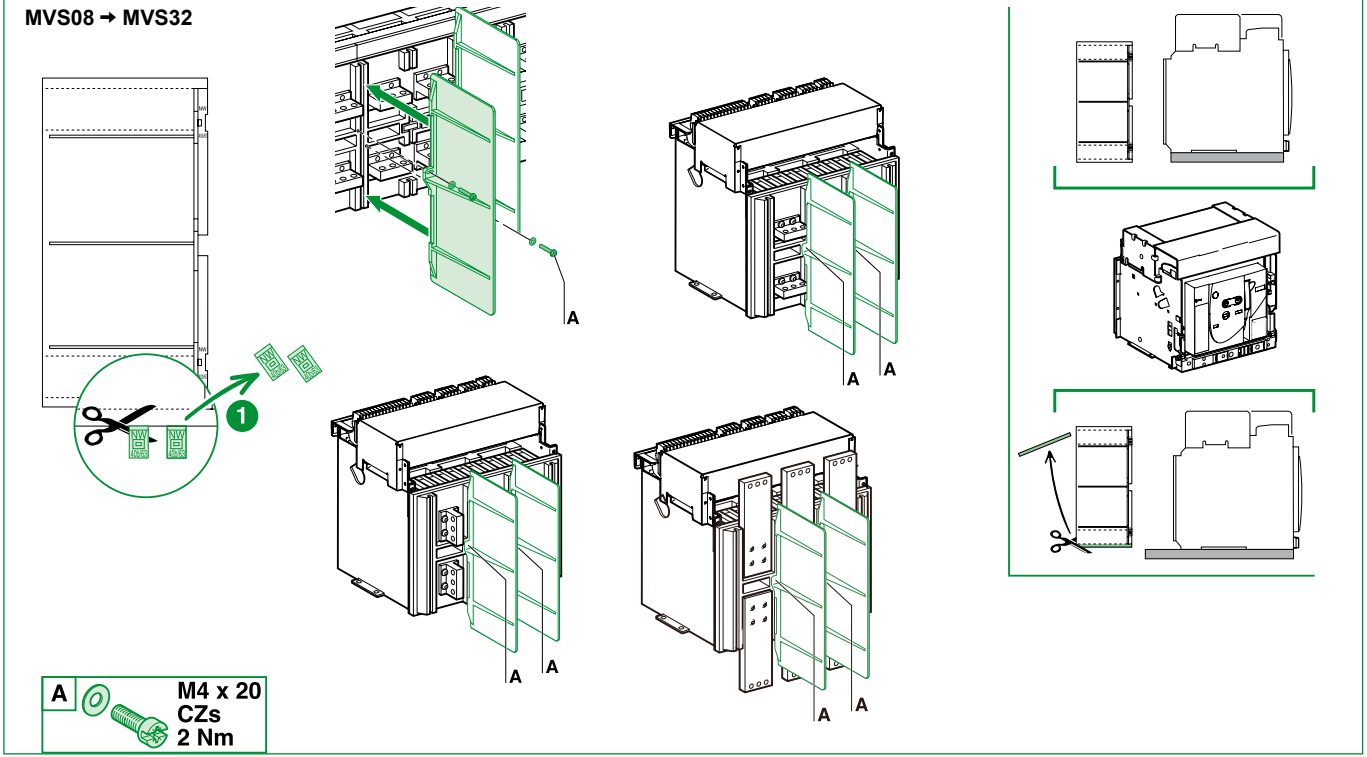
Disjoncteur fixe / Fixed circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau / Interruttore fisso / Interruptor automático fijo / Disjuntor fixo / Фиксированный выключатель / 固定式设备



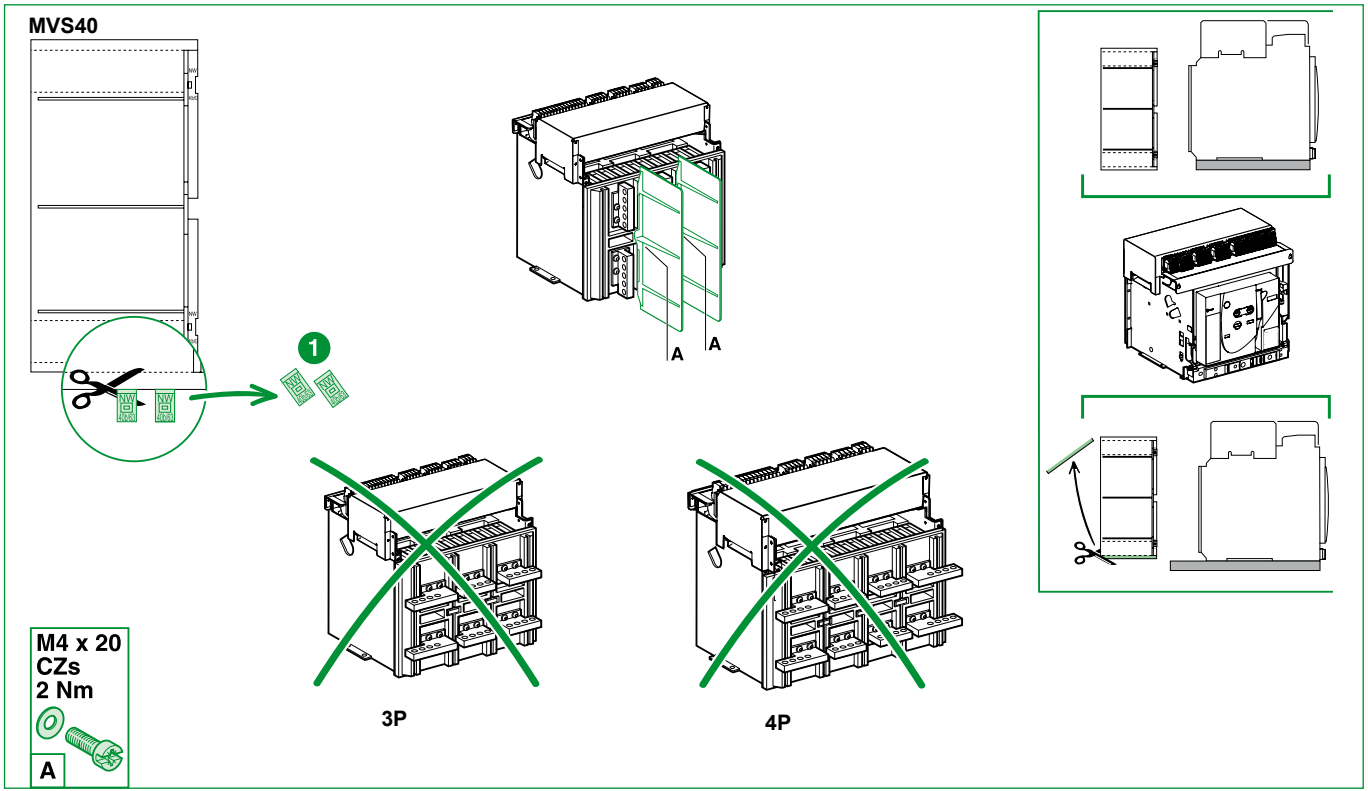
E95350

Interphase séparateur - disjoncteurs de type tiroir / Interphase insulating screen - draw-out circuit breaker / Phase der teilung - Schublade auf / Distanziatore - Tipo di rottura / Fase de la partición – Cajón cortacircuitos / Tela de isolamento entre fases - disjuntor extraível / Межфазный изолирующий экран — выдвижной выключатель / 相间隔板 – 抽屉式断路器

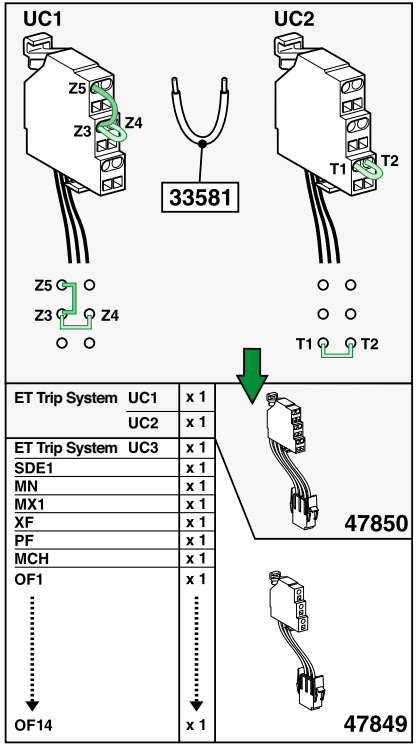
Disjoncteur débrochable avec châssis / Drawout circuit breaker with chassis / Leistungsschalter in Einschubtechnik mit Chassis / Interruttore estraibilecon telaio / Interruptor automático seccionable con chasis / Disjuntor extraível com chassis / Выдвижной выключатель с шасси / 抽屉式设备



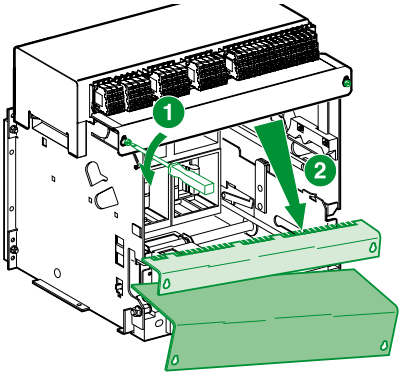
Disjoncteur débrochable avec châssis / Drawout circuit breaker with chassis / Leistungsschalter in Einschubtechnik mit Chassis / Interruttore estraibilecon telaio / Interruptor automático seccionable con chasis / Disjuntor extraível com chassis / Выдвижной выключатель с шасси / 抽屉式设备

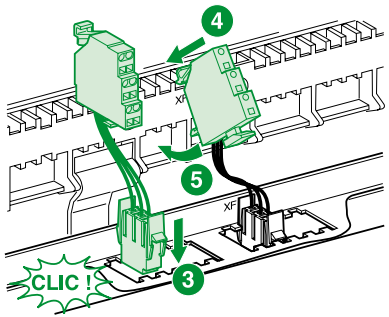


Châssis seul / Chassis only / Chassis einzeln / Solo telaio / Chasis solo / Somente chassis / Только шасси / 仅抽架

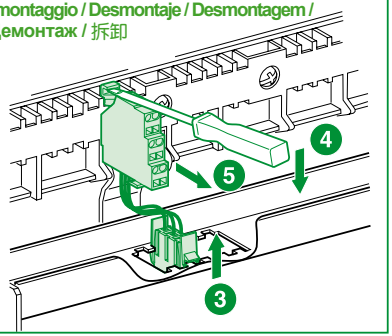


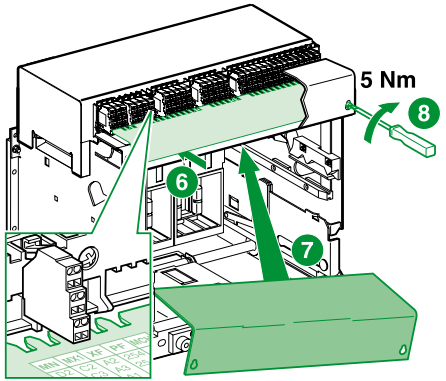
Montage / Mounting / Montage / Montaggio / Montaje / Montagem / Монтаж / 安装





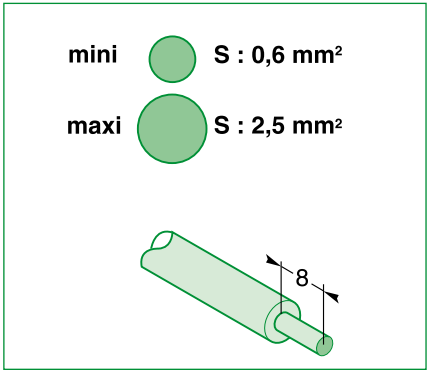
Démontage / Dismantling / Demontage / Smontaggio / Desmontaje / Desmontagem / Демонтаж / 拆卸



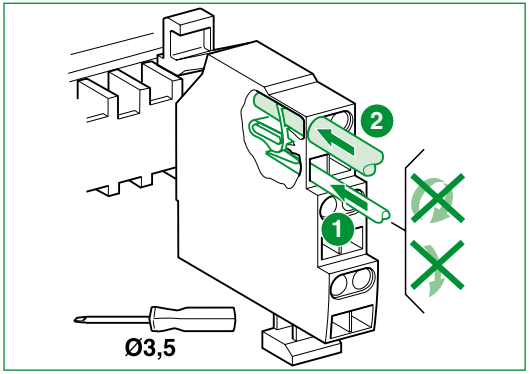


E46217C

Section des fils / Cross-section of wires / Kabelquerschnitte / Sezione dei cavi / Sección de los hilos / Secção transversal dos fios / Поперечное сечение провода / 线缆横截面



Dénudez les fils / Remove insulation / Leitungen abisolieren / Spelare i cavi / Pele los hilos / Remover isolamento / Удаление изоляции / 剥去绝缘层

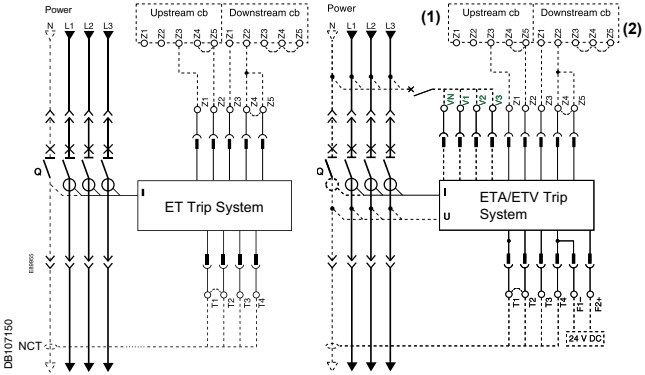


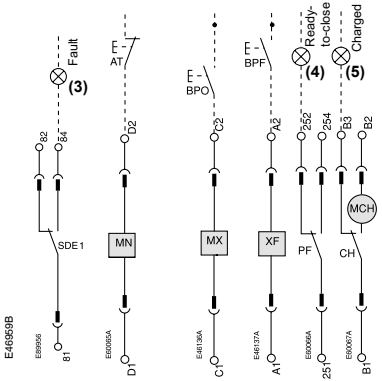
Les schémas (page 31 et 32) sont représentés circuits hors tension, appareil ouvert,embroché, armé et les relais en position repos.	Diagram (page 31 and 32) shown with circuits deenergised, breaker open and in connected position, spring charged and relays in released position.	Schaltplan (Seite 31 und 32) in stromlosem Zustand, Schalter Aus, in Betriebstellung, Speicher gespannt und Relais in Ruhestellung Überstromauslösesystem.	Lo schema (página 31 e 32) e rappresentato con circuiti fuori tensione, interruttore aperto, inserito, armato, con relè in posizione di riposo.
Esquema (página 31 y 32) representado circuito fuera de tensiòn, aparato abierto, conectado, armado, relé en posiciòn reposo.	Diagrama (página 31 e 32) apresentada com os circuitos não activos, disjuntor aberto e na posição ligada, mola carregada e relés na posição solta.	На схеме (страницы 31 и 32) цепи обесточены, выключатель разомкнут и подсоединен, пружина взведена, а реле разомкнуты.	电路图 (31 和 32 页) 显示回路不带电，开关断开在连接位置，储能和继电器在释放位置。

Disjoncteur fixe et débrochable / Fixed and drawout circuit breaker / Leistungsschalter in Festeinbau und Einschubtechnik / Interruttore fisso ed estraibile / Interruptor automático fijo y seccionable / Disjuntor extraível e fixo / Фиксированный и выдвижной выключатель / 固定式和抽屉式断路器

Déclencheur / Control unit /Überstromauslösesystem / Sganciatore elettronico / Unidad de control / Unidade de controlo / Блок управления / 控制单元

Commande à distance / Remote control / Extern Ein- und / Ausschalten / Comando a distanza / Mando a distancia / Controlo remoto / Дистанционное управление / 远程操作





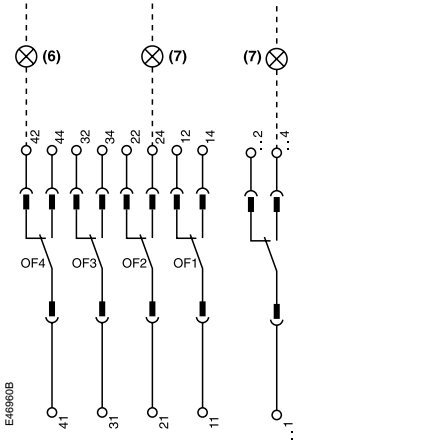
(1) Upstream / *上游 / Верхнее присоединение / A montante*
(2) Downstream / *下游 / Нижнее присоединение / A jusante*
(3)*Défaut / Fault / Fehler / Guasto / Defecto / Falha / Неисправность /故障*
(4)*Prêt à fermer / Ready to close / Einschaltbereit / Pronto alla chiusura / Preparado para cerrar / Pronto a fechar / Готовность к замыканию / 合闸就绪*
(5)*Armé / Spring charged / Gespannt / Armato / Armado / Mola / Пружина / 储能*

ET Trip System		
UC1	**UC2**	
Z5		
Z3 Z4	T3 T4	
Z1 Z2	T1 T2	

ETA/ETV		
UC1	**UC2**	**UC3**
Z5		F2+
Z3 Z4	T3 T4	VN
Z1 Z2	T1 T2	F1-

Remote operation					
SDE1	**MN**	**MX**	**XF**	**PF**	**MCH**
84	D2	C2	A2	254	B2
82		C3	A3	252	B3
81	D1	C1	A1	251	B1

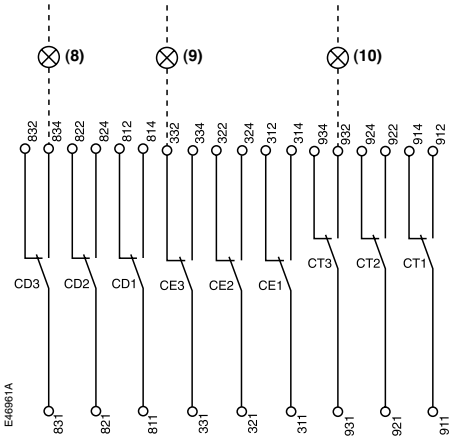
Contacts de signalisation / Auxiliary switches / Hilfskontakte / Contatti ausiliari / Contactos de señalización / Interruptores auxiliares / Вспомогательные переключатели / 辅助开关



OF4	OF3	OF2	OF1
44	34	24	14
42	32	22	12
41	31	21	11

OF14	OF13	OF12	OF11
144	134	124	114
142	132	122	112
141	131	121	111

Contacts châssis / Chassis switches / Zubehör Einschubchassis / Ausiliari telaio / Contactos del chassis / Interruptores de chassis / Переключатели шасси / 位置触点



CD3	CD2	CD1	CE3	CE2	CE1	CT3	CT2	CT1
834	824	814	334	324	314	934	924	914
832	822	812	332	322	312	932	922	912
831	821	811	331	321	311	931	921	911

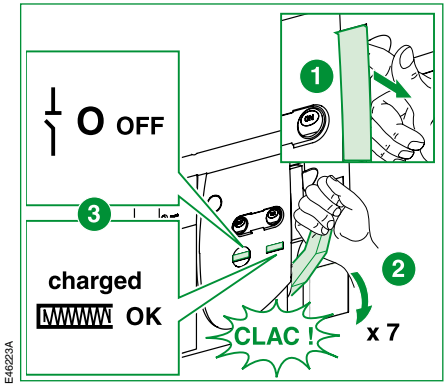
(6) Ouvert / Open / Aus / Aperto / Abierto / Aberto / Откр / *分闸*

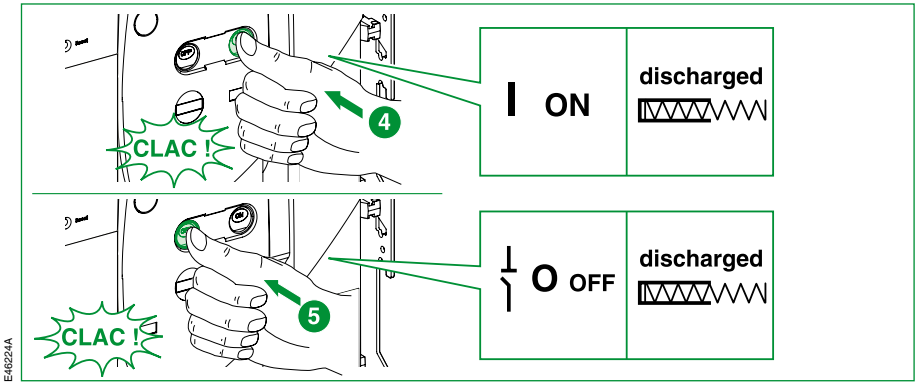
(7) *Fermé / Closed / Ein / Chiuso / Cerrado / Fechado / Закр / 合闸*

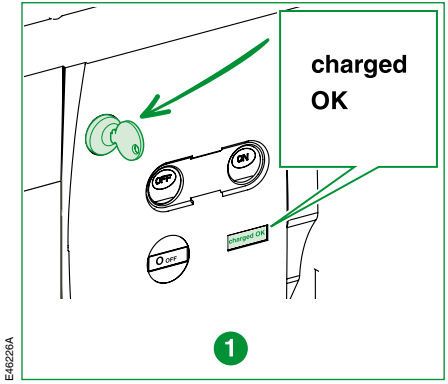
(8) *Débroché / Disconnected / Trennstellung / Estratto / Desenchufado / Desligado ou ligado aberto / Отсоед / 退出*

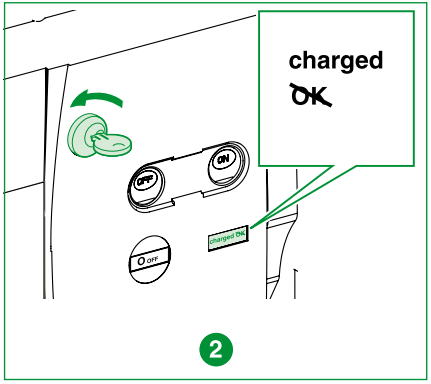
(9) *Embroché / Connected / Betriebsstellung / Inserito / Enchufado / Ligado / Подкл / 连接*

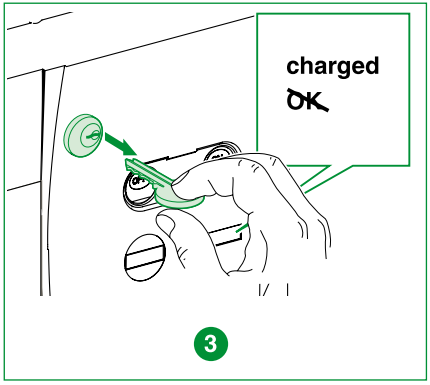
(7) *Position test / Test position / Testellung / Posizione prova / Posición de test / Posição de teste / Положение «Тест» / 测试位置*

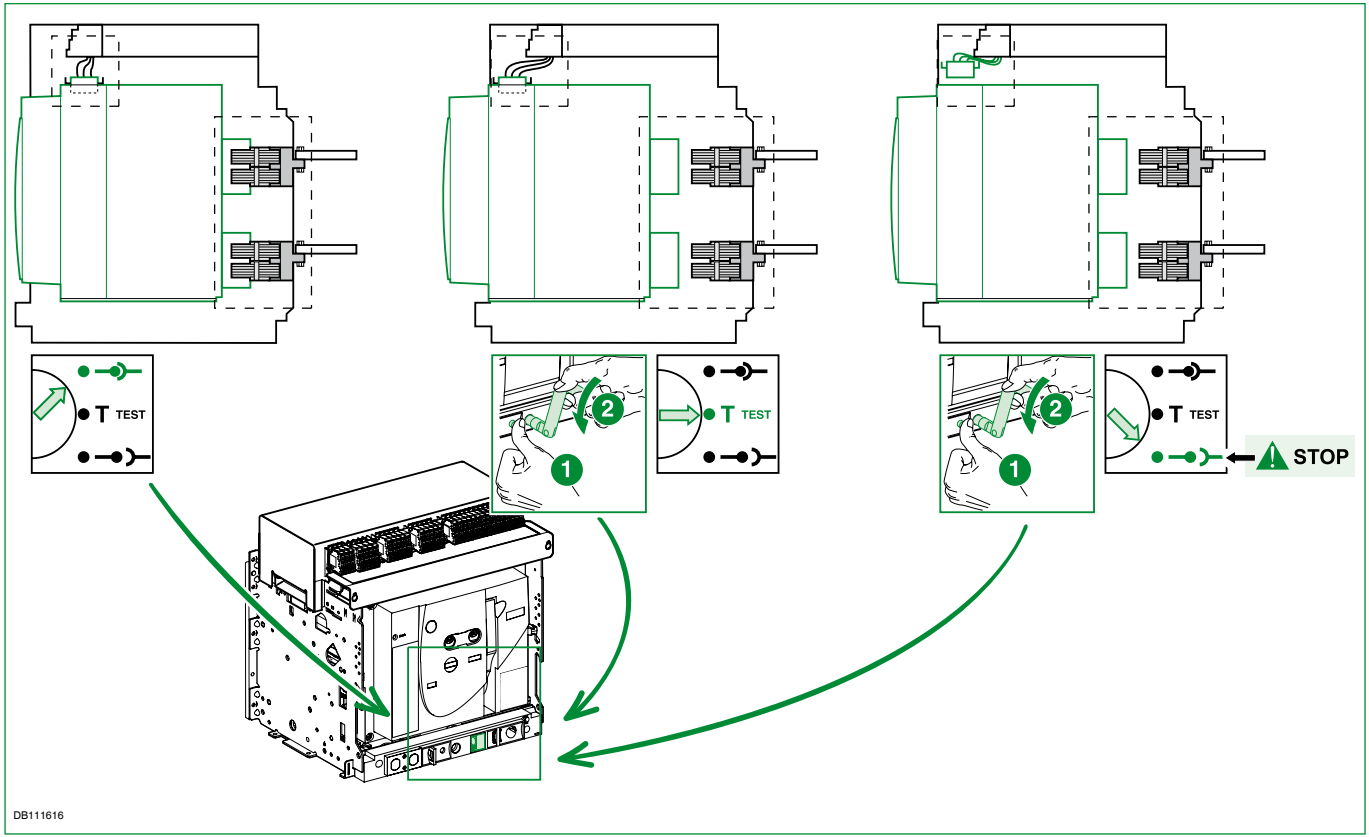

O OFF
1
3
charged
OK
2
CLAC !
x 7
E46223A


CLAC !
4
I ON
discharged
CLAC !
5
O OFF
discharged
E46224A


charged
OK
1
E46226A


charged
OK
2
E46227A


charged
OK
3
E46225A


T TEST
2
1
T TEST
2
1
T TEST
STOP
DB111616

© 2012 Schneider SA All rights reserved

Schneider Electric Industries SAS

35, rue Joseph Monier
CS 30323
F- 92506 Rueil Malmaison Cedex

RCS Nanterre 954 503 439
Capital social 896 313 776 €
www.schneider-electric.com



Printed on recyclable paper.

Designed by: Topway
Printed by:

Уполномоченный поставщик в РФ:

АО «Шнейдер Электрик»

Адрес:127018, г. Москва, ул.
Двинцев, д.12, корп.1,
тел. +7 (495)777 99 88,
факс: +7 (495)777 99 94, 8-800-200-6446
www.schneider-electric.ru

S1B70236-07-D00

11-2018



Owner Manual

Operator/Installation/Service/Parts

Our energy working for you.™

Cummins Power Generation

Accessory

PowerCommand® Universal Annunciator 300–5929

English – Original Instructions

3–2011

900–0301 (Issue 7)

Safety Precautions

⚠ DANGER ***High voltage is deadly. Installation and service of the network annunciator involves working with high voltage equipment. Installation and service must be performed by trained and experienced personnel working with such equipment. Disconnect the utility line from the transfer switch and disconnect power from the battery charger, day tank, and any other power equipment where connections are to be made.***

⚠WARNING ***Accidental starting of the generator set while working on it can cause severe injury or death. Disconnect the battery cables to prevent accidental starting. Always disconnect the negative (–) cable first and connect it last to prevent arcing if a tool accidentally touches the frame or other grounded metal parts of the set while connecting or disconnecting the positive (+) cable. Arcing can ignite explosive hydrogen gas given off by the battery and cause severe injury. Ventilate the battery compartment before removing cables.***

Table of Contents

TITLE **PAGE**

SAFETY PRECAUTIONS . . . . . **Inside Front Cover**

INTRODUCTION **1**

About This Manual 1
Software Versions 1
How to Obtain Service 1

DESCRIPTION **3**

General 3
Network Types 3
PCCNet Network 3
Modbus Network 4
Modbus Communications 4
Operation 5
Event Processing 5
Alarm Processing 5

INSTALLATION **7**

General Information 7
Network Considerations 7
Routing of Cables 8
Custom Relays 12
Annunciator Installation 12
Replacing Legacy Annunciators 14

CUSTOMER OPTIONS **17**

Options 17
Annunciator Configuration 18
Entering Configuration Mode 18
Configuration Functions 18
Selecting Predefined Configuration Tables 19
Reporting Battery Voltage 21
Selecting Negative/Positive Input 22
Configuring the Network Configuration Address 22
Configuring the Color and Flash Characteristics of individual Lamps 22
Configuring individual Lamps with An Audible Alert 23
Inverting Active Hardware Signals 23
Enabling Global Horn 23
Exiting Configuration Mode 23
Customer Faults 24
Remote Silence/Lamp Test 24
Remote Alarm 24

Table of Contents (continued)

TITLE	PAGE
TROUBLESHOOTING	**27**
Pre-Check	27
Troubleshooting	27
Incorrect Battery Voltage Sensing	27
Lamp Testing	27
All Indicators Fail to Light	28
One or More Failed Lamps	28
Input Fails to Light Lamp	28
Not All Lamps Display the Desired Characteristics	28
Lamps Are Lit At the Wrong Time	29
Excessive Battery Voltage Indications	29
Alarm Failure	29
The Alarm Sounds But No Lamps are Flashing	29
Remote/Silence Lamp Test Connection	29
Genset Fault Fails to Go Inactive	29
PARTS INFORMATION	**31**
MODBUS REGISTER TABLE	**33**

Introduction

ABOUT THIS MANUAL

This manual provides information for operating, installing, selecting customer options, and troubleshooting the universal annunciator control. A parts list is also included for all available service parts. Study this manual carefully and observe all warnings and cautions. Installing the control properly will contribute to better performance and safer operation.

SOFTWARE VERSIONS

Since it's initial release, the universal annunciator's software has been upgraded. The upgrades have included changed features and the ability of the annunciator to be connected to additional devices. Before connecting to a device, always make sure your annunciator includes the appropriate software. Below are some things that need to be considered because of changes in software.

- Starting with version 1.06, the predefined configuration factory defaults are set to the parameters in the NFPA 110 table. The factory defaults for earlier versions of software are set to the parameters in the Legacy NFPA 110 table. For more information, see pages 19 and 20.
- Starting with version 2.00, universal annunciator communication is available using either a PCCNet network or a Modbus network. Only the PCCNet network was available in earlier versions.
- When connected to a PCC2100, then PCC2100 version 2.5 or greater is required to use the universal annunciator.

NOTE: Use InPower to view the software version of your annunciator.

HOW TO OBTAIN SERVICE

When the universal annunciator requires servicing, contact the nearest dealer or distributor. Factory-trained Parts and Service representatives are ready to handle all your service needs.

If you are unable to locate a dealer or distributor, consult the yellow Pages. Typically, our distributors are listed under:

Generators-Electric,
Engines-Gasoline or Engines-Diesel, or
Recreational Vehicles-Equipment,
Parts and Service.

For the name of your local Cummins Power Generation distributor in the United States or Canada, call 1–800–888–6626 (this automated service utilizes touch-tone phones only).

For outside North America, call Cummins Power Generation, 1-763-574-5000, 7:30 AM to 4:00 PM, Central Standard Time, Monday through Friday. Or, send a fax to Cummins Power Generation using the fax number 1–763–528–7229.

⚠WARNING

Incorrect service or parts replacement can result in severe personal injury, death, and/or equipment damage. Service personnel must be trained and experienced to perform electrical and/or mechanical service.

THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK

Description

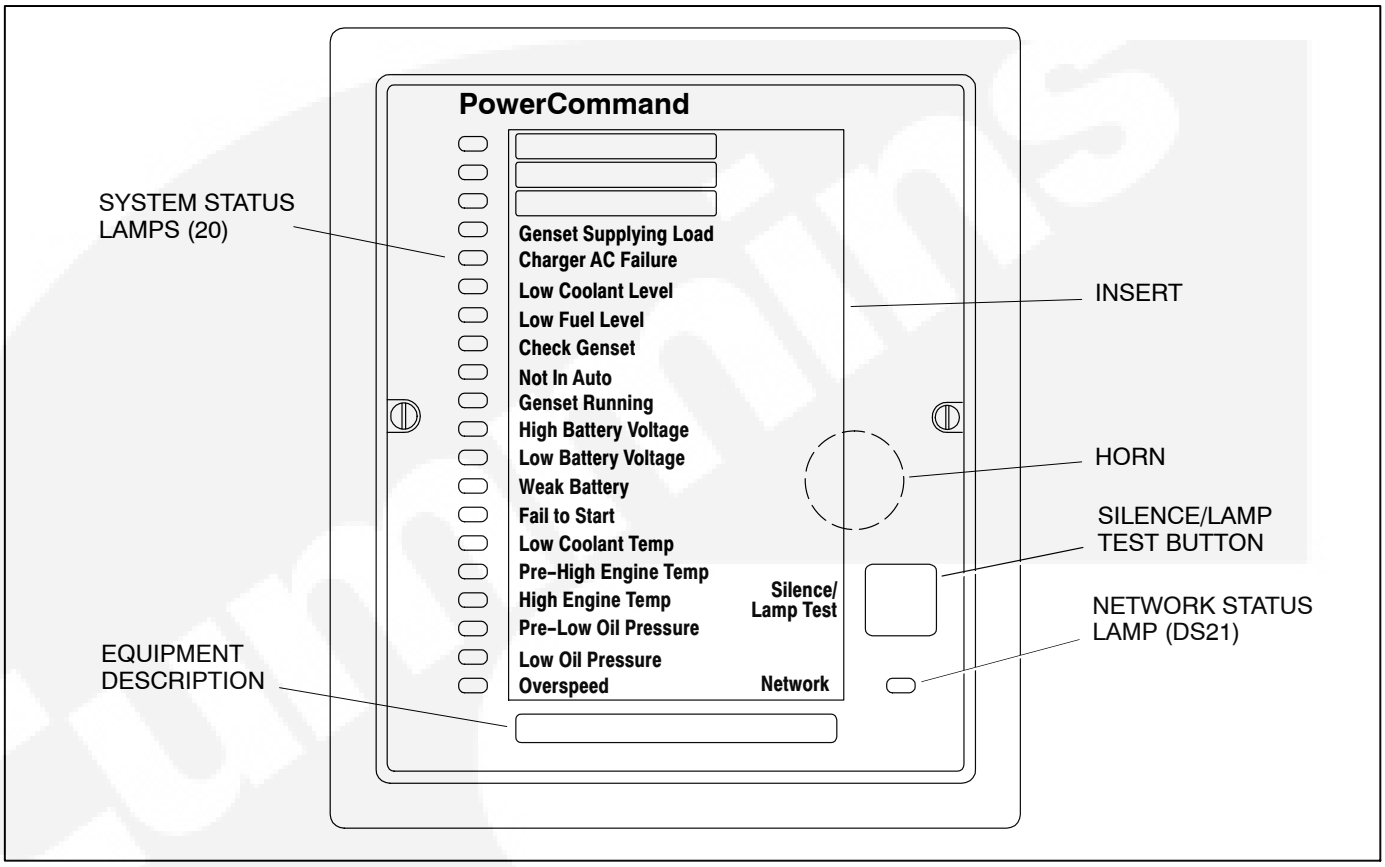


FIGURE 1. ANNUNCIATOR PANEL

GENERAL

The universal annunciator (see Figure 1) provides lamps and a horn to annunciate the operating status and fault conditions of an emergency power system. It is designed for connection to either a 12 VDC or a 24 VDC control system. It can be configured to be either a positive or negative signal device.

This annunciator can be used to replace legacy annunciators 300−4510 ANN (negative signal) and 300−4511 ANP (positive signal).

Two versions of the universal annunciator are available.

- 300−5929−01 = Panel Mounted
- 300−5929−02 = Panel with Enclosure

NETWORK TYPES

The universal annunciator can communicate using either a PCCNet or a Modbus network. The functionality differs, depending upon which network is being used.

The Network LED (DS21) is not configurable and does not activate the horn. With a Modbus network, the Network LED is used as a Modbus activity LED.

PCCNet Network

When connected to a PCCNet, multiple devices can broadcast their NFPA 110 status. The annunciator monitors broadcasts and ORs together all sources along with its discrete inputs and displays the OR's status on its 20 system status LEDs. When each device on the PCCNet network broadcasts its NFPA110 status logical, it will only activate a bit if the device is the source of that status. The annunciator does the same thing. It only broadcasts the status of its direct wired inputs. The annunciator will not OR together all sources and send the information to other devices.

When the annunciator powers up, the network LED is off. If a network device is not found (such as with Legacy applications), it remains off.

When the annunciator starts to receive status information from one or more devices, it turns green. The annunciator keeps track of the number of devices from which it has received status information. If six seconds elapses without receiving status information from each device, the network LED turns red. If the device count goes back to the previous high value, the network LED changes from red back to green.

Modbus Network

When connected to a Modbus network, the annunciator acts as a Modbus slave. The Modbus master must request updates from the annunciator. All communications with the annunciator are done via request/response. The annunciator does not initiate any communications.

A single Modbus master can send status data to up to four annunciators on a single Modbus network. Each annunciator ORs together the status data with its discrete inputs and displays the status on its 20 LEDs. When the Modbus master reads the annunciator status, it can read either the status of the direct wired inputs or the status of the LEDs.

When the annunciator powers up, it turns off the network LED on the front panel. When there is Modbus network activity, the network LED (DS21) on the front panel turns green (or stays green). After ten seconds of no network activity, the LED turns off.

If Modbus data has been received and the ten-second timer has expired or the annunciator has received bad data, then the network LED turns red and the active system status LEDs turn off. If this occurs, the system status LEDs with configured audible alarms will display a quick flash until communications are reestablished and the network LED becomes active again or the Silence button is pressed. If the network LED is red and data is received, then the network LED will again turn green and the ten-second timer starts. The updated status is then displayed by the system status LEDs.

Modbus Communications

Before Modbus can be used for communications, the universal annunciator must be set up for Modbus communications by selecting the Modbus NFPA 110 configuration table. For more information, see “Annunciator Configuration” on page 18.

With Modbus communications, there is a Remote Terminal Unit (RTU) two-wire RS-485 master/slave multi-drop network configuration, where the annunciator is defined as the slave.

Port communications, by default, occur at a baud rate of 19,200 baud and even parity. The baud rate and parity are configurable via Modbus registers.

A PLC can be the master device in the Modbus network. The Modbus node address is configurable and is set to node 1 by default.

A list of available annunciator registers is included at the back of this manual (see “Modbus Register Table” on page 33).

The controller is designed to respond within 100 ms of a request for information from the master.

OPERATION

- Table 1 lists the conditions monitored by the annunciator. The status lamps always annunciate the present state of each condition.
- In PCCNet mode, the annunciator broadcasts information a minimum of every five seconds and whenever a change occurs.
- Press the Silence/Lamp Test button to silence the horn, if activated. Several annunciators serving one emergency power system can be interconnected so that all the horns can be silenced from any location. Subsequent faults will cause the horn to sound again.
- All indicator lamps should light (turn green) when you press the Silence/Lamp Test button. When you press and hold the Silence/Lamp Test button, all indicator lamps will cycle through the colors (green, amber, red) and then display the current configuration. When the button is released, the current status of just the hard-wired inputs are displayed for one second.
- Pressing the Silence/Lamp Test button does not reset the switch or sensor that is providing the fault signal. The lamp for the associated fault will continue to remain in the active condition (solid or flashing) until the fault is corrected. After correcting the fault condition, the annunciator lamp goes out.

  NOTE: If a lamp is configured with the Invert Hardware Active Signals function, the color and flash characteristics are displayed during normal operation and the lamp goes out during the active condition.
- When the annunciator powers up, it turns the Network lamp off. If it never finds another network device (as with legacy applications), it remains off. When communications with another device are established or re-established, the Network lamp turns green. If communications with a device broadcasting annunciator data are lost for 30 seconds (PCCNet) or 10 seconds (Modbus), the Network lamp turns red; the horn will not sound.
- With legacy annunciator installations, normal status could be annunciated with Normal Utility Power and Normal Battery Voltage lamps. When replacing a legacy annunciator with this annunciator, this can be accomplished either by using the Check Genset and Weak Battery inputs or by using one of the Customer Fault inputs for Normal Utility Power.

EVENT PROCESSING

The 20 status lamps always annunciate the present state of each event. Unless a lamp is configured to invert its hard-wired inputs, the lamp displays its configured color and flash characteristics when the event occurs. Lamps that are configured to invert hard-wired inputs display their color and flash characteristics during normal operation.

Alarm Processing

An audible alarm sounds anytime an event that is configured as audible becomes active. An alarm can be deactivated by:

- Pressing the Silence/Lamp Test pushbutton
- Receiving a silence command via the digital input
- Receiving a silence command via the PCCNet network
- Receiving a silence command via the Modbus network

If another audible alarm event occurs while a silenced lamp is active, the alarm again sounds.

Because the alarm remains active until the condition is corrected (the event becomes inactive), the lamp normally continues to display its color and flash characteristics after the Silence/Lamp Test pushbutton is pressed. However, if a lamp is configured as audible, the event occurs, and then it becomes inactive before the Silence/Lamp Test pushbutton is pressed, the alarm will sound but the lamp will not continue to flash its configured color and flash characteristics. Instead, it will display a quick blip (0.2 seconds On and 1.8 seconds Off).

TABLE 1. ANNUNCIATOR CONDITIONS MONITORED

STANDARD LEGEND	CONDITION INDICATED	STATUS LAMP	
		NEW INSTALLATION	LEGACY REPLACEMENT*
Customer Fault 1	Customer selected fault condition	DS1	DS18
Customer Fault 2	Customer selected fault condition	DS2	DS19
Customer Fault 3	Customer selected fault condition	DS3	DS20
Genset Supplying Load	Genset is supplying the load	DS4	DS6
Charger AC Failure	Battery charger is signaling a failure	DS5	DS15
Low Coolant Level	Coolant level below preset minimum	DS6	DS17
Low Fuel Level	Fuel level below preset minimum	DS7	DS16
Check Genset	Use InPower or the genset keypad to check the genset for fault conditions	DS8	NA
Not in Auto	Switch on the control is in the Not in Auto position. The genset will not start automatically.	DS9	DS14
Genset Running	Generator has output voltage	DS10	DS4
High Battery Voltage**	Battery voltage too high (overcharging)	DS11	DS1
Low Battery Voltage**	Battery voltage too low (poor battery or charger failure)	DS12	DS2
Weak Battery	Genset battery is weak	DS13	NA
Fail to Start	Engine fails to start after full cranking cycle (overcrank)	DS14	DS13
Low Coolant Temp	Engine coolant heater has malfunctioned	DS15	DS11
Pre-High Engine Temp	Engine coolant approaching maximum temp.	DS16	DS9
High Engine Temp	Genset has shut down due to high coolant temp.	DS17	DS10
Pre-Low Oil Pressure	Oil pressure approaching minimum	DS18	DS7
Low Oil Pressure	Genset has shut down due to low oil pressure	DS19	DS8
Overspeed	Engine has shut down due to overspeed	DS20	DS12
Normal Battery Voltage	Battery Voltage OK	NA	DS3
Normal Utility Power	Utility power supplying the load	NA	DS5

***** "Legacy Replacement" refers to replacing 300−4510 ANN negative signal and 300−4511 ANP positive signal annunciators with Universal Annunciator 300−5929.

****** Battery Voltage Specification (The setting must be low or high for a minimum of five seconds):
Low Battery Voltage Setting: 12 ± 0.5 VDC for 12-volt system; 24 ± 1 VDC for 24-volt system
High Battery Voltage Setting: 16 ± 0.5 VDC for 12-volt system; 32 ± 1 VDC for 24-volt system

Switch Inputs:
Positive Sense Mode: Input impedance is 1.82 Kohms to ground; maximum input voltage = 31 VDC.
Negative Sense Mode: Input impedance is 1.82 Kohms to Bat+; inputs are at Bat+ level when open.
Sink/Source current threshold for detection: 150 uA minimum, 3 mA maximum.
Maximum allowable sink/source current: 20mA.
Power Supply should be between 6.5 VDC and 31 VDC.

Installation

GENERAL INFORMATION

A block diagram of a typical installation is shown in Figure 2. The installation shows a typical PCCNet network that includes a genset that is connected to four automatic transfer switches (ATSs) and a battery charger. In this example, the annunciator has inputs from both the PCCNet network and from hard-wired inputs.

Network Considerations

The total network length cannot exceed 4000 feet (1219 meters). Depending on the installation, either a cable with a single twisted pair or two twisted pairs can be used. The following are recommended, but are not mandatory: Belden 9729 or equivalent (two pair of stranded 24 AWG (or larger) twisted pair cable with shield). Unshielded cable may not provide the maximum distance in a noisy environment. Care must be taken when selecting the appropriate cable.

In order to meet NFPA 37 requirements, stranded copper cable must be used.

The network cable must be used only for transmitting network data and for installations with remote isolated power supplies to provide common logic reference. The second twisted pair is meant only to be used for a common logic reference. It cannot be used to provide power to the annunciator boards. Power to the annunciator must be provided via TB1-16 and one of the TB1 GND connections.

J2-1 can be interconnected to provide a common logic reference when applicable. J2-1 can be used to interconnect two controls where one of the controls uses a floating DC Power Supply not connected to Earth ground and the other is connected to Earth ground (see Figure 3). Otherwise, using J2-1 can induce a ground loop.

If a single power source (see Figure 4) is used, then care must be taken to make sure that at least minimal voltage is supplied to all boards by taking into consideration the wire gauge, current used, and distance traveled. A single power source should be considered for only a small number of controllers. Otherwise, a separate floating power supply must be used.

J2-3 and J2-4 is a twisted pair and must be interconnected between all controllers on the network to transmit network data.

J2-2 and J2-5 should not be connected to the network. J2-2 is for factory use only.

Each cable shield or interconnected cable shield must be connected to GND at only one point to prevent ground loops.

INPUT PIN	DESCRIPTION
TB1-15	GND
TB1-16	BATT In
TB1-17	GND
TB1-18	GND
J2-1	GND
J2-2	Factory Use Only
J2-3	RS-484 Data A
J2-4	RS-485 Data B
J2-5	No Connection

Although a typical network installation includes only one annunciator, additional annunciators can be installed. The Network Configuration Address function can be used to configure each annunciator with one of four different addresses. This feature allows annunciators to display different network information, depending on the address assigned. For more information, see page 22.

When two or more annunciators serve the same emergency power system, all of the terminals marked TB1-10 (new annunciator installations) or TB1-20 (legacy annunciator replacement installations) must be interconnected so that the horns can all be silenced from any location.

ROUTING OF CABLES

Communication over stranded unshielded twisted pair (UTP) could be distorted by external sources of electromagnetic interference (EMI), especially if the conductors are physically degraded in any way. To avoid or minimize this interference, observe the following guidelines.*

⚠ CAUTION ***Electromagnetic interference (EMI) can cause communication signal distortion, which can cause network failure and unintended equipment operation. Read and follow these wiring guidelines.***

Observe all local wiring codes. Refer to the NEC (NFPA70) section on *Wiring Methods and Materials* for general wiring methods and procedures.

Routing: Whenever possible, cabling should be installed over corridor areas or along lines that are parallel to the contours of buildings. All deviations from straight runs should be made at right angles. Keep wire away from sharp, abrasive, and hot surfaces.

Separation from sources of EMI: All cabling should be installed in such a way as to comply with the minimum separations from AC power sources.

In general, communications wiring should not be located in spaces that are shared with electrical panels, transformers, or other high voltage equipment.

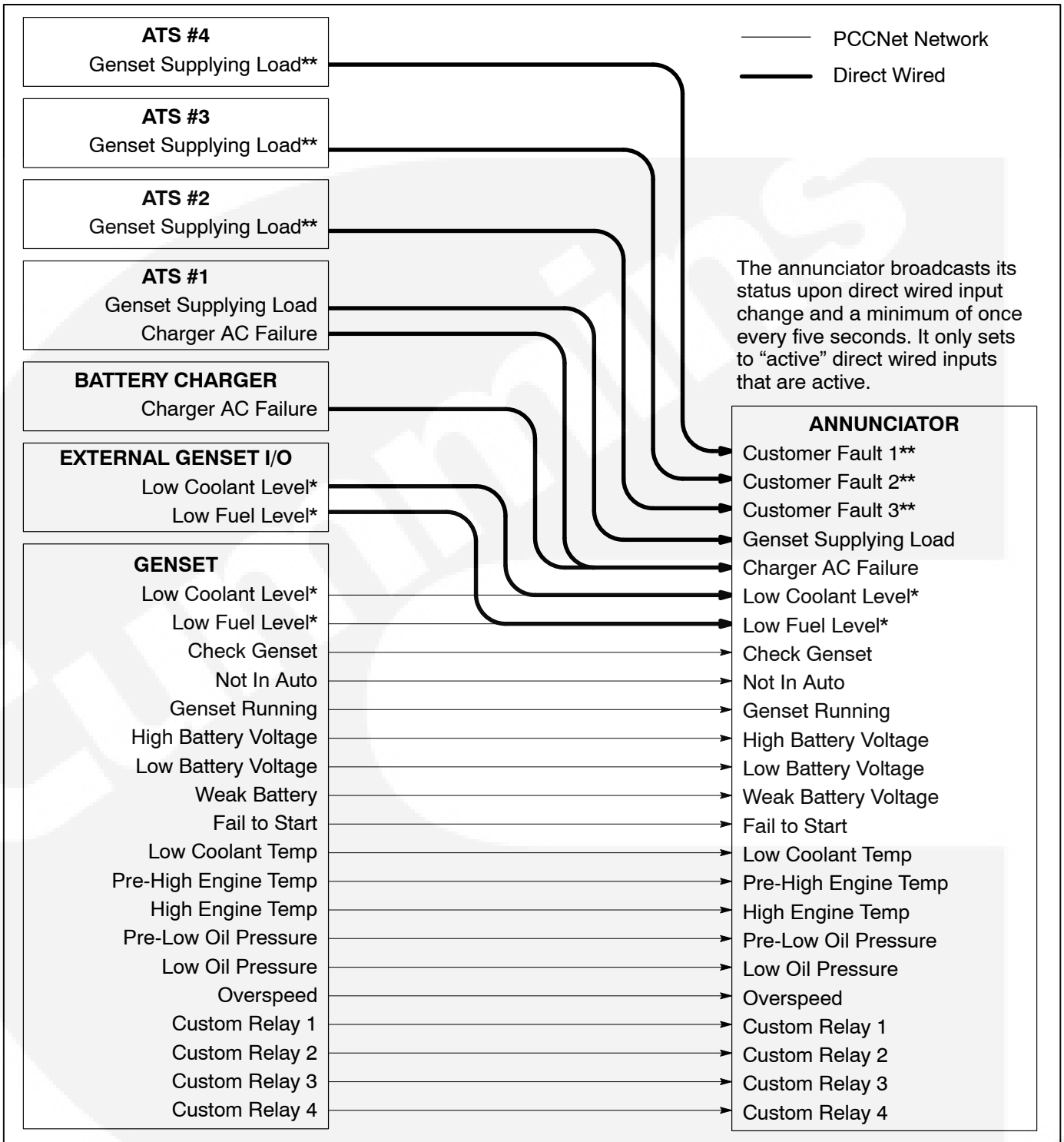
Tension: All cabling should be free from tension at both ends, as well as over the length of each run.

Stranded Twisted pairs: All terminations should be made in such a way as to **minimize the extent to which each stranded twisted pair is unraveled at the point of its physical termination**. Allow no more than 0.5 inch (13 mm) of exposed untwisted pairs.

Cable bends: Cable bends, or radii, should be no less than eight times the cable diameter.

Harsh, hazardous, or corrosive environments: Communications wiring should not be installed where vapors, fumes, corrosives, dusts, or other industrial byproducts are present without taking appropriate precautions to protect the cables. Installers and cabling manufacturers of the materials involved must be consulted in all such cases.

Grounding and bonding: When shielded cables are used, all applicable regulations for grounding and bonding as defined by local building codes for electrical materials must be strictly adhered to. In some cases, qualified installers or manufacturers will make related recommendations in the interest of human safety or mechanical protection of installed cables (e.g., shielding against rodents).



* Low Coolant Level and Low Fuel Level statuses can be either direct wired from External Genset I/O or be part of the PCCNet network status coming from the genset. If direct wired, then the annunciator sets the appropriate bit for the genset to reference. For PCC 2100 control, low fuel, low coolant level warnings and shutdown messages do not broadcast over PCCNet and can only be hard wired from the PCC 2100 control.

** These can be Genset Supplying Load 2 thru 4 or Customer Faults.

When enabled, High Battery Voltage, Low Battery Voltage, and Normal Battery Voltage takes precedence over the hard-wired input.

Normal Battery voltage can replace Weak Battery.

FIGURE 2. TYPICAL ANNUNCIATOR INSTALLATION (PCCNET NETWORK)

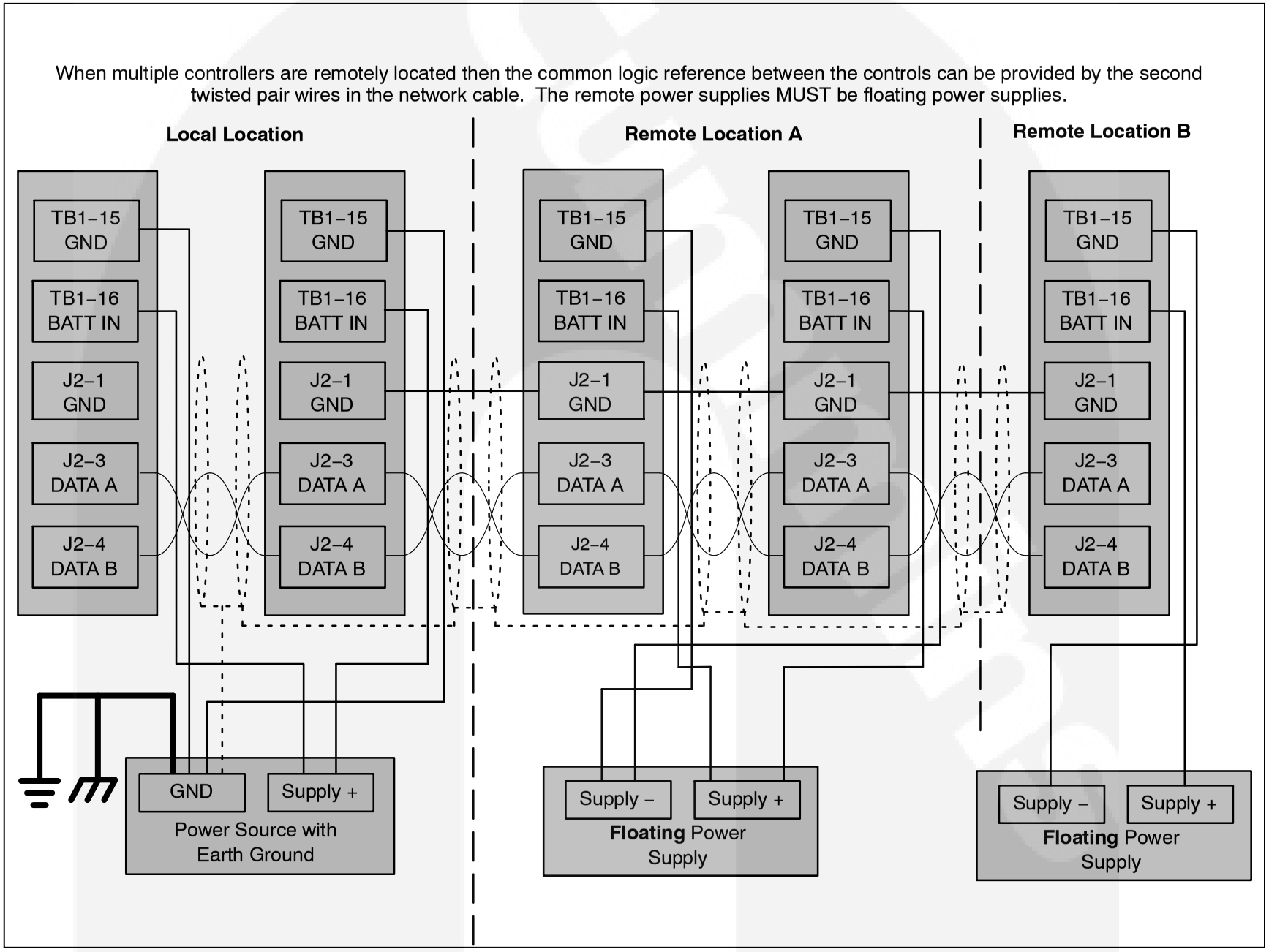


FIGURE 3. MULTIPLE REMOTE CONTROLLERS WIRING DIAGRAM

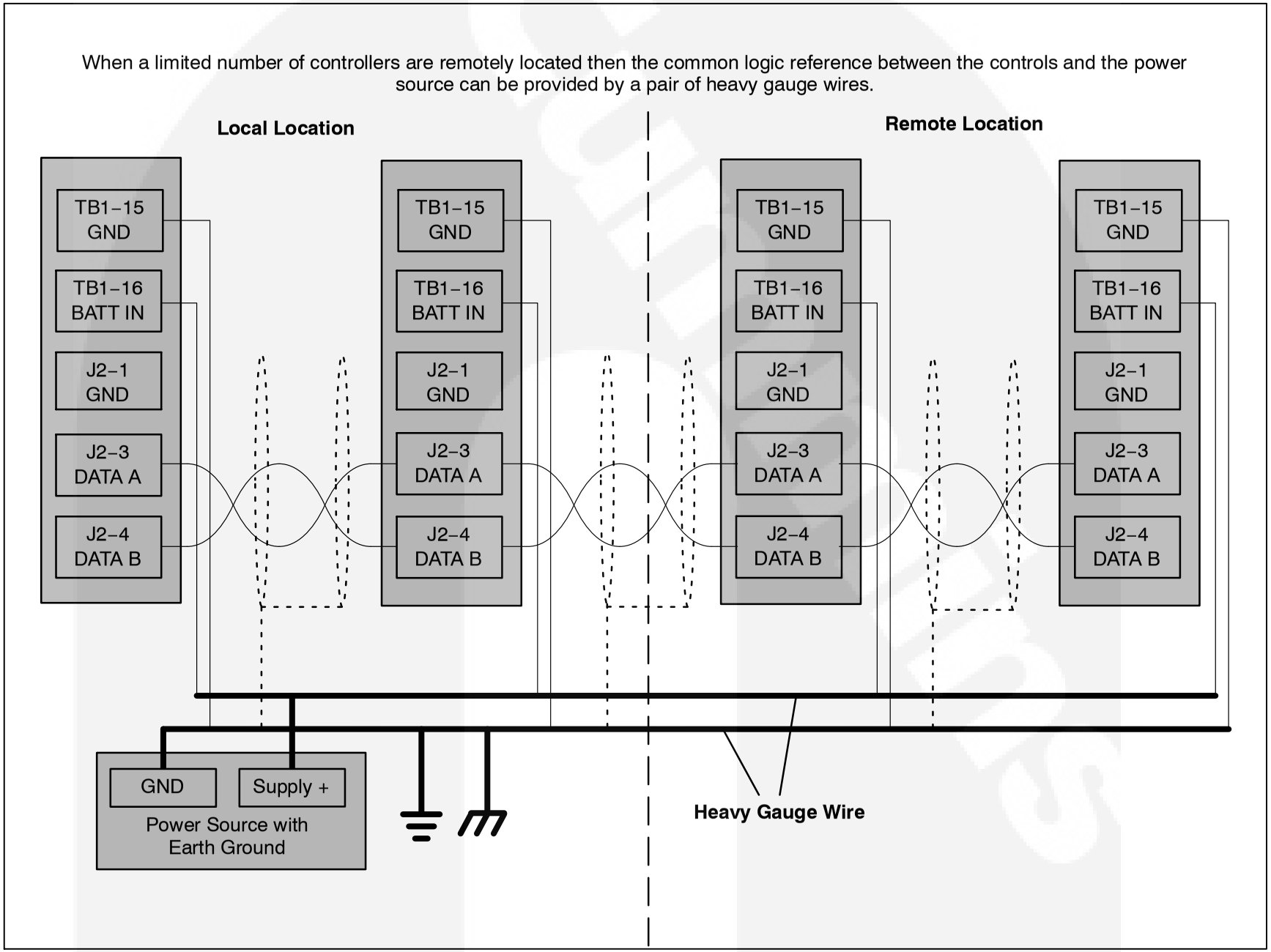


FIGURE 4. MULTIPLE REMOTE CONTROLLERS WITH ONE POWER SOURCE WIRING DIAGRAM

Custom Relays

The annunciator can control four custom (N.O.) relays that can be used as custom outputs that are controlled by external devices.

For example, when a specified event becomes active, a message can be sent by the external device (for example, a PCC1301 control) to the annunciator to turn the relay on or off. Only one event per relay is allowed. Refer to your genset Service Manual for information on how to set up the genset controller to control the relays.

The rating for the custom relays is 0.2 amps @ 125 VAC, 1A @ 30 VDC.

Wiring for these relays is done via the TB3 connector (see Figure 6) — TB3-1 to TB3-2 for relay 1, TB3-3 to TB3-4 for relay 2, etc.

CONNECTION	DESCRIPTION
TB3-1	Custom Relay 1, Contact A
TB3-2	Custom Relay 1, Contact B
TB3-3	Custom Relay 2, Contact A
TB3-4	Custom Relay 2, Contact B
TB3-5	Custom Relay 3, Contact A
TB3-6	Custom Relay 3, Contact B
TB3-7	Custom Relay 4, Contact A
TB3-8	Custom Relay 4, Contact B

ANNUNCIATOR INSTALLATION

Select a location for mounting the annunciator that is **accessible**. Make sure all components can be **easily removed for service**. The annunciator should be mounted in an environment that has a temperature range of –40° to 176°F (–40° to 80°C) and relative humidity between 10 and 95%. The power supply input voltage must be from 6 to 31 VDC (reverse protected).

1. Remove the annunciator panel from the control box.

2. Locate the desired location on the wall and use the box as a template to mark the required holes (see Figure 5). Be sure to check for wiring, plumbing, and gas lines behind the wall before cutting or drilling.

***WARNING** Drilling into utility lines can cause severe personal injury or death. Make sure no wires, plumbing, or gas lines run behind the mounting area before drilling the mounting holes.*

3. Drill the mounting holes and mount the box securely to the wall. For flush mounting, the front edges of the box should be flush with the surface of the wall.

4. Remove knock-outs, as needed for wiring, from the top and/or bottom of the control box.

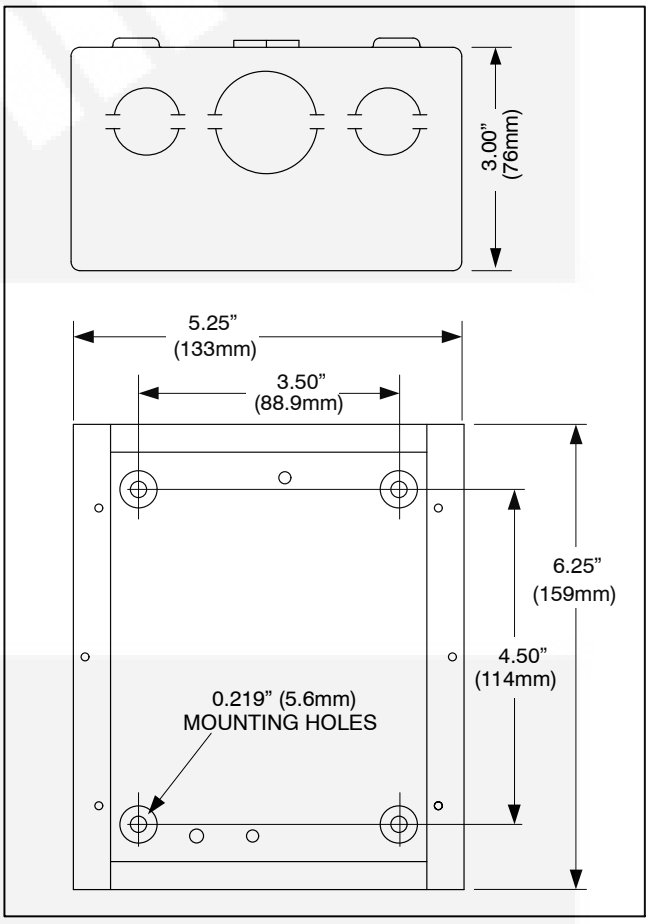


FIGURE 5. ANNUNCIATOR CONTROL BOX FOOTPRINT

***DANGER** High voltage is deadly. Installation and service of the network annunciator involves working with high voltage equipment. Installation and service must be performed by trained and experienced personnel working with such equipment. Disconnect the utility line from the transfer switch and disconnect power from the battery charger, day tank, and any other power equipment where connections are to be made.*

⚠WARNING ***Accidental starting of the generator set while working on it can cause severe injury or death. Disconnect the battery cables to prevent accidental starting. Always disconnect the negative (–) cable first and connect it last to prevent arcing if a tool accidentally touches the frame or other grounded metal parts of the set while connecting or disconnecting the positive (+) cable. Arcing can ignite explosive hydrogen gas given off by the battery and cause severe injury. Ventilate the battery compartment before removing cables.***

5. Before making any wiring connections, disconnect the utility line from the transfer switch. Make sure the genset cannot start by pressing the RUN/STOP switch to STOP and by disconnecting the starting battery (negative [–] battery cable first). Disconnect the power to the battery charger.

6. Route the wiring from the annunciator to the genset, transfer switch, and battery charger (see Table 2). Do not route wiring in the same conduit as AC wiring. Allow pigtails of at least 12 inches (304 mm) at each end for connections.

7. Connect the auxiliary switches to the transfer switch, the battery charger malfunction switch, and the customer faults to GROUND for negative signal annunciators and to B+ for positive signal annunciators (see Table 2).

8. When two or more annunciators serve the same emergency power system, interconnect all the terminals marked TB1-10 (new annunciator installations) or TB1-20 (legacy annunciator replacement installations) so that the horns can all be silenced from any location. The connections are made to TB1-10 on the new annunciators.

   NOTE: Pressing the Silence/Lamp Test button silences all horns of the connected annunciators but will only test the lamps of the annunciator whose button is pressed.

9. Apply power to the annunciator. When power is applied to the annunciator,

   a. Lamps DS1 thru DS21 cycle on and off, displaying the available colors (green, amber, red).

   b. LED N3 on the back of the control board (see Figure 6) starts flashing (green – one flash per second), indicating that the annunciator is in Running Mode.

   c. When the annunciator establishes communications with another device, the Network lamp (DS21) turns green.

10. Check the lamp characteristics on the annunciator control board and, if necessary, change the configuration to meet the needs of your installation (see “Annunciator Configuration” on page 18). Make sure that the annunciator is properly set up for the correct negative or positive input, reporting battery voltage, and predefined configuration table.

11. Press the Silence/Lamp Test button. All indicator lamps should light (turn green). Press and hold the Silence/Lamp Test button to cycle through the colors (green, amber, red) and then the current configuration is displayed.

12. Secure the annunciator to the control box with the screws provided with the annunciator.

13. Reconnect the utility line to the transfer switch, reconnect the battery to the generator set (negative [–] battery cable last), reconnect the battery charger, and return the generator set to automatic standby.

REPLACING LEGACY ANNUNCIATORS

The following describes how to replace a 300–4510 ANN negative signal or 300–4511 ANP positive signal annunciator with this annunciator.

⚠ DANGER ***High voltage is deadly. Installation and service of the network annunciator involves working with high voltage equipment. Installation and service must be performed by trained and experienced personnel working with such equipment. Disconnect the utility line from the transfer switch and disconnect power from the battery charger, day tank, and any other power equipment where connections are to be made.***

⚠ WARNING ***Accidental starting of the generator set while working on it can cause severe injury or death. Disconnect the battery cables to prevent accidental starting. Always disconnect the negative (–) cable first and connect it last to prevent arcing if a tool accidentally touches the frame or other grounded metal parts of the set while connecting or disconnecting the positive (+) cable. Arcing can ignite explosive hydrogen gas given off by the battery and cause severe injury. Ventilate the battery compartment before removing cables.***

1. Disconnect the utility line from the transfer switch. Make sure the genset cannot start by pressing the RUN/STOP switch to STOP and by disconnecting the starting battery (negative [–] battery cable first). Disconnect the power to the battery charger.

2. Remove the existing annunciator panel from the control box. Tag and remove the wire connections. Examine the wires for damage and replace, if necessary.

3. Remove the new annunciator panel from the control box.

4. If necessary, replace the existing control box with the control box included in this kit and remove knock-outs, as needed for wiring, from the top and/or bottom of the control box.

5. Connect the existing wires to the new annunciator. Refer to Table 2 on specifics on wiring the annunciator. The battery is connected to the TB1-16 terminal in both 12 volt and 24 volt systems. If battery check is not desired, the three lamps can be used for custom indications, using TB2-4, TB2-5, and TB2-6.

6. Modify the insert card to match the installation. Text can be added to the three blank boxes located at the top of the insert. If the predefined legend is not desired, text can be covered with white tape and the desired text written on the tape. In addition, the back of the insert has all blank spaces for writing text. In a legacy annunciator replacement, the modifications shown in Table 3 are typical.

7. Apply power to the annunciator. When power is applied to the annunciator,

   a. Lamps DS1 thru DS21 cycle on and off, displaying the available colors (green, amber, red).

   b. LED N3 on the back of the control board (see Figure 6) starts flashing (green – one flash per second), indicating that the annunciator is in Running Mode.

8. Press the Silence/Lamp Test button briefly. All indicator lamps should light (turn green).

9. Check the lamp characteristics on the annunciator control board and, if necessary, change the configuration to meet the needs of your installation (see “Annunciator Configuration” on page 18). Make sure that the annunciator is properly set up for the correct negative or positive input, reporting battery voltage, and predefined configuration table. Standard default configurations for the lamp and horn settings are set at the factory.

10. Secure the annunciator to the control box with the screws provided with the annunciator.

11. Reconnect the utility line to the transfer switch, reconnect the battery to the generator set (negative [–] battery cable last), reconnect the battery charger, and return the generator set to automatic standby.

TABLE 2. LEGACY INTERCONNECTIONS

LEGACY ANNUNCIATOR CONNECTIONS	DESCRIPTION	NEW ANNUNCIATOR CONNECTIONS
TB1-1 (12 VDC) TB1-2 (24 VDC)	BATT	TB1-16
TB1-3	GND	TB1-15
TB1-4	Genset Running	TB2-3
TB1-5	Normal Utility or Check Genset	TB1-8
TB1-6	Genset Supplying Load	TB1-4
TB1-7	Pre-Low Oil Pressure	TB2-11
TB1-8	Low Oil Pressure	TB2-12
TB1-9	Pre-High Engine Temp	TB2-9
TB1-10	High Engine Temp	TB2-10
TB1-11	Low Coolant Temp	TB2-8
TB1-12	Overspeed	TB2-13
TB1-13	Fail to Start	TB2-7
TB1-14	Not In Auto	TB2-2
TB1-15	Charger AC Failure	TB1-5
TB1-16	Low Fuel Level	TB1-7
TB1-17	Customer Fault 1	TB1-1
TB1-18	GND	TB2-1
TB1-19	GND	TB2-14
TB1-20	Silence Lamp Test (N.O.)	TB1-10
TB1-21	GND	TB1-9
TB1-22	Remote Alarm (N.O.)	TB1-13
TB1-23	GND	TB1-12
TB1-24	GND	TB1-17
TB2-1	High Battery Voltage or Customer Indication 1	TB2-4
TB2-2	Low Battery Voltage or Customer Indication 2	TB2-5
TB2-3	Normal Battery Voltage or Customer Indication 3 or Weak Battery	TB2-6
TB2-4	Low Coolant Level	TB1-6
TB2-5	Customer Fault 2	TB1-2
TB2-6	Customer Fault 3	TB1-3
TB2-7	Silence Lamp Test (N.C.)	TB1-11
TB2-8	Remote Alarm (N.C.)	TB1-14

TABLE 3. INSERT MODIFICATIONS

LAMP	INSERT CARD MODIFICATION
1	Customer Fault 1 text can be written in the blank space provided.
2	Customer Fault 2 text can be written in the blank space provided.
3	Customer Fault 3 text can be written in the blank space provided.
8	A “Normal Utility Power” sticky label can be placed over “Check Genset” or white tape can be used to cover “Check Genset” with “Normal Utility Power” written on the tape.
11	A blank sticky label or white tape can be used to cover “High Battery Voltage” and Custom Indication 1 text can be written on the label/tape.
12	A blank sticky label or white tape can be used to cover “Low Battery Voltage” and Custom Indication 2 text can be written on the label/tape.
13	A “Normal Battery Voltage” sticky label can be placed over “Weak Battery” or white tape can be used to cover “Weak Battery” with “Normal Battery Voltage” written on the tape.
Text for all other lamps should not need to be changed.	

Customer Options

OPTIONS

The annunciator with version 1.06 can only be configured via the three push buttons on the back of the annunciator.

The annunciator with version 2.00 or higher can be configured by:

1. Using the three push buttons on the back or the annunciator,
2. By PCCNet communications,

   or

   By Modbus communications.

When configuring via PCCNet or Modbus, the external device must have special code for performing this function.

Annunciator functions can be modified to meet the needs of your installation. individual status lamp colors (red, green, or amber), flash, and alarm characteristics can be changed. The S1 button on the control board (see Figure 6) can be used to enter the configuration mode and make adjustments.

Customer indications and customer faults can also be added.

The annunciator also has connections for Remote Silence/Lamp Test and Remote Alarm.

The following subsections describe how to modify and utilize optional features.

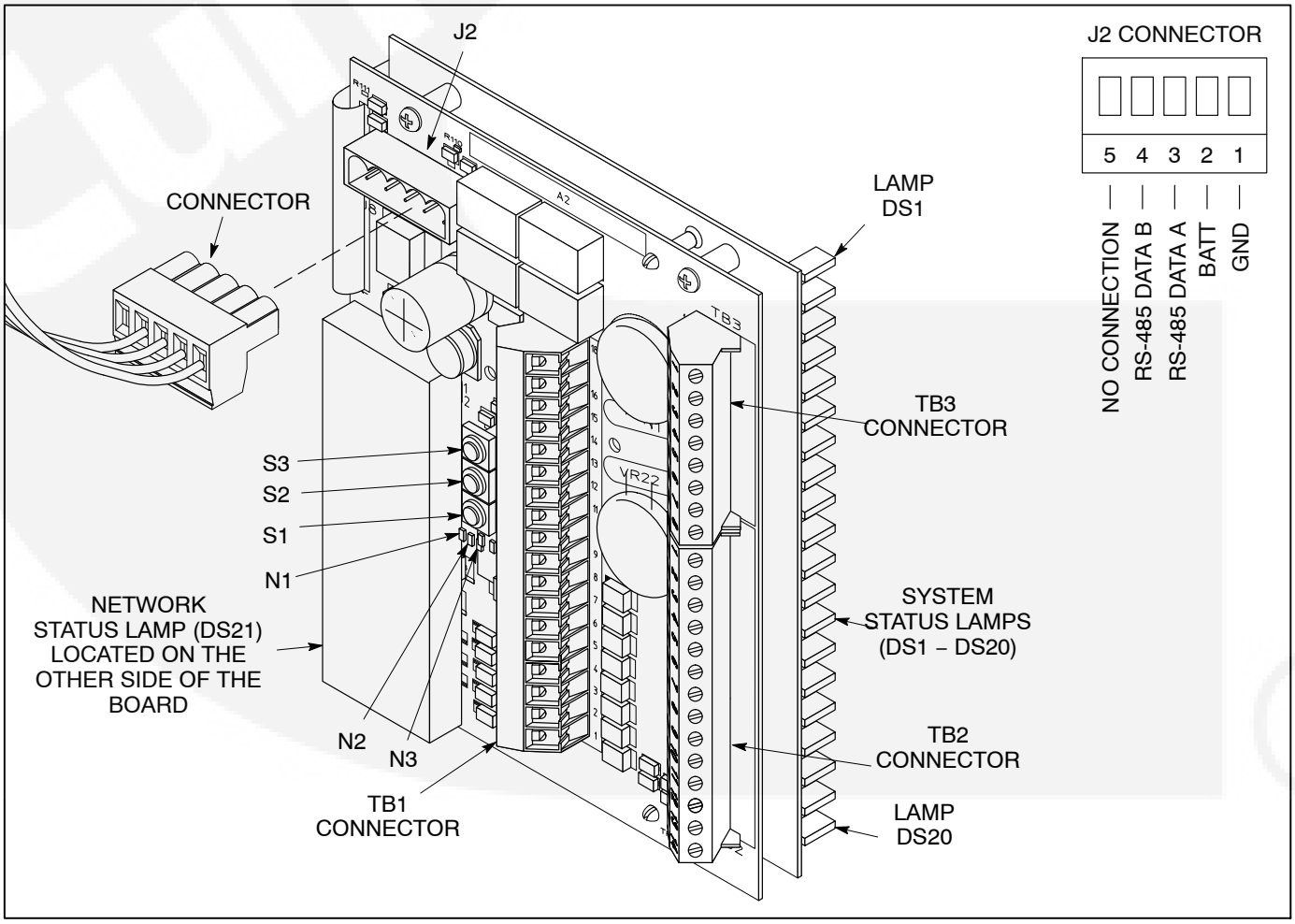


FIGURE 6. ANNUNCIATOR CONTROL BUTTONS, STATUS LAMPS, AND CONNECTORS

ANNUNCIATOR CONFIGURATION

During normal operation, the annunciator is in Running Mode. When in Running Mode, only the N3 LED is flashing (green). Configuration Mode must be entered to modify or check lamp characteristics and annunciator settings. When in Configuration Mode, the three LEDs on the back panel are used to display which configuration function is presently selected. One or more of the front panel system status lamps (DS1–DS20) are used to display the configurations available with each function.

Three momentary buttons on the back panel are used to set configurations:

- The S1 button is used to enter or leave Configuration Mode and to cycle through the configuration functions. While in Running Mode, the N1 LED will light if the S1 button is pressed.
- The S2 button is used in certain configuration functions to cycle through each of the 20 lamps. While in Running Mode, the N2 LED will light if the S2 button is pressed.
- The S3 button is used to select the available configurations. While in Running Mode, the N3 LED will light if the S3 button is pressed.

A summary of configuration settings is included in Table 7, located at the end of this section.

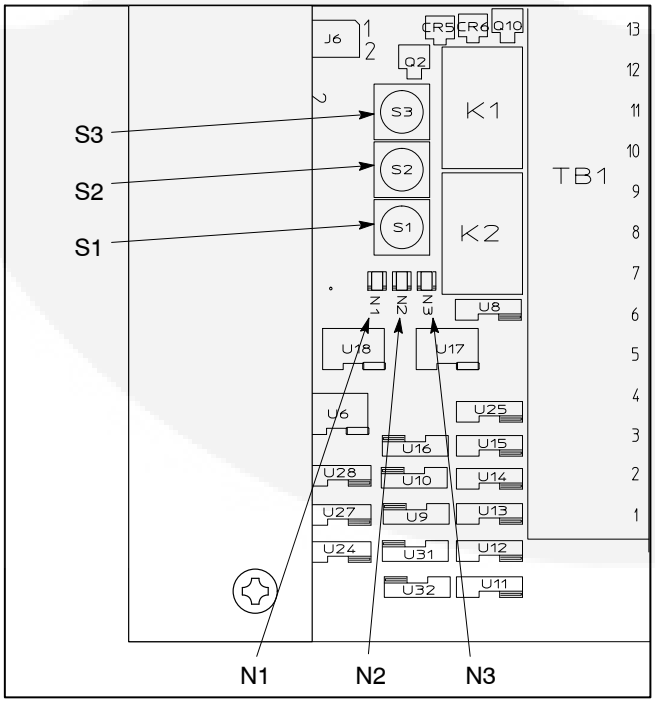


FIGURE 7. CONFIGURATION BUTTONS AND LEDs

Entering Configuration Mode

During normal operation (Running Mode), the green N3 LED flashes at one flash per second.

1. Press and hold S1 for 5 seconds to enter Configuration Mode.
2. During the five seconds that S1 is pressed, N1 lights and N3 continues to flash.
3. After S1 has been pressed for five seconds, N1, N2, and N3 go out. You have entered Configuration Mode when all three LEDs are off.

Configuration Functions

Upon entering Configuration Mode, eight configuration functions can be selected by pressing the S1 button. Table 4 shows the sequence of the functions that are available. The black-filled squares indicate which LEDs are lit for each function.

TABLE 4. CONFIGURATION FUNCTIONS

	FUNCTION	LED		
		N1	N2	N3
1	Select Predefined Configuration Table for all 20 lamps	□	□	□
2	Report Battery Voltage	■	□	□
3	Select Negative/Positive Input	□	■	□
4	Select Network Configuration Address	■	■	□
5	Configure individual Lamps with Color and Flash Characteristics	□	□	■
6	Configure individual Lamps with Audible Alert	■	□	■
7	Invert Active Signals	□	■	■
8	Enable Global Horn	■	■	■

Information on how to configure these functions is shown on the following pages. With each function, all configurations that are available are listed (including the default configuration). For most functions, a color is assigned to one or more lamps to indicate which configuration is currently selected.

NOTE: Active conditions are not displayed when in Configuration Mode. If a condition occurs while in Configuration Mode, it will not be displayed until after you have returned to Running Mode (see “Exiting Configuration Mode” on page 23).

Selecting Predefined Configuration Tables

LED		
N1	N2	N3
☐	☐	☐

Upon entering Configuration Mode, N1, N2, and N3 LEDs are all off, indicating that the Predefined Configuration Mode function has been selected. If a different configuration function is presently selected, repeatedly press the S1 button until all three LEDs are off.

Two sets of predefined lamp configurations are available ("Modbus and NFPA 110" for new annunciator installations and "Legacy NFPA 110" for replacement of legacy annunciators). The default settings for each of these configurations are shown in Table 5. If one of the two predefined configuration tables is selected, characteristics (color, flash, and audible alert) for all 20 discrete input lamps are automatically set. However, after selecting the table of attributes, characteristics of individual lamps can be modified (see page 22).

Selecting a predefined configuration table only needs to be done once. If you customize a predefined configuration table by changing default settings, always keep the configuration mode setting as "No Change." Otherwise, individual changes may be lost.

TABLE 5. DEFAULT LAMP CONFIGURATION TABLES

Lamp	Description	Modbus and NFPA 110 (DS1 = Red)			Legacy NFPA 110 (DS1 = Amber)		
		Color	Horn	Flash	Color	Horn	Flash
DS1	Customer Fault 1	Green	No	No	Red	Yes	No
DS2	Customer Fault 2	Amber	No	No	Red	Yes	No
DS3	Customer Fault 3	Red	No	No	Red	Yes	No
DS4	**Genset Supplying Load**	Amber	No	No	Green	No	No
DS5	**Charger AC Failure**	Amber	Yes	No	Red	No	No
DS6	**Low Coolant Level**	Amber	Yes	No	Red	Yes	No
DS7	**Low Fuel Level**	Red	Yes	No	Red	Yes	No
DS8	**Check Genset** (Modbus and NFPA 110) *or* Normal Utility (Legacy NFPA 110)	Amber	No	No	Green	No	No
DS9	**Not In Auto**	Red	Yes	Yes	Red	Yes	No
DS10	**Genset Running**	Amber	No	No	Green	No	No
DS11	**High Battery Voltage**	Amber	Yes	No	Red	No	No
DS12	**Low Battery Voltage**	Red	Yes	No	Red	No	No
DS13	**Weak Battery** (Modbus and NFPA 110) *or* Normal Battery Voltage (Legacy NFPA 110)	Red	Yes	No	Green	No	No
DS14	**Fail to Start**	Red	Yes	No	Red	Yes	No
DS15	**Low Coolant Temp**	Red	Yes	No	Red	Yes	No
DS16	**Pre-High Engine Temp**	Amber	Yes	No	Amber	Yes	No
DS17	**High Engine Temp**	Red	Yes	No	Red	Yes	No
DS18	**Pre-Low Oil Pressure**	Red	Yes	No	Amber	Yes	No
DS19	**Low Oil Pressure**	Red	Yes	No	Red	Yes	No
DS20	**Overspeed**	Red	Yes	No	Red	Yes	No

Bold type indicates the items that are printed on the annunciator overlay. The remaining slots are blank (see Figure 1).

For software versions **prior to version 2.00**, when you select the Predefined Configuration Mode function, lamp DS1 displays the color associated with the predefined configuration shown in the table below. To change the predefined configuration, press the S3 button to select the color assigned to one of the predefined configuration tables, as shown below.

DS1 COLOR	CONFIGURATION
Green	No Change (For customized configurations)
Amber	Legacy NFPA 110 (Default with software version 1.05 or earlier)*
Red	NFPA 110 (Default, starting with software version 1.06)*

* Starting with version 1.06, the factory defaults are set to the parameters in the NFPA 110 table. The factory defaults for earlier versions of software are set to the parameters in the Legacy NFPA 110 table.

If you have an unused, factory fresh annunciator, you can determine which table has been pre-selected by pressing the Silence/Lamp Test button when the annunciator is in Run mode (not Configuration mode). If the top three LEDs are Green, Amber, Red, then the NFPA 110 table has been preselected. If the top three LEDs are Red, Red, Red, then the Legacy NFPA 110 has been preselected. If a different pattern is displayed, the table doesn't match your needs, or if the annunciator has been used before, then select the predefined table that best matches your needs.

NOTE: When the predefined Legacy NFPA 110 table is selected, then "Report 12 Volt" battery voltage function is automatically selected. When the predefined NFPA 110 table is selected, then "Don't Report" battery reporting function is automatically selected. It may be necessary to change this setting for your installation. For more information on reporting battery voltage, see "Reporting Battery Voltage" below.

For software versions **starting with version 2.00**, when you select the Predefined Configuration Mode function, lamps DS1 and DS2 are used to display the color associated with the predefined configuration shown in the table below. To change the predefined configuration, press the S3 button to select the color assigned to one of the predefined configuration tables, as shown below.

If Modbus communications is desired, select the Modbus NFPA 110 table.

COLOR		CONFIGURATION
DS1	DS2	
Green	Off	No Change: PCCNet (For customized configurations)
Green	Green	No Change: Modbus (For customized configurations)
Amber	Off	PCCNet Legacy NFPA 110
Red	Off	PCCNet NFPA 110
Amber	Amber	Modbus NFPA 110

NOTE: When the predefined Legacy NFPA 110 table is selected, then "Report 12 Volt" battery voltage function is automatically selected. When the predefined NFPA 110 table is selected, then "Don't Report" battery reporting function is automatically selected. When the predefined Modbus table is selected, then "Don't Report" is automatically selected. It may be necessary to change this setting for your installation. For more information on reporting battery voltage, see "Reporting Battery Voltage" below.

Reporting Battery Voltage

LED		
N1	N2	N3
■	□	□

To check on or modify the status of the Reporting Battery Voltage function, enter the Configuration Mode and repeatedly press the S1 button until the N1 LED is lit. When the Reporting Battery Voltage function is selected, lamps DS11, DS12, and DS13 display the color indicating the status of this function.

NOTE: The Reporting Battery Voltage function is automatically selected when a Predefined Configuration Table is selected (see page 19).

A report high and low only configuration can be used when an input is available for Weak Battery, but no inputs are available for High Battery Voltage and Low Battery Voltage. A report high and low only configuration can also be used when it is desired to report a customer fault in place of Normal Battery.

To change the Reporting Battery Voltage function, press the S3 button until the color associated with the desired reporting configuration is displayed, as shown below.

COLOR			CONFIGURATION
DS11	DS12	DS13	
Green	Green	Green	Don't Report
Amber	Amber	Amber	Report – 12 Volt High/Low/Normal (Default)
Red	Red	Red	Report – 24 Volt High/Low/Normal
Amber	Amber	Off	Report – 12 Volt High/Low
Red	Red	Off	Report – 24 Volt High/Low

TABLE 6. BATTERY VOLTAGE SETTINGS

LOW	HIGH	CONFIGURATION
12 ± 0.5 VDC	16 ± 0.5 VDC	12 VDC
24 ± 1 VDC	32 ± 1 VDC	24 VDC

Selecting Negative/Positive Input

LED		
N1	N2	N3
□	■	□

The annunciator can be configured to be either a Positive or Negative signal device. The polarity of the annunciator must match that of the emergency power system.

To check on or modify the status of the Negative/Positive Input function, enter the Configuration Mode and repeatedly press the S1 button until only the N2 LED is lit. When the Negative/Positive Input function is selected, all 20 lamps are lit and are the same color (either red or green). Press the S3 button to modify the Negative/Positive Input function, as shown below.

DS1–20 COLOR	CONFIGURATION
Green	Positive Input
Red	Negative Input (Default)

Configuring the Network Configuration Address

LED		
N1	N2	N3
■	■	□

The annunciator can be configured to communicate using one of the four available network configuration addresses. This feature allows for up to four annunciators to be installed in a network, all displaying different network information.

To check on or modify the status of the Network Configuration Address function, enter the Configuration Mode and repeatedly press the S1 button until the N1 and N2 LEDs are lit. The first four lamps are used to indicate the address. Press the S3 button to modify the Network Configuration Address function, as shown below.

DS1	DS2	DS3	DS4	CONFIGURATION
Green	Off	Off	Off	Network Address 1 (Default)
Off	Green	Off	Off	Network Address 2
Off	Off	Green	Off	Network Address 3
Off	Off	Off	Green	Network Address 4

NOTE: Always use Network Configuration Address 1 (default) to set up NFPA 110 annunciators.

Configuring the Color and Flash Characteristics of individual Lamps

LED		
N1	N2	N3
□	□	■

Each of the 20 status lamps can be configured to be red, green, or amber. Each lamp can be configured to flash or not flash. Each lamp can also be disabled (turned off). Default lamp characteristics are determined by the predefined configuration table selected (see page 19).

To select the lamp configuration function after entering Configuration Mode, repeatedly press the S1 button until the N3 LED is lit.

When this function is selected, the characteristics of all 20 lamps are shown and the first lamp (DS1) flashes. To scroll through the other lamps, repeatedly press the S2 button until the desired lamp flashes a quick flash.

To modify the characteristics on an individual lamp, press the S3 button. The lamp characteristics are:

- Solid Green
- Solid Amber
- Solid Red
- One Second Flashing Green
- One Second Flashing Amber
- One Second Flashing Red
- Disabled (Off) – A lamp that is disabled cannot be configured with an audible alert.

NOTE: When a lamp is selected for flash configuration, a double flash can be observed. After selecting the next lamp, the lamp that was configured to flash will flash at a slower rate (once per second).

Configuring individual Lamps with An Audible Alert

LED		
N1	N2	N3
■	□	■

Each of the 20 status lamps can be configured with an Audible Alert that sounds when the associated LED becomes active.

NOTE: A lamp that is disabled cannot be configured with an audible alert.

To view and modify the status of the Audible Alert function of the lamps, enter the Configuration Mode and repeatedly press the S1 button until the N1 and N3 LEDs are lit.

When this function is selected, the alert status of all 20 lamps is shown and the first lamp (DS1) flashes. The default alert status is determined by the predefined configuration table selected (see page 19). To scroll through the lamps, repeatedly press the S2 button until the desired lamp flashes. Press the S3 button to modify the Audible Alert function, as shown below.

DS1–20 COLOR	CONFIGURATION
Green	Sound Disabled
Red	Sound Enabled

Inverting Active Hardware Signals

LED		
N1	N2	N3
□	■	■

The state of each of the 20 hardware input signals can optionally be individually inverted. If set to inverted, then an active hardware signal will be considered inactive and an inactive signal will be considered active.

After entering Configuration Mode, repeatedly press the S1 button until the N2 and N3 LEDs are lit.

When this function is selected, the characteristics of first lamp (DS1) are shown. To scroll through the other lamps, repeatedly press the S2 button until the desired lamp flashes. Press the S3 button to modify the Invert Active Signal function, as shown below.

DS1–20 COLOR	CONFIGURATION
Green	Don't Invert (Default)
Red	Invert

Enabling Global Horn

LED		
N1	N2	N3
■	■	■

Although individual lamps can be set up with an audible alert, the horn will not sound unless the Global Horn function is enabled. To check on or change the status of the Global Horn function, enter the Configuration Mode and repeatedly press the S1 button until the N1, N2, and N3 LEDs are lit.

When the Global Horn Enable function is selected, lamp DS1 displays the color indicating the status of this function. Press S3 to change the color associated with the global horn configuration, as shown below.

DS1 COLOR	CONFIGURATION
Green	Horn Disabled
Amber	Horn Enabled – Soft
Red	Horn Enabled – Loud (Default)

Exiting Configuration Mode

All changes are automatically saved upon exiting the configuration mode. To exit the configuration mode,

1. Press and hold S1 for 5 seconds.
2. After S1 has been pressed for five seconds, N3 begins to flash, indicating that you have returned to Running Mode.

NOTE: If you do not manually exit Configuration Mode, the annunciator automatically exits this mode after ten minutes of button inactivity. Any changes that were made are automatically saved.

CUSTOMER FAULTS

Three customer faults are available for annunciation of the customers specified conditions. Add the fault descriptions to the control panel insert. Refer to Table 5 for interconnect locations.

REMOTE SILENCE/LAMP TEST

Two remote Silence/Lamp Test connections are available (refer to Table 5). One Silence/Lamp Test has normally open contacts (connection TB1-10) and is used as both input and output for the Silence/Lamp Test function. The other Silence/Lamp Test has normally closed contacts (connection TB1-11) and can only be used as an output for the Silence/Lamp Test function. Both contacts are rated at two amps maximum.

REMOTE ALARM

Two remote alarm connections are available (refer to Table 5). One remote alarm has normally open contacts (connection TB1-13) and the other has normally closed contacts (connection TB1-14). Both contacts are rated at two amps maximum.

TABLE 7. CONFIGURATION SUMMARY TABLE

Function	Configuration LEDs (S1 Button) N1 N2 N3	Select individual Input (S2 Button)	Front Panel Lamp Selection (Lamps 1 Through 20) (S3 Button)	Value
Predefined Configuration Table (Software Versions Prior to Version 2.00)	– – –	NA	G – – – – – – – – – – – – – – – – – – –	No Change
			A – – – – – – – – – – – – – – – – – – –	Legacy
			R – – – – – – – – – – – – – – – – – – –	NFPA 110[1]
Predefined Configuration Table (Starting with Software Version 2.00)	– – –	NA	G – – – – – – – – – – – – – – – – – – –	No Change (PCCNet)
	– – –	NA	G G – – – – – – – – – – – – – – – – – –	No Change (Modbus)
	– – –	NA	A – – – – – – – – – – – – – – – – – – –	PCCNet Legacy
	– – –	NA	R – – – – – – – – – – – – – – – – – – –	PCCNet NFPA 110[1]
	– – –	NA	A A – – – – – – – – – – – – – – – – – –	Modbus NFPA 110
Report Battery Voltage (in Status Lamps 11, 12, and 13) – Used with PCCNet Network Only	G – –	NA	– – – – – – – – – – G G G – – – – – – –	Don't Report [134]
			– – – – – – – – – – A A A – – – – – – –	Report 12V[2]
			– – – – – – – – – – R R R – – – – – – –	Report 24V
			– – – – – – – – – – A A – – – – – – – –	Report 12V High/Low
			– – – – – – – – – – R R – – – – – – – –	Report 24V High/Low
Negative/ Positive Input Selection	– G –	NA	G G G G G G G G G G G G G G G G G G G G	Positive
			R R R R R R R R R R R R R R R R R R R R	Negative[1]
Network Configuration Address	G G –	NA	G – – – – – – – – – – – – – – – – – – –	1 (NFPA 110)[1234]
			– G – – – – – – – – – – – – – – – – – –	2
			– – G – – – – – – – – – – – – – – – – –	3
			– – – G – – – – – – – – – – – – – – – –	4
Color and Flash for individual Lamps	– – G	Press S2 to cycle through the 20 lamps	G	Solid Green
			A	Solid Amber
			R	Solid Red
			>G<	Flashing Green
			>A<	Flashing Amber
			>R<	Flashing Red
			–	Disabled
Audible Alert with individual Lamps	G – G	Press S2 to cycle through the 20 lamps	G	Disabled
			R	Enabled
Invert Active Signal for individual Inputs	– G G	Press S2 to cycle through the 20 lamps	G	Don't Invert[1]
			R	Invert
Global Horn Enable	G G G	NA	G – – – – – – – – – – – – – – – – – – –	Disabled
			A – – – – – – – – – – – – – – – – – – –	Enabled–Soft
			R – – – – – – – – – – – – – – – – – – –	Enabled–Loud[1]

Notes:

G = Green, A = Amber, R = Red, – = Off

[1] = Factory Default (Legacy was the default in early version of software. NFPA 110 is the default, starting with version 1.06.)

[2] = Default when Predefined Configuration Table = PCCNet Legacy

[3] = Default when Predefined Configuration Table = PCCNet NFPA 110.

[4] = Default when Predefined Configuration Table = Modbus NFPA 110.

THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK

Troubleshooting

WARNING ***Faulty service of the equipment monitored by the annunciator can lead to severe injury or death from electrocution, and equipment or property damage due to fire. Service must be performed by trained and experienced personnel.***

PRE-CHECK

Verify the proper power supply wiring connection is made and that the power supply voltage range is correct for your installation.

- The power supply wiring connection for a **new annunciator installation** must be between TB1-16 (BATT) and TB1-15 (GND).
- The power supply wiring connection for a **legacy annunciator replacement** that was between TB1-2 and TB1-3 (GND) for a 12-volt system or between TB1-1 and TB1-3 (GND) for a 24-volt system must now be between TB1-16 (BATT) and TB1-15 (GND).
- The power supply voltage range must between 6.5 and 31 VDC.

Verify that the annunciator is correctly set up to be either a positive or negative signal device. To check the negative/positive input status, remove the annunciator panel from the control box and use the configuration buttons to enter Configuration Mode and check on the negative/positive input status (see pages 18 and 22).

TROUBLESHOOTING

Incorrect Battery Voltage Sensing

If incorrect or no battery voltage indication appears, perform the following checks.

1. For a **new annunciator installation**, verify that B+ is connected to TB1-16 and that the ground (GND) connection is made to TB1-15.
2. For a **legacy annunciator replacement**, verify that B+ is no longer connected to TB1-2 on a 12-volt system or connected to TB1-1 on a 24-volt system and that the ground (GND) connection is not made to TB1-3. B+ must be connected to TB1-16 and the ground (GND) connection must be made to TB1-15.
3. Verify that the annunciator is configured to report battery voltage.
4. Verify that the annunciator has power by pressing the Silence/Lamp Test pushbutton. All 21 lamps should light.
5. Use a voltmeter to check the voltage between the “BATT IN” and a GND terminal to verify that it is correct.
6. If the failure still exists, the PCB is defective and must be replaced.

Lamp Testing

All test lamps should light when the Silence/Lamp Test button is pressed. The following describes the sequence of events that should occur if you press and hold the Silence/Lamp Test button.

1. If there are no active audible alarms, all lamps (DS1 thru DS21) switch from green to amber to red.
2. Lamps DS1 thru DS20 display their configured color, flash, and audible alert characteristics.
3. After releasing the Silence/Lamp Test button, the status of the lamps that are hard-wired is displayed for one second.

All Indicators Fail to Light

If the indicators fail to light when the Silence/Lamp Test button is pressed, then perform the following checks.

1. Verify that the annunciator has power between TB1-16 (+) and TB1-15 (GND).
2. Verify that the J1 connector (membrane panel ribbon cable to PCB assembly – located on the back of the board) is secure (see Figure 8). Press the Silence/Lamp Test pad.
3. If the problem continues, momentarily jumper the J1 pins together. If all the indicators light when J1 pins are jumpered together, the membrane touch panel is defective and must be replaced.
4. If the failure still exists, the PCB is defective and must be replaced.

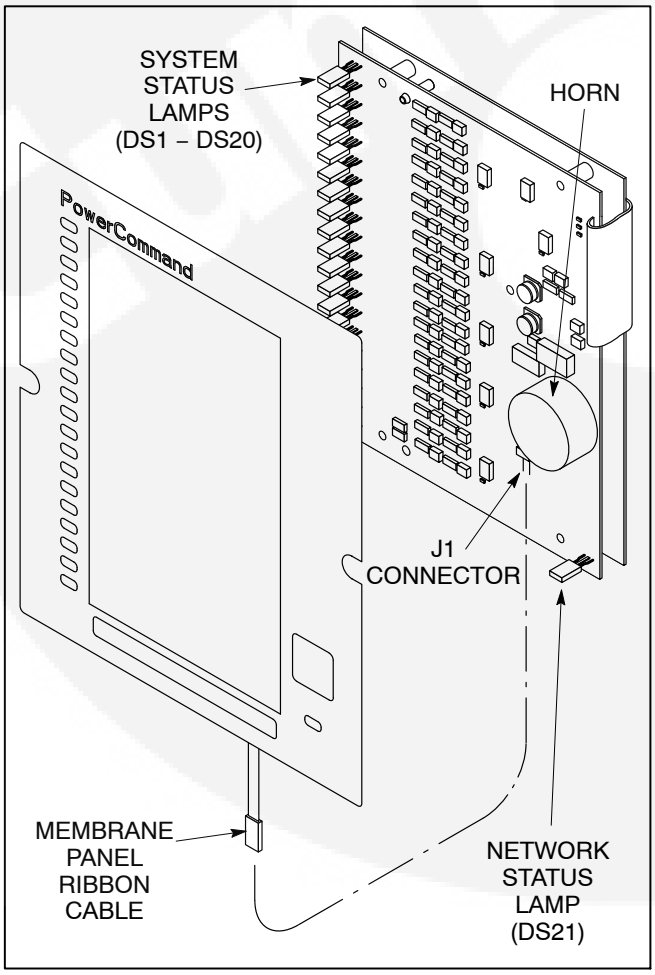


FIGURE 8. J1 CONNECTION

One or More Failed Lamps

If one or more lamps fail to light when the Silence/Lamp Test button is pressed, the lamp(s) and/or PCB is/are defective. If any defective lamp is used, replace the PCB.

Input Fails to Light Lamp

If a status lamp fails to light when the corresponding input condition is activated, but the lamp does light during a lamp test, then verify the input connections.

1. Enter Configuration Mode and verify that the lamp has been enabled (see “Annunciator Configuration” on page 18).
2. Apply B+ to the respective input and verify that the lamp fails to light.
3. Apply GND to the respective input and verify that the lamp fails to light.
4. If the lamp lights with the proper input, check for a poor connection or defective lead back to the signal source.
5. If the status lamp still does not light, the lamp and/or PCB is defective. Replace the PCB if the lamp is used.

Not All Lamps Display the Desired Characteristics

If one or more lamps do not display the desired characteristics when the Silence/Lamp Test button is pressed and held (see “Lamp Testing on the previous page), perform the following checks.

1. Enter Configuration Mode and verify that the desired individual lamp characteristics have been set (see page 23).
2. While in Configuration Mode, verify that the Invert Active Signals function is correctly set (see page 23).

Lamps Are Lit At the Wrong Time

If most or all lamps are lit during normal operation but you do not want them to be lit, perform the following checks.

1. Enter Configuration Mode and verify that the correct negative/positive input setting has been made (see page 23).

2. While in Configuration Mode, verify that the Invert Active Signals function is correctly set (see page 23).

Excessive Battery Voltage Indications

If there are numerous indications of High Battery Voltage or Low Battery Voltage, perform the following checks.

1. Enter Configuration Mode and verify that the correct Reporting Battery Voltage configuration has been made (see page 23). The configuration must be properly set for a 12 or 24 VDC control system.

2. Check the battery and/or battery charger for proper voltage/operation.

Alarm Failure

If a fault fails to signal an audible alarm, but does light the lamp, perform the following checks.

NOTE: If both the alarm and lamp fail to function, perform the checks under "Input Fails to Light Lamp."

1. Enter Configuration Mode and verify that the Global Horn function has been enabled (see "Enabling Global Horn" on page 23). If Global Horn is disabled, lamp DS1 will be green.

2. While in Configuration Mode, verify that the lamp has been configured with an audible alert. (see "Configuring individual Lamps with an Audible Alert" on page 23). If the alert for the lamp is disabled, it will be green.

3. Verify that during the fault input condition, the remote alarm (N.O.) output (TB1-13 for new annunciator installations or TB1-22 for legacy annunciator replacement installations) becomes grounded.

4. If steps one through three do not indicate any problems, tap on the side of the horn a few times. This action may free the piezo element and allow it to vibrate. Sometimes after extreme temperature changes, the piezo element becomes jammed and is unable to vibrate.

5. If the alarm still fails to sound, the PCB is defective and must be replaced.

The Alarm Sounds But No Lamps are Flashing

Check to see if a lamp is displaying a quick blip (0.2 seconds On and 1.8 seconds Off). If a lamp is configured as inaudible (horn off), the event occurs, and then it becomes inactive before the Silence/Lamp Test pushbutton is pressed, the alarm will sound but the lamp will not continue to flash its configured color and flash characteristics.

Remote/Silence Lamp Test Connection

If the local annunciator fails to silence the alarm horns of the remote interconnected annunciators, then verify that the Silence/Lamp Test (N.O.) terminals (TB1-10 for new annunciator installations or TB1-20 for legacy annunciator replacement installations) are interconnected. The connections are made to TB1-10 on the new annunciators.

Genset Fault Fails to Go Inactive

If an annunciator fault status remains active but you believe it should be inactive, it may be that the genset controller is actually keeping the fault active. Some genset controllers (PCC2100, PCC3200) keep some faults active (High Engine Temperature, Low Oil Pressure) until the genset shuts down, restarts, and then runs without the fault condition in the fault range for a predetermined amount of time. Refer to the controller's fault status list to see if the fault is still active. Some controllers display an asterisk (*), indicating that the fault is still active. Refer to your genset or controller manual for more information.

THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK

Parts Information

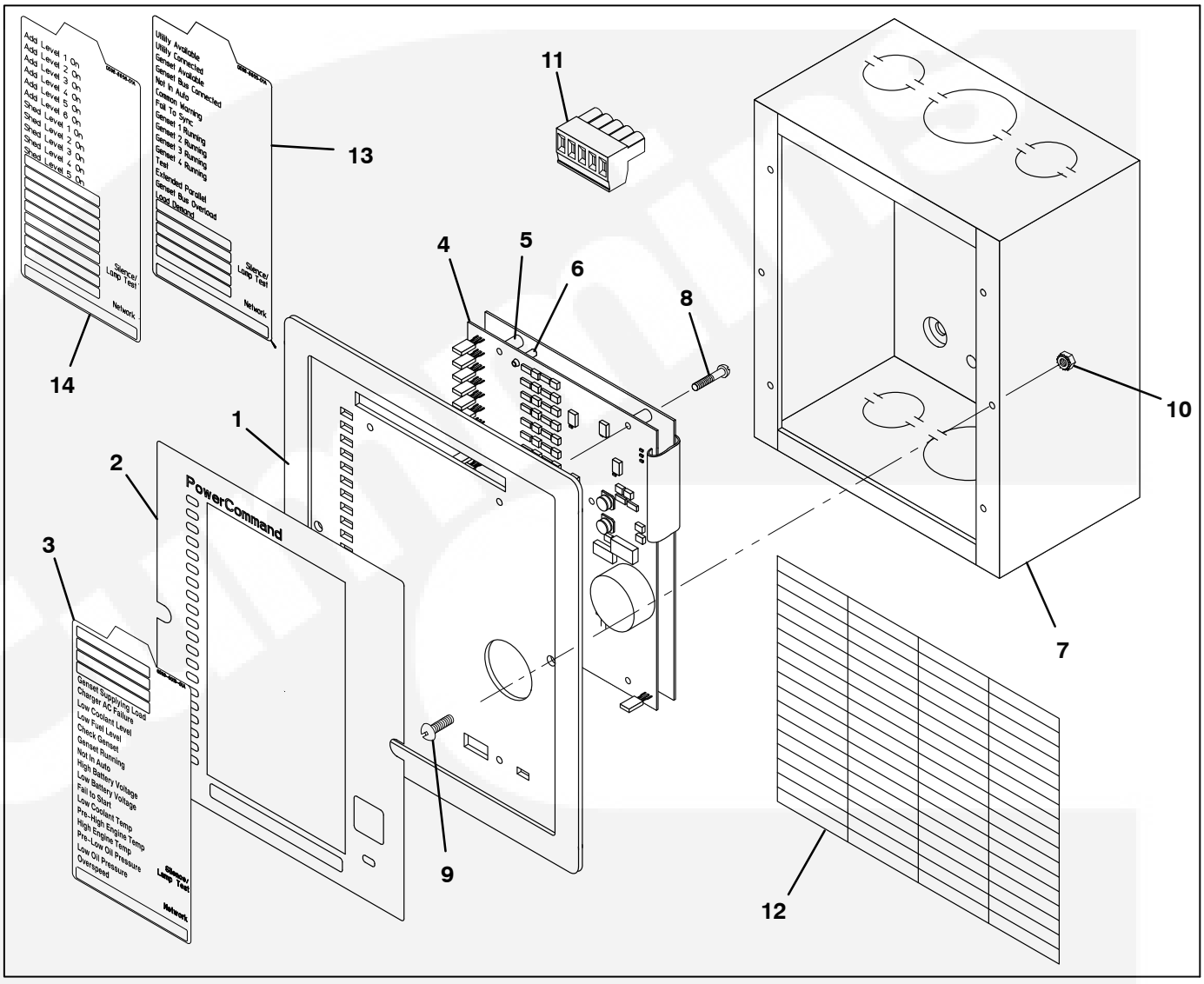


FIGURE 9. ANNUNCIATOR PARTS

REF NO.	PART NO.	QTY USED	PART DESCRIPTION
			Annunciator
	300–5929–01	1	Panel Mounted
	300–5929–02	1	Panel with Enclosure
1	319–4148–02	1	Panel, Annunciator
2	300–5338	1	Panel, Membrane
3			Card, Insert – Membrane
	098–8321–01	1	English
	098–8321–02	1	Spanish
	098–8321–03	1	French
	098–8321–04	1	Chinese
4	327–1521	1	Board, Printed Circuit (PCB) – Annunciator
5	332–4064	4	Spacer
6	332–3332–04	3	Post, Circuit Board
7	301–3090	1	Control Box (Used with 300–5929–02 Annunciator)
8	819–1160–01	3	Screw, Machine – Round Head (M3 x 10mm)
9	815–0385	2	Screw, Machine – Round Head (6–32 x 1/2”) (Black)
10	870–0183	2	Nut, Hex – Lock (6–32)
11	323–2192–04	1	Connector

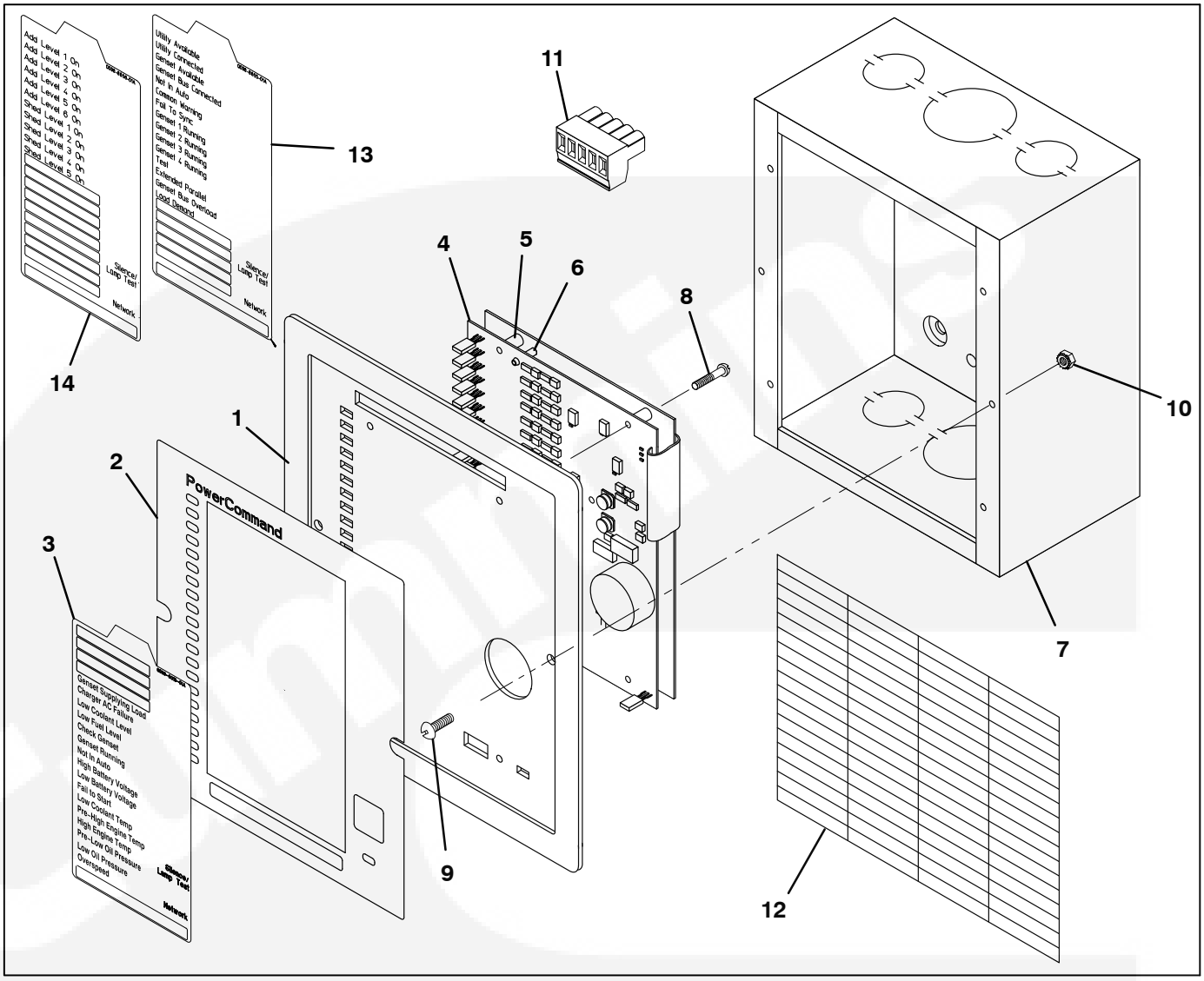


FIGURE 9. ANNUNCIATOR PARTS

REF NO.	PART NO.	QTY USED	PART DESCRIPTION
12			Label, Peel Off
	098–6902	1	English
	098–6902–01	1	Spanish
13			Card, Insert – Membrane
	098–8855–01	1	English
	098–8855–02	1	Spanish
	098–8855–03	1	French
	098–8855–04	1	Chinese
14			Card, Insert – Membrane
	098–8856–01	1	English
	098–8856–02	1	Spanish
	098–8856–03	1	French
	098–8856–04	1	Chinese

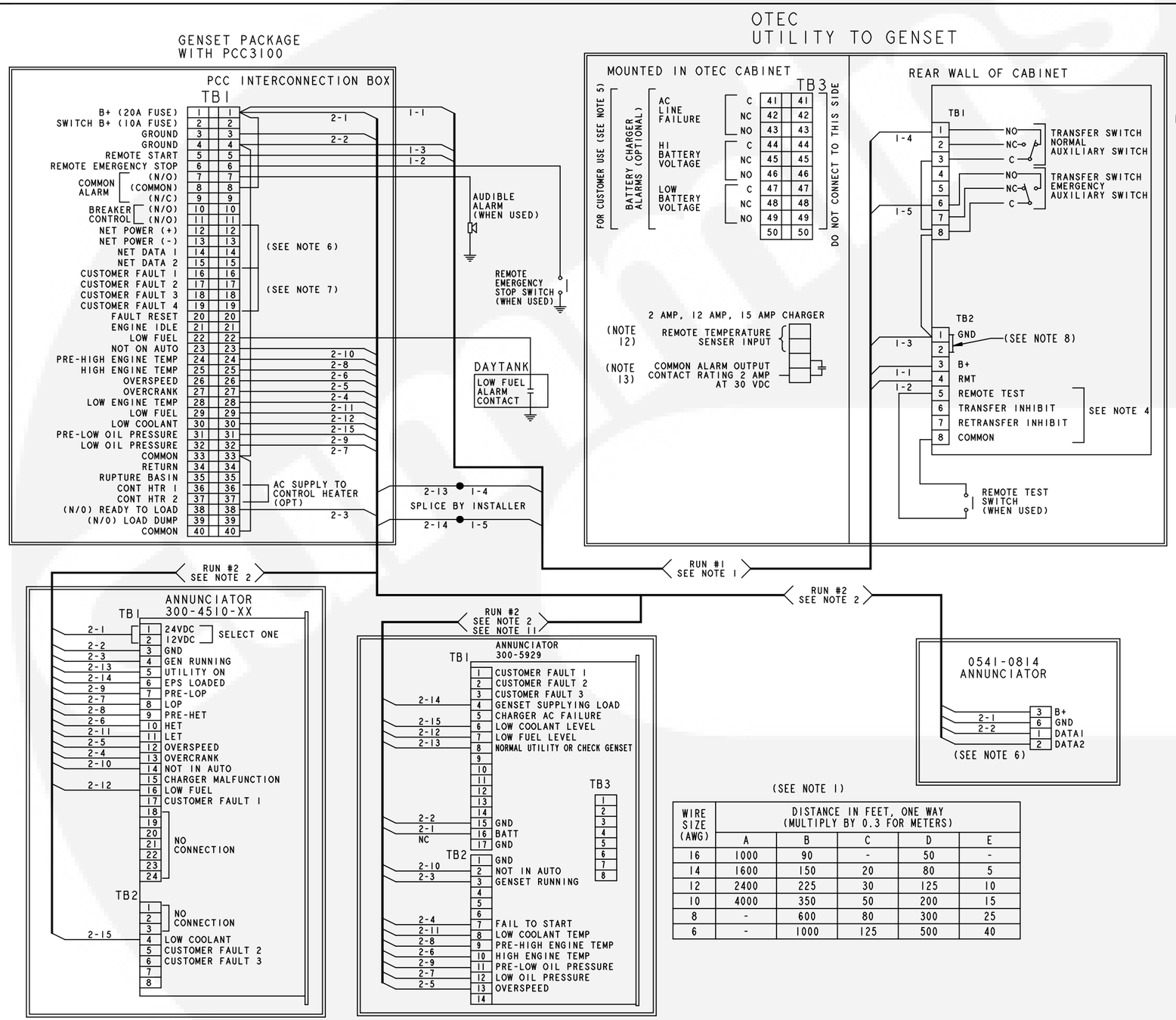
Modbus Register Table

Modbus Address	System Name	Access	Specifications		Description
43000	High 4 LEDs	Read/Write	bit 0: Input 1(LSB) bit 1: Input 2 bit 2: Input 3 bit 3: Input 4	Default: 0	Read this register for the statuses of LEDs 1..4. Write to this register to control the status of the LEDs.
43001	Low 16 LEDs	Read/Write	bit 0: Input 5(LSB) bit 1: Input 6 bit 2: Input 7 bit 3: Input 8 .. bit 14: Input 19 bit 15: Input 20(MSB)	Default: 0	Read this register for the statuses of LEDs 5..20. Write to this register to control the status of the LEDs.
43002	High 4 Discrete Inputs	Read Only	bit 0: Input 1(LSB) bit 1: Input 2 bit 2: Input 3 bit 3: Input 4	Default: n/a	Read this register for the statuses of discrete inputs 1..4.
43003	Low 16 Discrete Inputs	Read Only	bit 0: Input 5(LSB) bit 1: Input 6 bit 2: Input 7 bit 3: Input 8 .. bit 14: Input 19 bit 15: Input 20(MSB)	Default: n/a	Read this register for the statuses of discrete inputs 5..20.
43004	High Battery Status	Read Only	0: OK 1: Too High	Default: n/a	Annunciator generated high battery voltage status. To use this status the Report Battery Voltage register must not be set to Don't Report.
43005	Low Battery Status	Read Only	0: Ok 1: Too Low	Default: n/a	Annunciator generated low battery voltage status. To use this status the Report Battery Voltage register must not be set to Don't Report.
43006	Audible Alarm Status	Read Only	0: Inactive 1: Active	Default: n/a	Read current state of audible alarm.
43007	Silence Button	Read/Write	0: Not Pressed 1: Pressed	Default: Not Pressed	Silence Button has been pressed since the last time this register was read.
43008	Relay 1 State	Read/Write	0: Inactive 1: Active	Default: Inactive	Read current state of relay or write desired state.
43009	Relay 2 State	Read/Write	0: Inactive 1: Active	Default: Inactive	Read current state of relay or write desired state.
43010	Relay 3 State	Read/Write	0: Inactive 1: Active	Default: Inactive	Read current state of relay or write desired state.
43011	Relay 4 State	Read/Write	0: Inactive 1: Active	Default: Inactive	Read current state of relay or write desired state.
43021	Configure LED 1	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.

Modbus Address	System Name	Access	Specifications		Description
43022	Configure LED 2	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43023	Configure LED 3	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43024	Configure LED 4	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43025	Configure LED 5	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43026	Configure LED 6	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43027	Configure LED 7	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43028	Configure LED 8	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43029	Configure LED 9	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43030	Configure LED 10	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43031	Configure LED 11	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43032	Configure LED 12	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43033	Configure LED 13	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43034	Configure LED 14	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43035	Configure LED 15	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.

Modbus Address	System Name	Access	Specifications		Description
43036	Configure LED 16	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43037	Configure LED 17	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43038	Configure LED 18	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43039	Configure LED 19	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43040	Configure LED 20	Read/Write	See Modbus LED Configuration Structure	Default: See Modbus NFPA 110 Table	Set-up Individual LED.
43041	Report Battery Voltage	Read/Write	0: Don't Report 1: 12 volt Hi/Low/Normal 2: 24 volt Hi/Low/Normal 3: 12 volt Hi/Low 4: 24 volt Hi/Low	Default: Don't Report	Specifies if annunciator generated voltage statuses should be displayed on the annunciator.
43042	Neg/Pos Input Select	Read/Write	0: Negative 1: positive	Default: Negative	Specifies whether the annunciator discrete inputs accepts negative signals or positive signals.
43043	Global Horn Enable	Read/Write	0: Disabled 1: Enabled – Soft 2: Enabled – Load	Default: Enabled – Load	Overall control of the audible alarm.
43044	Network Configuration Address	Read/Write	1: Modbus Address 1 2: Modbus Address 2 3: Modbus Address 3 4: Modbus Address 4	Default: Modbus Address 1	If you change the address then you will not be able to communicate with the annunciator until the Modbus Master also changes its sending address.
43045	Modbus Baud Rate	Read/Write	0: 2400 Baud 1 :4800 Baud 2 :9600 Baud 3 :19200 Baud	Default: 19200	If you change baud rates then you will not be able to communicate with the annunciator until the Modbus Master also changes its baud rate.
43046	Modbus Parity	Read/Write	0: Even 1 :Odd 2 :None	Default: Even	If you change parity then you will not be able to communicate with the annunciator until the Modbus Master also changes its parity.
43047	Save Trims	Read/Write	0: Do Nothing 1: Save Trims	Do Nothing	Use to save adjustments to non-volatile memory. Perform Save Trims after all configurations have been updated.

THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK



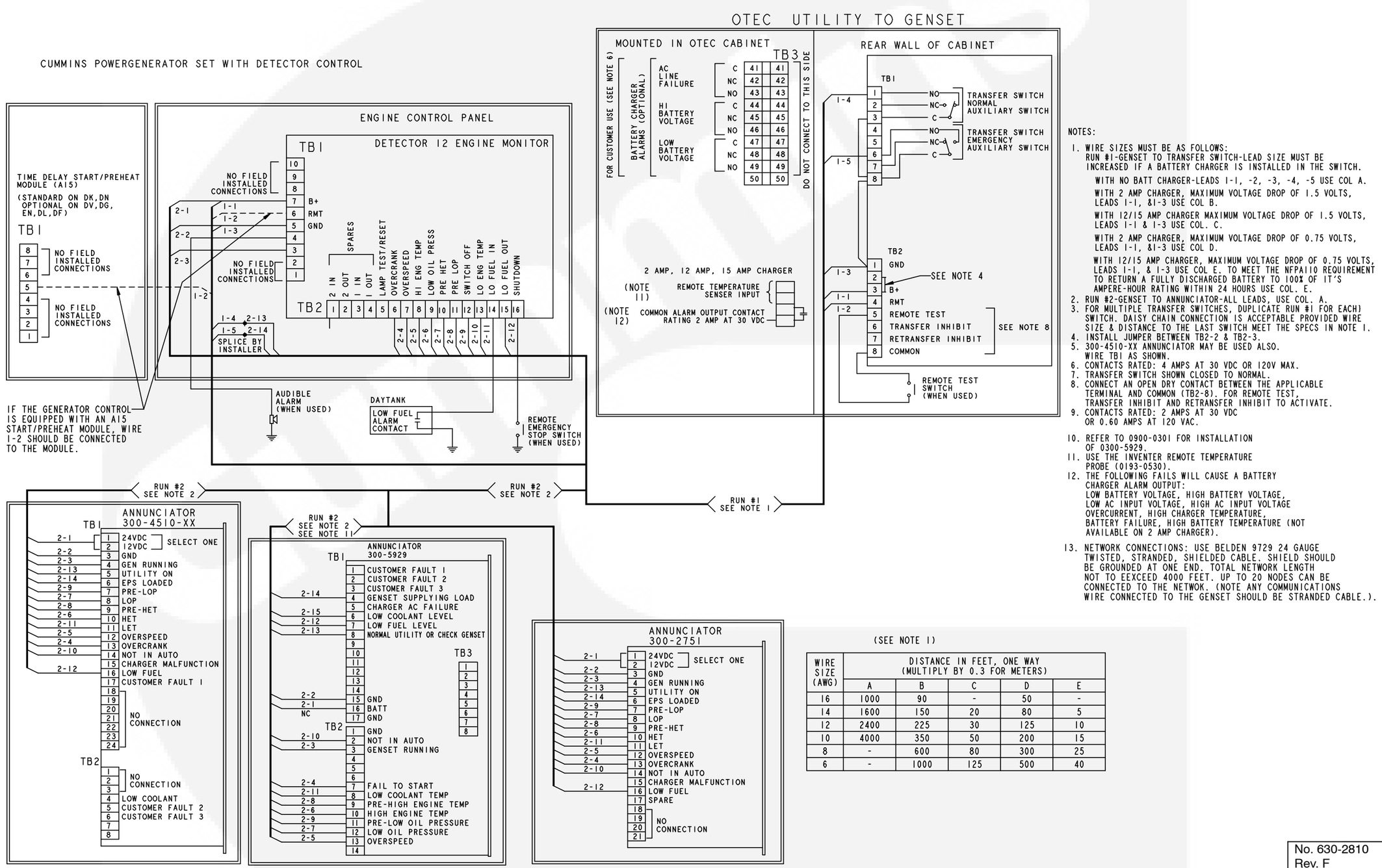
(SEE NOTE 1)

WIRE SIZE (AWG)	DISTANCE IN FEET, ONE WAY (MULTIPLY BY 0.3 FOR METERS)				
	A	B	C	D	E
16	1000	90	-	50	-
14	1600	150	20	80	5
12	2400	225	30	125	10
10	4000	350	50	200	15
8	-	600	80	300	25
6	-	1000	125	500	40

NOTES:

1. WIRE SIZES MUST BE AS FOLLOWS:
   RUN #1-GENSET TO TRANSFER SWITCH-LEAD SIZE MUST BE INCREASED IF A BATTERY CHARGER IS INSTALLED IN THE SWITCH.
   WITH NO BATT CHARGER-LEADS 1-1, -2, -3, -4, -5 USE COL A.
   WITH 2 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 1.5 VOLTS, LEADS 1-1, &1-3 USE COL B.
   WITH 12/15 AMP CHARGER MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 1.5 VOLTS, LEADS 1-1 & 1-3 USE COL. C.
   WITH 2 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 0.75 VOLTS, LEADS 1-1, &1-3 USE COL D.
   WITH 12/15 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 0.75 VOLTS, LEADS 1-1, & 1-3 USE COL E. TO MEET THE NFPA110 REQUIREMENT TO RETURN A FULLY DISCHARGED BATTERY TO 100% OF IT'S AMPERE-HOUR RATING WITHIN 24 HOURS USE COL. E.
2. FOR 300-4510 ANNUNCIATOR, RUN #2-GENSET TO ANNUNCIATOR-ALL LEADS, USE COL. A.
3. FOR MULTIPLE TRANSFER SWITCHES, DUPLICATE RUN #1 FOR EACH) SWITCH. DAISY CHAIN CONNECTION IS ACCEPTABLE PROVIDED WIRE SIZE & DISTANCE TO THE LAST SWITCH MEET THE SPECS IN NOTE 1.
4. CONNECT AN OPEN DRY CONTACT BETWEEN THE APPLICABLE TERMINAL AND COMMON (TB2-8). FOR REMOTE TEST, TRANSFER INHIBIT AND RETRANSFER INHIBIT TO ACTIVATE.
5. CONTACTS RATED: 4 AMPS AT 30 VDC OR 120V MAX.
6. NETWORK CONNECTIONS: USE BELDEN 9729 24 GAUGE TWISTED, STRANDED, SHIELDED CABLE. SHIELD SHOULD BE GROUNDED AT ONE END. TOTAL NETWORK LENGTH NOT TO EEXCEED 4000 FEET. UP TO 20 NODES CAN BE CONNECTED TO THE NETWOK. (NOTE ANY COMMUNICATIONS WIRE CONNECTED TO THE GENSET SHOULD BE STRANDED CABLE.).
7. INPUTS FOR CUSTOMER FAULTS. GROUNDED SIGNAL REQUIRED TO ACTIVATE INPUT (MAX 50 MA.)
8. INSTALL JUMPER BETWEEN TB2-1 & TB2-2. FOR SETS WITH PCC 3100 CONTROL.
9. TRANSFER SWITCH SHOWN CLOSED TO NORMAL.
10. CONTACTS RATED: 2 AMPS AT 30 VDC OR 0.60 AMPS AT 120 VAC.
11. REFER TO 0900-0301 FOR INSTALLATION OF 0300-5929.
12. USE THE INVENTER REMOTE TEMPERATURE PROBE (0193-0530).
13. THE FOLLOWING FAILS WILL CAUSE A BATTERY CHARGER ALARM OUTPUT:
    LOW BATTERY VOLTAGE, HIGH BATTERY VOLTAGE, LOW AC INPUT VOLTAGE, HIGH AC INPUT VOLTAGE OVERCURRENT, HIGH CHARGER TEMPERATURE, BATTERY FAILURE, HIGH BATTERY TEMPERATURE (NOT AVAILABLE ON 2 AMP CHARGER).
14. NETWORK CONNECTIONS: USE BELDEN 9729 24 GAUGE TWISTED, STRANDED, SHIELDED CABLE. SHIELD SHOULD BE GROUNDED AT ONE END. TOTAL NETWORK LENGTH NOT TO EXCEED 4000 FEET. UP TO 20 NODES CAN BE CONNECTED TO THE NETWOK. (NOTE ANY COMMUNICATIONS WIRE CONNECTED TO THE GENSET SHOULD BE STRANDED CABLE.).

FIGURE 10. TYPICAL INTERCONNECTION WIRING DIAGRAM (WITH PCC3100)



NOTES:

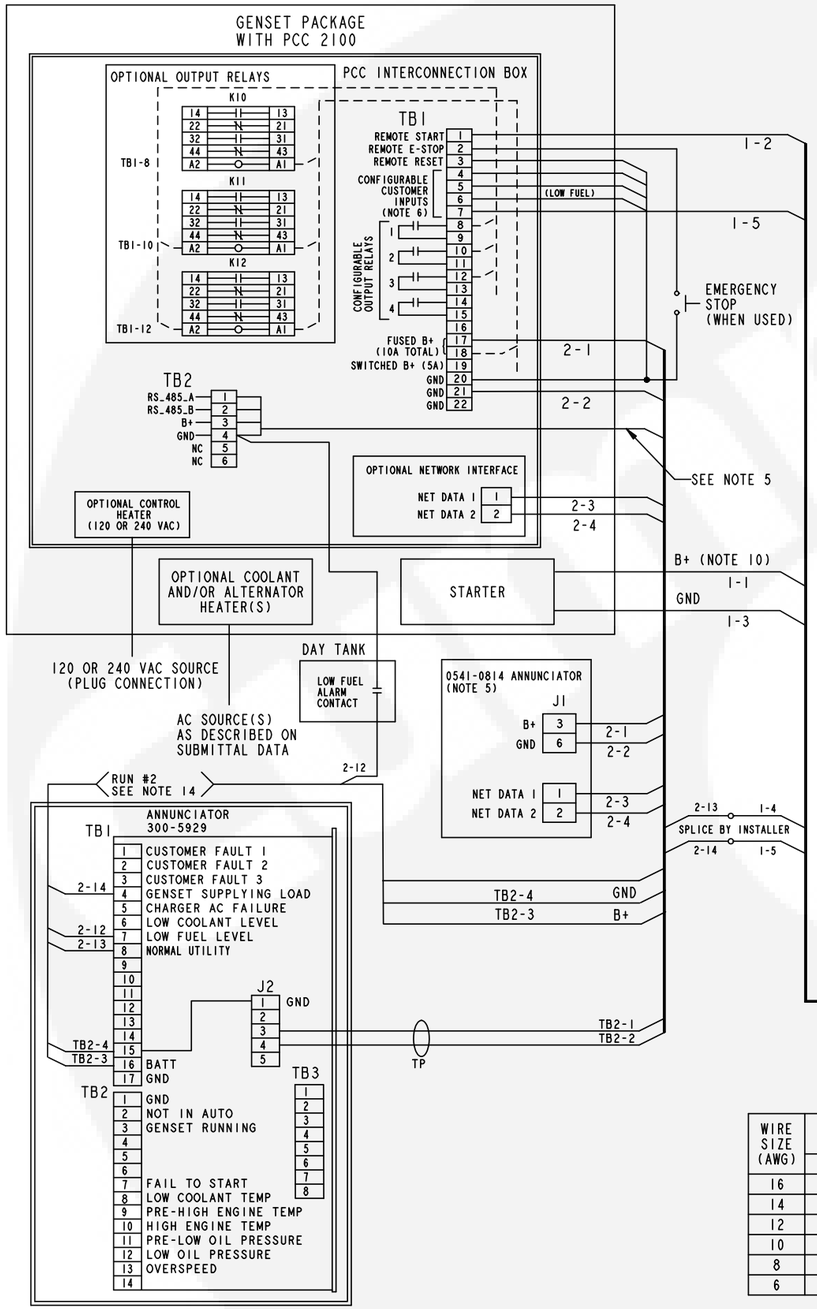
1. WIRE SIZES MUST BE AS FOLLOWS:
   RUN #1-GENSET TO TRANSFER SWITCH-LEAD SIZE MUST BE INCREASED IF A BATTERY CHARGER IS INSTALLED IN THE SWITCH.
   WITH NO BATT CHARGER-LEADS 1-1, -2, -3, -4, -5 USE COL A.
   WITH 2 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 1.5 VOLTS, LEADS 1-1, &1-3 USE COL B.
   WITH 12/15 AMP CHARGER MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 1.5 VOLTS, LEADS 1-1 & 1-3 USE COL. C.
   WITH 2 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 0.75 VOLTS, LEADS 1-1, &1-3 USE COL D.
   WITH 12/15 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 0.75 VOLTS, LEADS 1-1, & 1-3 USE COL E. TO MEET THE NFPA110 REQUIREMENT TO RETURN A FULLY DISCHARGED BATTERY TO 100% OF IT'S AMPERE-HOUR RATING WITHIN 24 HOURS USE COL. E.
2. RUN #2-GENSET TO ANNUNCIATOR-ALL LEADS, USE COL. A.
3. FOR MULTIPLE TRANSFER SWITCHES, DUPLICATE RUN #1 FOR EACH SWITCH. DAISY CHAIN CONNECTION IS ACCEPTABLE PROVIDED WIRE SIZE & DISTANCE TO THE LAST SWITCH MEET THE SPECS IN NOTE 1.
4. INSTALL JUMPER BETWEEN TB2-2 & TB2-3.
5. 300-4510-XX ANNUNCIATOR MAY BE USED ALSO. WIRE TB1 AS SHOWN.
6. CONTACTS RATED: 4 AMPS AT 30 VDC OR 120V MAX.
7. TRANSFER SWITCH SHOWN CLOSED TO NORMAL.
8. CONNECT AN OPEN DRY CONTACT BETWEEN THE APPLICABLE TERMINAL AND COMMON (TB2-8). FOR REMOTE TEST, TRANSFER INHIBIT AND RETRANSFER INHIBIT TO ACTIVATE.
9. CONTACTS RATED: 2 AMPS AT 30 VDC OR 0.60 AMPS AT 120 VAC.
10. REFER TO 0900-0301 FOR INSTALLATION OF 0300-5929.
11. USE THE INVENTER REMOTE TEMPERATURE PROBE (0193-0530).
12. THE FOLLOWING FAILS WILL CAUSE A BATTERY CHARGER ALARM OUTPUT: LOW BATTERY VOLTAGE, HIGH BATTERY VOLTAGE, LOW AC INPUT VOLTAGE, HIGH AC INPUT VOLTAGE OVERCURRENT, HIGH CHARGER TEMPERATURE, BATTERY FAILURE, HIGH BATTERY TEMPERATURE (NOT AVAILABLE ON 2 AMP CHARGER).
13. NETWORK CONNECTIONS: USE BELDEN 9729 24 GAUGE TWISTED, STRANDED, SHIELDED CABLE. SHIELD SHOULD BE GROUNDED AT ONE END. TOTAL NETWORK LENGTH NOT TO EEXCEED 4000 FEET. UP TO 20 NODES CAN BE CONNECTED TO THE NETWOK. (NOTE ANY COMMUNICATIONS WIRE CONNECTED TO THE GENSET SHOULD BE STRANDED CABLE.).

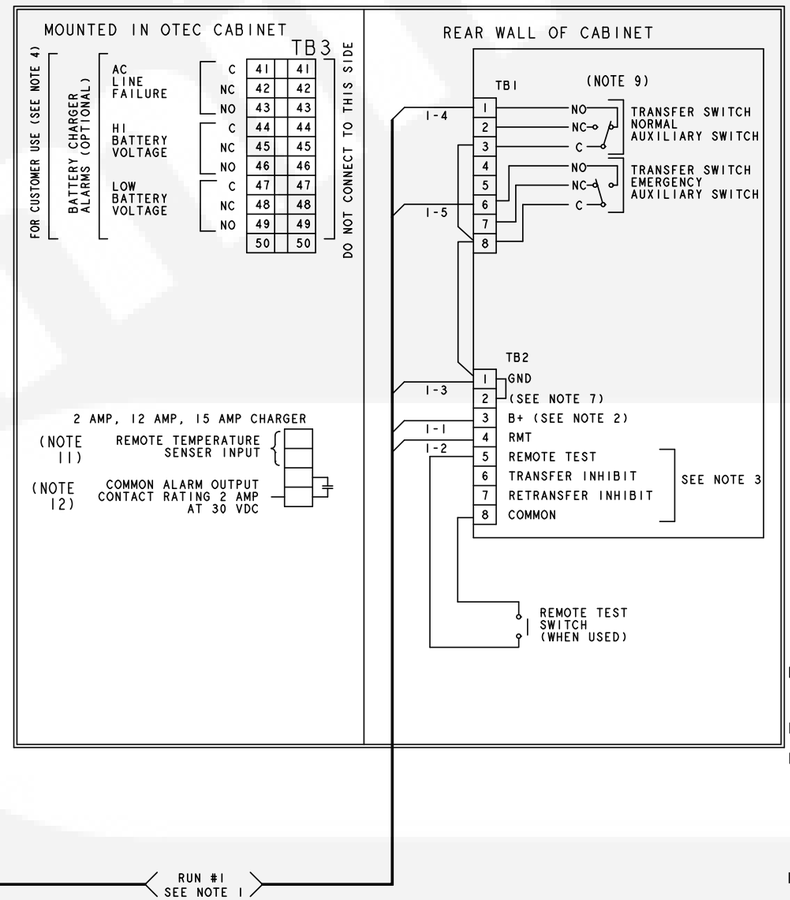
(SEE NOTE 1)

WIRE SIZE (AWG)	DISTANCE IN FEET, ONE WAY (MULTIPLY BY 0.3 FOR METERS)				
	A	B	C	D	E
16	1000	90	-	50	-
14	1600	150	20	80	5
12	2400	225	30	125	10
10	4000	350	50	200	15
8	-	600	80	300	25
6	-	1000	125	500	40

No. 630-2810 Sh 3 of 11
Rev. F
Date: 9/2010

FIGURE 11. TYPICAL INTERCONNECTION WIRING DIAGRAM (WITH DETECTOR CONTROL)





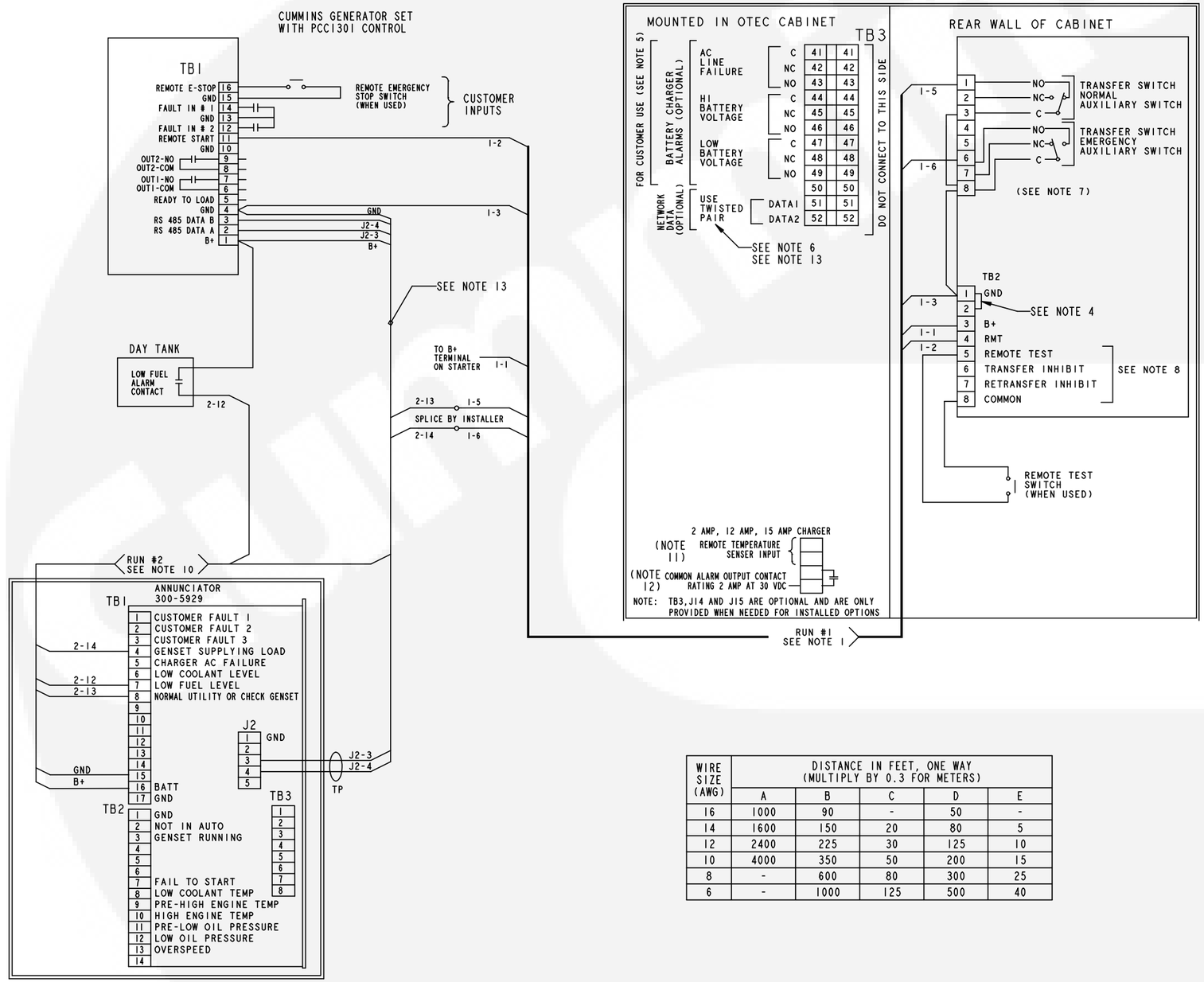
(NOTE 1)

WIRE SIZE (AWG)	DISTANCE IN FEET, ONE WAY (MULTIPLY BY 0.3 FOR METERS)				
	A	B	C	D	E
16	1000	90	-	50	-
14	1600	150	20	80	5
12	2400	225	30	125	10
10	4000	350	50	200	15
8	-	600	80	300	25
6	-	1000	125	500	40

NOTES:

1. WIRE SIZES MUST BE AS FOLLOWS:
   RUN #1-GENSET TO TRANSFER SWITCH-LEAD SIZE MUST BE INCREASED IF A BATTERY CHARGER IS INSTALLED IN THE SWITCH.
   WITH NO BATT CHARGER-LEADS 1-1, -2, -3, -4, -5 USE COL A.
   WITH 2 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 1.5 VOLTS, LEADS 1-1, &1-3 USE COL B.
   WITH 12/15 AMP CHARGER MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 1.5 VOLTS LEADS 1-1 & 1-3 USE COL. C.
   WITH 2 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 0.75 VOLTS, LEADS 1-1, &1-3 USE COL D.
   WITH 12/15 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 0.75 VOLTS, LEADS 1-1, & 1-3 USE COL E. TO MEET THE NFPA110 REQUIREMENT TO RETURN A FULLY DISCHARGED BATTERY TO 100% OF IT'S AMPERE-HOUR RATING WITHIN 24 HOURS USE COL. E.
2. FOR MULTIPLE TRANSFER SWITCHES, DUPLICATE RUN #1 FOR SWITCH. DAISY CHAIN CONNECTION IS ACCEPTABLE PROVIDED SIZE & DISTANCE TO THE LAST SWITCH MEET THE SPECS IN NOTE 1.
3. CONNECT AN OPEN DRY CONTACT BETWEEN THE APPLICABLE TERMINAL AND COMMON (TB2-8), FOR REMOTE TEST, TRANSFER INHIBIT AND RETRANSFER INHIBIT. CLOSE TO ACTIVATE.
4. CONTACTS RATED: 4 AMPS AT 30 VDC OR 120V MAX.
5. REFER TO ONAN 900-0529 POWERCOMMAND NETWORK INSTALLATION & OPERATION MANUAL FOR WIRING INSTRUCTIONS, WIRE SIZE, AND LENGTH. USE STRANDED TWISTED PAIR WIRES WHEN CONNECTING DATA1 AND DATA2 TO NETWORK. PART # 0334-1350 OR EQUAL.
6. CONNECTIONS TO TB1-4 THRU 7 ON GENSET ARE FOR CUSTOMER USE AND MAY BE CONFIGURED TO DISPLAY CUSTOM ALARM MESSAGES ON GENSET CONTROL. LOW FUEL IS REQUIRED FOR NFPA110 COMPLIANCE.
7. INSTALL JUMPER BETWEEN TB2-1 & TB2-2.
8.
9. TRANSFER SWITCH SHOWN CLOSED TO NORMAL.
10. CONFIGURATION SHOWN IS FOR ATS-MOUNTED BATTERY CHARGER. IF WALL-MOUNTED CHARGER IS USED, CONNECT B+ AND GND FROM CHARGER DIRECTLY TO BATTERY OR STARTER.
11. USE THE REMOTE TEMPERATURE PROBE (0193-0530).
12. THE FOLLOWING FAILURES WILL CAUSE A BATTERY CHARGER ALARM OUTPUT:
    LOW BATTERY VOLTAGE, HIGH BATTERY VOLTAGE, LOW AC INPUT VOLTAGE, HIGH AC INPUT VOLTAGE OVERCURRENT, HIGH CHARGER TEMPERATURE, BATTERY FAILURE, HIGH BATTERY TEMPERATURE (NOT AVAILABLE ON 2 AMP CHARGER).
13.
14. REFER TO 0900-0301 FOR INSTALLATION OF 0300-5929.
15. 0300-5929 COMMUNICATION ONLY AVAILABLE WITH PCC2100 SOFTWARE VERSION 2.400 OR HIGHER.

FIGURE 12. TYPICAL INTERCONNECTION WIRING DIAGRAM (WITH PCC2100)



WIRE SIZE (AWG)	DISTANCE IN FEET, ONE WAY (MULTIPLY BY 0.3 FOR METERS)				
	A	B	C	D	E
16	1000	90	-	50	-
14	1600	150	20	80	5
12	2400	225	30	125	10
10	4000	350	50	200	15
8	-	600	80	300	25
6	-	1000	125	500	40

NOTES:

1. WIRE SIZES MUST BE AS FOLLOWS:
   RUN #1-GENSET TO TRANSFER SWITCH-LEAD SIZE MUST BE INCREASED IF A BATTERY CHARGER IS INSTALLED IN THE SWITCH.
   WITH NO BATT CHARGER-LEADS 1-1, -2, -3, -5, -6 USE COL. A.
   WITH 2 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 1.5 VOLTS, LEADS 1-1, &1-3 USE COL B.
   WITH 12/15 AMP CHARGER MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 1.5 VOLTS, LEADS 1-1 & 1-3 USE COL. C.
   WITH 2 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 0.75 VOLTS, LEADS 1-1, &1-3 USE COL D.
   WITH 12/15 AMP CHARGER, MAXIMUM VOLTAGE DROP OF 0.75 VOLTS, LEADS 1-1, & 1-3 USE COL E. TO MEET THE NFPA110 REQUIREMENT TO RETURN A FULLY DISCHARGED BATTERY TO 100% OF IT'S AMPERE-HOUR RATING WITHIN 24 HOURS USE COL. E.
2. RUN #2-GENSET TO ANNUNCIATOR-ALL LEADS, USE COL. A
3. FOR MULTIPLE TRANSFER SWITCHES, DUPLICATE RUN #1 FOR EACH SWITCH. DAISY CHAIN CONNECTION IS ACCEPTABLE PROVIDED WIRE SIZE & DISTANCE TO THE LAST SWITCH MEET THE SPECS IN NOTE 1.
4. INSTALL JUMPER BETWEEN TB2-1 & TB2-2.
5. CONTACTS RATED: 4 AMPS AT 30 VDC OR 120V MAX.
6. USE STRANDED TWISTED PAIR WIRES WHEN CONNECTING DATA1 AND DATA2 TO THE NETWORK.
7. TRANSFER SWITCH SHOWN CLOSED TO NORMAL
8. CONNECT AN OPEN DRY CONTACT BETWEEN THE APPLICABLE TERMINAL AND COMMON (TB2-8). FOR REMOTE TEST, TRANSFER INHIBIT AND RETRANSFER INHIBIT. CLOSE TO ACTIVATE.
9. CONTACTS RATED: 2 AMPS AT 30 VDC OR 0.60 AMPS AT 120 VAC.
10. REFER TO 0900-0301 FOR INSTALLATION OF 0300-5929.
11. USE THE INVENTER REMOTE TEMPERATURE PROBE (0193-0530).
12. THE FOLLOWING FAILS WILL CAUSE A BATTERY CHARGER ALARM OUTPUT:
    LOW BATTERY VOLTAGE, HIGH BATTERY VOLTAGE, LOW AC INPUT VOLTAGE, HIGH AC INPUT VOLTAGE OVERCURRENT, HIGH CHARGER TEMPERATURE, BATTERY FAILURE, HIGH BATTERY TEMPERATURE (NOT AVAILABLE ON 2 AMP CHARGER).
13. NETWORK CONNECTIONS: USE BELDEN 9729 24 GAUGE TWISTED, STRANDED, SHIELDED CABLE. SHIELD SHOULD BE GROUNDED AT ONE END. TOTAL NETWORK LENGTH NOT TO EEXCEED 4000 FEET. UP TO 20 NODES CAN BE CONNECTED TO THE NETWOK. (NOTE ANY COMMUNICATIONS WIRE CONNECTED TO THE GENSET SHOULD BE STRANDED CABLE.).

FIGURE 13. TYPICAL INTERCONNECTION WIRING DIAGRAM (WITH PCC1301)

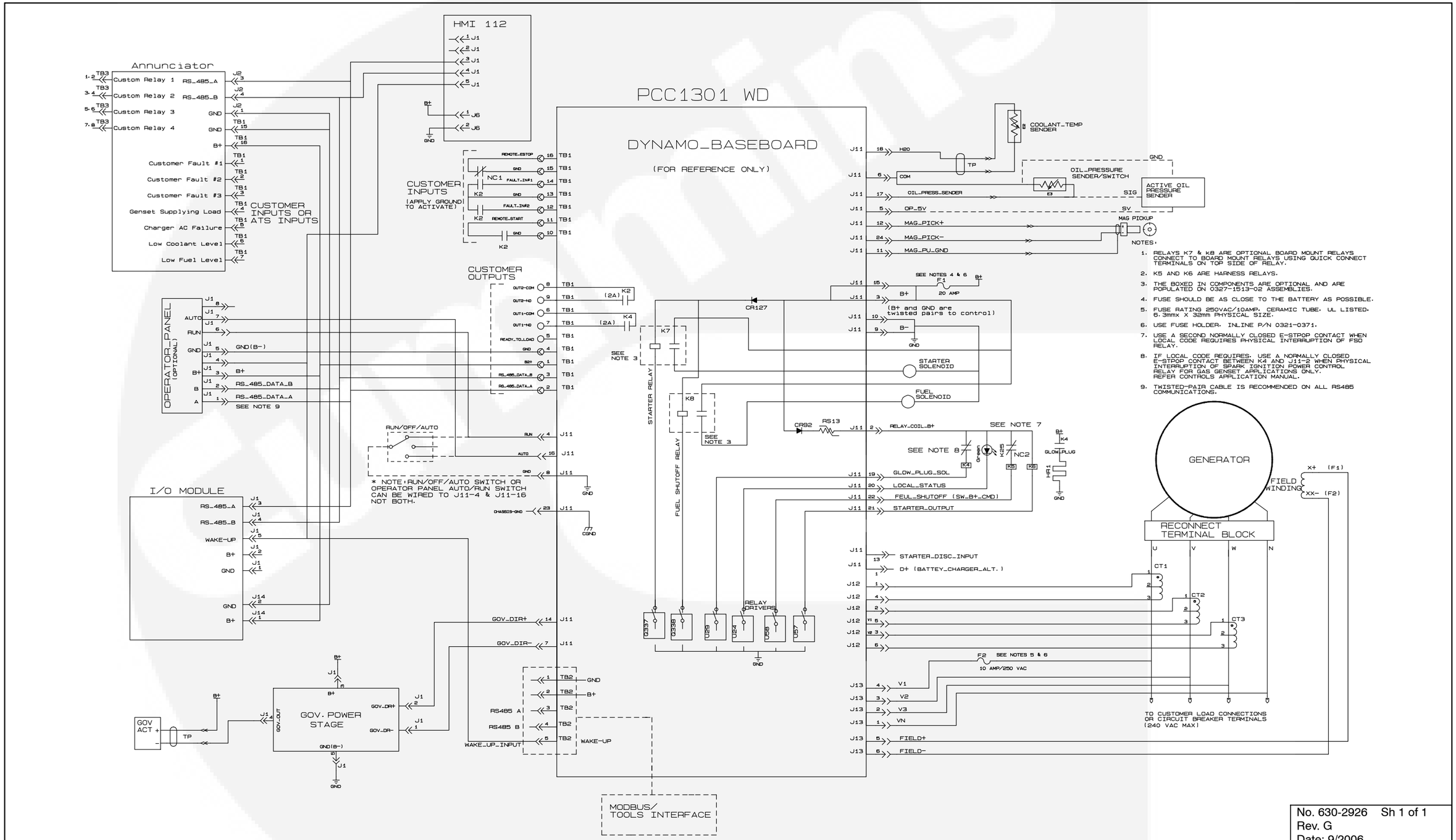


FIGURE 14. 1301 CONTROL WIRING DIAGRAM

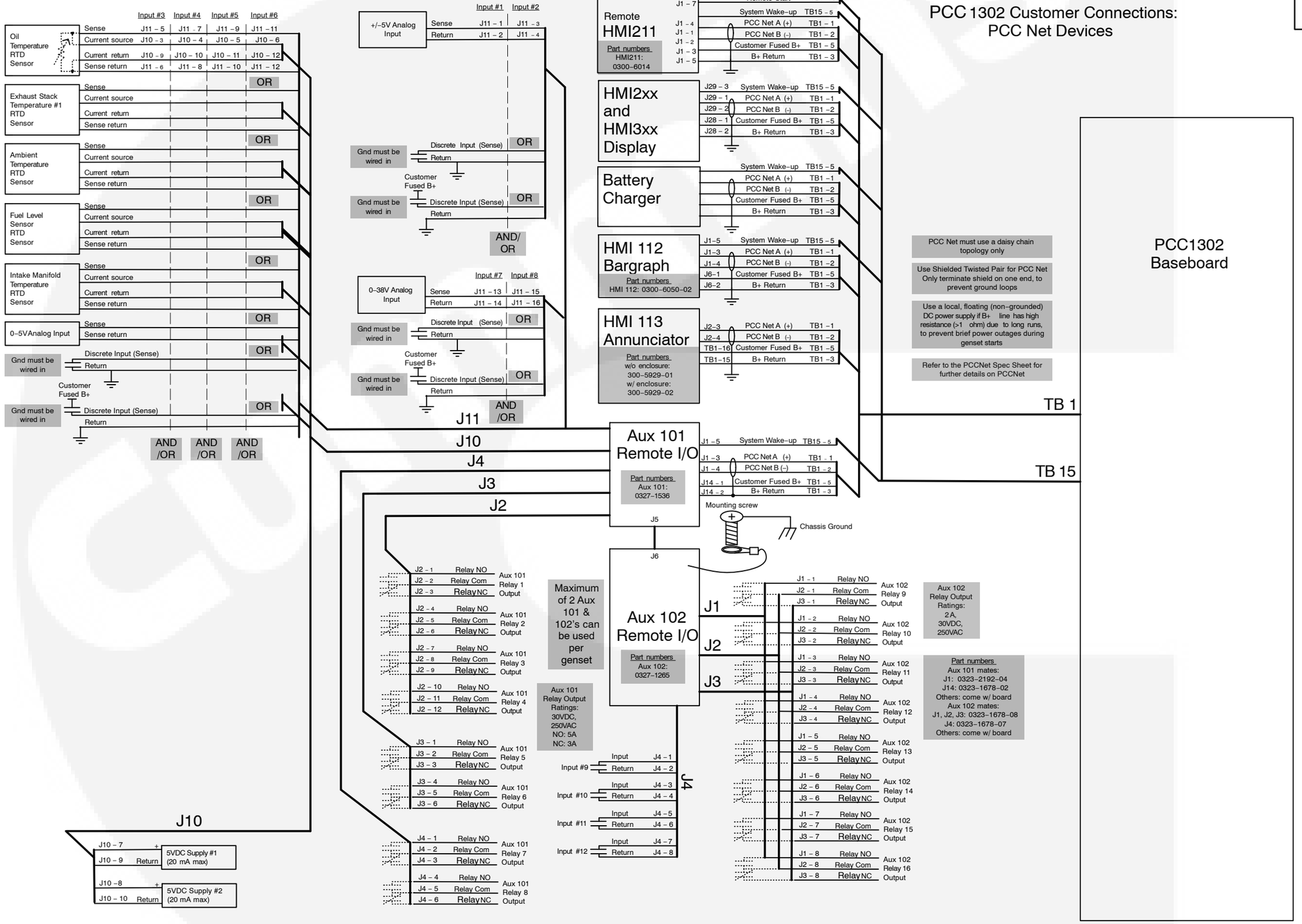
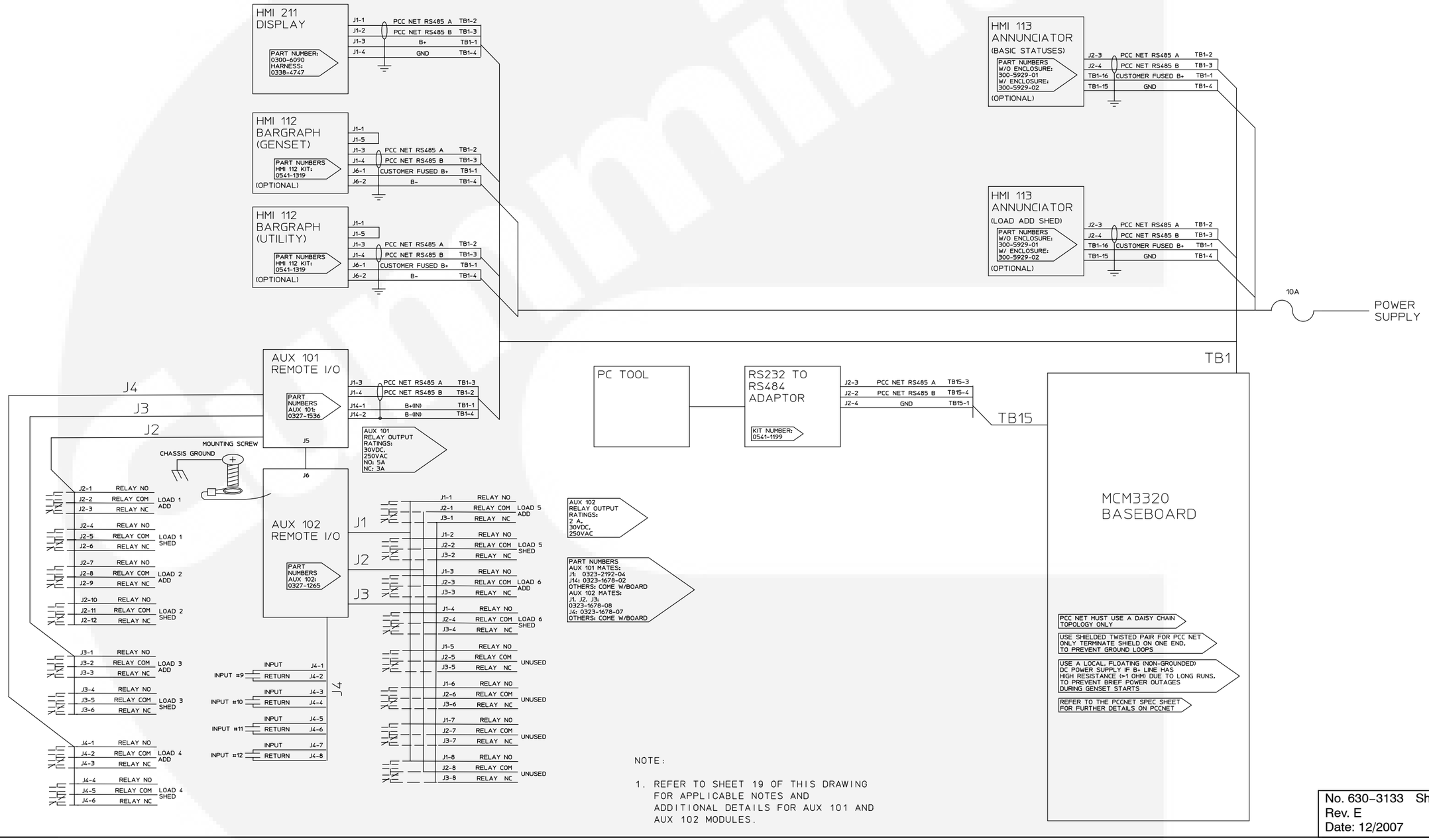


FIGURE 15. 1302 CONTROL WIRING DIAGRAM

MASTER CONTROL MODULE 3.3
CUSTOMER CONNECTIONS:
PCC NET DEVICES



NOTE:

1. REFER TO SHEET 19 OF THIS DRAWING FOR APPLICABLE NOTES AND ADDITIONAL DETAILS FOR AUX 101 AND AUX 102 MODULES.

No. 630-3133 Sh 24 of 24
Rev. E
Date: 12/2007

FIGURE 16. MCM3320 CONTROL WIRING DIAGRAM

THIS PAGE LEFT INTENTIONALLY BLANK

Cummins Power Generation
1400 73rd Ave. NE
Minneapolis, MN 55432 USA

Phone 1 763 574 5000
Toll-free 1 800 888 6626
Fax 1 763 574 5298
Email www.cumminsonan.com/contact
www.cumminsonan.com

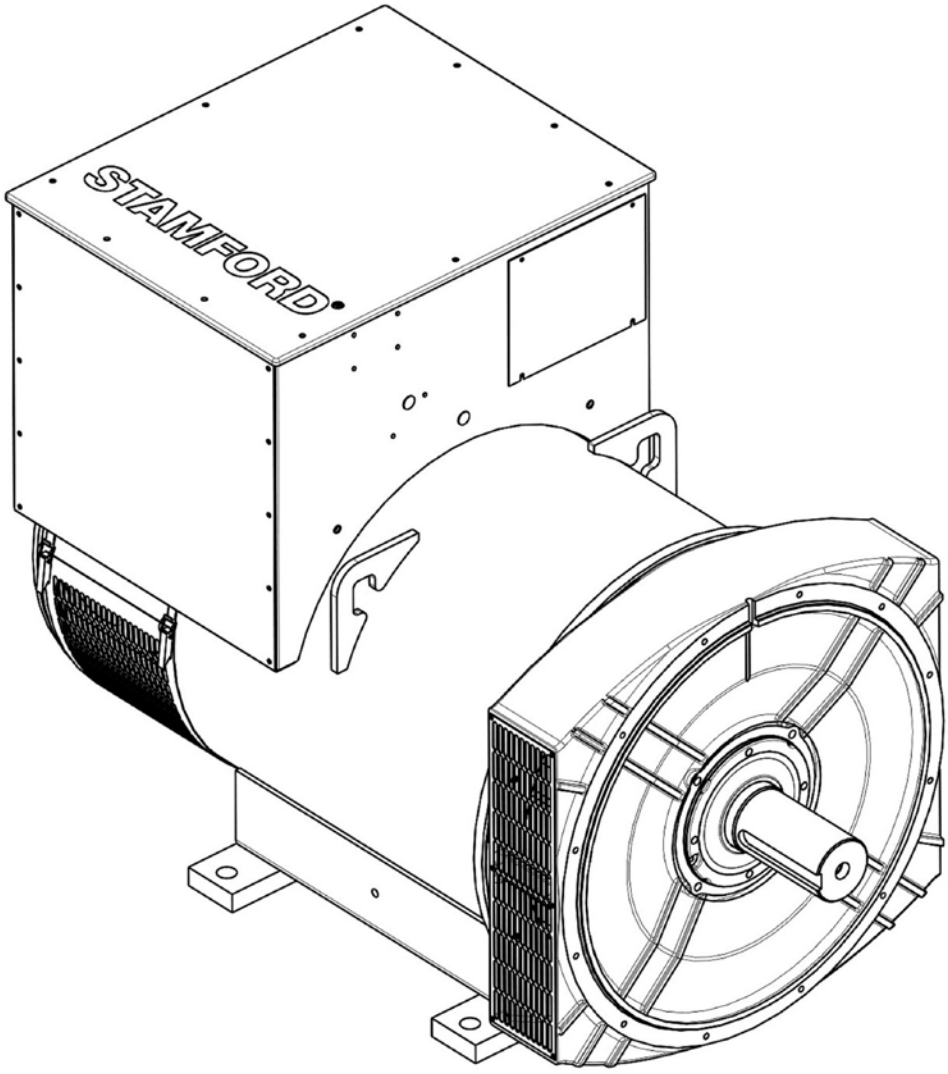
Cummins®, the "C" logo, and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Inc.

©2011 Cummins Power Generation, Inc. All rights reserved.

STAMFORD®

HC Alternators

OWNER MANUAL



English
Original Instructions

A040J849 (Issue 7) Public

Table of Contents

1. FOREWORD 1
2. SAFETY PRECAUTIONS 3
3. SAFETY DIRECTIVES AND STANDARDS 7
4. INTRODUCTION 13
5. APPLICATION OF THE ALTERNATOR 15
6. INSTALLATION INTO THE GENERATOR SET 21
7. SERVICE AND MAINTENANCE 29
8. PARTS IDENTIFICATION 47
9. TECHNICAL DATA 55
10. SERVICE PARTS AND AFTER SALES SERVICE 57
11. END OF LIFE DISPOSAL 59

-

This page is intentionally blank.

1 Foreword

1.1 The Manual

This manual contains guidance and instructions for the installation and operation of the alternator. This manual does not include instructions for servicing and maintaining the alternator. Contact CGT Customer Service for details.

Before operating the alternator, read this manual and make sure that all personnel who work on the equipment have access to the manual and all additional documentation supplied with it. Misuse and failure to follow the instructions, and the use of non-approved parts, may invalidate the product warranty and lead to potential accidents.

This manual is an essential part of the alternator. Make sure that the manual is available to all users throughout the life of the alternator.

The manual is written for skilled electrical and mechanical technicians and engineers, who have prior knowledge and experience of generating equipment of this type. If in doubt, please seek expert advice or contact your local Cummins Generator Technologies subsidiary.

NOTICE
Information in this manual was correct when published. It may be superseded due to our policy of continuous improvement. Please visit www.stamford-avk.com for latest documentation.

-

This page is intentionally blank.

2 Safety Precautions

2.1 Safety Information and Notices used in this manual

Danger, Warning and Caution panels are used in this manual to describe the sources of hazards, their consequences and how to avoid injury. Notice panels emphasize important or critical instructions.

DANGER

Danger indicates a hazardous situation which, if not avoided, WILL result in death or serious injury.

WARNING

Warning indicates a hazardous situation which, if not avoided, COULD result in death or serious injury.

CAUTION

Caution indicates a hazardous situation which, if not avoided, COULD result in minor or moderate injury.

NOTICE

Notice refers to a method or practice which can result in product damage, or to draw attention to additional information or explanations.

2.2 General Guidance

NOTICE

These safety precautions are for general guidance and supplement your own safety procedures and all applicable laws and standards.

2.3 Skill Requirements of Personnel

Service and maintenance procedures must only be carried out by experienced and qualified engineers, who are familiar with the procedures and the equipment.

2.4 Risk Assessment

A risk assessment has been performed on this product by Cummins, however a separate risk assessment must be performed by the user/operating company to establish all personnel-related risks. All affected users must be trained on the identified risks. Access to the Power Plant/Generator Set during operation must be restricted to persons who have been trained on these risks.

-

2.5 Personal Protective Equipment (PPE)

All persons operating, servicing, maintaining or working in or with a power plant or a generator set must wear appropriate Personal Protective Equipment (PPE)

Recommended PPE includes:

- Ear and Eye Protection
- Head and face protection
- Safety footwear
- Overalls that protect the lower arms and legs

Ensure that all persons are fully aware of the emergency procedures in case of accidents.

2.6 Noise

⚠ WARNING

Noise

Noise from a running alternator can cause serious injury by permanent hearing damage.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

Maximum A-weighted noise emissions may reach 109 dB(A). Contact the supplier for application-specific details.

2.7 Electrical Equipment

⚠ DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

All electrical equipment can be dangerous if not operated correctly. Always install, service and maintain the alternator in accordance with this manual. Work that requires access to electrical conductors must comply with all applicable local and national electrical safety procedures for the voltages involved and any site specific rules. Always use genuine branded replacement parts.

2.8 Lock Out/Tag Out

⚠ WARNING

Reconnected Energy Source

Accidental reconnection of energy sources during service and maintenance work can cause serious injury or death by electric shock, burns, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before starting service and maintenance work, use appropriate lock out/tag out safety procedures to keep the generator set isolated from energy sources. Do not defeat or bypass the lock out/tag out safety procedures.

2.9 Lifting

DANGER

Falling Mechanical Parts

Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before lifting:

- ***Check the capacity, condition and attachment of lifting equipment (crane, hoists and jacks, including attachments to anchor, fix or support the equipment).***
- ***Check the capacity, condition and attachment of accessories for lifting (hooks, slings, shackles and eye bolts for attaching loads to lifting equipment).***
- ***Check the capacity, condition and attachment of lifting fixtures on the load.***
- ***Check the mass, integrity and stability (e.g. unbalanced or shifting center of gravity) of the load.***

WARNING

Falling Mechanical Parts

Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before lifting the alternator:

- ***Do not lift the complete generator set by the alternator lifting fixtures.***
- ***Keep the alternator horizontal when lifting.***
- ***Fit drive end and non-drive end transit fittings to single bearing alternators to keep the main rotor in the frame.***

Do not remove the lifting label attached to one of the lifting points.

2.10 Alternator Operating Areas

WARNING

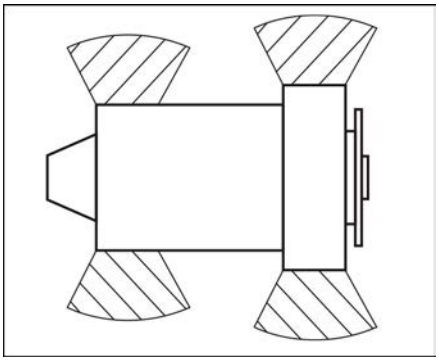
Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

-



Always wear suitable PPE when working in the hatched areas shown in the diagram or directly in-line with any air inlet/outlet.

Make sure this consideration is captured in your risk assessment.

2.11 Hazard Warning Labels

⚠ WARNING

Safety Cover Removed

A hazard exposed when a safety cover is removed can cause serious injury or death.

To prevent injury:

- ***Fit the safety labels at the locations shown on the back of the label sheet supplied.***
- ***Observe the safety labels.***
- ***Refer to the service manual before removing covers.***

The generator set manufacturer is responsible for fitting the self-adhesive hazard warning labels supplied with the alternator.

Replace labels that are missing, damaged or painted over.



3 Safety Directives and Standards

STAMFORD Alternators meet applicable European safety directives, and national and international standards relevant to alternators. The alternator must be operated within the limits specified in the relevant standards and within the parameters on the alternator rating plate.

Marine alternators meet the requirements of all the major marine classification societies.

-

3.1 Low Voltage Directive: Declaration of Conformity

TABLE 1. LOW VOLTAGE DIRECTIVE: DECLARATION OF CONFORMITY

EU DECLARATION OF CONFORMITY — Generator Technologies	
This synchronous A.C. generator is designed for incorporation into an electricity generating-set and fulfils all the relevant provisions of the following EU Directive(s) when installed in accordance with the installation instructions contained in the product documentation:	
2014/35/EU **2014/30/EU**	**Low Voltage Directive** **The Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive**
and that the standards and/or technical specifications referenced below have been applied:	
EN 61000-6-2:2005 **EN 61000-6-4:2007+A1:2011** **EN ISO 12100:2010** **EN 60034-1:2010** **BS ISO 8528-3:2005** **BS 5000-3:2006**	**Electromagnetic compatibility (EMC). Generic standards – Part 6-2: Immunity for industrial environments** **Electromagnetic compatibility (EMC). Generic standards – Part 6-4: Emission standard for industrial environments** **Safety of machinery – General principles for design – Risk assessment and risk reduction** **Rotating electrical machines - Part 1: Rating and performance** **Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets - Part 3: Alternating current generators for generating sets** **Rotating electrical machines of particular types or for particular applications - Part 3: Generators to be driven by reciprocating internal combustion engines - Requirements for resistance to vibration**
This declaration has been issued under the sole responsibility of the manufacturer. The object of this Declaration is in conformity with the relevant Union harmonization Legislation.	
The name and address of authorised representative, authorised to compile the relevant technical documentation, is the Company Secretary, Cummins Generator Technologies Limited, 49/51 Gresham Road, Staines, Middlesex, TW18 2BD, U.K.	
Date: 01st February 2016  **Signed:**	**Name, Title and Address:** **Kevan J Simon** **Global Technical and Quality Director** **Cummins Generator Technologies** **Fountain Court** **Lynch Wood** **Peterborough, UK** **PE2 6FZ**
Description	Serial Number
Registered in England under Registration No. 441273. Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Barnack Road, Stamford, Lincolnshire PE9 2NB, England.	
450-16383-E	

3.2 Machinery Directive: Declaration of Incorporation

TABLE 2. MACHINERY DIRECTIVE: DECLARATION OF INCORPORATION - SHEET 1

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE

DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Cummins Generator Technologies

Function: Synchronous A.C. generator designed for incorporation into an electricity generating-set.

The partly completed machinery supplied with this declaration:

- **Is designed and constructed solely as a non-functional component to be incorporated into a machine requiring completion.**
- **Is designed to comply with the provisions of the following EU Directives so far as their level of build will allow:**

  2014/30/EU The Electromagnetic Compatibility (EMC) Directive

  2014/35/EU Low Voltage Directive
- **Must not be put into service within the European Community ("EC") until the final machinery into which it is to be incorporated has been declared in conformity with the Machinery Directive and all other applicable EC Directives.**
- **Is designed and constructed to comply with the essential health and safety requirements of the Machinery Directive 2006/42/EC listed on sheet 2 of this Declaration.**

The relevant technical documentation is compiled in accordance with the provisions of part B of Annex VII of the Machinery Directive. All relevant information about the partly completed machinery will be provided, in writing, on a reasoned request by the appropriate national authority to its authorised representative. The name and address of authorised representative, authorised to compile the relevant technical documentation, is the Company Secretary, Cummins Generator Technologies Limited, 49/51 Gresham Road, Staines, Middlesex, TW18 2BD, U.K.

The undersigned representing the manufacturer:

Date: 01st February 2016  **Signed:**	**Name, Title and Address:** **Kevan J Simon** **Global Technical and Quality Director** **Cummins Generator Technologies** **Fountain Court** **Lynch Wood** **Peterborough, UK** **PE2 6FZ**
Description	Serial Number

Registered in England under Registration No. 441273.

Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Barnack Road, Stamford, Lincolnshire PE9 2NB, England.

450-16388-E

-

TABLE 3. MACHINERY DIRECTIVE: DECLARATION OF INCORPORATION - SHEET 2

2006/42/EC MACHINERY DIRECTIVE

DECLARATION OF INCORPORATION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

Cummins Generator Technologies

ESSENTIAL HEALTH AND SAFETY REQUIREMENTS RELATING TO THE DESIGN AND CONSTRUCTION OF PARTLY COMPLETED MACHINERY

1.1 General Remarks

- **1.1.2 : Principles of safety integration**
- **1.1.3 : Materials and products**
- **1.1.5 : Design of machinery to facilitate its handling**

1.3 Protection Against Mechanical Hazards

- **1.3.1 : Risk of loss of stability**
- **1.3.2 : Risk of break-up during operation**
- **1.3.3 : Risks due to falling or ejected objects**
- **1.3.4 : Risks due to surfaces, edges or angles**
- **1.3.7 : Risks related to moving parts**
- **1.3.8.1 : Moving transmission parts**

1.4 Guarding *

- **1.4.1 : Guards – General requirements ***
- **1.4.2.1 : Fixed guards ***

1.5 Other Hazards

- **1.5.2 : Static electricity**
- **1.5.3 : Energy supply other than electric**
- **1.5.4 : Errors of fitting**
- **1.5.6 : Fire**
- **1.5.13 : Emissions of hazardous materials and substances**

1.7 Information

- **1.7.1 : Information and warnings on the machinery**
- **1.7.4 : Instructions**

LEGEND

1. **Essential Health and Safety Requirements not shown are not considered applicable for this Partly Completed Machinery or must be fulfilled by the assembler of the Machinery.**
2. **Essential Health and Safety Requirements shown are considered applicable for this Partly Completed Machinery and have been fulfilled by the manufacturer to the extent possible, subject to the build requirements of the Machinery assembler, the information contained in the assembly instructions and Cummins bulletins.**
3. *** Customers may request Partly Completed Machinery without some or all guarding attached. In these cases section 1.4 Guarding does not apply and the Essential Health and Safety Requirements for guarding must be fulfilled by the assembler of the Machinery.**

Registered in England under Registration No. 441273.

Cummins Generator Technologies Ltd. Registered Office: Barnack Road, Stamford, Lincolnshire PE9 2NB, England.

450-16388-E

3.3 Additional Information for EMC Compliance

STAMFORD alternators are designed to meet EMC emissions and immunity standards for industrial environments. Additional equipment may be required when the alternator is installed in residential, commercial and light industrial environments.

The installation ‘earth/ground’ arrangements require the connection of the alternator frame to the site protective earth conductor using a minimum lead length.

Installation, maintenance and servicing must be carried out by adequately trained personnel fully aware of the requirements of the relevant EC directives.

NOTICE
Cummins Generator Technologies is not liable for EMC compliance if unauthorized parts, not of STAMFORD brand, are used for maintenance and servicing.

3.4 Additional Information for CSA Compliance

To comply with Canadian Standards Association (CSA) regulations, all external wiring and components must be rated at the alternator rated voltage shown on the rating plate label.

-

This page is intentionally blank.

4 Introduction

4.1 General Description

HC alternators are of brushless rotating field design, available up to 690 V, 50 Hz (1000 RPM, 6 pole and 1500 RPM, 4 pole) or 60 Hz (1200 RPM, 6 pole and 1800 RPM, 4 pole), and built to meet BS5000 Part 3 and international standards.

HC alternators are available self-excited, where excitation power is from the main output windings, or separately-excited, where a permanent magnet generator (PMG) supplies excitation power.

4.2 Alternator Name

TABLE 4. HC ALTERNATOR NAMING FORMAT

Example:	HC	5	-	HC	I	5	3	4	C	2
	Alternator model (HC4, HC5, HC6)			Alternator type (HC = standard, HCK = dedicated, not HC6)	Application (I = industrial, M = marine)	Frame size (4, 5, 6)	Excitation (3 = with PMG, 4 = without PMG)	Number of poles	Core length (A, B, C, ...)	Number of bearings (1 = NDE, 2 = DE & NDE)

4.3 Serial Number Location

A unique serial number is stamped into the upper section of the frame.

4.4 Rating Plate

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

The fixed rating plate label states the intended operating parameters of the alternator.

-

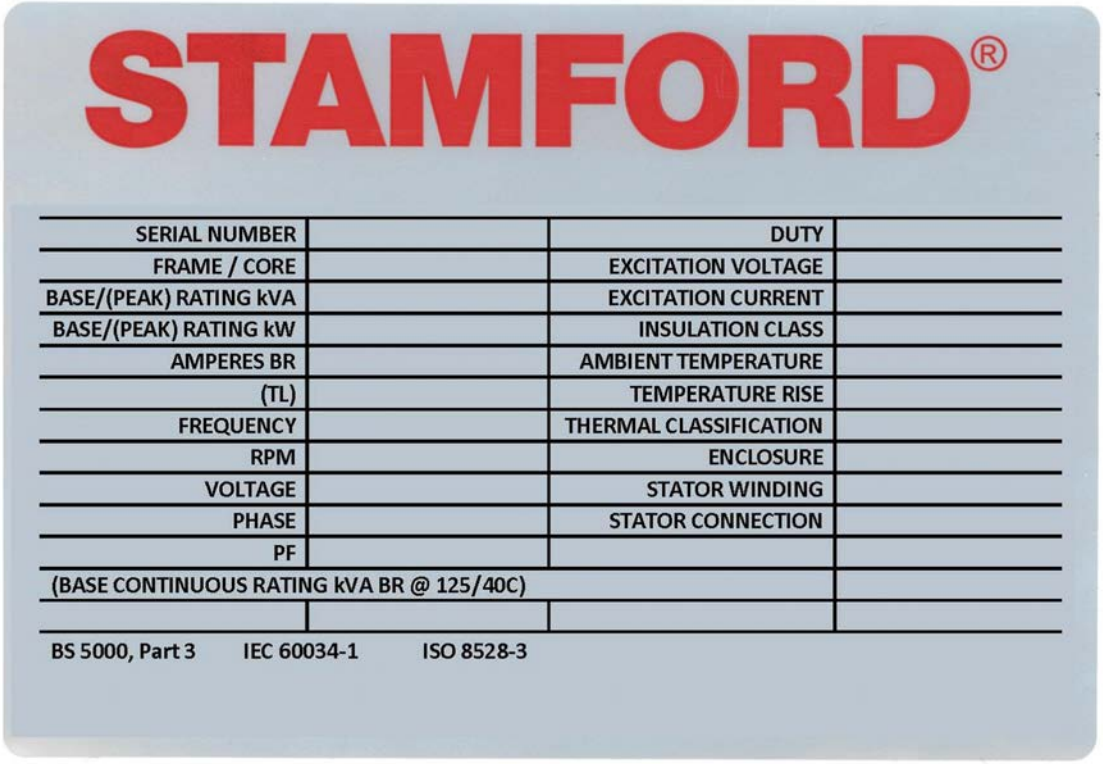


FIGURE 1. GLOBAL STAMFORD AC ALTERNATOR RATING PLATE

4.5 Product Authentication

The STAMFORD high security, anti-counterfeit hologram is located on the Tracking Label. Check that the dots are visible around the STAMFORD logo when viewing the hologram from different angles and the word "GENUINE" appears behind the logo. Use a flashlight to see these security features in low ambient light. Check that the alternator is genuine by entering the unique 7 character hologram code at **www.stamford-avk.com/verify**.

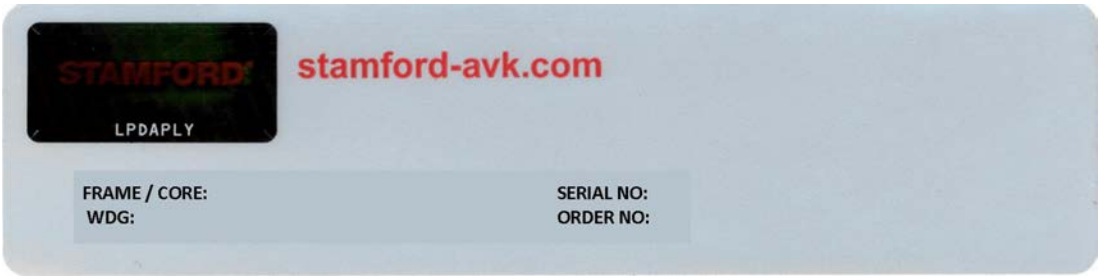


FIGURE 2. TRACKING LABEL



FIGURE 3. DOTS VISIBLE IN LEFT, RIGHT, UPPER AND LOWER VIEWS OF 3D HOLOGRAM

5 Application of the Alternator

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

It is the customer's responsibility to make sure that the selected alternator is suitable for the final application.

5.1 Environment

The alternators are protected to IP23 as standard. IP23 is not adequate protection for use outdoors without additional measures.

Ambient Temperature	-15° C to 40° C (5° F to 104° F)
Relative Humidity	< 70%
Altitude	< 1000 m (3280 ft)

The alternator has been designed for the environment shown in the table. The alternator can operate outside these conditions if it is rated accordingly; the nameplate gives details. If the operating environment is changed after purchase, refer to the factory for a revised alternator rating.

5.2 Air Flow

TABLE 5. MINIMUM AIR FLOW AND MAXIMUM PRESSURE DROP

Alternator model and frequency	50 Hz	60 Hz	Maximum intake to outlet pressure drop, mm (in) water gauge
	Minimum Air flow, m^3/s (ft^3/min)		
HC4	0.8 (1700)	0.99 (2100)	6 (0.25)
HC5	1.04 (2202)	1.31 (2780)	6 (0.25)
HCK5	1.23 (2615)	1.59 (3366)	6 (0.25)
HC6	1.62 (3420)	1.96 (4156)	6 (0.25)

Make sure that the air inlets and outlets are not blocked while the alternator is running.

-

5.3 Airborne Contaminants

Contaminants such as salt, oil, exhaust fumes, chemicals, dust, and sand will reduce the effectiveness of the insulation and the life of the windings. Consider using air filters and an enclosure to protect the alternator.

5.4 Air Filters

Air filters trap airborne particulates above 5 microns. The filters must be cleaned or replaced regularly, depending on site conditions. Check the filters frequently to establish an appropriate service interval.

Alternators with factory-fitted filters are rated to account for the reduced flow rate of cooling air. If filters are retrofitted, the alternator rating must be reduced by 5%.

Air filters do not remove water. Keep the filters dry with additional protection. Wet filters further restrict airflow, causing the alternator to overheat and leading to premature failure of the insulation.

5.5 Humid Conditions

The water carrying capacity of air depends on temperature. If the air temperature falls below its saturation point, dew may form on the windings, reducing the electrical resistance of the insulation. In humid conditions, additional protection may be required even if the alternator is fitted inside an enclosure. Anti-condensation heaters are supplied on request.

5.6 Anti-Condensation Heaters

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

Power to the anti-condensation heater is supplied from a separate source. Anti-condensation heaters raise the air temperature around the windings to deter condensation forming in humid conditions when the alternator is not operating. Best practice is to energize the heaters automatically when the alternator is off.

5.7 Enclosures

Fit an enclosure to protect the alternator from adverse environmental conditions. Make sure that air entering the alternator is of adequate flowrate, free from moisture and contaminants, and below the maximum ambient temperature on the rating plate.

Make sure there is sufficient access around the alternator for safe maintenance.

5.8 Vibration

The alternators are designed to withstand the vibration levels encountered on generator sets built to meet the requirements of ISO 8528-9 and BS 5000-3. (Where ISO 8528 is taken to be broad band measurements and BS5000 refers to the predominant frequency of any vibrations on the generator set).

NOTICE

Exceeding either of the above specifications will have a detrimental effect on the life of the bearings and other components, and may invalidate the alternator warranty.

NOTICE

The terminal box is designed to support the fitted busbars or terminals, transformers, load cables and auxiliary terminal box. Additional mass could cause excessive vibration and lead to failure of the terminal box enclosure and mounting. Refer to the Installation Manual to connect the load cables to the terminal box. Refer to CGT before fixing any additional mass to the terminal box.

5.8.1 Definition of BS5000–3

Alternators shall be capable of continuously withstanding linear vibration levels with amplitudes of 0.25 mm between 5 Hz and 8 Hz, and velocities of 9.0 mm/s RMS between 8 Hz and 200 Hz, when measured at any point directly on the carcass or main frame of the machine. These limits refer only to the predominant frequency of vibration of any complex waveform.

5.8.2 Definition of ISO 8528-9

ISO 8528-9 refers to a broad band of frequencies; the broad band is taken to be between 10 Hertz and 1000 Hertz. The table below is an extract from ISO 8528-9 (Table C.1, value 1). This simplified table lists the vibration limits by kVA and speed for acceptable operation of standard generator set designs.

5.8.3 Vibration Frequencies

The main vibration frequencies produced by the alternator are as follows:

- 6-pole 1000 RPM 16⅔ Hz
- 6-pole 1200 RPM 20 Hz
- 4-pole 1500 RPM 25 Hz
- 4-pole 1800 RPM 30 Hz

Vibrations induced in the alternator by the engine are complex. It is the responsibility of the generator set designer to ensure that the alignment and stiffness of the bedplate and mountings do not allow vibration to exceed BS5000 part 3 and ISO 8528 part 9 limits.

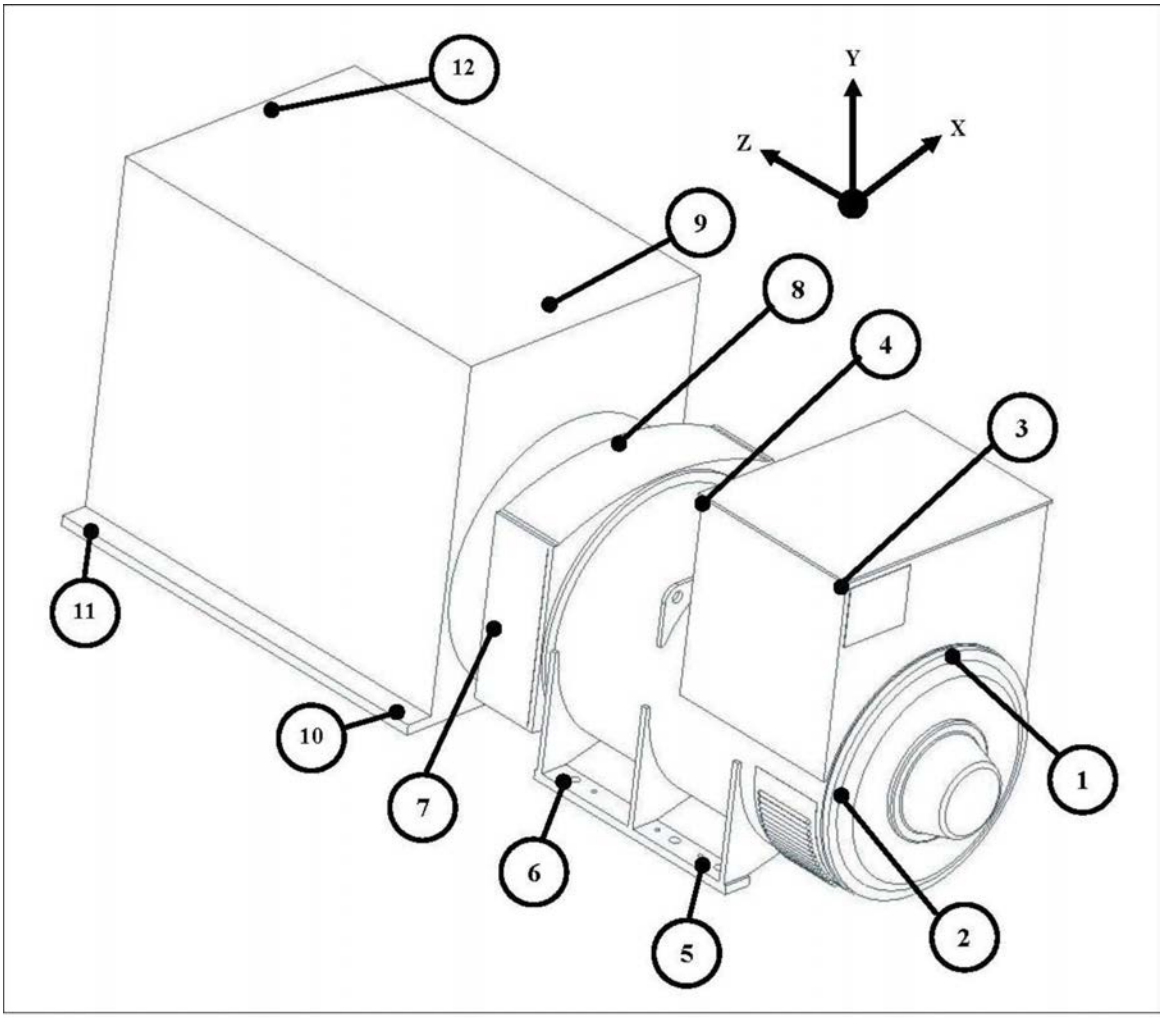
5.8.4 Linear Vibration Limits

Linear Vibration Levels As Measured On The Alternator - HC				
Engine Speed RPM (min^{-1})	Power Output S (kVA)	Vibration Displacement RMS (mm)	Vibration Velocity RMS (mm/s)	Vibration Acceleration RMS (mm/s^2)
1300 ≤ RPM ≤ 2000	250 < S	0.32	20	13
720 ≤ RPM < 1300	250 < S ≤ 1250	0.32	20	13
The broad band is taken as 10 Hz - 1000 Hz				

-

5.8.5 Linear Vibration Monitoring

We recommend using vibration analyzing equipment to measure vibration at the positions shown below. Check that vibration of the generator set is below the limits stated in the standards. If vibration is above the limits, the generator set builder should investigate the root causes and eliminate them. Best practice is for the generator set builder to take initial readings as a reference and for the user to periodically monitor vibration, according to the recommended service schedule, to detect a deteriorating trend.



5.8.6 Excessive Vibration

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

If the measured vibration of the generator set is not within the limits:

1. The generator set manufacturer should change the generator set design to reduce the vibration levels as much as possible.
2. Contact Cummins Generator Technologies to assess the impact on bearing and alternator life expectancy.

5.9 Bearings

5.9.1 Sealed Bearings

Inspect sealed-for-life bearings periodically, according to the recommended service schedule (**Section 7.1 on page 29**). Check for signs of wear, fretting or other detrimental features. Damage to seals, grease leakage or discoloration of the bearing races indicate that the bearing may need to be replaced.

5.9.2 Re-greasable Bearings

Each bearing housing is connected by a grease pipe to an external grease nipple. A label gives the grease type and quantity, and frequency for re-greasing. The recommended grease is a high specification synthetic compound that must not be mixed with grease of a different specification. Refer to the Service and Maintenance chapter for detailed instructions.

5.9.3 Bearing Life

Factors that reduce bearing life or lead to bearing failure include:

- Adverse operating conditions and environment
- Stress caused by misalignment of the generator set
- Vibration from the engine that exceeds the limits in BS 5000-3 and ISO 8528-9
- Long periods (including transportation) when the alternator is stationary and subjected to vibration can cause false brinelling wear (flats on the balls and grooves on the races)
- Humid or wet conditions that cause corrosion and deterioration of the grease by emulsification.

5.9.4 Health Monitoring of the Bearings

We recommend that the user checks the bearing condition using vibration monitoring equipment. Best practice is to take initial readings as a reference and periodically monitor the bearings to detect a deteriorating trend. It will then be possible to plan a bearing change at an appropriate generator set or engine service interval.

5.9.5 Bearing Service Life Expectancy

Bearing manufacturers recognize that the service life of bearings depends on factors that are outside their control. Rather than quote a service life, practicable replacement intervals are based on the L10 life of the bearing, the type of grease, and the recommendations of the bearing and grease manufacturers.

For general purpose applications: If the correct maintenance is carried out, vibration levels do not exceed the levels stated in ISO 8528-9 and BS5000-3, and the ambient temperature does not exceed 50 °C, plan to replace the bearings within 30,000 hours of operation.

If in doubt regarding any aspect of bearing life of a STAMFORD alternator, contact the nearest authorized supplier of the alternator or contact the STAMFORD factory.

-

5.9.6 Standby Applications

Run alternators in standby applications at no load for a minimum of 10 minutes every week. For alternators fitted with regreasable bearings, re-grease the bearings every 6 months, regardless of the number of accumulated running hours.

6 Installation into the Generator Set

6.1 Alternator Dimensions

Dimensions are included in the data sheet specific to the alternator model. Refer to the rating plate to identify the alternator model.

NOTICE
Data sheets are available from www.stamford-avk.com

6.2 Lifting the Alternator

⚠ WARNING
Falling Mechanical Parts
Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.
To prevent injury and before lifting the alternator:
• ***Do not lift the complete generator set by the alternator lifting fixtures.***
• ***Keep the alternator horizontal when lifting.***
• ***Fit drive end and non-drive end transit fittings to single bearing alternators to keep the main rotor in the frame.***

Lift the alternator by hooks or shackles attached to the lifting points (lugs or eyes) provided. A label attached to a lifting point shows the correct lifting arrangement. Use chains of sufficient length, and a spreader bar if necessary, to make sure that the chains are vertical when lifting. Make sure that the capacity of the lifting equipment is sufficient for the alternator mass shown on the label.

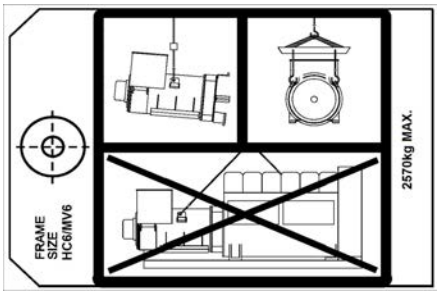


FIGURE 4. LIFTING LABEL

6.3 Storage

If the alternator will not to be used immediately, it must be stored in a clean, dry, vibration-free environment. We recommend the use of anti-condensation heaters, when available.

If the alternator can be rotated, turn the rotor a minimum of 6 revolutions every month during storage.

6.3.1 After Storage

After a period of storage, carry out the pre-running checks to determine the condition of the windings. If the windings are damp or the insulation resistance is low, follow one of the drying out procedures (see Chapter 7 on page 29).

-

Before putting the alternator into service, refer to the following table.

TABLE 6.

	Not Rotated during Storage	Rotated during Storage
Sealed Bearing(s)	If stored less than 12 months, put the alternator into service. If stored more than 12 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.	If stored less than 24 months, put the alternator into service. If stored more than 24 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.
Re-greasable Bearing(s)	If stored less than 12 months, put the alternator into service. If stored more than 12 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.	If stored less than 6 months, put the alternator into service. If stored between 6 and 24 months, re-grease the bearing(s) during the first run then put the alternator into service. If stored more than 24 months, replace the bearing(s) then put the alternator into service.

6.3.2 Storage Instruction

When an alternator is stationary, in storage or otherwise, it may be subjected to environmental factors, such as vibration, humidity, temperature and airborne contaminant particles, that could degrade the bearing arrangements.

Contact CGT for advice in advance if the alternator will be stationary for long periods.

6.4 Generator Set Coupling

⚠ WARNING

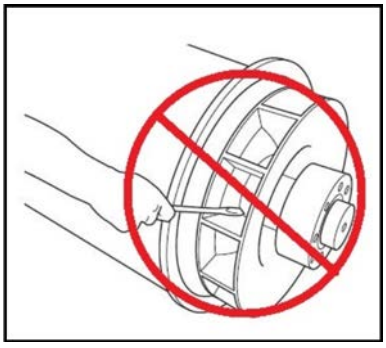
Moving Mechanical Parts

Moving mechanical parts during generator set coupling can cause serious injury by crushing, severing or trapping.

To prevent injury, keep arms, hands and fingers away from mating surfaces when coupling the generator set.

NOTICE

Do not attempt to rotate the alternator rotor by levering against the vanes of the cooling fan. The fan is not designed to withstand such forces and will be damaged.



Efficient operation and long component life depend on minimizing mechanical stresses on the alternator. When coupled in a generator set, misalignment and vibration interactions with the prime mover engine can cause mechanical stress.

Generator sets need a substantial flat continuous bedplate to suit the installation site floor loading, with engine and alternator mounting pads to make a firm base for accurate alignment. The height of all mounting pads must be within 0.25 mm for skid mounting, 3 mm for non-adjustable anti-vibration mounts (AVM) or 10 mm for adjustable height AVMs. Use shims to achieve level. The rotational axes of alternator rotor and engine output shaft must be coaxial (radial alignment) and perpendicular to the same plane (angular alignment). The axial alignment of the alternator and engine coupling must be within 0.5 mm, to allow for thermal expansion without unwanted axial force on the bearings at operating temperature.

Vibration can occur by flexing of the coupling. The alternator is designed for a maximum bending moment not exceeding 140 kgm (1000 lbs ft) for frame sizes 4 and 5, and not exceeding 275 kgm (2000 lbs ft) for frame size 6. Check the maximum bending moment of the engine flange with the engine manufacturer.

Close-coupling of alternator and engine can increase the rigidity of the generator set. Both single and two bearing alternators can be close-coupled. The generator set builder must supply guarding for open-coupled applications.

To prevent rust during transit and storage, the alternator frame spigot, rotor coupling plates and shaft extension have been treated with a rust preventative coating. Remove this before coupling the generator set.

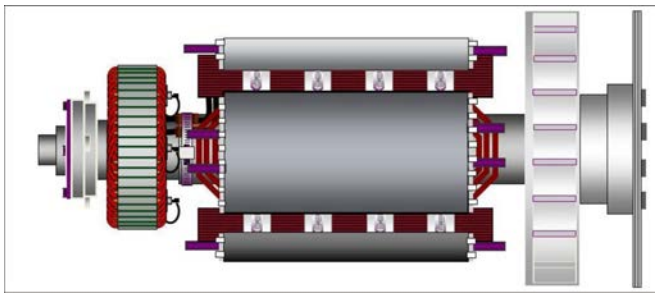


FIGURE 5. SINGLE BEARING ALTERNATOR ROTOR SHOWING COUPLING DISCS BOLTED TO DRIVE END COUPLING HUB (AT RIGHT)

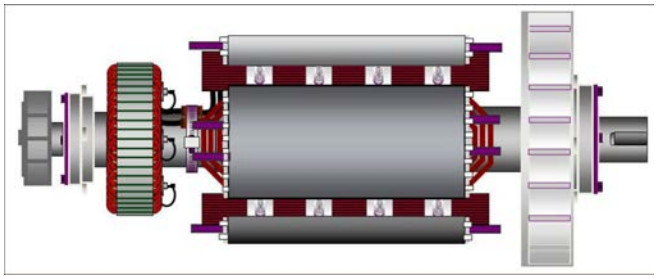


FIGURE 6. TWO BEARING ALTERNATOR ROTOR SHOWING SHAFT WITH KEYWAY FOR FLEXIBLE COUPLING (AT RIGHT)

-

6.4.1 Single Bearing

⚠ WARNING

Falling Mechanical Parts

Falling mechanical parts can cause serious injury or death by impact, crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before lifting the alternator:

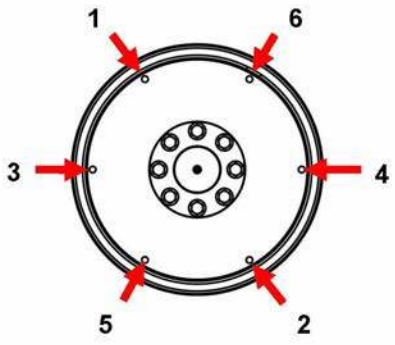
- ***Do not lift the complete generator set by the alternator lifting fixtures.***
- ***Keep the alternator horizontal when lifting.***
- ***Fit drive end and non-drive end transit fittings to single bearing alternators to keep the main rotor in the frame.***

1. Remove the drive end transit bracket that keeps the rotor in place during transport.
2. Remove the air outlet covers from the drive end of the alternator to access the coupling and adaptor bolts.
3. Make sure the coupling discs are concentric with the adaptor.
4. Fit two alignment dowels into flywheel bolt holes 180 degrees apart to help align the disc and the flywheel.
5. Lift and offer the alternator to the engine, barring the engine over by hand to align discs and flywheel.
6. Engage the alignment dowels into coupling disc bolt holes and push the alternator towards the engine until the coupling discs are against the flywheel face.

NOTICE

Do not pull the alternator to the engine using bolts through the flexible discs.

7. Fit the adaptor bolts, using heavy gauge washers under the heads. Tighten the adapter bolts evenly around the adapter.
8. Check the torque of each bolt in a clockwise direction around the bolt circle to ensure all the bolts are tight. Refer to the engine manufacturer's manual for correct tightening torque.
9. Remove the alignment dowels. Fit the coupling bolts, using heavy gauge washers under the heads.



10. Tighten the bolts to fix the coupling disc to the flywheel in the sequence shown above.
11. Check the torque of each bolt in a clockwise direction around the bolt circle to ensure all the bolts are tight.
12. Remove the rotor support bracket, if supplied.
13. Replace all covers.

6.4.2 Two Bearing

A flexible coupling, designed to suit the specific engine/alternator combination, is recommended to minimise torsional vibration effects.

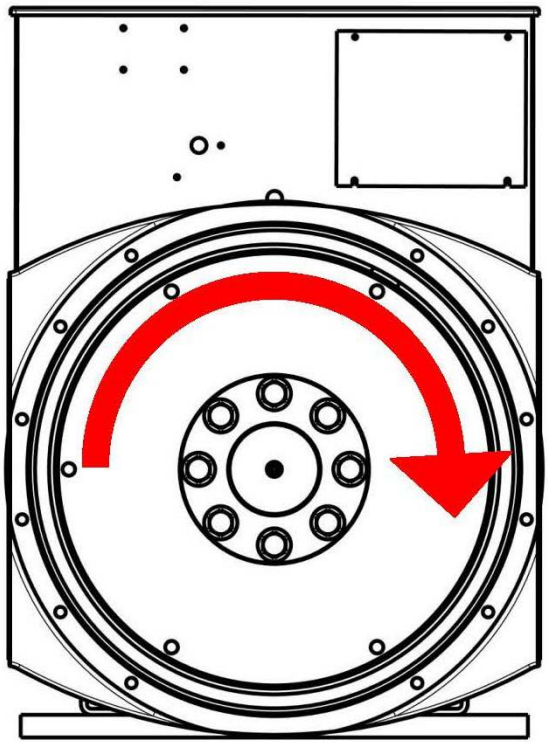
If a close coupling adaptor is used the alignment of machined faces must be checked by offering the alternator up to the engine. Shim the alternator feet if necessary.

6.5 Pre-Running Checks

Before starting the generator set, test the insulation resistance of windings and check that all connections are tight and in the correct location. Make sure the alternator air path is clear of obstructions. Replace all covers.

6.6 Direction of Rotation

The fan is designed for clockwise rotation, as viewed from the drive end of the alternator (unless otherwise specified when ordered). If the alternator must run counter-clockwise, please seek advice from Cummins Generator Technologies.



6.7 Phase Rotation

Main stator output is connected for a phase sequence of U V W when the alternator runs clockwise, as viewed from the drive end. If the phase rotation must be reversed, the customer must re-connect the output cables in the terminal box. Ask Cummins Generator Technologies for a circuit diagram of ‘reverse phase connections’.

6.8 Voltage and Frequency

Check that the voltage and frequency shown on the alternator rating plate meet the requirements of the generator set application.

-

6.9 AVR Settings

The AVR is factory set for initial running tests. Check that the AVR settings are compatible with your required output. Refer to detailed instructions in the AVR manual for on- and off-load adjustments.

6.10 Electrical Connections

⚠ WARNING

Incorrect Electrical Installation and System Protection

Incorrect electrical installation and system protection can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury, installers must be qualified and are responsible for meeting appropriate inspectorate and local electricity authority requirements and site safety rules.

NOTICE

The terminal box is designed to support the fitted busbars or terminals, transformers, load cables and auxiliary terminal box. Additional mass could cause excessive vibration and lead to failure of the terminal box enclosure and mounting. Refer to CGT before fixing any additional mass to the terminal box.

Fault current curves and alternator reactance values are available on request from the factory so that the system designer can calculate the necessary fault protection and/or discrimination.

The installer must check that the alternator frame is bonded to the generator set bedplate, and must bond to site earth. If anti-vibration mounts are fitted between the alternator frame and its bedplate, a suitably-rated earth conductor must bridge across the anti-vibration mount.

Refer to wiring diagrams for electrical connection of the load cables. Electrical connections are made in the terminal box, constructed with removable panels to suit site-specific cable entry and glanding. Panels must be removed to be drilled or cut to prevent swarf entering the terminal box or alternator. After wiring, inspect the terminal box, remove all debris using a vacuum cleaner if necessary and check that no internal components are damaged or disturbed.

As standard, the alternator neutral is not bonded to the alternator frame. If required, neutral may be connected to the earth terminal in the terminal box, by a conductor of at least one half of the sectional area of a phase lead.

Load cables must be supported appropriately to avoid a tight radius at the point of entry into the terminal box, clamped at the terminal box gland, and allow at least ±25 mm movement by the generator set on its anti-vibration mountings, without causing excessive stress to the cables and alternator load terminals.

6.11 Grid Connection: Voltage Surges and Micro-Interruptions

Take precautions to prevent transient voltages generated by the connected load and/or the distribution system from causing damage to the alternator components.

To identify any possible risk, all aspects of the alternator's proposed application should be considered, especially the following:

- Loads with characteristics that result in large load step changes.
- Load control by switchgear, and power control by any method likely to generate transient voltage spikes.
- Distribution systems susceptible to external influences, such as lightning strikes.

- Applications involving parallel operation to a mains supply, where the risk of a mains disturbance in the form of a micro-interruption could occur.

If the alternator is at risk from voltage surges or micro-interruptions, include adequate protection into the generation system, usually with surge arrestors and suppressors, to meet regulations and installation requirements.

Surge protection must reduce the peak voltage at the alternator of a transient pulse of 5 µs rise time to less than 1.25 x √2 x (2 x rated output voltage + 1000 V). Best practise is to fit protective devices close to the output terminals. Refer to guidance from professional bodies and specialist equipment suppliers for further advice.

6.12 Varying Load

Under certain conditions, load variations can reduce alternator life.

Identify any possible risk, especially the following:

- Large capacitive loads (for example Power Factor Correction equipment) can affect alternator stability and cause pole slip.
- Stepped grid voltage variation (for example Tap Changing).

If the alternator is at risk from varying load, include adequate protection into the generator set system by under-excitation protection.

6.13 Synchronization

⚠ WARNING

Ejected Debris

Debris ejected during catastrophic failure can cause serious injury or death by impact, severing or stabbing.

To prevent injury:

- ***Keep away from the air inlet and air outlet when the alternator is running.***
- ***Do not put operator controls near the air inlet and air outlet.***
- ***Do not cause overheating by running the alternator outside rating plate parameters.***
- ***Do not overload the alternator.***
- ***Do not run an alternator with excessive vibration.***
- ***Do not synchronize parallel alternators outside the specified parameters.***

6.13.1 Parallel or Synchronizing Alternators

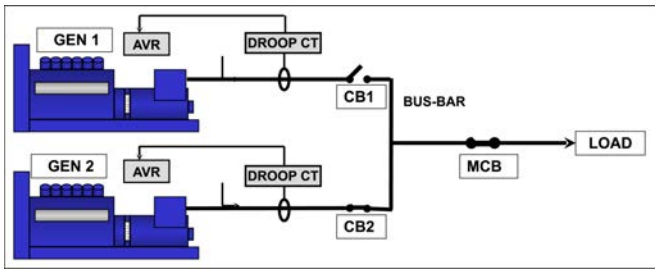


FIGURE 7. PARALLEL OR SYNCHRONIZING ALTERNATORS

-

The quadrature droop current transformer (Droop CT) gives a signal proportional to reactive current; the AVR adjusts excitation to reduce circulating current and allow each alternator to share reactive load. A factory-fitted droop CT is pre-set for 5% voltage drop at full-load zero power factor. Refer to the supplied AVR manual for droop adjustment.

- The synchronizing switch/breaker (CB1, CB2) must be of a type that will not cause “contact bounce” when it operates.
- The synchronizing switch/breaker must be adequately rated to withstand the continuous full load current of the alternator.
- The switch/breaker must be able to withstanding the rigorous closing cycles during synchronizing and the currents produced if the alternator is paralleled out of synchronizm.
- The closing time of the synchronizing switch/breaker must be under the control of the synchronizer settings.
- The switch/breaker must be capable of operation under fault conditions such as short circuits. Alternator data sheets are available.

NOTICE
The fault level may include a contribution from other alternators as well as from the grid/mains utility.

The method of synchronizing should be either automatic, or by check synchronizing. The use of manual synchronizing is not recommended. The settings on the synchronizing equipment should be such that the alternator will close smoothly.

The Phase sequence must match	
Voltage difference	+/- 0.5%
Frequency difference	0.1 Hz/sec
Phase angle	+/- 10°
C/B closing time	50 ms

The settings for the synchronizing equipment to achieve this must be within these parameters.

The voltage difference when paralleling with the grid/mains utility is +/- 3% .

7 Service and Maintenance

7.1 Recommended Service Schedule

Refer to Safety Precautions section (**Chapter 2 on page 3**) of this manual before starting any service and maintenance activity.

Refer to Parts Identification section (**Chapter 8 on page 47**) for an exploded view of components and fastener information.

The recommended service schedule shows the recommended service activities in table rows, grouped by alternator subsystem. Columns of the table show the types of service activity, whether the alternator must be running, and the service levels. Service frequency is given in running hours or time interval, whichever is sooner. A cross (X) in the cells where a row intersects the columns shows a service activity type and when it is required. An asterisk (*) shows a service activity done only when necessary.

All service levels in the recommended service schedule can be purchased directly from Cummins Generator Technologies Customer Service Department,

Telephone: +44 1780 484732,

Email: emea.service@cummins.com

1. Proper service and repair are vital to the reliable operation of your alternator and the safety of anyone coming into contact with the alternator.
2. These service activities are intended to maximize the life of the alternator but shall not vary, extend or change the terms of the manufacturer's standard warranty or your obligations in that warranty.
3. Each service interval is a guide only, and developed on the basis that the alternator was installed and is operated in accordance with the manufacturer's guidelines. If the alternator is located and/or operated in adverse or unusual environmental conditions, the service intervals may need to be more frequent. The alternator should be continually monitored between services to identify any potential failure modes, signs of misuse, or excessive wear and tear.

-

TABLE 7. ALTERNATOR SERVICE SCHEDULE

System	SERVICE ACTIVITY X = required * = if necessary	Alternator running	TYPE				SERVICE LEVEL								
			Inspect	Test	Clean	Replace	Commission	Post Commission	250 hrs / 0.5 year	Level 1	1000 hrs / 1 year	Level 2	10,000 hrs / 2 years	Level 3	30,000 hrs / 5 years
Alternator	Alternator rating		X				X								
	Bedplate arrangement		X				X								
	Coupling arrangement		X				X					*		X	
	Environmental conditions and cleanliness		X				X	X		X		X		X	
	Ambient temperature (inside & outside)			X			X	X		X		X		X	
	Complete machine - damage, loose parts & earth bonds		X				X	X		X		X		X	
	Guards, screens, warning and safety labels		X				X	X		X		X		X	
	Maintenance access		X				X								
	Electrical nominal operating conditions & excitation	X		X			X	X		X		X		X	
	Vibration*	X		X			X	X		X		X		X	
Windings	Condition of windings		X				X	X		X		X		X	
	Insulation resistance of all windings (PI test for MV/HV)			X			X	*		*		X		X	
	Insulation resistance of rotor, exciter and PMG			X				X		X					
	Temperature sensors	X		X			X	X		X		X		X	
	Customer settings for temperature sensors		X				X								

System	SERVICE ACTIVITY X = required * = if necessary	Alternator running	TYPE				SERVICE LEVEL							
			Inspect	Test	Clean	Replace	Commission	Post Commission	250 hrs / 0.5 year	Level 1	1000 hrs / 1 year	Level 2	10,000 hrs / 2 years	Level 3	30,000 hrs / 5 years
Bearings	Condition of bearings		X				X							X	
	Grease exhaust & trap				X			X		X		X		X	
	Grease in re-greasable bearing(s)	X				X		every 4000 to 4500 hours / 6 months							
	Sealed bearing(s)		X					every 4000 to 4500 hours							
	Re-greasable & sealed bearing(s)					X						*		X	
	Temperature sensors	X		X			X	X		X		X		X	
	Customer settings for temperature sensors		X				X								
Terminal Box	All alternator/customer connections and cabling		X				X	X		X		X		X	
Controls & Auxiliaries	Initial AVR & PFC set up	X		X			X								
	AVR & PFC settings	X		X				X		X		X		X	
	Customer connection of auxiliaries			X			X			X		X		X	
	Function of auxiliaries			X			X	X		X		X		X	
	Synchronization settings		X				X								
	Synchronization	X		X			X	X		X		X		X	
	Anti condensation heater					X						*		X	
Rectifier	Diodes and varistors		X				X	X		X		X			
	Diodes and varistors					X								X	
Cooling	Air inlet temperature	X		X			X	X		X		X		X	
	Air flow (rate & direction)	X	X				X								
	Condition of fan		X				X	X		X		X		X	
	Condition of air filter (where fitted)			X			X	X		X		X		X	
	Air filters (where fitted)				X	X				*		*		*	

* For stand-alone alternator only.

-

7.2 Bearings

7.2.1 Introduction

NOTICE
Do not overfill a bearing with grease; the bearing may be damaged.
Do not mix lubricant types. Change gloves to handle different lubricant
Assemble bearings in static- and dust-free conditions while wearing lint free gloves.
Store removed parts and tools in static- and dust-free conditions, to prevent damage or contamination.
A bearing is damaged by the axial force needed to remove it from the rotor shaft. Do not reuse a bearing.
A bearing is damaged if the insertion force is applied through the bearing balls. Do not press fit the outer race by force on the inner race, or vice versa.
Do not try to turn the rotor by levering against the cooling fan vanes. The fan will be damaged.

The alternator rotor is supported by a bearing at the non-drive end (NDE) and by either a bearing or a coupling to the prime mover at the drive end (DE).

- Lubricate each re-greasable bearing according to the recommended service schedule with the correct quantity and type of grease, also shown on a label fitted at the grease nipple.
- Inspect each sealed bearing according to the recommended service schedule. Seek advice from CGT if grease has leaked out of the bearing, notifying the bearing type and quantity leaked.

7.2.2 Safety

⚠ DANGER
Rotating Mechanical Parts
Rotating mechanical parts can cause serious injury or death by crushing, severing or trapping.
To prevent injury and before removing covers over rotating parts, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

⚠ WARNING
Hot Surfaces
Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.
To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

⚠ CAUTION
Grease
Skin contact with grease can cause minor or moderate injury by contact dermatitis.
To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

NOTICE
Do not overfill a bearing with grease; the bearing may be damaged.
Do not mix lubricant types. Change gloves to handle different lubricant
Assemble bearings in static- and dust-free conditions while wearing lint free gloves.
Store removed parts and tools in static- and dust-free conditions, to prevent damage or contamination.
A bearing is damaged by the axial force needed to remove it from the rotor shaft. Do not reuse a bearing.
A bearing is damaged if the insertion force is applied through the bearing balls. Do not press fit the outer race by force on the inner race, or vice versa.
Do not try to turn the rotor by levering against the cooling fan vanes. The fan will be damaged.

7.2.3 Re-grease Bearings

7.2.3.1 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	Lint-free cleaning cloths
	Thin disposable gloves
Parts	CGT recommended grease
Tools	Grease gun (calibrated for volume or mass)

7.2.3.2 Re-grease Method

TABLE 8. REGREASING: GREASE QUANTITY

Bearing Type	Quantity of recommended grease	
	Volume (cm^3)	**Mass (g)**
Drive End (HC6)	**75**	**66**
Non-drive End (HC6)	**60**	**53**
Drive End (HC5)	**46**	**41**
Non-drive End (HC5)	**33**	**29**

1. For each bearing, identify grease nipple, re-greasing label and bearing type.
2. Make sure the new grease is not contaminated. It must be a uniform whitish-beige colour of stiff consistency throughout.
3. Clean the grease gun nozzle and grease nipple.
4. Clean the grease exhaust.
5. Fit the grease gun to the grease nipple and add the correct quantity of grease.
6. Run the alternator for at least 60 minutes, off- or on-load.
7. Clean the grease exhaust.
8. Inspect the colour and consistency of grease expelled from the exhaust and compare with new grease - whitish-beige of stiff consistency.
9. Replace the bearing if the expelled grease is severely discoloured or absent.

-

7.3 Controls

7.3.1 Introduction

An operating alternator is a harsh environment for control components. Heat and vibration can cause electrical connections to loosen and cables to fail. Routine inspection and test can identify an issue before it becomes a failure that incurs unplanned downtime.

7.3.2 Safety

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

WARNING

Hot Surfaces

Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

7.3.3 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	None
Parts	None
Tools	Multimeter
	Torque wrench

7.3.4 Inspect and Test

1. Remove the terminal box lid
2. Check the tightness of fasteners securing the load cables.
3. Check that cables are firmly clamped at the terminal box gland, and allow ±25 mm movement by an alternator on anti-vibration mounts.
4. Check that all cables are anchored and unstressed within the terminal box.
5. Check all cables for signs of damage.
6. Check that AVR accessories and current transformers are correctly fitted, and cables pass centrally through current transformers (if fitted).
7. If an anti-condensation heater is fitted
    a. Isolate the supply and measure the electrical resistance of the heater element(s). Replace the heater element if open circuit.
    b. Test the supply voltage to the anti-condensation heater at the heater connection box. 120 VAC or 240 VAC. (depending on cartridge option and shown on a label) should be present when the alternator is stopped.

8. Check that the AVR and AVR accessories fitted in the terminal box are clean, securely fitted on anti-vibration mounts, and the cable connectors are firmly attached to the terminals.
9. For parallel operation*, check that the synchronization control cables are securely connected. (*not applicable to S0 and S1 alternators)
10. Refit and secure the terminal box lid.

7.4 Cooling System

7.4.1 Introduction

The alternators are designed to meet standards supporting EU Safety Directives, and are rated for the effect of operating temperature on winding insulation.

BS EN 60085 (≡ IEC 60085) Electrical insulation – Thermal Evaluation and Designation classifies insulation by the maximum operating temperature for a reasonable service life. Although chemical contamination and electrical and mechanical stresses also contribute, temperature is the dominant aging factor. Fan cooling maintains a stable operating temperature below the insulation class limit.

If the operating environment differs from the values shown on the rating plate, rated output must be reduced by

- 3% for class H insulation for every 5 °C that the temperature of the ambient air entering the cooling fan exceeds 40 °C, up to a maximum of 60 °C
- 3% for every 500 m increase in altitude above 1000 m, up to 4000 m, due to the reduced thermal capacity of lower density air, and
- 5% if air filters are fitted, due to restricted air flow.

Efficient cooling depends on maintaining the condition of the cooling fan, air filters and gaskets.

7.4.2 Safety

⚠ DANGER

Rotating Mechanical Parts

Rotating mechanical parts can cause serious injury or death by crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before removing covers over rotating parts, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

⚠ WARNING

Hot Surfaces

Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

⚠ CAUTION

Dust

Inhaling dust can cause minor or moderate injury by irritating the lungs. Dust can cause minor or moderate injury by irritating the eyes.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE). Ventilate the area to disperse dust.

NOTICE

Do not attempt to rotate the alternator rotor by levering against the vanes of the cooling fan. The fan is not designed to withstand such forces and will be damaged.

-

NOTICE
Filters are designed to remove dust, not moisture. Wet filter elements can cause reduced air flow and overheating. Do not allow filter elements to get wet.

7.4.3 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
	Wear eye protection
	Wear respiratory protection
Consumables	Lint-free cleaning cloths
	Thin disposable gloves
Parts	Air filters (if fitted)
	Air filter sealing gaskets (if fitted)
Tools	None

7.4.4 Inspect and Clean

NOTICE
A sensor detects the differential pressure caused by blocked filters. If the sensor trips, inspect and clean the air filters more frequently.

1. Remove the fan screen.
2. Inspect the fan for damaged vanes and cracks.
3. Remove air filters (at the fan and terminal box, if fitted) from their frames.
4. Wash and dry the air filters and gaskets to remove contaminant particles.
5. Inspect the filters and gaskets for damage and replace, as necessary.
6. Install the filters and gaskets.
7. Re-install the fan screen.
8. Reinstate the generator set for running.
9. Make sure the air inlets and outlets are not blocked.

7.5 Coupling

7.5.1 Introduction

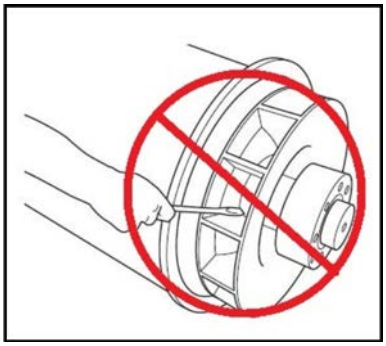
Efficient operation and long component life rely on minimizing mechanical stresses on the alternator. When coupled in a generator set, misalignment and vibration interactions with the prime mover engine can cause mechanical stress.

The rotational axes of alternator rotor and engine output shaft must be coaxial (radial and angular alignment).

Torsional vibration can cause damage to internal combustion engine shaft-driven systems, if not controlled. The generator set manufacturer is responsible for assessing the effect of torsional vibration on the alternator: Rotor dimensions and inertia, and coupling details are available on request.

7.5.2 Safety

NOTICE
Do not attempt to rotate the alternator rotor by levering against the vanes of the cooling fan. The fan is not designed to withstand such forces and will be damaged.



7.5.3 Requirements

Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	None
Parts	None
Tools	Dial gauge
	Torque wrench

7.5.4 Inspect Mounting Points

1. Check the generator set bedplate and mounting pads are in good condition, not cracked
2. Check that rubber in anti-vibration mounts has not perished
3. Check vibration monitoring historical records for a trend of increasing vibration

7.5.4.1 Single Bearing Coupling

1. Remove the DE adapter screen and cover to access the coupling.
2. Check that the coupling discs are not damaged, cracked or distorted, and the coupling disc holes are not elongated. If any are damaged, replace the complete set of discs.
3. Check tightness of bolts fixing the coupling discs to the engine flywheel. Tighten in the sequence shown for alternator coupling in the Installation chapter, to the torque recommended by the engine manufacturer.
4. Replace the DE adapter screen and drip proof cover.

7.6 Rectifier System

7.6.1 Introduction

The rectifier converts alternating current (AC) induced in the exciter rotor windings into direct current (DC) to magnetize the main rotor poles. The rectifier comprises two semicircular annular positive and negative plates, each with three diodes. In addition to connecting to the main rotor, the DC output of the rectifier also connects to a varistor. The varistor protects the rectifier from voltage spikes and surge voltages that may be present on the rotor under various loading conditions of the alternator.

-

Diodes provide a low resistance to current in one direction only: Positive current will flow from anode to cathode, or another way of viewing it is that negative current will flow from cathode to anode.

The exciter rotor windings are connected to 3 diode anodes to form the positive plate and to 3 diode cathodes to form the negative plate to give full wave rectification from AC to DC. The rectifier is mounted on, and rotates with, the exciter rotor at the non-drive end (NDE).

7.6.2 Safety

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

DANGER

Rotating Mechanical Parts

Rotating mechanical parts can cause serious injury or death by crushing, severing or trapping.

To prevent injury and before removing covers over rotating parts, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

7.6.3 Requirements

Type	Description
Personal Protective Equipment (PPE)	Wear appropriate PPE.
Consumables	Loctite 241 thread locking adhesive
	Midland silicone heat sink compound type MS2623 or similar
Parts	Full set of three anode lead diodes and three cathode lead diodes (all from the same manufacturer)
	One metal-oxide varistor
Tools	Multimeter
	Insulation tester
	Torque wrench

7.6.4 Test and Replace Varistor

1. Inspect the varistor, (if fitted).
2. Record varistor as faulty if there are signs of overheating (discoloration, blisters, melting) or disintegration.
3. Disconnect one varistor lead. Store fastener and washers.
4. Measure the resistance across the varistor. Good varistors have a resistance greater than 100 MΩ.
5. Record the varistor as faulty if the resistance is short circuit or open circuit in either direction. (Some multimeters will read O.L. at high resistance levels. Please be aware of the limits of your tools.)

6. If the varistor is faulty, replace it and replace all diodes.
7. Reconnect and check that all leads are secure, washers fitted and fasteners tight.

7.6.5 Test and Replace Diodes

NOTICE
Do not tighten a diode above the stated torque. The diode will be damaged.

1. Disconnect the lead of one diode where it joins the windings at the insulated terminal post. Store fastener and washers.
2. Measure the voltage drop across the diode in the forward direction, using the diode test function of a multimeter.
3. Measure the resistance across the diode in the reverse direction, using the 1000 VDC test voltage of an insulation tester.
4. Diode is faulty if the voltage drop in the forward direction is outside the range 0.3 to 0.9 VDC, or the resistance is below 20 MΩ in the reverse direction.
5. Repeat the tests for the five remaining diodes.
6. If any diode is faulty, replace the full set of six diodes (same type, same manufacturer):
    a. Remove diode(s).
    b. Apply a small amount of heat sink compound **only** to the base of the replacement diode(s), not the threads.
    c. Check polarity of diode(s).
    d. Screw each replacement diode into a threaded hole in the rectifier plate.
    e. Apply 2.6 to 3.1 Nm (23 to 27.4 in-lb) torque to give good mechanical, electrical and thermal contact.
    f. Replace the varistor.
7. Reconnect and check that all leads are secure, washers fitted and fasteners tight.

7.7 Temperature Sensors

7.7.1 Introduction

The alternators are designed to meet standards supporting EU Safety Directives, and recommended operating temperatures. Temperature sensors (where fitted) detect abnormal overheating of the main stator windings and bearing(s). Sensors are of two types - Resistance Temperature Detector (RTD) sensors, with three wires, and Positive Temperature Coefficient (PTC) thermistors, with two wires – which are connected to a terminal block in the auxiliary or main terminal box. The resistance of Platinum (PT100) RTD sensors increases linearly with temperature.

-

TABLE 9. RESISTANCE (Ω) OF PT100 SENSOR BETWEEN 40 TO 180 °C

Temperature (°C)		+1 °C	+ 2 °C	+3 °C	+ 4 °C	+ 5 °C	+ 6 °C	+ 7 °C	+ 8 °C	+ 9 °C
40.00	115.54	115.93	116.31	116.70	117.08	117.47	117.86	118.24	118.63	119.01
50.00	119.40	119.78	120.17	120.55	120.94	121.32	121.71	122.09	122.47	122.86
60.00	123.24	123.63	124.01	124.39	124.78	125.16	125.54	125.93	126.31	126.69
70.00	127.08	127.46	127.84	128.22	128.61	128.99	129.37	129.75	130.13	130.52
80.00	130.90	131.28	131.66	132.04	132.42	132.80	133.18	133.57	133.95	134.33
90.00	134.71	135.09	135.47	135.85	136.23	136.61	136.99	137.37	137.75	138.13
100.00	138.51	138.88	139.26	139.64	140.02	140.40	140.78	141.16	141.54	141.91
110.00	142.29	142.67	143.05	143.43	143.80	144.18	144.56	144.94	145.31	145.69
120.00	146.07	146.44	146.82	147.20	147.57	147.95	148.33	148.70	149.08	149.46
130.00	149.83	150.21	150.58	150.96	151.33	151.71	152.08	152.46	152.83	153.21
140.00	153.58	153.96	154.33	154.71	155.08	155.46	155.83	156.20	156.58	156.95
150.00	157.33	157.70	158.07	158.45	158.82	159.19	159.56	159.94	160.31	160.68
160.00	161.05	161.43	161.80	162.17	162.54	162.91	163.29	163.66	164.03	164.40
170.00	164.77	165.14	165.51	165.89	166.26	166.63	167.00	167.37	167.74	168.11
180.00	168.48									

PTC thermistors are characterised by a sudden increase in resistance at a reference “switching” temperature. Customer-supplied external equipment may be connected to monitor the sensors and generate signals to raise an alarm and to shutdown the generator set.

BS EN 60085 (≡ IEC 60085) Electrical insulation – Thermal Evaluation and Designation classifies insulation of windings by the maximum operating temperature for a reasonable service life. To avoid damage to windings, signals should be set, appropriate to the insulation class shown on the alternator rating plate.

TABLE 10. ALARM AND SHUTDOWN TEMPERATURE SETTINGS FOR WINDINGS

Windings insulation	Max. Continuous temperature (°C)	Alarm temperature (°C)	Shutdown temperature (°C)
Class B	130	120	140
Class F	155	145	165
Class H	180	170	190

To detect overheating of bearings, control signals should be set according to the following table.

TABLE 11. ALARM AND SHUTDOWN TEMPERATURE SETTINGS FOR BEARINGS

Bearings	Alarm temperature (°C)	Shutdown temperature (°C)
Drive end bearing	45 + maximum ambient	50 + maximum ambient
Non-drive end bearing	40 + maximum ambient	45 + maximum ambient

7.7.2 Safety

DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

WARNING

Hot Surfaces

Skin contact with hot surfaces can cause serious injury by burns.

To prevent injury, wear appropriate personal protection equipment (PPE).

7.7.3 Test RTD Temperature Sensors

1. Remove the auxiliary terminal box lid.
2. Identify the sensor leads at the terminal block and where each sensor is fitted
3. Measure the resistance between the white and each red wire of one sensor
4. Calculate the sensor temperature from the measured resistance
5. Compare calculated temperature with temperature indicated by external monitoring equipment (if available)
6. Compare alarm and shutdown signal settings (if available) with recommended settings
7. Repeat steps 3 to 7 for each sensor
8. Refit the auxiliary terminal box lid.
9. Contact Cummins Customer Service Help Desk to replace faulty sensors. Main stator RTD are not replaceable. Bearing RTD are replaceable.

7.7.4 Test PTC Temperature Sensors

1. Remove the auxiliary terminal box lid.
2. Identify the sensor leads at the terminal block and where each sensor is fitted.
3. Measure the resistance between the two wires.
4. Sensor is faulty if resistance shows open circuit (infinity Ω) or short circuit (zero Ω).
5. Repeat steps 3 to 5 for each sensor.
6. Stop the alternator and inspect the change in resistance as the stator winding cools.
7. Sensor is faulty if resistance does not change or change is not smooth.
8. Repeat step 8 for each sensor.
9. Refit the auxiliary terminal box lid.
10. Contact Cummins Customer Service Help Desk to replace faulty sensors.

-

7.8 Windings

7.8.1 High Voltage Test

NOTICE
Windings have been tested at high voltage during manufacture. Repeated high voltage tests may degrade the insulation and reduce operating life. If a further test is required at installation for customer acceptance, it must be done at a reduced voltage, V = 0.8 x (2 x Rated Voltage + 1000). Once in service, any further tests for maintenance purposes must be done after passing visual checks and insulation resistance tests, and at a reduced voltage, V = (1.5 x Rated Voltage).

7.8.2 Introduction

NOTICE
Disconnect all control wiring and customer load leads from alternator winding connections before conducting these tests.

NOTICE
The Automatic Voltage Regulator (AVR) contains electronic components which would be damaged by high voltage applied during insulation resistance tests. The AVR must be disconnected before doing any insulation resistance test. Temperature sensors must be grounded to earth before doing any insulation resistance test. **Damp or dirty windings have a lower electrical resistance and could be damaged by insulation resistance tests at high voltage. If in doubt, test the resistance at low voltage (500 V) first.**

Alternator performance depends on good electrical insulation of the windings. Electrical, mechanical and thermal stresses, and chemical and environmental contamination, cause the insulation to degrade. Various diagnostic tests indicate the condition of insulation by charging or discharging a test voltage on isolated windings, measuring current flow, and calculating the electrical resistance by Ohm's law.

When a DC test voltage is first applied, three currents can flow:

- **Capacitive Current:** To charge the winding to the test voltage (decays to zero in seconds),
- **Polarizing Current:** To align the insulation molecules to the applied electric field (decays to near-zero in ten minutes), and
- **Leakage Current:** Discharge to earth where the insulation resistance is lowered by moisture and contamination (increases to a constant in seconds).

For an insulation resistance test, a single measurement is made one minute after a DC test voltage is applied, when capacitive current has ended. For the polarization index test, a second measurement is made after ten minutes. An acceptable result is where the second insulation resistance measurement is at least double the first, because the polarization current has decayed. In poor insulation, where leakage current dominates, the two values are similar. A dedicated Insulation Tester takes accurate, reliable measurements and may automate some tests.

7.8.3 Safety

⚠ DANGER

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors can cause serious injury or death by electric shock and burns.

To prevent injury and before removing covers over electrical conductors, isolate the generator set from all energy sources, remove stored energy and use lock out/tag out safety procedures.

⚠ WARNING

Live Electrical Conductors

Live electrical conductors at the winding terminals after an insulation resistance test can cause serious injury or death by electric shock or burns.

To prevent injury, discharge the windings by shorting to earth through an earthing rod for at least 5 minutes.

7.8.4 Requirements

Type	Description
Personal Protective Equipment (PPE)	Wear mandatory site PPE
Consumables	None
Parts	None
Tools	Insulation test meter
	Multimeter
	Milliohm Meter or Micro Ohmmeter
	Clamp Ammeter
	Infrared thermometer
	Earth rod

7.8.5 Test the Electrical Resistance of Windings

1. Stop the alternator.
2. Verify the electrical resistance of the exciter field (stator) winding:
   a. Disconnect the exciter field leads F1 and F2 from the AVR.
   b. Measure and record the electrical resistance between F1 and F2 leads with a multimeter.
   c. Reconnect the exciter field leads F1 and F2.
   d. Make sure the fasteners are secure.
3. Verify the electrical resistance of the exciter armature (rotor) winding:
   a. Mark the leads attached to diodes on one of the two rectifier plates.
   b. Disconnect all exciter rotor leads from all diodes at the rectifier.
   c. Measure and record the electrical resistance between pairs of marked leads (between phase windings). A specialist micro ohmmeter must be used.
   d. Reconnect all exciter rotor leads to the diodes.

e. Make sure the fasteners are secure.

4. Verify the electrical resistance of the main field (rotor) winding:
   a. Disconnect the two main rotor DC leads from the rectifier plates.
   b. Measure and record the electrical resistance between the main rotor leads. A specialist micro ohmmeter must be used.
   c. Reconnect the two main rotor DC leads to the rectifier plates.
   d. Make sure the fasteners are secure.
5. Verify the electrical resistance of the main armature (stator) winding:
   a. Disconnect the leads of the main stator from the output terminals.
   b. Measure and record the electrical resistance between U1 and U2 leads and between U5 and U6 (if present). A specialist micro ohmmeter must be used.
   c. Measure and record the electrical resistance between V1 and V2 leads and between V5 and V6 (if present). A specialist micro ohmmeter must be used.
   d. Measure and record the electrical resistance between W1 and W2 leads and between W5 and W6 (if present). A specialist micro ohmmeter must be used.
   e. Reconnect the leads to the output terminals, as before.
   f. Make sure the fasteners are secure.
6. Verify the electrical resistance of the PMG armature (stator) winding, if fitted:
   a. Disconnect the three PMG output leads P2, P3 and P4 from the AVR.
   b. Measure and record the electrical resistance between pairs of the PMG output leads, with a multimeter.
   c. Reconnect the three PMG output leads P2, P3 and P4 to the AVR.
   d. Make sure the fasteners are secure.
7. Refer to the Technical Data (**Chapter 9 on page 55**) to verify the measured resistances of all windings agree with the reference values.

7.8.6 Test the Insulation Resistance of Windings

NOTICE
The alternator must not be put into service until the minimum insulation resistance is achieved.

TABLE 12. TEST VOLTAGE AND MINIMUM ACCEPTABLE INSULATION RESISTANCE FOR NEW AND IN-SERVICE ALTERNATORS

	Test Voltage (V)	Minimum Insulation Resistance at 1 minute (MΩ)	
		New	In-service
Main stator	500	10	5
PMG stator	500	5	3
Exciter stator	500	10	5
Exciter rotor, rectifier & main rotor combined	500	10	5

1. Inspect the windings for mechanical damage or discoloration from overheating. Clean the insulation if there is hygroscopic dust and dirt contamination.

2. For main stators:
    a. Disconnect the neutral to earth conductor (if fitted).
    b. Connect together the three leads of all phase windings (if possible).
    c. Apply the test voltage from the table between any phase lead and earth.
    d. Measure the insulation resistance after 1 minute (IR_{1min}).
    e. Discharge the test voltage with an earth rod for five minutes.
    f. If the measured insulation resistance is less than the minimum acceptable value, dry the insulation, then repeat the method.
    g. Reconnect neutral to earth conductor (if fitted).
3. For PMG and exciter stators, and combined exciter and main rotors:
    a. Connect together both ends of the winding (if possible).
    b. Apply the test voltage from the table between the winding and earth.
    c. Measure the insulation resistance after 1 minute (IR_{1min}).
    d. Discharge the test voltage with an earth rod for five minutes.
    e. If the measured insulation resistance is less than the minimum acceptable value, dry the insulation, then repeat the method.
    f. Repeat the method for each winding.
    g. Remove the connections made for testing.

7.8.7 Dry the Insulation

Use the methods below to dry the insulation of the main stator windings. To prevent damage as water vapor is expelled from the insulation, make sure the winding temperature does not increase faster than 5 ºC per hour or exceed 90 ºC.

Plot the insulation resistance graph to show when drying is complete.

7.8.7.1 Dry with Ambient Air

In many cases, the alternator can be dried sufficiently using its own cooling system. Disconnect the cables from the X+ (F1) and XX- (F2) terminals of the AVR so there is no excitation voltage supply to the exciter stator. Run the generator set in this de-excited state. Air must flow freely through the alternator to remove the moisture. Operate the anti-condensation heater (if fitted) to assist the drying effect of the air flow.

After drying is complete, re-connect the cables between the exciter stator and AVR. If the generator set is not put into service immediately, turn on the anti-condensation heater (if fitted) and retest the insulation resistance before use.

7.8.7.2 Dry with Hot Air

Direct the hot air from one or two 1 to 3 kW electrical fan heaters into the alternator air inlet. Make sure each heat source at least 300 mm away from the windings to avoid scorching or over-heating damage to the insulation. Air must flow freely through the alternator to remove the moisture.

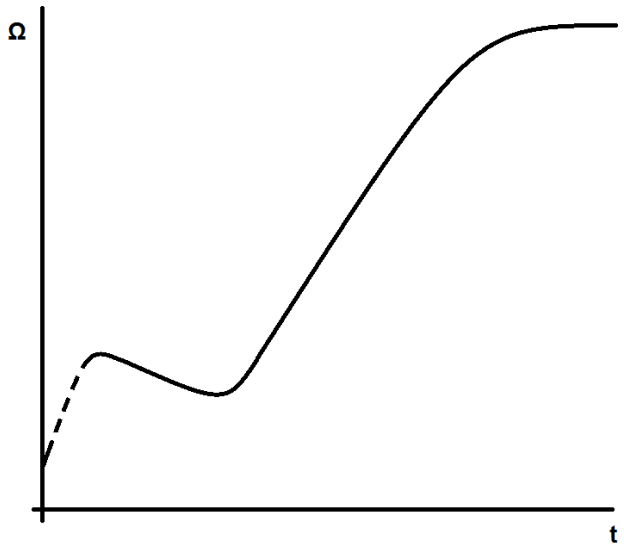
After drying, remove the fan heaters and re-commission as appropriate.

If the generator set is not put into service immediately, turn on the anti-condensation heaters (where fitted) and retest the insulation resistance before use.

7.8.7.3 Plot IR Graph

Whichever method is used to dry out the alternator, measure the insulation resistance and temperature (if sensors fitted) of the main stator windings every 15 to 30 minutes. Plot a graph of insulation resistance, IR (y axis) against time, t (x axis).

-

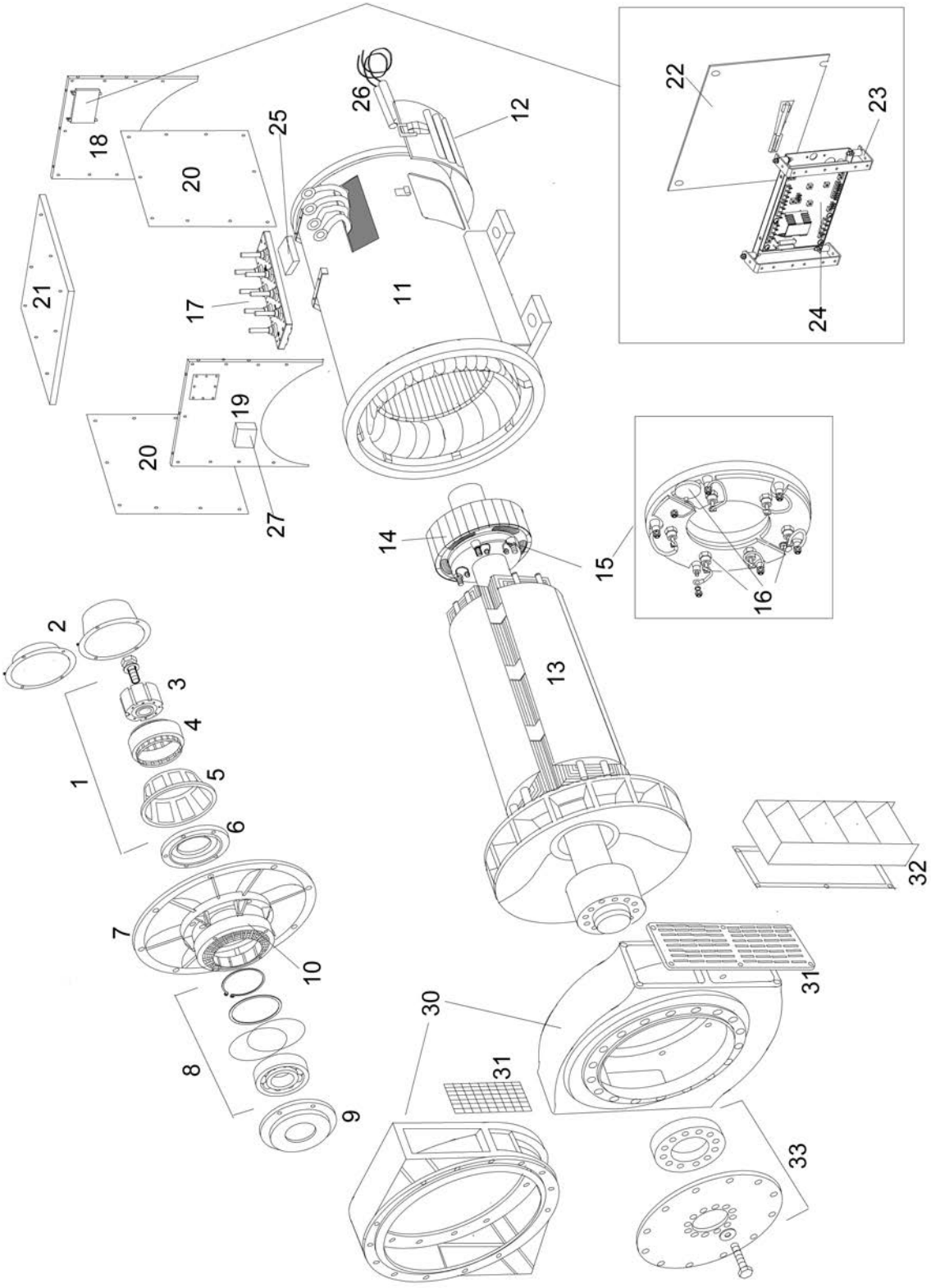


A typical curve shows an initial increase in resistance, a fall and then a gradual rise to a steady state; if the windings are only slightly damp the dotted portion of the curve may not appear. Continue drying for another hour after steady state is reached.

NOTICE
The alternator must not be put into service until the minimum insulation resistance is achieved.

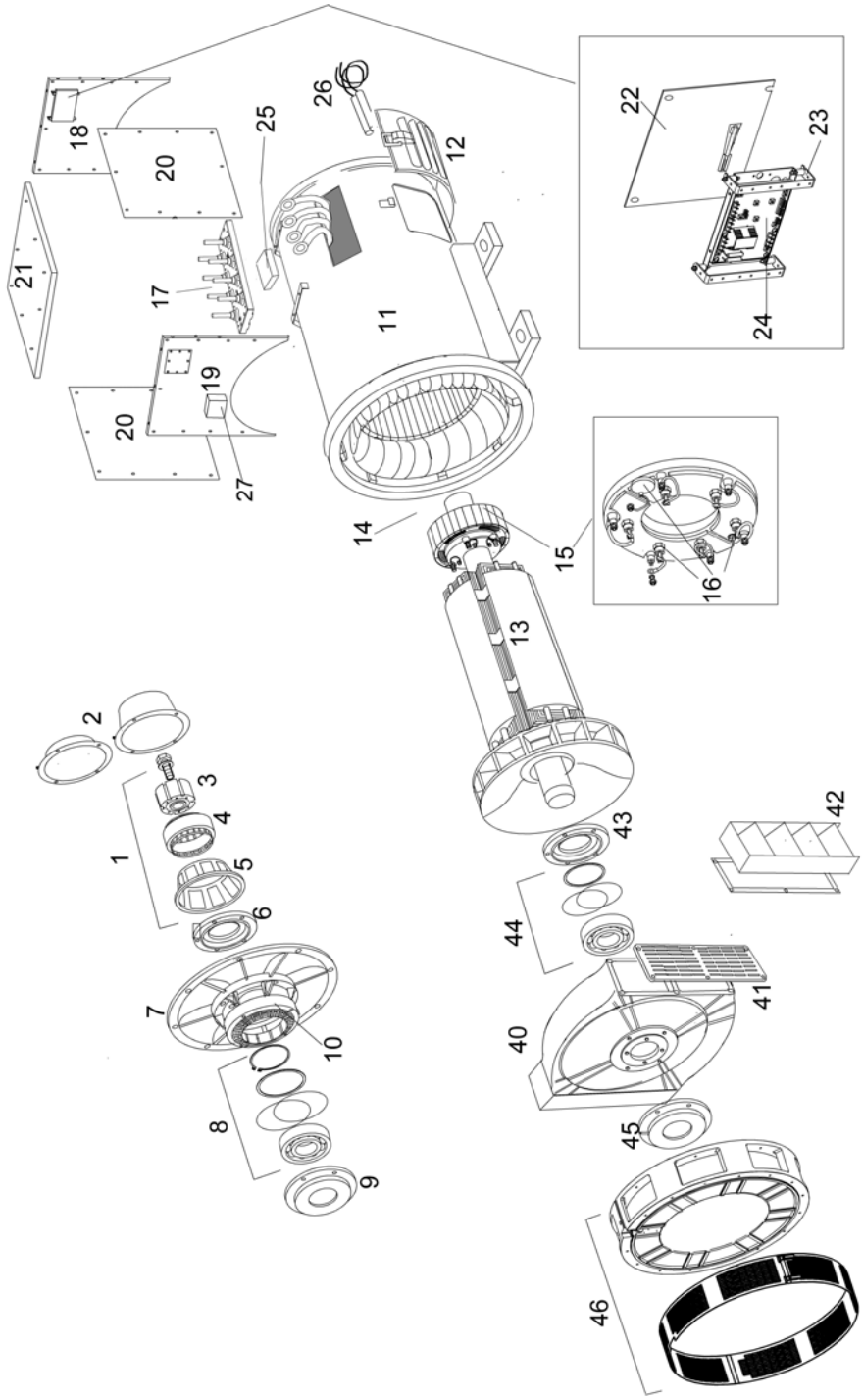
8 Parts Identification

8.1 HC4 Single Bearing Alternator

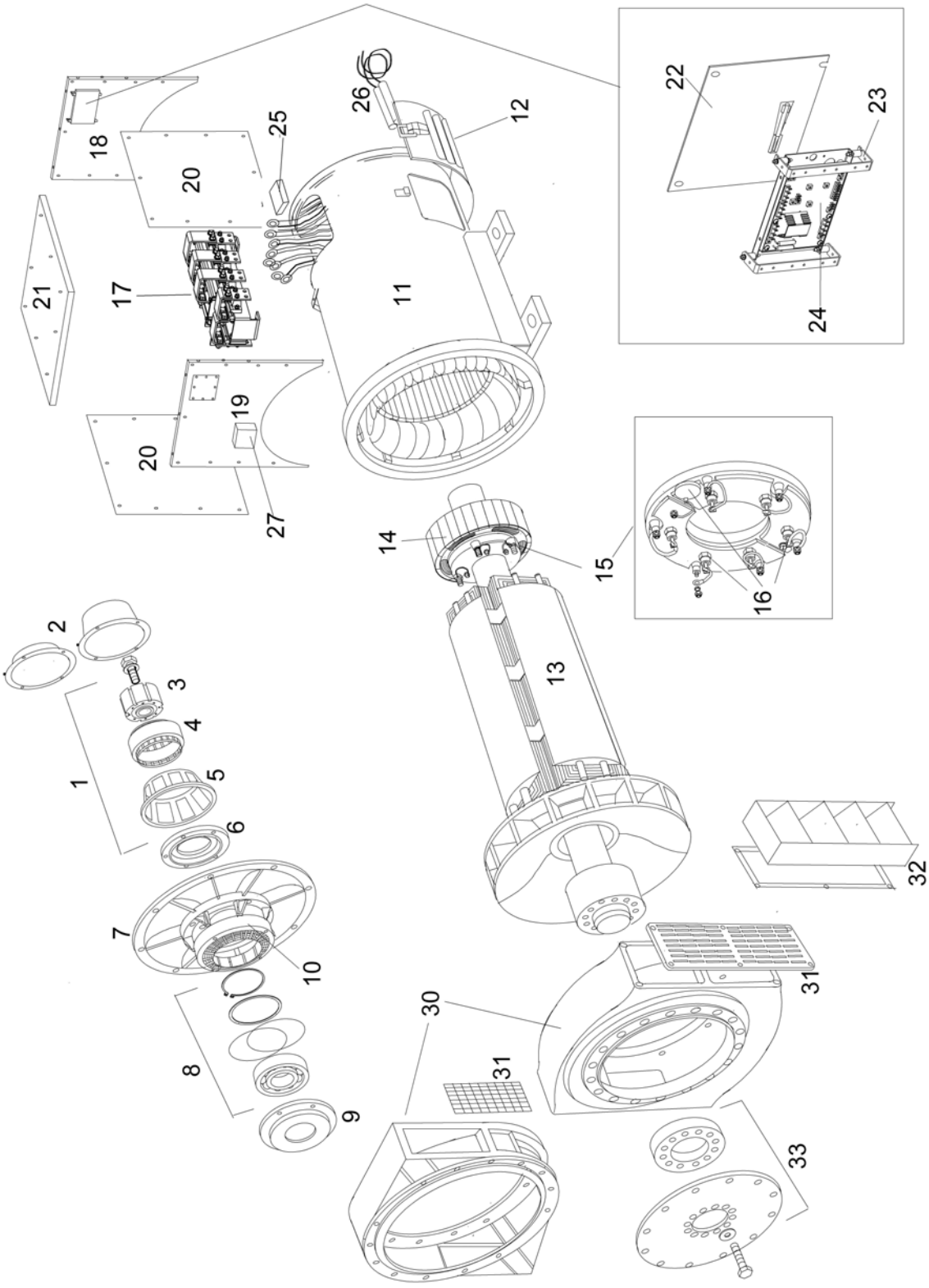


-

8.2 HC4 Two Bearing Alternator

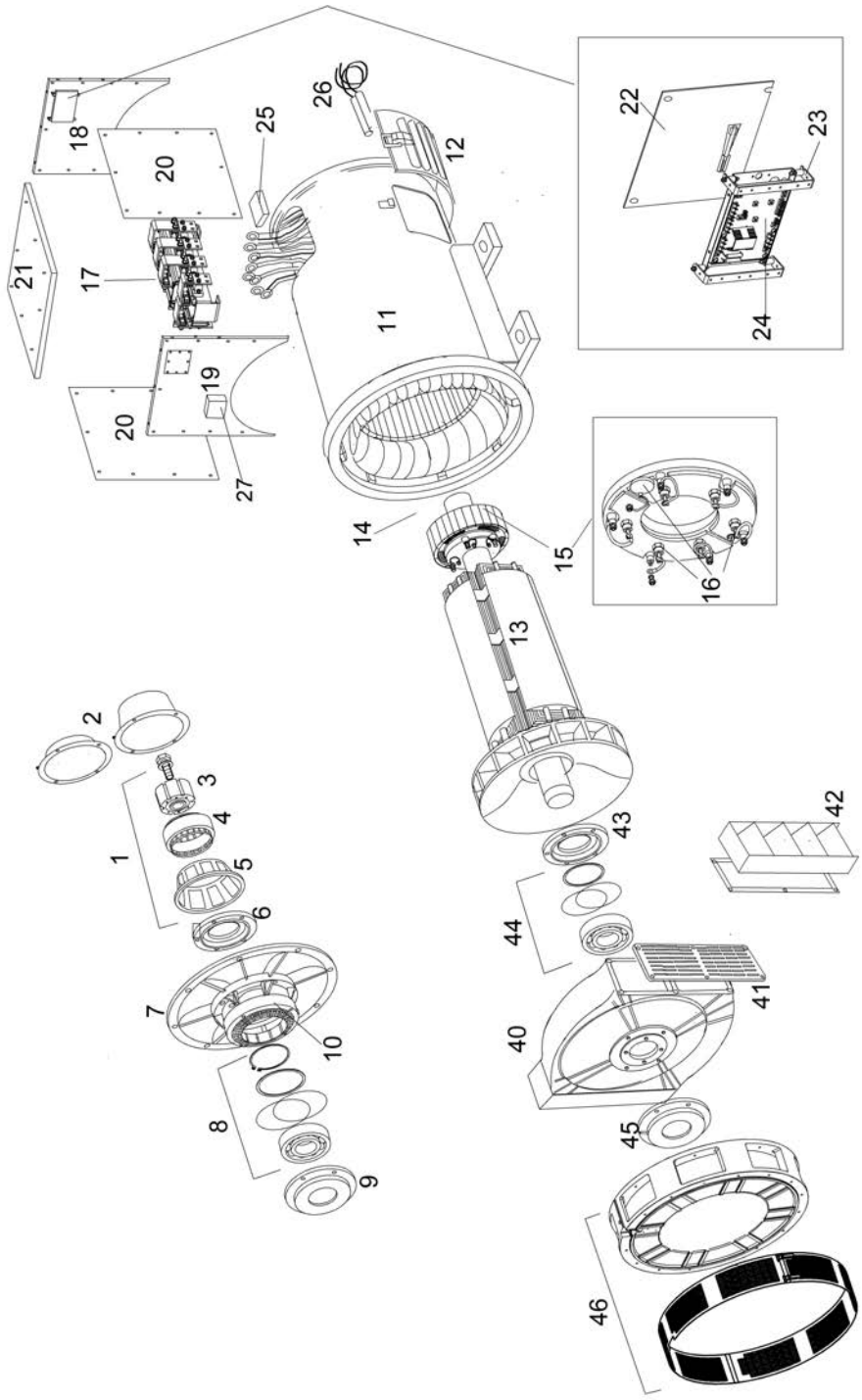


8.3 HC5 Single Bearing Alternator

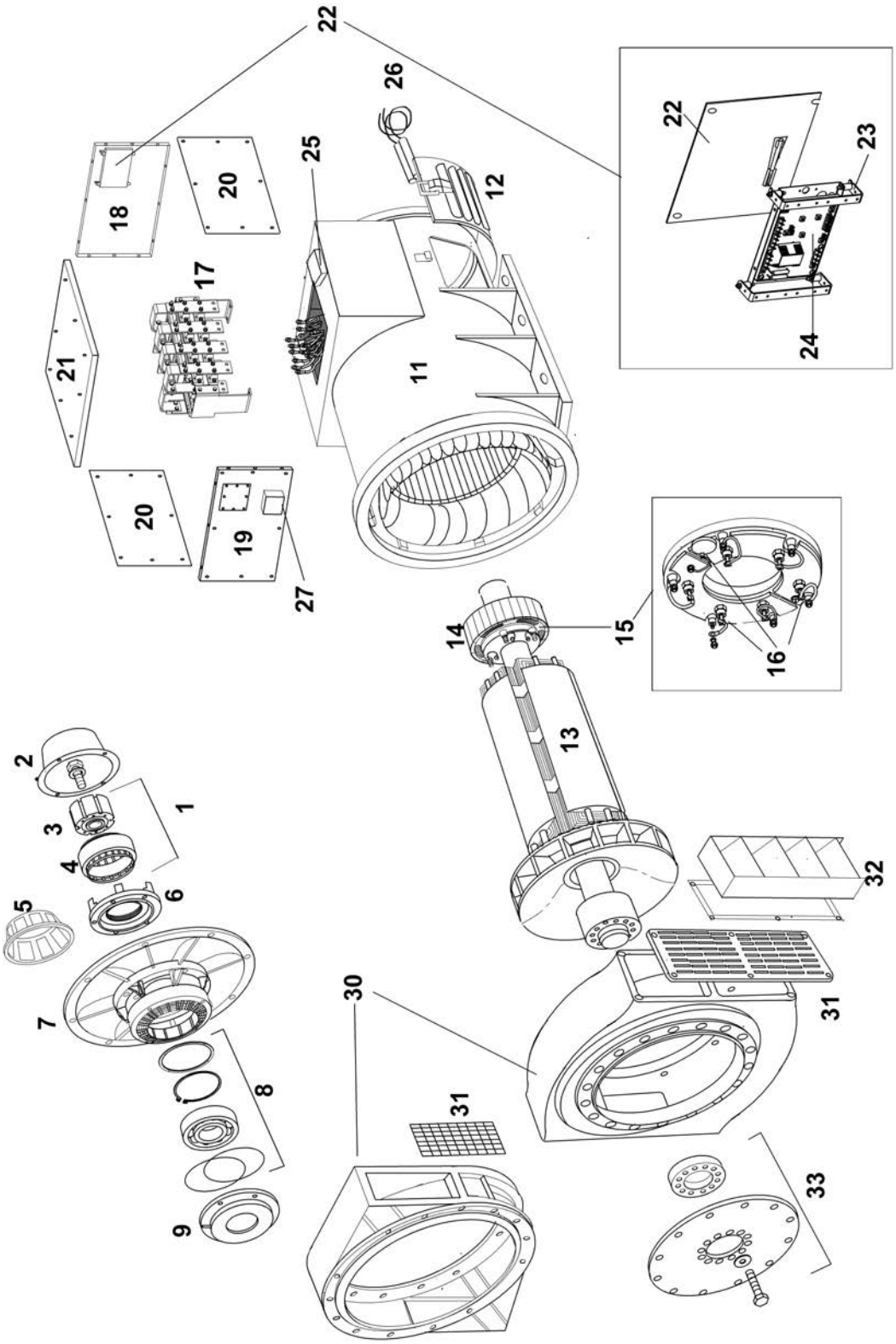


-

8.4 HC5 Two Bearing Alternator

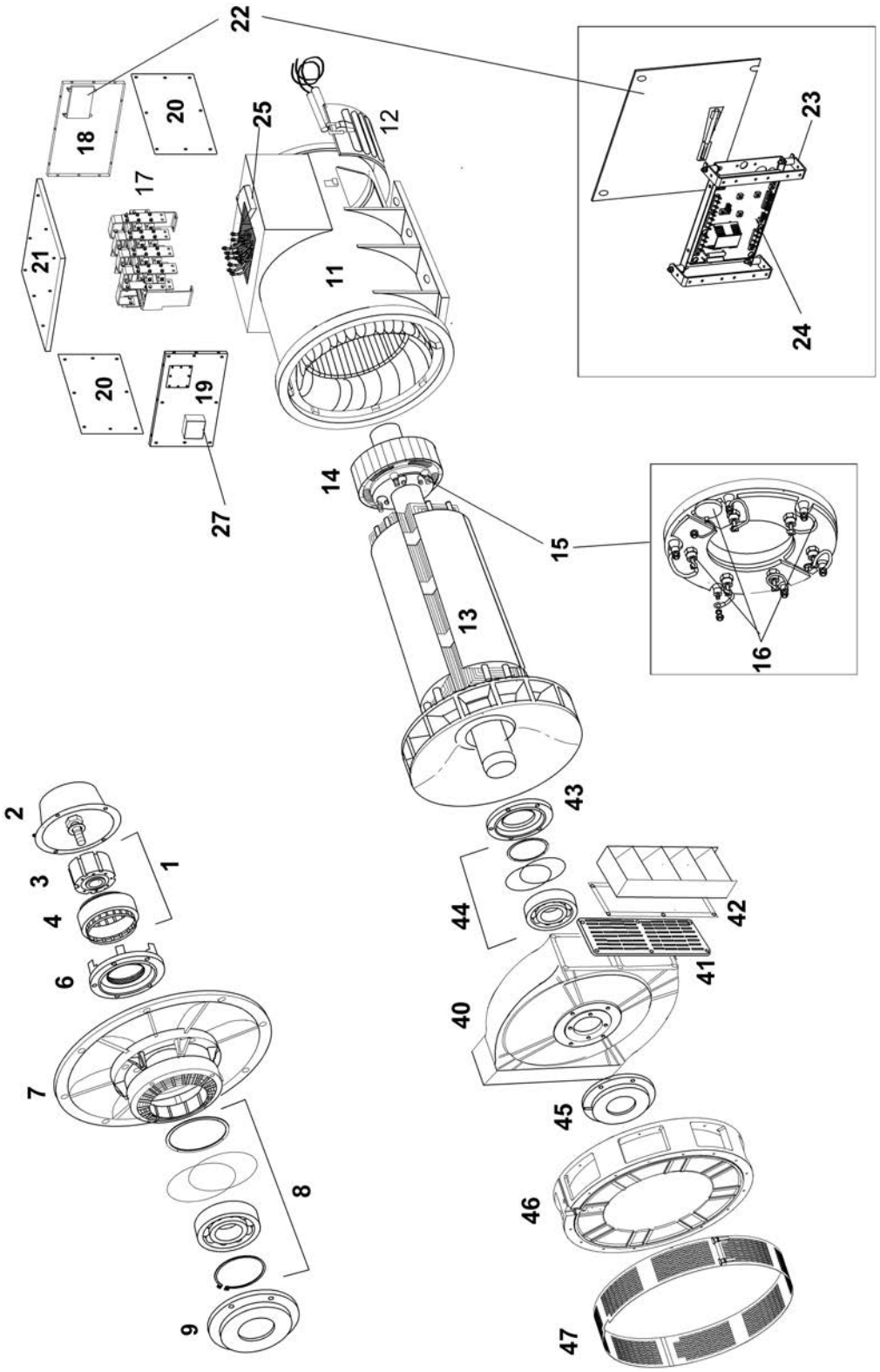


8.5 HC6 Single Bearing Alternator



-

8.6 HC6 Two Bearing Alternator



8.7 HC Parts and Fasteners

TABLE 13. PARTS AND FASTENERS

Reference	Component	Fastener	Quantity	Torque (Nm)
1	Complete PMG parts	-	-	-
2	PMG Cover/non-PMG Cover	M6 x 16	4	10
3	PMG Rotor	M10 x 100	1	50
4	PMG Stator	M6 x 45	4	10
5	PMG Crown (if fitted)	-	-	-
6	NDE Bearing Cap	M10 x 30	4	50
7	NDE Bracket	M12 x 40	8	50
8	Complete NDE Bearing parts	-	-	-
9	NDE Bearing Cartridge	M10 x 50	4	50
10	Exciter Stator			
11	Main Frame	-	-	-
12	Air Inlet Cover	Split pin	-	-
13	Main Rotor	-	-	-
14	Exciter Rotor	-	-	-
15	Rectifier Assembly	M6 x 65	4	10
16	Diode/Varistor	-	-	2.6 - 3.1
17	Main Terminals	M12 x 40	8	50
18	Terminal Box End Panel NDE	M10 x 35	4	50
19	Terminal Box End Panel DE	M10 x 25	2	50
20	Terminal Box Side Panel	M6 x 12	20	6
21	Terminal Box Lid	M6 x 12	8	6
22	AVR Cover Plate	M5 x 12	4	5
23	AVR Mounting Bracket	M5 x 12	6	5
24	AVR	M5 x 30	4	5
25	Auxilliary Terminal Board	M6 x 25	8	10
26	Anti-condensation Heater	M6	2	n/c
27	Heater terminal Box	M4 x 12	2	5
30	DE Adapter (1 bearing)	M12 x 40	8	95
31	DE Air Outlet Screen (1 bearing)	M5 x 12	12	5
32	DE Louvres (1 bearing)	M5 x 16	12	5
33	DE Coupling Hub and Coupling Discs (1 bearing)	M20 x 55	8	479
40	DE Bracket (2 bearing)	M12 x 40	8	95

-

Reference	Component	Fastener	Quantity	Torque (Nm)
41	DE Air Outlet Screen (2 bearing)	M5 x 12	12	5
42	DE Louvres (2 bearing)	M5 x 16	12	5
43	DE Bearing Cartridge (2 bearing)	M10 x 50	4	50
44	Complete DE Bearing parts (2 bearing)	-	-	-
45	DE Bearing Cap (2 bearing)	M10 x 30	4	50
46	DE Adapter (2 bearing)	M12 x 40	8	95
47	DE Adapter Screen (2 bearing)	M5 x 12	12	5

9 Technical Data

NOTICE

Compare measurements with the technical data sheet and the test certificate supplied with the alternator.

9.1 HC Winding Resistances

Alternator	Resistance of windings at 20 °C (measured values should be within 10%)								
	Main Stator (lead - lead) (Ohms)					Exciter Stator (Ohms)	Exciter Rotor, L-L (Ohms)	Main Rotor (Ohms)	PMG Stator, L-L (Ohms)
	311 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	17 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	14 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	25 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)	27 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2) (U5-U6) (V5-V6) (W5-W6)				
HC434C	0.0083	0.0115	0.0055	0.0020	0.0154	18	0.136	0.92	3.8
HC434D	0.0062	0.0100	0.0045	0.0160	0.0130	18	0.136	1.05	3.8
HC434E	0.0045	0.0075	n/a	0.0140	0.0100	18	0.136	1.19	3.8
HC434F	0.0037	0.0055	n/a	0.0105	0.0075	18	0.136	1.37	3.8
HC444C	0.0083	0.0115	0.0055	0.0020	0.0154	18	0.136	0.92	n/a
HC444D	0.0062	0.0100	0.0045	0.0160	0.0130	18	0.136	1.05	n/a
HC444E	0.0045	0.0075	n/a	0.0140	0.0100	18	0.136	1.19	n/a
HC444F	0.0037	0.0055	n/a	0.0105	0.0075	18	0.136	1.37	n/a
HC534C	0.0033	0.0053	0.0026	0.0100	0.0065	17	0.184	1.55	3.8
HC534D	0.0025	0.0040	0.0021	0.0075	0.0005	17	0.184	1.77	3.8
HC534E	0.0022	0.0034	0.0013	n/a	0.0044	17	0.184	1.96	3.8
HC534F	0.0019	0.0025	0.0013	0.0050	0.0041	17	0.184	2.46	3.8
HC544C	0.0033	0.0053	0.0026	0.0100	0.0065	17	0.184	1.55	n/a
HC544D	0.0025	0.0040	0.0021	0.0075	0.0005	17	0.184	1.77	n/a
HC544E	0.0022	0.0034	0.0013	n/a	0.0044	17	0.184	1.96	n/a
HC544F	0.0019	0.0025	0.0013	0.0050	0.0041	17	0.184	2.46	n/a
HC634G	0.0017	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	1.75	3.8
HC634H	0.0013	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	1.88	3.8
HC634J	0.0011	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	2.09	3.8
HC634K	0.0009	n/a	n/a	n/a	n/a	17	0.158	2.36	3.8

-

Alternator	Resistance of windings at 20 °C (measured values should be within 10%)								
	Main Stator (lead - lead) (Ohms)					Exciter Stator (Ohms)	Exciter Rotor, L-L (Ohms)	Main Rotor (Ohms)	PMG Stator, L-L (Ohms)
	312 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	07 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	13 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	26 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)	28 (U1-U2) (V1-V2) (W1-W2)				
HC434F	n/a	n/a	0.0060	n/a	n/a	18	0.136	1.37	3.8
HC444F	n/a	n/a	0.0060	n/a	n/a	18	0.136	1.37	n/a
HC534E	n/a	n/a	n/a	0.0130	n/a	17	0.184	1.96	3.8
HC544E	n/a	n/a	n/a	0.0130	n/a	17	0.184	1.96	n/a
HC634G	0.0034	0.0055	0.0002	0.0090	0.0075	17	0.158	1.75	3.8
HC634H	0.0025	0.0036	0.0019	0.0080	n/a	17	0.158	1.88	3.8
HC634J	0.0022	0.0030	0.0015	0.0060	n/a	17	0.158	2.09	3.8
HC634K	0.0017	0.0026	0.0010	0.0045	0.0030	17	0.158	2.36	3.8
HC636G	0.0090	0.0102	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.12	8.22
HC636H	0.0063	0.0102	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.33	8.22
HC636J	0.0049	0.0070	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.50	8.22
HC636K	0.0039	0.0060	n/a	n/a	n/a	17	0.200	1.75	8.22

10 Service Parts and After Sales Service

10.1 Parts Orders

When ordering parts the machine serial number or machine identity number and type should be quoted, together with the part description. The machine serial number can be found on the name plate or frame.

10.2 Customer Service

Cummins Generator Technologies' service engineers are experienced professionals, trained extensively to deliver the best support possible. Our global service offers:

- On-site a.c. alternator commissioning
- On-site bearing maintenance & bearing condition monitoring
- On-site insulation integrity checks
- On-site AVR & accessories set-up

www.stamford-avk.com

Email: emea.service@cummins.com.

10.3 Recommended Service Parts

In critical applications a set of these service spares should be held with the alternator.

Part	Number
Rectifier Set	HC4 and HC5: RSK-5001 HC6: RSK-6001 (3 forward diodes, 3 reverse diodes and varistor)
MX321 AVR	E000-23212/1P
MX341 AVR	E000-23412/1P
Sealed bearing DE HC4 kit	45-0319
Sealed bearing DE HC5 kit	45-0321
Sealed bearing DE HC6 kit	45-0339
Sealed bearing NDE HC4 kit	45-0320
Sealed bearing NDE HC5 kit	45-0320
Sealed bearing NDE HC6 kit	45-0340
Regreasable bearing DE HC5	45-1100
Regreasable bearing DE HC6	45-0342
Regreasable bearing NDE HC5	45-1099
Regreasable bearing NDE HC6	45-0343
Grease	45-0281

-

10.4 Klüber Asonic GHY72 Grease

All bearings trials and calculated life expectancy are based on the use of Klüber Asonic GHY72.

11 End of Life Disposal

Companies specializing in reclaiming material from scrap products can reclaim most of the iron, steel and copper from the alternator. For more details, please contact Customer Service.

11.1 Recyclable material

Mechanically separate the base materials, iron, copper and steel, removing paint, polyester resin, and insulation tape and/or plastics residues from all components. Dispose of this ‘waste material’

The iron, steel and copper can now be recycled.

11.2 Items requiring specialist treatment

Remove electrical cable, electronic accessories and plastic materials from the alternator. These components need special treatment to remove the waste from the reclaimable material.

Forward the reclaimed materials for recycling.

11.3 Waste material

Dispose of waste material from both of the above processes via a specialist disposal company.

-

This page is intentionally blank.



www.stamford-avk.com

Copyright 2016, Cummins Generator Technologies Ltd. All Rights Reserved
Cummins and the Cummins logo are registered trademarks of Cummins Inc.

FROM 300–4510 OR 300–4511	INTERCONNECTIONS	TO 300–5929
LEGACY ANNUNCIATOR CONNECTIONS	**DESCRIPTION**	**NEW ANNUNCIATOR CONNECTIONS**
TB1-1 (12 VDC) TB1-2 (24 VDC)	BATT	TB1-16
TB1-3	GND	TB1-15
TB1-4	Genset Running	TB2-3
TB1-5	Normal Utility or Check Genset	TB1-8
TB1-6	Genset Supplying Load	TB1-4
TB1-7	Pre-Low Oil Pressure	TB2-11
TB1-8	Low Oil Pressure	TB2-12
TB1-9	Pre-High Engine Temp	TB2-9
TB1-10	High Engine Temp	TB2-10
TB1-11	Low Coolant Temp	TB2-8
TB1-12	Overspeed	TB2-13
TB1-13	Fail to Start	TB2-7
TB1-14	Not In Auto	TB2-2
TB1-15	Charger AC Failure	TB1-5
TB1-16	Low Fuel Level	TB1-7
TB1-17	Customer Fault 1	TB1-1
TB1-18	GND	TB2-1
TB1-19	GND	TB2-14
TB1-20	Silence Lamp Test (N.O.)	TB1-10
TB1-21	GND	TB1-9
TB1-22	Remote Alarm (N.O.)	TB1-13
TB1-23	GND	TB1-12
TB1-24	GND	TB1-17
TB2-1	High Battery Voltage or Customer Indication 1	TB2-4
TB2-2	Low Battery Voltage or Customer Indication 2	TB2-5
TB2-3	Normal Battery Voltage or Customer Indication 3 or Weak Battery	TB2-6
TB2-4	Low Coolant Level	TB1-6
TB2-5	Customer Fault 2	TB1-2
TB2-6	Customer Fault 3	TB1-3
TB2-7	Silence Lamp Test (N.C.)	TB1-11
TB2-8	Remote Alarm (N.C.)	TB1-14

Universal Annunciator 300–5929
Quick Reference Card

⚠WARNING ***High voltage equipment presents a shock hazard that can result in severe personal injury, death, and/or equipment damage. Be sure to follow the installation/wiring instructions and all safety precautions included in the PowerCommand Universal Annunciator Operator's Manual (900–0301) before adjusting any settings. Only authorized trained and experienced personnel should make changes to annunciator function settings.***

Annunciator Configuration

Once the annunciator has been correctly installed and power applied, the green N3 LED on the back of the printed circuit board flashes at one flash per second, indicating that it is in Running Mode. To make sure the annunciator is properly configured for your installation, check the configuration and make any necessary adjustments. While other functions can be adjusted (see the Universal Annunciator Operator's Manual for details), the two main functions to check are the **Predefined Configuration** and **Reporting Battery Voltage** functions.

N1	N2	N3
□	□	□

1. To enter Configuration Mode, press and hold the S1 button for 5 seconds. After the 5 seconds have expired, all three LEDs are off, indicating that the Predefined Configuration Mode function has been selected. Starting with version 1.06, the default configuration is NFPA110. With the original release (thru version 1.05), the default configuration is Legacy NFPA 110. If you have an unused, factory fresh annunciator, you can determine which table has been pre-selected by pressing the Silence/Lamp Test button when the annunciator is in run mode (not configuration mode). If the top three LEDs are Green, Amber, Red then the NFPA 110 table has been preselected. If the top three LEDs are Red, Red, Red, then the Legacy NFPA 110 has been preselected. If a different pattern is displayed, the table doesn't match your needs, or if the annunciator has been used before, then select the predefined table that matches your needs.
2. If you wish to select the Legacy configuration, press the S3 button once (the DS1 lamp is amber). If you wish to selct the new NFPA 110 configuration, press the S3 button twice (the DS1 lamp is red). Press S3 repeatedly to cycle between DS1 being green (no change), amber (Legacy NFPA110), and red (new NFPA110).

   NOTE: Characteristics of individual lamps can be modified. Refer to the Universal Annunciator Operator's Manual for more information.

N1	N2	N3
■	□	□

3. When the predefined Legacy NFPA 110 table is selected, then "Report 12 Volt" battery voltage function is automatically selected. When the predefined new NFPA 110 table is selected, then "Don't Report" battery reporting function is automatically selected. If it is necessary to change this setting for your installation, press the S1 button until the N1 LED is lit, indicating that the Reporting Battery Voltage function has been selected.
4. When the Reporting Battery Voltage function is selected, lamps DS11, DS12, and DS13 display the color indicating the status of this function. To change the Reporting Battery Voltage function, press the S3 button until the color associated with the desired reporting configuration is displayed, as shown below.

COLOR			CONFIGURATION
DS11	**DS12**	**DS13**	
Green	Green	Green	Don't Report
Amber	Amber	Amber	Report – 12 Volt High/Low/Normal
Red	Red	Red	Report – 24 Volt High/Low/Normal
Amber	Amber	Off	Report – 12 Volt High/Low
Red	Red	Off	Report – 24 Volt High/Low

5. To exit Configuration Mode and save your changes, press and hold S1 for five seconds. The N3 LED will begin to flash again.

Printed in USA 3–2006 900–0304B

Low voltage electrical distribution

Micrologic

Control units
2.0 and 5.0

User manual
09/2009



Schneider Electric

Contents

Discovering your control unit **2**
Identifying your control unit 2
Overview of functions 4
Setting your control unit **6**
Setting procedure 6
Setting the Micrologic 2.0 control unit 7
Setting the Micrologic 5.0 control unit 8
Testing the control unit 9
Technical appendix **10**
Tripping curves 10
Changing the long-time rating plug 11
Thermal memory 12

Identifying your control unit
Designations

All Compact NS800-3200 and Masterpact NT and NW circuit breakers are equipped with a Micrologic control unit that can be changed on site.
Control units are designed to protect power circuits and connected loads.

E51450A

Micrologic 2.0 A

X Y Z

X: type of protection
- 2 for basic protection
- 5 for selective protection
- 6 for selective + earth-fault protection
- 7 for selective + earth-leakage protection.

Y: version number
Identification of the control-unit generation.
"0" signifies the first generation.

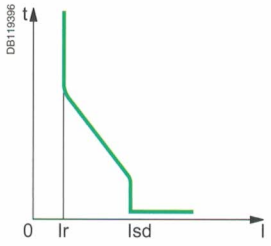
Z: type of measurement
- A for "ammeter"
- P for "power meter"
- H for "harmonic meter"
- no indication = no measurements.

Micrologic 2.0: basic protection

E51266B



DB119396



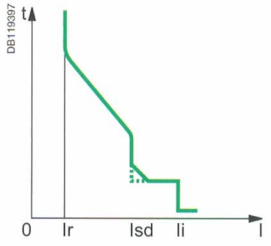
Long time + Instantaneous

Micrologic 5.0: selective protection

E51353A



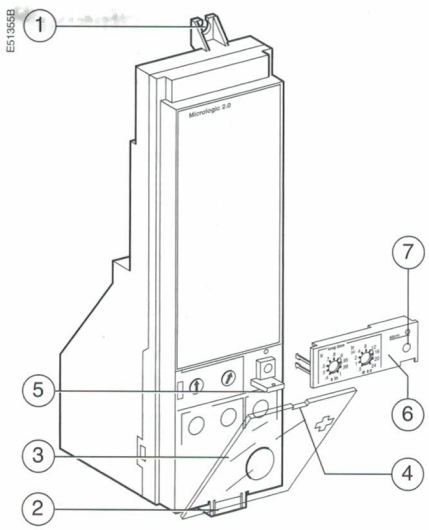
DB119397

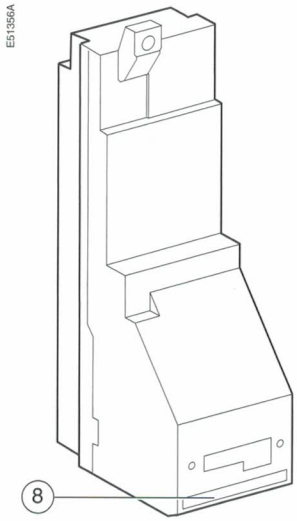


Long time + Short time + Instantaneous

Identifying your control unit
Presentation

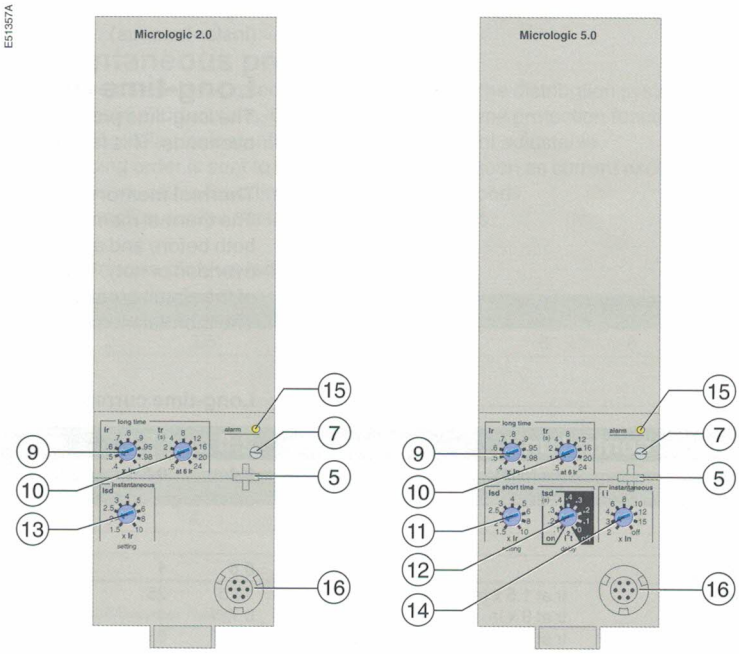
1 top fastener
2 bottom fastener
3 protective cover
4 cover opening point
5 lead-seal fixture for protective cover
6 long-time rating plug
7 screw for long-time rating plug
8 connection with circuit breaker





Adjustment dials

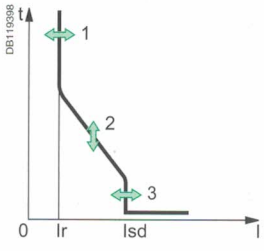
9 long-time current setting Ir
10 long-time tripping delay tr
11 short-time pickup Isd
12 short-time tripping delay tsd
13 instantaneous pick-up Isd
14 instantaneous pick-up Ii
15 LED indicating an overload
16 test connector



Overview of functions
Current protection

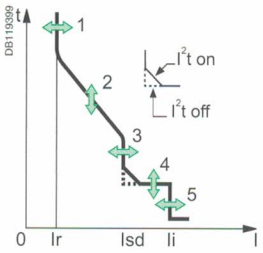
Protection settings
Depending on the type of installation, it is possible to set the tripping curve of your control unit using the parameters presented below.

Micrologic 2.0



1. current setting Ir (long time)
2. tripping delay tr (long time) for 6 x Ir
3. pick-up Isd (instantaneous)

Micrologic 5.0



1. current setting Ir (long time)
2. tripping delay tr (long time) for 6 x Ir
3. pick-up Isd (short time)
4. tripping delay tsd (short time)
5. pick-up Ii (instantaneous)

Long-time protection
The long-time protection function protects cables (phases and neutral) against overloads. This function is based on true rms measurements.

Thermal memory
The thermal memory continuously accounts for the amount of heat in the cables, both before and after tripping, whatever the value of the current (presence of an overload or not). The thermal memory optimises the long-time protection function of the circuit breaker by taking into account the temperature rise in the cables. The thermal memory assumes a cable cooling time of approximately 15 minutes.

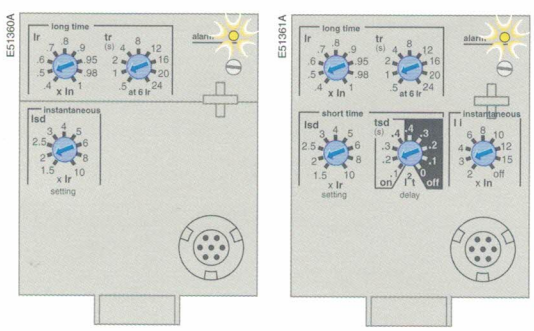
Long-time current setting Ir and standard tripping delay tr

Micrologic control unit		Accuracy	2.0 and 5.0								
Current setting	**Ir = In (*) x ...**		**0.4**	**0.5**	**0.6**	**0.7**	**0.8**	**0.9**	**0.95**	**0.98**	**1**
Tripping betweeen 1.05 and 1.20 Ir			other ranges or disable by changing rating plug								
Time setting			**0.5**	**1**	**2**	**4**	**8**	**12**	**16**	**20**	**24**
Time delay (s)	tr at 1.5 x Ir	0 to - 30%	12.5	25	50	100	200	300	400	500	600
	tr at 6 x Ir	0 to - 20%	0.7 (1)	1	2	4	8	12	16	20	24
	tr at 7.2 x Ir	0 to - 20	0.7 (2)	0.69	1.38	2.7	5.5	8.3	11	13.8	16.6

(*) In: circuit breaker rating
(1) 0 to - 40%
(2) 0 to - 60%

Setting accuracy of the Ir setting may be enhanced by using a different long-time rating plug.
See the technical appendix "Changing the long-time rating plug".

Overload LED



This LED signals that the long-time current setting Ir has been overrun.

Overview of functions
Current protection

Short-time protection

■ The short-time protection function protects the distribution system against impedant short-circuits.
■ The short-time tripping delay can be used to ensure discrimination with a downstream circuit breaker.
■ This function carries out true rms measurements.

■ The I^2t ON and I^2t OFF options enhance discrimination with downstream protection devices.
■ Use of I^2t curves with short-time protection:
□ I^2t OFF selected: the protection function implements a constant time curve
□ I^2t ON selected: the protection function implements an I^2t inverse-time curve up to 10 Ir. Above 10 Ir, the time curve is constant.

Short-time pick-up Isd and tripping delay tsd

Micrologic control unit			2.0 and 5.0								
Pick-up	Isd = Ir x ... accuracy ± 10%		1.5	2	2.5	3	4	5	6	8	10
Time delay (ms) at 10 Ir	setting	I^2t Off	0	0.1	0.2	0.3	0.4				
		I^2t On		0.1	0.2	0.3	0.4				
I^2t On or I^2t Off	tsd (max resettable time)		20	80	140	230	350				
	tsd (max break time)		80	140	200	320	500				

Instantaneous protection

■ The instantaneous-protection function protects the distribution system against solid short-circuits. Contrary to the short-time protection function, the tripping delay for instantaneous protection is not adjustable.
The tripping order is sent to the circuit breaker as soon as current exceeds the set value, with a fixed time delay of 20 milliseconds.
■ This function carries out true rms measurements.

Instantaneous pick-up Isd

Micrologic control unit		2.0								
Pick-up	Isd = Ir x ... accuracy ± 10%	1.5	2	2.5	3	4	5	6	8	10
Time delay (ms)	tsd (max resettable time)	20								
	tsd (max break time)	80								

Instantaneous pick-up Ii

Micrologic control unit		5.0								
Pick-up	Ii = In (*) x ... accuracy ± 10%	2	3	4	6	8	10	12	15	OFF
Time delay (ms)	tsd (max resettable time)	20								
	tsd (max break time)	50								

(*) In: circuit-breaker rating

Neutral protection on four-pole circuit breakers

Protection of the neutral conductor depends on the distribution system.
There are three possibilities:

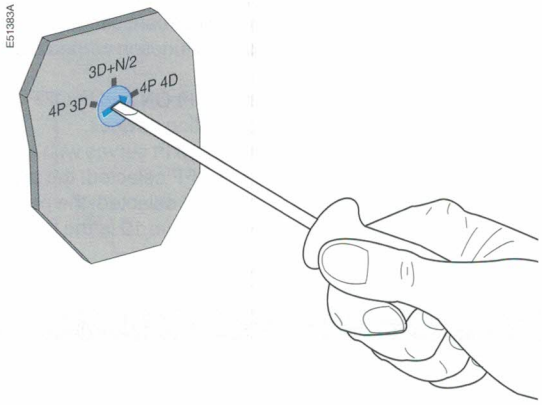
Type of neutral	Description
Neutral unprotected	The distribution system does not require protection of the neutral conductor.
Neutral protection at 0.5 In	The cross-sectional area of the neutral conductor is half that of the phase conductors. ■ The long-time current setting Ir for the neutral is equal to half the setting value ■ The short-time pick-up Isd for the neutral is equal to half the setting value ■ The instantaneous pick-up Isd (Micrologic 2.0) for the neutral is equal to half the setting value ■ The instantaneous pick-up Ii (Micrologic 5.0) for the neutral is equal to the setting value
Neutral protection at In	The cross-sectional area of the neutral conductor is equal to that of the phase conductors. ■ The long-time current setting Ir for the neutral is equal to the setting value ■ The short-time pick-up Isd for the neutral is equal to the setting value ■ The instantaneous pick-ups Isd and Ii for the neutral are equal to the setting value

Setting procedure

Caution!
With the 4P 3D setting, the current in the neutral must not exceed the rated current of the circuit breaker.

Selecting the type of neutral protection

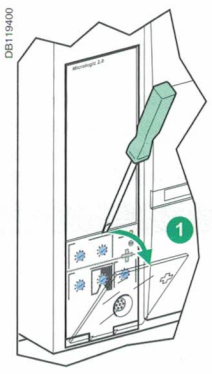
On four-pole circuit breakers, it is possible to select the type of neutral protection using the three-position switch:



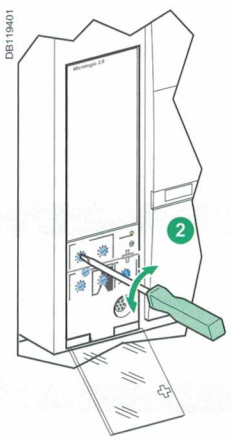
- Neutral unprotected (4P 3D)
- Neutral protection at 0.5 In (3D + N/2)
- Neutral protection at In (4P 4D).

Setting procedure

Using the adjustment dials



Open the protective cover.



Select the desired setting.



Close the protective cover and, if necessary, install a lead seal to protect the settings.

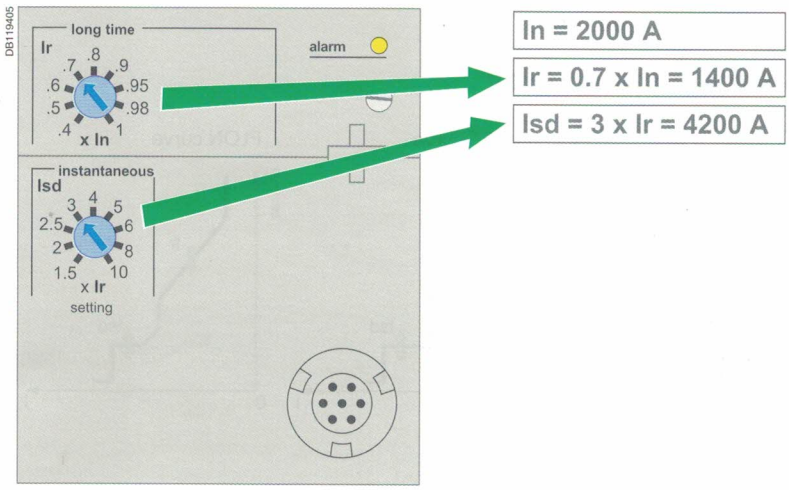
Setting the Micrologic 2.0 control unit

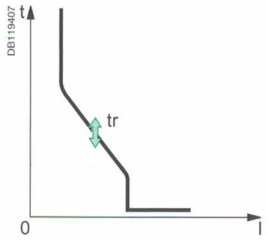
The rating of the circuit breaker in this example is 2000 A.



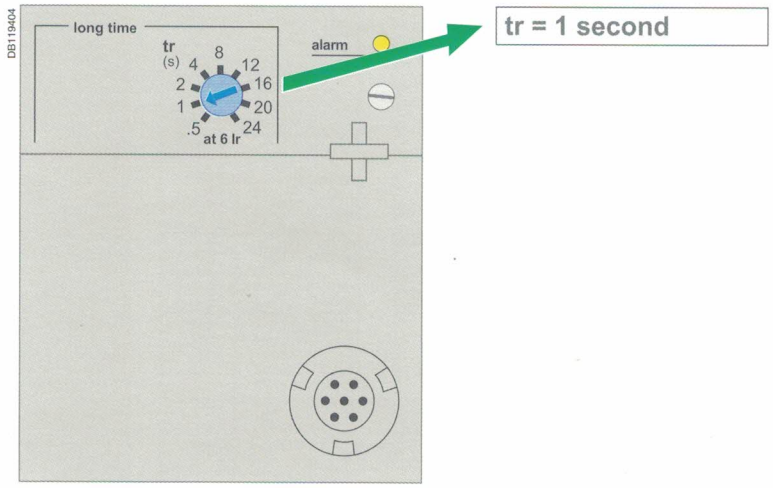
See pages 4 and 5 for information on the available settings.

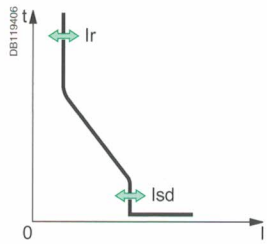
Set the threshold values





Set the tripping delay

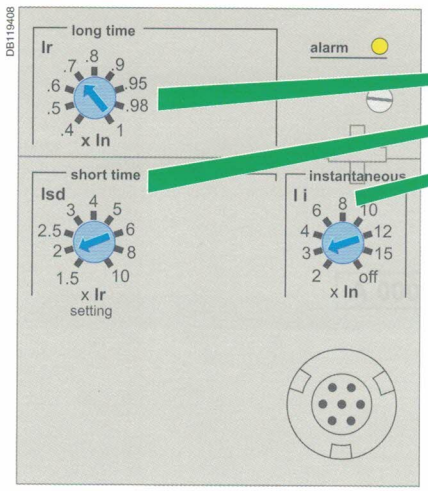




Setting the Micrologic 5.0 control unit

See pages 4 and 5 for information on the available settings.

Set the threshold values



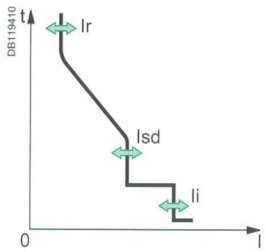
In = 2000 A

Ir = 0.7 x In = 1400 A

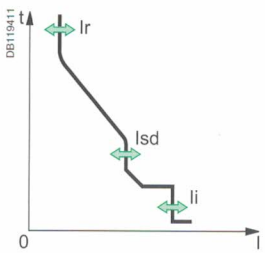
Isd = 2 x Ir = 2800 A

Ii = 3 x In = 6000 A

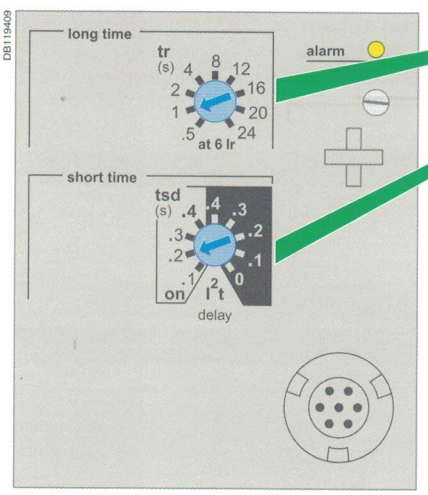
I²t OFF curve



I²t ON curve



Set the tripping delay

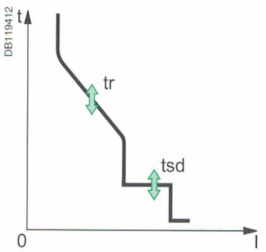


tr = 1 second

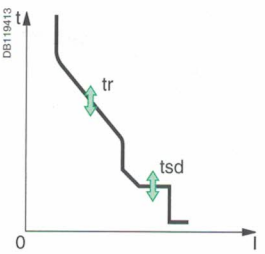
tsd = 0.2 seconds



I²t OFF curve



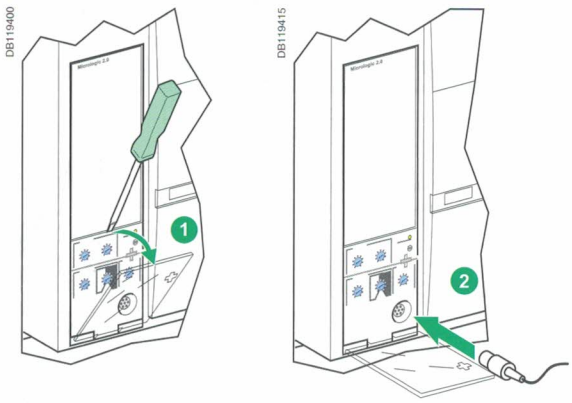
I²t ON curve



Testing the control unit

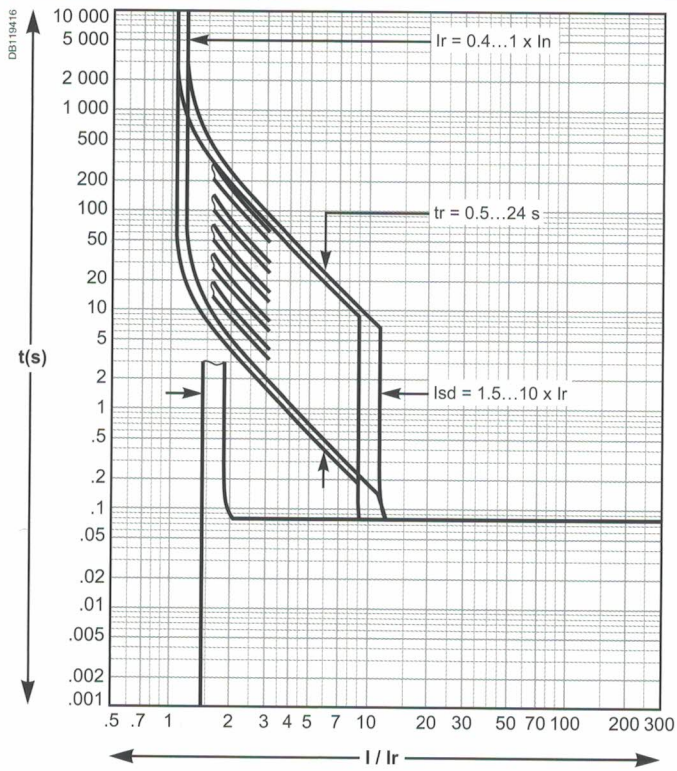
See the user manual for the portable test kit.

To test the control unit, connect the portable test kit via the test connector

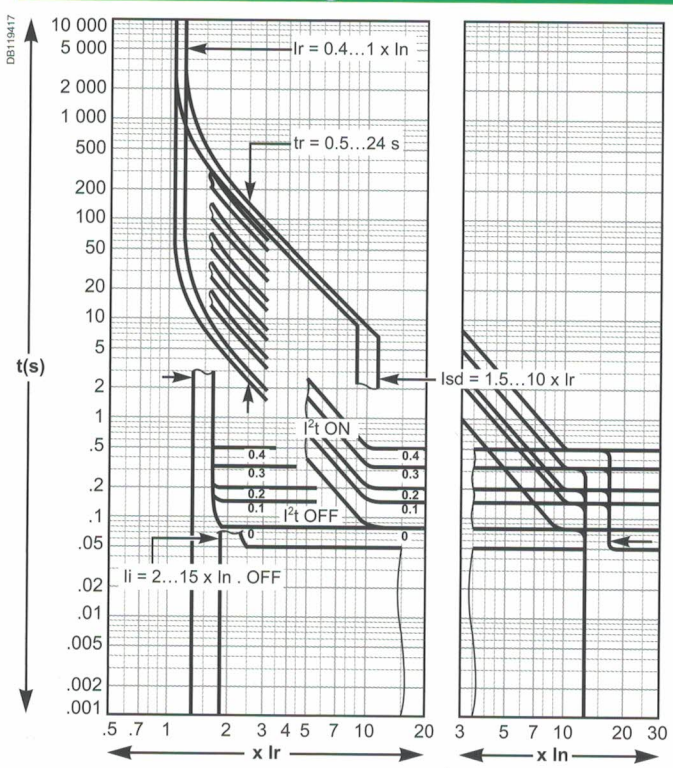


Tripping curves

Long-time and instantaneous protection - Micrologic 2.0



Long-time, short-time and instantaneous protection - Micrologic 5.0



Changing the long-time rating plug

Select the long-time rating plug

A number of setting ranges for the long-time current setting are available on Micrologic 2.0 and 5.0 control units by changing the long-time rating plug. The available rating plugs are listed below:

Part number	Setting range for the Ir value	
33542	standard	0.4 to 1 x Ir
33543	low setting	0.4 to 0.8 x Ir
33544	high setting	0.8 to 1 x Ir
33545	without long-time protection Ir = In for the short-time protection setting	

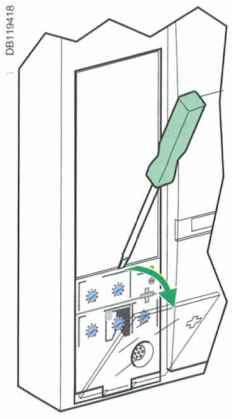
Caution.
Following any modifications to the long-time rating plug, all control-unit protection parameters must be checked.

Change the long-time rating plug

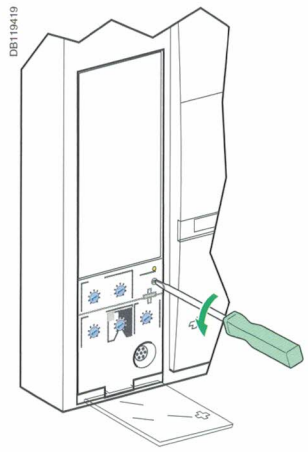
Proceed in the following manner.

1. Open the circuit breaker.

2. Open the protective cover of the control unit.



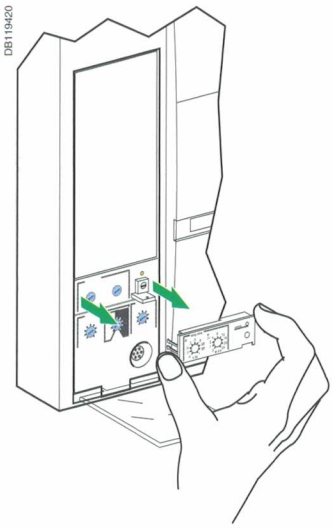
3. Completely remove the long-time rating plug screw.



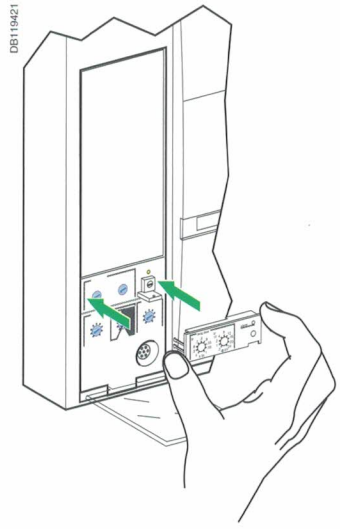
4. Snap out the rating plug.

5. Clip in the new rating plug.

If no long-time rating plug is installed, the control unit continues to operate under the following downgraded conditions:
- the long-time current setting Ir is 0.4, whatever the position of the adjustment dial
- the long-time tripping delay tr corresponds to the value indicated by the adjustment dial.



6. Refit the screw for the long-time rating plug.



7. Check and/or modify the control-unit settings

Thermal memory

Thermal memory

The thermal memory is a means to simulate temperature rise and cooling caused by changes in the flow of current in the conductors.

These changes may be caused by:
- repetitive motor starting;
- loads fluctuating near the protection settings;
- repeated circuit-breaker closing on a fault.

Control units without a thermal memory (contrary to bimetal strip thermal protection) do not react to the above types of overloads because they do not last long enough to cause tripping.
However, each overload produces a temperature rise and the cumulative effect can lead to dangerous overheating.

Control units with a thermal memory record the temperature rise caused by each overload. Even very short overloads produce a temperature rise that is stored in the memory.
This information stored in the thermal memory reduces the tripping time.

Micrologic control units and thermal memory

All Micrologic control units are equipped as standard with a thermal memory.

- For all protection functions, prior to tripping, the temperature-rise and cooling time constants are equal and depend on the tripping delay in question:
  - if the tripping delay is short, the time constant is low;
  - if the tripping delay is long, the time constant is high.

- For long-time protection, following tripping, the cooling curve is simulated by the control unit. Closing of the circuit breaker prior to the end of the time constant (approximately 15 minutes) reduces the tripping time indicated in the tripping curves.

Short-time protection and intermittent faults

For the short-time protection function, intermittent currents that do no provoke tripping are stored in the Micrologic memory.
This information is equivalent to the long-time thermal memory and reduces the tripping delay for the short-time protection.
Following a trip, the short-time tsd tripping delay is reduced to the value of the minimum setting for 20 seconds.

Nº 1138

DCML

RELATÓRIO DE SERVIÇOS EXTERNOS

Vigência:
Revisão:

DISTRIBUIDORA CUMMINS MINAS LTDA
RODOVIA BR 316, Nº SN, CENTRO, MARITUBA PA, 67200000
Tel. 3073-2712 / 2718
CMC: 01821 - CPF/CNPJ: 19.859.784/0006-40

Power Generation
Helitton Oliveira
Téc. Eletricista

OS:		**Técnico:**	Helitton Oliveira		
Cliente:	CONSTRUTORA J.L (HOSP. UNIVERSITÁRIO)	**Contato:**	Sr. ANILSON BRUGGER	**Fone:**	(091) 996660422
Rua:	ROD. Jk. S/N	**Nº:**	—	**Bairro:**	MARCO ZERO	**Cidade:**	MACAPÁ (AP)

Dados do equipamento					
Marca:	CUMMINS	Modelo motor:	QSX15	Potência (kVA):	625
Modelo:	C500 D6	Série motor:		Frequência:	60Hz
Série:		Horímetro:		Tensão bateria:	24 VCC
Controlador:	PCC 3300 (3.3)	Nº de frota:	GMG 04	Modelo Transferência:	AQ 6214902
Tensão:	480 VCA	Regime de operação	STAND BY	Série Transferência:	BJ9T990034

Solicitação do cliente: ( ) Preventiva ( ) Corretiva (X) Garantia ( ) Entrega Técnica

Serviço Solicitado/Reclamação do cliente: CHEGUE PARATA QUE AO FAZER CONCESSIONÁRIA GMG 04 NÃO GUARDOU SEU FUNCIONAMENTO.
HMI 320 COM MENSAGEM DE ESTABILIZANDO COMUNICAÇÃO

Causa: PCC 3300 AVARIADO.
OBS①: PLACA (PCC 3300) SEM SINAIS DE QUEIMA POR SURTOS.
OBS②: NOTOU-SE QUE DISSIPADOR DE CALOR DO PCC 3300, ENCONTRAVA-SE COM TEMPERATURA ACIMA DO NORMAL.
OBS③: NÃO FOI POSSÍVEL FAZER CAPTURA DA IMAGEM DA PLACA (CAPTURAR FIGS), POIS A MESMA NÃO LIGAVA.

Correção: VERIFICAÇÃO DA FALHA E DA PLACA.
VERIFICAÇÃO DA ALIMENTAÇÃO NO PCC 3300
OBS③: ALIMENTAÇÃO 27,4VCC
VERIFICAÇÃO DE FALHAS NO CHICOTE ELÉTRICO (CONTROL HOUSE).
OBS①: CHICOTE DO CONTROL HOUSE SEM AVARIAS.
SUBSTITUIÇÃO DO PCC 3300 E CONFIGURAÇÃO.
TESTE SEM E COM CARGA.
OBS②: APÓS SUBSTITUIÇÃO DO PCC 3300, GMG04 FUNCIONOU PERFEITAMENTE E SEM RECLAMAÇÕES.

Dados do deslocamento

Data	Hora saída oficina	Hora chegada no campo	Hora saída do campo	Hora chegada oficina	Km saída	Km retorno	Observações: de Viagem
30/09/2022	09:30	15:30	18:40	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–

Status do atendimento: ( ) Pendente ____/____/____ (X) Concluído 30/09/2022

Assinaturas

Power Generation
Helitton Oliveira
Téc. Eletricista

Helitton Oliveira
Assinatura do técnico

Anilson Brugger
Assinatura do cliente

Departamento de Serviços DCML

Nº 0804

RELATÓRIO DE SERVIÇOS EXTERNOS

Vigência:
Revisão:

DISTRIBUIDORA CUMMINS MINAS LTDA
RODOVIA BR 316, Nº SN, CENTRO, MARITUBA PA, 67200000
Tel. 3073-2712 / 2718
CMC: 01821 - CPF/CNPJ: 19.859.784/0006-40

OS:		**Técnico:**	HELITON OLIVEIRA		
Cliente:	CONSTRUTORA JJ (HOSP. UNIVERSITÁRIO)	**Contato:**	SR. ANILSON BRUGER	**Fone:**	(091) 996660422
Rua:	ROD. JK. S/N.	**Nº:**	-	**Bairro:**	MARCO ZERO	**Cidade:**	MACAPÁ - AP

Dados do equipamento					
Marca:	CUMMINS	Modelo motor:	QSX15	Potência (kVA):	625
Modelo:	C500 D6	Série motor:	80147007	Frequência:	60Hz
Série:	EJ9T047692	Horímetro:		Tensão bateria:	24Vcc
Controlador:	PCC 3300 (3.3)	Nº de frota:	GMG 01	Modelo Transferência:	AD61H902
Tensão:		Regime de operação	STAND BY	Série Transferência:	B19T990024

Solicitação do cliente: ( ) **Preventiva** ( ) **Corretiva** (X) **Garantia** ( ) **Entrega Técnica**

Serviço Solicitado/Reclamação do cliente: - CLIENTE RELATA QUE, AO FALTAR CONCESSIONÁRIA GMG 01 NÃO ENTROU EM FUNCIONAMENTO
- HMI 320 COM MENSAGEM DE ESTABILIZANDO COMUNICAÇÃO

Causa: - PCC 3300 AVALIADO
obs①: PLACA (PCC 3300) SEM SINAIS DE QUEIMA POR SURTOS.
obs②: NOTOU-SE QUE DISSIPADOR DE CALOR DO PCC 3300, ENCONTRAVA-SE COM TEMPERATURA ACIMA DO NORMAL.
obs③: NÃO FOI POSSÍVEL FAZER CAPTURA DA IMAGEM DA PLACA (CAPTURED FILES), POIS A MESMA NÃO ESTAVA.

Correção: VERIFICAÇÃO DA FALHA E DA PLACA
VERIFICAÇÃO DA ALIMENTAÇÃO NO PCC 3300
obs①: ALIMENTAÇÃO 27,4Vcc.
VERIFICAÇÃO DE FALHAS NO CHICOTE ELÉTRICO (CONTROL HOUSE)
obs①: CHICOTE (CONTROL HOUSE) SEM AVARIAS.
- SUBSTITUIÇÃO DO PCC 3300 E CONFIGURAÇÃO
- TESTE SEM E COM CARGA.
obs①: APÓS SUBSTITUIÇÃO DO PCC 3300, GMG 01 FUNCIONOU PERFEITAMENTE E SEM PENDÊNCIAS

Dados do deslocamento

Data	Hora saída oficina	Hora chegada no campo	Hora saída do campo	Hora chegada oficina	Km saída	Km retorno	Observações: de Viagem
22/07/2020	10:30	15:00					BELÉM - MACAPÁ
24/07/2020	08:00	08:30	12:00				

Status do atendimento: ( ) **Pendente** __/__/__ (X) **Concluído** 24 / 07 / 2020

Assinaturas

Heliton Oliveira
Assinatura do técnico

Anilson N Bruger
Assinatura do cliente

Departamento de Serviços DCML

Nº 0982

DCML

RELATÓRIO DE SERVIÇOS EXTERNOS

Vigência:
Revisão:

DISTRIBUIDORA CUMMINS MINAS LTDA
RODOVIA BR 316, Nº SN, CENTRO, MARITUBA PA, 67200000
Tel. 3073-2712 / 2718
CMC: 01821 - CPF/CNPJ: 19.859.784/0006-40

OS:		**Técnico:**	Heliton Oliveira		
Cliente:	Construtora J J (Hosp. Universitário)	**Contato:**	Sr. Anilson Brugger	**Fone:**	(091) 99666 0422
Rua:	Rod. Jk s/n.	**Nº:**	-	**Bairro:**	Nabor Jesus	**Cidade:**	Marabá (PA)

Dados do equipamento					
Marca:	Cummins	Modelo motor:	QSX15	Potência (kVA):	625
Modelo:	C500 D6	Série motor:	80159125	Frequência:	60Hz
Série:	E120547216	Horímetro:	30,9 hrs.	Tensão bateria:	24 vcc.
Controlador:	PCC 3300 (3.3)	Nº de frota:	GNG 05	Modelo Transferência:	AOG1N902
Tensão:	480 VAC	Regime de operação	STAND BY	Série Transferência:	A19T990034

Solicitação do cliente: ( ) Preventiva ( ) Corretiva (X) Garantia ( ) Entrega Técnica

Serviço Solicitado/Reclamação do cliente: Cliente relata que, ao falhar concessionária, GMG's não partiram em funcionamento.
HMI 320 com mensagem de estabilizando comunicação.

Causa: PCC 3300 avariado.
obs①: Placa (PCC 3300) sem sinais de oxidação por surtos.
obs②: Notou-se que dissipador de calor do PCC 3300, encontra-se com temperatura acima da normal.
obs③: Não foi possível fazer captura da imagem da placa (captura fria), pois a mesma não ligava.

Correção: Verificação da falha e da placa.
Verificação da alimentação no PCC 3300.
obs①: Alimentação 27,5 vcc.
Verificação de falhas no chicote elétrico (controle - House).
obs②: Chicote do controle House sem avarias.
Substituição do PCC 3300 e configuração.
Teste seq e com carga.
obs③: Após substituição do PCC 3300, GMG's funcionou perfeitamente e sem falhas.

Dados do deslocamento

Data	Hora saída oficina	Hora chegada no campo	Hora saída do campo	Hora chegada oficina	Km saída	Km retorno	Observações: de Viagem
22/09/2020	16:40	20:40	-	-	-	-	BEL - MCP.
26/09/2020	-	09:00	12:00	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-

Status do atendimento: ( ) Pendente __/__/__ (X) Concluído 26/09/2020

Assinaturas

Heliton Oliveira
Téc. Eletricista

Assinatura do técnico

Anilson Brugger

Assinatura do cliente

Departamento de Serviços DCML

Nº 1415

DCML

RELATÓRIO DE SERVIÇOS EXTERNOS

Vigência:
Revisão:

DISTRIBUIDORA CUMMINS MINAS LTDA
RODOVIA BR 316, Nº SN, CENTRO, MARITUBA PA, 67200000
Tel. 3073-2712 / 2718
CMC: 01821 - CPF/CNPJ: 19.859.784/0006-40

OS:	1415 - 1416 PÁG 01/02	**Técnico:**	ADILTON OLIVEIRA		
Cliente:	JOTA ERRE (HOSP. UNIV. DE MACAPÁ)	**Contato:**	SR. EMERSON	**Fone:**	(27) 99924 1 6293
Rua:	ROD. JK	**Nº:**	SN	**Bairro:**	SET MARCO ZERO
Cidade:	MACAPÁ (AP)				

Dados do equipamento		
Marca: CUMMINS	Modelo motor: QSXJ5	Potência (kVA): 5 x 625
Modelo: 5 x C500 D6	Série motor: VÁRIOS	Frequência: 60Hz
Série: VÁRIOS	Horímetro: VÁRIOS	Tensão bateria: 24V
Controlador: PCC 3300 (3.3)	Nº de frota: GMG 01 a 05	Modelo Transferência: AD61H902
Tensão: 480 V Ø	Regime de operação: STANDBY	Série Transferência: BJ9T990034

Solicitação do cliente: ( ) **Preventiva** ( ) **Corretiva** ( ) **Garantia** (X) **Entrega Técnica**

Serviço Solicitado/Reclamação do cliente: ENTREGA TÉCNICA DE GRUPOS GERADORES (5X C.500 D6), DMC 1000 E INTEGRAÇÃO DOS MESMOS AO QUADRO DE TRANSFERÊNCIA EM MÉDIA TENSÃO (QMT).

Causa:
GMG 01: SÉRIE MOTOR: 80147007 / SÉRIE GMG: E19T047692 / HORÍMETRO: 2.3hrs.
GMG 02: SÉRIE MOTOR: 80160994 / SÉRIE GMG: E19T047678 / HORÍMETRO: 1.8hrs
GMG 03: SÉRIE MOTOR: 80170083 / SÉRIE GMG: EJ9T047717 / HORÍMETRO: 2.3hrs
GMG 04: SÉRIE MOTOR: 80151632 / SÉRIE GMG: EJ9T047715 / HORÍMETRO: 2 hrs
GMG 05: SÉRIE MOTOR: 80159125 / SÉRIE GMG BJ9T047716 / HORÍMETRO: 2.3hrs

Correção: OBSERVAÇÕES: - RECOMENDA-SE A SUBSTITUIÇÃO DO COMBUSTÍVEL A CADA 4 MESES, CASO O MESMO NÃO TENHA ROTATIVIDADE.
- REVISÃO PREVENTIVA (SUBSTITUIÇÃO DOS FILTROS EXC. AR E ÓLEO LUBRIFICANTE) A CADA 250 hrs. OU 6 MESES.
- RECOMENDA-SE O USO DE FILTROS "FLEETGUARD" E ÓLEO LUBRIFICANTE VALVOLINE
- SUBSTITUIÇÃO DO FILTRO DE AR A CADA 750 hrs. OU 1 ANO.
- MINISTRADO INSTRUÇÕES DE MANUTENÇÃO / OPERAÇÃO AOS Snr. PABLO PEREGRINO JOÃO SETIM, FILIPE GOMES, WELLINGTON SILVA, HUMBERTO TAVARES

Dados do deslocamento

Data	Hora saída oficina	Hora chegada no campo	Hora saída do campo	Hora chegada oficina	Km saída	Km retorno	Observações: de Viagem
13/05/20	11:00	15:00					DESL. BELÉM - MACAPÁ
14/05/20	07:55			18:30			
15/05/20	08:00			18:35			
16/05/20	08:00			18:30			

Status do atendimento: ( ) **Pendente** __/__/__ (X) **Concluído** 20/05/20

Assinaturas

Adilton Oliveira