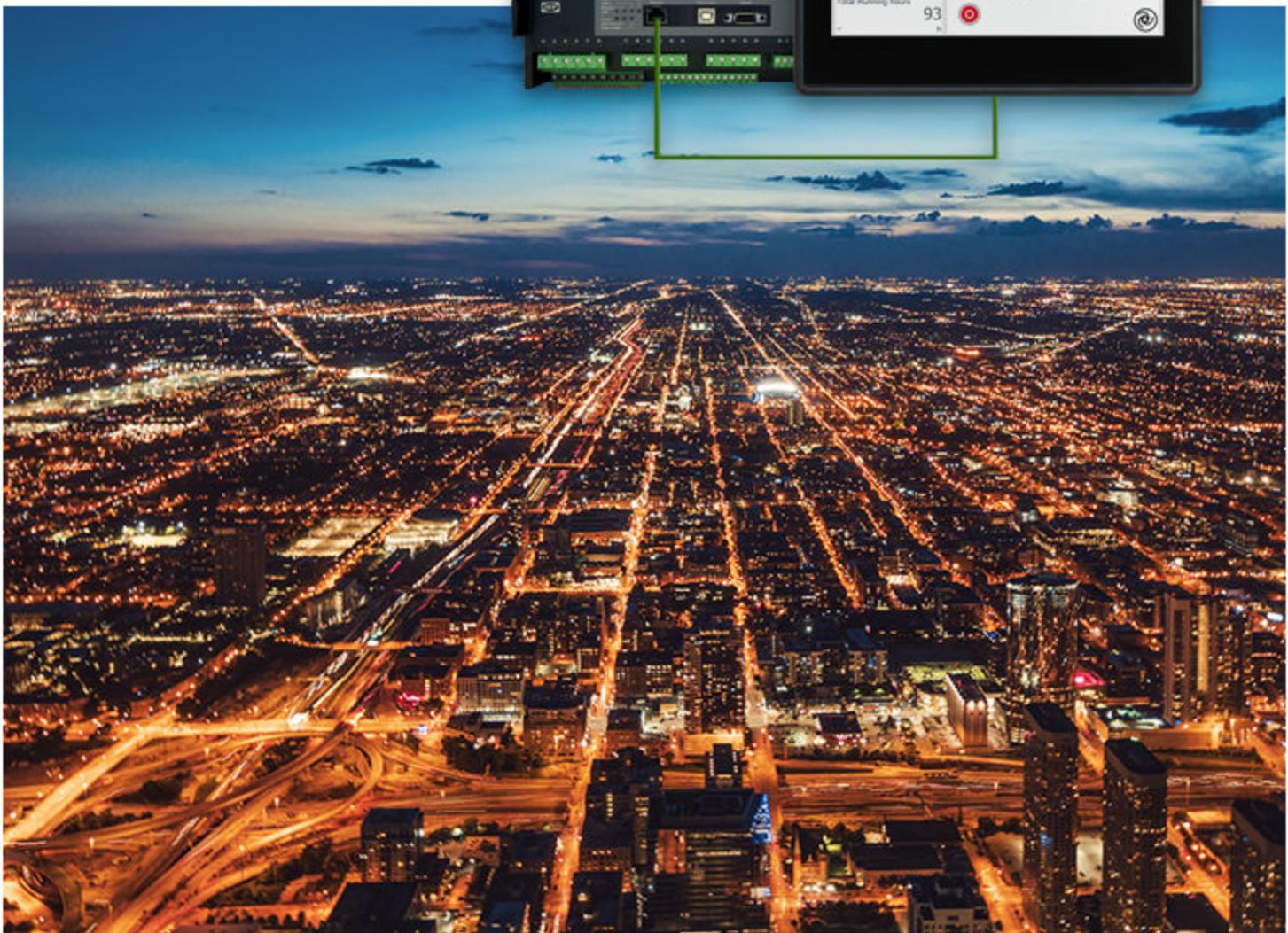


# AGC-4 Mk II

Grupo electrógeno, Red, BTB, Grupo y Controlador de planta

## Manual del proyectista



# 1. Introducción

<b>1.1 Acerca del Manual del Proyectista</b> .....	<b>9</b>
1.1.1 Finalidad general.....	9
1.1.2 Usuarios destinatarios.....	9
1.1.3 Opciones.....	9
1.1.4 Lista de parámetros.....	9
1.1.5 Glosario.....	9
1.1.6 Versión de software.....	11
<b>1.2 Advertencias y seguridad</b> .....	<b>11</b>
1.2.1 Símbolos de declaraciones de riesgos.....	11
1.2.2 Símbolos para notas generales.....	12
1.2.3 Configuración de fábrica.....	12
1.2.4 Arranques automáticos y por control remoto.....	12
1.2.5 Seguridad durante la instalación y operación.....	12
1.2.6 Concienciación sobre las descargas electrostáticas.....	13
<b>1.3 Información legal y descargo de responsabilidad</b> .....	<b>13</b>

# 2. Funciones

<b>2.1 Funciones estándar</b> .....	<b>14</b>
2.1.1 Modos de operación.....	14
2.1.2 Control de motor de combustión.....	14
2.1.3 Protección del generador (ANSI).....	14
2.1.4 Protección de barras (ANSI).....	14
2.1.5 Pantalla DU-2.....	14
2.1.6 M-Logic.....	15
<b>2.2 Configuración de corriente alterna</b> .....	<b>15</b>
2.2.1 Sistema trifásico.....	15
2.2.2 Sistema de fases partidas.....	16
2.2.3 Sistema monofásico.....	16
2.2.4 Método de la potencia reactiva.....	17
<b>2.3 Ajustes nominales</b> .....	<b>17</b>
2.3.1 Conmutar entre los ajustes nominales.....	18
2.3.2 Escala.....	19
<b>2.4 Aplicaciones</b> .....	<b>20</b>
2.4.1 Aplicaciones y modos del grupo electrógeno.....	20
2.4.2 AMF (sin sincronización de retorno).....	22
2.4.3 AMF (con sincronización de retorno).....	22
2.4.4 Operación en modo isla.....	23
2.4.5 Rampa de potencia.....	23
2.4.6 Rampa de Q.....	25
2.4.7 Potencia fija/carga base.....	25
2.4.8 Rampa de calentamiento.....	26
2.4.9 Recorte de puntas de demanda.....	27
2.4.10 Transferencia de carga.....	28
2.4.11 Exportación de potencia a la red (potencia fija a red).....	29
2.4.12 Transductor de potencia de red.....	30
2.4.13 Potencia reactiva de red o transductor de tensión.....	32
<b>2.5 Modos de controlador</b> .....	<b>32</b>
2.5.1 Modo Semiautomático.....	32

2.5.2 No en Automático.....	33
2.5.3 Modo Test.....	33
2.5.4 Modo Manual.....	34
2.5.5 Modo Bloqueo.....	35
<b>2.6 Diagramas de flujo.....</b>	<b>36</b>
2.6.1 Cambio de modo.....	37
2.6.2 Secuencia de apertura del MB.....	38
2.6.3 Secuencia de apertura del GB.....	39
2.6.4 Secuencia de parada.....	40
2.6.5 Secuencia de arranque.....	41
2.6.6 Secuencia de cierre del MB.....	42
2.6.7 Secuencia de cierre de GB.....	43
2.6.8 Potencia fija.....	44
2.6.9 Transferencia de carga.....	45
2.6.10 Operación en modo isla.....	46
2.6.11 Recorte de puntas de demanda.....	47
2.6.12 Exportación de potencia a la red.....	48
2.6.13 Automático en fallo de red (AMF).....	49
2.6.14 Secuencia de test.....	50
<b>2.7 Secuencias.....</b>	<b>50</b>
2.7.1 Secuencia de arranque.....	51
2.7.2 Condiciones de la secuencia de arranque.....	52
2.7.3 Realimentación de marcha.....	53
2.7.4 Descripción general de la puesta en marcha.....	55
2.7.5 Descripción de puesta en marcha con marcha en ralentí.....	57
2.7.6 Secuencia de parada.....	57
2.7.7 Secuencias de interruptores.....	59
2.7.8 Temporizadores y consignas de Automático en Fallo de Red (AMF).....	60
<b>3. Aplicaciones sin gestión de potencia</b>	
<b>3.1 Esquemas unifilares.....</b>	<b>63</b>
3.1.1 Automático en fallo de red (AMF).....	63
3.1.2 Operación en modo isla.....	63
3.1.3 Potencia fija/carga de base.....	64
3.1.4 Recorte de puntas de demanda.....	64
3.1.5 Transferencia de carga.....	65
3.1.6 Exportación de potencia a la red.....	65
3.1.7 Múltiples grupos electrógenos, reparto de carga (se requiere la opción de hardware M12).....	66
<b>3.2 CANshare.....</b>	<b>66</b>
3.2.1 Diagrama unifilar.....	66
3.2.2 Configure CANshare (reparto de carga digital).....	66
3.2.3 CANshare en operación.....	69
3.2.4 Flags de CANshare M-Logic.....	70
<b>4. PMS Lite</b>	
<b>4.1 Esquema unifilar.....</b>	<b>71</b>
<b>4.2 PMS Lite.....</b>	<b>71</b>
<b>4.3 Configurar PMS Lite.....</b>	<b>72</b>
<b>4.4 Configuración.....</b>	<b>74</b>
4.4.1 Arranque y parada dependientes de la carga.....	74

4.4.2 Multiarranque.....	75
4.4.3 Prioridad.....	76
4.4.4 Horas de operación.....	77
4.4.5 Potencia disponible.....	77
4.4.6 Número mínimo para activar.....	77
4.4.7 Tasa de baudios.....	78
4.4.8 Compartir parámetros.....	78
<b>4.5 Control PLC.....</b>	<b>78</b>
<b>4.6 PMS Lite en operación.....</b>	<b>79</b>
<b>4.7 Fallos de comunicación.....</b>	<b>80</b>
<b>4.8 Comandos y eventos M-Logic.....</b>	<b>81</b>
<b>5. Aplicaciones con gestión de potencia</b>	
<b>5.1 Esquemas unifilares.....</b>	<b>83</b>
5.1.1 Operación en modo isla.....	83
5.1.2 Paralelo a la red.....	84
5.1.3 Múltiples redes.....	85
5.1.4 Conmutador de Transferencia Automática.....	86
5.1.5 Sistema de gestión de energía.....	87
5.1.6 Mantenimiento remoto.....	87
<b>5.2 Documentación de la gestión de potencia.....</b>	<b>87</b>
<b>6. Protecciones estándar</b>	
<b>6.1 General.....</b>	<b>88</b>
<b>6.2 Error de secuencia de fases y rotación de fases.....</b>	<b>89</b>
6.2.1 Aplicaciones con un solo generador diésel.....	89
6.2.2 Aplicaciones con controlador estándar/multicontrolador.....	91
<b>6.3 Pérdida de excitación.....</b>	<b>93</b>
<b>6.4 Sobreintensidad dependiente de la tensión.....</b>	<b>94</b>
<b>6.5 Asimetría de intensidad.....</b>	<b>95</b>
<b>6.6 Asimetría de tensión.....</b>	<b>96</b>
<b>6.7 Sobreexcitación.....</b>	<b>96</b>
<b>6.8 Sobreintensidad (de bloqueo) dependiente de la tensión.....</b>	<b>97</b>
<b>6.9 Decisión de las mediciones.....</b>	<b>97</b>
<b>7. Controlador PID para regulador de velocidad y regulador AVR</b>	
<b>7.1 Descripción de Controlador PID.....</b>	<b>99</b>
<b>7.2 Controladores.....</b>	<b>99</b>
<b>7.3 Croquis de principio.....</b>	<b>100</b>
<b>7.4 Regulador proporcional.....</b>	<b>100</b>
7.4.1 Rango de velocidad.....	100
7.4.2 Zona de regulación dinámica.....	101
7.4.3 Regulador integral.....	102
7.4.4 Regulador diferencial.....	102
<b>7.5 Controlador de reparto de carga.....</b>	<b>103</b>
<b>7.6 Controlador de sincronización.....</b>	<b>104</b>
<b>7.7 Control por relés.....</b>	<b>104</b>
7.7.1 Ajustes de los relés.....	105
7.7.2 Longitud de la señal.....	106
<b>7.8 Modo Droop.....</b>	<b>106</b>

7.8.1 Principio operativo y configuración.....	106
7.8.2 Ejemplo de droop de tensión.....	107
7.8.3 Ajuste de droop elevado.....	107
7.8.4 Ajuste de droop bajo.....	108
7.8.5 Compensación para reguladores de velocidad isócronos.....	108
<b>8. Sincronización</b>	
<b>8.1 Principios de Sincronización.....</b>	<b>109</b>
<b>8.2 Sincronización dinámica.....</b>	<b>109</b>
8.2.1 Señal de cierre.....	110
8.2.2 Imagen de la carga tras la sincronización.....	110
8.2.3 Ajustes.....	111
<b>8.3 Sincronización estática.....</b>	<b>112</b>
8.3.1 Controlador de fase.....	112
8.3.2 Señal de cierre.....	113
8.3.3 Imagen de la carga tras la sincronización.....	113
8.3.4 Ajustes.....	113
<b>8.4 Cierre antes de la excitación.....</b>	<b>114</b>
8.4.1 Diagrama de flujo 1, Manejo del GB.....	115
8.4.2 Diagrama de flujo 2, Manejo del TB (opción G5).....	116
8.4.3 Acciones de arranque del grupo electrógeno.....	116
8.4.4 Secuencia de interruptor.....	117
8.4.5 Parámetros de control adicionales.....	118
8.4.6 Alarmas de cierre antes de la excitación.....	120
<b>8.5 Relé de sincronización independiente.....</b>	<b>120</b>
<b>8.6 Inhibir las condiciones antes de sincronizar el interruptor de red.....</b>	<b>121</b>
<b>9. Funciones adicionales</b>	
<b>9.1 Funciones de arranque.....</b>	<b>123</b>
9.1.1 Realimentaciones digitales.....	123
9.1.2 Realimentación por tacogenerador analógico.....	124
9.1.3 Presión del aceite.....	126
9.1.4 Doble motor de arranque.....	127
<b>9.2 Salida de marcha.....</b>	<b>127</b>
<b>9.3 Marcha en ralentí.....</b>	<b>128</b>
9.3.1 Descripción.....	129
9.3.2 Ejemplos.....	129
9.3.3 Configuración de la entrada digital.....	130
9.3.4 Arranque en ralentí dependiente de la temperatura.....	131
9.3.5 Inhibición.....	132
9.3.6 Señal de marcha.....	132
9.3.7 Diagramas de flujo de la velocidad de ralentí.....	132
<b>9.4 Reparto analógico de carga.....</b>	<b>134</b>
9.4.1 Terminales de reparto de carga analógico.....	135
9.4.2 Principio de funcionamiento.....	136
9.4.3 Rampa de aumento de carga con escalones de carga en operación en modo isla.....	137
9.4.4 Congelar rampa de potencia.....	138
9.4.5 Tipo de reparto de carga.....	138
9.4.6 Módulos de reparto de carga.....	138
9.4.7 Unidad del reparto de carga Selco T4800.....	138

9.4.8 Cummins PCC.....	139
<b>9.5 Ventilación.....</b>	<b>140</b>
9.5.1 Alarma de ventilación máx.....	140
<b>9.6 Lógica de ventiladores.....</b>	<b>141</b>
9.6.1 Parámetros de los ventiladores.....	141
9.6.2 Entrada para control de ventiladores.....	142
9.6.3 Arranque/parada de los ventiladores.....	142
9.6.4 Salida de ventilador.....	143
9.6.5 Retardo de arranque de los ventiladores.....	143
9.6.6 Realimentación de marcha de ventilador.....	144
9.6.7 Fallo de ventilador.....	144
9.6.8 Prioridad de ventilador (horas de operación).....	145
9.6.9 Actualización de la prioridad de los ventiladores.....	146
<b>9.7 Derrateo del grupo electrógeno.....</b>	<b>146</b>
9.7.1 Selección de entrada.....	147
9.7.2 Parámetros de derrateo.....	147
9.7.3 Característica de derrateo.....	148
9.7.4 Derrateo vía EIC.....	148
<b>9.8 Respuesta en frecuencia dinámica.....</b>	<b>149</b>
9.8.1 Ajustes.....	151
9.8.2 M-Logic.....	153
<b>9.9 Disparo de cargas no esenciales (NEL).....</b>	<b>154</b>
9.9.1 Disparo de Carga No Esencial (NEL).....	154
<b>9.10 Calentador del motor.....</b>	<b>155</b>
9.10.1 Alarma del calentador del motor.....	155
<b>9.11 Lógica de bomba.....</b>	<b>156</b>
9.11.1 Lógica de bomba de combustible.....	156
9.11.2 Lógica de bomba DEF.....	157
9.11.3 Lógica de bomba genérica.....	158
<b>9.12 Menú Servicio.....</b>	<b>159</b>
<b>9.13 Temporizadores de mantenimiento.....</b>	<b>160</b>
<b>9.14 Temporizadores de mando.....</b>	<b>161</b>
<b>9.15 Función de cambio del aceite.....</b>	<b>161</b>
<b>9.16 Funciones de interruptores.....</b>	<b>162</b>
9.16.1 Tipos de interruptores.....	162
9.16.2 Fallo de posición de interruptor.....	163
9.16.3 Tiempo de carga del resorte del interruptor.....	163
9.16.4 Principio del tiempo de carga del resorte del interruptor.....	164
9.16.5 Interruptor extraído.....	165
<b>9.17 Control digital de interruptor de red.....</b>	<b>166</b>
<b>9.18 Operación en paralelo de breve duración.....</b>	<b>167</b>
<b>9.19 Droop dependiente de la frecuencia o de la tensión.....</b>	<b>167</b>
<b>9.20 Compensaciones de potencia y de cos fi.....</b>	<b>170</b>
9.20.1 Compensaciones de potencia.....	170
9.20.2 Compensaciones (offsets) de Cos fi.....	170
<b>9.21 Control de consignas externas por RRCR.....</b>	<b>171</b>
9.21.1 Configuración del receptor RRCR.....	171
<b>9.22 Control manual del regulador de velocidad GOV y del regulador de tensión AVR.....</b>	<b>175</b>

9.22.1 Modo Manual.....	175
9.22.2 Modo Semiautomático.....	175
9.22.3 Modo automático y modo Test.....	176
<b>9.23 Clase de fallo.....</b>	<b>176</b>
9.23.1 Motor en marcha.....	176
9.23.2 Motor parado.....	177
9.23.3 Configuración de clases de fallo.....	177
<b>9.24 Inhibición de alarmas.....</b>	<b>178</b>
9.24.1 Estado de marcha (6160).....	180
<b>9.25 Histórico de eventos.....</b>	<b>181</b>
9.25.1 Históricos.....	181
9.25.2 Pantalla.....	181
<b>9.26 Parámetros de conexión TCP/IP y de red informática.....</b>	<b>181</b>
9.26.1 Utilizar NTP.....	183
<b>9.27 M-Logic.....</b>	<b>184</b>
<b>9.28 Configuración rápida.....</b>	<b>184</b>
<b>9.29 ID Parámetro.....</b>	<b>185</b>
<b>9.30 Selección de idioma.....</b>	<b>185</b>
<b>9.31 Reloj maestro.....</b>	<b>186</b>
9.31.1 Tiempo de compensación.....	186
<b>9.32 Horario de verano/invierno.....</b>	<b>186</b>
<b>9.33 Bloqueo de acceso.....</b>	<b>187</b>
<b>9.34 Test de batería.....</b>	<b>187</b>
9.34.1 Configuración de entrada.....	189
9.34.2 Configuración AUT O.....	189
9.34.3 Asimetría de batería (6430 Asim. batería).....	189
<b>9.35 Error de cuadro eléctrico.....</b>	<b>192</b>
9.35.1 Error de bloqueo de cuadro eléctrico (menú 6500).....	192
9.35.2 Error de parada de cuadro eléctrico (menú 6510).....	192
<b>9.36 Transformador elevador y reductor.....</b>	<b>192</b>
9.36.1 Transformador elevador.....	192
9.36.2 Grupo vectorial de transformador elevador.....	193
9.36.3 Ajuste del transformador elevador y del transformador de medida.....	197
9.36.4 Grupo vectorial de transformador reductor.....	198
9.36.5 Ajuste del transformador reductor y del transformador de medida.....	199
<b>9.37 Demanda de puntas de corriente.....</b>	<b>200</b>
9.37.1 Demanda de I térmica.....	200
9.37.2 Demanda de I máx.....	200
<b>9.38 Cálculo de promedio de CA.....</b>	<b>200</b>
9.38.1 Cálculo de promedio de medición en corriente alterna.....	200
9.38.2 Alarmas de valor medio de CA.....	201
<b>9.39 Contadores.....</b>	<b>202</b>
9.39.1 Parámetros del contador.....	202
9.39.2 Contadores de entradas de impulsos.....	202
9.39.3 Contadores de kWh/kVArh.....	203
9.39.4 Contadores M-Logic.....	203
<b>9.40 Monitor de aislamiento KWG ISO5.....</b>	<b>203</b>
<b>9.41 Aplicación no soportada.....</b>	<b>205</b>

## 10. PID de uso general

<b>10.1 Introducción</b>	<b>206</b>
10.1.1 Bucle analógico de PID de uso general	206
10.1.2 Interfaz con PID de uso general en el Utility software para PC	207
<b>10.2 Entradas</b>	<b>207</b>
10.2.1 Entradas	207
10.2.2 Selección de entrada dinámica	208
<b>10.3 Salida</b>	<b>210</b>
10.3.1 Explicación de los parámetros de configuración de la salida	210
<b>10.4 Compensación de ganancia Kp</b>	<b>214</b>
10.4.1 Introducción	214
10.4.2 Compensación de ganancia en variación de la carga	214
10.4.3 Compensación de desviación de consigna	216
<b>10.5 M-Logic</b>	<b>217</b>
10.5.1 Introducción	217
10.5.2 Eventos	217
10.5.3 Comandos	218
<b>10.6 Ejemplo: Control PID para un ventilador de motor de combustión</b>	<b>218</b>

## 11. Entradas y salidas

<b>11.1 Entradas digitales</b>	<b>222</b>
11.1.1 Funciones de arranque/parada	222
11.1.2 Funciones de interruptores	223
11.1.3 Funciones de modo	225
11.1.4 Funciones de regulación	226
11.1.5 Otras funciones	228
<b>11.2 Entradas multifunción</b>	<b>231</b>
<b>11.3 Selección de función de las entradas</b>	<b>233</b>
<b>11.4 Detección de fallo de cableado</b>	<b>233</b>
<b>11.5 Consignas analógicas externas</b>	<b>234</b>
11.5.1 Terminales de consignas analógicas externas	235
11.5.2 Otras fuentes de consignas analógicas externas	235
<b>11.6 Salidas</b>	<b>236</b>
11.6.1 Descripción de la función	236
<b>11.7 Relé limitador</b>	<b>236</b>
<b>11.8 Medición diferencial</b>	<b>238</b>

# 1. Introducción

## 1.1 Acerca del Manual del Proyectista

### 1.1.1 Finalidad general

El presente **Manual del Proyectista** proporciona información general acerca de las aplicaciones y funciones del controlador. Este documento también proporciona la información necesaria para configurar la aplicación y sus parámetros.

Véanse las **Instrucciones de Instalación** para obtener información de instalación. Véase **Manual del operador** para obtener información sobre cómo se maneja el controlador.

### ATENCIÓN



#### Una configuración incorrecta es peligrosa

Lea este documento antes de trabajar con el controlador y el equipo que desee controlar. Si no lo hace, los equipos podrían sufrir daños o podrían producirse lesiones físicas.

### 1.1.2 Usuarios destinatarios

Este Manual del Proyectista está destinado principalmente al proyectista diseñador del cuadro eléctrico. En base a este documento y a las instrucciones de instalación, el proyectista encargado de diseñar el cuadro eléctrico proporcionará al electricista la información que éste necesita para instalar el controlador, por ejemplo, esquemas eléctricos detallados.

### 1.1.3 Opciones

El presente **Manual del Proyectista** describe el controlador AGC-4 Mk II estándar, en particular el controlador de grupo electrógeno.

Las funciones del controlador se pueden ampliar con una diversidad de opciones flexibles de hardware y software. La **Hoja de datos** incluye una lista completa de opciones. Las opciones se describen con detalle en los documentos de **Descripción de las opciones**.

**Opción G5 Gestión de potencia** describe la gestión de potencia que utiliza controladores de grupo electrógeno, red y BTB.

**Opción G7 Gestión extendida de potencia** describe la gestión de potencia que utiliza controladores de grupo y planta.

### 1.1.4 Lista de parámetros

El Manual del Proyectista hace referencia a los parámetros. Para más información, consulte la **Lista de parámetros**.

### 1.1.5 Glosario

Concepto	Abreviatura	Explicación
Panel adicional de operador	AOP	Véase <b>Opción X Pantallas y paneles de operador adicionales</b> .
AGC-4 Mk II	AGC-4 Mk II	Por defecto, un controlador de grupo electrógeno. Con la opción G5, también un controlador de red o de interruptor acoplador de barras (BTB). Con opción G7, es decir, un controlador de grupo o de planta. El AGC-4 Mk II está basado en el AGC-4, con un hardware actualizado.

Concepto	Abreviatura	Explicación
AGC 150	AGC 150	Esto incluye los controladores AGC Genset, AGC BTB and AGC Mains. Se pueden incluir en las aplicaciones de gestión de potencia AGC-4 Mk II.
Controlador Automático de la Carga	ALC-4	
Automático en fallo de red (AMF)	Indicador AMF	Si se produce un fallo de red, el AGC utiliza automáticamente un grupo electrógeno para alimentar a la carga.
Controlador Automático Sostenible	ASC 150 ASC-4	ASC Solar y Storage/Battery se pueden incluir en las aplicaciones de gestión de potencia AGC.
Conmutador de Transferencia Automática	ATS	
Regulador automático de tensión	AVR	
Barras	BB	
Interruptor acoplador de barras	BTB (INTERRUPTOR ACOPLADOR DE BARRAS)	
CANshare		Comunicación del controlador a través de bus CAN para un reparto de carga uniforme.
Cierre antes de la excitación	CBE	
Redundancia de controlador		Véase <b>Opción T1 Potencia crítica.</b>
Transformador de intensidad	TI	
Unidad de pantalla	DU-2	Una unidad de pantalla para el controlador AGC-4 Mk II. Como alternativa, utilice una TDU.
Comunicación con el motor	EIC	Véase <b>Opción H12 H13 Comunicación con el motor.</b>
Gestión de potencia extendida		Los controladores de grupo electrógeno, BTB, solar, grupo o planta funcionan conjuntamente. Véase <b>Opción G7 Gestión de potencia extendida.</b>
Grupo electrógeno/generador	G	
Interruptor de generador	GB	
Regulador de velocidad	GOV	
Protecciones para red interconectada		Véase <b>Opción A10 AGC-4 Mk II VDE y G99 protecciones para red interconectada</b> u <b>Opción A20 IEEE 1547-2018 protección para red interconectada.</b>
Transferencia de carga	LTO	
Interruptor de red	MB	
Exportación de potencia a la red	MPE	
Menú	[####]	Un grupo de parámetros.
M-Logic		La herramienta tipo PLC accesible desde el Utility Software.
Modbus		Véase <b>Opción H2 y H9 Comunicación vía Modbus y tablas Modbus del AGC-4 Mk II.</b>
Multi-line-2	ML-2	Una plataforma de DEIF que incluye el AGC-4 Mk II.
Potencia nominal	P nom	
Potencia reactiva nominal	Q nom	

Concepto	Abreviatura	Explicación
Tensión nominal	U nom	
Parámetro	[####]	Un ajuste configurable (a veces también denominado <i>Canal</i> en el Utility Software para PC).
Utility Software para PC	USW	
PMS Lite		Un sistema de gestión de potencia simplificado, con funciones limitadas. PMS Lite es únicamente para controladores de grupo electrógeno. La configuración y uso de PMS Lite pueden ser más sencillos.
Sistema de gestión de potencia	PMS	Los controladores de grupo electrógeno, BTB, ALC, batería/almacenaje o solares trabajan conjuntamente. Véase <b>Opción G5, Gestión de potencia</b> .
Profibus		Véase <b>Opción H3, Comunicación serie Profibus DP</b> .
Entrada de medida de resistencia	RMI	
Controlador individual		El controlador individual opera en función de sus propias mediciones y entradas. El controlador individual no utiliza la comunicación con otros controladores. Los controladores individuales se utilizan en aplicaciones sin gestión de potencia.
Software	SW	
Unidad de pantalla táctil	TDU	Una gama de pantallas táctiles preprogramadaes para los controladores de grupo electrógeno AGC-4 Mk II.
Transformador de tensión	TT	

## 1.1.6 Versión de software

Este documento está basado en la versión 6.11 del software del AGC-4 Mk II.

## 1.2 Advertencias y seguridad

### 1.2.1 Símbolos de declaraciones de riesgos



**¡PELIGRO!**



**Éste muestra situaciones peligrosas.**

Si no se observan las pautas indicadas, estas situaciones provocarán la muerte, lesiones físicas graves o la destrucción de los equipos.



**ADVERTENCIA**



**Éste muestra situaciones potencialmente peligrosas.**

Si no se observan las pautas, estas situaciones podrían provocar la muerte, lesiones físicas graves o destrucción de los equipos.

## ATENCIÓN



**Éste muestra una situación de bajo nivel de riesgo.**

Si no se observan las pautas indicadas, estas situaciones podrían provocar lesiones leves o moderadas.

## AVISO



**Éste muestra un aviso importante**

No olvide leer esta información.

### 1.2.2 Símbolos para notas generales

**NOTA** Éste muestra información general.



**Más información**

Éste muestra dónde puede encontrar información adicional.



**Ejemplo**

Éste muestra un ejemplo.



**Cómo ...**

Éste muestra un enlace de un vídeo que ofrece ayuda y orientación.

### 1.2.3 Configuración de fábrica

El controlador se entrega preprogramado desde fábrica con un conjunto de ajustes predeterminados. Estos ajustes están basados en valores típicos y tal vez no sean correctos para su sistema. Por tanto, debe comprobar todos los parámetros antes de utilizar el controlador.

### 1.2.4 Arranques automáticos y por control remoto

El sistema de gestión de potencia arranca automáticamente grupos electrógenos cuando se necesita más potencia. Un operador con poca experiencia puede encontrar dificultades para predecir qué grupos electrógenos arrancarán. Además, los grupos electrógenos se pueden arrancar a distancia (por ejemplo, utilizando una conexión de Ethernet o una entrada digital). Para evitar lesiones físicas, el diseño del grupo electrógeno, la disposición de componentes y los procedimientos de mantenimiento deben tener presente este aspecto.

### 1.2.5 Seguridad durante la instalación y operación

La instalación y operación del equipo puede exigir trabajar con corrientes y tensiones peligrosas. Por ello, la instalación deberá ser realizada exclusivamente por personal autorizado que comprenda los riesgos que supone el trabajo con equipos eléctricos.



**¡PELIGRO!**



**Corrientes y tensiones activas peligrosas**

No toque ningún borne, en particular las entradas de medida de corriente alterna y los bornes de los relés. Si toca los bornes, podría sufrir lesiones o incluso la muerte.

## 1.2.6 Concienciación sobre las descargas electrostáticas

Deben adoptarse precauciones suficientes para proteger el terminal de descargas electrostáticas durante su instalación. Una vez instalado y conectado el controlador, ya no es necesario adoptar tales precauciones.

## 1.3 Información legal y descargo de responsabilidad

DEIF no asumirá ninguna responsabilidad por la instalación u operación del grupo electrógeno o aparamenta eléctrica. Ante cualquier duda sobre la instalación u operación del motor/generador o aparamenta eléctrica controlados por el controlador Multi-line 2, deberá ponerse en contacto con la empresa responsable de la instalación u operación del equipo.

**NOTA** El controlador Multi-line 2 no debe ser abierto por personal no autorizado. Si de alguna manera se abre el equipo, quedará anulada la garantía.

### **Descargo de responsabilidad**

DEIF A/S se reserva el derecho a realizar, sin previo aviso, cambios en el contenido del presente documento.

La versión en inglés de este documento siempre contiene la información más reciente y actualizada acerca del producto. DEIF no asumirá ninguna responsabilidad por la precisión de las traducciones y éstas podrían no haber sido actualizadas simultáneamente a la actualización del documento en inglés. Ante cualquier discrepancia entre ambas versiones, prevalecerá la versión en inglés.

## 2. Funciones

### 2.1 Funciones estándar

Este capítulo incluye descripciones funcionales de las funciones estándar así como ilustraciones de los tipos de aplicación relevantes. Se utilizarán diagramas de flujo y esquemas unifilares para simplificar la información.

Las funciones estándar se enumeran en los siguientes párrafos.

#### 2.1.1 Modos de operación

- Automático en fallo de red (AMF)
- Operación en modo isla
- Potencia fija/carga base
- Recorte de puntas de demanda
- Transferencia de carga
- Exportación de potencia a la red

#### 2.1.2 Control de motor de combustión

- Secuencias de arranque/parada
- Bobinas de marcha y de paro
- Salidas de relé para control del regulador de velocidad

#### 2.1.3 Protección del generador (ANSI)

- 2 x potencia inversa (32)
- 5 x sobrecarga (32)
- 6 x sobreintensidad (50/51)
- 2 x sobretensión (59)
- 3 x subtensión (27)
- 3 x sobrefrecuencia/subfrecuencia (81)
- Sobreintensidad dependiente de la tensión (51V)
- Asimetría de intensidad/tensión (60)
- Pérdida de excitación/sobreexcitación (40/32RV)
- Rechazo de la carga/carga no esencial, tres niveles (I, Hz, P>, P>>)
- Entradas multifunción (digitales, 4 hasta 20 mA, 0 hasta 40 V DC, Pt100, Pt1000 o RMI)
- Entradas digitales

#### 2.1.4 Protección de barras (ANSI)

- 4 x sobretensión (59)
- 5 x subtensión (27)
- 4 x sobrefrecuencia (81)
- 5 x subfrecuencia (81)
- Asimetría de tensión (60)

#### 2.1.5 Pantalla DU-2

- Preparado para montaje remoto
- Botones de arranque y parada

- Botones de maniobra de interruptores
- Textos de estado

Como alternativa, puede utilizar una TDU.

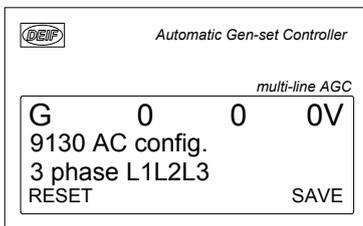
## 2.1.6 M-Logic

- Herramienta simple de configuración de lógica
- Eventos de entradas seleccionables
- Comandos de salidas seleccionables

## 2.2 Configuración de corriente alterna

El AGC se ha diseñado para medir tensiones comprendidas entre 100 y 690 V AC. En las **Instrucciones de Instalación** se muestran los esquemas de cableado de corriente alterna. Puede seleccionar la configuración de corriente alterna en el menú 9130 (trifásica, monofásica y fase partida).

Cambie los ajustes utilizando la pantalla o desde el utility software. Para utilizar la pantalla DU-2, pulse el botón JUMP y vaya al menú 9130. La pantalla presenta el siguiente aspecto:



Utilice los botones  o  para seleccionar la configuración de corriente alterna. Pulse el botón  hasta que se subraye SAVE y luego pulse  para guardar el nuevo ajuste.

### ATENCIÓN



#### Una configuración incorrecta es peligrosa

Configure la configuración correcta de corriente alterna. En caso de duda, póngase en contacto con el fabricante del cuadro eléctrico para más información.

### 2.2.1 Sistema trifásico

El AGC viene de fábrica con el sistema trifásico seleccionado. Cuando se utilice esta configuración, deben conectarse al AGC las tres fases.

La tabla inferior contiene los parámetros para preparar el sistema para la medición trifásica.

El ejemplo a continuación mostrado corresponde a 230/400 V AC, que se puede conectar directamente a los terminales del AGC sin utilizar un transformador de tensión. Si se requiere un transformador de tensión, en lugar de dichos valores deberán utilizarse los valores nominales del transformador.

Parámetro	Ajuste	Descripción	Ajustar a valor
6004	Tensión nominal del G	Tensión entre fases del generador	400 V AC
6041	Transformador del G	Tensión del primario del transformador de tensión del generador (si está instalado)	400 V AC
6042	Transformador del G	Tensión del secundario del transformador de tensión del generador (si está instalado)	400 V AC
6051	Ajuste 1 del transformador de barras	Tensión del primario del transformador de tensión de barras (si está instalado)	400 V AC
6052	Ajuste 1 del transformador de barras	Tensión del secundario del transformador de tensión de barras (si está instalado)	400 V AC
6053	Ajuste 1 de tensión nominal de barras	Tensión entre fases de las barras	400 V AC

**NOTA** El AGC dispone de dos conjuntos de ajustes de transformador de barras que se pueden habilitar individualmente en este sistema de medida.

### 2.2.2 Sistema de fases partidas

Ésta es una aplicación especial en donde dos fases y el neutro están conectados al AGC. El AGC muestra las fases L1 y L3 en la pantalla. El ángulo de fase entre L1 y L3 es 180 grados. El sistema de fase partida es posible entre L1-L2 o L1-L3.

La tabla inferior contiene los parámetros para preparar el sistema para la medición de fase partida.

A continuación se muestra un ejemplo con 240/120 V AC, que se puede conectar directamente a los terminales del AGC sin utilizar un transformador de tensión. Si se requiere un transformador de tensión, en lugar de dichos valores deberán utilizarse los valores nominales del transformador.

Parámetro	Ajuste	Descripción	Ajustar a valor
1201	Disparo por tensión de G	Tipo de medición de generador	Fase-N
1202	Disparo por tensión de barras	Tipo de medición de barras	Fase-N
6004	Tensión nominal del G	Tensión fase-neutro del generador	120 V AC
6041	Transformador del G	Tensión del primario del transformador de tensión del generador (si está instalado)	120 V AC
6042	Transformador del G	Tensión del secundario del transformador de tensión del generador (si está instalado)	120 V AC
6051	Ajuste 1 del transformador de barras	Tensión del primario del transformador de tensión de barras (si está instalado)	120 V AC
6052	Ajuste 1 del transformador de barras	Tensión del secundario del transformador de tensión de barras (si está instalado)	120 V AC
6053	Ajuste 1 de tensión nominal de barras	Tensión fase-neutro en barras	120 V AC

**NOTA** La medida  $U_{L3L1}$  indica 240 V AC. Las consignas de alarma de tensión están referidas a la tensión nominal de 120 V AC y  $U_{L3L1}$  no activa ninguna alarma.

**NOTA** El AGC dispone de dos conjuntos de ajustes de transformador de barras que se pueden habilitar individualmente en este sistema de medida.

### 2.2.3 Sistema monofásico

El sistema monofásico consta de una fase y el neutro.

La tabla inferior contiene los parámetros para preparar el sistema para la medición monofásica.

El ejemplo a continuación mostrado corresponde a 230 V AC, que se puede conectar directamente a los terminales del AGC sin utilizar un transformador de tensión. Si se requiere un transformador de tensión, en lugar de dichos valores deberán utilizarse los valores nominales del transformador.

Parámetro	Ajuste	Descripción	Ajustar a valor
6004	Tensión nominal del G	Tensión fase-neutro del generador	230 V AC
6041	Transformador del G	Tensión del primario del transformador de tensión del generador (si está instalado)	230 V AC
6042	Transformador del G	Tensión del secundario del transformador de tensión del generador (si está instalado)	230 V AC
6051	Ajuste 1 del transformador de barras	Tensión del primario del transformador de tensión de barras (si está instalado)	230 V AC
6052	Ajuste 1 del transformador de barras	Tensión del secundario del transformador de tensión de barras (si está instalado)	230 V AC
6053	Ajuste 1 de tensión nominal de barras	Tensión fase-neutro en barras	230 V AC

**NOTA** Las alarmas de tensión se refieren a  $U_{NOM}$  (230 V AC).

**NOTA** El AGC dispone de dos conjuntos de ajustes de transformador de barras que se pueden habilitar individualmente en este sistema de medida.

## 2.2.4 Método de la potencia reactiva

Históricamente, el AGC-4 Mk II ha medido la potencia reactiva con base en la tensión y corriente entre fases. Para una precisión incrementada durante un desequilibrio de corriente con un desequilibrio de tensión significativo, seleccione **Q mediante U N-Ph e I** en el parámetro 9132.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
9132	Método de cálc. Q	Q mediante U Ph-Ph e I Q mediante U Ph-N e I	Q mediante U Ph-Ph e I	<b>Q mediante U Ph-Ph e I:</b> la potencia reactiva se basa en la tensión y corriente entre fases. <b>Q mediante U N-Ph e I:</b> la potencia reactiva se basa en la tensión y corriente fase-neutral.

### AVISO



#### La Opción A20 cambia automáticamente el parámetro 9132

Cuando se activa la Opción A20 (IEEE 1547-2018 protección de red interconectada), el parámetro 9132 cambia automáticamente a **Q mediante U N-Ph e I**. Si Opción A20 está desactivada, el parámetro 9132 no se restablece.



#### Más información

Véase **Activar Opción A20** en **Opción A20**, y **Desactivar Opción A20** en **Opción A10** para cómo cambiar Opción A20.

## 2.3 Ajustes nominales

El AGC alberga cuatro conjuntos de ajustes nominales, configurados en los canales 6001 hasta 6036. Es posible conmutar entre los ajustes nominales 1 hasta 4 para adaptarse a diferentes tensiones y frecuencias. Los ajustes nominales 1 (6001 hasta 6007) son los ajustes nominales que se utilizan por defecto. Véase *Conmutar entre ajustes nominales* para obtener más información.

El AGC alberga dos conjuntos de ajustes nominales para las barras, configurados en los canales 6051 hasta 6063. Cada conjunto consta de un valor nominal así como un valor de tensión de primario y un valor de tensión de secundario. Los valores "U primario" y "U secundario" se utilizan para definir los valores de tensión de primario y de secundario, si están instalados cualesquiera transformadores de medida. Si no está instalado ningún transformador de tensión entre el generador y barras, seleccionar "BB Unom = G Unom" en el canal 6054. Cuando esta función está activada, no se considerará ninguno de los ajustes nominales de barras. En lugar de ello, se considerará que la tensión nominal de barras es igual a la tensión nominal del generador.

### 2.3.1 Conmutar entre los ajustes nominales

Los cuatro conjuntos de ajustes nominales se pueden configurar de modo individual. El AGC puede conmutar entre los diferentes conjuntos de ajustes nominales, lo cual permite el uso de un conjunto específico de ajustes nominales asociados a una aplicación o situación específica.

**NOTA** Si no está presente un transformador de tensión de barras, los valores del primario y del secundario se pueden configurar al valor nominal del generador y el parámetro 6054 se configura a *BB Unom = G Unom*.

La industria de alquiler de equipos utiliza esta función, por ejemplo, con grupos electrógenos móviles, en los cuales se requiere cambiar la frecuencia y la tensión. También los grupos electrógenos fijos pueden utilizar esta característica. Por ejemplo, para una situación de Automático en Fallo de Red (AMF), puede interesar aumentar los ajustes nominales de potencia e intensidad para lograr un aumento de la tolerancia en lo referente a las protecciones.

#### Activación

La conmutación manual entre las consignas nominales puede realizarse utilizando una entrada digital, un AOP o el menú 6006.

**NOTA** Cuando se utilice M-Logic, cualquier evento se puede utilizar para activar una conmutación automática de los conjuntos de parámetros nominales.

#### Entrada digital

Cuando se necesita una entrada digital para conmutar entre los cuatro grupos de ajustes nominales, se utiliza M-Logic. Seleccione la entrada necesaria entre los eventos de entrada y seleccione los ajustes nominales en las salidas.

#### Ejemplo de M-Logic y entrada digital

**NOTA** Véase el archivo *Ayuda* en el utility software para PC para conocer más detalles.

#### AOP

M-Logic se utiliza cuando se emplea el AOP para conmutar entre los cuatro conjuntos de ajustes nominales. Seleccione el botón necesario del AOP entre los eventos de entrada y seleccione los ajustes nominales en las salidas.

## Ejemplo de AOP

**NOTA** Véase el archivo *Ayuda* en el utility software para PC para conocer más detalles.

### Cuatro ajustes nominales de los valores de compensación de GOV/AVR

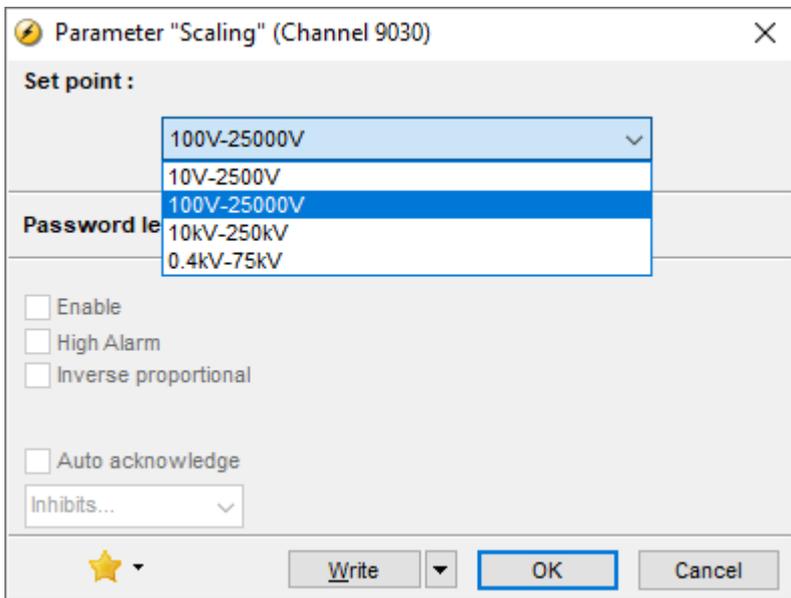
Utilice el menú 6006 para seleccionar el conjunto necesario de ajustes nominales (1 hasta 4). El ajuste nominal de la compensación de GOV/AVR obedece al ajuste de 6006, lo cual significa: ajuste nominal 1 (6001 hasta 6005) que obedece a la compensación de GOV/AVR en el menú 2550.

Regulation	2550	GOV outp offset	133	50 %
Regulation	2551	GOV outp offset	1633	50 %
Regulation	2552	GOV outp offset	1634	50 %
Regulation	2553	GOV outp offset	1635	50 %
Regulation	2670	AVR outp offset	161	50 %
Regulation	2671	AVR outp offset	1636	50 %
Regulation	2672	AVR outp offset	1637	50 %
Regulation	2673	AVR outp offset	1638	50 %

**NOTA** La conmutación entre los dos *ajustes nominales de barras* (6050 y 6060) se realiza exactamente como se explica arriba (canal 6054).

### 2.3.2 Escala

La escala de tensión por defecto es 100 V hasta 25000 V (parámetro 9030). Para manejar aplicaciones con tensiones superiores a 25000 V o inferiores a 100 V, ajustar el rango de entrada de modo que cuadre con el valor real del transformador de tensión del primario. Para modificar este parámetro se requiere acceso al nivel de contraseña maestra.



Un cambio de la escala de tensión supone un cambio de los rangos de valores en los parámetros de salida de tensión, potencia y de transductores.

**Tabla 2.1** Ejemplo de efecto del factor de escala en los parámetros de potencia y de tensión

Factor de escala (9030)	Rango de valores nominales de potencia (6002, 6012, 6022, 6032)	Rango de valores nominales de tensión (generador 6004, 6014, 6024, 6034; barras 6053, 6063)	Rango de valores de relación de transformación del transformador (entrada de generador 6041; primario de barras 6051, 6061)
10 V hasta 2500 V	1 hasta 900 kW	10 V hasta 2500 V	10 V hasta 2500 V
100 V hasta 25000 V	10 hasta 20000 kW	100 V hasta 25000 V	100 V hasta 25000 V
0,4 kV hasta 75 kV	0,1 hasta 90 MW	0,4 kV hasta 75 kV	0,4 kV hasta 75 kV
10 kV hasta 250 kV	1 hasta 900 MW	10 kV hasta 250 kV	10 kV hasta 250 kV

## AVISO

### Una configuración incorrecta es peligrosa

Corrija todos los valores nominales y los ajustes del transformador de tensión del primario después de haber modificado el factor de escala (parámetro 9030).

## 2.4 Aplicaciones

### 2.4.1 Aplicaciones y modos del grupo electrógeno



#### Cómo se configura una aplicación en el AGC-4

Véase nuestro tutorial sobre [Cómo se configura una aplicación en el AGC-4](#) para obtener ayuda y orientación.

El controlador se puede utilizar para las aplicaciones enumeradas en la tabla inferior.

Aplicación	Tipo	Detalles
Automático en fallo de red (AMF) (sin sincronización de retorno)	DG individual o estándar	
Automático en fallo de red (con sincro. de retorno)	DG individual o estándar	
Operación en modo isla	DG individual o estándar	
Potencia fija/carga base	DG individual o estándar	
Recorte de puntas de demanda	DG individual o estándar	
Transferencia de carga	DG individual o estándar	
Exportación de potencia a la red (potencia fija a red)	DG individual o estándar	
Múltiples grupos electrógenos, reparto analógico de carga	DG individual o estándar*	Requiere la opción de hardware M12.
Múltiples grupos electrógenos, Gestión de potencia	Estándar	Requiere Opción G5.
Con hasta 16 x ASC-4	Estándar	El rango de IDs de ASC-4 es 25 hasta 40. ASC SW 4.06.0+. Requiere la Opción G5 en el AGC-4 Mk II.
Con hasta 8 x ALC-4	Estándar	El rango de IDs de ALC-4 es 25 hasta 40. ALC SW 4.01.0+. Requiere la Opción G5 en el AGC-4 Mk II.
Mantenimiento remoto con un solo grupo electrógeno	Grupo electrógeno individual	Requiere la opción H12.x y un terminal de mantenimiento remoto de DEIF.
Mantenimiento remoto con múltiples grupos electrógenos	Estándar	Requiere las opciones T4, G5, H12.x y un terminal de mantenimiento remoto de DEIF.

**NOTA** \*M-Logic es necesario para forzar el reparto analógico de carga en una aplicación estándar.

Modo del grupo electrógeno	Modo de funcionamiento				
	Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo
Automático en fallo de red (AMF) (sin sincronización de retorno)	●	●	●	●	●
Automático en fallo de red (con sincro. de retorno)	●	●	●	●	●
Operación en modo isla	●	●	●	●	●
Potencia fija/carga base	●	●	●	●	●
Recorte de puntas de demanda	●	●	●	●	●
Transferencia de carga	●	●	●	●	●
Exportación de potencia a la red	●	●	●	●	●
Múltiples grupos electrógenos, reparto de carga analógico (opción de hardware M12)	●	●	●	●	●
Múltiples grupos electrógenos, Gestión de potencia	●	●	●	●	●
Mantenimiento remoto con un solo grupo electrógeno		●			●

**NOTA** Véase [Modos de controlador](#) para una descripción general de los modos.

## 2.4.2 AMF (sin sincronización de retorno)

### Descripción del modo Auto(mático)

El controlador arranca automáticamente el grupo electrógeno y cambia a suministro desde el generador en el caso de fallo de red después de un retardo ajustable. Es posible ajustar por dos métodos distintos el controlador para cambiar a operación del grupo electrógeno.

1. El interruptor de red se abrirá al arrancar el grupo electrógeno.
2. El interruptor de red permanecerá cerrado hasta que el grupo electrógeno esté en marcha y la tensión y la frecuencia del mismo sean correctas.

En ambos casos, el interruptor del generador se cerrará cuando la tensión y la frecuencia del generador sean correctas y el interruptor de red esté abierto.

Cuando se recupere la tensión de red, el controlador cambiará de nuevo a suministro desde red, enfriará y parará el grupo electrógeno. El cambio a suministro desde red se realiza sin sincronización de retorno una vez ha transcurrido el *Retardo de Red OK* ajustado.

### Descripción del modo Semiautomático

Cuando se cierra el interruptor del generador, el controlador utilizará la frecuencia nominal como consigna para el regulador de velocidad. Si está seleccionado control del AVR, entonces se utilizará como consigna la tensión nominal.

**NOTA** Véase [Modos de controlador](#) para una descripción general de los modos.

## 2.4.3 AMF (con sincronización de retorno)

### Descripción del modo Auto(mático)

El controlador arranca automáticamente el grupo electrógeno y cambia a suministro desde el generador en el caso de fallo de red después de un retardo ajustable. Es posible ajustar por dos métodos distintos el controlador para cambiar a operación del grupo electrógeno:

1. El interruptor de red se abrirá al arrancar el grupo electrógeno.
2. El interruptor de red permanecerá cerrado hasta que el grupo electrógeno esté en marcha y la tensión y la frecuencia del mismo sean correctas.

En ambos casos, el interruptor del generador se cerrará cuando la tensión y la frecuencia del generador sean correctas y el interruptor de red esté abierto.

Cuando se recupere la tensión de red, el controlador sincronizará el interruptor de red con las barras cuando haya transcurrido el "Retardo de Red OK" ajustado. Acto seguido, el grupo electrógeno se enfriará y se parará.

**NOTA** El modo Automático en Fallo de Red se puede combinar con la función de *Solape*. En este caso, el interruptor del generador y el interruptor de red nunca se cerrarán al mismo tiempo y permanecerán cerrados durante un período superior al tiempo de *Solape* ajustado.

### Descripción del modo Semiautomático

Cuando se cierra el interruptor del generador, si se abre el interruptor de red, el controlador utilizará la frecuencia nominal como consigna para el regulador de velocidad. Si se utiliza el control del AVR, como consigna se utiliza la tensión nominal.

Cuando el generador opera en paralelo a la red, dejará de estar activada la regulación del regulador de velocidad. Si se utiliza el control del AVR, la consigna será bien el factor de potencia ajustado o la potencia reactiva (7050 Consigna de potencia fija).

**NOTA** Véase [Modos de controlador](#) para una descripción general de los modos.

## 2.4.4 Operación en modo isla

### Descripción del modo Auto(mático)

El controlador arranca automáticamente el grupo electrógeno y cierra el interruptor del generador al recibir un comando digital de arranque. Tras recibir el comando de parada, se produce el disparo del interruptor del generador y, después de un período de enfriamiento, se detiene el grupo electrógeno. Los comandos de arranque y parada se utilizan activando y desactivando una entrada digital o con los comandos de arranque/parada dependientes del tiempo. Si se desea utilizar *los comandos de arranque/parada dependientes del tiempo*, se debe utilizar también el modo Auto.

### Descripción del modo Semiautomático

Cuando se cierra el interruptor del generador, el controlador utiliza la frecuencia nominal como consigna para el regulador de velocidad. Si se utiliza el control del AVR, como consigna se utilizará la tensión nominal.

**NOTA** Véase [Modos de controlador](#) para una descripción general de los modos.

## 2.4.5 Rampa de potencia

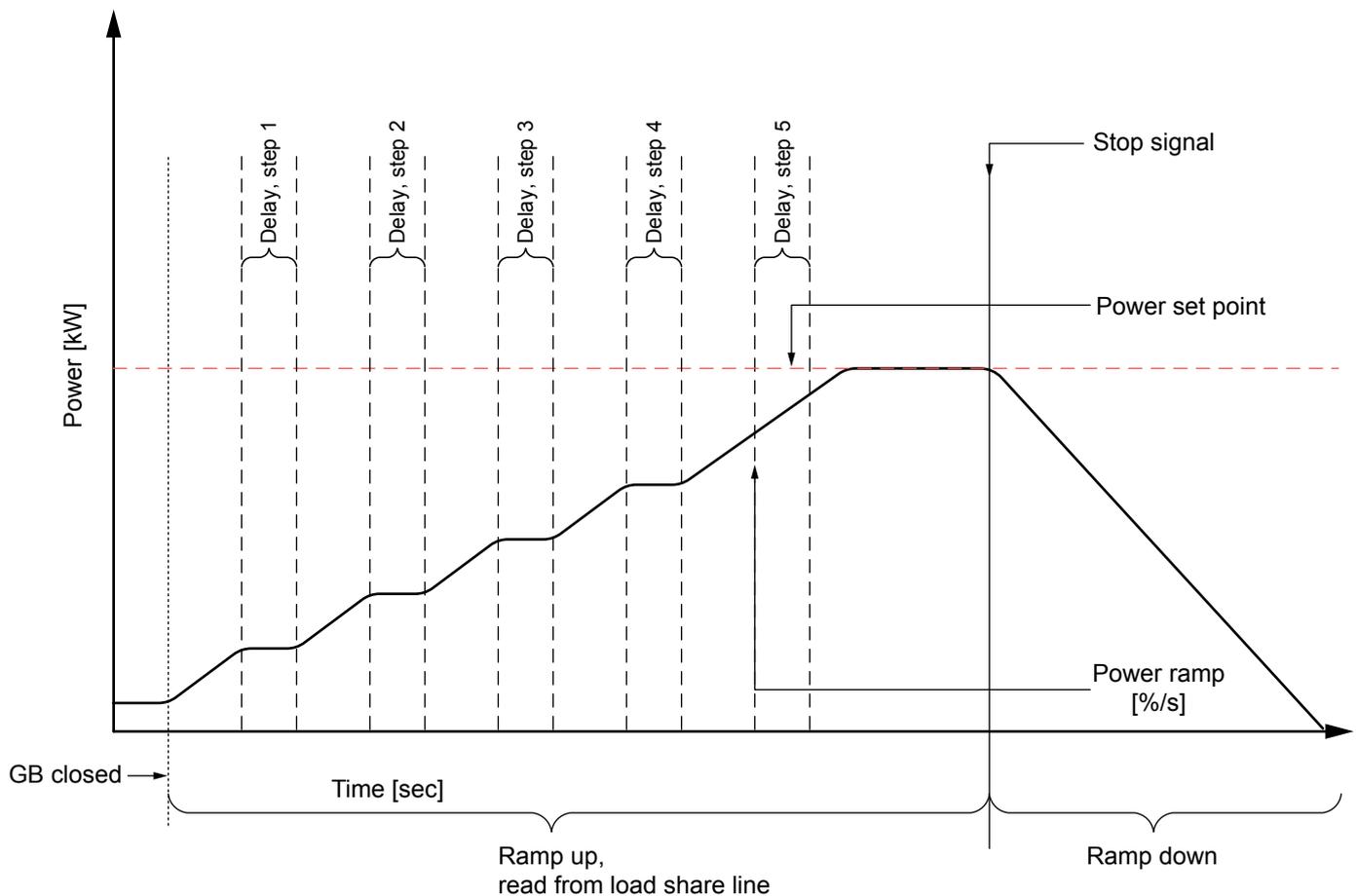
"Rampa de carga de potencia" (parámetro 261x) y "Rampa de descarga de potencia" (parámetro 262x) se utilizan cuando el grupo electrógeno está conectado a otra fuente de suministro eléctrico.

### 2610 Rampa de carga de potencia

Velocidad de rampa 1	Define la pendiente de la rampa de carga de potencia 1
Punto de retardo	En este punto, se cancela la rampa de carga hasta que se agota el retardo
Retardo	Cuando se agota este retardo, se continúa la rampa de aumento de potencia a partir del punto de retardo
Rampa en modo Isla	Habilitar el uso de rampas en el modo Isla
Escalones	Define el número de escalones de rampa de aumento de potencia
Velocidad de rampa 2	Define la pendiente de la rampa de aumento de potencia 2

### 2620 Rampa de disminución de potencia

Velocidad de rampa 1	Define la pendiente de la rampa de disminución de potencia 1 (utilizada también para la descarga)
Punto de apertura del interruptor	La cantidad de potencia aceptada al abrir el interruptor
Velocidad de rampa 2	Define la pendiente de la rampa de disminución de potencia 2 (no utilizada para descarga)
Selección automática de rampa	Cuando "Selección automática de rampa" está deshabilitada, la rampa 2 se puede habilitar solo con M-Logic



### Rampa de aumento de potencia con escalones de carga

Cuando se cierra el interruptor de generador (GB), la consigna de potencia continúa aumentando en escalones de aumento de potencia, determinados por el número de escalones definido en el menú 2615. Si el punto de retardo se configura al 20 % y el número de escalones de carga se configura a 3, el grupo electrógeno aumentará la potencia en rampa al 20 %, esperará el tiempo de retardo configurado, aumentará en rampa hasta 40 %, esperará, aumentará en rampa hasta 60 %, esperará y luego aumentará en rampa hasta la consigna de potencia actual.

### Congelar rampa de potencia

Una manera de definir los escalones de rampa de carga es utilizar el comando Congelar rampa de potencia en M-Logic.

Congelar rampa de potencia activa: La rampa de potencia se detendrá en algún punto de la rampa de potencia y esta consigna se mantendrá mientras esté activada esta función. Si esta función se activa mientras se varía la potencia en rampa desde un punto de retardo a otro, la rampa se fijará hasta que se desactive de nuevo la función.

1. La rampa de potencia se detendrá en algún punto de la rampa de potencia y esta consigna se mantendrá mientras esté activada esta función.
2. Si esta función se activa mientras se varía la potencia en rampa desde un punto de retardo a otro, la rampa se fijará hasta que se desactive de nuevo la función.
3. Si esta función se activa mientras el temporizador de retardo está realizando la cuenta atrás, se detendrá el temporizador y no continuará hasta que se desactive de nuevo esta función.

**NOTA** El retardo comienza a contar a partir del momento en que se cierra el interruptor GB.

### Rampa de potencia 1

Ésta es la rampa de potencia principalmente utilizada. La rampa de potencia 1 se ignora únicamente durante "droop de potencia dependiente de la frecuencia" o si se activa la rampa de potencia 2 con M-Logic.

### Rampa de potencia 2

Los parámetros 2616 y 2623 definen la pendiente de la segunda rampa de potencia. Ésta es la rampa de potencia secundaria más frecuentemente utilizada para "droop de potencia dependiente de la frecuencia", pero también se puede

activar con cualquier evento de M-Logic. Parámetro 2624 (selección automática de rampa) determina si la rampa 2 se activa mediante droop o mediante M-Logic. Si está activada "selección automática de rampa", durante el droop de potencia se habilita la segunda rampa. Si está deshabilitada, la segunda rampa de potencia solo puede activarse mediante M-Logic.

## 2.4.6 Rampa de Q

Se puede activar una función de rampa para regulación de la potencia reactiva. Esta rampa se utiliza cuando el controlador aumenta o disminuye la potencia reactiva. Configure estos parámetros en el utility software.

Texto	Parámetro	Por defecto	Intervalo	Descripción
Rampa de Q según consigna.	2821	2 %/s	0,1 a 20 %/s	Rampa de aumento de potencia para potencia reactiva
Rampa de Q a cero	2822	2 %/s	0,1 a 20 %/s	Rampa de descarga para potencia reactiva
Habilitar rampa de Q	2823	DESACTIVADO	DESACTIVADO Lineal Constante de tiempo	<b>APAGADO:</b> Desactive la rampa. <b>Lineal:</b> Se utilizan los parámetros 2821 y 2822. <b>Constante de tiempo:</b> Se utiliza el parámetro 2824.
Constante de tiempo Q	2824	2 s	1 hasta 30 s	Constante de tiempo basada en PT1, se utiliza si la <b>Constante de tiempo</b> está seleccionada en el parámetro 2823.

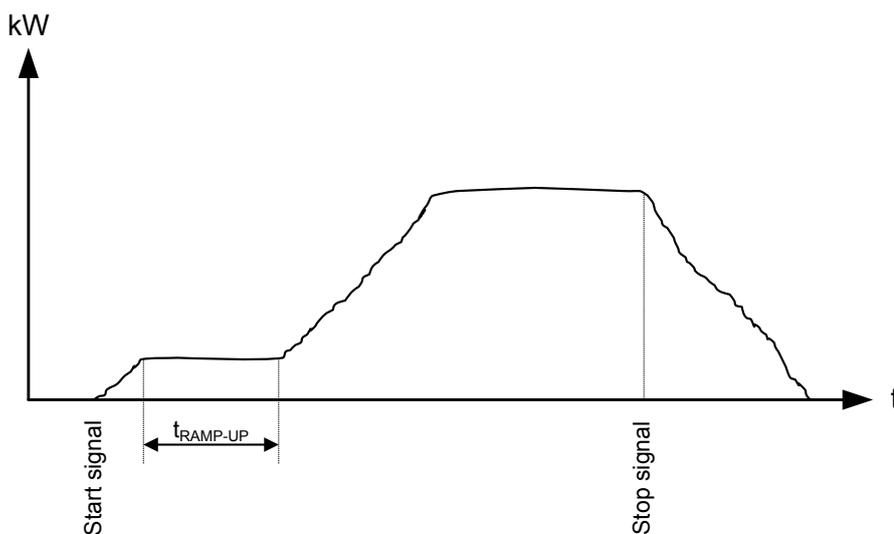
**NOTA** No existe rampa para regulación de cos fi.

## 2.4.7 Potencia fija/carga base

### Descripción del modo Auto(mático)

El controlador arranca automáticamente al grupo electrógeno y lo sincroniza con la red cuando la entrada digital "Arranque/parada en Auto" está activada. Después del cierre del interruptor del generador, el controlador aumenta la carga en rampa hasta el nivel consigna. Cuando se emite el comando de parada, se descarga y para el grupo electrógeno después de un período de enfriado. Los comandos de arranque y parada se utilizan activando y desactivando una entrada digital o con los comandos de arranque/parada dependientes del tiempo. Si se desea utilizar *los comandos de arranque/parada dependientes del tiempo*, se debe utilizar también el modo Auto.

### Diagrama, Potencia fija - principio



### Descripción del modo Semiautomático

Cuando se cierra el interruptor del generador y se abre el interruptor de red, el controlador utilizará la frecuencia nominal como consigna para el regulador de velocidad. Si se utiliza control del AVR, como consigna se utilizará la tensión nominal.

Cuando el generador se conecta en paralelo a la red, la potencia del generador aumentará hasta la consigna de potencia fija. Si se utiliza el control del AVR, la consigna será bien el factor de potencia ajustado o la potencia reactiva (7050 Consigna de potencia fija).

## 7050 Ajuste de potencia fija

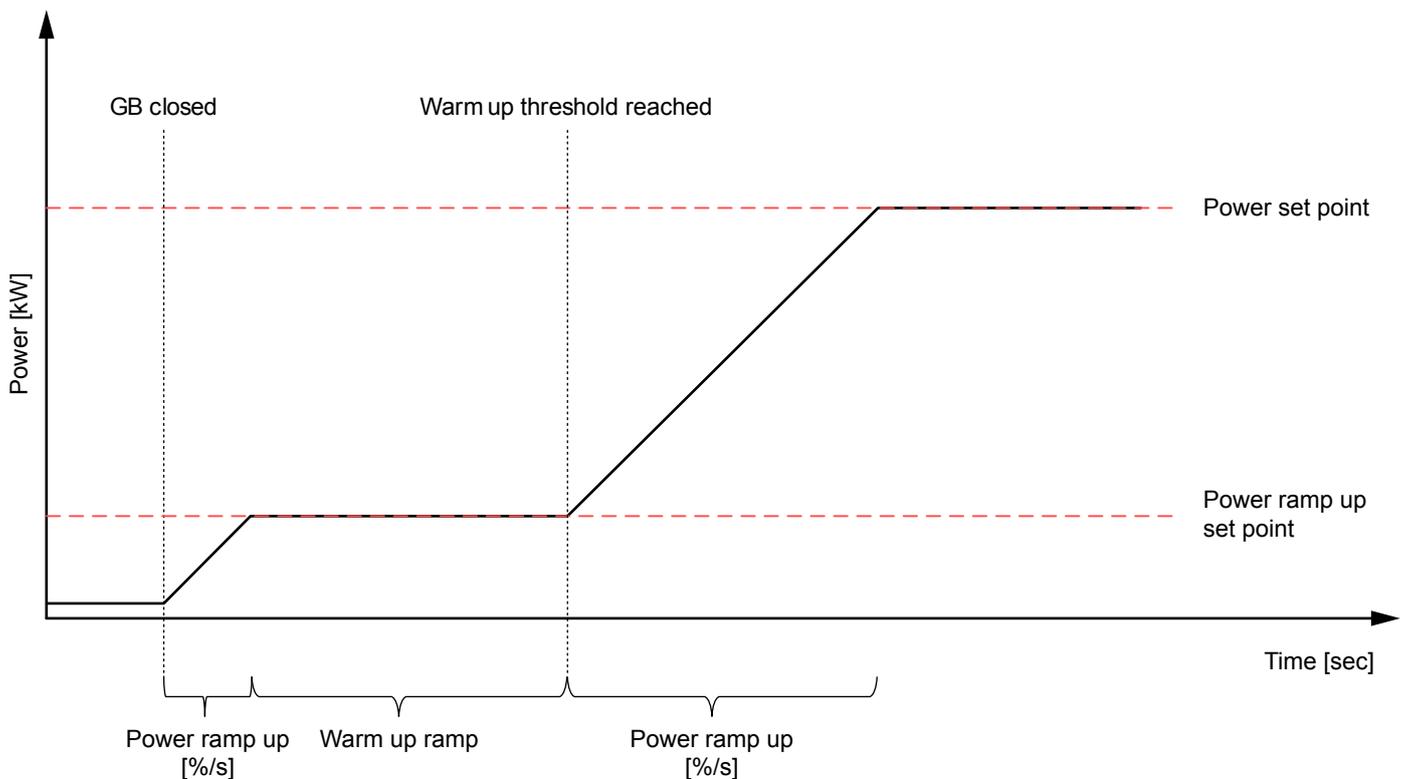
Consigna de potencia	La cantidad de potencia que el grupo electrógeno producirá.
----------------------	---

**NOTA** Los valores en el menú 7050 define el cos de fi. Éste no es el valor de FP mostrado en la pantalla. Cos phi y el FP coinciden únicamente si se trata de una onda senoidal verdadera.

**NOTA** Consulte [Modos de controlador](#) para una descripción general de los modos.

### 2.4.8 Rampa de calentamiento

La rampa de calentamiento es una función que limita la potencia entregada hasta que se cumpla una condición preconfigurada como, por ejemplo, el motor ha alcanzado una temperatura de trabajo que reducirá enormemente las solicitudes que sufre el motor.



La activación de la rampa de calentamiento está habilitada y la entrada se configura vía *Tipo de calentamiento* (parámetro 2961). La activación de la entrada de rampa de calentamiento limita la potencia disponible del grupo electrógeno al nivel porcentual configurado en *Rampa de carga de potencia* (parámetro 2612).

Si el tipo está configurado como M-Logic, la entrada debe pasar al nivel bajo para que se desactive la rampa de calentamiento. Si el tipo está configurado como entrada multifunción o como entrada de temperatura EIC, la desactivación se produce cuando la temperatura se encuentra por encima del umbral configurado en *Umbral de calentamiento* (parámetro 2962).

**NOTA** Cuando se activa la rampa de calentamiento, se sustituye la función estándar *Rampa de carga de potencia*, lo cual significa que están deshabilitadas la carga/escalones de carga y el temporizador.

## 2.4.9 Recorte de puntas de demanda

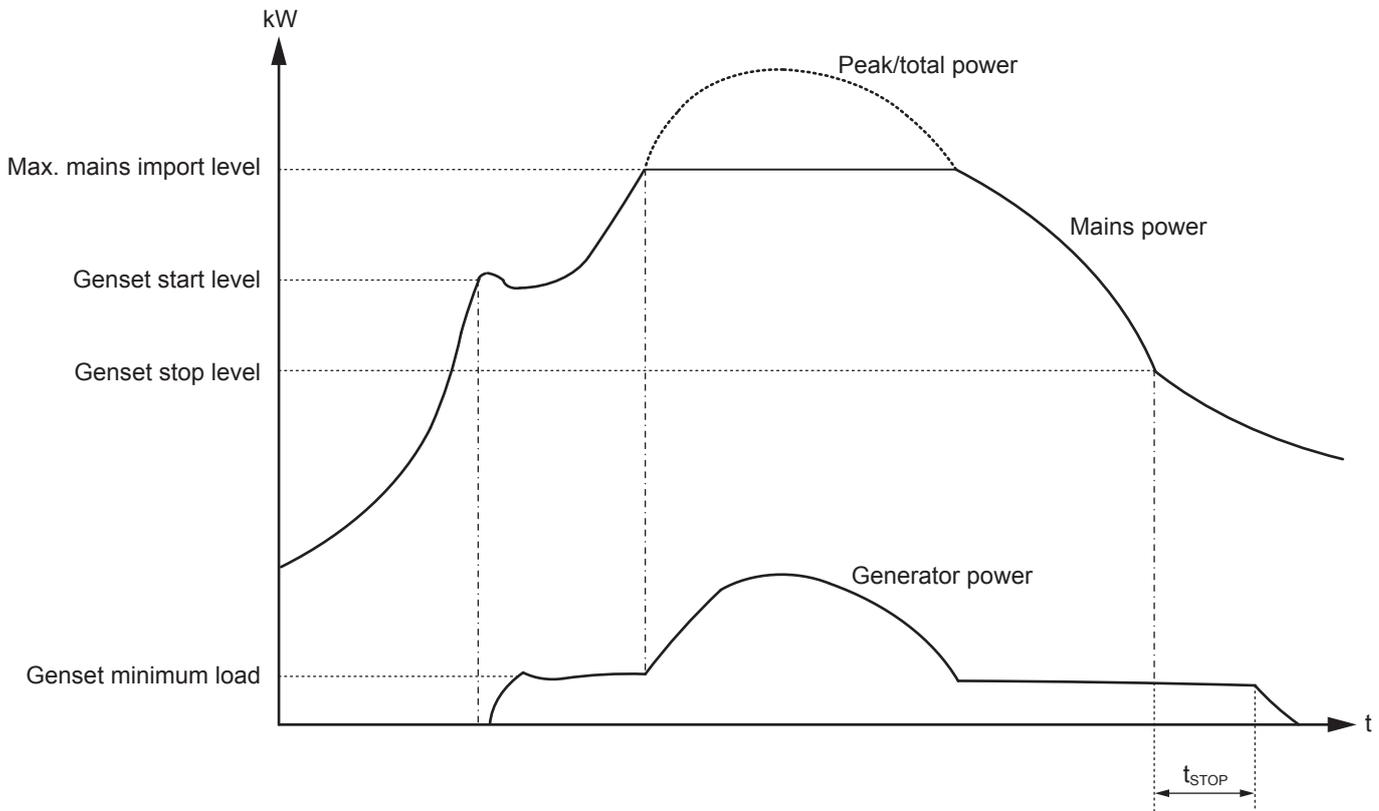
### Descripción del modo Auto(mático)

El grupo electrógeno se arrancará a un nivel predefinido de importación desde la red y funcionará a un nivel fijo de carga mínima, por ejemplo, 10 %. Cuando la importación desde la red aumenta por encima de la consigna máxima de importación de potencia desde la red, el grupo electrógeno suministrará la carga extra para mantener la importación desde la red al nivel máximo de importación.

Cuando la carga cae por debajo de la consigna máxima de importación desde la red, el grupo electrógeno operará de nuevo a la carga mínima. Cuando la importación desde la red y la carga del generador disminuyan por debajo de la consigna de parada, el grupo electrógeno se enfriará y se parará.

Para indicación de la potencia importada desde la red se utiliza un transductor de 4 hasta 20 mA, véase [Transductor de potencia de red](#).

### Diagrama, Recorte de puntas de demanda - ejemplo



### Descripción del modo Semiautomático

Cuando se cierra el interruptor del generador y se abre el interruptor de red, el controlador utilizará la frecuencia nominal como consigna para el regulador de velocidad. Si se utiliza el control del AVR, como consigna se utilizará la tensión nominal.

Cuando el generador opera en paralelo a la red, el generador será controlado según la consigna de recorte de puntas de demanda. De esta manera, no se rebasará la importación máx. de red a pesar del modo semiautomático. Si se utiliza el control del AVR, la consigna será bien el factor de potencia ajustado o la potencia reactiva (7050 Consigna de potencia fija).

### Parámetros de recorte de puntas de demanda

Menú		Descripción
7000 Potencia de red	Día y noche	Los límites de importación de potencia desde la red para el recorte de puntas de demanda.
7010 Período diurno		Estos ajustes definen el período diurno. Se considera que las horas fuera del período diurno forman el período nocturno.

Menú		Descripción
7020 Arranque del generador	Consigna de arranque	La consigna de arranque se indica en porcentaje de los ajustes diurno y nocturno en el menú 7000 Potencia de red.
	Retardo	El grupo electrógeno arrancará cuando se haya rebasado la consigna de arranque y haya expirado este retardo.
	Carga	La carga mínima que producirá el grupo electrógeno cuando opere en paralelo a la red.
7030 Parar generador	Consigna de parada	La consigna de parada se indica en porcentaje de los ajustes diurno y nocturno en el menú 7000 Potencia de red.
	Retardo	El grupo electrógeno se parará cuando se haya rebasado la consigna de parada y haya expirado este retardo.

**NOTA** Los parámetros 7020 y 7030 se utilizan para definir el punto de arranque y el punto de parada de una aplicación sin gestión de potencia (opción G5). Si se utiliza gestión de potencia, se utilizan parámetros de arranque y parada en función de la carga. Para obtener más información sobre el arranque y parada dependientes de la carga, véase **Opción G5**.

**NOTA** Véase [Modos de controlador](#) para una descripción general de los modos.

## 2.4.10 Transferencia de carga

### Descripción del modo Automático - Sincronización de retorno ACTIVADA

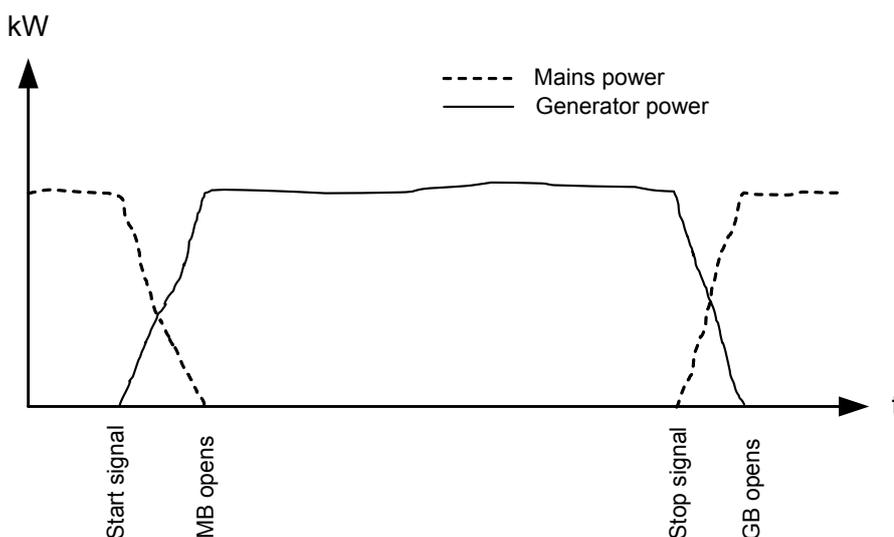
El objeto del modo de transferencia de carga es transferir la carga importada desde la red al grupo electrógeno solamente para operación con suministro por el generador.

Cuando se ejecuta el comando de arranque, el grupo electrógeno se arrancará y sincronizará el interruptor del generador con las barras que están siendo alimentadas por la red. Cuando se cierra el interruptor del generador, disminuye la carga importada (la potencia se transfiere al grupo electrógeno) hasta que la carga se encuentre en el punto de apertura del interruptor. Acto seguido, se abre el interruptor de red.

Cuando se emite el comando de parada, se sincroniza el interruptor de red con las barras y después del cierre, se descarga, se enfría y se para el grupo electrógeno.

Para indicación de la potencia importada desde la red se utiliza un transductor de 4-20 mA, véase la descripción del *Transductor de red* más adelante en este documento.

### Diagrama de transferencia de carga - ejemplo



**NOTA** El modo Transferencia de carga se puede combinar con la función de solape. En este caso, los interruptores de generador y de red nunca permanecerán cerrados simultáneamente durante un período superior al tiempo ajustado de *solape*.

**NOTA** Si la carga importada es superior a la potencia nominal del grupo electrógeno, se genera una alarma y se pausa la secuencia de transferencia de carga.

### **Descripción del modo Auto(mático) - Sincronización de retorno DESACTIVADA**

Cuando se emite el comando de arranque, el grupo electrógeno arranca. Cuando la frecuencia y la tensión son correctas, el interruptor de red se abrirá y el interruptor del generador se cerrará. Ahora, el generador alimenta a la carga hasta que se ejecute el comando de parada. Acto seguido, el interruptor del generador se abrirá y el interruptor de red se cerrará. El grupo electrógeno se enfriará y se parará.

**NOTA** Si la carga importada es superior a la potencia nominal del grupo electrógeno, aparece una alarma y se detiene la secuencia de transferencia de la carga.

### **Descripción del modo Semiautomático**

Cuando se cierra el interruptor del generador y se abre el interruptor de red, el controlador utilizará la frecuencia nominal como consigna para el regulador de velocidad. Si se utiliza el control del AVR, como consigna se utilizará la tensión nominal.

Cuando el generador opera en paralelo a la red, se controlará de tal modo que la potencia importada de la red se mantenga a 0 kW. Si se utiliza el control del AVR, la consigna será bien el factor de potencia ajustado o la potencia reactiva (7050 *Consigna de potencia fija*).

**NOTA** Véase [Modos de controlador](#) para una descripción general de los modos.

## **2.4.11 Exportación de potencia a la red (potencia fija a red)**

### **Descripción del modo Auto(mático)**

El modo Exportación de potencia a la red se puede utilizar para mantener un nivel constante de potencia a través del interruptor de red. La potencia puede exportarse a la red o importarse desde la red, pero siempre a un nivel constante.

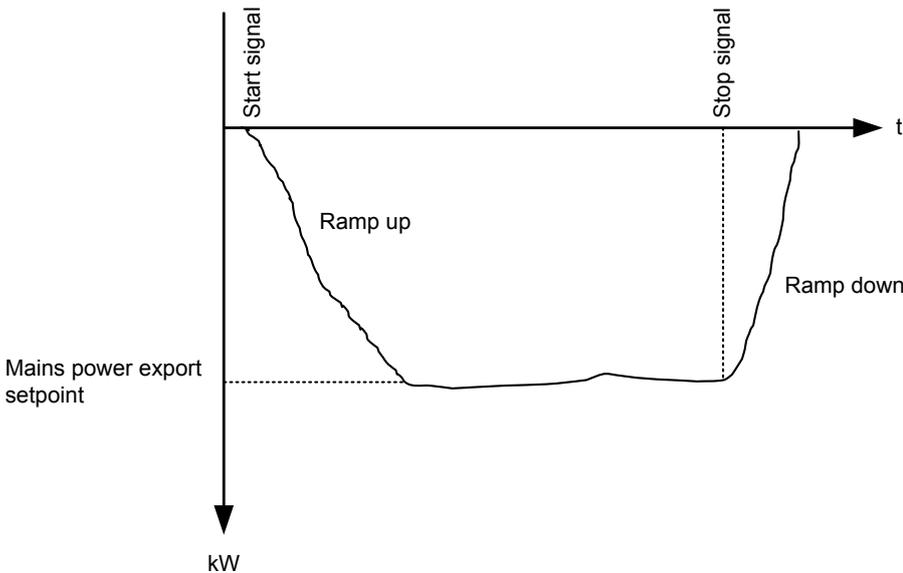
**NOTA** ¡Si es preciso utilizar un nivel fijo de potencia importada, sigue siendo necesario seleccionar el modo Exportación de potencia a la red! Este modo cubre tanto la importación como la exportación.

El grupo electrógeno se arrancará como resultado de un comando digital de arranque. Se sincroniza con la red y arrancará para exportar potencia a la red. El nivel de potencia exportada se mantendrá en un nivel fijo independientemente de la carga en barras (la fábrica).

El comando de parada provocará la descarga del grupo electrógeno y el disparo del interruptor del generador. A continuación, se enfriará y se parará.

Para la indicación de la potencia exportada a la red, se utiliza un transductor 4-20 mA, véase [Transductor de potencia a la red](#).

## Diagrama de exportación de potencia a la red - ejemplo



**NOTA** Tenga presente que la consigna de exportación de potencia a la red puede ser 0 kW. Esto significa que el grupo electrógeno operará en paralelo a la red pero sin importación o exportación de potencia.

### Descripción del modo Semiautomático

Cuando se cierra el interruptor del generador y se abre el interruptor de red, el controlador utilizará la frecuencia nominal como consigna para el regulador de velocidad. Si se utiliza el control del AVR, como consigna se utilizará la tensión nominal.

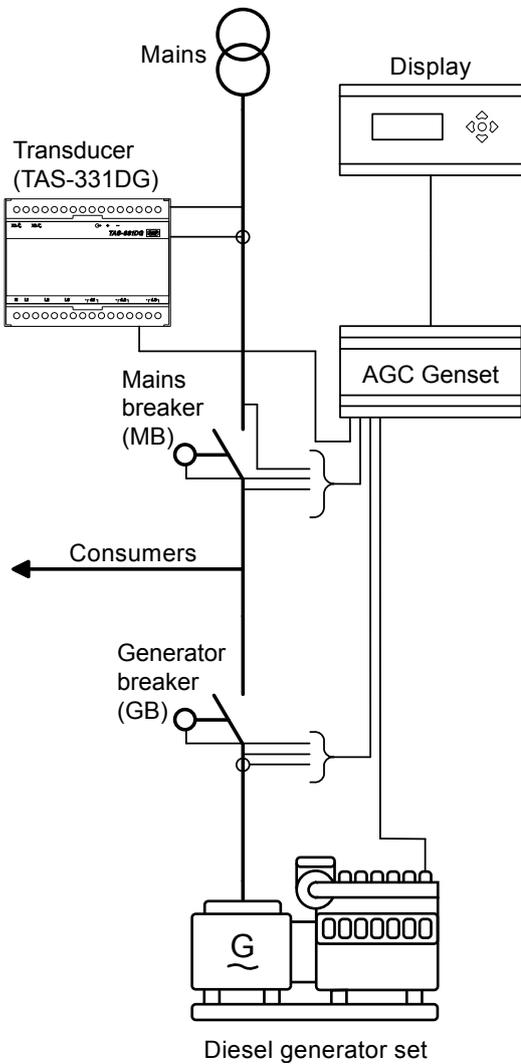
Cuando el generador opera en paralelo a la red, se controlará según la consigna de exportación de potencia a la red. Si se utiliza el control del AVR, la consigna será bien el factor de potencia ajustado o la potencia reactiva (7050 *Consigna de potencia fija*).

**NOTA** Véase [Modos de controlador](#) para una descripción general de los modos.

### 2.4.12 Transductor de potencia de red

En aplicaciones en las cuales se utiliza la exportación/transferencia de carga (exportación de potencia a la red, recorte de puntas de demanda, transferencia de carga), es preciso conocer el flujo de potencia en el primario del interruptor de red. Cuando para la aplicación se utiliza un controlador o si se prefiere una señal de transductor en un sistema de gestión de potencia, es posible utilizar para este fin la entrada multifunción 102 o CIO 308 1.14.

A continuación se muestra un esquema unifilar en el cual se utiliza un transductor TAS-331 DG para medir la tensión y la corriente aguas arriba del interruptor de red, utilizándose estos valores para calcular la potencia y, en base a ésta, se obtiene una salida de 4-20 mA.



### Modo de configuración

Como se ha mencionado, es preciso utilizar para este fin la **entrada multifunción 102 o CIO 308 1.14**.

Configure la entrada para 4-20 mA y defina el rango del transductor en los parámetros 7261 y 7262. El rango se define con unos valores de configuración mín. y máx., en donde el valor mín. corresponde a 4 mA y el valor máx. a 20 mA.

### Medición de P desde un transductor

Texto	Parámetro	Por defecto	Intervalo	Descripción
Rango del transductor	7261	0 kW	0 hasta 20000 kW*	Potencia activa máxima
Rango del transductor	7262	0 kW	-20000 hasta 0 kW*	Potencia activa mínima
Medición de P de red	7263	Entrada multifunción 102	Entrada multifunción 102 (transductor) CIO308 1.14 (transductor)	Selección de la entrada analógica

**NOTA** \* El factor de escala (parámetro 9030) afecta a este rango de valores. El rango de valores mostrado está basado en un factor de escala de 100V-25000V.

**NOTA** Tan pronto como se modifiquen los valores de ajuste máx. o mín. del transductor a un valor distinto de 0, el controlador utilizará la señal del transductor.



### Más información

La información arriba indicada corresponde a la medición de potencia de red para un controlador de grupo(s) electrógeno(s). Para un controlador de red, véase **Funciones de red, Medición de potencia de red en Opción G5 Gestión de potencia**.

## 2.4.13 Potencia reactiva de red o transductor de tensión

También es posible utilizar transductores para medir la tensión de red o la potencia reactiva. Para configurar estos transductores, utilice el menú 7270 (Potencia reactiva de red) y 7280 (Tensión de red).

Con frecuencia, para cumplir los reglamentos de transmisión y distribución de la red eléctrica nacional, es necesario medir en el punto de conexión a la red. El uso de transductores constituye la solución práctica en el caso de largas distancias. Véase la documentación para la opción A10 para obtener más información.

### Medición de Q en un transductor

Texto	Parámetro	Por defecto	Intervalo	Descripción
Rango del transductor	7271	0 kVAr	-20000 hasta 20000 kVAr*	Potencia reactiva máxima
Rango del transductor	7272	0 kVAr	-20000 hasta 20000 kVAr*	Potencia reactiva mínima
Medir Q de red	7273	Entrada multifunción 102	Entrada multifunción 102 (transductor) CIO308 1.17 (transductor)	Selección de la entrada analógica

\*Nota: El factor de escala (parámetro 9030) afecta a este rango de valores. El rango de valores mostrado está basado en un factor de escala de 100V-25000V.

Configure la entrada para 4-20 mA y defina el rango del transductor en los parámetros 7271 y 7272. El rango se define con unos valores de configuración mín. y máx., en donde el valor mín. corresponde a 4 mA y el valor máx. a 20 mA.

### Medición de U desde un transductor

Texto	Parámetro	Por defecto	Intervalo	Descripción
Rango del transductor	7281	0 V	0 hasta 25000 V*	Tensión máxima
Rango del transductor	7282	0 V	0 hasta 25000 V*	Tensión mínima
Medir U de red	7283	Entrada multifunción 102	Entrada multifunción 102 (transductor) CIO308 1.20 (transductor)	Selección de la entrada analógica
U ext. nom. de red	7284	400 V	100 hasta 25000 V*	Tensión de la red eléctrica nacional para el transductor

\*Nota: El factor de escala (parámetro 9030) afecta a este rango de valores. El rango de valores mostrado está basado en un factor de escala de 100V-25000V.

Configure la entrada para 4-20 mA, y defina el rango del transductor en los parámetros 7281 y 7282. El rango se define con unos valores de configuración mín. y máx., en donde el valor mín. corresponde a 4 mA y el valor máx. a 20 mA.

## 2.5 Modos de controlador

### 2.5.1 Modo Semiautomático

El controlador puede funcionar en modo Semi-automático. Semiautomático significa que el controlador no iniciará automáticamente ninguna secuencia, como ocurre en el modo Automático. Solamente iniciará secuencias si se reciben señales externas.

Una señal externa se puede enviar de tres maneras distintas:

1. Utilizando los botones en la pantalla
2. Utilizando entradas digitales
3. Comando Modbus

**NOTA** El AGC estándar está equipado con tan solo un número limitado de entradas digitales, véase *Entradas digitales* en este documento y la Hoja de datos para obtener información adicional sobre la disponibilidad.

Cuando el grupo electrógeno está funcionando en modo Semi-auto, el controlador controlará el regulador de velocidad y el AVR, si se utiliza.

En Semi-auto se pueden activar las siguientes secuencias:

Comando	Descripción	Comentario
Arranque	Se inicia la secuencia de arranque y continuará ejecutándose hasta que arranque el grupo electrógeno o se alcance el número máximo de intentos de arranque. La frecuencia (y la tensión) se regularán para hacer que el GB esté listo para cerrar.	
Parada	El grupo electrógeno se parará. Después de que desaparezca la señal de marcha, la secuencia de parada continuará activa en el período de "tiempo de parada ampliado". El grupo electrógeno se detiene con un tiempo de enfriado.	El tiempo de enfriado se cancela si se activa dos veces el botón de parada.
Cerrar el GB	El controlador cerrará al interruptor del generador si el interruptor de red está abierto, sincronizará y cerrará el interruptor del generador si el interruptor de red está cerrado.	Cuando está seleccionado el modo AMF, el controlador no se regulará después del cierre del interruptor.
Abrir el GB	El controlador descargará la potencia y abrirá el interruptor del generador en el punto de apertura del interruptor si el interruptor de red está cerrado. El controlador abrirá el interruptor del generador instantáneamente si el interruptor de red está abierto o el grupo electrógeno está en modo isla.	
Cerrar el MB	El controlador cerrará el interruptor de red si el interruptor del generador está abierto, sincronizará y cerrará el interruptor de red si el interruptor del generador está cerrado.	
Abrir el MB	El controlador abre instantáneamente el interruptor de red.	
Aumento manual del regulador de velocidad (GOV)	Se desactiva el regulador y se activa la salida del regulador de velocidad mientras la entrada GOV está ACTIVADA.	
Reducción manual del regulador de velocidad (GOV)	Se desactiva el regulador y se activa la salida del regulador de velocidad mientras la entrada GOV está ACTIVADA.	
Aumento manual del regulador de tensión (AVR)	Se desactiva el regulador y se activa la salida AVR mientras la entrada AVR está ACTIVADA.	
Reducción manual del regulador AVR	Se desactiva el regulador y se activa la salida AVR mientras la entrada AVR está ACTIVADA.	

## 2.5.2 No en Automático

Esta función se puede utilizar para indicación o para activar una alarma en el caso de que el sistema no se encuentre en el modo Auto. Esta función se configura en el menú 6540.

## 2.5.3 Modo Test

Se activa la función del modo test seleccionando test con el botón MODE en la pantalla o activando una entrada digital.

Los ajustes para la función de test se encuentran en el menú 7040.

Parámetro	Item	Intervalo	Por defecto	Notas
7041	Consigna	1 hasta 100 %	80 %	Consigna de carga cuando el grupo electrógeno opera en paralelo a la red.
7042	Temporizador	0,0 hasta 999,0 min	5,0 min	Tiempo de operación del motor durante el período de test.  Si el tiempo se configura a 0.0 min, la secuencia de test será infinita.
7043	Retorno	DG: Semi auto, Auto, Manual, Sin cambio Red: Semi auto, Auto, Sin cambio	DG: Sin cambio Red: Auto	Cuando se haya finalizado el test, el controlador regresará al modo seleccionado.  Si el controlador DG se encuentra en la secuencia de parada en el modo Test y se cambia el modo a Semi-auto, el DG continuará en marcha.
7044	Tipo	Test simple, test de carga, test completo	Test simple	Selección de uno de los tres tipos de tests: Simple, Carga o Completo.  El modo Test en operación en modo Isla (modo seleccionado de grupo electrógeno: modo Isla) puede ejecutar solo el test <i>Simple</i> y el test <i>Completo</i> .

**NOTA** Gestión de potencia (opción G5): No está disponible el modo Test.

### Test simple

Un test simple solamente arrancará el grupo electrógeno y hará que opere a la frecuencia nominal con el interruptor del generador abierto. El test se ejecutará hasta que el temporizador agote su cuenta atrás.

### Test de Carga

El test de carga arrancará el grupo electrógeno y hará que opere a la frecuencia nominal, sincronizará el interruptor del generador y producirá la potencia introducida en la consigna en el menú 7041. El test se ejecutará hasta que el temporizador agote su cuenta atrás. Para ejecutar el test de la carga, debe estar habilitada *Sincro. con la red* en el menú 7084.

Cuando se ejecuta una secuencia de test de carga, se ignora la función de solape.

### Test Completo

El test completo arrancará el grupo electrógeno y hará que opere a la frecuencia nominal, sincronizará el interruptor del generador y transferirá la carga al generador antes de abrir el interruptor de red. Cuando expire el temporizador de test, se sincronizará el interruptor de red y se devolverá la carga a la red antes de que se abra el interruptor del generador y se detenga el generador.

Para ejecutar el test completo, debe estar habilitada *Sincro. con la red* en el menú 7084.

## 2.5.4 Modo Manual

Cuando está seleccionado el modo manual, se puede controlar el grupo electrógeno desde la pantalla y utilizando las entradas digitales. Son posibles los siguientes comandos:

Comando	Descripción	Comentario
Arranque	Se inicia la secuencia de arranque y continuará ejecutándose hasta que arranque el grupo electrógeno o se alcance el número máximo de intentos de arranque.	No hay regulación.
Parada	El grupo electrógeno se parará. Después de que desaparezca la señal de operación, la secuencia de parada continuará activa en el período	

Comando	Descripción	Comentario
	de "tiempo de parada extendido". El grupo electrógeno se detiene con un tiempo de enfriado.	
Cerrar el GB	El controlador cerrará el interruptor de generador si está abierto el interruptor de red y sincronizará y cerrará el interruptor del generador si el interruptor de red está cerrado.	No hay regulación. Fallo de sincronización está desactivado.
Abrir el GB	El controlador abrirá al instante el interruptor del generador.	
Cerrar el MB	El controlador cerrará el interruptor de red si está abierto el interruptor del generador, y sincronizará y cerrará el interruptor de red si el interruptor del generador está cerrado.	No hay regulación. Fallo de sincronización está desactivado.
Abrir el MB	El controlador abrirá al instante el interruptor de red.	
Aumento manual del regulador de velocidad (GOV)	El controlador emite la señal de aumento al regulador de velocidad.	
Reducción manual del regulador de velocidad (GOV)	El controlador emite la señal de reducción al regulador de velocidad.	
Aumento manual del regulador de tensión (AVR)	El controlador transmite una señal de aumento al AVR.	
Reducción manual del regulador AVR	El controlador transmite una señal de disminución al AVR.	

**NOTA** Es posible abrir y cerrar también al interruptor del generador como el interruptor de acometida usando el modo manual.

## 2.5.5 Modo Bloqueo

Cuando esté seleccionado el modo Bloqueo, el controlador está bloqueado para ciertas acciones. El modo Bloqueo se puede seleccionar bien pulsando el botón MODE en la pantalla o utilizando una entrada digital. Si para el modo Bloqueo se utiliza una entrada digital, es importante asegurarse de que la entrada configurada para el modo Bloqueo presente una señal continua. Esto significa que cuando la entrada está ACTIVADA, el controlador se encuentra en un estado bloqueado y cuando está DESACTIVADA, vuelve al modo en que se encontraba antes de haber seleccionado el modo Bloqueo.

**NOTA** Para el ACG alemán, pulse el botón AUS (DESCONECTAR) para activar el modo Bloqueo.

Al cambiar del modo Bloqueo a cualquier otro modo operativo desde la pantalla del AGC, se requiere como mínimo iniciar sesión como cliente.

**NOTA** Si se selecciona el modo Bloqueo desde la pantalla después de activar la entrada digital de bloqueo, el AGC permanecerá en modo Bloqueo después de haber desactivado la entrada de bloqueo. Ahora, el modo bloqueo se debe cambiar desde la pantalla. El modo bloqueo solamente se puede cambiar en modo local mediante el display o una entrada digital.

### Modo Bloqueo en un controlador de grupo electrógeno

Si el controlador de grupo electrógeno se encuentra en el modo Bloqueo, no puede arrancar al grupo electrógeno ni realizar ninguna maniobra del interruptor. Si el grupo electrógeno está en marcha cuando se selecciona el modo Bloqueo, se abrirá el interruptor y el grupo electrógeno se parará sin enfriado.

Las finalidades del modo Bloqueo es asegurarse de que, por ejemplo, el grupo electrógeno no pueda arrancar durante la realización de tareas de mantenimiento.

## AVISO

### Precauciones en el cambio de modo

Antes de cambiar el modo de marcha, asegúrese de que no haya ninguna persona cerca del grupo electrógeno y de que el grupo electrógeno esté listo para operación.

## AVISO

### Arranque y puesta en marcha locales

El grupo electrógeno se puede arrancar desde un panel de control local del motor de combustión, si está instalado dicho panel. Por este motivo, DEIF recomienda evitar accionar y poner en marcha localmente el grupo electrógeno.

### Modo bloqueo en un controlador de red

Si el controlador de red se encuentra en el modo Bloqueo, no puede ejecutar ninguna maniobra del interruptor. En el caso de que algún interruptor esté cerrado al poner el controlador de red en el modo Bloqueo, se abrirá el interruptor de red, pero el interruptor de entrega de potencia permanecerá cerrado para asegurar que los grupos electrógenos puedan soportar la carga.

El objeto del modo Bloqueo es asegurarse de que el interruptor de red no pueda cerrarse y conectarse a un transformador que esté momentáneamente no operativo debido a la realización de una intervención de reparación o mantenimiento. Cuando se utilice el modo Bloqueo en un controlador de red en una configuración de gestión de potencia, el sistema sabrá que el controlador de red bloqueado no estará disponible.

### Modo Bloqueo en una aplicación con un solo grupo electrógeno (DG)

Si un grupo electrógeno que opera en una aplicación con un solo generador diésel (DG) con un interruptor MB y un interruptor GB, se ajusta el modo Bloqueo, se detendrá el generador diésel (DB) y se abrirá el GB. Cuando está activado el modo Bloqueo, el DG, el interruptor GB y el interruptor MB no estarán operativos, pero si el interruptor MB estaba cerrado al activar el modo Bloqueo, el interruptor MB permanecerá cerrado.

**NOTA** Las alarmas no se ven influenciadas por la selección del modo Bloqueo.



### Más información

El modo Bloqueo no es lo mismo que la Clase de fallo Bloqueo. Véase [Clase de fallo](#) para obtener más información sobre la clase de fallo Bloqueo.

## 2.6 Diagramas de flujo

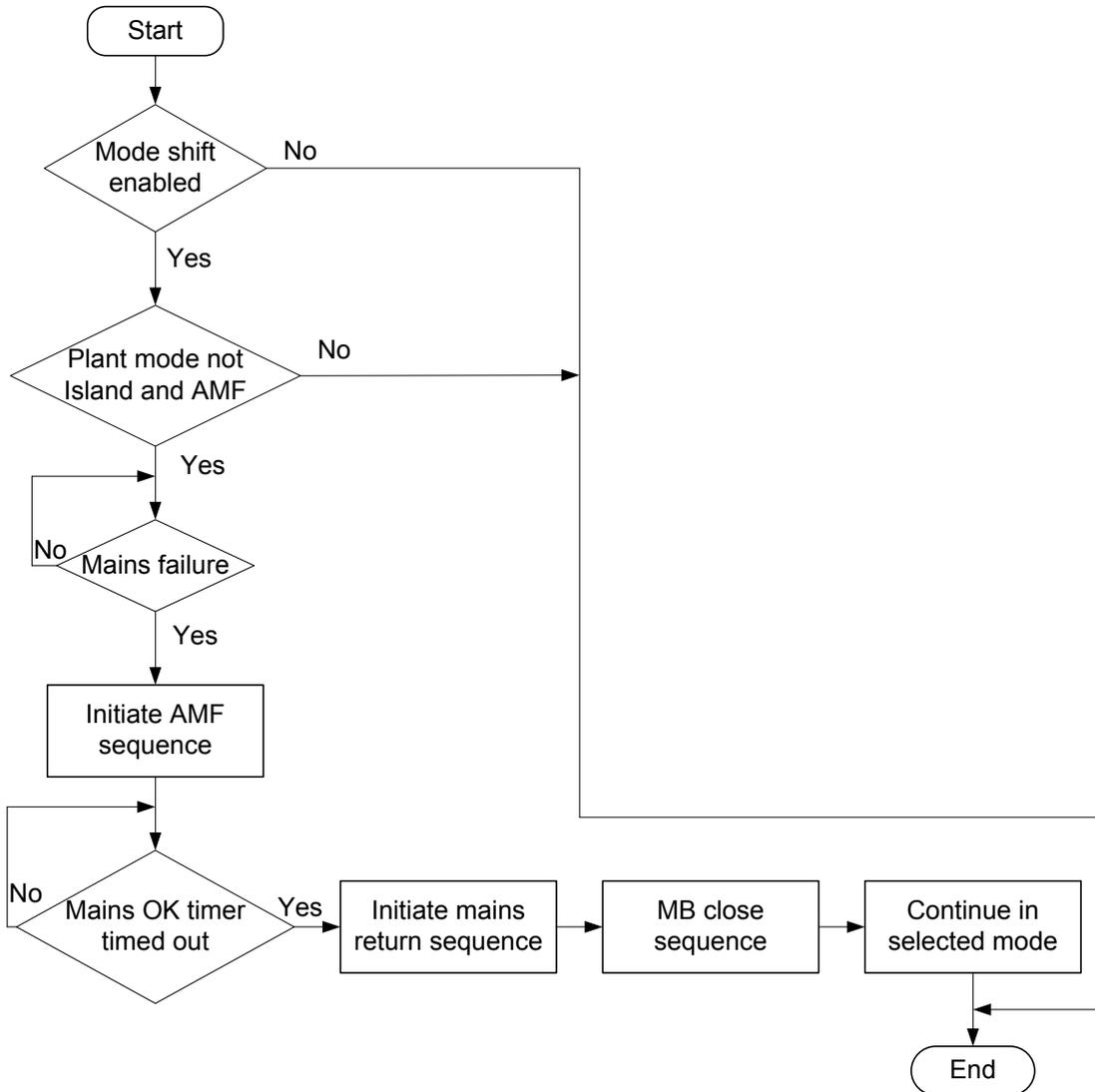
En las siguientes secciones se ilustran los principios de las funciones más importantes mediante diagramas de flujo. Las funciones incluidas son:

- Cambio de modo
- Secuencia de apertura de MB
- Secuencia de apertura de GB
- Secuencia de parada
- Secuencia de arranque
- Secuencia de cierre del MB
- Secuencia de cierre del GB
- Potencia fija
- Transferencia de carga
- Operación en modo isla
- Recorte de puntas de demanda
- Exportación de potencia a la red
- Automático en fallo de red (AMF)

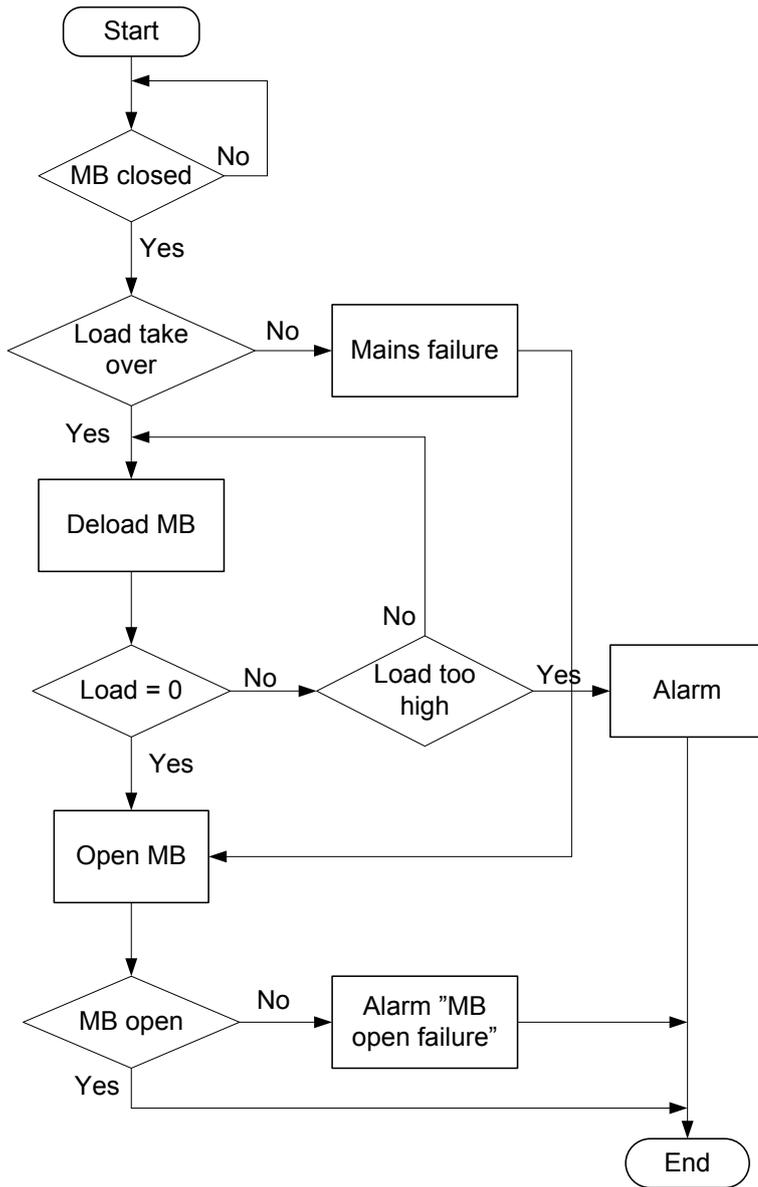
- Secuencia de test

**NOTA** Los diagramas de flujo simplificados en las páginas siguientes se incluyen solo a modo de orientación.

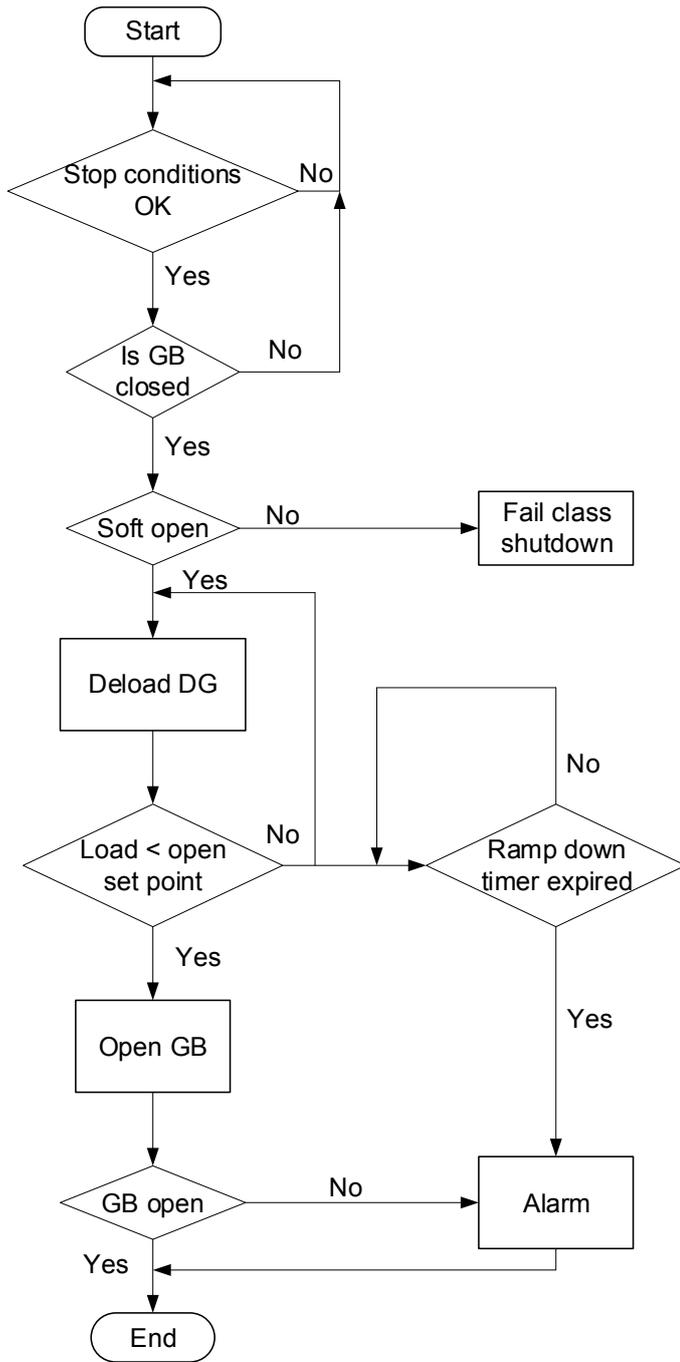
## 2.6.1 Cambio de modo



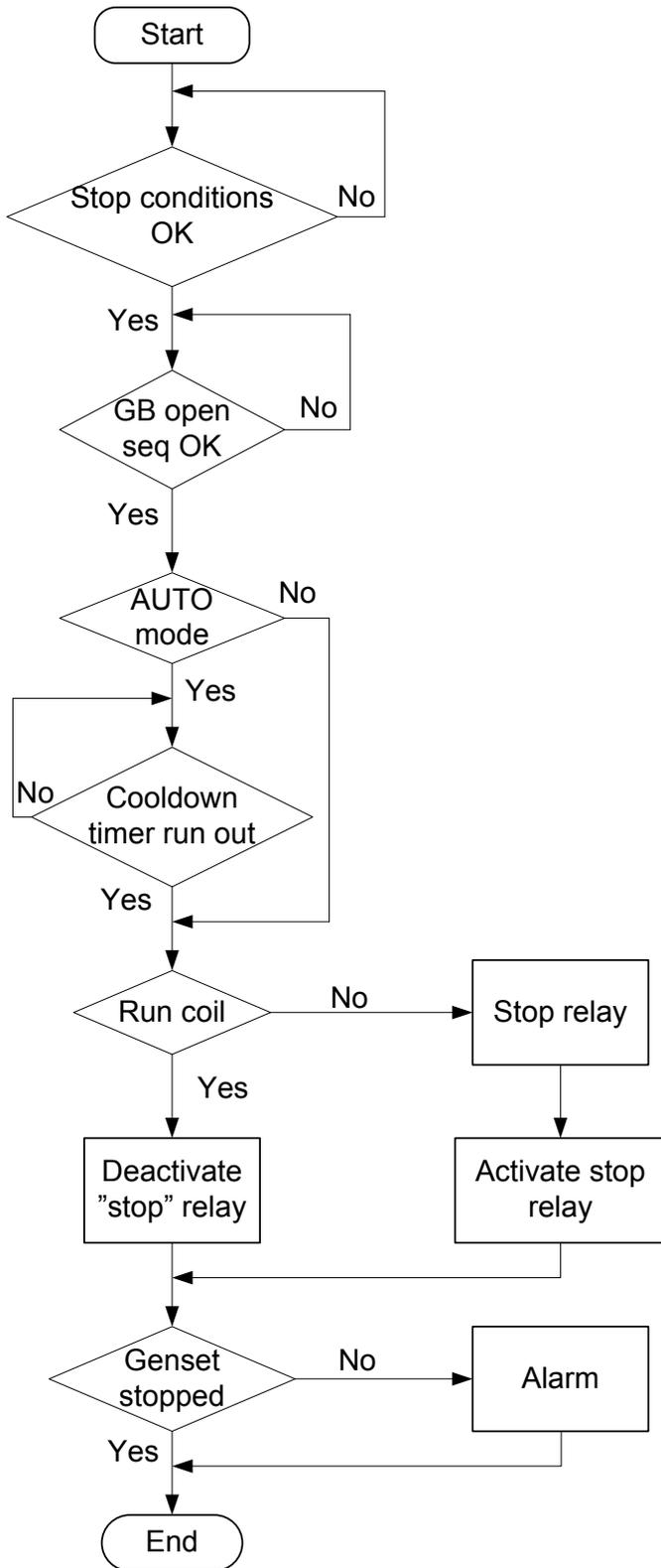
## 2.6.2 Secuencia de apertura del MB



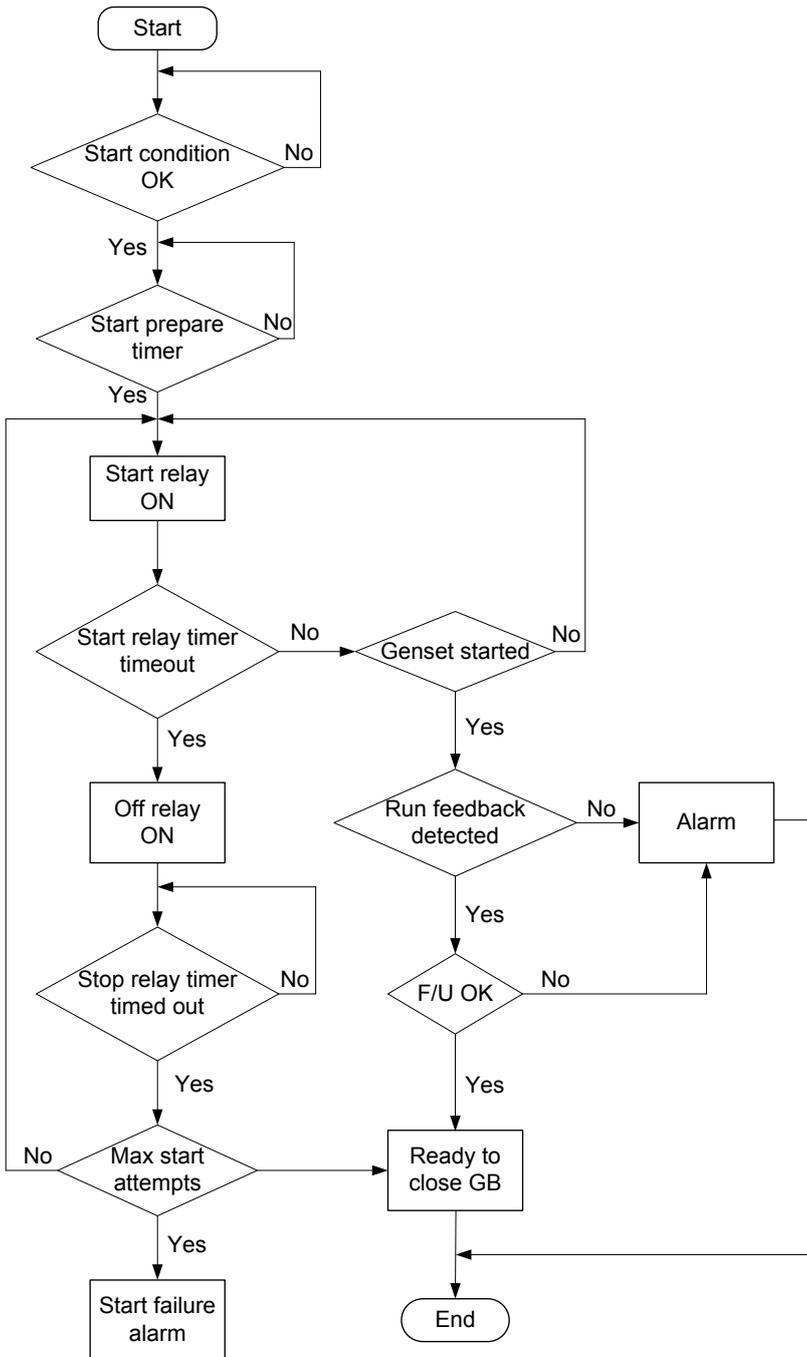
### 2.6.3 Secuencia de apertura del GB



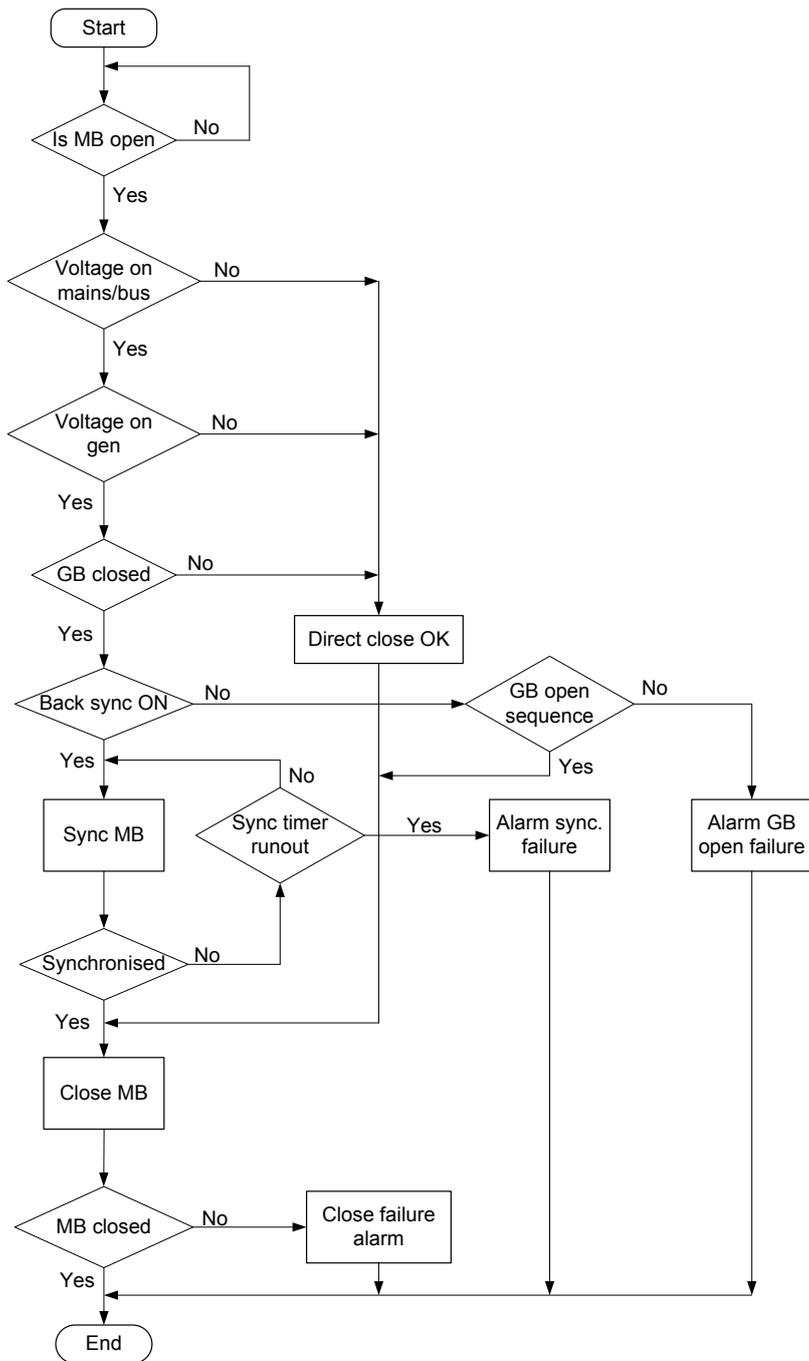
## 2.6.4 Secuencia de parada



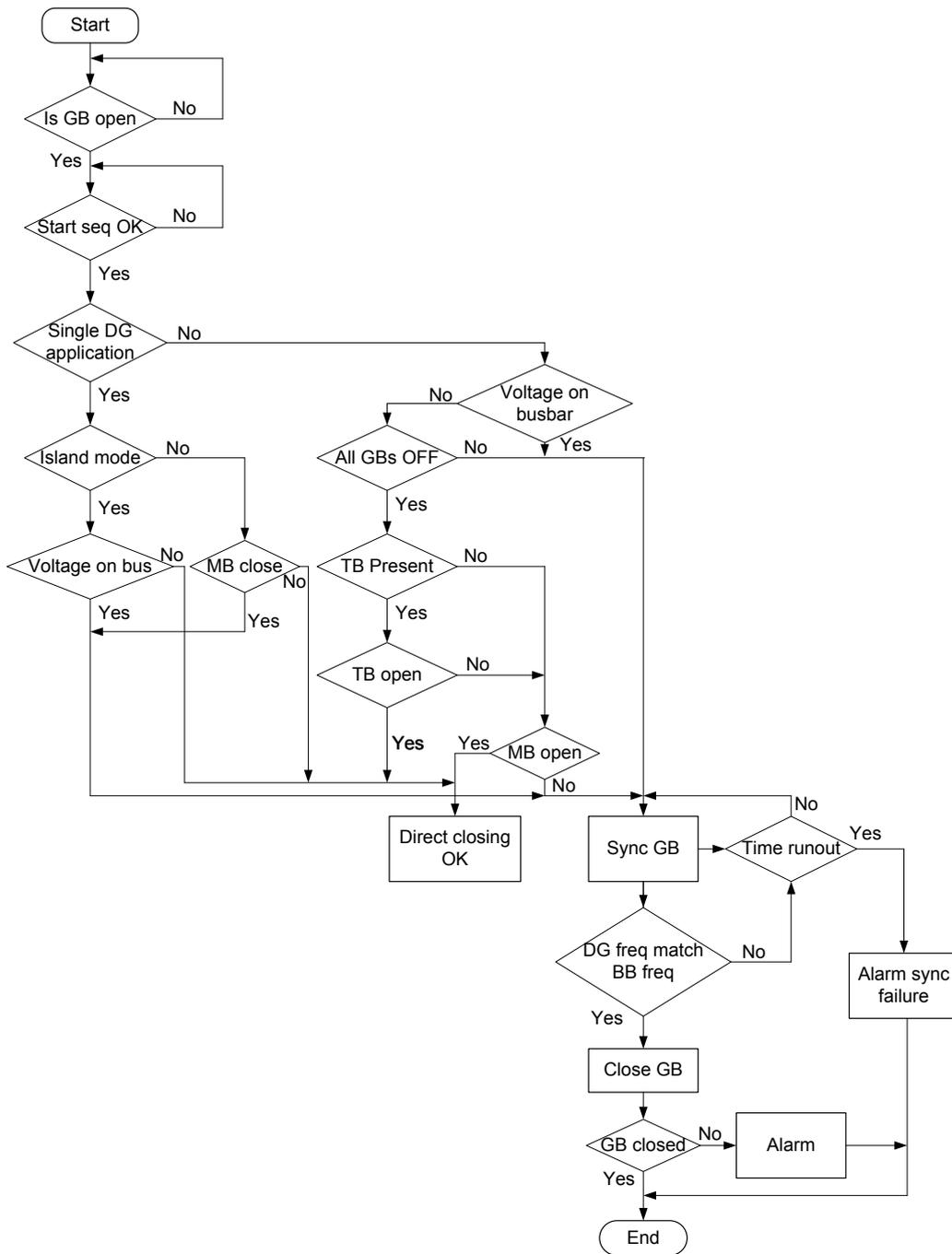
## 2.6.5 Secuencia de arranque



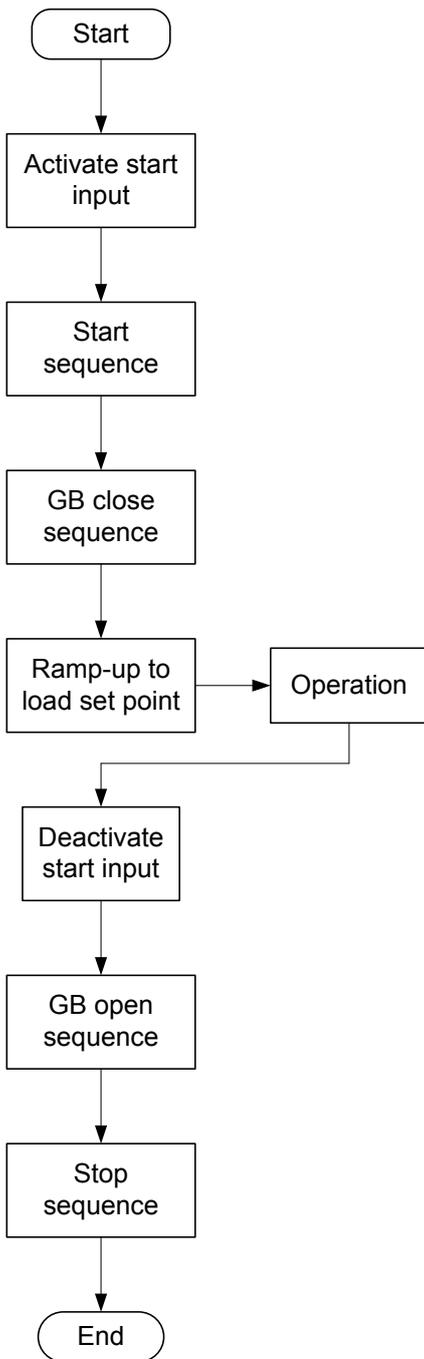
## 2.6.6 Secuencia de cierre del MB



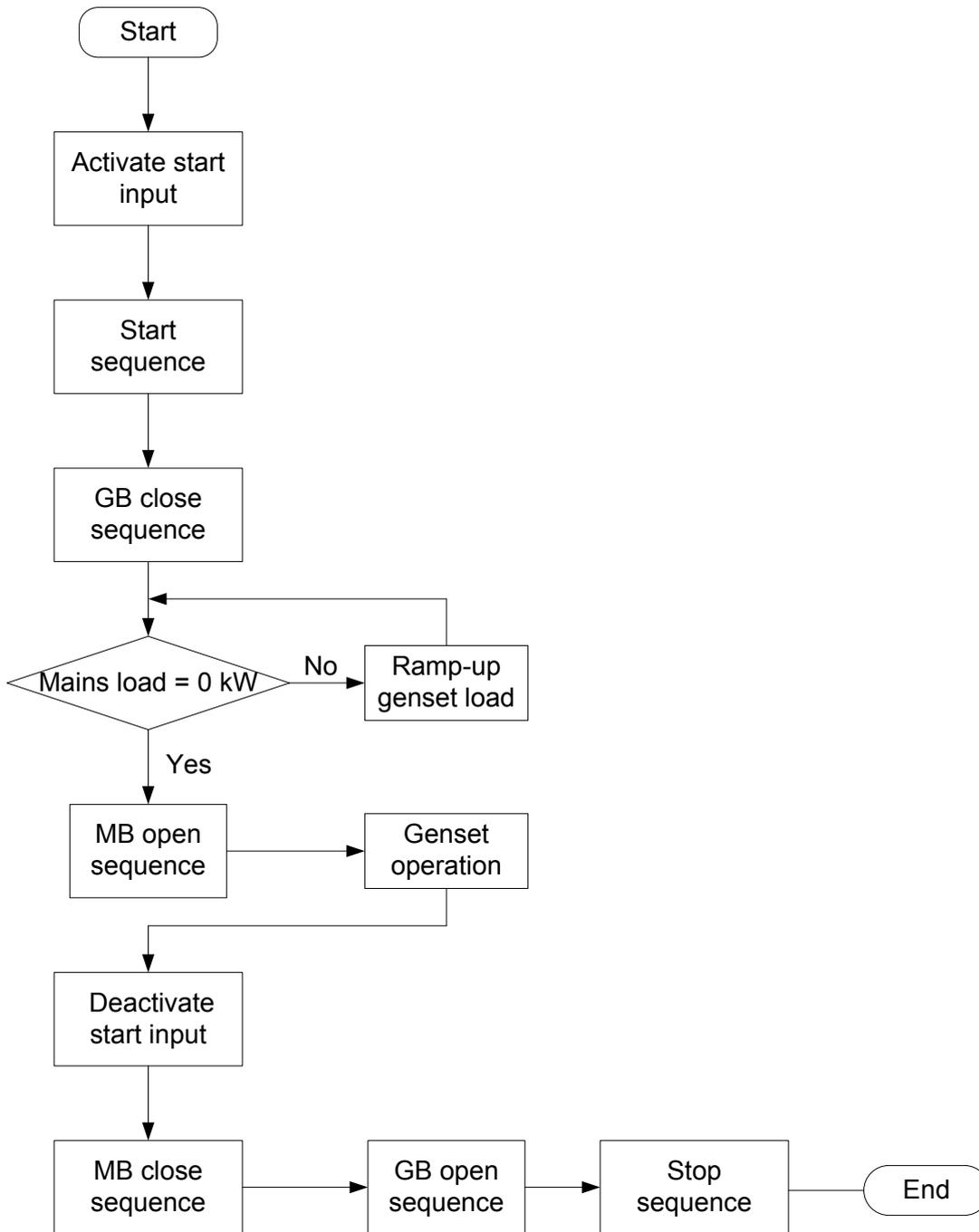
## 2.6.7 Secuencia de cierre de GB



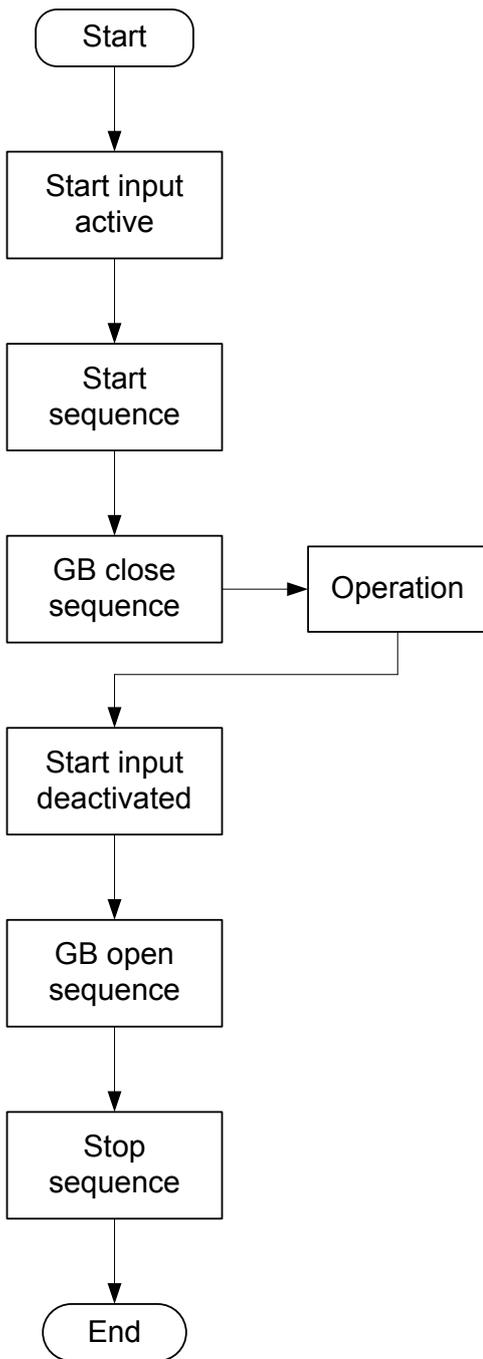
## 2.6.8 Potencia fija



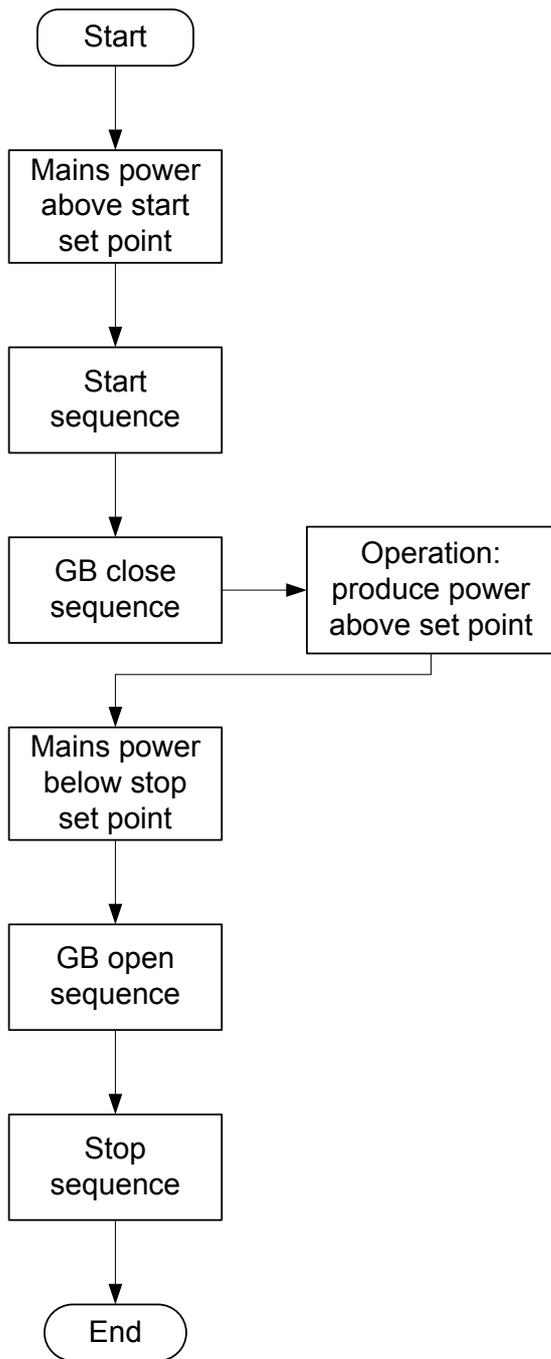
## 2.6.9 Transferencia de carga



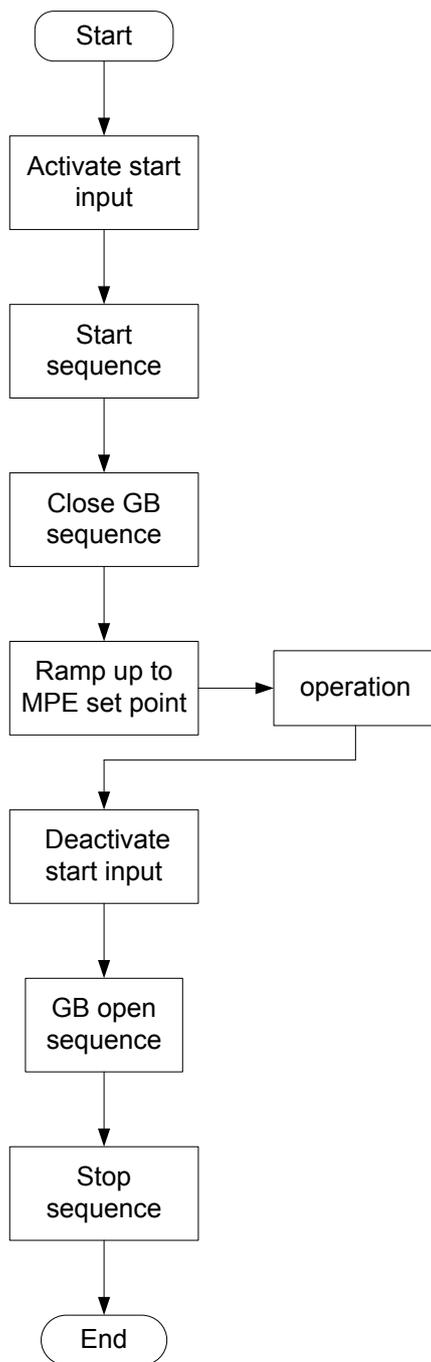
## 2.6.10 Operación en modo isla



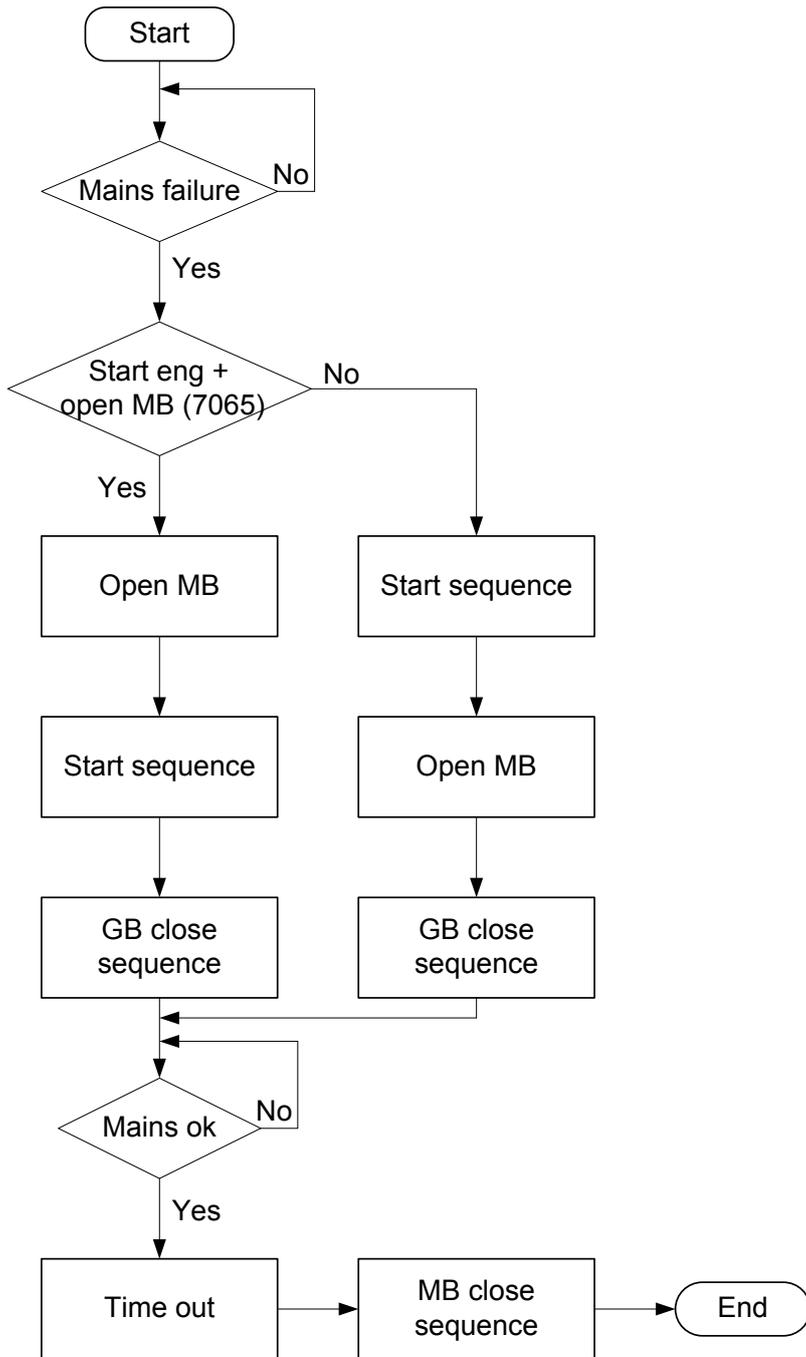
## 2.6.11 Recorte de puntas de demanda



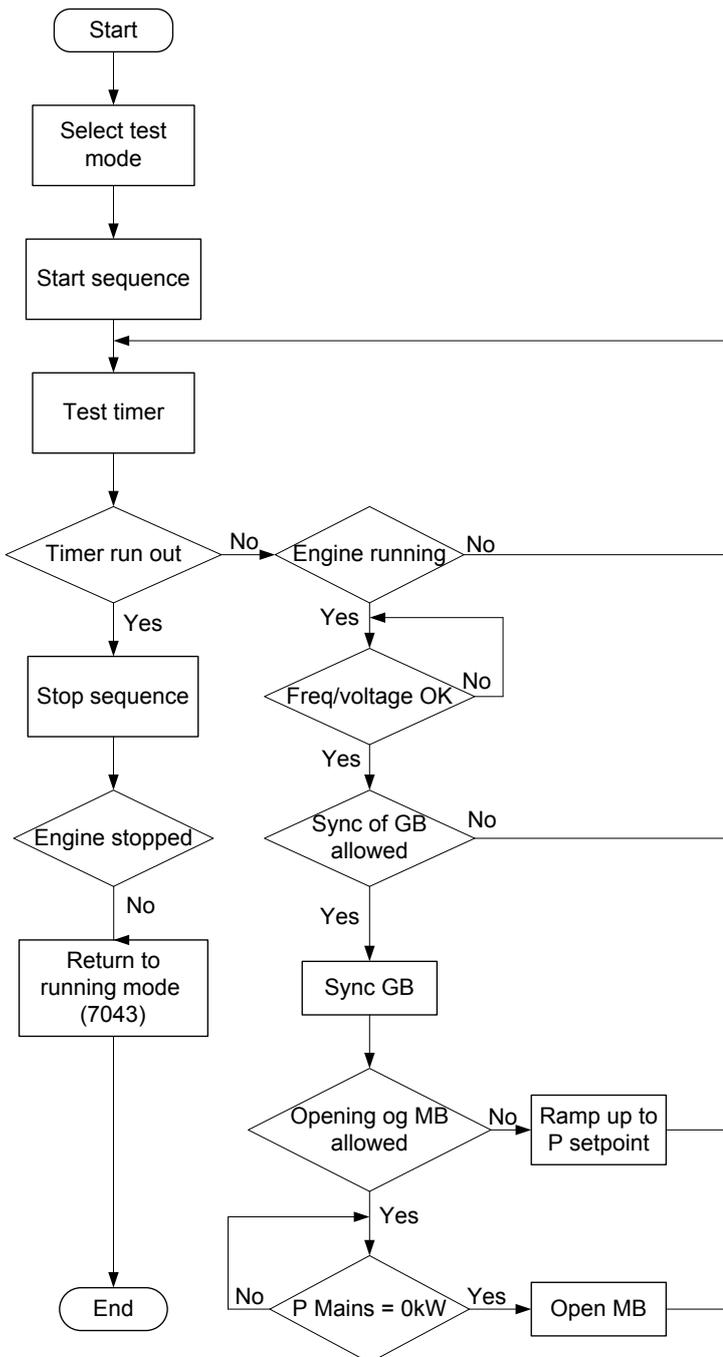
## 2.6.12 Exportación de potencia a la red



### 2.6.13 Automático en fallo de red (AMF)



## 2.6.14 Secuencia de test



## 2.7 Secuencias

La siguiente sección contiene información acerca de las secuencias del motor de combustión, del interruptor del generador y, si está instalado, del interruptor de red. Estas secuencias se inician automáticamente si se selecciona el modo automático o si los comandos se seleccionan en el modo semi-auto.

En el modo semi-auto, la secuencia seleccionada es la única secuencia iniciada (por ejemplo, pulse el botón START: El motor arrancará, pero no se iniciará la subsiguiente sincronización).

Estas secuencias se describen a continuación:

- Secuencia de ARRANQUE
- Secuencia de PARADA
- Secuencias de interruptores

Cuando está seleccionada la operación en modo isla, la entrada digital *MB cerrado* NO debe SER activada con un señal de entrada de 12/24 V. Ocurrirá un "fallo del interruptor de red" si el cableado de las entradas de la realimentación del interruptor de red no es correcto.

**NOTA** Véanse las notas de aplicaciones o las instrucciones de instalación para información acerca del cableado requerido del interruptor.

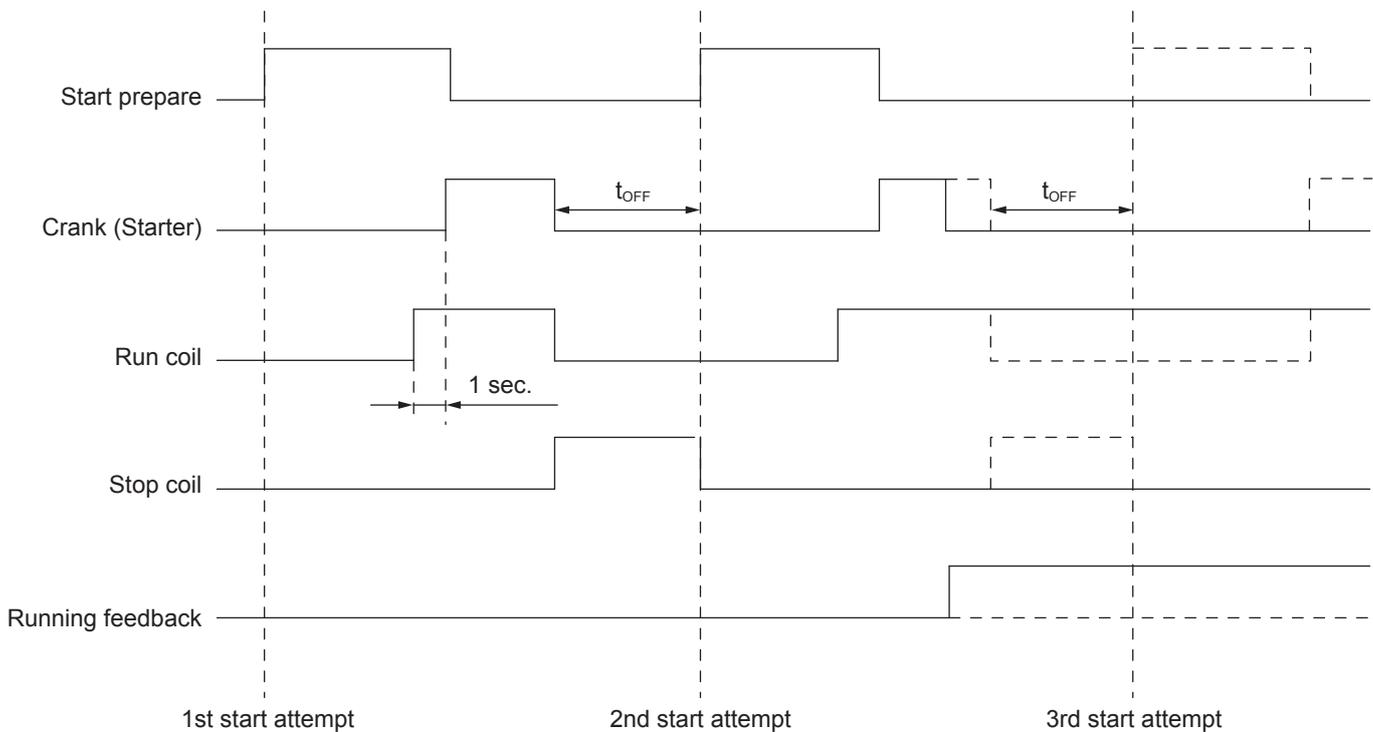
**NOTA** Le recomendamos que no utilice relés pequeños para la salida de la bobina de parada. Si se utilizan relés pequeños, es necesario montar una resistencia a través de la bobina del relé para impedir el cierre indeseable del relé. Esto está provocado por la función de rotura del cableado.

## 2.7.1 Secuencia de arranque

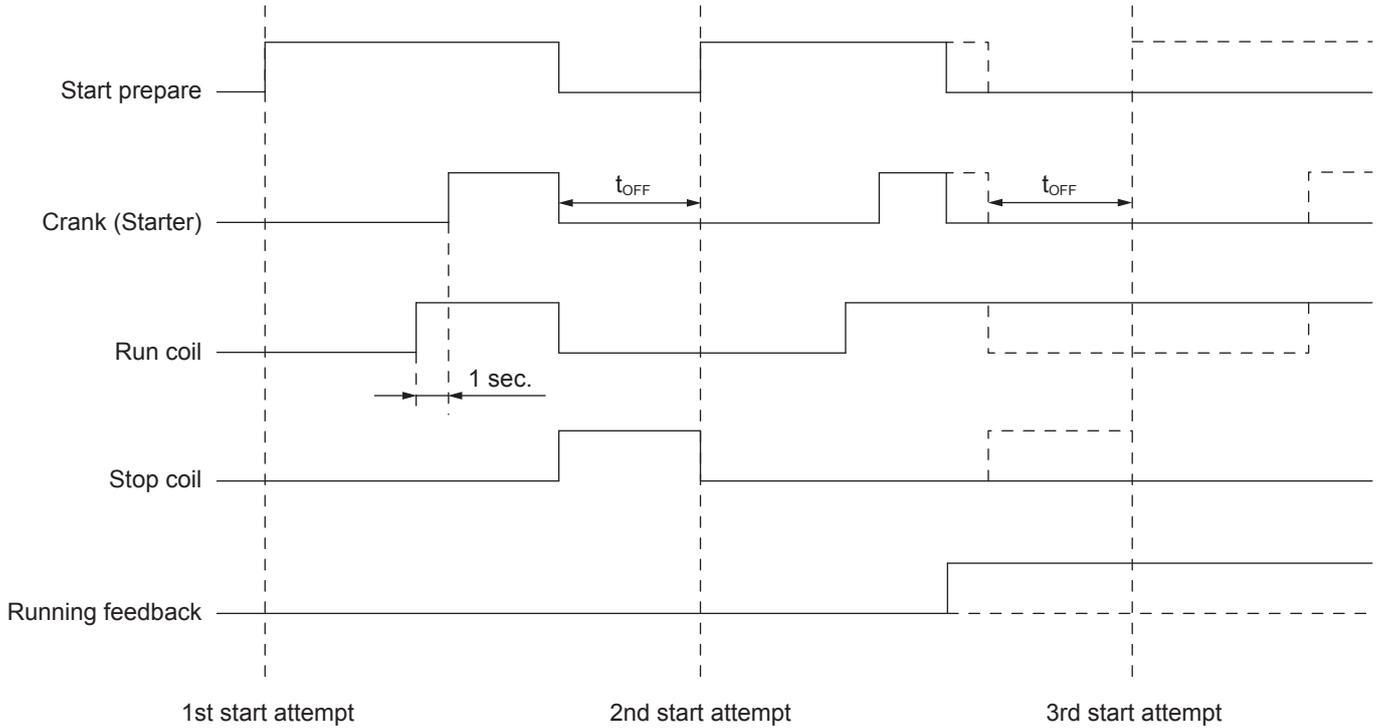
Los gráficos que se incluyen a continuación muestran las secuencias de arranque del grupo electrógeno utilizadas con preparación de arranque normal o preparación de arranque ampliada.

Independientemente de la función de preparación de arranque elegida, la bobina de marcha se activa 1 segundo antes del relé de arranque (motor de arranque).

### Secuencia de arranque: Preparación normal del arranque



## Secuencia de arranque: Preparación extendida del arranque



**NOTA** La bobina de marcha se puede activar entre 1 hasta 600 s antes de activar el arrancador (motor de arranque). En el ejemplo superior, el temporizador está ajustado a 1 segundo (menú 6150).

### 2.7.2 Condiciones de la secuencia de arranque

La iniciación de la secuencia de arranque puede controlarse mediante las siguientes condiciones:

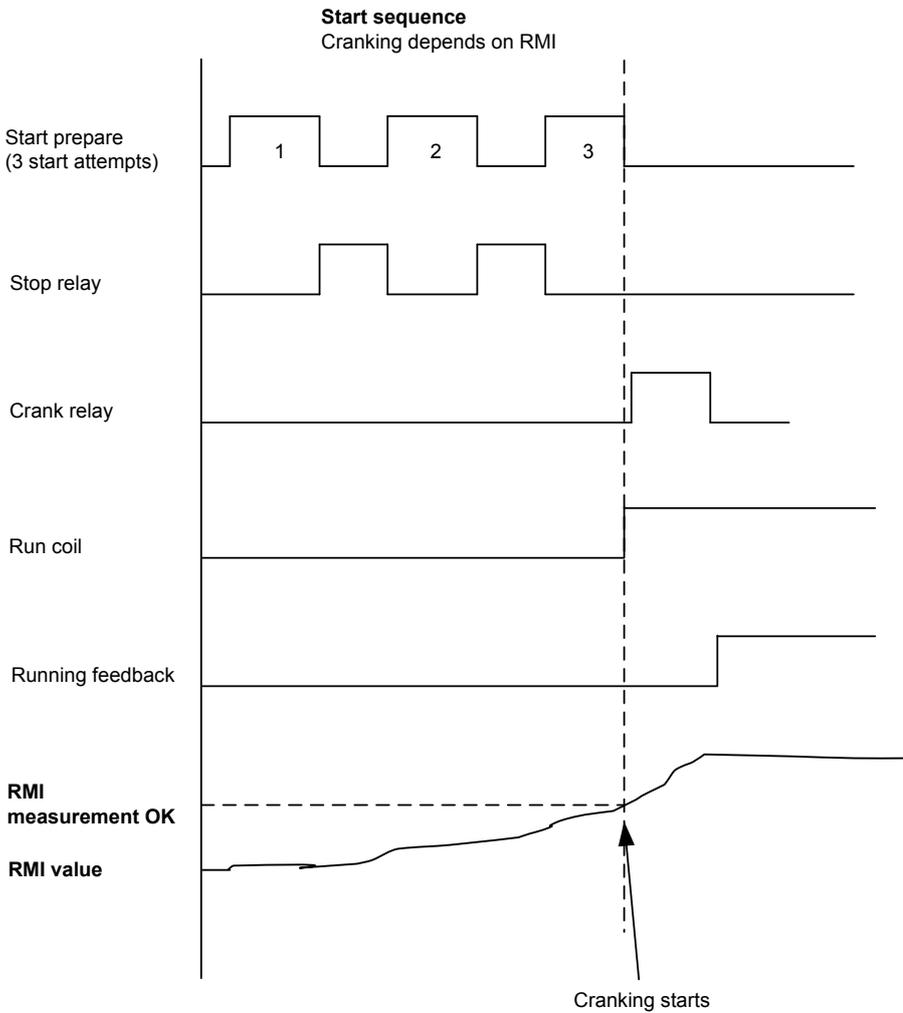
- Entrada multifunción 102
- Entrada multifunción 105
- Entrada multifunción 108

Esto significa que, por ejemplo, si no se ceba a un valor suficiente la presión del aceite, el relé de puesta en marcha no activará el motor de arranque.

La selección se realiza en el parámetro 6185. Para cada uno de los parámetros de RMI, la regla es que el valor (presión del aceite, nivel del combustible o temperatura del agua) debe superar la consigna del parámetro 6186 para que pueda iniciarse el arranque. Si el valor en 6186 está configurado a 0,0, la secuencia de arranque se inicia tan pronto como se solicita.

El diagrama inferior muestra un ejemplo en que la señal de RMI se genera lentamente y el arranque se inicia al final del tercer intento de arranque.

## Secuencia de arranque: Arranque dependiente de RMI



### 2.7.3 Realimentación de marcha

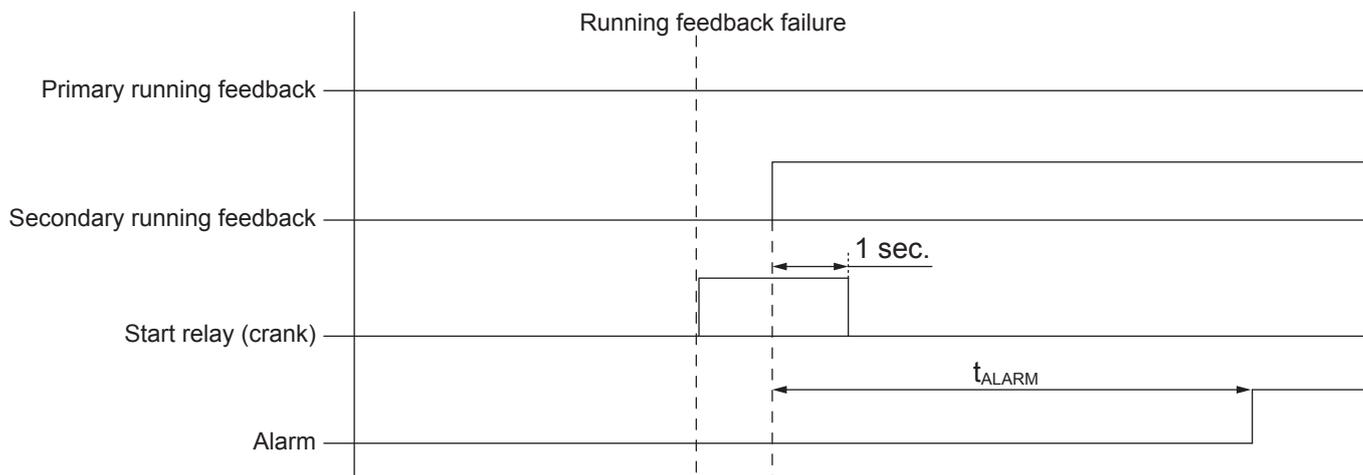
Se pueden utilizar diferentes tipos de realimentación de marcha para detectar si el motor está en marcha. Véase el parámetro 6170 para la selección del tipo de realimentación de marcha.

La detección de marcha incorpora una rutina de seguridad. La realimentación de marcha seleccionada es la realimentación primaria. Se utiliza en todo momento todas las realimentaciones de marcha configuradas. Si, por cualquier razón, la opción primordial es no detectar ninguna realimentación de marcha, el relé del motor de arranque permanecerá activado durante un segundo adicional. Si la detección de realimentación de marcha está basada en una de las opciones secundarias, el grupo electrógeno arrancará. En esta manera, el grupo electrógeno estará todavía funcional a pesar de que un sensor tacométrico está sucio o dañado.

Tan pronto como el grupo electrógeno esté en marcha, indiferentemente de si el arranque está basado en la realimentación primaria o secundaria, la detección de marcha se basará en todos los tipos disponibles.

La secuencia se muestra en el diagrama inferior.

## Fallo de realim. (señalización) de marcha



## Interrupción de la secuencia de arranque

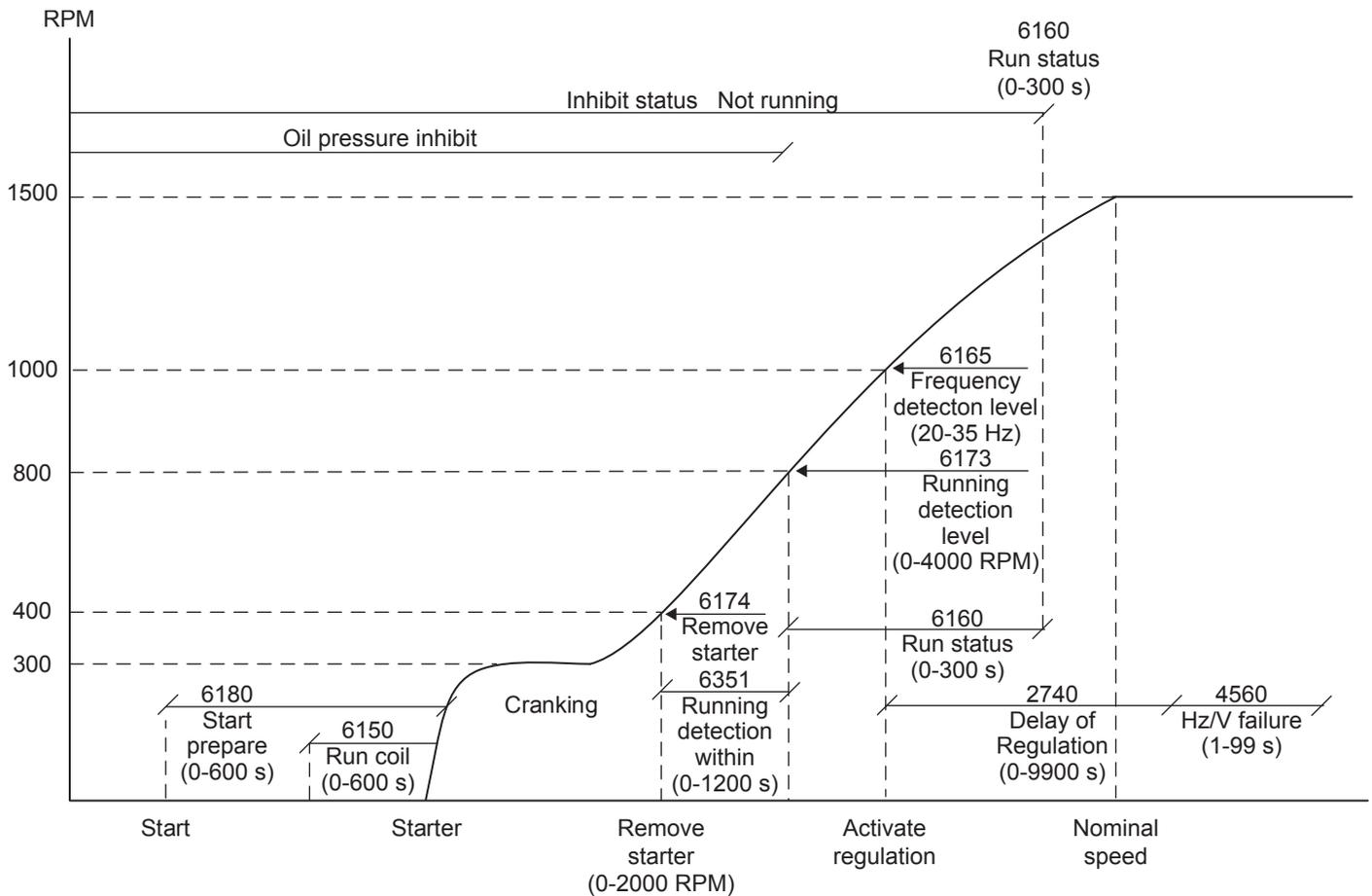
La secuencia de arranque se interrumpe en las situaciones siguientes:

Evento	Comentario
Señal de parada	
Fallo de arranque	
Retirar la realimentación del motor de arranque	Punto de ajuste del tacogenerador.
Realimentación de marcha	Entrada digital.
Realimentación de marcha	Punto de ajuste del tacogenerador.
Realimentación de marcha	Medición de la frecuencia por encima de 32 Hz. La medición de la frecuencia requiere una medición de tensión del 30 % de $U_{NOM}$ . La detección de marcha basada en la medición de la frecuencia puede sustituir a la realimentación de marcha basada en un tacogenerador, una entrada digital o la comunicación con el motor.
Realimentación de marcha	Consigna de presión de aceite (menú 6175).
Realimentación de marcha	EIC (comunicación con el motor) (opción H12).
Parada de emergencia	
Alarma	Alarmas con clase de fallo <i>apagado</i> o <i>disparo</i> y <i>parada</i> .
Botón de parada en la pantalla	Sólo en modo SEMI-AUTO o manual.
Comando de parada de Modbus	Modo semi-auto o manual.
Entrada de parada binaria	Modo semi-auto o manual.
Desactivar el "arranque/parada en automático"	Modo Auto en los siguientes modos del grupo electrógeno: Operación en modo isla, potencia fija, asumir carga o modo de Exportar potencia a la red.
Modo de funcionamiento	La activación de <i>BLOQUEO</i> durante la marcha tendrá idéntico efecto que accionar el interruptor de paro de emergencia, pero también impedirá que el grupo electrógeno arranque más adelante.

**NOTA** Si se desea utilizar la entrada MPU para retirar el motor de arranque, esto debe configurarse en el menú 6174.

**NOTA** Las únicas protecciones que pueden parar el grupo electrógeno/interrumpir la secuencia de arranque cuando la entrada *parada invalidada* está activada, son la entrada digital *parada de emergencia* (menú 3490), la alarma *sobrevelocidad 2* (menú 4520) y la alarma *EIC sobrevelocidad RPM* (menú 7600). Todos deben tener la clase de fallo *apagado*.

## 2.7.4 Descripción general de la puesta en marcha



### Consignas vinculadas a la secuencia de arranque

#### Preparación del arranque

6180 Motor de arranque	<p>Preparación normal: El temporizador para preparar el arranque puede utilizarse para realizar las operaciones de preparación del arranque, por ejemplo, la lubricación o el precaldeo. El relé de preparación de arranque se activa cuando se inicia la secuencia de arranque y se desactiva cuando se activa el relé de arranque. Si el temporizador está ajustado a 0.0 s, se deshabilita la función de preparación del arranque.</p> <p>Preparación extendida: La preparación extendida activará el relé de preparación de arranque al iniciarse la secuencia de arranque y lo mantendrá activado tras activarse el relé de arranque hasta que haya expirado el tiempo especificado. Si el tiempo de preparación extendida excede el tiempo de ACTIVACIÓN del arranque, el relé de preparación del arranque se desactiva al desactivarse el relé de arranque. Si el temporizador se configura a 0,0 s, se desactiva la función de preparación extendida.</p> <p>Tiempo de ACTIVACIÓN de arranque: El motor de arranque girará durante este período de tiempo para poner en marcha el motor de combustión.</p> <p>Tiempo DESCONEXIÓN arranque: La pausa entre dos intentos de arranque.</p>
------------------------	---

#### Temporizador de bobina de marcha

6150 Bobina de marcha	El temporizador de la bobina de marcha es una consigna que define durante cuánto tiempo la bobina de marcha permanecerá activada antes de poner en marcha el motor de combustión. Esto da tiempo a la ECU para arrancar antes de poner en marcha el motor de combustión.
-----------------------	--

#### Retirar el motor de arranque

6174 Retirar el motor de arranque	El motor de arranque se retira cuando el motor de combustión alcanza la consigna de RPM. Esto funcionará solo si en <b>6172 Tipo de detección de marcha</b> se ha seleccionado MPU o EIC RPM.
-----------------------------------	---

## Nivel de RPM de detección de marcha

6173 Nivel de detección de marcha	Ésta es la consigna en la cual el nivel de detección de marcha está definido en RPM. Esto funcionará solo si en <b>6172 Tipo de detección de marcha</b> se ha seleccionado MPU o EIC RPM.
-----------------------------------	---

## Detección de funcionamiento

6151 Detección marcha	<p>Este temporizador se puede configurar al nivel necesario. Esto asegurará que el motor gire por su cuenta a partir del nivel de RPM configurado en <b>6174 Retirar motor de arranque</b> y <b>6173 Nivel de detección de marcha</b>. Si se rebasa el nivel de este temporizador y no se alcanza el nivel de detección, se iniciará de nuevo la secuencia de arranque y habrá consumido un intento de arranque. Si se agotan todos los intentos de arranque (<b>6190 Intentos de arranque</b>), se producirá el <b>4570 Fallo de arranque</b>. Este temporizador estará activo únicamente si se ha seleccionado MPU o EIC RPM en <b>6172 Tipo de detección de marcha</b>.</p> <p><b>NOTA</b> Si se utilizan otros tipos de detección de marcha distintos de MPU o EIC RPM, el motor de arranque permanecerá en marcha solo hasta que se alcance <b>6165 Nivel de detección de frecuencia</b>.</p>
-----------------------	--

## Nivel de frecuencia

6165 Nivel de detección de frecuencia	Esta consigna se define en Hz y se puede configurar al nivel necesario. Cuando se haya alcanzado este nivel, los reguladores comenzarán a trabajar y asegurarán que se alcancen los valores nominales. Los reguladores se pueden retardar utilizando <b>2740 Retardo de regulación</b> . Véase más abajo.
---------------------------------------	---

## Estado de marcha

6160 Estado de marcha	El temporizador de esta consigna se arranca cuando <b>6173 Nivel de detección de marcha</b> o cuando se alcanza <b>6165 Nivel de detección de frecuencia</b> . Cuando se rebasa el temporizador, se desactivará el estado de inhibición "No en marcha" y se habilitarán las alarmas y fallos de marcha (ver los fallos asociados más abajo).
-----------------------	--

## Retardo de regulación

2740 Retardo de regulación	<p>Utilizando este temporizador, se puede retardar el arranque de la regulación. El temporizador arrancará cuando se alcance <b>6165 Nivel de detección de frecuencia</b>.</p> <p><b>NOTA</b> Si el conjunto de equipos está funcionando con ajustes nominales y <b>2740 Retardo de regulación</b> está configurado a 0, el grupo electrógeno rebasará la frecuencia nominal en la puesta en marcha, ya que los reguladores comienzan a aumentar tan pronto como se activan. Si se utiliza este temporizador, la regulación puede esperar hasta que el grupo electrógeno ya esté a la frecuencia nominal antes de comenzar a regular.</p>
----------------------------	---

## Fallos asociados a la secuencia de arranque

### Alarma de fallo de puesta en marcha

4530 Fallo de motor de arranque	Si como realimentación primaria de marcha se elige MPU, esta alarma se activará si no se alcanzan las RPM especificadas antes de que haya transcurrido el retardo.
---------------------------------	--

### Fallo de realimentación de marcha

4540 Fallo realim. marcha	Esta es una alarma que se activa si no hay realimentación primaria de marcha (6172) pero la realimentación secundaria detecta marcha. Existe un fallo en la realimentación de marcha primaria y, por tanto, esta alarma se activará con un cierto retardo. El ajuste de retardo es el tiempo que debe transcurrir desde que se alcanza la detección secundaria de marcha hasta que se produce la alarma.
---------------------------	--

## Fallo Hz/V

4560 Fallo Hz/V	Si la frecuencia y la tensión no están dentro de los límites configurados en el menú <b>2110 df/dUmáx de barras muertas</b> después de haber recibido la realimentación de marcha, se activará esta alarma una vez transcurrido este retardo.
-----------------	---

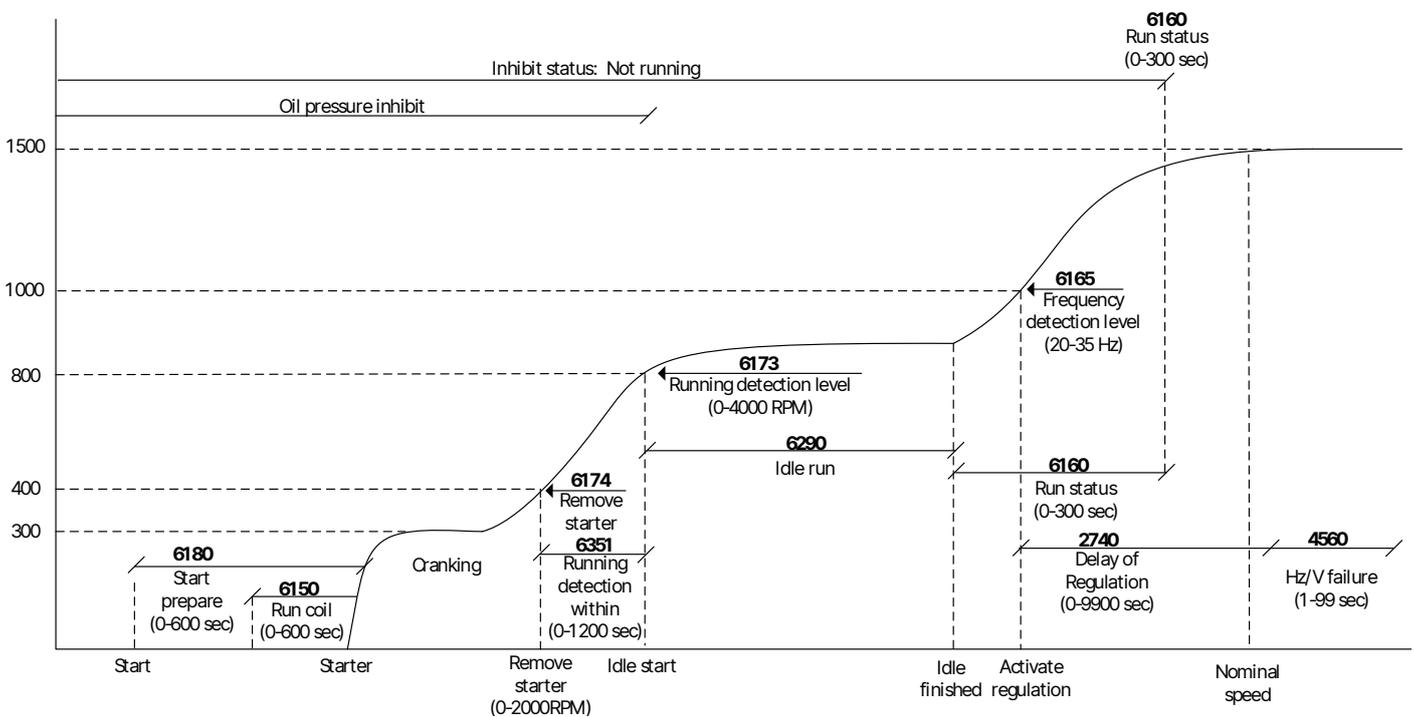
## Alarma de fallo de arranque

4570 Fallo de arranque	La alarma de fallo de arranque se produce si el grupo electrógeno no ha arrancado después del número de intentos de arranque configurados en el menú 6190.
------------------------	--

## El motor de combustión ha sido detenido externamente

6352 Parada ext. motor	Si la secuencia de marcha está activa y las RPM del motor de combustión caen por debajo de <b>6173 Detección de marcha</b> y <b>6165 Nivel de detección de frecuencia</b> sin haber recibido ningún comando del AGC, éste emitirá una alarma si está habilitado este parámetro.
------------------------	---

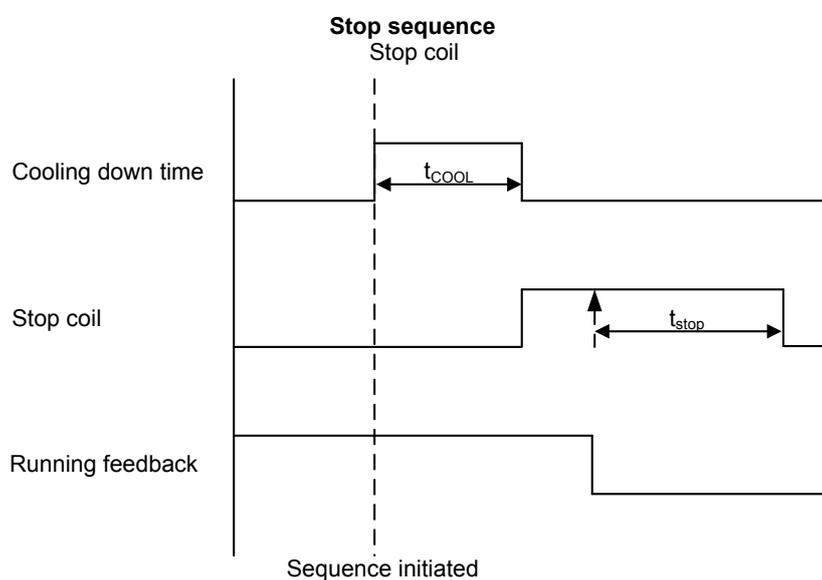
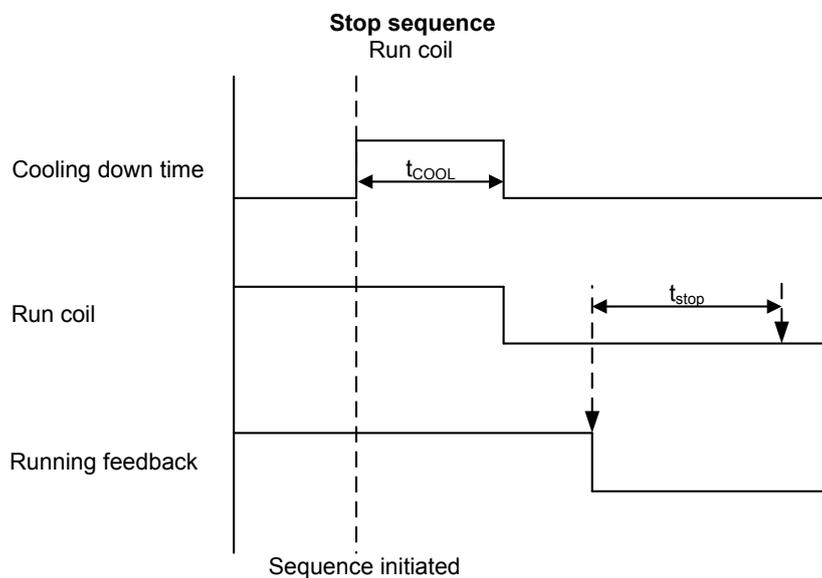
## 2.7.5 Descripción de puesta en marcha con marcha en ralentí



Las consignas y fallos recogidos en la presente sinopsis son los mismos que los descritos en el capítulo "Descripción general de la puesta en marcha", con excepción de la función de marcha en ralentí. Esta función se describe en el capítulo "Marcha en ralentí".

## 2.7.6 Secuencia de parada

Los planos muestran la secuencia de parada.



La secuencia de parada se activa si se recibe un comando de parada. La secuencia de parada incluye el tiempo de enfriado si la parada es una parada normal o controlada.

Descripción	Enfriado en curso	Parada	Comentario
Parada en modo Auto	●	●	
Alarma de disparo y parada	●	●	
Botón Stop en la pantalla	●*	●	Semi-auto o manual. El enfriado se interrumpe si se activa dos veces el botón de parada.
Retirar "Arranque/parada en automático"	●	●	Modo Auto(mático): Operación en modo isla, potencia fija, transferencia de carga, exportación de potencia a la red.
Parada de emergencia		●	El motor de combustión se para y el GB se abre.

\* La secuencia de parada solamente puede interrumpirse durante el período de enfriado. Pueden producirse interrupciones en las siguientes situaciones:

Evento	Comentario
Fallo de red	Modo AMF seleccionado (o cambio de modo seleccionado a ON) y modo Automático seleccionado.
El botón de arranque está pulsado	Modo Semiautomático: El motor de combustión funcionará en ralentí.
Entrada binaria de arranque	Modo Auto(mático): Operación en modo isla y potencia fija, transferencia de carga o exportación de potencia a la red.
Consigna de rebasamiento	Modo Auto(mático): Recorte de puntas de demanda.
Se ha accionado el botón de cierre del GB	Solamente Modo Semiautomático.

**NOTA** La secuencia de parada solamente puede interrumpirse durante el período de enfriado.

**NOTA** Cuando el motor está parado, la salida análoga del regulador de velocidad se resetea al valor de compensación (offset).

### Consignas vinculadas a la secuencia de parada

Fallo de parada	
4580 Fallo de parada	Aparecerá un fallo de alarma de parada si la realimentación de marcha primaria o la tensión y frecuencia del generador siguen estando presentes después de que haya transcurrido el retardo configurado en este menú.

Parada	
6210 Parada	<p>Enfriado: La duración del período de enfriado.</p> <p>Parada ampliada: El retardo desde la desaparición de la realimentación de marcha hasta que se permite una nueva secuencia de arranque. La secuencia de parada prolongada se activa en cualquier momento en que se presione el botón de parada.</p> <p>Enfriado controlado por la temperatura del motor: El enfriado controlado por la temperatura del motor sirve para asegurar que el motor se enfríe por debajo de la consigna en el menú 6214 <i>Temperatura de enfriado</i> antes de que el motor se pare. En particular, esto es muy beneficioso si el motor había estado en marcha durante un período corto de tiempo y, por tanto, no ha alcanzado la temperatura normal del agua de refrigeración, puesto que el período de enfriado será corto o quizá incluso nulo. Si el motor ha estado en marcha durante un período largo, habrá alcanzado la temperatura normal de marcha y el período de enfriado será el tiempo exacto que la temperatura tarda en caer por debajo de la consigna de temperatura configurada en el parámetro 6214.</p>

Si, por cualquier motivo, el motor no puede enfriarse hasta debajo de la consigna de temperatura configurada en 6214 dentro del límite de tiempo configurado en el parámetro 6211, el motor de combustión será apagado por este temporizador. Esto puede ser debido a una temperatura ambiente elevada.

**NOTA** Si el temporizador de enfriado se configura a 0,0 s, la secuencia de enfriado será infinita.

**NOTA** Si la temperatura de enfriado está configurada a 0 grados, la secuencia de enfriado estará controlada totalmente por el temporizador.

**NOTA** Si el motor de combustión se detiene de manera imprevista, véase **Realimentación de marcha**.

## 2.7.7 Secuencias de interruptores

Las secuencias de interruptores se activarán en función del modo seleccionado:

Modo	Modo del grupo electrógeno	Control de interruptores
Auto	Todos	Controlado por el controlador
Semi-auto	Todos	Botones
Manual	Todos	Botones
Bloqueo	Todos	Ninguno

Antes de cerrar los interruptores, tiene que asegurarse de que la tensión y la frecuencia están OK. Los límites se ajustan en el menú 2110 Sinc. apagón.

## Consignas vinculadas al control del MB

7080 Control del MB	
Cambio de modo	Cuando está activado, el AGC ejecutará la secuencia de Automático en fallo de red (AMF) en el caso de un fallo de red independientemente del modo seleccionado del grupo electrógeno.
Retardo de cierre del MB	El tiempo entre Apertura del GB y Cierre del MB cuando sincronización de retorno está DESACTIVADA.
Sincronización inversa	Habilita la sincronización de la red al generador.
Sincro. con la red	Habilita sincronización del generador a la red.
Tiempo de carga	Después de abrir el interruptor, la secuencia de Cierre del MB no se iniciará antes de que haya finalizado este retardo. Consulte la descripción de "Tiempo de carga del resorte del interruptor".

**NOTA** Si no está representado ningún MB, entonces los relés y las entradas que normalmente se utilizan para el control del MB pasan a ser configurables. El software constructor de planta generadora (USW) se utiliza para configurar el diseño de la planta si la aplicación no incluye un interruptor de red (MB).

**NOTA** AGC sin sincronización de retorno: El GB se puede cerrar solo si el interruptor de red está abierto. El MB solamente puede cerrarse si el interruptor del generador está abierto.

**NOTA** AGC con sincronización de retorno: Si se presiona el botón de GB o MB, el AGC se iniciará la sincronización si el generador ó la tensión de red está presente. El GB se puede cerrar directamente si el MB está abierto. El MB se puede cerrar directamente si el GB está abierto.

### Apertura del MB en Automático en fallo de red (menú 7065)

Es posible seleccionar la funcionalidad de la función de apertura del interruptor de red. Esto es necesario si el controlador opera en Automático en fallo de red (AMF).

Las posibilidades en el menú 7065 son:

Selección	Descripción
Arrancar el motor de combustión y abrir el interruptor de red	Cuando se produce un fallo de red, el interruptor de red se abre y el motor arranca simultáneamente.
Arrancar el motor	Cuando se produce un fallo de red, el motor de combustión arranca. Cuando el generador está en marcha y la frecuencia y la tensión son correctas, se abre el MB y se cierra el GB.

## 2.7.8 Temporizadores y consignas de Automático en Fallo de Red (AMF)

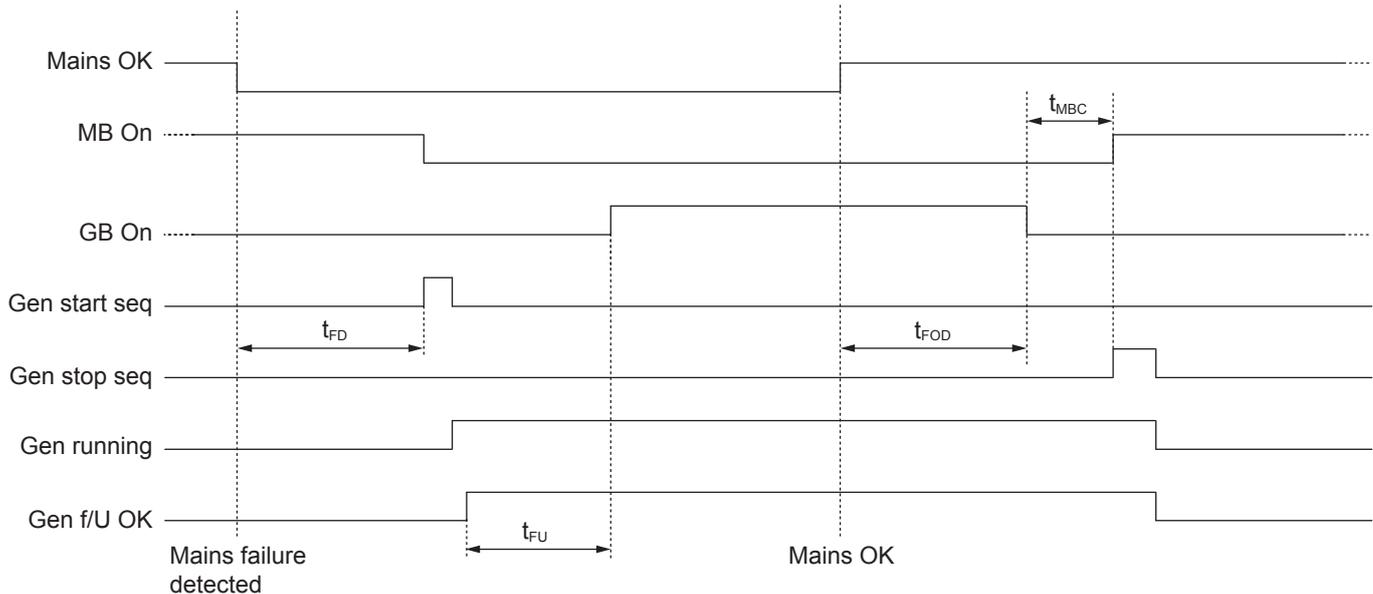
Los gráficos de temporización describen la función cuando se produce un fallo de red y un retorno de la red. Sincronización de retorno está desactivada. Los temporizadores utilizados por la función AMF se muestran en la tabla inferior:

Temporizador	Descripción	Número de menú
$t_{FD}$	Retardo de fallo de red	7071 f fallo de red 7061 U fallo de red
$t_{FU}$	Frecuencia/tensión correctas	6220 Hz/V correcta
$t_{FOD}$	Retardo de Fallo de red OK	7072 f fallo de red 7062 U fallo de red
$t_{GBC}$	Retardo de Cierre del GB	6231 Control de GB*
$t_{MBC}$	Retardo de Cierre del MB	7082 Control de MB

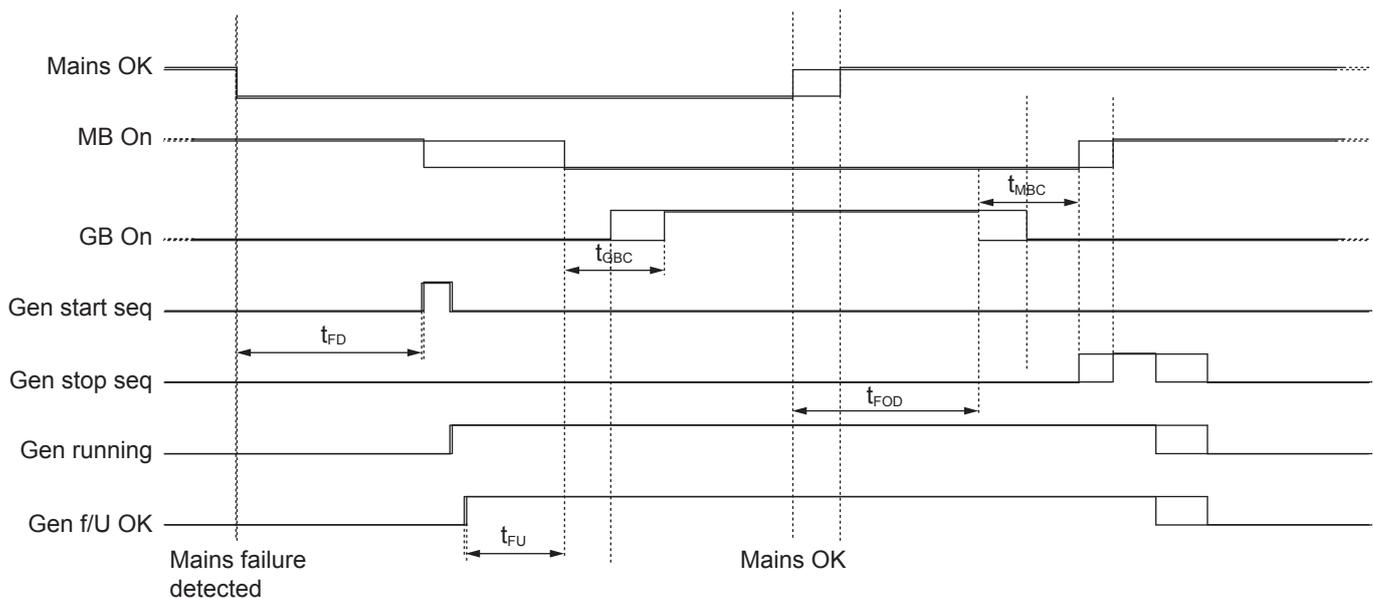
\*Nota: Solo para un controlador de grupo electrógeno en una aplicación con *Un solo grupo electrógeno*. Si se produce un apagón, éste es el retardo tras el cual la tensión y la frecuencia son correctas.

El temporizador  $t_{MBC}$  está activo únicamente si la sincronización de retorno está desactivada.

### Ejemplo 1: 7065 Control de fallo de red: Arrancar el motor y abrir el MB



### Ejemplo 2: 7065 Control de fallo de red: Arrancar el motor



### Consignas para la secuencia de automático en fallo de red (AMF)

Los temporizadores deben disponer de algunas consignas para indicar cuándo deben arrancar. El AGC tiene diferentes consignas para diferentes situaciones. Los límites dentro de los cuales debe encontrarse la tensión de red antes de que el temporizador de fallo inicie su cuenta atrás se configuran en los parámetros 7063 y 7064. Existe un límite inferior (7063) y uno superior (7064). Además, el AGC tiene límites para la frecuencia. Ésta tiene también un límite inferior (7073) y un límite superior (7074). Si la tensión o frecuencia de red ha rebasado estos límites y el temporizador de fallo relevante ha finalizado su cuenta atrás, se iniciará la secuencia de automático en fallo de red (AMF).

Al volver la tensión/frecuencia de red, pueden ajustarse algunas histéresis. El controlador Multi-line 2 dispone de cuatro histéresis independientes definidas en el menú 7090. La primera histéresis corresponde al "límite de tensión baja". Si la "tensión baja" de red se ha configurado a 90 % (7063), el Multi-line 2 iniciará la secuencia de "Automático en fallo de red" cuando la tensión de red sea inferior al 90 % de la tensión nominal. Por defecto, la histéresis está configurada a 0 % (7091), lo cual significa, en este ejemplo, que cuando la tensión ha aumentado por encima del 90 %, está permitido alimentar la

carga de nuevo desde la red. Si se hubiese configurado la histéresis a 2%, no se permitiría volver a alimentar desde la red hasta que la tensión de red hubiese aumentado por encima del 92 % de la nominal.

Si, por ejemplo, la "tensión baja de red" se hubiese configurado a 85 % y la histéresis a 20 %, el cálculo implicaría que no estaba permitido volver a operación desde red hasta que la tensión de red fuese del 105 %. El controlador Multi-line 2 puede configurarse a como máximo el 100 % del valor nominal. Lo mismo ocurre con la "tensión alta de red" y ambos límites de frecuencia. La histéresis puede configurarse a como máximo el 100 % del valor nominal.

### Condiciones para maniobras de los interruptores

Las secuencias de interruptores reaccionan según las posiciones de los interruptores y las mediciones de la frecuencia/tensión.

Las condiciones para las secuencias ON/OFF se describen en las tablas inferiores.

#### Condiciones de cierre del interruptor

Secuencia	Condición
CERRAR GB, cierre directo	Realimentación de marcha Frecuencia/tensión del generador correctas Interruptor MB abierto
CERRAR MB, cierre directo	Frecuencia/tensión de red correctas Interruptor GB abierto
CERRAR GB, sincronización	Realimentación de marcha Frecuencia/tensión del generador correctas Interruptor MB cerrado No hay alarmas de fallo del generador
CERRAR MB, sincronización	Frecuencia/tensión de red correctas Interruptor GB cerrado No hay alarmas de fallo del generador

#### Condiciones de apertura del interruptor

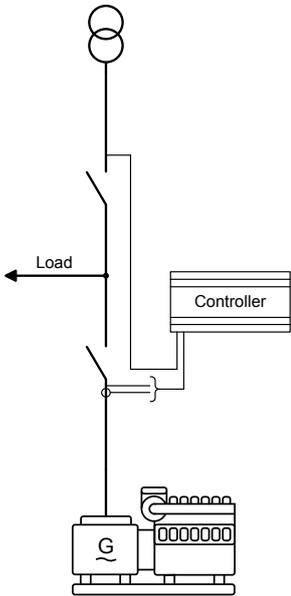
Secuencia	Condición
ABRIR GB, apertura directa	Interruptor MB abierto
ABRIR MB, apertura directa	Alarmas con clases de fallo: Alarmas de parada o disparo de MB
ABRIR GB, descargando	Interruptor MB cerrado
ABRIR MB, descargando	Alarmas con clase de fallo: Disparo y parada

## 3. Aplicaciones sin gestión de potencia

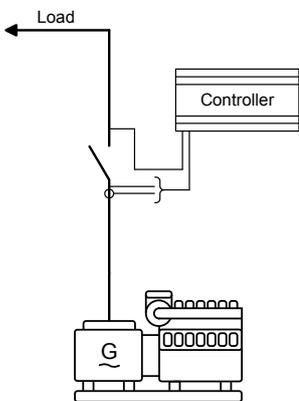
### 3.1 Esquemas unifilares

Los siguientes esquemas unifilares muestran una diversidad de aplicaciones del AGC. Estas aplicaciones no requieren gestión de potencia (opción G5).

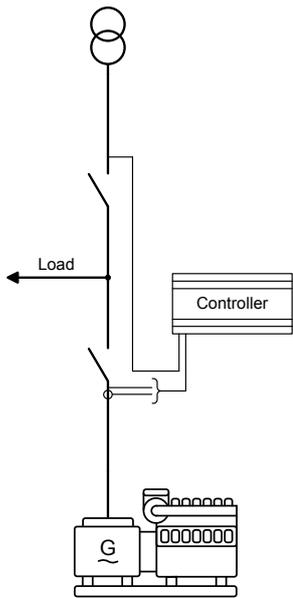
#### 3.1.1 Automático en fallo de red (AMF)



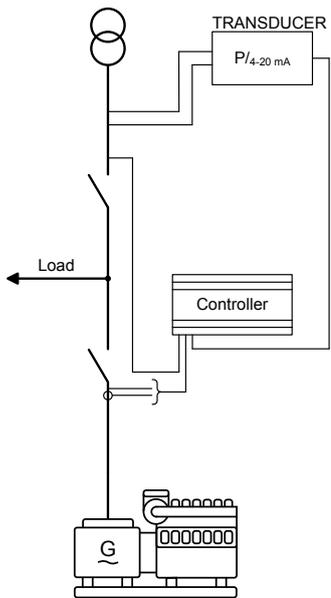
#### 3.1.2 Operación en modo isla



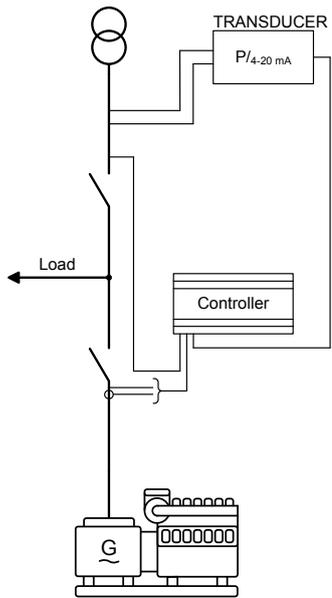
### 3.1.3 Potencia fija/carga de base



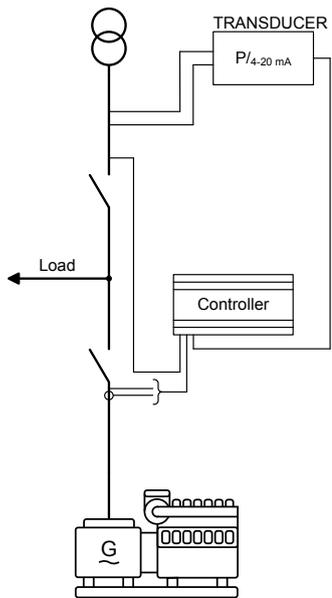
### 3.1.4 Recorte de puntas de demanda



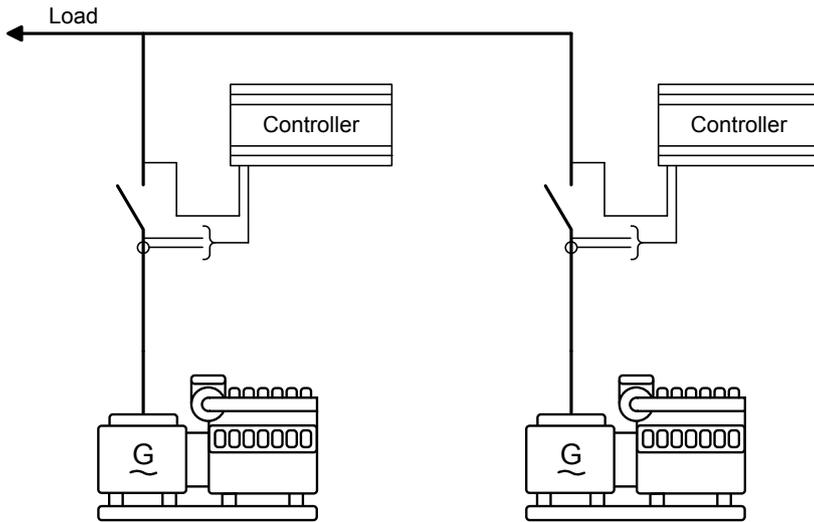
### 3.1.5 Transferencia de carga



### 3.1.6 Exportación de potencia a la red



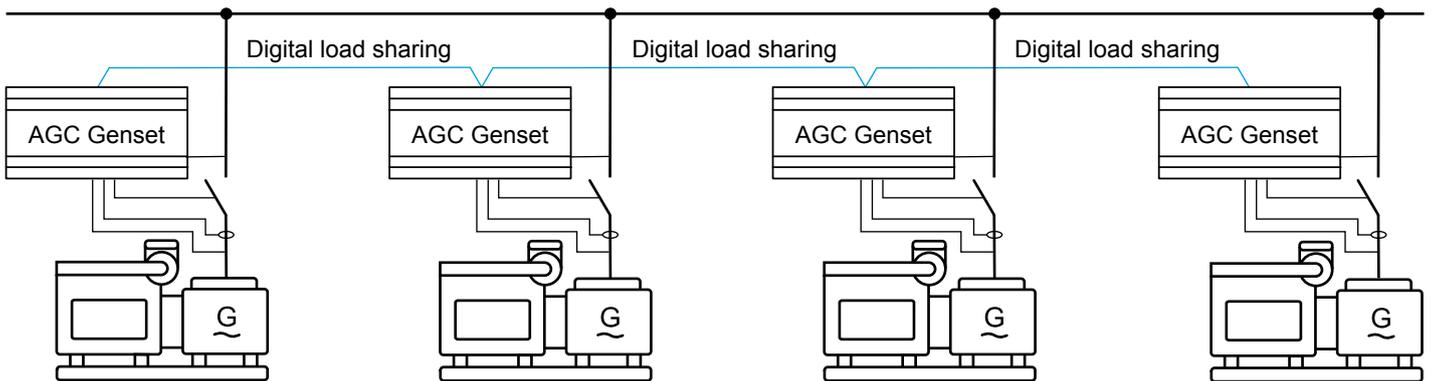
### 3.1.7 Múltiples grupos electrógenos, reparto de carga (se requiere la opción de hardware M12)



## 3.2 CANshare

### 3.2.1 Diagrama unifilar

#### Múltiples grupos electrógenos individuales con reparto de carga CANshare



CANshare (reparto digital de carga) permite que los generadores repartan la carga mediante el bus CAN, con una instalación y configuración sencillos. El reparto de carga CANshare es igual (como porcentaje de la potencia nominal de cada generador). CANshare garantiza que se reparta tanto la potencia activa (P) como la potencia reactiva (Q).

Puede utilizar CANshare en aplicaciones con 2 a 127 generadores. Para CANshare, puede utilizar una combinación de controladores de generador AGC-4 Mk II y AGC 150.

CANshare no se puede utilizar con la gestión de potencia. CANshare no se puede utilizar con conexiones de red.

### 3.2.2 Configure CANshare (reparto de carga digital)

Configure el protocolo CAN y la aplicación **en cada controlador**. Puede utilizar Utility Software, o puede configurar los parámetros desde la pantalla.

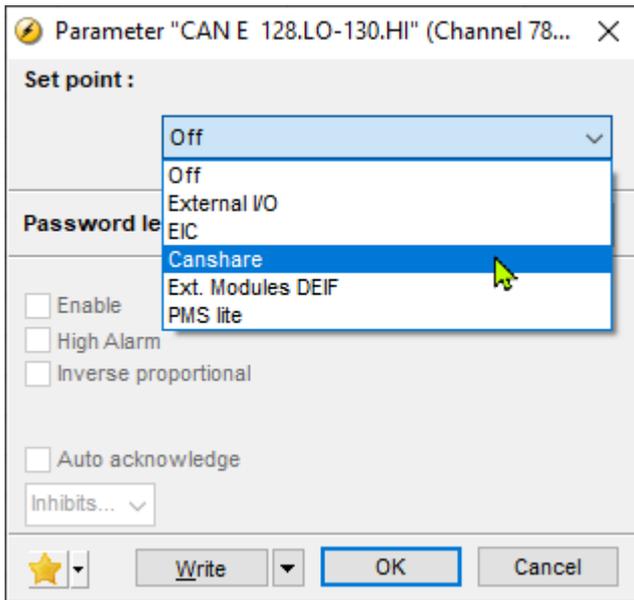
#### Configure el protocolo CAN desde Utility Software o la pantalla

1. Seleccione el protocolo CAN que corresponde a los terminales CAN que utilizará para CANshare:
  - Parámetro 7843 para protocolo CAN C
  - Parámetro 7844 para protocolo CAN D
  - Parámetro 7845 para protocolo CAN E

- Parámetro 7846 para protocolo CAN F

**NOTA** No es necesario que utilice el mismo protocolo CAN en cada controlador.

2. Seleccione *CANshare* para cada consigna:

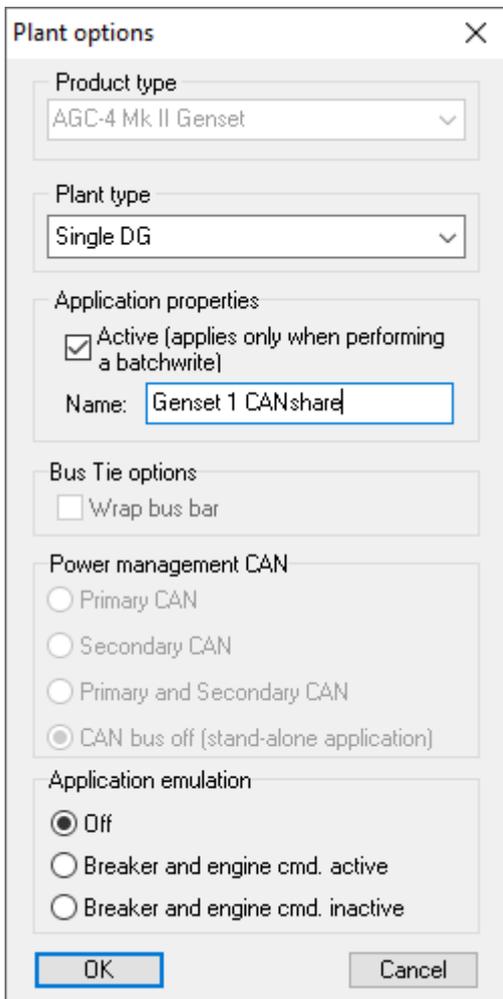


#### Más información

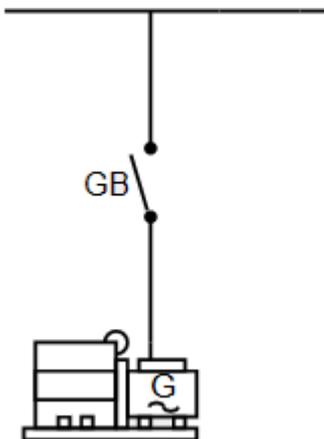
Véase **CANshare (opción H12.2/H12.9)** en las **Instrucciones de instalación** sobre los métodos de cablear los terminales CAN.

#### Utilizar Utility Software para configurar la aplicación

1. Cree una nueva configuración de planta. Para *Tipo de planta*, seleccione *DG individual*:



2. Cuando selecciona DG individual, Utility Software muestra un esquema de aplicación con un generador individual\*. Aquí puede seleccionar el tipo de interruptor de generador.



3. Escriba la configuración de aplicación en el controlador:

**NOTA** \* Para CANshare, la fuente solo puede ser un grupo electrógeno. No seleccione también la red como fuente.

### Utilizar los parámetros de pantalla\* para configurar la aplicación

Para configurar la aplicación de CANshare, configure los siguientes parámetros:

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
9181	9180 Configuración rápida	Desactivada Configuración de autónomo:	Desactivada	Seleccione <b>Configuración de autónomo</b> .

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
		Configuración de planta:		
9182	9180 Configuración rápida	Desactivada CAN PM primaria CAN PM secundaria CAN PM PRI + SEC	Desactivada	Seleccione <b>Desactivado</b> .
9183	9180 Configuración rápida	Impulsos No MB Continuo Compacto	No MB	Seleccione <b>No MB</b> .
9184	9180 Configuración rápida	Impulsos Continuo Compacto	Impulsos	Seleccione el tipo de interruptor de generador.
9185	9180 Configuración rápida	Red presente No hay red presente	No hay red presente	Seleccione <b>No hay red presente</b> .
9186	9180 Configuración rápida	SingleDG Estándar	SingleDG	Seleccione <b>DG individual</b> .

**NOTA** \* Para un DU-2, salte al menú 9180.

### Cómo funciona

El sistema ya está listo para CANshare (reparto de carga digital). Se pueden añadir más generadores a la línea CANshare sin tener que asignar ID de CAN. Un controlador CANshare también puede desconectarse de la línea de bus CAN.

### 3.2.3 CANshare en operación

Cuando se añade un controlador a la línea CANshare, se incluye automáticamente en el reparto de carga. De manera similar, cuando se elimina un controlador de la línea CANshare, se elimina automáticamente del reparto de carga.

La línea CANshare no está supervisada. Es decir, no se activa ninguna alarma si se produce un fallo en la línea CANshare. Cada conjunto de controladores antes y después del fallo operan de forma independiente. Dentro de cada conjunto, la carga se reparte de forma uniforme.

### Fallo de CANshare

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
7860	Fallo de CANshare	De 0 a 100 s	0 s	Si uno de los protocolos CAN es <i>CANshare</i> , pero el controlador no puede detectar otro controlador <i>CANshare</i> en la línea CAN, entonces el controlador activa esta alarma.  Puede utilizar esta alarma para solucionar problemas en la comunicación <i>CANshare</i> .
7866	Modo fallo CANshare	Manual Semi-auto No hay cambio de modo	Manual	Puede seleccionar si cambiar el modo de controlador cuando se activa la alarma de fallo de <i>CANshare</i> .



#### Más información

Véase **Aplicación no soportada** sobre la alarma que se activa si el controlador detecta una mezcla de *CANshare* y PMS Lite en la línea CAN.

### 3.2.4 Flags de CANshare M-Logic

Los flags de CANshare están disponibles en M-Logic. Puede utilizarlos para intercambiar estados y comandos entre los controladores conectados a la línea CANshare. Puede activar cualquiera de los flags desde cualquiera de los controladores. Puede activar más de un flag desde un controlador.

**NOTA** Para un funcionamiento fiable, debe utilizar señales continuas para activar los flags de CAN.

#### M-Logic: Salida > Flags de CANshare

Descripción	Notas
Flag de CANshare [de 1 a 128]	Activa el flag [#] de CANshare en cada controlador conectado a la línea CANshare.

#### M-Logic: Eventos > Flags de CANshare

Descripción	Notas
Flag de CANshare [de 1 a 128]	Se activa el flag [#] de CANshare en un controlador conectado a la línea CANshare.

### Ejemplo de flag de CANshare

El operario desea utilizar un interruptor para modificar los ajustes nominales en todos los controladores CANshare. Cuando el interruptor está desactivado, todos los controladores deben utilizar los ajustes nominales 1. Cuando el interruptor está activado, todos los controladores deben utilizar los ajustes nominales 2.

Cree el M-Logic siguiente en el controlador donde el interruptor esté conectado a la salida digital 23:

The screenshot displays three M-Logic rules configured for CANshare flag 73:

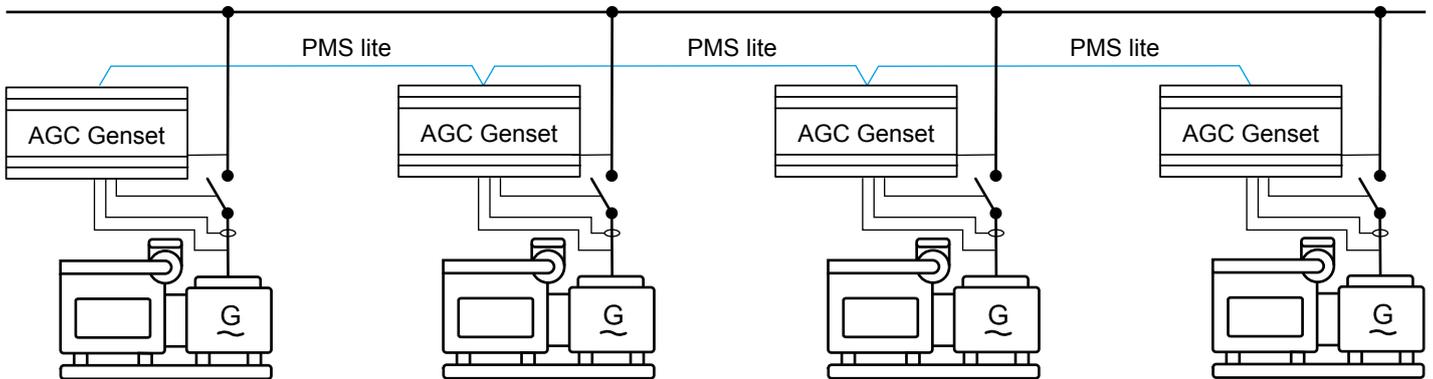
- Logic 1:** Title "Digital input 23 activates CANshare flag 73". It features a NOT operator with Event A checked and set to "Dig. Input No23: Inputs". The output is "CANshare Flag 73: CANshare Flags".
- Logic 2:** Title "When CANshare flag 73 is not activated, use parameter set 1". It features a NOT operator with Event A checked and set to "CANshare Flag 73: CANshare Flags". The output is "Set parameter 1: Command Parameter set".
- Logic 3:** Title "When CANshare flag 73 is activated, use parameter set 2". It features a NOT operator with Event A unchecked and set to "CANshare Flag 73: CANshare Flags". The output is "Set parameter 2: Command Parameter set".

Cree las líneas M-Logic 2 y 3 en cada uno de los controladores.

## 4. PMS Lite

### 4.1 Esquema unifilar

#### PMS Lite, con un máximo de 127 grupos electrógenos individuales



### 4.2 PMS Lite

PMS Lite es para plantas autónomas con hasta 127 generadores. PMS Lite solo es para generadores, otras fuentes de alimentación no son posibles. Cada controlador protege y controla un grupo electrógeno y el interruptor de grupo electrógeno. El operario puede configurar fácilmente la planta mediante la pantalla, sin necesidad de utilizar un ordenador con Utility software.

PMS Lite garantiza que los generadores arrancan o se detienen de acuerdo con la carga y la prioridad. PMS Lite garantiza que los generadores comparten la carga de forma uniforme. La configuración de la planta es rápida, ya que los controladores utilizan las conexiones bus CAN para detectarse entre ellos automáticamente y asignar ID. Para disponer de las conexiones bus CAN requeridas para PMS Lite, cada controlador AGC-4 Mk II debe tener la opción H12.2 o H12.8.

**NOTA** PMS Lite solo se puede utilizar en un sistema donde todos los controladores utilicen PMS Lite. Para PMS Lite, puede utilizar una combinación de controladores de generador AGC-4 Mk II y AGC 150. PMS Lite no se puede utilizar en un sistema de gestión de potencia estándar.

#### Planta PMS Lite

##### Detección automática y asignación de ID

- El operario puede utilizar la pantalla para asignar los ID manualmente

##### Ajustes PMS Lite

- Compatible con ajustes diferentes en cada controlador
- Posibilidad de compartir la configuración PMS Lite entre controladores

##### Velocidad de transferencia configurable para comunicación PMS Lite (125/250 kbps)

##### Reparto de carga PMS Lite

- Reparto uniforme de carga entre potencia activa (P) y reactiva (Q)

##### Prioridad de generador

- Asignado automáticamente
- Asignado manualmente (múltiples controladores pueden tener la misma prioridad)
- Basado en horas de operación

##### Seleccione los grupos electrógenos para arrancar (por ejemplo, después de un apagón)

Temporizador de arranque (aplazar arranque y parada dependientes de la carga mientras el temporizador está en marcha)

## Arranque y parada dependientes de la carga (LDSS)

Arranque automáticamente el siguiente generador para carga alta

Detenga automáticamente el siguiente generador para carga baja

Arranque y parada manuales disponible

Seleccione el número mínimo de generadores en funcionamiento

Arranque/parada PLC

- Desactivar arranque y parada dependientes de la carga
- PLC controla el arranque y parada mediante entradas digitales, Modbus y/o M-Logic

## 4.3 Configurar PMS Lite

Configure el protocolo CAN y la aplicación **en cada controlador**. Puede utilizar los parámetros desde la pantalla, o puede utilizar Utility Software.

### Configure el protocolo CAN desde la pantalla o Utility Software

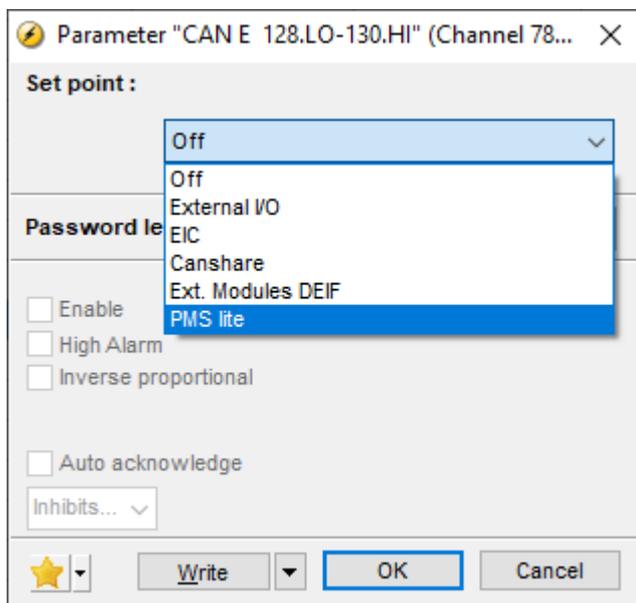
1. Seleccione el protocolo CAN que corresponde a los terminales CAN que utilizará para PMS Lite:

- Parámetro 7843 para protocolo CAN C
- Parámetro 7844 para protocolo CAN D
- Parámetro 7845 para protocolo CAN E
- Parámetro 7846 para protocolo CAN F

**NOTA** No es necesario que utilice el mismo protocolo CAN en cada controlador PMS Lite.

**NOTA** No puede tener otros tipos de comunicación bus CAN (por ejemplo, CANshare, EIC, DVC, or CIO) en la línea CAN de PMS Lite.

2. Seleccione *PMS Lite* para la consigna:



### Más información

Véase **PMS Lite (opción H12.2/H12.8)** en las **Instrucciones de instalación** sobre los métodos de cablear los terminales CAN.

### Utilizar los parámetros de pantalla\* para configurar la aplicación (DG individual sin red)

Para configurar la aplicación de PMS Lite, configure los siguientes parámetros:

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
9181	9180 Configuración rápida	Desactivada Configuración de autónomo Configuración de planta	Desactivada	Seleccione <b>Configuración de autónomo</b> .
9182	9180 Configuración rápida	Desactivada CAN PM primaria CAN PM secundaria CAN PM PRI + SEC	Desactivada	Seleccione <b>Desactivado</b> .
9183	9180 Configuración rápida	Impulsos No MB Continuo Compacto	No MB	Seleccione <b>No MB</b> .
9184	9180 Configuración rápida	Impulsos Continuo Compacto	Impulsos	Seleccione el tipo de interruptor de generador.
9185	9180 Configuración rápida	Red presente No hay red presente	No hay red presente	Seleccione <b>No hay red presente</b> .
9186	9180 Configuración rápida	SingleDG Estándar	SingleDG	Seleccione <b>DG individual</b> .

**NOTA** \* Para un DU-2, salte al menú 9180.

### Utilizar Utility Software para configurar la aplicación (DG individual sin red)

1. Cree una nueva configuración de planta. Para *Tipo de planta*, seleccione *DG individual*:

**Plant options** [X]

Product type  
AGC-4 Mk II Genset

Plant type  
Single DG

Application properties  
 Active (applies only when performing a batchwrite)  
 Name: Genset 1 PMS lite

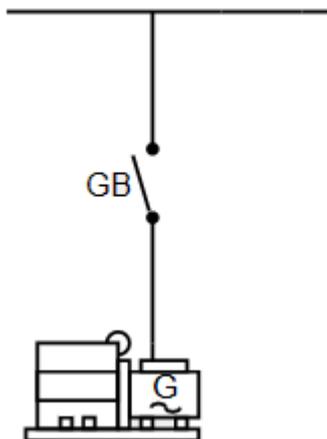
Bus Tie options  
 Wrap bus bar

Power management CAN  
 Primary CAN  
 Secondary CAN  
 Primary and Secondary CAN  
 CAN bus off (stand-alone application)

Application emulation  
 Off  
 Breaker and engine cmd. active  
 Breaker and engine cmd. inactive

OK Cancel

2. Cuando selecciona un DG individual, Utility Software muestra un esquema de aplicación con un generador individual\*. Aquí puede seleccionar el tipo de interruptor de generador.



3. Escriba la configuración de aplicación en el controlador:

**NOTA** \* Para PMS Lite, la fuente solo puede ser un grupo electrógeno. No seleccione también la red como fuente.

### Cómo funciona

Cuando el controlador se conecta a la línea de bus CAN, PMS Lite asigna automáticamente un ID al controlador.

## 4.4 Configuración

### 4.4.1 Arranque y parada dependientes de la carga

Configure estos parámetros para un arranque-parada de PMS Lite dependiente de la carga.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8501	ID de arranque PMS Lite	Del 1 al 100 % de la potencia nominal De 0 a 990 s	90 % 10 s	Envíe una solicitud a través de PMS Lite para arrancar el siguiente grupo electrógeno con prioridad. La solicitud se envía cuando la potencia del grupo electrógeno del controlador supera la consigna mientras dura el temporizador.
8503	ID de parada PMS Lite	1 hasta 100 % De 5 a 990 s	70 % 30 s	Envíe una solicitud a través de PMS Lite para parar el siguiente grupo electrógeno con prioridad. La solicitud se envía cuando la potencia del resto de grupos electrógenos está por debajo de la consigna mientras durante el periodo. Véanse los ejemplos a continuación a continuación.

**NOTA** La configuración dependiente de la carga no se comparte entre los controladores PMS Lite. Por lo tanto, puede utilizar diferentes configuraciones dependiente de la carga en cada controlador.

**NOTA** No utilice los parámetros 8001 a 8014, o 8301 a 8314. Estos parámetros se utilizan para el arranque y parada dependiente de la carga de la Gestión de potencia Opción G5.



#### Calcular la potencia de parada dependiente de la carga

La planta se compone de dos grupos electrógenos con 1500 kW de potencia nominal cada uno. Los controladores tienen la configuración de parada dependiente la carga por defecto.

Cuando ambos grupos electrógenos están en funcionamiento, el segundo grupo electrógeno solo puede pararse si la carga en el otro grupo electrógeno cae por debajo del 70 %. Es decir, el segundo grupo electrógeno solo se detiene si la carga está por debajo de 1050 kW durante 30 segundos.

## 4.4.2 Multiarranque

La función de multiarranque se utiliza cuando hay barras negras y *Arranque/parada automático* está habilitado.

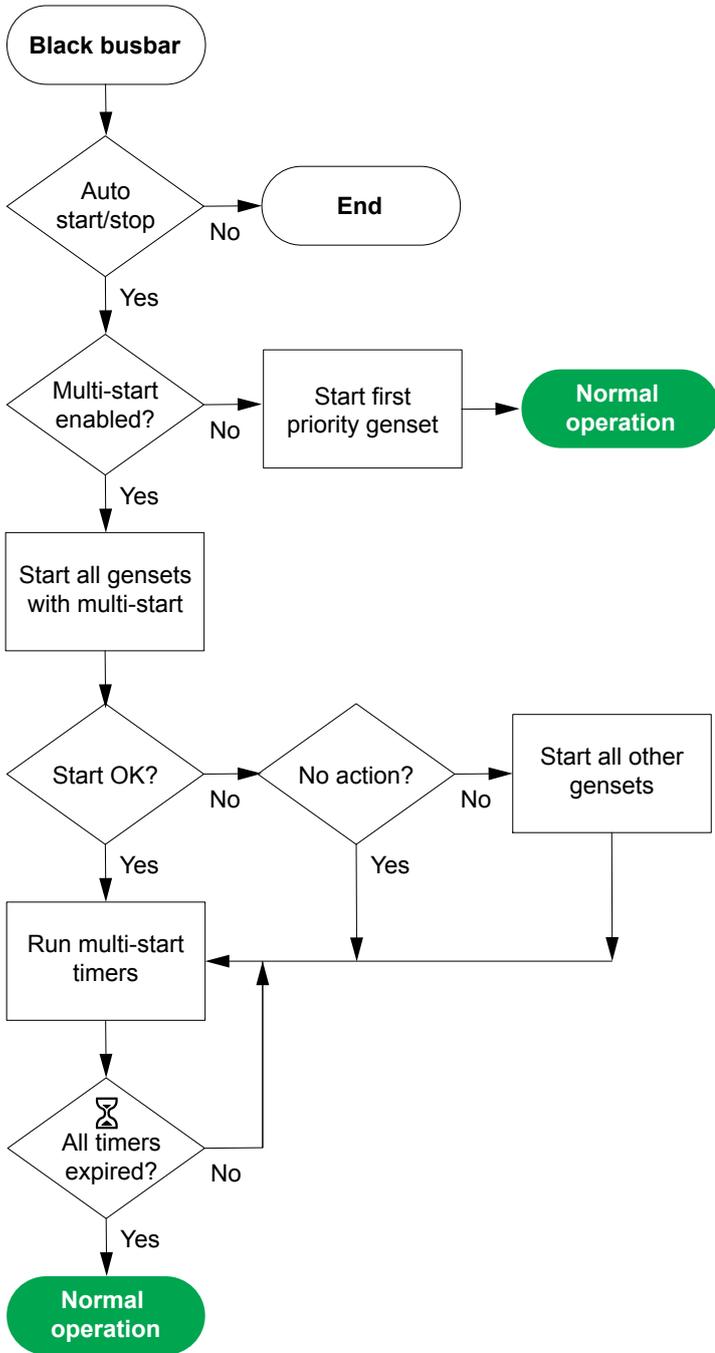
La función tiene estas tres dimensiones:

- Para todos los controladores donde el multiarranque esté habilitado, la función garantiza que sus grupos electrógenos arranquen. Los grupos electrógenos se sincronizan y conectan a las barras.
- Si se ha seleccionado *Arrancar todos los DG* y un grupo electrógeno no puede arrancar, el controlador solicita que todos los controladores PMS Lite arranquen sus grupos electrógenos.
- Los temporizadores retrasan el inicio del arranque y parada dependientes de la carga de PMS Lite hasta que haya finalizado el último temporizador de multiarranque en la aplicación PMS Lite.

El grupo electrógeno de primera prioridad es el primero en conectarse a las barras. Una vez que el grupo electrógeno de primera prioridad se ha conectado a las barras, el siguiente grupo electrógeno con prioridad se conecta a las barras. Si un grupo electrógeno no puede conectarse a las barras, el siguiente grupo electrógeno con prioridad intenta conectarse a las barras.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8521	Multiarranque PMS Lite	Sin acción en caso de fallo Arrancar todos los DG 0 hasta 999,9 s Habilitado, No habilitado	Sin acción en caso de fallo, 60 s, No habilitado	Véase más arriba.

## Diagrama de flujo del multiarranque



### 4.4.3 Prioridad

Puede configurar un arranque dependiente de la carga y una prioridad de parada para el controlador. Múltiples controladores pueden tener la misma prioridad. Los controladores con la misma prioridad arrancan y paran al mismo tiempo. Si múltiple grupos electrógenos tienen la misma prioridad y el arranque múltiple está activado, el grupo electrógeno con el número de ID más bajo conecta primero con las barras.

La lista de prioridades empieza con las prioridades configuradas. A continuación, donde no hay prioridades configuradas, los ID de controlador se utilizan para la lista de prioridades.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8512	Prioridad PMS Lite	De 0 a 127	0	<b>0:</b> el controlador no tiene una prioridad. <b>De 1 a 127:</b> la prioridad 1 empieza primero y se detiene la última.

**NOTA** No utilice los parámetros 8081 a 8106, o 8321 a 8343. Estos parámetros son para la prioridad de gestión de potencia Opción G5.

#### 4.4.4 Horas de operación

Puede seleccionar el efecto de las horas de operación en la prioridad del grupo electrógeno. Cuando se cumplen las condiciones de horas de operación de un grupo electrógeno, PMS lite arranca grupos electrógenos adicionales hasta que la parada dependiente de la carga pueda detener el grupo electrógeno.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8531	Horas de operación	De 1 a 20 000 h	2 h	Seleccione las horas de operación del cambio de prioridad.
8533	Tipo de horas de operación	Absoluto Relativas/disparo Carga según perfil	Relativas/ disparo	Seleccione la función de horas de operación. Debe seleccionar el mismo modo de horas de operación en todos los controladores, de lo contrario, se activa una alarma <i>tipo Horas de funcionamiento PMS lite</i> .  Ver mas abajo para más información.

##### Absoluto

Las horas de operación se basan en el total de horas de operación del grupo electrógeno. Puede consultar y ajustar el total de horas de operación del grupo electrógeno en la ventana *Contadores* en Utility Software.

##### Relativas/disparo

La horas de operación se basan en el tiempo desde el último reseteo. Cuando se cumplen las condiciones de las horas de operaciones, el contador se resetea.

##### Carga según perfil

Las horas de operación se basan en el tiempo desde el último reseteo, y se ponderan según la carga del grupo electrógeno. Por ejemplo, si la consigna de las horas de operación es 100 horas, y el grupo electrógeno ha funcionado al 50 % de su potencia nominal, el grupo electrógeno deberá funcionar 200 horas antes de cumplir las condiciones de las horas de operación.

#### 4.4.5 Potencia disponible

El usuario puede crear una alarma de potencia disponible. El usuario puede utilizar esta alarma para activar M-Logic para responder a la potencia disponible baja.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8540	Potencia disp. PMS Lite	10 a 30 000 kW*	1000 kW	Si selecciona <i>Activar</i> , la alarma se activa si la potencia disponible requerida no está disponible.

**NOTA** No es una función para controlar la potencia disponible. Si necesita controlar la potencia disponible, podría utilizar la Gestión de potencia Opción G5.

#### 4.4.6 Número mínimo para activar

El usuario puede crear un número mínimo de grupos electrógenos para activar la alarma. El usuario puede utilizar esta alarma para activar M-Logic si no hay suficientes grupos electrógenos en marcha.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8550	Func. mín. PMS Lite	Del 1 al 128 % De 0 a 360 s	1, 1 s	

**NOTA** El objetivo de esta función no es controlar el número de grupos electrógenos en marcha. Si necesita controlar el número de grupos electrógenos en marcha, podría utilizar la Gestión de potencia Opción G5.

#### 4.4.7 Tasa de baudios

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8515	Tasa de baudios PMS Lite	125 kbps 250kbps	125 kbps	Para 50 o más controladores PMS Lite, utilice 250 kbps.

**NOTA** Debe utilizar la misma tasa de baudios en todos los controladores PMS Lite.

#### 4.4.8 Compartir parámetros

Puede utilizar el parámetro 8514 para que el controlador distribuya la configuración de parámetros de PMS Lite a otros controladores PMS lite en la línea CAN.

##### Los parámetros que se distribuyen al utilizar *Compartir parámetros (8514)*

Parámetro	Nombre
8501	ID arranque PMS Lite
8503	ID parada PMS Lite
8513	Modo fallo PMS Lite
8531	Horas func. PMS Lite
8533	Tipo horas func. PMS Lite
8540	Potencia disp. PMS Lite
8550	Func. mín. PMS Lite
8560	Func. mín. PMS Lite
8570	Falta/agregar ID PMS Lite
8580	ID PMS lite no disp.
8590	ID duplicado PMS lite

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8514	Compartir parám. PMS lite	Desactivada, activada	Desactivada	Seleccione <b>Activado</b> para distribuir los parámetros. Todos los parámetros en la lista de compartir parámetros se distribuyen a otros controladores en la línea CAN de PMS Lite. Esto tardará aproximadamente 10 segundos. Una vez compartidos los parámetros, <i>Compartir parám. PMS Lite</i> cambia a <b>Desactivado</b> .

## 4.5 Control PLC

Si fuera necesario, un PLC puede controlar los arranques y paradas del grupo electrógeno. Cuando hay un controlador PMS Lite en el control PLC:

- El controlador ignora sus propias configuraciones para los arranques y paradas dependientes de la carga.
- Cuando recibe una señal de arranque PLC, el controlador arranca su grupo electrógeno.
- Cuando recibe una señal de parada PLC, el controlador para su grupo electrógeno.

#### Activar el control PLC

Puede utilizar el parámetro 8505 para activar el control PLC. Como alternativa, utilice la entrada digital *Arranque/parada de control PLC* o M-Logic para activar el control PLC.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8505	Arranque/parada PMS Lite	Arranque/Parada dependientes de la carga Arranque/parada PLC	Arranque/Parada dependientes de la carga	Seleccione <b>Arranque/parada PLC</b> para activar el control PLC.

**NOTA** Si el control PLC no está activado, el controlador ignora las señales de arranque y parada del control PLC.

### Señales de arranque de control PLC

Puede utilizar una para arrancar el grupo electrógeno del controlador:

- Entrada digital: *Arranque con control PLC*
- M-Logic: *Salida > Comandos PMS Lite > Arranque con control PLC*
- Modbus: Código de función (01;05;15), dirección Modbus 14 o dirección PLC 15 (*Arranque+sinc. (semi)/arranque+sinc control PLC*)

### Señales de parada con control PLC

Puede utilizar una para detener el grupo electrógeno del controlador:

- Entrada digital: *Parada con control PLC*
- M-Logic: *Salida > Comandos PMS Lite > Parada con control PLC*
- Modbus: Código de función (01;05;15), dirección Modbus 15 o dirección PLC 16 (*Descarga/parada (semi)/Descarga +parada con control PLC*)

### Control PLC en operación

La aplicación PMS Lite puede incluir ambos grupos electrógenos que se encuentran bajo el control PLC, y otros que utilicen arranque y parada dependientes de la carga.

Tenga cuidado al realizar una parada con control PLC, dado que PMS Lite no puede garantizar que haya suficiente potencia disponible tras la parada del grupo electrógeno.

De forma similar, cuando utilice un arranque con control PLC, las configuraciones de parada dependiente de carga en el resto de controladores podría responder parando un grupo electrógeno.

Si utiliza el control PLC cuando el controlador se encuentre en modo AUTO, debe activar la entrada de arranque/parada auto. Si no está activado, el controlador ignora las señales de arranque y parada del control PLC.

## 4.6 PMS Lite en operación

### ID de controlador

Cuando los controladores están conectados a la línea CAN, los ID de PMS Lite se asignan automáticamente a cada controlador (empezando desde ID 1).

Puede asignar manualmente un ID a un controlador (parámetro 8511). Si selecciona un ID que ya se ha asignado automáticamente a otro controlador, el otro controlador pierde automáticamente el ID (y se reconecta para obtener un nuevo ID). Si selecciona el mismo ID en dos controladores, se activa la alarma *ID duplicado de PMS Lite*.

Las prioridades definidas por el usuario son la fuente principal de prioridad del controlador. Las prioridades definidas por el usuario determinan el orden de la primera parte de la lista de prioridad.

Los ID de controlador son la fuente secundaria de prioridad del controlador. Los controladores que no disponen de prioridades definidas por el usuario componen la segunda parte de la lista de prioridad. Para estos controladores, el orden de prioridad lo determinan sus ID de controlador.

**NOTA** Para evitar que la planta se vea afectada, no cambie los ID mientras la planta está en marcha.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8511	ID PMS Lite	Del 0 al 127 %	0	<b>0:</b> el ID PMS Lite se asigna automáticamente.
8590	ID duplicado PMS lite	Clases de fallo	Aviso	

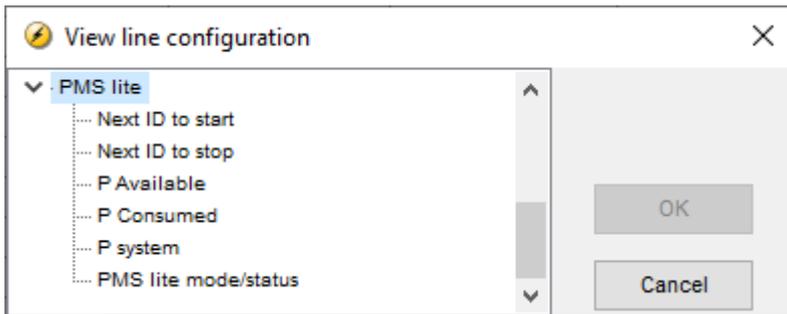


#### Más información

Véase **PMS Lite no disponible** en **Fallos de comunicación** para saber reaccionar cuando aparece la alarma *ID PMS Lite no disponible*.

### Información de PMS Lite en la pantalla

En Utility Software, seleccione *Configuración de las vistas de usuario*. En la casilla *Pantalla de dispositivo*, seleccione una línea de vista que desee configurar. En la casilla *Configuración de líneas de vista*, seleccione la información que desea mostrar. Recuerde escribir la selección en el controlador.



#### Más información

Véase **PMS Lite en operación** en el **Manual del proyectista AGC 150 PMS Lite** para consultar la descripción general de todo lo que puede mostrar el AGC 150 PMS Lite.

## 4.7 Fallos de comunicación

### Número mínimo de controladores PMS Lite

Se puede activar una alarma si no se detecta el número requerido de controladores PMS Lite en la línea CAN.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8560	Unidades mín. PMS Lite	De 1 a 128 De 0 a 360 s	1, 0 s	Seleccione el número mínimo de controladores PMS Lite.

### No se encuentra ID de PMS Lite o se ha añadido

Esta alarma solo se puede activar si la planta ha estado estable (no se han añadido o eliminado controladores) durante al menos 30 segundos. El número de controladores y el temporizador de 30 segundos se restablecen tras confirmar la alarma.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8570	Falta/agregar PMS Lite	De 0 a 10 s	0 s	La alarma se activa cuando falta uno o varios controladores PMS Lite o se han añadido durante la duración del temporizador.

### ID PMS lite no disponible

La alarma se activa si no se puede asignar manualmente el ID de PMS Lite:

- para el controlador donde el usuario intenta asignar manualmente el ID, el grupo electrógeno está en marcha\*.
- El ID ya se ha asignado manualmente a otro controlador.
- Otro controlador tiene el ID (asignado automática o manualmente), y su grupo electrógeno está en marcha\*.

**NOTA** El ID de controlador no se puede cambiar si el grupo electrógeno está en marcha.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8580	ID PMS lite no disp.	Puede seleccionar la acción de la alarma.	Aviso	La alarma está siempre activada.

### ID de controlador duplicados

Se activa una alarma si dos o más controladores tienen el mismo ID. Esto puede suceder durante la inicialización de la planta o cuando dos plantas de PMS Lite están conectadas.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
8590	ID duplicado PMS lite	Puede seleccionar la acción de la alarma.	Aviso	La alarma está siempre activada.

## 4.8 Comandos y eventos M-Logic

### Salida > Comandos PMS Lite

Descripción	Notas
Arranque con control PLC	Si el control PLC está activo, arranque el grupo electrógeno.
Parada con control PLC	Si el control PLC está activo, pare el grupo electrógeno.
Habilitar multiarranque	Cambie <i>Config. multiarranque</i> (parámetro 8521) a <i>Habilitado</i> .
Deshabilitar multiarranque	Cambie <i>Config. multiarranque</i> (parámetro 8521) a <i>No habilitado</i> .
Compartir consignas de PMS Lite	Comparta los parámetros de PMS Lite. Esto corresponde a seleccionar <i>Activado</i> en <i>Compartir parámetros</i> (parámetro 8514).
Configurar control LDSS	Utilice la configuración de arranque y parada dependiente de la carga PMS Lite del controlador e ignore los comandos de arranque y parada de un PLC. Esto corresponde a seleccionar <i>Arranque/parada dependiente de la carga</i> en <i>Arranque/parada de PMS Lite</i> (parámetro 8505).
Configurar control PLC	Utilice los comandos de arranque y parada de un PLC e ignore la configuración de arranque y parada dependiente de la carga PMS Lite. Esto corresponde a seleccionar <i>Arranque/parada PLC</i> en <i>Arranque/parada de PMS Lite</i> (parámetro 8505).
Configurar como primera prioridad	Configure este controlador como la primera prioridad para PMS Lite. Esto corresponde al parámetro 8512.
Configurar el modo de fallo de multiarranque como sin acción	Cambie <i>Config. multiarranque</i> (parámetro 8521) a <i>Sin acción en caso de fallo</i> .
Configurar el modo de fallo de multiarranque para arrancar todos los DG	Cambie <i>Config. multiarranque</i> (parámetro 8521) a <i>Arrancar todos los DG restantes</i> .

### Eventos > Evento PMS Lite

Descripción	Notas
Alarma Número mín. para activar	La alarma <i>Número mínimo para activar</i> se activa en el controlador.
Alarma Número mín. de unidades	La alarma <i>Número mínimo de unidades</i> se activa en el controlador.
Alarma de potencia disponible	La alarma <i>Potencia disponible</i> se activa en el controlador.
Siguiente para arranque	El controlador es el siguiente en arrancar su grupo electrógeno si PMS Lite lo requiere.
Siguiente para parada	El controlador es el siguiente en parar su grupo electrógeno si PMS Lite lo requiere.
Multiarranque habilitado	<i>Config. multiarranque</i> (parámetro 8521) presenta <i>Habilitado</i> .
Control LDSS activo	El control PLC no está activo para el controlador.

Descripción	Notas
Control PLC activo	El control PLC está activo para el controlador.
Primera prioridad	El controlador tiene la primera prioridad.

## 5. Aplicaciones con gestión de potencia

### 5.1 Esquemas unifilares

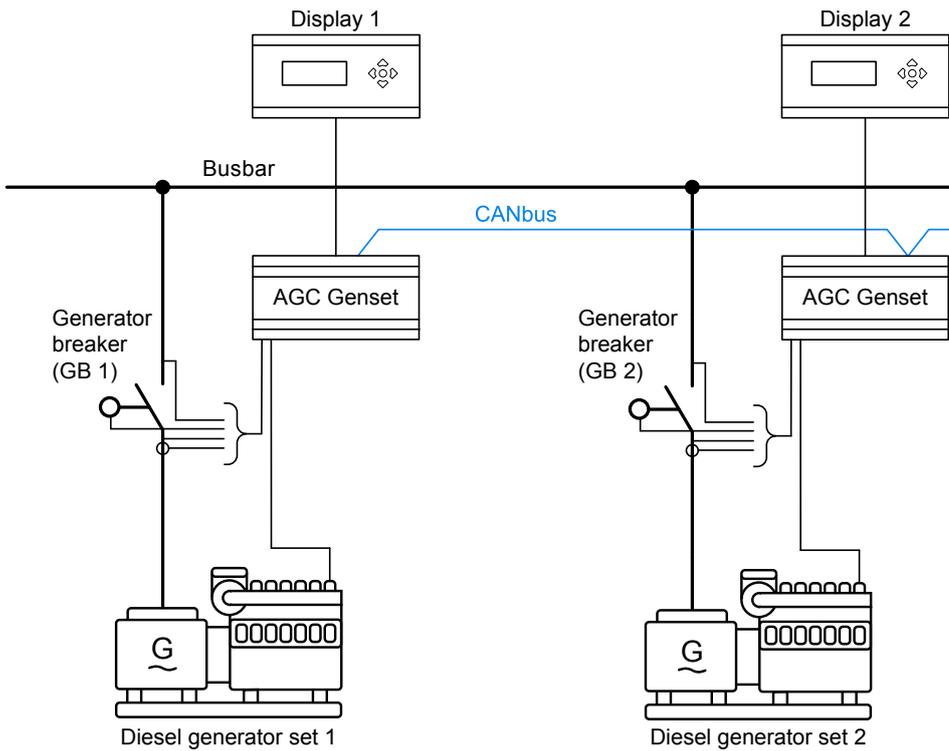
Los esquemas unifilares a continuación mostrados contienen una diversidad de aplicaciones del AGC que utilizan gestión de potencia (Opción G5).



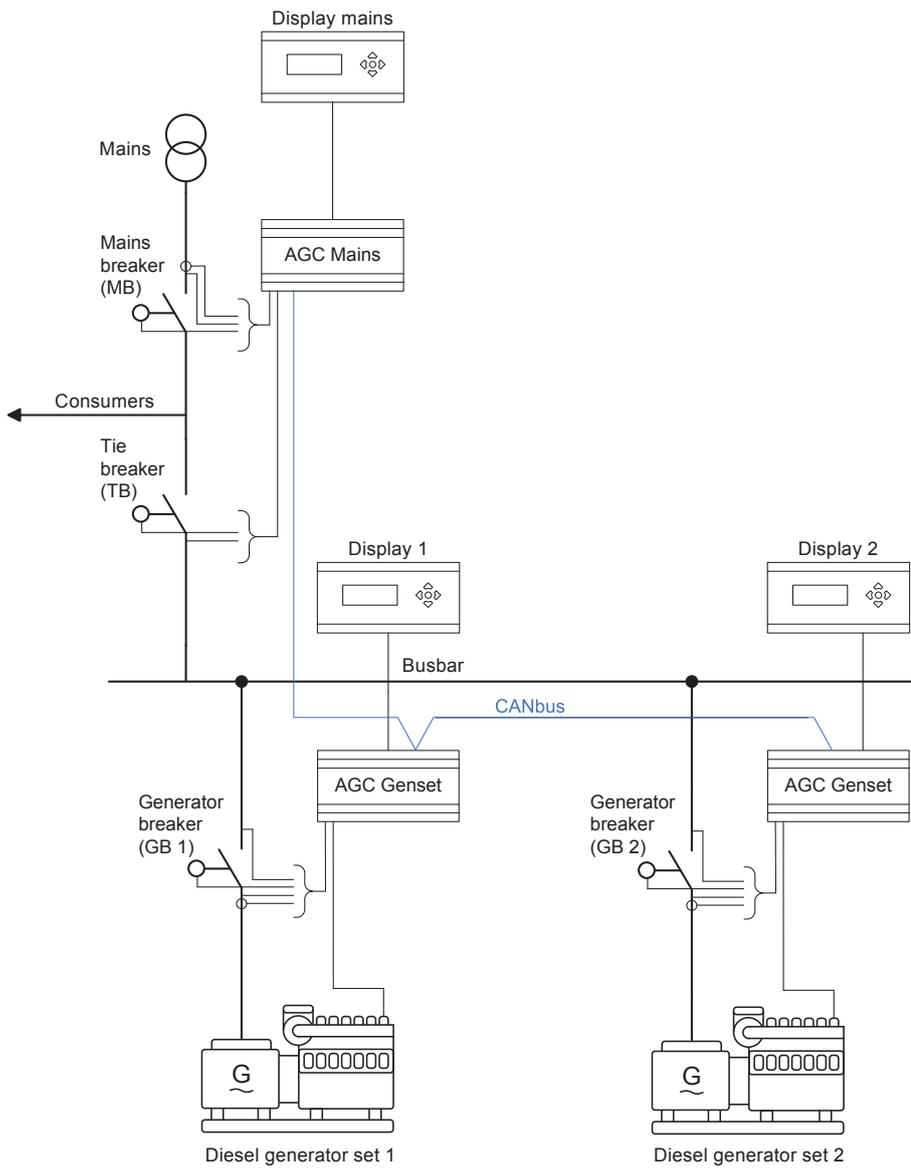
#### Más información

Véase **Opción G7 Gestión extendida de potencia** para obtener información sobre el uso de controladores de grupo y de planta.

#### 5.1.1 Operación en modo isla

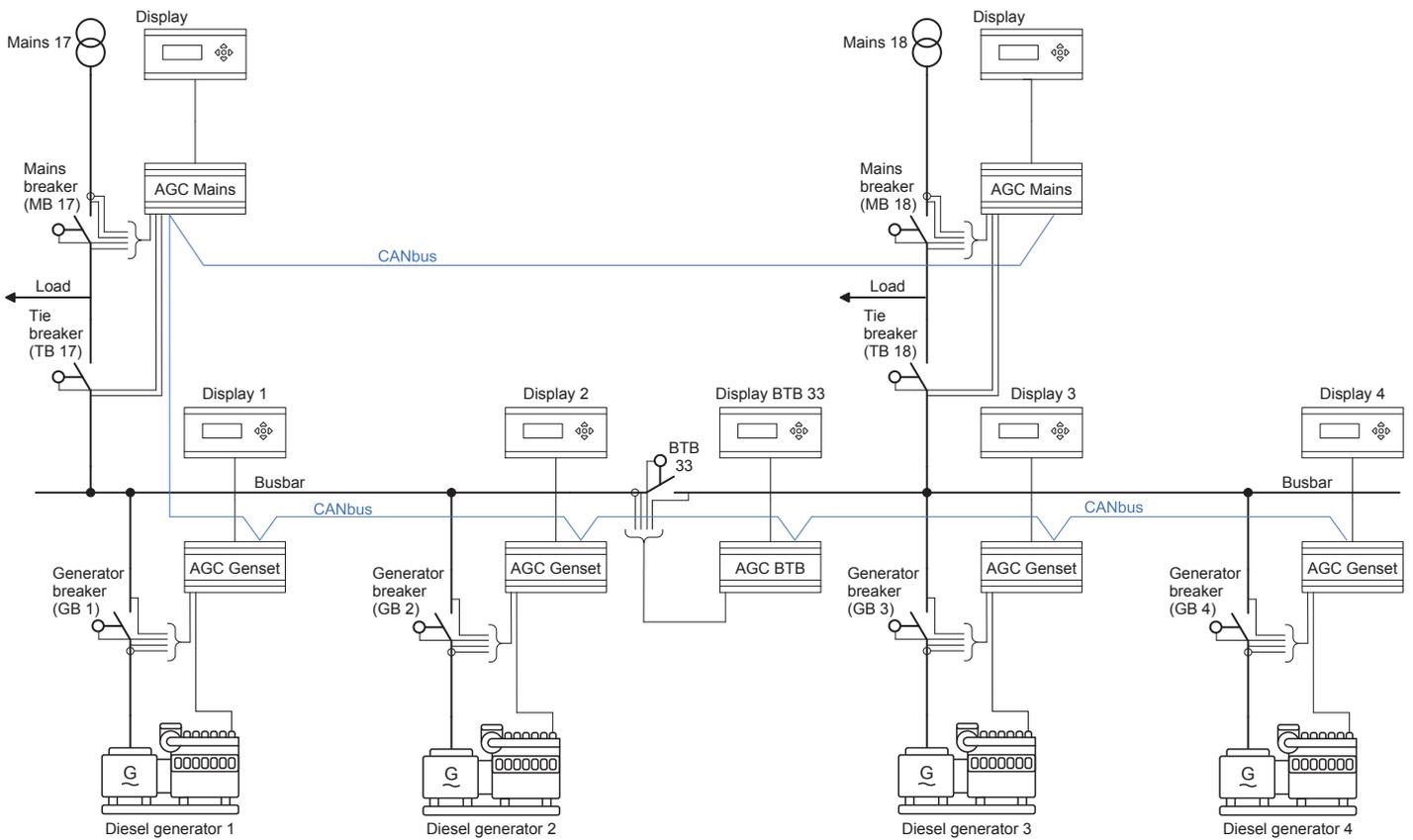


## 5.1.2 Paralelo a la red



### 5.1.3 Múltiples redes

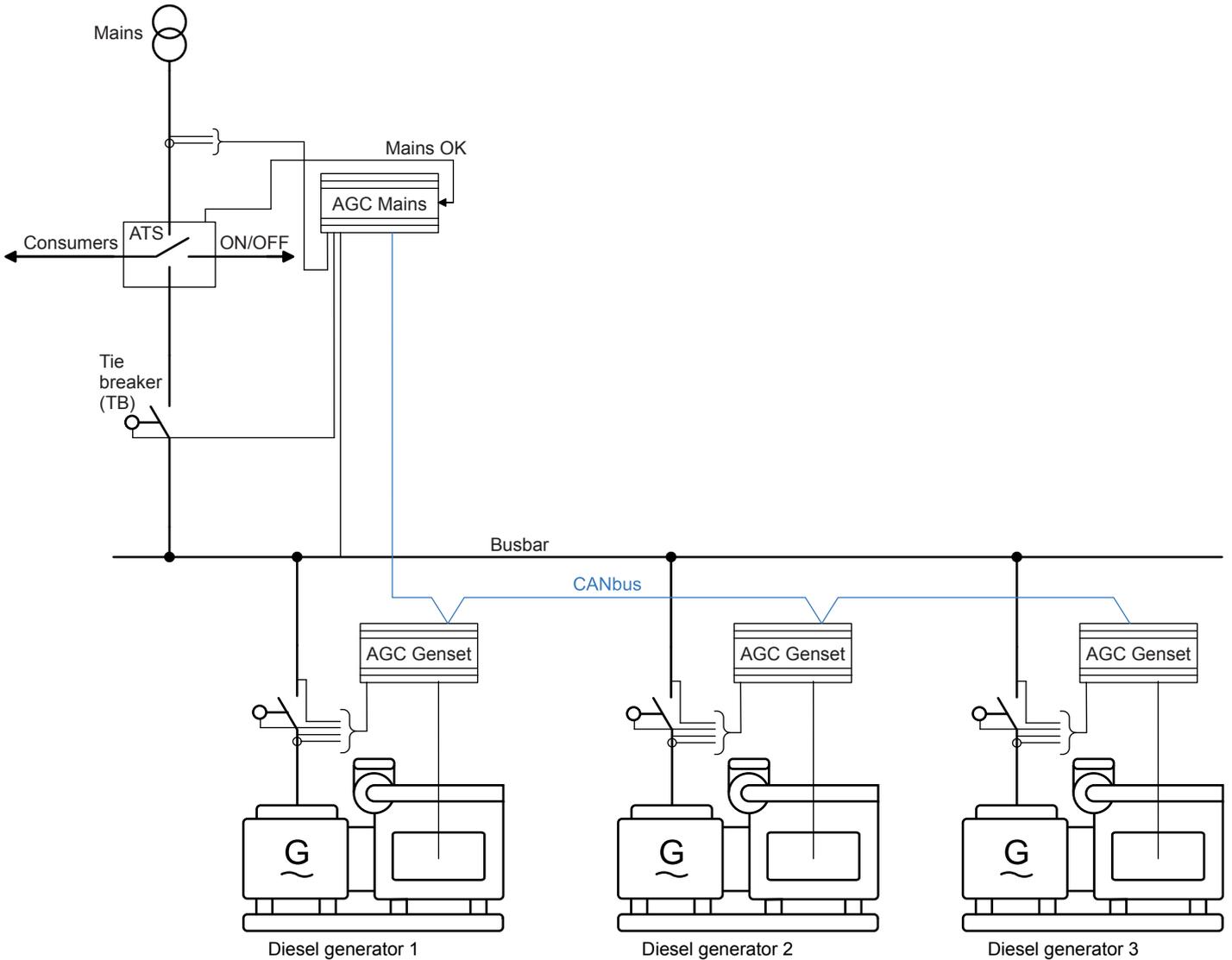
#### Múltiples redes con dos redes, dos interruptores de entrega de potencia, un interruptor acoplador de barras y cuatro grupos electrógenos



**NOTA** El esquema muestra cuatro generadores, pero el sistema soporta hasta 32 generadores. Para obtener más información, véase **Opción G5**.

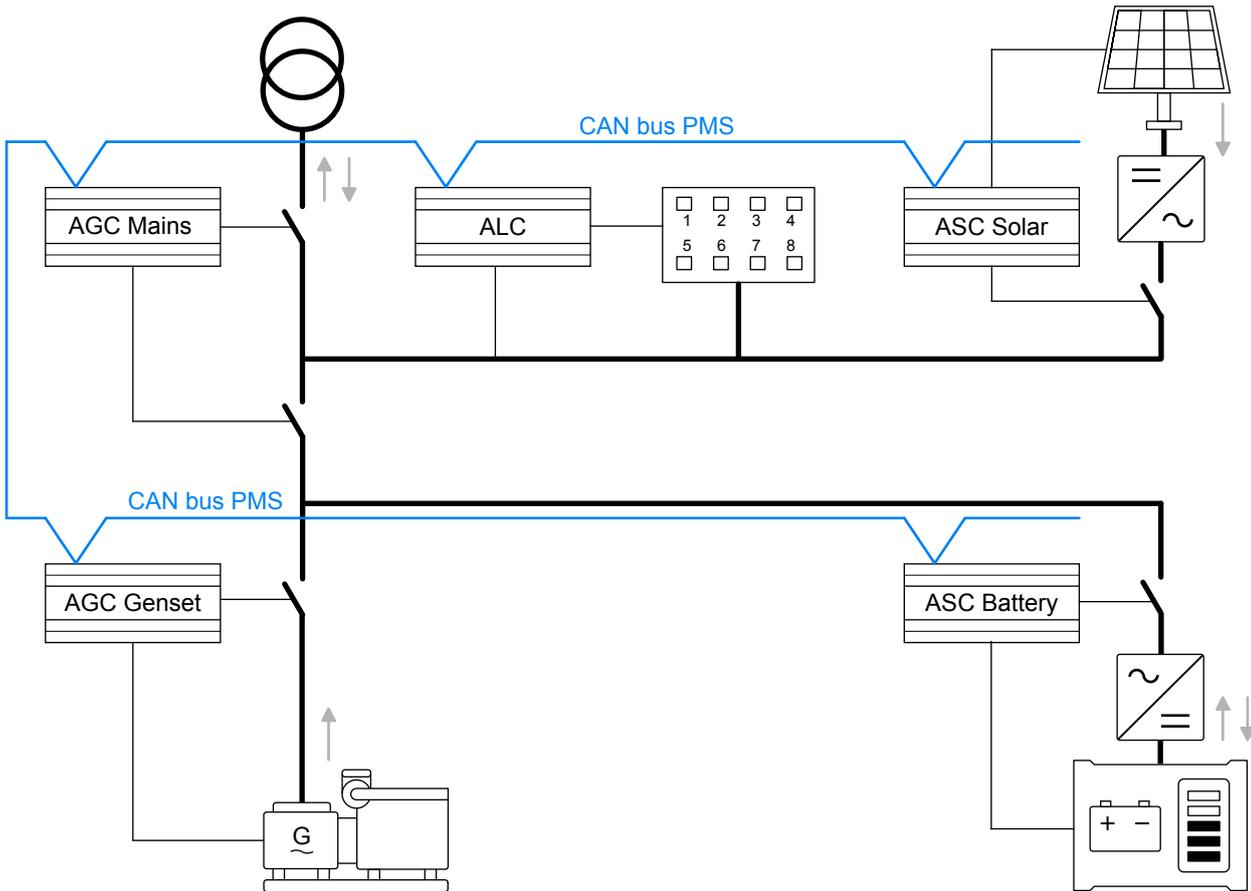
## 5.1.4 Conmutador de Transferencia Automática

### ATS Plant (Planta generadora), Controlador de red

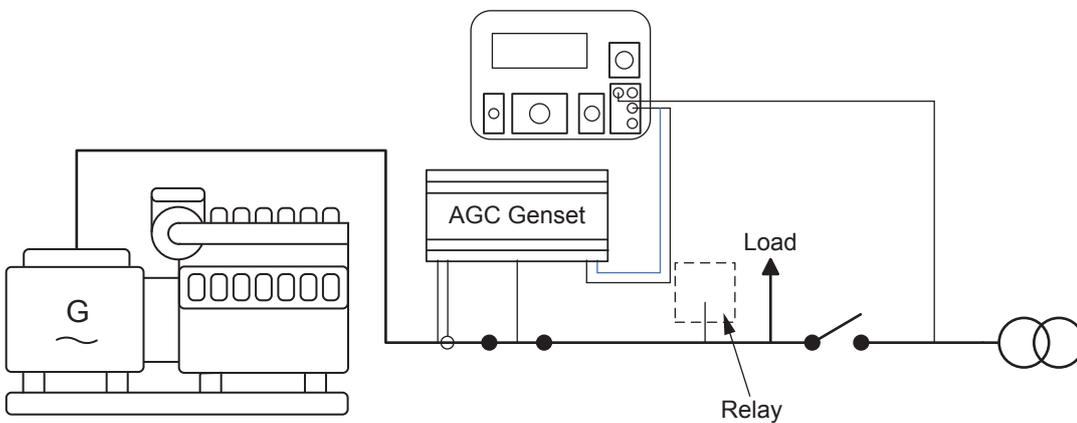


**NOTA** Aquí se muestra la función sencilla del conmutador ATS (se envía una señal *Red CORRECTA* a una entrada digital del AGC). Véase **Opción G5 Gestión de potencia** para obtener una descripción de la función más avanzada del conmutador ATS.

## 5.1.5 Sistema de gestión de energía



## 5.1.6 Mantenimiento remoto



### Más información

Consulte el **Manual del operador** del terminal de mantenimiento remoto para obtener más información.

## 5.2 Documentación de la gestión de potencia



### Más información

Véase **Opción G5, Gestión de potencia, Controladores de grupo electrógeno, red y BTB** sobre cómo configurar un sistema de gestión de potencia, parámetros y funciones.



### Más información

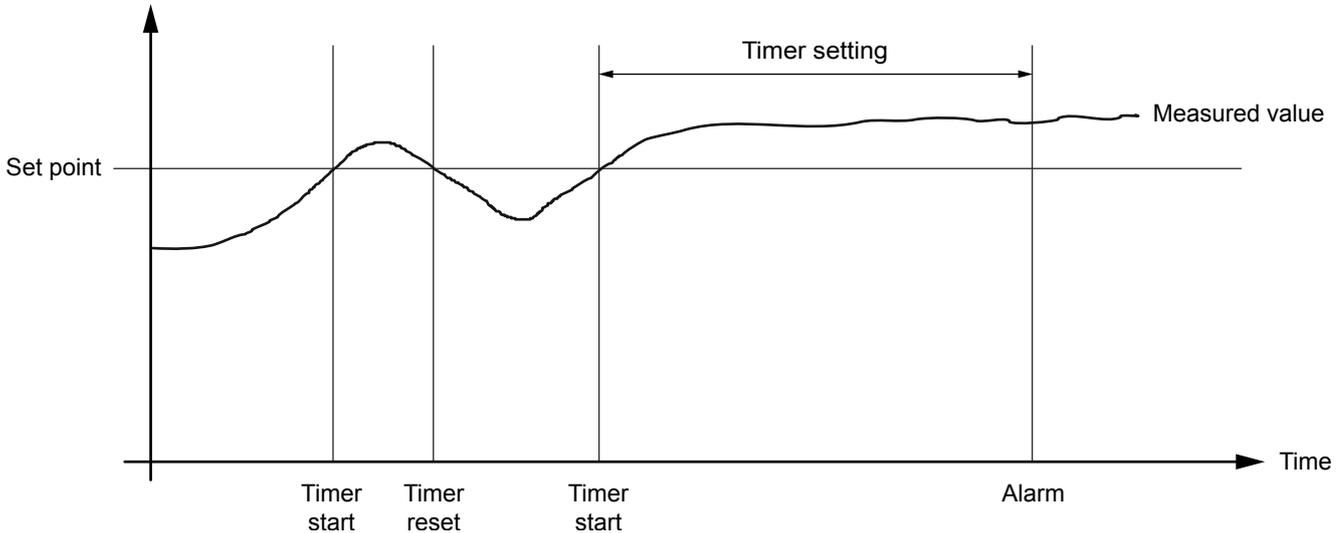
Véase **Opción G7, Gestión de potencia extendida (>32 grupos electrógenos)** sobre cómo configurar un sistema de gestión de potencia extendida, parámetros y funciones.

## 6. Protecciones estándar

### 6.1 General

Todas las protecciones son del tipo de tiempo definido, es decir, se selecciona una consigna y un tiempo.

Si, por ejemplo, la función es sobretensión, se activa el temporizador si se rebasa la consigna. Si el valor de tensión cae por debajo del valor consigna antes de que se agote la temporización, se para y resetea el temporizador.



Cuando se agota la temporización, se activa la salida. El retardo total será el ajuste de retardo + el tiempo de reacción.

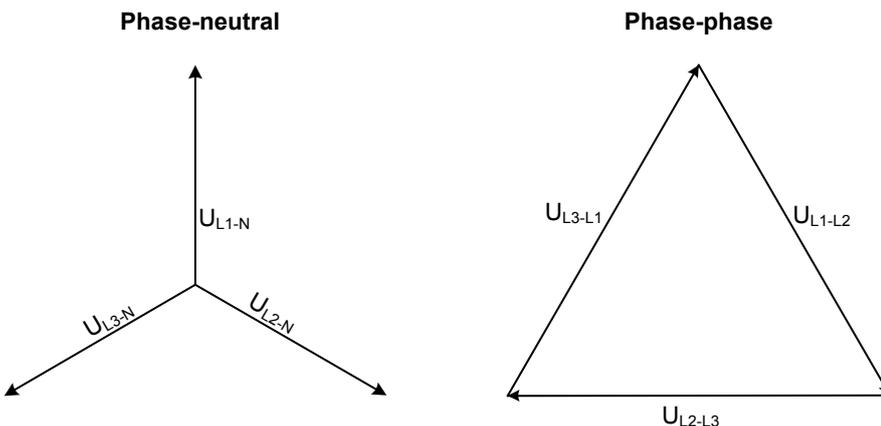
A la hora de configurar los parámetros del controlador de DEIF, deben tomarse en consideración la clase de medida del controlador y un margen de "seguridad" suficiente.

#### Ejemplo

No se debe reconectar a una red un sistema de generación de electricidad cuando la tensión sea  $85\% \text{ de } U_n \pm 0\% \leq U \leq 110\% \pm 0\%$ . Para asegurar la reconexión dentro de este intervalo, se debe tener presente una tolerancia/precisión del controlador (Clase 1 del rango de medida). Se recomienda configurar el rango 1 hasta 2 % superior/inferior a la consigna real si la tolerancia del intervalo es  $\pm 0\%$  con el fin de garantizar que el sistema de potencia no se reconecte fuera de este intervalo.

#### Disparo de tensión entre fase y neutro

Si las alarmas de tensión deben funcionar sobre la base de mediciones entre fase y neutro, ajuste los parámetros 1201 (grupo electrógeno/red/barras A) y 1202 (barras) de modo acorde. Puede seleccionar si se utilizar tensiones entre fases, tensiones entre fase y neutro o tensiones entre fases o entre fase y neutro.



Como se indica en el diagrama vectorial, existe una diferencia en los valores de tensión en una situación de error que afecte a la tensión entre fase y neutro y en una que afecte a la tensión entre fases.

La tabla muestra las medidas reales en una situación de subtensión del 10 % en un sistema de 400/230 voltios.

	Fase-neutro	Fase-fase
Tensión nominal	400/230	400/230
Tensión, 10 % de error	380/207	360/185

La alarma se producirá a dos niveles de tensión diferentes aun cuando la consigna de alarma sea del 10 % en ambos casos.

### Ejemplo

El siguiente sistema de 400 V AC muestra que la tensión entre fase y neutro debe variar un 20 % cuando la tensión entre fases varía 40 voltios (10 %).

#### Ejemplo:

$$U_{\text{NOM}} = 400/230 \text{ V AC}$$

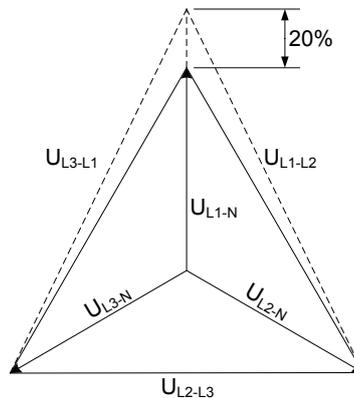
#### Situación de error:

$$U_{L1L2} = 360 \text{ V AC}$$

$$U_{L3L1} = 360 \text{ V AC}$$

$$U_{L1-N} = 185 \text{ V AC}$$

$$\Delta U_{\text{PH-N}} = 20 \%$$

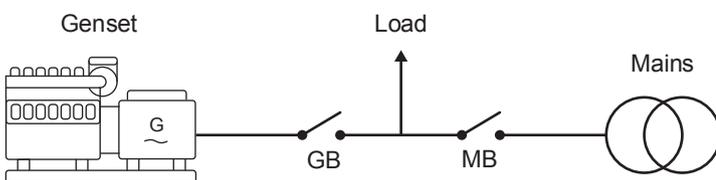


## 6.2 Error de secuencia de fases y rotación de fases

Los AGCs están en condiciones de monitorear la rotación de la tensión y de emitir una alarma si la tensión está rotando en el sentido incorrecto. El AGC puede monitorear la rotación en ambos sentidos. A partir de la alarma, es posible configurar clases de fallo diferentes que proporcionan diferentes posibilidades. La documentación acerca del error de secuencia de fases se puede dividir en dos secciones, en donde el primer capítulo será acerca de aplicaciones con un Solo Generador Diésel y el otro capítulo será acerca de aplicaciones con controlador estándar/multicontrolador.

### 6.2.1 Aplicaciones con un solo generador diésel

Una aplicación con un solo generador diésel es capaz de gestionar hasta un grupo electrógeno, un interruptor de generador y un interruptor de red. A continuación se muestra una aplicación como ésta:



Cuando el AGC está correctamente montado, los instrumentos de medida de la tensión de los grupos electrógenos se montan entre el Interruptor de Generador (GB) y el grupo electrógeno. Los demás instrumentos de medida de tensión se montan entre el Interruptor de Red (MB) y la conexión entrante de la red interconectada. En los diferentes controladores, los bornes de tensión se muestran a continuación:

Bornes de tensión del grupo electrógeno	Bornes de tensión de red
79-84	85-89

**NOTA** ¡La tabla superior sirve solo para una aplicación con un Solo Generador Diésel!

En el AGC hay dos alarmas diferentes relativas al error de secuencia de fases y, por tanto, dos clases de fallo diferentes. La alarma de error de secuencia de fases y de rotación de fases se configura en el parámetro 2150. Los parámetros se describen en la tabla inferior:

Parámetro	Texto de menú	Descripción
2151	Salida A	Salida de relé si el AGC detecta un error de secuencia de fases en los bornes de tensión del grupo electrógeno.
2152	Salida B	Salida de relé si el AGC detecta un error de secuencia de fases en los bornes de tensión del grupo electrógeno.
2153	Clase de fallo	Determina cómo el AGC reacciona si el AGC detecta un error de secuencia de fases en los bornes de tensión del grupo electrógeno.
2154	Rotación	Determina la rotación de las tensiones en las que el AGC está realizando una medición. Esto es válido tanto para las tensiones del grupo electrógeno como las tensiones de red.
2155	Salida A	Salida de relé si el AGC detecta un error de secuencia de fases en los bornes de tensión de red. Dado que no hay una salida B en esta alarma, se ha configurado de tal modo que la salida B sea la misma que la salida A.
2156	Clase de fallo	Determina cómo reacciona el AGC si el AGC detecta un error de secuencia de fases en los bornes de tensión de red.

### Ejemplo

En una aplicación con un solo Generador Diésel con interruptores GB y MB (como en la aplicación mostrada anteriormente), los parámetros se configuran como se muestra en la tabla inferior:

Parámetro	Texto de menú	Descripción
2151	Salida A	No utilizada
2152	Salida B	No utilizada
2153	Clase de fallo	Disparo+Paro
2154	Rotación	L1L2L3
2155	Salida A	No utilizada
2156	Clase de fallo	Disparo MB

**NOTA** Se activa una alarma si no se ha seleccionado ninguna salida de relé A/B. No elija *Límites* si desea que se active una alarma junto con una salida de relé A/B.

Si el controlador está configurado a Transferencia de Carga (LTO) y se da la señal de arranque, el grupo electrógeno arrancará. Si se ha realizado una intervención de servicio en el alternador y se han conmutado dos de las fases al ensamblar de nuevo el alternador, el AGC descubrirá ahora un fallo de secuencia de fases. Dado que esto es en los bornes de tensión del grupo electrógeno, se utilizará la clase de fallo configurada en el parámetro 2153. La clase de fallo está configurada a Disparo + Parada (Trip+Stop), lo cual provocará el disparo del interruptor (Si el interruptor no está cerrado, el controlador no enviará una señal de disparo) y luego, a continuación, pasará a la secuencia de parada. Si se confirma la alarma, el grupo electrógeno arrancará de nuevo, si la señal de arranque sigue estando presente.

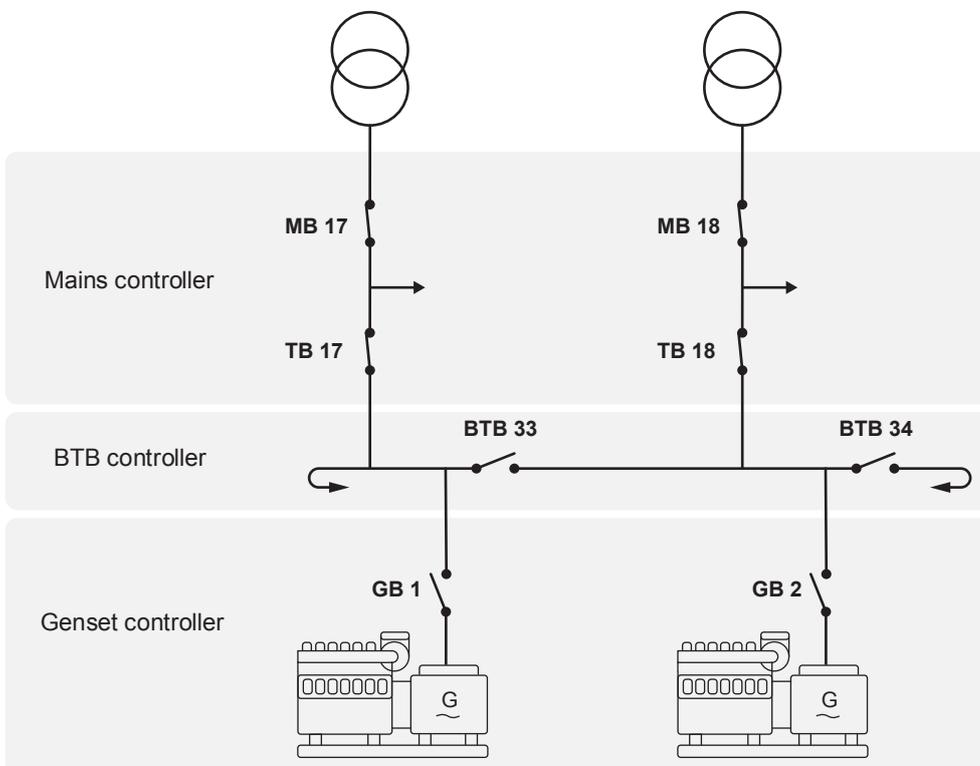
En esta planta, podría haber una situación en la cual exista alguna variación en la red. Si la compañía eléctrica está acoplado la red interconectada y se modifica la secuencia de fases en la conexión a la red interconectada y los temporizadores de Fallo de red no reaccionan ante el pequeño apagón, se utilizará la clase de fallo configurada en el parámetro 2156. En ese momento existe un error de secuencia de fases en los bornes de tensión de red y la clase de fallo

es Disparo del interruptor de red (Trip MB). Cuando se produce el disparo del MB, se arranca el grupo electrógeno, ya que se produce una alarma por disparo de MB y la carga no tiene corriente en ese momento. En la misma planta, también es posible que se vaya a realizar una operación de servicio en el transformador. Para testar la secuencia de Automático en Fallo de Red (AMF), el técnico extrae los fusibles, tras lo cual el AGC detectará la ausencia de tensión y, acto seguido, arrancará el grupo electrógeno y asumirá la carga. Cuando el técnico está reensamblando el transformador, intercambia accidentalmente dos fases. Al colocar de nuevo los fusibles en su sitio, el AGC detectará un error de secuencia de fases en las tensiones de red y, de este modo, seguirá en funcionamiento hasta que se haya arreglado la secuencia de fases.

## 6.2.2 Aplicaciones con controlador estándar/multicontrolador

En estas aplicaciones hay diferentes tipos de controladores. Los tres tipos diferentes son: Controlador de Grupo Electrónico, Controlador de Interruptor Acoplador de Barras (BTB) y Controlador de Red. Las alarmas de secuencia de fases están ubicadas en el parámetro 2150. Desde aquí es posible configurar ambas alarmas para errores de secuencia de fases y también de rotación de fases.

Las alarmas se refieren a diferentes bornes de tensión. Los diferentes tipos y modelos de controladores tienen diferentes bornes. Para saber a qué bornes de tensión se refieren las diferentes alarmas, pueden resultar útiles el dibujo y las tablas de continuación mostradas.



Para los controladores de red es de aplicación la tabla inferior:

Bornes de tensión de red	Bornes de tensión de barras
79-84	85-89

**NOTA** ¡La tabla superior es de aplicación únicamente para controladores de Red en plantas estándar!

Para los controladores de interruptor acoplador de barras (BTB) es de aplicación la tabla inferior:

Bornes de tensión de barras A	Bornes de tensión de barras B
79-84	85-89

**NOTA** ¡La tabla superior es de aplicación únicamente para controladores de interruptor acoplador de barras (BTB) en plantas estándar!

Para controladores de grupo(s) electrógeno(s) en una aplicación con un solo DG, es de aplicación la tabla inferior:

Bornes de tensión del grupo electrógeno	Bornes de tensión de red
79-84	85-89

Para controladores de grupo(s) electrógeno(s) en una aplicación de gestión de potencia, es de aplicación la tabla inferior:

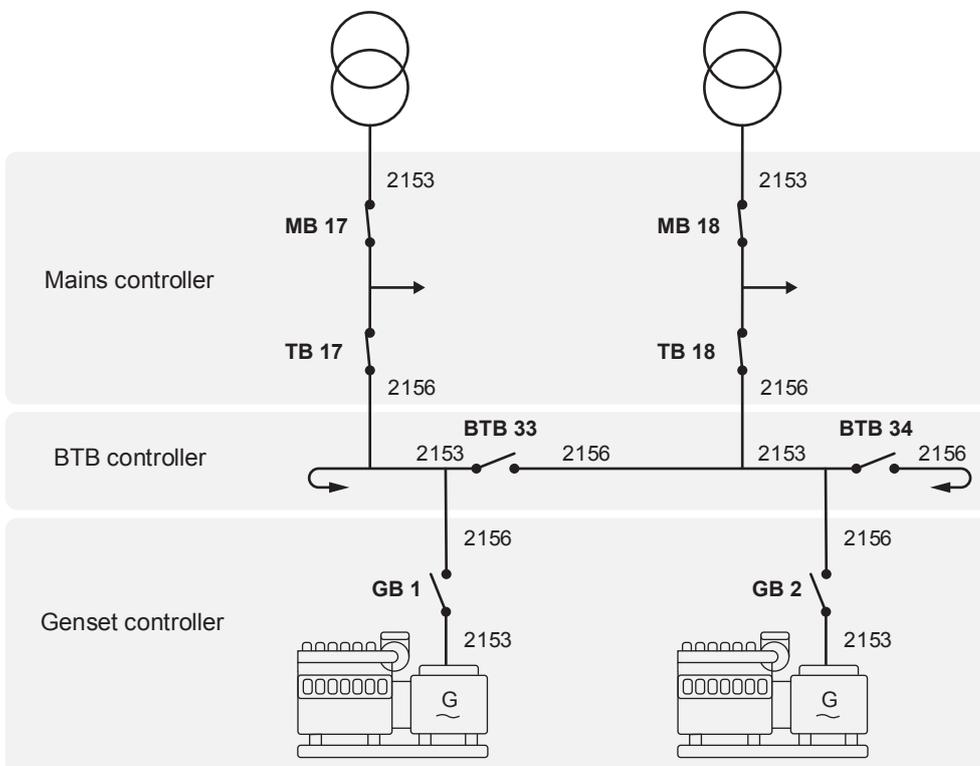
Bornes de tensión del grupo electrógeno	Bornes de tensión de barras
79-84	85-89

El parámetro 2150 consta de solo dos alarmas y la configuración del sentido de rotación de fases. La configuración de rotación de fases es la misma para los dos grupos de bornes. Las dos alarmas se refieren a los bornes de tensión. Para saber qué alarmas se refieren a medida de tensión, se ha creado la tabla inferior para crear una sinopsis:

Nº de menú/ parámetro	Controlador de red	Controlador de interruptor acoplador de barras (BTB)	Controlador de grupo(s) electrógeno(s)
2153	Tensión de red	Tensión de barras A	Tensión de grupo electrógeno
2156	Tensión de barras	Tensión de barras B	Tensión de barras

El diagrama creado más arriba puede resultar útil a la hora de localizar los diferentes puntos donde se realiza cada medida de tensión.

La tabla superior muestra en qué grupo de bornes se produce el error de secuencia de fases para activar la clase de fallo configurada en los parámetros 2153 y 2156. Esto se puede mostrar también en un diagrama como el siguiente:



A la hora de configurar las alarmas de secuencia de fases, puede resultar útil activar el arranque de fallo de interruptor de red (MB) (8181) en algunos de los controladores de red. Esto da la posibilidad de que si, p. ej., se produce el error de

secuencia de fases para la tensión de red (2153), y la clase de fallo es Disparo del MB (Trip MB), los grupos electrógenos arrancarán. Si, a continuación, se habilita también la conmutación automática (8184), la otra conexión a la red interconectada puede encargarse del suministro como carga de reserva antes de que arranquen los grupos electrógenos. Si las otras redes no tienen un error de secuencia de fases, las otras redes continuarán suministrando corriente a la carga y los grupos electrógenos no arrancarán.

### Ejemplo

En el grupo electrógeno 1, el parámetro 2153 está configurado a Disparo + Parada (Trip + Stop). Recientemente, el grupo electrógeno 1 ha estado parado para realizar tareas de servicio y se han intercambiado dos fases de modo accidental. Ahora se produce un fallo de red en la red 17 y el grupo electrógeno 1 arrancará. El controlador del grupo electrógeno 1 detecta un error de secuencia de fases y activa su clase de fallo. El interruptor de generador GB1 nunca se cerrará. Ahora se cerrará el interruptor BTB33 y el grupo electrógeno 2 arrancará y suministrará corriente a la carga. Si también hay un error de secuencia de fases en el lado B del interruptor BTB33 y el parámetro 2156 del BTB 33 está configurado a disparo del interruptor acoplador de barras (BTB), el sistema cerrará el BTB34 en su lugar, ya que se trata de un sistema con barras solapadas.

## 6.3 Pérdida de excitación

Para evitar que el generador resulte dañado debido al deslizamiento de un polo, el AGC puede provocar el disparo de un interruptor si se produce una pérdida de excitación. Esta protección se configura en el menú 1520.

El porcentaje en el parámetro 1521 es el porcentaje máximo de kVAr importados en comparación con los kW nominales del grupo electrógeno.

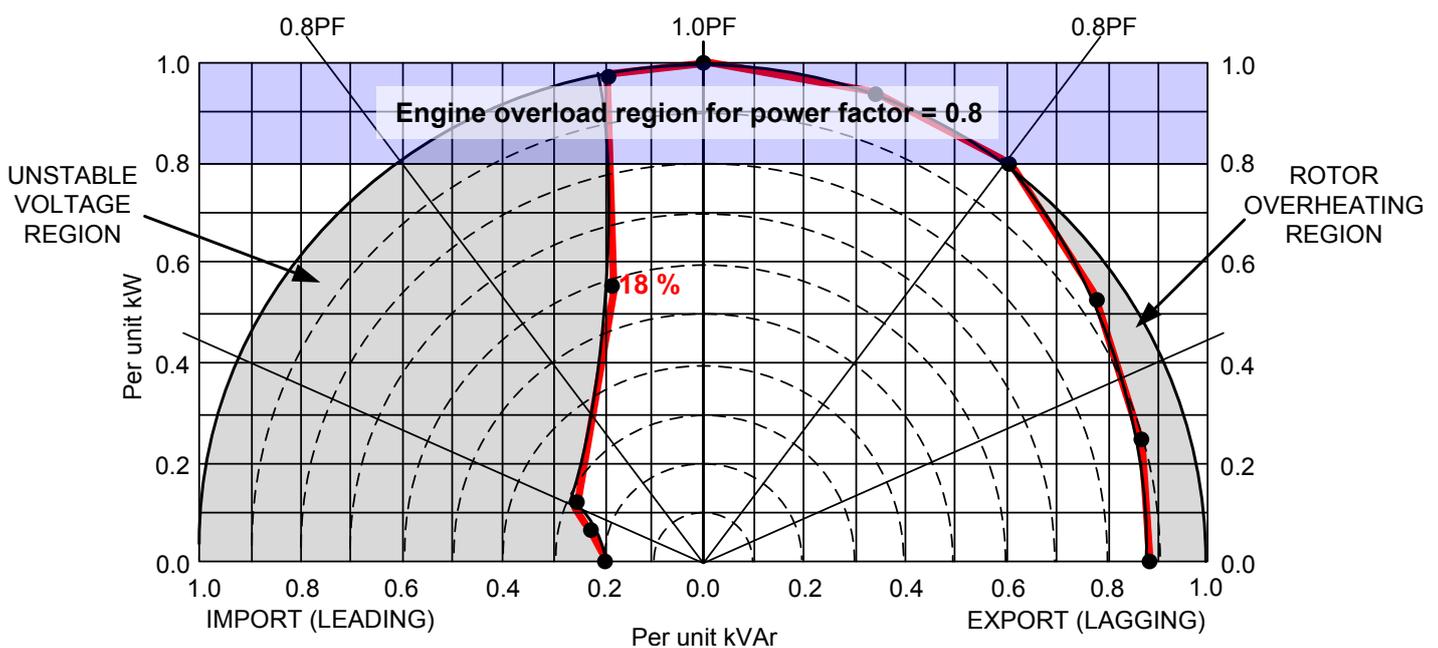


### Ejemplo de grupo electrógeno

El grupo electrógeno tiene una potencia nominal de 1000 kW. Parámetro 1521 y 15%. Esto significa que si el grupo electrógeno está importando 150 kVAr capacitivos o más, se arranca el temporizador en el parámetro 1522. Cuando el temporizador finaliza su cuenta atrás, se ejecuta una acción. Esta acción/clase de fallo se configura en el parámetro 1526.

Para configurar correctamente este porcentaje, se debe realizar un cálculo. Se necesita el diagrama de trabajo del generador. A continuación se muestra un ejemplo de diagrama de trabajo de un generador. El bloque azul muestra la sobrecarga del motor de combustión con un factor de potencia de 0,8.

### STEADY STATE ALTERNATOR REACTIVE POWER CAPABILITY CURVE



Una carga del 100 % del alternador está representada por el círculo exterior y una carga del 100 % del motor de combustión está representada por la parte inferior del bloque azul. Con el diagrama de operación es posible ver dónde la línea de operación segura del alternador está situada más próxima a la línea de factor de potencia unitario (1,0). En este diagrama de trabajo, cada línea vertical representa el 10 % y, por tanto, el punto más próximo a un factor de potencia de 1,0 es 18 %. Utilizar los valores nominales del alternador y los valores nominales del motor de combustión para realizar los cálculos.



### Cálculo del parámetro 1521

Se utiliza la lectura del 18 %. El alternador tiene una potencia nominal de 2500 kVA y el motor de combustión tiene una potencia nominal de 2000 kW. La distancia entre la lectura y la línea correspondiente a un factor de potencia de 1,0 representa una potencia de:  $2500 \text{ kVA} * 18 \% = 450 \text{ kVAr}$

Ahora se puede calcular el valor de configuración del parámetro 1521:  $450 \text{ kVAr} / 2000 \text{ kW} = 22,5 \%$

**NOTA** Esta protección no impide una sobrecarga del motor de combustión. Para proteger el motor de una posible sobrecarga, configure las protecciones de sobrecarga del generador en los menús 1450 hasta 1490.

## 6.4 Sobreintensidad dependiente de la tensión

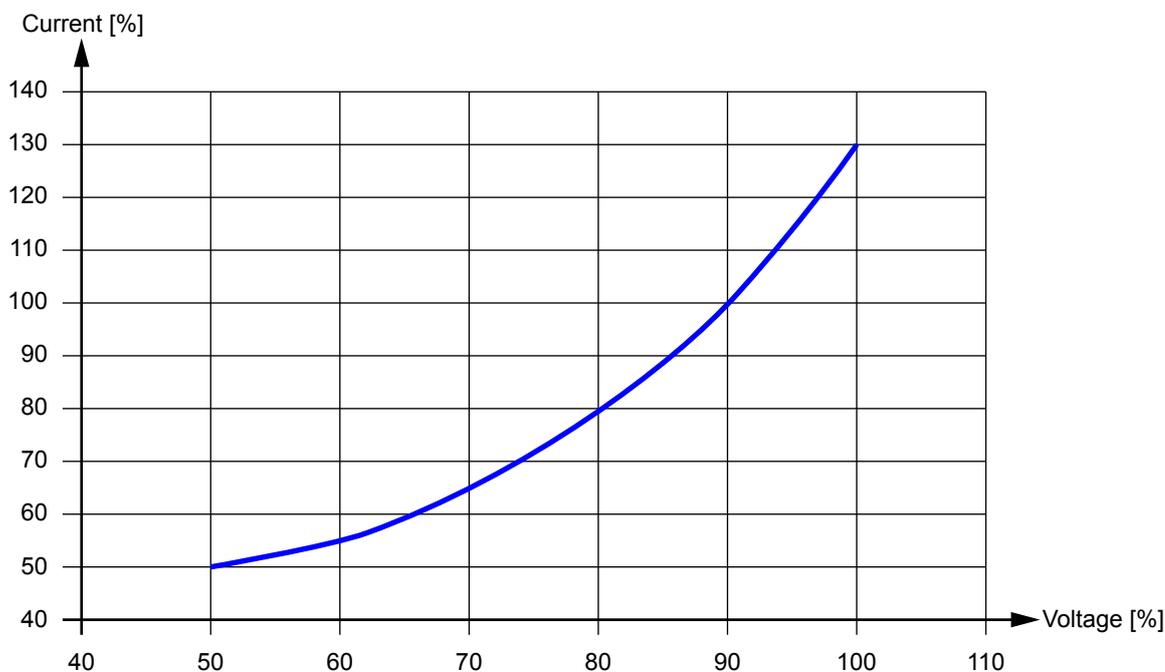
La sobreintensidad dependiente de la tensión es una protección para generadores sin imanes permanentes. Esta protección interviene cuando se produce un cortocircuito y la tensión cae. Cuando se produce un cortocircuito, la tensión caerá y la intensidad aumentará durante un período de tiempo muy breve y luego caerá a un nivel inferior. El nivel de intensidad de cortocircuito puede caer por debajo de la intensidad nominal del generador y, por tanto, no se producirá una intervención de la protección contra cortocircuito, lo cual puede acabar provocando lesiones físicas o daños al equipo. Cuando hay un cortocircuito, la tensión estará baja. Esto se puede utilizar para que el disparo se produzca a una intensidad inferior, cuando la tensión es baja.

Los parámetros para tal fin son 1101 hasta 1115. Las consignas para los distintos niveles se configuran en los parámetros 1101 hasta 1106. La consigna hace referencia a seis niveles de intensidad y niveles de tensión. Todos los valores se indican en porcentaje respecto a los valores nominales configurados en los parámetros 6000 hasta 6030. Los seis niveles de tensión ya están determinados de modo que solo se deben configurar los niveles de intensidad. Las seis consignas crearán una curva que se explicará por medio de un ejemplo:

Las seis consignas diferentes han sido configuradas a los valores mostrados en la tabla inferior.

Parámetro	1101	1102	1103	1104	1105	1106
<b>Nivel de tensión</b> (Fijo/no variable)	50	60	70	80	90	100
<b>Nivel de intensidad</b> (Consigna/variable)	50	55	65	80	100	130

Acto seguido, los seis valores se pueden transferir a una curva que es más legible:



Cuando los valores reales representen un punto por encima de la curva, el interruptor debe actuar. La curva muestra que se producirá el disparo del interruptor del generador cuando se cumplan dos requisitos: La tensión del generador está por debajo del 50 % de la nominal (asignada) y la intensidad está por encima del 50 % de la nominal (asignada).

Temporizador, Salidas, Habilitar y Clase de fallo se configuran en los parámetros 1111 hasta 1115. El temporizador de 1111 decide durante cuánto tiempo la falta debe exceder los límites para que se produzca una acción. La acción/clase de fallo se decide en el parámetro 1115 y se puede configurar desde un aviso hasta una parada. Por defecto, esta acción/clase de fallo estará configurada al disparo del interruptor del generador. Las salidas se pueden utilizar para activar un relé. Esto permitirá enviar una señal a un equipo externo relacionada con esta alarma específica. Es posible configurar dos salidas de relé para la alarma. La función de protección está activada por defecto, pero se puede deshabilitar en el parámetro 1114.

## 6.5 Asimetría de intensidad

El generador puede estar en una situación en la cual no esté entregando su carga nominal, pero en la cual la intensidad es muy elevada en una de las fases. Esto puede ser debido a una carga desequilibrada. Cuando la carga de un generador esté desequilibrada, el estrés que sufrirá el generador será superior al normal. Además, el calor en uno de los devanados puede ser muy elevado. Se puede producir una situación de carga desequilibrada también si un cable ha resultado dañado o anulado o si se ha fundido un fusible de una sola fase. Para proteger el generador de un estrés innecesario, se puede utilizar la protección contra carga desequilibrada. Está ubicada en los parámetros 1501 hasta 1506. El parámetro 1203 también está asociado a estos parámetros. El parámetro 1203 define cómo se deben realizar los cálculos y se puede configurar al valor nominal o a la media.

Si el parámetro 1203 está configurado al valor nominal, el AGC utiliza la corriente máxima y la corriente mínima y deduce los valores. Acto seguido, comparará estos valores con la corriente nominal introducida en el parámetro 6003, 6013, 6023 o 6033, en función de cuál de los ajustes nominales esté activado. La comparación con la intensidad nominal proporcionará un porcentaje que está asociado al parámetro 1501.

Ejemplo: Un grupo electrógeno tiene una intensidad nominal de 400 A y está alimentando una carga. Las intensidades de las tres fases son: 115 A, 110 A y 100 A. El AGC utilizará las intensidades máxima y mínima, en este caso 115 A y 100 A. Ahora, el cálculo será:  $((115 - 100) * 100) / 400 = 3,75 \%$ . Si el parámetro 1501 está configurado a 4 %, el grupo electrógeno continuará funcionando. Si el parámetro 1501 está configurado a 4 %, y la intensidad nominal del grupo electrógeno es 400 A, el grado de desequilibrio permitido del grupo electrógeno sería:  $(4 * 400) / 100 = 16 \text{ A}$ . Cuando la carga soportada por las fases es superior a 16 A, se producirá el disparo del interruptor del generador. Esto es independiente de la magnitud de la carga.

El parámetro 1203 también se puede configurar a la media. Acto seguido, el AGC calculará una media de las fases y comparará el grado de desequilibrio de la carga entre dichas fases.

Ejemplo: Un grupo electrógeno tiene una intensidad nominal de 400 A y está alimentando una carga. Las intensidades de las tres fases son: 115 A, 110 A y 100 A. Ahora, el AGC calculará una media de estas intensidades, tomará la que presenta la mayor diferencia respecto a la media y calculará un porcentaje de desviación:  $(115 + 110 + 100)/3 = 108,3$  A. Acto seguido, el AGC analizará cuál de las intensidades presenta la mayor diferencia. En este ejemplo, será la intensidad de 100 A. La diferencia máxima se comparará con la intensidad media:  $((108,3 - 100)*100)/108,3 = 7,7$  %. Si la carga hubiese sido mayor, el porcentaje calculado habría sido menor. Si las intensidades de fase fuesen 315 A, 310 A y 300 A, la media sería:  $(315 + 310 + 300)/3 = 308,3$  A. Esto arrojaría una desviación de:

$$((308,3 - 300)*100)/308,3 = 2,7 \%$$

## 6.6 Asimetría de tensión

Además de disponer de una protección contra asimetría de intensidad, el AGC incorpora también una protección contra asimetría de tensión. El AGC medirá la tensión en cada una de las fases y las comparará entre sí. Si el grupo electrógeno está montado en una aplicación con condensadores de compensación y se produce un fallo en uno de los condensadores, se puede producir una diferencia de tensión. Los devanados de esta fase se sobrecalentarán y, por tanto, quedarán expuestos a un fuerte estrés. Para evitarlo, se puede configurar la protección contra asimetría de tensión.

El porcentaje configurado en el parámetro 1511 es un porcentaje de desviación comparado con la tensión media en las tres fases. La comparación con la media se describe a continuación por medio de un ejemplo.

Ejemplo: La tensión de fase L1 respecto a L2 es 431 V, la tensión de fase L2 respecto a L3 es 400 V y la tensión de fase L3 respecto a L1 es 410 V. Ahora, se deben sumar las tres tensiones para poder obtener la tensión media:  $(431 + 400 + 410)/3 = 414$  V. Ahora, debe deducirse la tensión que presenta la mayor desviación de tensión, en este caso L1 respecto a L2:  $431 - 414 = 17$  V. Ahora se puede calcular la desviación máxima de tensión en forma de porcentaje:  $(17/414)*100 = 4,1$  %.

Esto significa que si el parámetro 1511 se configura a 4,1 %, está permitido tener una diferencia de tensión de 31 V en esta aplicación antes de que se active la protección contra asimetría de tensión.

En este ejemplo, se han utilizado las mediciones de las tensiones entre fases. La tensión entre fases está seleccionada por defecto, pero también se pueden utilizar las mediciones de tensiones entre fase y neutro, siendo posible modificar esto en el parámetro 1201. (El parámetro 1201 se describirá más adelante).

**NOTA** Tenga presente que cuando se modifica el parámetro 1201, se verán afectadas otras protecciones.

En el parámetro 1512 se puede configurar el temporizador y en el parámetro 1515 esta protección está habilitada. En el parámetro 1516 se decide la clase de fallo. También es posible habilitar dos salidas de relé cuando se produce la alarma. Las dos salidas de relé se pueden configurar en los parámetros 1513 y 1514.

## 6.7 Sobreexcitación

Cuando se conectan cargas inductivas potentes, se puede producir la sobreexcitación del generador. Como alternativa, se puede producir sobreexcitación si la carga de un generador cambia rápidamente de inductiva a capacitiva. También se puede producir sobreexcitación en una aplicación con más de un generador si falla la excitatriz de uno de los generadores. La sobreexcitación puede sobrecalentar los devanados del generador y provocar un fallo con el paso del tiempo.



### Ejemplo: Ajuste de la sobreexcitación

El motor de combustión es de 2000 kW y alternadores de 2500 kVA.

Calcular cuántos kVAr puede exportar el grupo electrógeno:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{2500^2 - 2000^2} = 1500 \text{ kvar}$$

Utilice la potencia en kVAr para calcular el porcentaje para el parámetro 1531:  $\text{kVAr/kW} = 1500/2000 = 75$  %.

Cuando el parámetro 1531 es 75 %, el grupo electrógeno puede exportar hasta 1500 kVAr. La alarma se activa cuando la carga ha rebasado la consigna durante el tiempo configurado en el parámetro 1532.

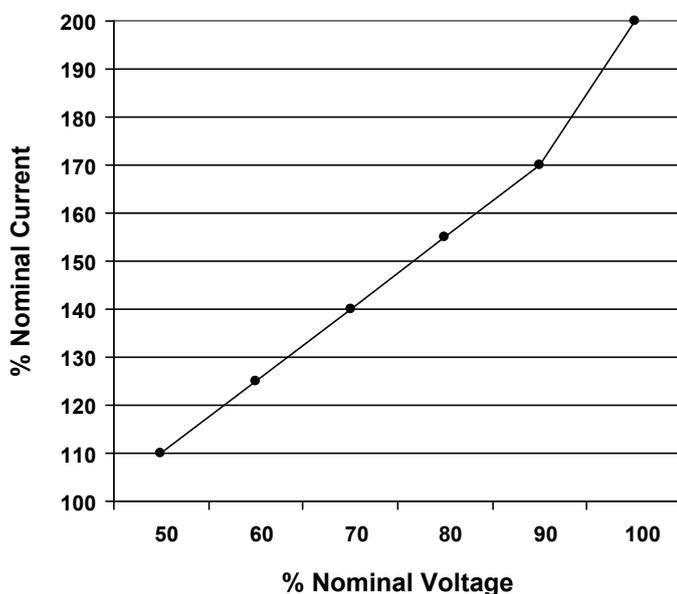
**NOTA** La opción C2 (incluida en el AGC estándar) incluye una protección con curva de capacidad con 12 puntos configurables. Si esta sencilla protección contra sobreexcitación no es suficientemente buena, utilice la Opción C2.

## 6.8 Sobreintensidad (de bloqueo) dependiente de la tensión

Esta protección se utiliza cuando es preciso ejecutar el disparo del generador debido a una situación de falta que crea una tensión reducida en el generador, por ejemplo una caída profunda de tensión. Durante la caída profunda de tensión, el generador solamente puede generar una parte de su tensión nominal habitual. Una corriente de cortocircuito durante una caída profunda de tensión puede ser incluso inferior a la intensidad nominal de la corriente.

La protección se activará sobre la base de la consigna de sobreintensidad como función de la tensión medida en los bornes de tensión del generador.

El resultado puede expresarse como función de curva en la cual las consignas de tensión son valores fijos y las consignas de intensidad pueden ajustarse (menú 1100). Esto significa que si la tensión cae, la consigna de sobreintensidad también cae.



**NOTA** Los valores de tensión para los seis puntos de la curva son fijos. Los valores actuales se pueden ajustar dentro del rango 50 hasta 200 %. Los valores porcentuales de tensión e intensidad se refieren a los valores de configuración nominales. El valor del temporizador se puede ajustar dentro del rango de 0,1 hasta 60,0 s.

## 6.9 Decisión de las mediciones

Por ejemplo, la protección contra asimetría de tensión se puede configurar bien a medición entre fases o medición entre fase y neutro. Estos parámetros influyen también en otras protecciones y ajustes en el AGC. Hay tres parámetros que pueden modificar cómo se realizan las mediciones en el AGC: 1201, 1202 y 1203.

En el parámetro 1201 se puede configurar cómo se realizan las mediciones de tensión, por ejemplo, en la protección de la tensión del generador. Se puede configurar bien a medición entre fases o medición entre fase y neutro; por defecto, está configurado a medición entre fases. Cuando se configura este parámetro, se debe tener presente cómo están conectadas las cargas integradas en la aplicación. Si muchas de las cargas están conectadas entre fase y neutro, el parámetro 1201 se debe configurar a fase-neutro. En un controlador de generador se tratará de las mediciones de tensión en el lado de generador del interruptor y en un controlador de red se tratará de las mediciones de tensión en el lado de línea de red del interruptor de red.

**El parámetro 1201 influye en:**

1150, 1160	Protección 1 y 2 contra sobretensión del generador.
1170, 1180, 1190	Protección 1, 2 y 3 contra subtenión del generador.
1510	Protección contra asimetría de tensión del generador.
1660, 1700	Subtenión 1 y 2 dependientes del tiempo de red (medidas en el lado de línea de red del interruptor de red, solo en controladores de red).

El parámetro 1202 es similar a 1201. También se debe considerar cómo se deben realizar las mediciones. Pero este parámetro hace referencia a las otras mediciones de tensión. En un controlador de generador, serán las mediciones de tensión en barras y en un controlador de red, serán las mediciones de tensión después del interruptor de red. Este parámetro se puede configurar también a medición entre fases o medición entre fase y neutro.

**El parámetro 1202 influye en:**

1270, 1280, 1290, 1940	Protección 1, 2, 3 y 4 contra sobretensión de barras.
1300, 1310, 1320, 1330, 1950	Protección 1, 2, 3, 4 y 5 contra subtenión de barras.
1620	Protección contra asimetría de tensión de barras.
1660, 1700	Sobretensión 1 y 2 dependiente del tiempo de barras (medida en el lado de barras del interruptor del generador, solo en controladores de generador).
7480, 7490	Protección media 1 y 2 de sobretensión de barras

El parámetro 1203 hace referencia a la medición de intensidad como se ha descrito anteriormente en este capítulo, en "Asimetría de intensidad".

**El parámetro 1203 influye en:**

1500	Asimetría de intensidad 1.
1710	Asimetría de intensidad 2.

## 7. Controlador PID para regulador de velocidad y regulador AVR

### 7.1 Descripción de Controlador PID

El AGC incluye un controlador PID para regulación del regulador de velocidad y del AVR. El controlador PID está formado por un regulador proporcional, un regulador integral y un regulador diferencial. El controlador PID está en condiciones de eliminar la desviación de regulación y puede sintonizarse fácilmente.



#### Más información

Véase **Directrices generales para la puesta en servicio.**

### 7.2 Controladores

Existen tres controladores para el control del regulador de velocidad y también tres controladores para el control del regulador de tensión AVR.

Controlador	Regulador de velocidad GOV	Regulador de tensión AVR	Comentario
Frecuencia	●		Controla la frecuencia
Potencia	●		Controla la potencia
Reparto de carga P	●		Controla el reparto de carga de potencia activa
Tensión		●	Controla la tensión
VAr		●	Controla el factor de potencia
Reparto de carga Q	●	●	Controla el reparto de carga de potencia reactiva

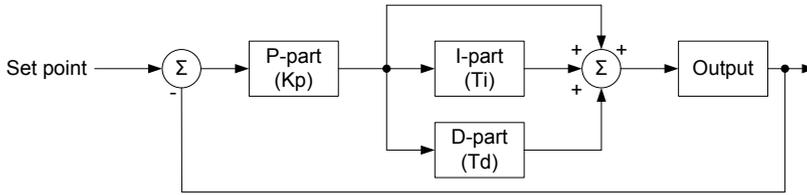
La tabla siguiente indica los momentos en los que está activo cada uno de los controladores. Esto significa que los controladores pueden sintonizarse cuando se den las situaciones de marcha mostradas.

Regulador de velocidad			Regulador de tensión AVR			Diagrama esquemático
Frecuencia	Potencia	P RC	Tensión	VAr	Q RC	
●			●			
●			●			
	●			●		
		●			●	

**NOTA** El modo de reparto de carga depende de la opción G5 (gestión de potencia) y de si está instalada la opción de hardware M12 (para reparto de carga analógico).

## 7.3 Croquis de principio

El esquema inferior muestra el principio básico del controlador PID.



$$PID(s) = K_p \cdot \left( 1 + \frac{1}{T_i \cdot s} + T_d \cdot s \right)$$

Como se muestra en el croquis y en la ecuación superiores, cada regulador (P, I y D) proporciona una salida que se resume en la salida total del controlador.

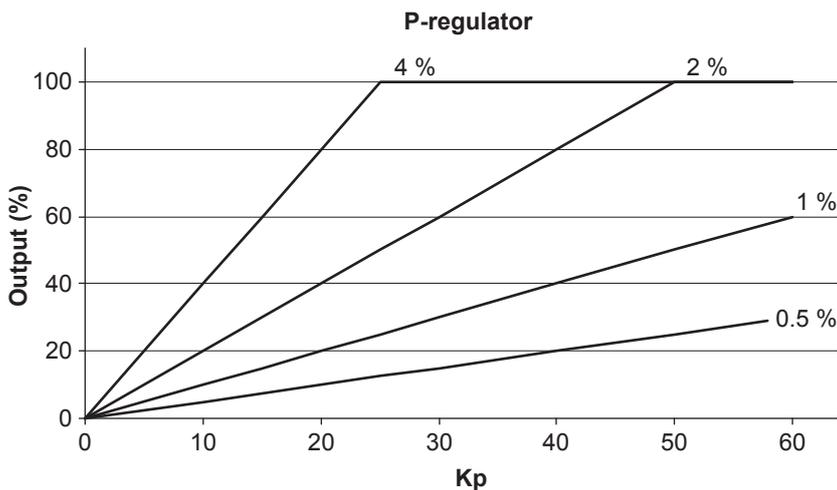
Los parámetros ajustables de los controladores PID del AGC son:

- Kp: La ganancia de la parte proporcional.
- Ti: El tiempo de acción integral de la parte integral.
- Td: Tiempo de acción diferencial para la parte diferencial.

## 7.4 Regulador proporcional

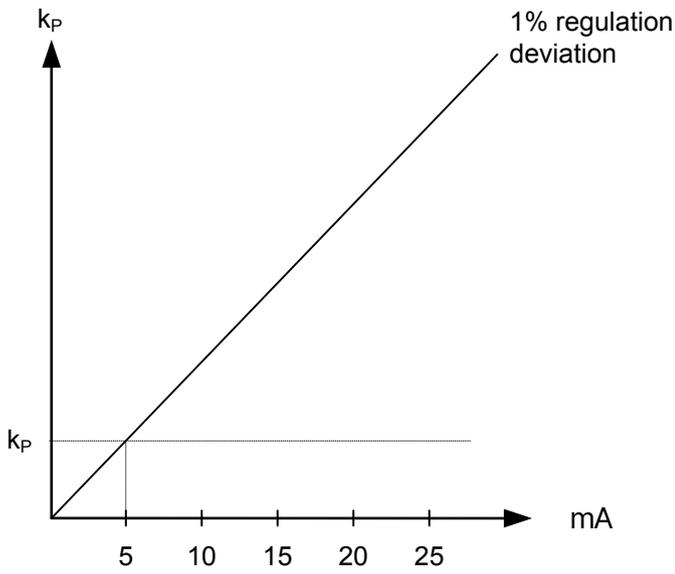
Cuando se produce la desviación de regulación, la parte proporcional provocará una variación inmediata de la salida. La magnitud de esta variación dependerá de la ganancia Kp.

El diagrama muestra cómo la salida del regulador P depende del valor de configuración de Kp. El cambio de la salida a un determinado valor de configuración de Kp se duplicará si la desviación de regulación se duplica.



### 7.4.1 Rango de velocidad

Debido a la curva característica arriba mostrada, se recomienda utilizar el intervalo completo de la salida con el fin de evitar una regulación inestable. Si el rango de salida utilizado es demasiado pequeño, una pequeña desviación de regulación provocará una variación muy grande de la salida. Esto se muestra en el dibujo inferior.

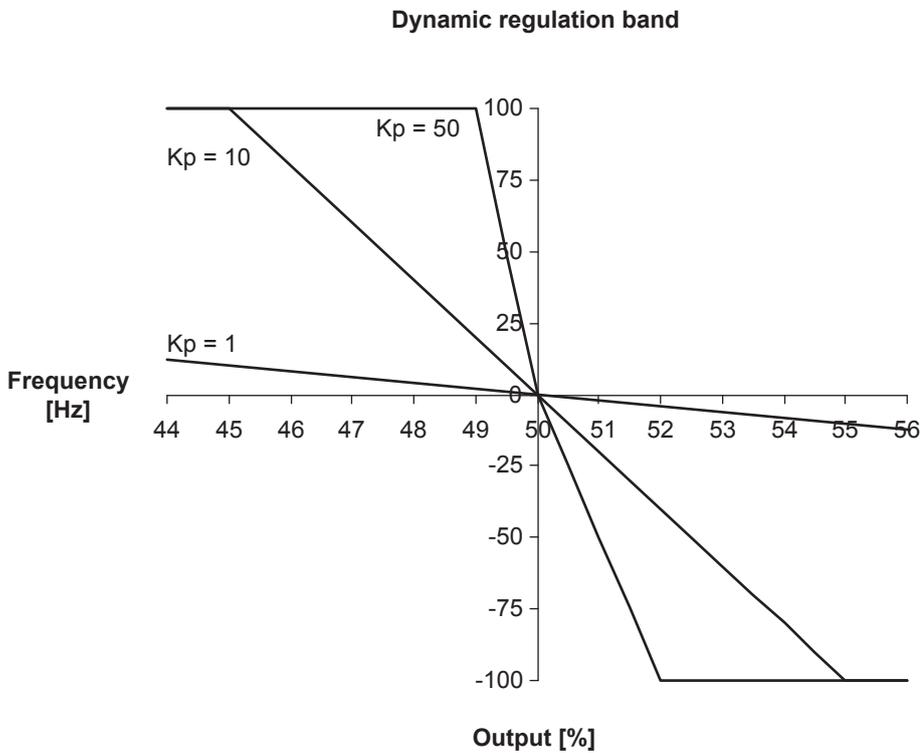


Se produce una desviación de regulación del 1%. Con el parámetro  $K_p$  ajustado, la desviación provoca una variación de la salida de 5mA. La tabla muestra que la salida del AGC experimenta un cambio relativamente grande si el rango de velocidad máxima es bajo.

Rango de velocidad máx.	Variación de la salida		Variación de la salida en % del rango de velocidad máx.
10 mA	5 mA	$5/10 \cdot 100\%$	50
20 mA	5 mA	$5/20 \cdot 100\%$	25

### 7.4.2 Zona de regulación dinámica

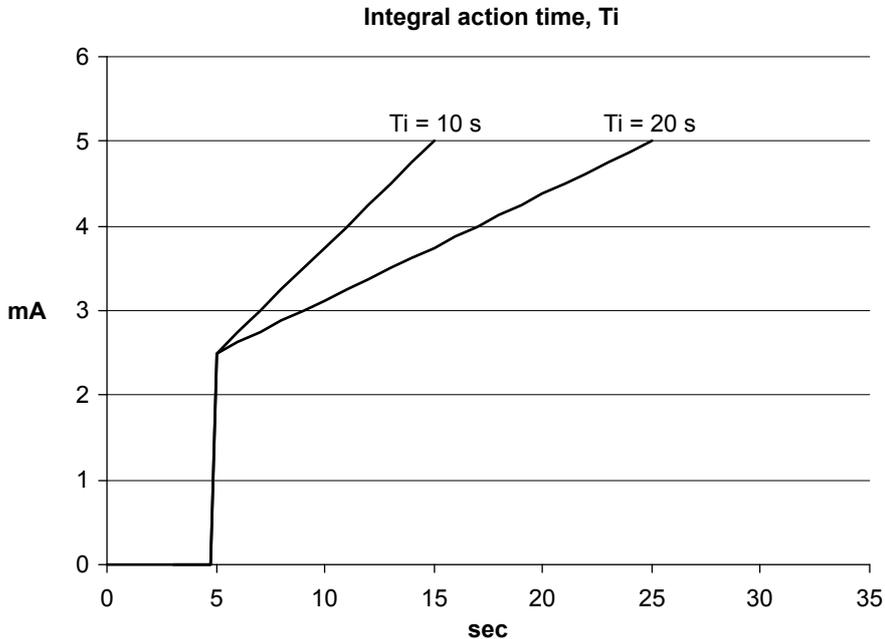
El dibujo inferior muestra la zona de regulación dinámica para determinados valores de  $K_p$ . La zona dinámica se reduce si el coeficiente  $K_p$  se ajusta a un valor más alto.



### 7.4.3 Regulador integral

La función principal del regulador integral es eliminar la compensación (offset) de acción proporcional. El tiempo de acción integral,  $T_i$ , se define como el tiempo que el regulador integral utiliza para repetir la variación instantánea de la salida provocada por el regulador proporcional.

En el gráfico siguiente, el regulador proporcional provoca una variación inmediata de 2,5 mA. En tal caso, el tiempo de acción integral se mide cuando la salida alcanza  $2 \times 2,5 \text{ mA} = 5 \text{ mA}$ .



Como puede verse en el esquema, con un ajuste de  $T_i$  de 10 s la salida alcanza 5 mA con una rapidez dos veces superior frente a un ajuste de 20 s.

La función integral del regulador  $I$  se aumenta si se disminuye el tiempo de acción integral. Esto significa que con un ajuste inferior del tiempo de acción integral  $T_i$  se obtiene una regulación más rápida. El tiempo de acción integral,  $T_i$ , no debe ajustarse demasiado bajo. Esto provocará oscilaciones de la regulación, de manera similar a un factor de acción proporcional demasiado alto,  $K_p$ .

**NOTA** Si  $T_i$  está configurado a 0 s, el regulador integral  $I$  está DESACTIVADO.

### 7.4.4 Regulador diferencial

El objeto principal del regulador diferencial (regulador  $D$ ) es estabilizar la regulación, haciendo de esta manera posible un ajuste de una ganancia superior y de un tiempo de acción integral,  $T_i$ , inferior. Esto hace que la regulación global elimine las desviaciones de manera mucho más rápida.

En la mayoría de los casos, no se necesita el regulador diferencial. Si embargo, para situaciones de regulación de gran precisión, por ejemplo, para la sincronización estática, puede resultar útil.

La salida del regulador diferencial puede explicarse con la ecuación :

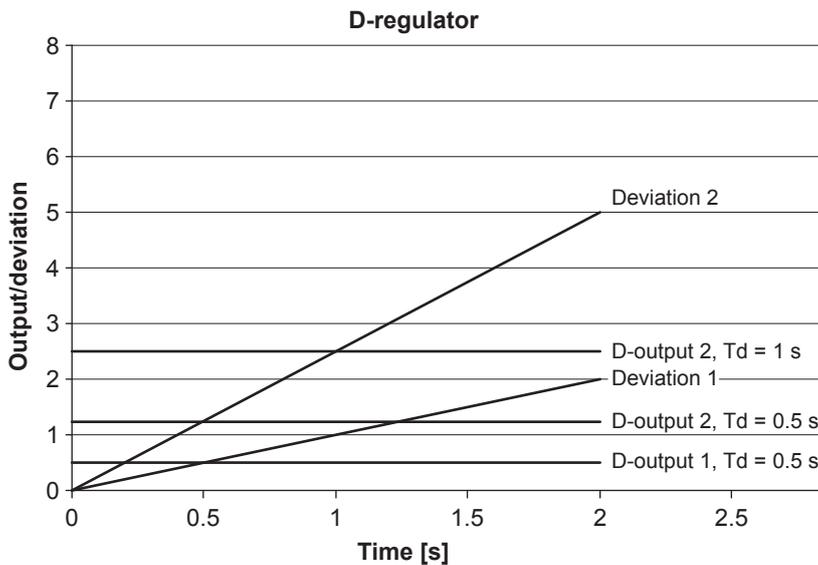
$$D = T_d \cdot K_p \cdot \frac{de}{dt}$$

- $D$  = salida de regulador
- $K_p$  = ganancia
- $de/dt$  = pendiente de la desviación (con qué rapidez se produce la desviación)

Esto significa que la salida del regulador D depende de la pendiente de la desviación, de la configuración de  $K_p$  y de  $T_d$ .

## Ejemplo

En el siguiente ejemplo, se supone que  $K_p = 1$ .



- Desviación 1: Una desviación con una pendiente de 1.
- Desviación 2: Una desviación con una pendiente de 2,5 (2,5 veces superior a la desviación 1).
- Salida D 1,  $T_d=0,5$  s: Salida del regulador D cuando  $T_d=0,5$  s y la desviación es conforme a la Desviación 1.
- Salida D 2,  $T_d=0,5$  s: Salida del regulador D cuando  $T_d=0,5$  s y la desviación es conforme a la Desviación 2.
- Salida D 2,  $T_d=1$  s: Salida del regulador D cuando  $T_d=1$  s y la desviación es conforme a la Desviación 2.

El ejemplo muestra que cuanto mayor es la desviación y mayor es el valor de configuración de  $T_d$ , mayor será la salida del regulador D. Dado que el regulador D responde a la pendiente de la desviación, también significa que cuando no hay ninguna variación, la salida de D será cero. El tiempo de acción diferencial,  $T_d$ , no debe ser demasiado alto. Esto provocará oscilaciones de la regulación, de manera similar a un factor de acción proporcional demasiado alto,  $K_p$ .

**NOTA** Si la  $T_d$  es 0 s, el regulador diferencial D está DESACTIVADO.

## 7.5 Controlador de reparto de carga

El controlador de reparto de carga se utiliza siempre que esté activado el modo de reparto de carga. El controlador de reparto de carga es un controlador PID similar a los otros controladores en el sistema y maneja tanto el control de frecuencia como el control de potencia.

El ajuste del controlador de reparto de carga se realiza en el menú 2540 (control analógico) o 2590 (control de relés).

El objeto primario del controlador PID es siempre el control de frecuencia porque la frecuencia es variable en el sistema de reparto de carga y también la potencia en el generador individual. Puesto que el sistema de reparto de carga requiere también una regulación de potencia, el controlador PID puede verse afectado por el regulador de potencia. Para este fin se utiliza el denominado factor de peso ( $P_{PESO}$ ).

Por tanto, la desviación de regulación que provoca el regulador de potencia puede tener mayor o menor influencia en el controlador PID. Un ajuste de 0% significa que el control de potencia está apagado. Un ajuste de 100% significa que la regulación de potencia no está limitada por el factor de peso. Es posible cualquier ajuste intermedio.

La diferencia entre ajustar el valor de peso a un valor alto o bajo es la velocidad a la cual se elimina la desviación de regulación de potencia. Así, pues, si se necesita un reparto firme de carga, el factor de peso debe ajustarse a un valor superior que si se requiere un reparto suave de carga.

La desventaja que cabe esperar de un factor alto de peso es que cuando existen una desviación de frecuencia y una desviación de potencia, caben esperar oscilaciones en el reparto de carga. La solución consiste en disminuir bien el factor de peso o los parámetros del regulador de frecuencia.

## 7.6 Controlador de sincronización

El controlador de sincronización se usa en el AGC siempre que se haya activado la sincronización. Después de superar con éxito la sincronización, se desactiva el controlador de frecuencia y se activa el controlador relevante. Éste podría ser, por ejemplo, el controlador de reparto de carga. Los ajustes se realizan en el menú 2050.

### Sincronización dinámica

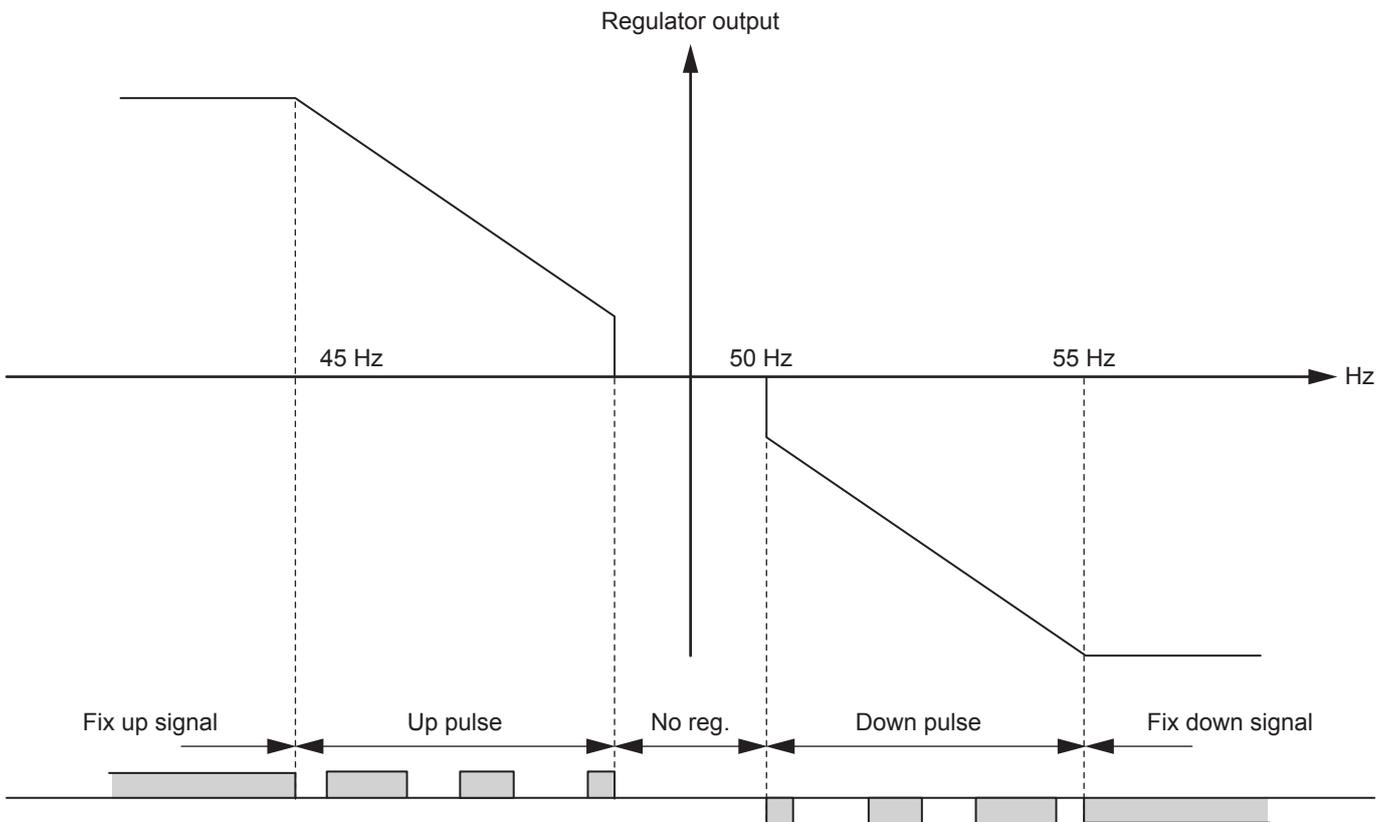
Cuando se utiliza la sincronización dinámica, se utiliza el controlador "2050 Controlador de  $f_{SINC}$ " durante toda la secuencia de sincronización. Una de las ventajas de la sincronización dinámica es que es relativamente rápida. Para mejorar aún más la velocidad de sincronización, el generador acelerará entre los puntos de sincronización (12 del mediodía a 12 del mediodía) de los dos sistemas. Normalmente una frecuencia de deslizamiento de 0,1 Hz proporciona sincronismo cada 10 segundos, pero si este sistema está conectado a un motor de combustión en régimen estacionario, el tiempo entre sincronizaciones se ve reducido.

### Sincronización estática

Cuando se inicia la sincronización, se activa el controlador de sincronización "2050 Controlador de  $f_{SINC}$ " y se controla la frecuencia del generador llevándola hacia la frecuencia de barras/red. El controlador de fase interviene cuando la desviación de frecuencia es tan pequeña que se puede controlar el ángulo de fase. El controlador de fase está ajustado en el menú 2070 ("2070 Controlador de fase").

## 7.7 Control por relés

Si las salidas de relé se utilizan para fines de control, la regulación opera del siguiente modo:



La regulación que se realiza con los relés puede dividirse en cinco pasos:

#	Intervalo	Descripción	Comentario
1	Rango estático	Señal ascendente	La regulación está activa, pero el relé de aumento será activado de forma continua debido a la magnitud de la desviación de la regulación.
2	Rango dinámico	Impulso de aumento	La regulación está activa y el relé de aumento emite impulsos para eliminar la desviación de la regulación.
3	Área de banda inactiva	No hay regulación	En este rango particular no se produce ninguna regulación. La regulación acepta un área de banda inactiva predefinida para aumentar la vida útil de los relés.
4	Rango dinámico	Impulso de disminución	La regulación está activa y el relé de disminución emite impulsos para eliminar la desviación de la regulación.
5	Rango estático	Señal descendente	La regulación está activa, pero el relé de disminución será activado de forma continua debido a la magnitud de la desviación de la regulación.

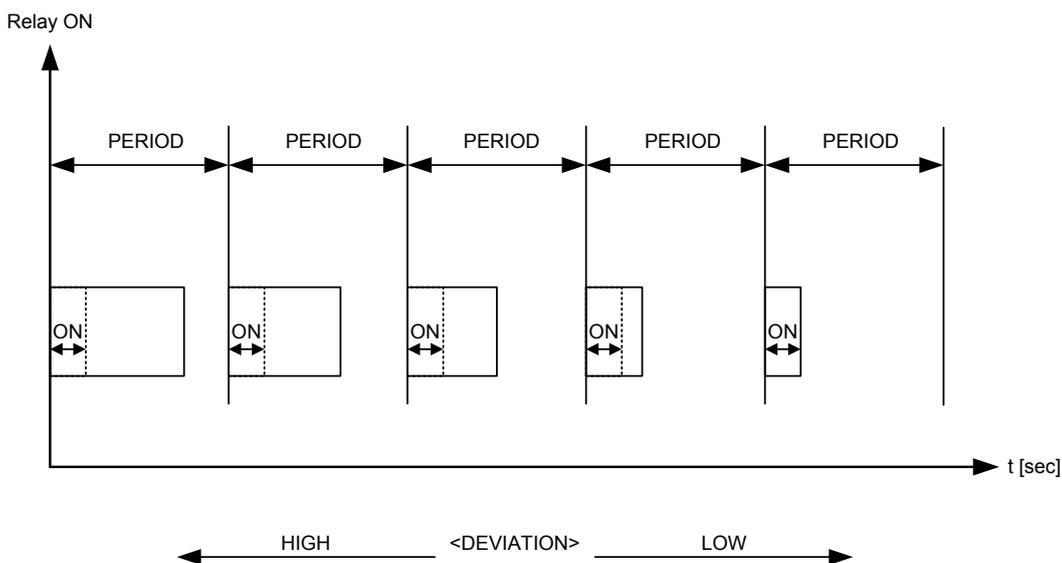
Como muestra el plano, los relés quedan ACTIVADOS fijos si la desviación de la regulación es grande, mientras que emiten impulsos si dicha desviación está cerca de la consigna. En el rango dinámico, los impulsos son tanto más cortos cuanto más pequeña es la regulación. Justo antes del área de la banda muerta, el impulso es lo más corto posible. Este es el tiempo ajustado GOV ON time/(AVR ON time). El impulso más largo aparecerá al final del rango dinámico (45 Hz en el ejemplo de arriba).

### 7.7.1 Ajustes de los relés

Los ajustes de tiempo de los relés de regulación pueden ajustarse en la configuración de control. Es posible ajustar las opciones "Período tiempo" y "Tiempo de CONEXIÓN (ON)". Éstos se muestra en el dibujo inferior.

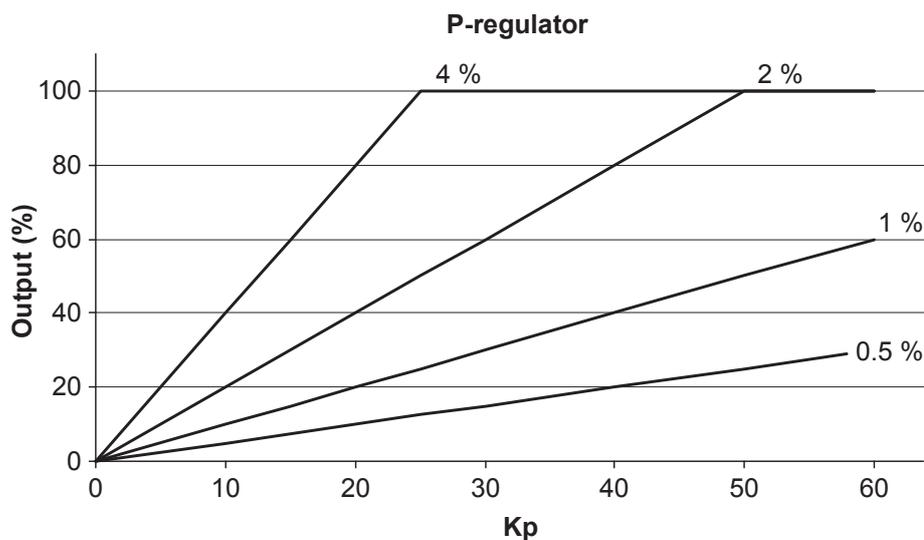
Ajuste	Descripción	Comentario
Período de tiempo	Tiempo máximo de relé	Tiempo existente entre los comienzos de dos impulsos de relé consecutivos.
Tiempo ACTIVADO	Tiempo mínimo de relé	Duración mínima del impulso de relé. Los relés nunca se activarán durante un tiempo inferior al valor establecido en Tiempo ACTIVADO.

Como se indica en el siguiente gráfico, la duración del impulso de relé dependerá de la desviación de regulación que exista en cada momento. Si la desviación es grande, los impulsos serán largos (o una señal continua). Si la desviación es pequeña, los impulsos serán cortos.



## 7.7.2 Longitud de la señal

La longitud de la señal se calcula en comparación con el período de tiempo ajustado. El gráfico siguiente muestra el efecto del regulador proporcional.



En este ejemplo, tenemos un 2 por ciento de desviación de la regulación, así como un valor configurado de  $K_p = 20$ . El valor calculado para el regulador del controlador es 40 %. Acto seguido, puede calcularse la duración del impulso con un tiempo de período de 2.500 ms:

$$e(\text{desviación}) / 100 \times t(\text{período})$$

$$40 / 100 \times 2500 = 1000 \text{ ms}$$

La duración del período nunca deberá ser más corta que el "Tiempo CONEXIÓN" ajustado.

## 7.8 Modo Droop

### 7.8.1 Principio operativo y configuración

El modo Droop puede utilizarse cuando se instale un nuevo grupo electrógeno en combinación con grupos electrógenos existentes que operen en el modo Droop, con el fin de realizar un reparto de carga igualado con los grupos electrógenos existentes. Este modo de regulación puede utilizarse donde se requiera/permita que la frecuencia del generador caiga a medida que aumenta la carga.

Los parámetros de modo droop se pueden ajustar a un droop de 0-10%. Si el valor es distinto de 0 %, el porcentaje de droop se aplicará encima de la salida de regulación del regulador de velocidad (f) o AVR (U).

#### Parámetros de regulación de Droop

Parámetro	Nombre	Descripción
2514	Droop de f	Configuración de Droop para regulador de frecuencia con salida analógica
2573	Relé de droop de f	Configuración del droop para el regulador de frecuencia con regulación por relé
2644	Droop de U	Ajuste de Droop para regulador de tensión con salida analógica
2693	Relé de droop de U	Ajuste de droop para el regulador de tensión con regulación por relé

**NOTA** Cuando se utiliza el modo Droop, está activo el controlador PID de frecuencia (f) y el controlador PID de tensión (U). Si está instalada la opción M12, debe inhibir el reparto de carga analógico.

## Activación de la regulación de droop

Para activar la regulación de droop se emplean los siguientes comandos de M-Logic. Esto proporciona más opciones para activar la regulación, por ejemplo, una entrada digital, un botón de panel AOP o un evento.

Comando de M-Logic	Descripción
Salida, Comando, Act. Regulación de droop de frecuencia	Activa el uso de los parámetros de droop de frecuencia antes mencionados
Salida, Comando, Act. Regulación de droop de tensión	Activa el uso de los parámetros de droop de tensión arriba mencionados

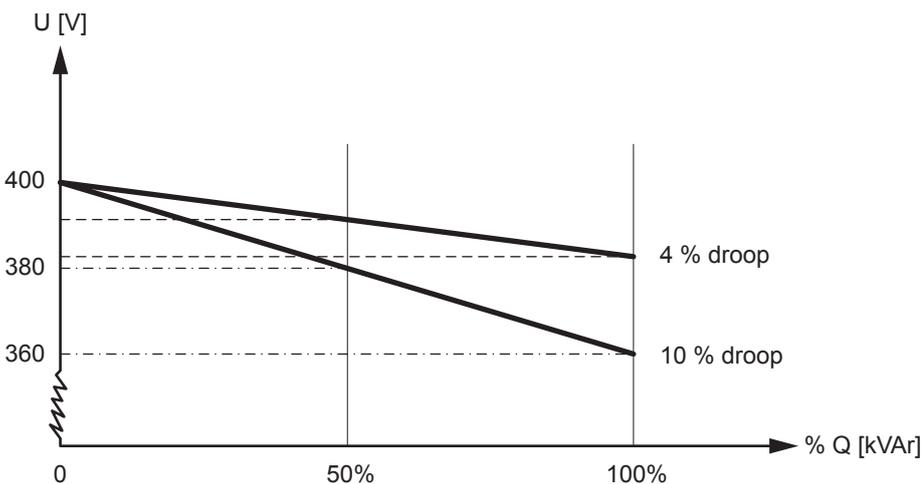
## Configuración de la aplicación

Cuando se opere en el modo droop, el AGC debe configurarse con un esquema de aplicación Grupo electrógeno individual. Esto se realiza mediante el software utility o vía Configuración rápida.

Véase la función de ayuda del utility software (F1) para conocer detalles sobre la configuración de la aplicación.

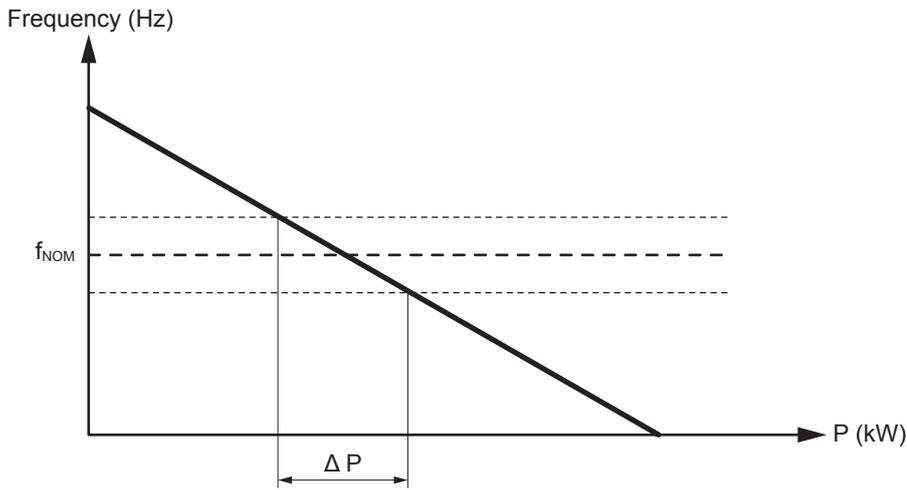
### 7.8.2 Ejemplo de droop de tensión

El diagrama inferior muestra un ejemplo de un generador en el cual el ajuste de droop de tensión es 4% y 10% en proporción a la potencia reactiva, Q (kVAr). Como se muestra en el ejemplo, la tensión cae a medida que aumenta la carga. El principio es el mismo con generadores en paralelo en donde los generadores utilizarán el droop para compartir la carga y permitirán que caiga de manera acorde la tensión/frecuencia.



### 7.8.3 Ajuste de droop elevado

Para explicar la influencia de un ajuste elevado de droop, el diagrama inferior muestra qué variación de la carga se produce como consecuencia de una variación de la frecuencia, siendo el principio operativo el mismo en el caso de regulación de tensión. La variación de la carga se identifica como  $\Delta P$ .

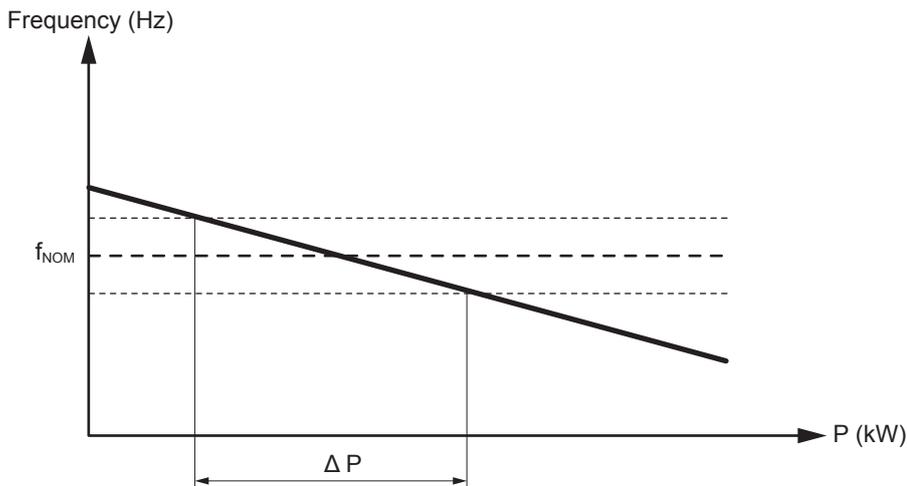


**NOTA** Ésta puede utilizarse cuando el generador deba operar con carga base.

### 7.8.4 Ajuste de droop bajo

Para explicar la influencia de un ajuste bajo de droop, el diagrama inferior muestra qué variación de la carga se produce como consecuencia de una variación de la frecuencia, siendo el principio operativo el mismo en el caso de regulación de droop de tensión. La variación de la carga se identifica como  $\Delta P$ .

En este esquema, la variación de la carga ( $\Delta P$ ) es mayor que antes. Esto significa que el generador experimentará una mayor variación de la carga que con el ajuste de droop superior.



**NOTA** Esto puede utilizarse cuando el generador deba operar como máquina para cubrir cargas pico.

### 7.8.5 Compensación para reguladores de velocidad isócronos

Cuando el grupo electrógeno esté equipado con un regulador de velocidad que sólo proporcione operación en modo isócrono, el ajuste del droop puede utilizarse para compensar la imposibilidad de ajuste del droop en el regulador de velocidad.

## 8. Sincronización

### 8.1 Principios de Sincronización

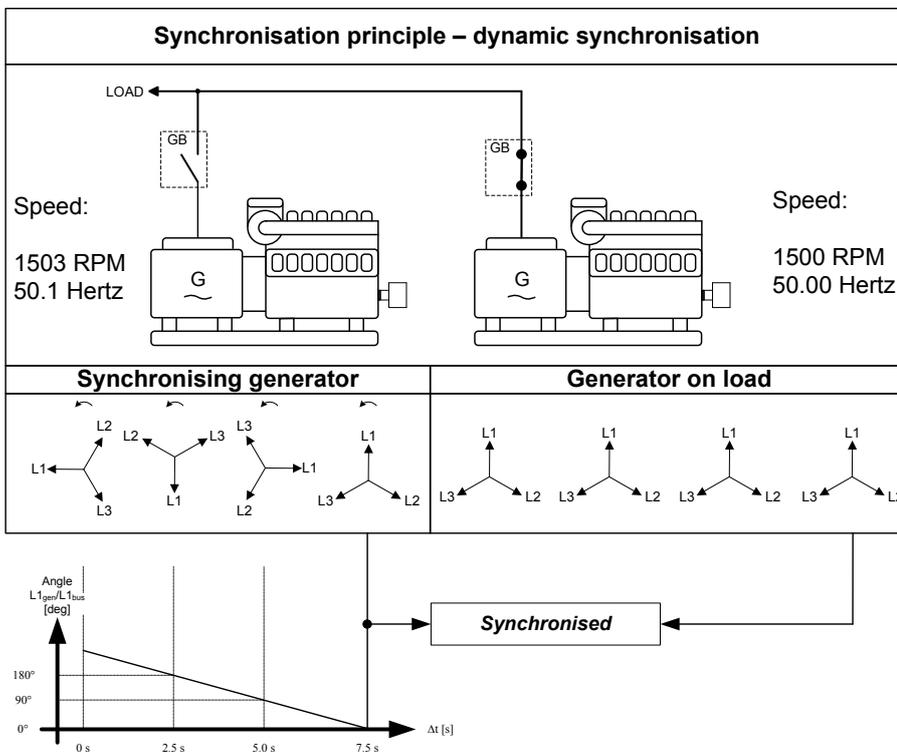
El controlador puede utilizarse para la sincronización del generador y del interruptor de red (si está instalado). Están disponibles dos principios de sincronización distintos, a saber, sincronización estática y dinámica (por defecto, está seleccionada dinámica). Este capítulo describe los principios de las funciones de sincronización y el ajuste de las mismas.

**NOTA** En adelante, el término "sincronización" significa "*sincronización y cierre del interruptor sincronizado*".

### 8.2 Sincronización dinámica

En la sincronización dinámica, el grupo electrógeno en sincronización gira a una velocidad diferente del generador conectado a barras. Esta diferencia de velocidad se denomina *frecuencia de deslizamiento*. Habitualmente, el grupo electrógeno en sincronización opera con una frecuencia de deslizamiento positiva. Esto significa que está funcionando a una velocidad superior a la del generador conectado a barras. El objetivo es evitar el disparo por potencia inversa tras la sincronización.

El principio de sincronización dinámica se muestra a continuación.



En el ejemplo que hemos incluido aquí, el grupo electrógeno que se está sincronizando funciona a 1.503 rpm ~ 50,1Hz. El generador en carga gira a 1500 RPM ~ 50,0 Hz. Esto hace que el grupo electrógeno en sincronización tenga una frecuencia de deslizamiento positiva de 0,1Hz.

La finalidad de la sincronización es reducir la diferencia de ángulos de fase entre los dos sistemas rotativos. Estos dos sistemas son el sistema trifásico del generador y el sistema trifásico de las barras. En la figura superior, la fase L1 de las barras de distribución está siempre orientada a las 12 horas, mientras que la fase L1 del grupo electrógeno en sincronización apunta en direcciones diferentes debido a la frecuencia de deslizamiento.

**NOTA** Evidentemente, ambos sistemas trifásicos están girando, pero para facilitar las explicaciones no se muestra que los vectores del generador en carga estén girando. El motivo es que estamos interesados únicamente en la frecuencia de deslizamiento para calcular cuándo debe emitirse el impulso de sincronización.

Cuando el generador funciona con una frecuencia de deslizamiento positiva de 0,1 Hz en comparación con las barras, los dos sistemas se sincronizan cada 10 segundos.

$$t_{SYNC} = \frac{1}{50,1 - 50,0} = 10 \text{ sec.}$$

**NOTA** Véase el capítulo sobre los controladores PID y los controladores de sincronización.

En la figura superior, la diferencia en el ángulo de fase entre el grupo que se está sincronizando y las barras se reduce y, llegado el momento, puede alcanzar el valor de cero. En ese momento, el grupo electrógeno queda sincronizado con las barras y se cierra el interruptor.

### 8.2.1 Señal de cierre

El controlador siempre calcula cuándo debe cerrarse el interruptor para obtener la sincronización más exacta. Esto significa que la señal de cierre del interruptor se envía realmente antes de que se produzca la sincronización (leer las fases L1 exactamente a las 12 horas).

La señal de cierre del interruptor se emitirá en función del tiempo de cierre del interruptor y de la frecuencia de deslizamiento (el tiempo de respuesta del interruptor automático es 250 ms y la frecuencia de deslizamiento es 0,1 Hz):

- $\text{grados}_{CIERRE} = 360 \times t_{CB} \times f_{DESLIZ.}$
- $\text{grados}_{CIERRE} = 360 \times 0,250 \times 0,1$
- $\text{grados}_{CIERRE} = 9 \text{ grados}$

**NOTA** El impulso de sincronización se activa siempre de tal manera que el cierre del interruptor se produzca en la posición de las 12 horas.

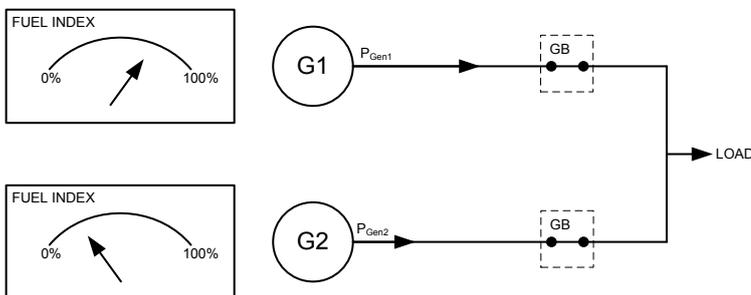
La duración del impulso de sincronización es el tiempo de respuesta del interruptor + 20 ms.

### 8.2.2 Imagen de la carga tras la sincronización

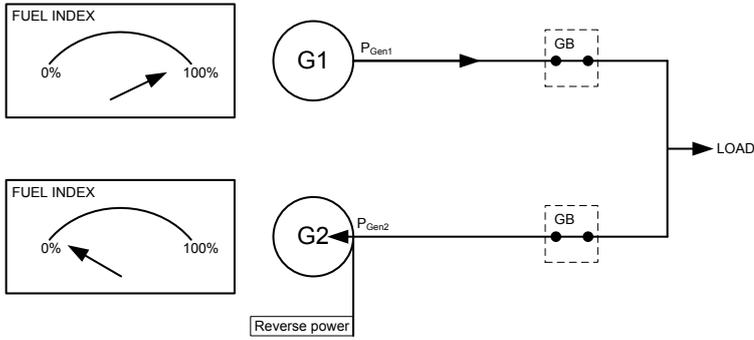
Cuando el grupo electrógeno entrante ha cerrado su interruptor, absorberá una parte de la carga en función de la posición real del rack de combustible. La figura 1 que se incluye a continuación indica que, a una frecuencia de deslizamiento *positiva* determinada, el grupo electrógeno entrante *exportará* potencia a la carga. Por su parte, la figura 2 muestra que, a una frecuencia de deslizamiento *negativa* determinada, el grupo electrógeno entrante *recibirá* potencia del grupo electrógeno original. Este fenómeno se denomina *potencia inversa*.

**NOTA** Para evitar disparos molestos provocados por potencia inversa, es posible configurar los ajustes de sincronización con una frecuencia de deslizamiento positiva.

#### Frecuencia deslizamiento POSITIVA



## Frecuencia deslizamiento NEGATIVA



### 8.2.3 Ajustes

El sincronizador dinámico se selecciona en el menú 2000 Tipo de sinc. en la configuración de control y se ajusta en el menú 2020 Sincronización.

Nombre	Parámetro	Descripción	Comentario
Sync $df_{MAX}$	2021	Frecuencia de deslizamiento máxima	Ajuste la frecuencia de deslizamiento positiva máxima a la cual está permitida la sincronización.
Sync $df_{MIN}$	2022	Frecuencia de deslizamiento mínima	Ajuste la frecuencia de deslizamiento negativa máxima a la cual está permitida la sincronización.
Sync $dU_{MAX}$	2023	Diferencia máxima de tensión (valor +/-)	La diferencia de tensión máxima permitida entre las barras/la red y el generador.
Sync $dU_{MIN}$	2024	Diferencia mínima de tensión (valor +/-)	La diferencia de tensión mínima permitida entre las barras/la red y el generador.
Sync $t_{GB}$	2025	Tiempo de cierre del interruptor del generador	Ajuste el tiempo de respuesta del interruptor del generador.
Sync $t_{MB}$	2026	Tiempo de cierre del interruptor de red	Ajuste el tiempo de respuesta del interruptor de acometida.

La velocidad de la frecuencia de deslizamiento está determinada por dos parámetros, " $df_{MAXsincro}$ ." y " $df_{MINSincro}$ .". El cálculo en los ejemplos a continuación mostrados muestra por qué es importante configurar correctamente la frecuencia de deslizamiento de la velocidad.

#### Ejemplo 1

La frecuencia de deslizamiento de la velocidad del grupo electrógeno es 0,15 Hz más rápida que la frecuencia de barras o de la red con las cuales está intentando sincronizarse el grupo electrógeno.

Esto significa que el desfase entre el grupo electrógeno y las barras o la red disminuirá y finalmente acabará dentro del margen de cierre del interruptor del generador (GB).

#### Ejemplo 2

Esto significa que el desfase entre el grupo electrógeno y las barras o la red no disminuirá. En este ejemplo, el grupo electrógeno nunca alcanzará el margen de cierre del interruptor GB ya que nunca logrará sincronizarse con la red o las barras.

$$\text{Explanation: } \frac{df_{MAX} + df_{MIN}}{2} = \text{Slip frequency speed}$$

$$\text{Example 1: } \frac{0.3 \text{ Hz} + 0.0 \text{ Hz}}{2} = +0.15 \text{ Hz}$$

$$\text{Example 2: } \frac{0.3 \text{ Hz} + (-0.3 \text{ Hz})}{2} = +0 \text{ Hz}$$

Es evidente que este tipo de sincronización puede analizarse con relativa rapidez debido a las frecuencias de deslizamiento mínima y máxima ajustadas. En términos reales, esto significa que cuando el controlador está intentando controlar la frecuencia en dirección hacia su consigna, todavía podrá realizarse la sincronización mientras la frecuencia esté dentro de los límites de los ajustes de la frecuencia de deslizamiento.

**NOTA** Se recomienda la sincronización dinámica cuando se requiera una sincronización rápida y cuando los grupos electrógenos entrantes estén en condiciones de aceptar carga justo después de que se haya cerrado el interruptor.

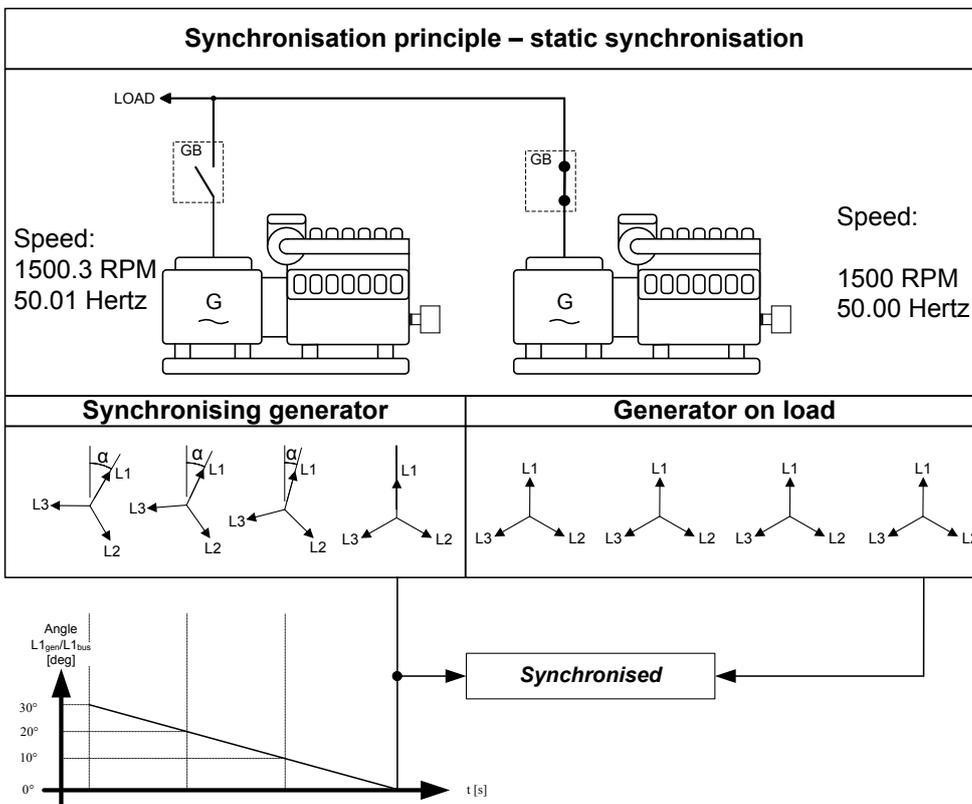
**NOTA** Puede conmutarse entre sincronización estática y dinámica utilizando M-Logic.

### 8.3 Sincronización estática

En la sincronización estática, el grupo electrógeno que se está sincronizando funciona a una velocidad muy cercana a la del generador en las barras de distribución. El objeto es permitir que giren a exactamente la misma velocidad y con ángulos de fase exactamente idénticos entre el sistema trifásico del generador y el sistema trifásico de las barras.

**NOTA** No se recomienda utilizar sincronización estática cuando se utilicen salidas de regulación de relé. Esto se debe a la regulación más lenta con salidas de relé.

El principio estático se muestra a continuación.



#### 8.3.1 Controlador de fase

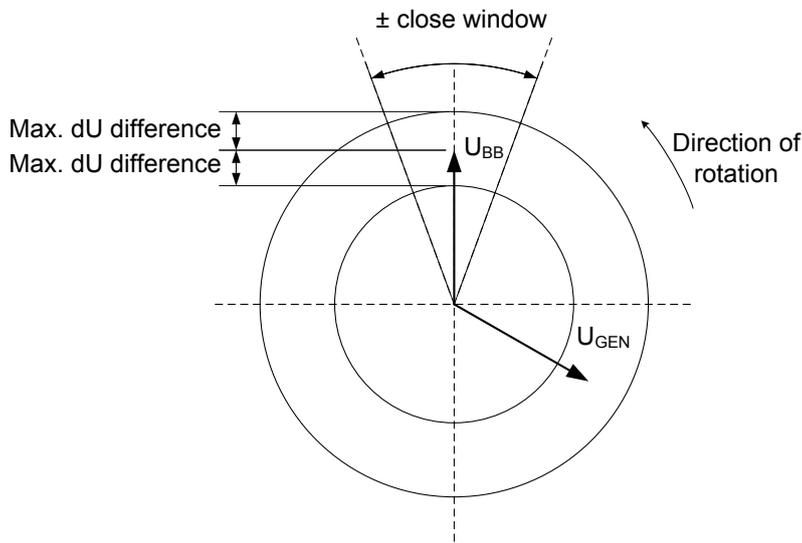
Si se opta por la sincronización estática y la sincronización está activada, el controlador de frecuencia mueve la frecuencia del grupo electrógeno hacia la frecuencia de barras. Cuando la frecuencia del grupo electrógeno esté dentro de un margen de 50 mHz en torno a la frecuencia de barras intervendrá el controlador de fase. Este controlador utiliza la diferencia de ángulos de fase entre el sistema del generador y el sistema de barras como parámetro de control.

Esto se ilustra en el ejemplo anterior en el cual el controlador de fase lleva el ángulo de fase de 30 grados a 0 grados.

### 8.3.2 Señal de cierre

La señal de cierre se emitirá cuando la fase L1 del generador en sincronización esté próxima a la posición de las 12 del mediodía comparada con las barras, que también se encuentran en la posición de las 12 horas. No es relevante utilizar el tiempo de respuesta del interruptor automático cuando se utiliza la sincronización estática, ya que la frecuencia de deslizamiento es bien muy pequeña o inexistente.

Para que la sincronización se desarrolle de forma más rápida puede ajustarse una "ventana de cierre". La señal de cierre puede emitirse cuando el ángulo de fase  $U_{GENL1} - U_{BBL1}$  se encuentra dentro de la consigna ajustada. El rango es  $\pm 0,1-20,0$  grados. Esto se ilustra en el dibujo inferior.



El impulso de sincronización se envía conforme a los ajustes configurados en el menú 2030. Esto depende de si es el GB o el MB el interruptor que se desea sincronizar.

### 8.3.3 Imagen de la carga tras la sincronización

El grupo electrógeno sincronizado no se expondrá a una carga inmediata después del cierre del interruptor si el parámetro  $df$  máxima se configura a un valor bajo. Dado que la posición del rack de combustible es prácticamente igual a la necesaria para operar a la frecuencia de barras, no se producirá ningún salto de carga.

Si el valor  $df$  máximo se ajusta a un valor alto, deben tenerse presentes las observaciones incluidas en este apartado sobre la "sincronización dinámica".

Tras la sincronización, el controlador cambiará la consigna en función de los requisitos del modo seleccionado para el grupo electrógeno.

**NOTA** Se recomienda la sincronización estática allí donde no se acepte una frecuencia de deslizamiento. Por ejemplo, si varios grupos electrógenos se sincronizan con las barras sin que esté conectado ningún grupo de cargas.

**NOTA** Puede conmutarse entre sincronización estática y dinámica utilizando M-Logic.

### 8.3.4 Ajustes

Deben configurarse los siguientes ajustes si se ha seleccionado el sincronizador estático en el menú 2000:

Parámetro	Descripción	Comentario
2031	La diferencia de frecuencia máxima permitida entre las barras/la red y el generador.	Valor +/-.

Parámetro	Descripción	Comentario
df máxima		
2032 dU máxima	La diferencia de tensión máxima permitida entre las barras/la red y el generador.	Valor +/-, referido a la tensión nominal del generador.
2033 Ventana de cierre	La magnitud de la ventana en la cual puede emitirse el pulso de sincronización.	Valor +/-.
2034 Sinc. estática	Tiempo mínimo dentro de la ventana de fase antes de emitir un comando de cierre.	
2035 Interruptor de generador GB tipo estático	Se pueden seleccionar "Interruptor" o "Sinc. infinita".	"Sinc. infinita" cerrará el MB a las barras y hará que el generador opere en sincronismo con la red. No se permite que cierre el GB.
2036 Interruptor MB tipo estático	Se pueden seleccionar "Interruptor" o "Sinc. infinita".	"Sinc. infinita" cerrará el GB a las barras y hará que el generador opere el sincronismo con la red. No se permite que cierre el MB.
2061 K <sub>p</sub> de fase	Ajuste del factor de acción proporcional del controlador de fase PI.	Solamente se utiliza durante salida analógica de regulación.
2062 K <sub>i</sub> de fase	Ajuste del factor de acción integral del controlador de fase PI.	
2070 K <sub>p</sub> de fase	Ajuste del factor de acción proporcional del controlador de fase PI.	Se utiliza únicamente durante la salida analógica de regulación.

## 8.4 Cierre antes de la excitación

Puede configurar el AGC para arrancar el grupo electrógeno con la excitación desactivada. Al poner en marcha los grupos electrógenos, se cierran los interruptores y se arranca la excitación. Como alternativa, puede cerrar el interruptor antes de que arranque el motor. Esta función se denomina *Cierre Antes de Excitación* (CBE).

Para *cerrar antes de excitación*, los grupos electrógenos pueden estar listos para la carga en muy poco tiempo. Todos los grupos electrógenos están conectados a la barra en cuanto se arrancan. En cuanto se activa la excitación, los grupos electrógenos están listos para funcionar. Esto es más rápido que la sincronización normal (donde los interruptores no se cierran hasta que los generadores se han sincronizado, algo que puede tardar algo de tiempo).

La función *cierre antes de la excitación* también se puede utilizar si la carga requiere un arranque *suave*. Por ejemplo, cuando el grupo electrógeno se conecta a un transformador.

En cuanto se activa la excitación, los generadores ecualizan la tensión y la frecuencia. Cuando se active la excitación, los reguladores del AGC se encienden tras un retardo ajustable.

Esta función se puede utilizar en un solo AGC y también en AGCs con la opción G5.

**NOTA** La excitación debe aumentarse lentamente cuando se utiliza esta función.

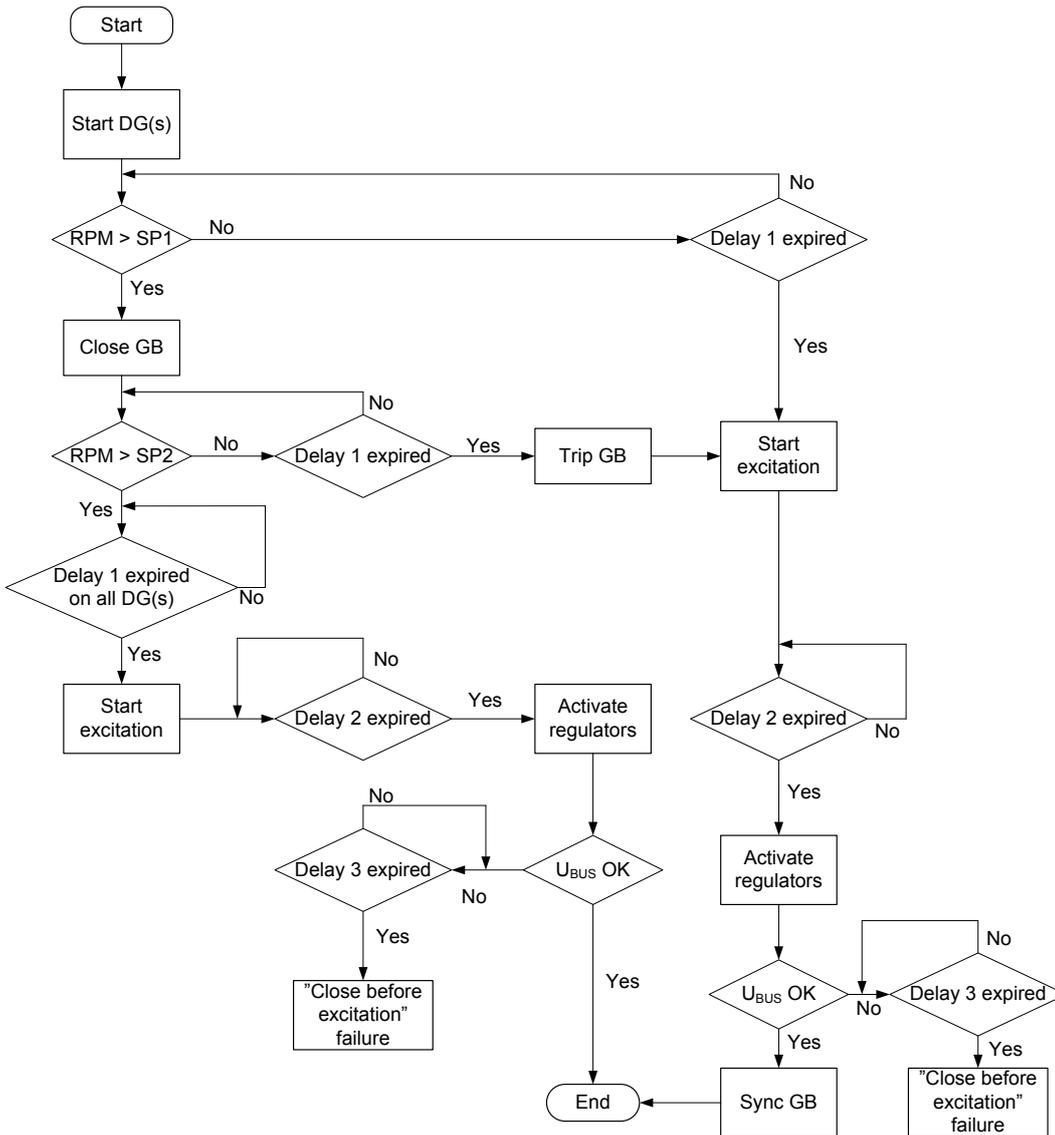
**NOTA** Esta función puede utilizarse únicamente con una bobina de captación magnética (MPU) o una señal de velocidad EIC.

El principio se describe abajo en los diagramas de flujo inferiores.

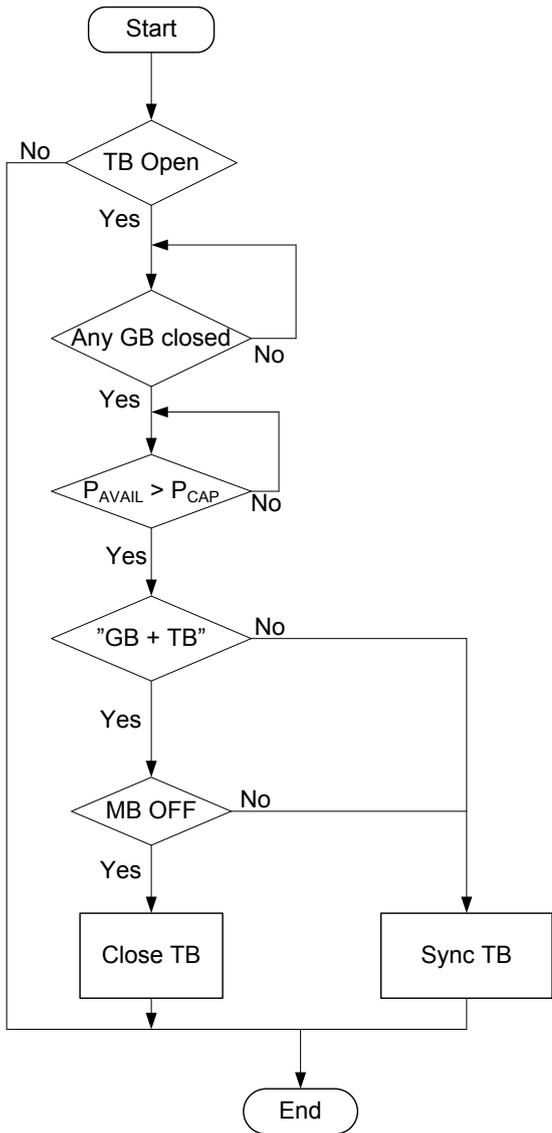
### Abreviaturas en los diagramas de flujo

- Retardo 1 = Parámetro 2252 (lím. inter. CBE)
- Retardo 2 = Parámetro 2262 (arranque suave CBE)
- Retardo 3 = Parámetro 2271 (fallo de CBE)
- SP1 = Parámetro 2251 (CBE)
- SP2 = Parámetro 2263 (RPM arranque exc.)

### 8.4.1 Diagrama de flujo 1, Manejo del GB



### 8.4.2 Diagrama de flujo 2, Manejo del TB (opción G5)

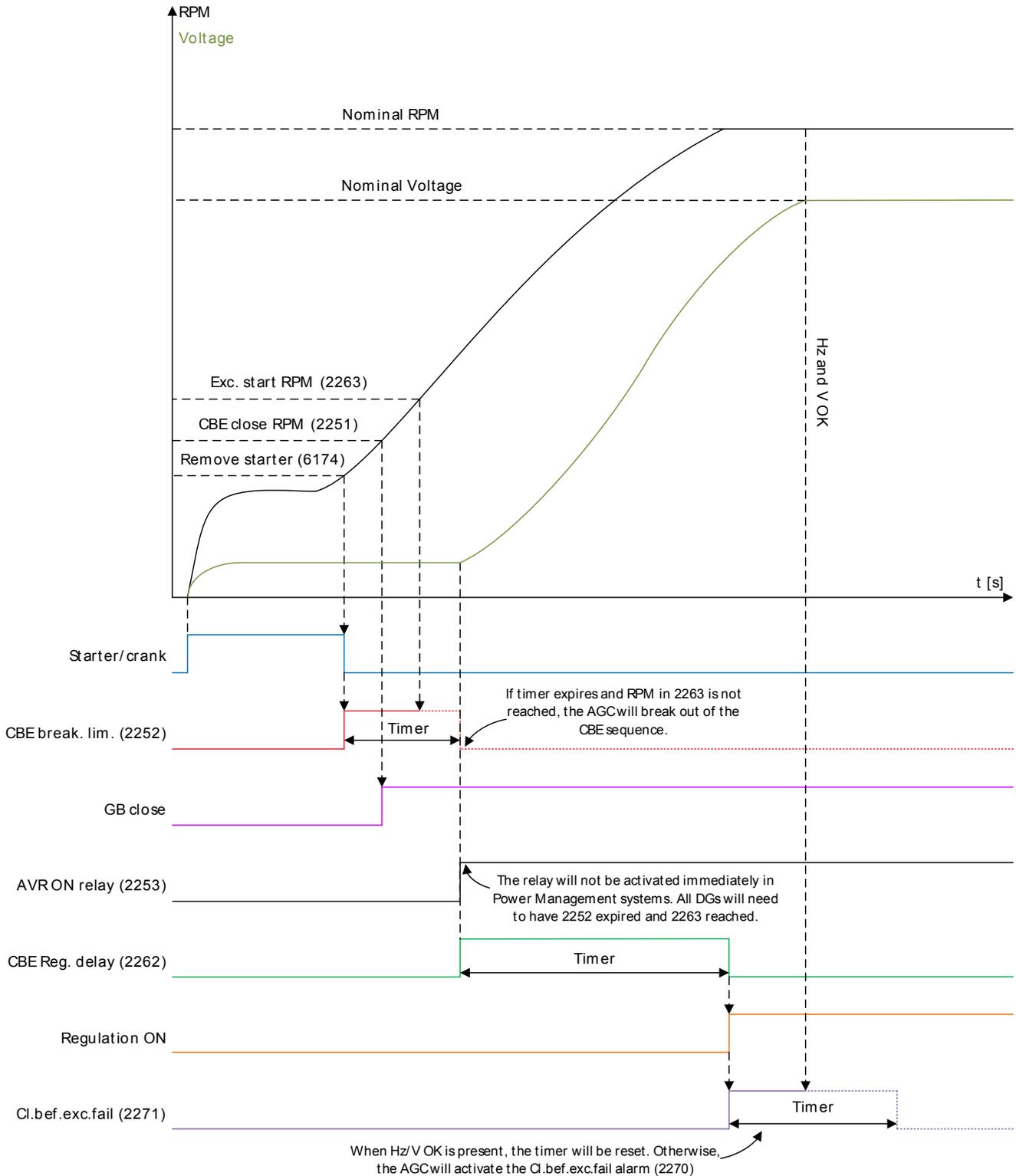


### 8.4.3 Acciones de arranque del grupo eléctrico

La secuencia de arranque del AGC se cambia mediante el cierre antes de la excitación. Los siguientes parámetros son relevantes:

Parámetro	Nombre	Comentario
2251	Cierre antes de la exc. - Consigna	Este valor es la consigna de RPM para el cierre del interruptor. El interruptor del generador cerrará al alcanzar el nivel configurado. El rango es 0-4000 RPM. Si es 0, se cerrará el interruptor cuando se emita el comando de arranque. En el ejemplo inferior, la configuración es 400 RPM.
	Habilitar	Habilitar el cierre antes de la excitación
2252	Lím. inter. CBE	El grupo eléctrico debe alcanzar la consigna (parámetro 2263) en este tiempo. Cuando el temporizador haya transcurrido y las RPM están por encima de la consigna, se inicia la excitación. Si las RPM están por debajo de la consigna, se produce el disparo del GB.
2253	Relé de CBE RAV	Seleccione una salida de relé para iniciar la excitación. En la <i>Configuración de E/S y Hardware</i> , para el relé seleccionado, en <i>Alarma</i> , seleccione <i>M-Logic/relé de límite</i> . Para el mejor rendimiento CBE, utilice el relé 5, 8 u 11.

**NOTA** El relé utilizado para el cierre antes de la excitación no se debe utilizar para nada más.



## 8.4.4 Secuencia de interruptor

La función cierre antes de la excitación puede utilizarse en tres aplicaciones:

1. AGC de planta con grupo electrógeno individual
2. AGC de planta con gestión de potencia - sin interruptor de entrega de potencia
3. AGC de planta con gestión de potencia - con interruptor de entrega de potencia

- Seleccione en el parámetro 2261 si el interruptor del generador debe estar cerrado, o el interruptor del generador y también el interruptor de entrega de potencia.

Los ajustes de secuencia de interruptores son los siguientes:

Parámetro	Nombre	Comentario
2261	Sec. de interruptor	Seleccione los interruptores que se deben cerrar: <i>Cerrar el GB</i> o <i>Cerrar GB + TB</i> .
2262	Arranque suave de CBE	El período desde que se arranca la excitación hasta que se activa la regulación. Las alarmas con la inhibición <i>Estado no en marcha</i> se pueden activar una vez que este temporizador haya expirado.
2263	RPM de inicio de la excitación	El RPM mínimo para que se inicie la excitación.
2264	Descarga de tensión	Este temporizador retarda el cierre del interruptor GB después de retirar la excitación. El retardo permite descargar la tensión del generador de tal modo que al cerrar el interruptor GB esté presente únicamente la tensión remanente.

#### 8.4.5 Cierre antes de excitación: parámetros de control adicionales

Si la aplicación ha sido configurada para utilizar "Cierre Antes de Excitación" (CBE) durante el arranque del grupo electrógeno, el controlador puede ejecutar acciones adicionales para gestionar correctamente la secuencia.

Si, por ejemplo, la aplicación es para suministro de potencia de reserva (en el caso de Automático en Fallo de Red (AMF)), puede elegir qué debe hacer el controlador durante el enfriado. Por ejemplo, si durante el enfriado se recibe una nueva petición de arranque (remarcha), el grupo o los grupos electrógenos pueden realizar de nuevo la secuencia de Cierre Antes de Excitación (CBE) sin parar el grupo o los grupos electrógenos.

##### Control de excitación durante el enfriado

En el parámetro 2266 (ExcCtrl enfriado), puede seleccionar la reacción del controlador durante el enfriado:

- **La excitación se adapta a las barras U** (por defecto): si existe tensión en las barras durante el enfriado del grupo electrógeno, la excitación está ACTIVADA. Si desaparece la tensión en las barras, la excitación se DESACTIVA.
- **Excitación constante ACTIVADA:** la excitación está ACTIVADA hasta que el grupo electrógeno se detiene o se recibe una nueva solicitud de arranque. Esto puede ser útil si la tensión del grupo electrógeno impulsa los ventiladores del grupo electrógeno.
- **Excitación constante DESACTIVADA:** la excitación se DESACTIVA en cuenta el GB se abre durante el enfriado. Esto puede ser útil si la tensión del grupo electrógeno realiza una tracción mecánica de los ventiladores del grupo electrógeno. Entonces, el grupo electrógeno puede realizar una remarcha más rápida.

**NOTA** Este parámetro no se comparte entre grupos electrógenos.

##### Nivel de tensión de remarcha

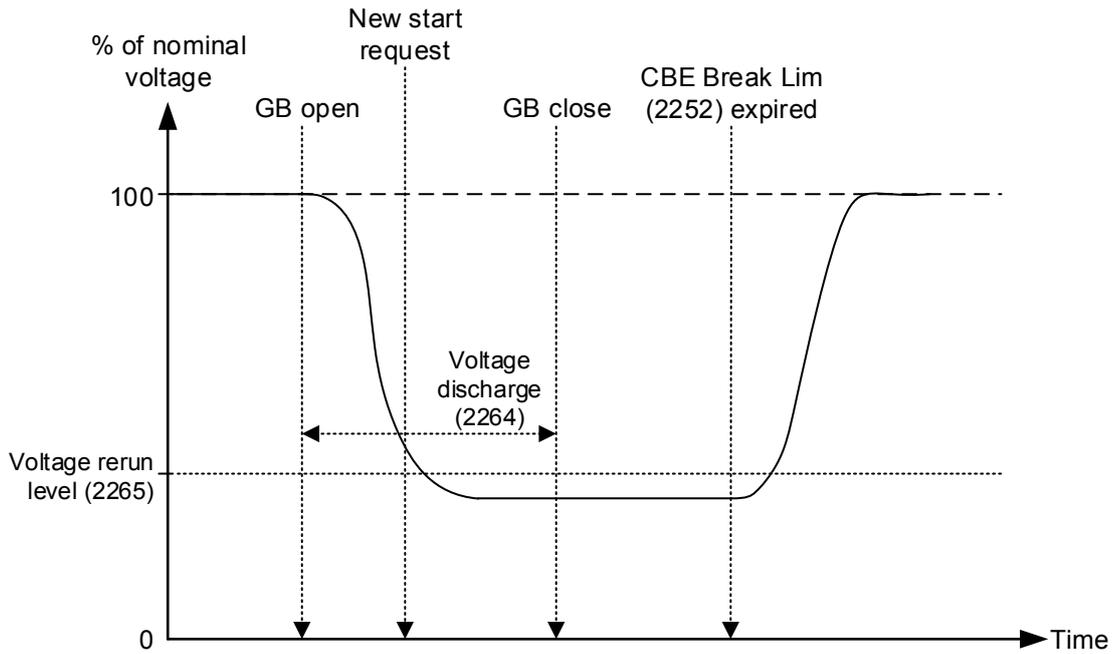
En el parámetro 2265 (nivel de tensión de remarcha), seleccione lo baja que debe estar la tensión antes de que el controlador pueda cerrar el interruptor durante la remarcha. Si la tensión no está por debajo del nivel de tensión de remarcha antes de que se haya agotado el temporizador de descarga de tensión (parámetro 2264), el grupo electrógeno específico se excluye de la secuencia de remarcha con CBE.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Nota
2265	Nivel de tensión de remarcha	Del 30 al 100 %	30 %	Este parámetro no se comparte entre grupos electrógenos.

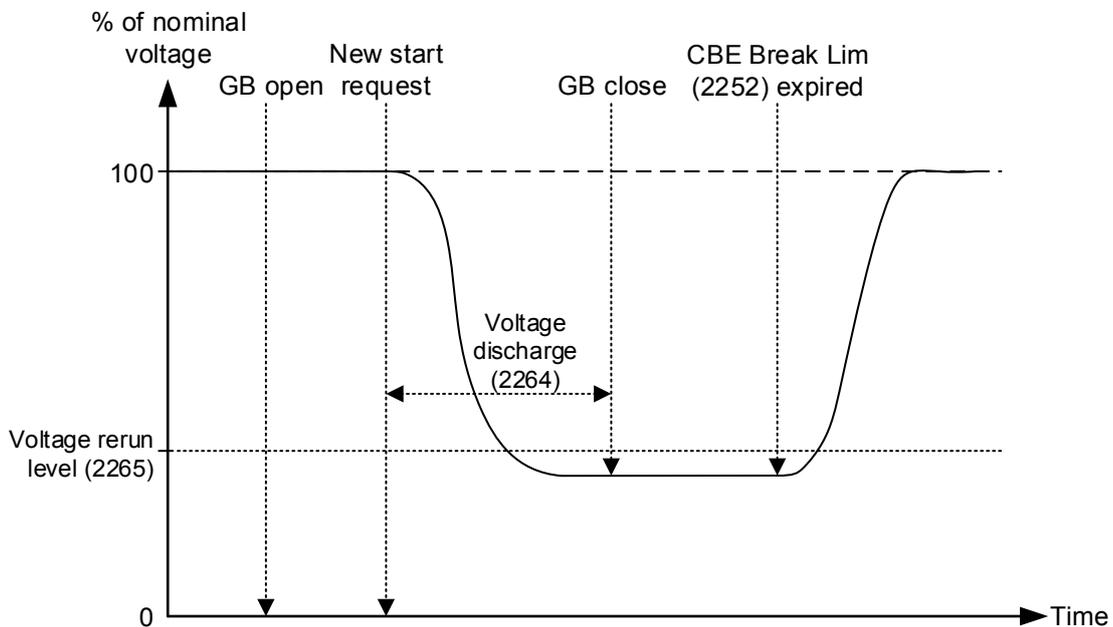
##### Temporizador de descarga de tensión

El temporizador de descarga de tensión (parámetro 2264) determina el tiempo que se requiere desde que se elimina la excitación hasta que la tensión está por debajo del nivel de remarcha de tensión. El temporizador de descarga de tensión se puede arrancar mediante una nueva petición de arranque o cuando se abre el interruptor del generador. Las reacciones

dependen de la selección para el control de la excitación durante el enfriado. A continuación se muestran los dos ejemplos de secuencia de remarcha.



En el diagrama superior, la excitación se desactiva tan pronto como se abre el interruptor. Poco después de abrirse el interruptor, aparece una nueva petición de arranque. El controlador esperará para cerrar el interruptor GB hasta que el temporizador de descarga de tensión haya finalizado.



En el diagrama superior, la excitación está ACTIVADA durante el enfriado. Cuando se realiza una nueva petición de arranque, la excitación se desactiva. Cuando la excitación está desactivada, arranca el temporizador de descarga de tensión.

El primer ejemplo es el más rápido, ya que la excitación ya está desactivada cuando se recibe la petición de arranque. Si la nueva petición de arranque se hubiera recibido un poco más tarde, el temporizador de descarga de tensión ya podría haber agotado la temporización. Esto significa que el interruptor del generador podría cerrarse muy poco después de la nueva petición de arranque.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Nota
2264	Descarga de tensión	De 1,0 a 20,0 s	5,0 s	Este parámetro no se comparte entre grupos electrógenos.

## 8.4.6 Alarmas de cierre antes de la excitación

### Fallo de cierre antes de excitación

Si el arranque del grupo electrógeno falla, el controlador activa la alarma *Fallo de cier. ant. exc.* (menú 2270).

Para utilizar cierre antes de excitación cuando el controlador de grupo(s) electrógeno(s) no controla la tensión, deshabilite la alarma.

### Fallo de remarcha de cierre antes de excitación

Si la remarcha no se produce en el periodo configurado, el controlador activa la alarma *Fallo de remarcha CBE* (menú 2230).

### Fallo de frecuencia o tensión

Si no se produce excitación, el controlador no activará la alarma *Fallo Hz/V* (menú 4560) durante un enfriado de CBE.

## 8.5 Relé de sincronización independiente

Cuando el equipo emite el comando de sincronización, se activarán los relés de los terminales 17/18/19 (interruptor del generador) y terminales 11/12/13 (interruptor de red), y el interruptor deberá cerrarse cuando se active esta salida de relé.

Esta función predeterminada puede modificarse utilizando una entrada digital y salidas de relé extra dependiendo de la función que se necesite. La selección del relé se realiza en el menú 2240 y la entrada se selecciona en la configuración de entrada del utility software.

La tabla inferior describe las posibilidades.

Entrada digital	Relé seleccionado Utilizados dos relés	Relé no seleccionado Utilizado un relé
No utilizado	<p><b>Sincronización</b> El relé de cierre del interruptor y el relé de sincronización se activarán simultáneamente cuando la sincronización sea correcta.</p> <p><b>Cierre por barras muertas</b> El relé de cierre del interruptor y el relé de sincronización se activarán simultáneamente cuando la tensión y la frecuencia sean correctas.</p>	<p><b>Sincronización</b> El relé de cierre del interruptor se activa cuando la sincronización es correcta.</p> <p><b>Cierre por barras muertas</b> El relé de cierre del interruptor se activa cuando la tensión y la frecuencia son correctas.</p> <p><b>Selección PREDETERMINADA</b></p>
Baja	<p><b>Sincronización</b> Imposible.</p> <p><b>Cierre por barras muertas</b> El relé de cierre del interruptor y el relé de sincronización se activarán simultáneamente cuando la tensión y la frecuencia sean correctas.</p>	<p><b>Sincronización</b> Imposible.</p> <p><b>Cierre por barras muertas</b> El relé de cierre del interruptor se activa cuando la tensión y la frecuencia son correctas.</p>
Alta	<p><b>Sincronización</b> Los relés se activarán en dos pasos cuando se seleccione la sincronización:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se activa el relé de cierre del interruptor.</li> <li>2. Cuando se haya realizado la sincronización, el relé de sincronización se activa.</li> </ol> <p><b>¡Ver nota más abajo!</b></p> <p><b>Cierre por barras muertas</b> El relé de cierre del interruptor y el relé de sincronización se activarán simultáneamente cuando la tensión y la frecuencia sean correctas.</p>	<p><b>Sincronización</b> Imposible.</p> <p><b>Cierre por barras muertas</b> El relé de cierre del interruptor se activa cuando la tensión y la frecuencia son correctas.</p>



**¡PELIGRO!**

**Cierre de un interruptor no sincronizado**

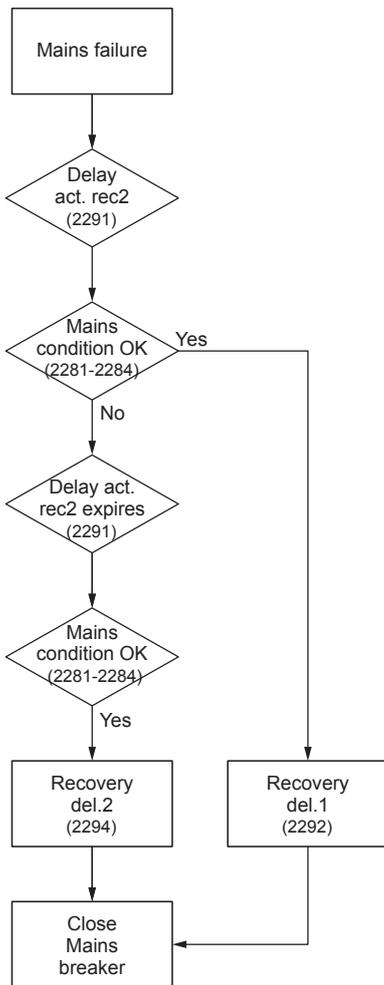


Cuando se utilicen dos relés junto con la entrada de sincronización independiente, el relé de cierre del interruptor automático se activa tan pronto como se activa la secuencia de cierre/sincronización del interruptor del generador (GB). Asegúrese de que el relé de CIERRE del interruptor del generador (GB) no pueda cerrar el interruptor antes de que el relé de sincronización haya activado la señal de sincronización.

**NOTA** El relé seleccionado para esta función debe incorporar la función *Límites*. Esto se configura en la configuración de E/S.

## 8.6 Inhibir las condiciones antes de sincronizar el interruptor de red

Esta función se utiliza para inhibir la sincronización del interruptor de red tras un apagón. Tras el apagón, se arrancará el temporizador del menú 2291 (*Retardo de activación de recuperación 2*) y si la tensión y la frecuencia de red están dentro de los límites (2281/2282/2283/2284), antes de que el temporizador agote su tiempo, se arrancará el temporizador de interrupción corta (menú 2292 *Retardo de recuperación 1*). Cuando el temporizador haya agotado su tiempo, se iniciará la sincronización del interruptor de red (MB).



Si el temporizador *Retardo de activación de recuperación 2* ha agotado su tiempo, se arrancará el temporizador de interrupción larga (menú 2294 *Retardo de recuperación 2*).

### Ejemplo 1: Temporizador de recuperación 1 (temporizador de interrupción corta)

- Menú 2291 = 3 s
- Menú 2292 = 5 s

Esto significa lo siguiente: si el temporizador de interrupción corta está ajustado a  $\leq 3s$ , y se ha recuperado la red y la tensión y la frecuencia están dentro de los límites aceptables arriba señalados, puede cerrarse el interruptor de red (MB) al cabo de 5s.

### Ejemplo 2: Temporizador de recuperación 2 (temporizador de interrupción larga)

- Menú 2291 = 3 s
- Menú 2294 = 60 s

El temporizador de interrupción larga permitirá al interruptor de red (MB) reconectarse tan pronto como se hayan interrumpido la tensión y la frecuencia de red dentro del tiempo de ajuste del temporizador en el menú 2294 (*Retardo de 2*). Entonces podrá cerrarse el interruptor de red (MB).

**NOTA** Por defecto, los parámetros de inhibición para sincronización del interruptor de red están deshabilitados.

## 9. Funciones adicionales

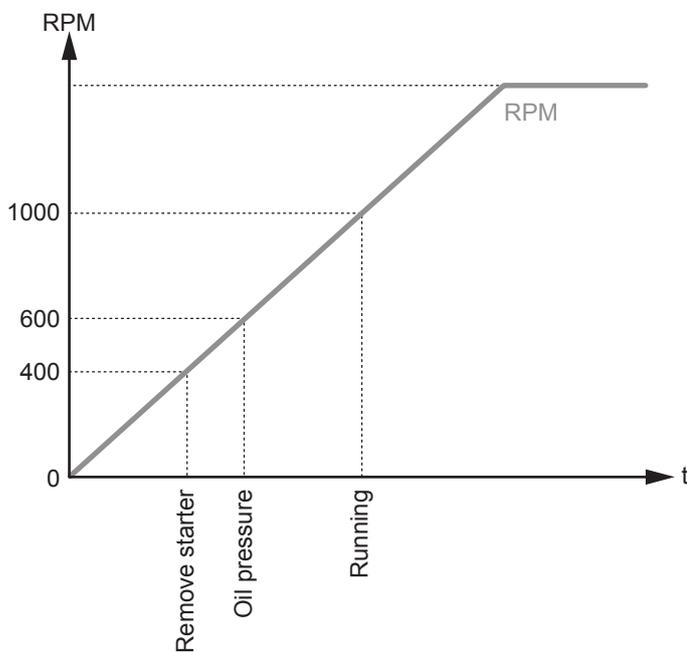
### 9.1 Funciones de arranque

El controlador arrancará el grupo electrógeno cuando se envíe el comando de arranque. La secuencia de arranque se desactiva cuando sucede el evento de retirada del motor de arranque o cuando está presente la realimentación de marcha.

La razón de tener dos posibilidades para desactivar el relé de arranque es para poder retardar las alarmas con estado de marcha.

Si no es posible activar las alarmas de estado de marcha a bajas revoluciones, se debe utilizar la función de retirar motor de arranque.

Un ejemplo de una alarma crucial es la alarma de presión del aceite. Normalmente, está configurada según la clase de fallo de parada. Pero si el motor de arranque tiene que desacoplarse a 400 rpm y la presión del aceite no alcanza un nivel superior a la consigna de parada antes de las 600 rpm, es de suponer que el grupo electrógeno se apagará si la alarma específica se activó al valor predefinido de 400 rpm. En este caso, la realimentación de marcha debe activarse a un valor superior a 600 RPM.

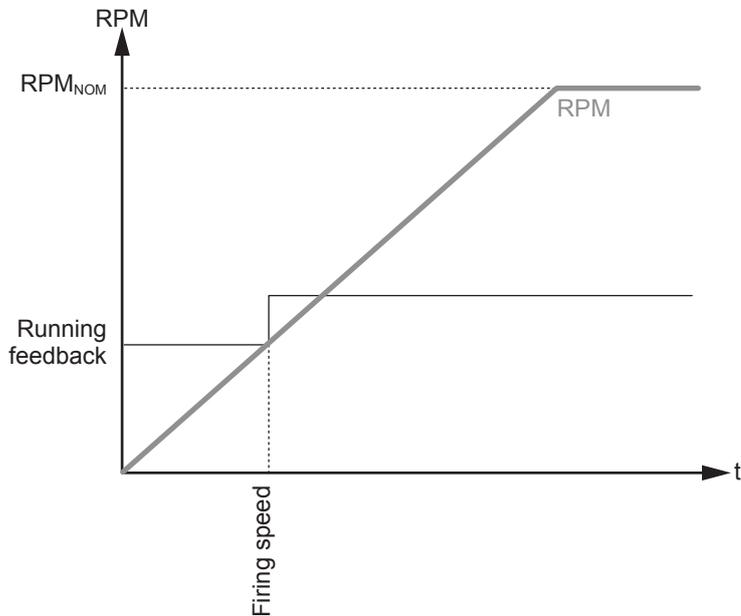


#### 9.1.1 Realimentaciones digitales

Si se instala un relé de marcha externo, es posible utilizar las entradas de control digitales para realizar la detección de marcha y retirar el motor de arranque.

##### Realimentación de marcha

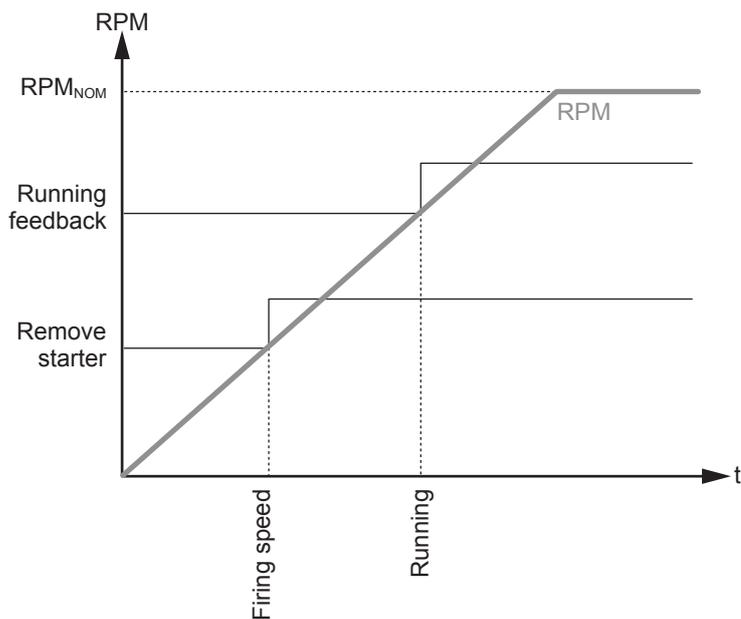
Si la realimentación digital de marcha está activa, se desactiva el relé de arranque y se desacopla el motor de arranque.



Este diagrama muestra el modo en que se activa la realimentación de marcha (terminal 117) cuando el motor ha alcanzado su velocidad de encendido.

### Retirar el motor de arranque

Si la entrada digital de retirada de motor de arranque está presente, el relé de arranque se desactiva y el motor de arranque se desacopla. La entrada de retirada de motor de arranque se debe elegir entre varias entradas digitales disponibles.



Este diagrama muestra cómo se activa la entrada de retirada de motor de arranque cuando el motor ha alcanzado su velocidad de encendido. Una vez alcanzada la velocidad de marcha, se activa la realimentación digital de marcha.

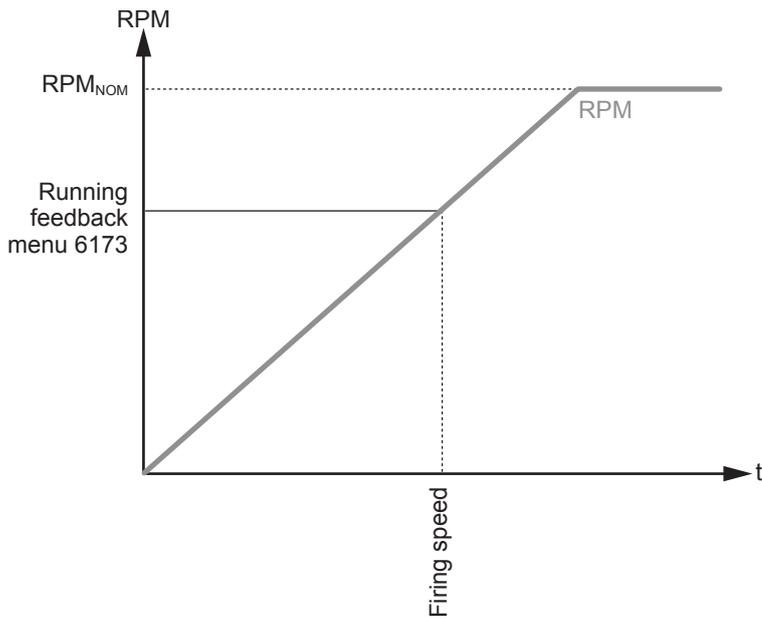
**NOTA** La realimentación de marcha se detecta bien mediante la entrada digital (véase el diagrama arriba), una frecuencia medida superior a 32 Hz, una velocidad en RPM medida por un pick-up magnético o por la EIC (provista de la opción H12).

### 9.1.2 Realimentación por tacogenerador analógico

Si se está utilizando un pick-up magnético (MPU), es posible ajustar el nivel específico de revoluciones para desactivar el relé de arranque.

## Realimentación de marcha

El diagrama inferior muestra la forma en que se detecta la realimentación de marcha a la velocidad de encendido. El ajuste de fábrica es 1000 RPM (6170 Detección marcha).



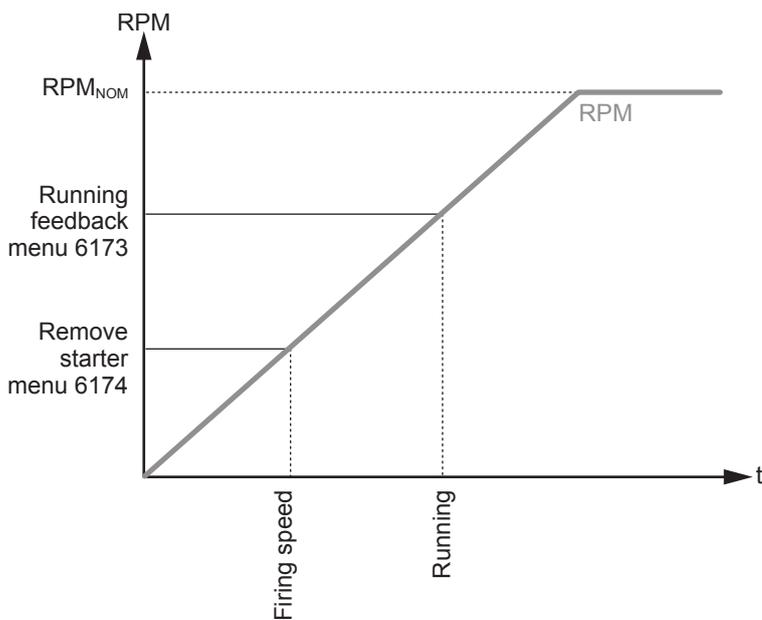
## AVISO

### Daños al motor de arranque

Observe que el ajuste de fábrica de 1000 RPM es mayor que el nivel de RPM de los motores de arranque de diseño típico. Ajuste este valor a un valor inferior para evitar daños al motor de arranque.

## Entrada de retirada del motor de arranque

El diagrama inferior muestra cómo se detecta la consigna de retirada del motor de arranque al nivel de velocidad de encendido. El ajuste de fábrica es 400 RPM (6170 detección marcha).



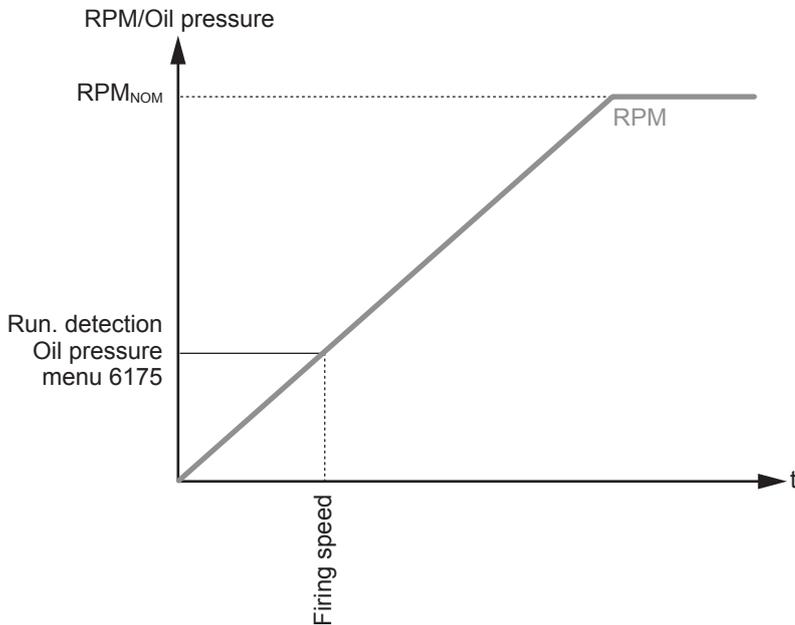
**NOTA** El número de dientes del volante debe ajustarse en el parámetro 6170 cuando se utiliza la entrada de MPU.

### 9.1.3 Presión del aceite

Las entradas multifunción en los terminales 102, 105 y 108 se pueden utilizar para la detección de realimentación de marcha. El terminal en cuestión debe configurarse como entrada RMI para medida de la presión del aceite.

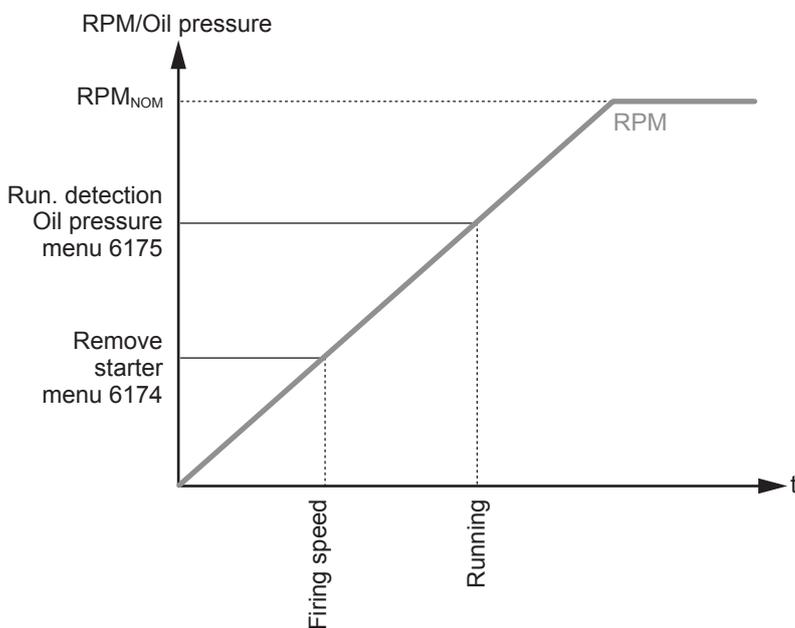
Cuando la presión de aceite aumenta a un nivel superior al valor ajustado (6175 Nivel de presión), se detecta la realimentación de marcha y se termina la secuencia de arranque.

#### Realimentación de marcha



#### Entrada de retirada del motor de arranque

El dibujo inferior muestra cómo se detecta la consigna de la "entrada de retirada del motor de arranque" al nivel de velocidad de encendido. El ajuste de fábrica es 400 RPM (6170 Detección de marcha).



**NOTA** La función de retirada del motor de arranque puede utilizar la entrada MPU o una entrada digital.

## 9.1.4 Doble motor de arranque

En algunas instalaciones de emergencia, el motor de combustión está equipado con un motor de arranque extra. En función de la configuración, la función Doble motor de arranque puede conmutar entre los dos motores de arranque o realizar varios intentos con el motor de arranque estándar antes de cambiar al *doble motor de arranque*.

Esta función se configura en los parámetros 6191-6192 y se elige en la *Configuración de E/S* un relé para arrancar con el motor de arranque alternativo.

MI 102	MI 105	MI 108	Digital input 23 to 27 (STD)	Digital input 43 to 55 (M12)	Digital input 112 to 118 (STD)	Relay output 5 to 17 (STD)	Relay output 57 to 63 (M12)
			<b>Function</b>		<b>Alarm</b>		
Output Function			Alarm function	Delay	Password	Parameter	Modbus address
Output 5			Alarm relay ND	5	Customer	5000	319

**NOTA** Recuerde grabar los valores de configuración cuando cambie la configuración de E/S.

Parámetro	Nombre	Explicación
6191	Intentos estándar	Número total de intentos de arranque aceptados antes de que se active una alarma de <i>fallo de arranque</i>
6192	Dobles intentos	El número de intentos de arranque antes de redireccionar la señal de arranque

La función de doble motor de arranque se habilita seleccionando un valor superior a cero en el canal 6192. Este valor determina el número de intentos en cada motor de arranque antes de cambiar al siguiente. El *motor de arranque estándar* tiene la primera prioridad. Cuando se alcanza el número máximo de intentos permitidos, definido en el canal 6191, se detienen los intentos de arranque y se muestra la alarma *Fallo de arranque*.

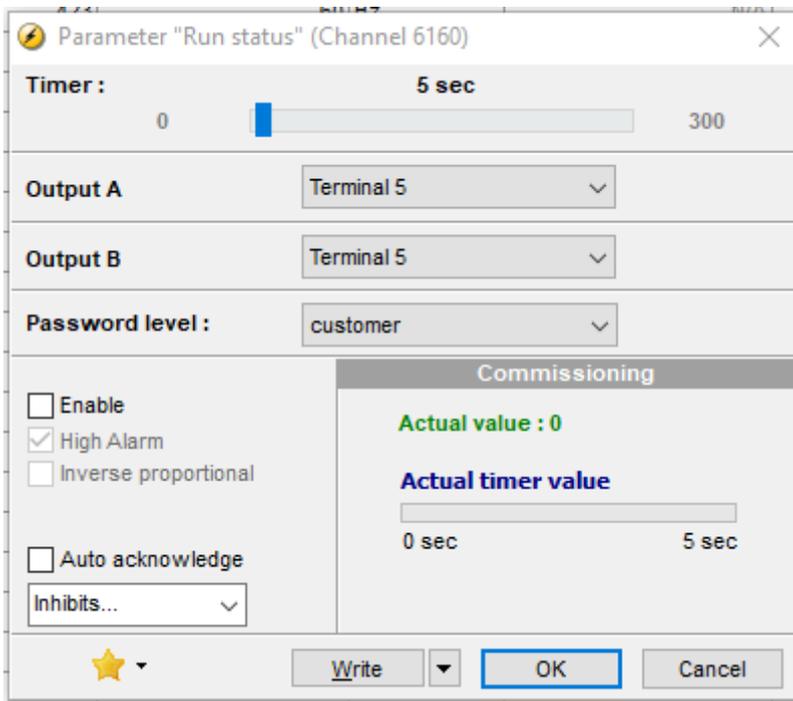
- Un valor de 1 en el canal 6192 da como resultado una función de conmutación con 1 intento en cada motor de arranque entre cada conmutación.
- Un valor de 2 en el canal 6192 da como resultado una función de conmutación con 2 intentos en cada motor de arranque entre cada conmutación.

### Ejemplos

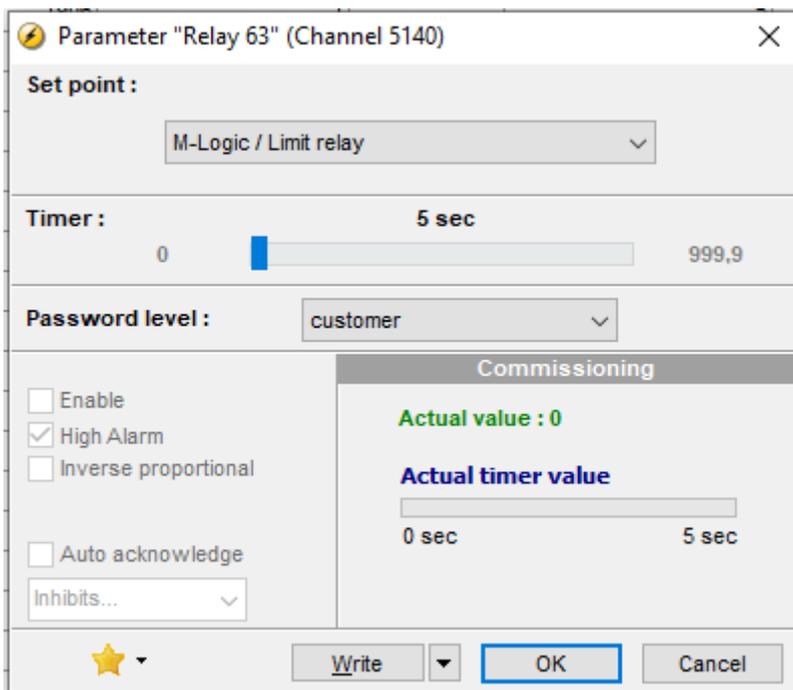
6191 Intentos estándar	6192 Dobles intentos	1er intento	2º intento	3er intento	4º intento	5º intento
3	1	Estándar	Dobles	Estándar	Alarma	-
5	1	Estándar	Dobles	Estándar	Dobles	Estándar
5	2	Estándar	Estándar	Dobles	Dobles	Estándar
4	5	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Alarma

## 9.2 Salida de marcha

El menú 6160 Estado marcha se puede configurar para activar una salida digital cuando el grupo electrógeno está en marcha.



Seleccione el número de relé correcto en Salida A y Salida B y se habilitará la función. Cambie la función del relé a relé de límite (limitador) en el menú de E/S. Acto seguido, el relé se activará, pero no aparecerá ninguna alarma. Observe que para evitar una alarma, es preciso configurar tanto la salida A como la salida B asignándolas a un relé.



**NOTA** Si la función del relé no se ha cambiado a función de *M-Logic/Límite*, aparecerá una alarma en cada situación de marcha.

### 9.3 Marcha en ralentí

El objeto de la función de marcha en ralentí es cambiar las secuencias de arranque y parada para permitir que el grupo electrógeno opere en condiciones de baja temperatura.

Es posible utilizar la función de marcha en ralentí con o sin temporizadores. Están disponibles dos temporizadores. Un temporizador se utiliza para la secuencia de arranque y otro para la secuencia de parada.

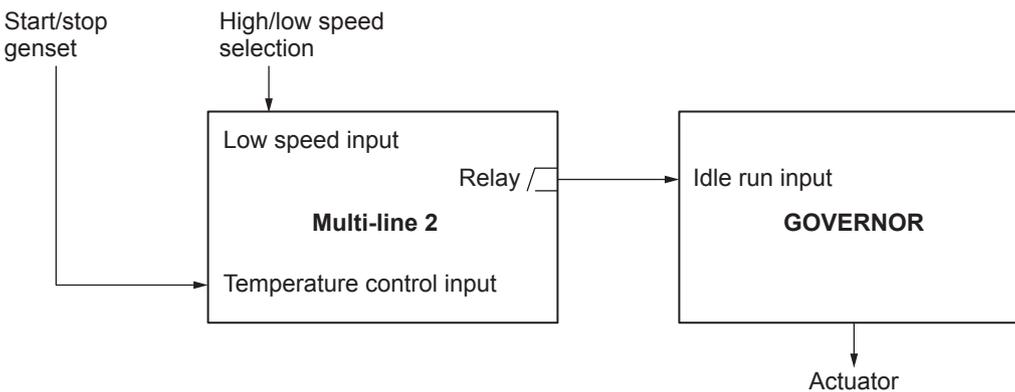
La finalidad principal de la función es evitar que el grupo electrógeno se pare. Los temporizadores están disponibles para hacer que esta función sea flexible.

**NOTA** El regulador de velocidad debe estar preparado para la función de marcha en ralentí si se quiere utilizar esta función.

Habitualmente, esta función se utiliza en instalaciones en que el grupo electrógeno está expuesto a temperaturas bajas que podrían generar problemas de arranque o hacer daño al grupo electrógeno.

### 9.3.1 Descripción

Esta función se habilita y configura en el menú 6290 *Marcha en ralentí*. El regulador de velocidad debe regular el motor de tal modo que éste gire a la velocidad de ralentí sobre la base de una señal digital procedente del controlador (véase el esquema de principio inferior).



**NOTA** Para invertir la salida de relé deberá utilizar un relé conmutador. Conecte el cableado a los bornes Común (Referencia) y Normalmente cerrado.

Cuando la función está habilitada, se utilizan dos entradas digitales para fines de control:

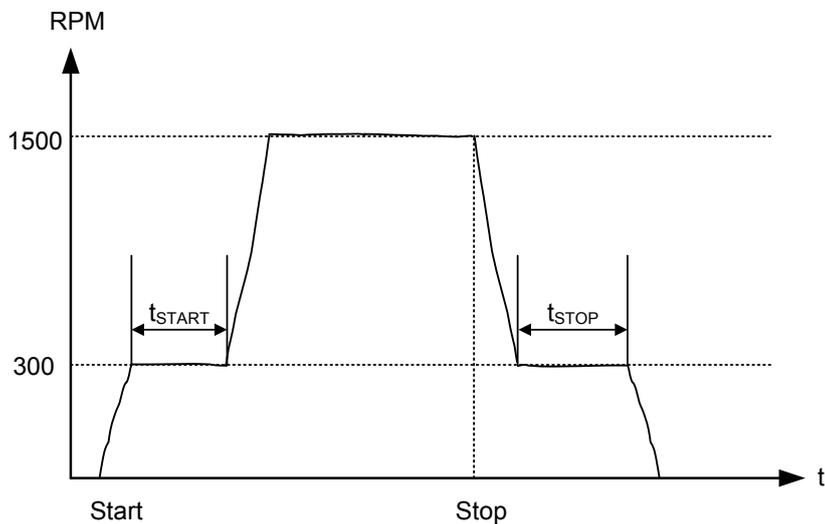
N.º	Entrada	Descripción
1	Entrada de baja velocidad	Esta entrada se utiliza para cambiar entre velocidad de ralentí y velocidad nominal. Esta entrada no impide que el grupo electrógeno se pare - sirve únicamente para seleccionar entre velocidad de ralentí y velocidad nominal.  Si la función de marcha en ralentí se selecciona utilizando un temporizador, se anula la entrada de velocidad baja.
2	Entrada de control de temperatura	Al activar esta entrada, el grupo electrógeno arranca. El grupo electrógeno no podrá pararse mientras esta entrada esté activada.

**NOTA** Los turbocompresores que originalmente no están preparados para trabajar a bajas velocidades pueden resultar dañados si el grupo electrógeno se mantiene "en ralentí" durante un tiempo demasiado largo.

### 9.3.2 Ejemplos

#### Velocidad de ralentí durante el arranque y la parada

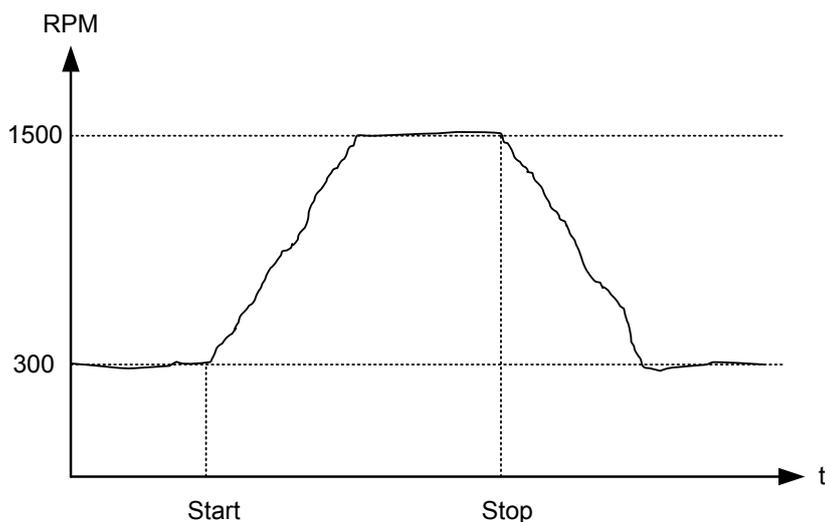
En este ejemplo, están activados los temporizadores tanto de arranque como de parada. Las secuencias de arranque y parada se cambian para permitir que el grupo electrógeno permanezca al nivel de ralentí antes de acelerar. También reduce la velocidad al nivel de ralentí durante un tiempo de retardo especificado antes de parar.



### Velocidad de ralentí con una entrada digital configurada a baja velocidad

En este ejemplo, los dos temporizadores están desactivados. La velocidad de ralentí con la velocidad baja activada funcionará en ralentí hasta que se desactive la entrada de baja velocidad y posteriormente el grupo electrógeno regulará a valores nominales.

Si se desea evitar que el grupo electrógeno se detenga, entonces la entrada digital "control de temp" debe mantenerse ACTIVADA (ON) en todo momento. En tal caso, la característica tiene el siguiente aspecto:



**NOTA** La alarma de presión de aceite (RMI aceite) permanecerá habilitada durante la marcha en ralentí si está configurada a "ON".

### 9.3.3 Configuración de la entrada digital

La entrada digital se configura en *Configuración de E/S* en el utility software.

MI 102	MI 105	MI 108	Digital input 23 to 27 (STD)	Digital input 43 to 55 (M12)	Digital input 112 to 118 (STD)	Rela
<b>Digital input 112</b>						
Parameter: 3430, Modbus address: 230						
Function	Low speed		Alarm	Disable		
			Alarm when input is	High		
			Delay	10		
			Fail class	Warning		
			Output A	Not used		
			Output B	Not used		
			Auto acknowledge	OFF		
			Inhibits	Inhibits...		

### 9.3.4 Arranque en ralentí dependiente de la temperatura

Esto es un ejemplo de cómo se configura un sistema que arrancará a la velocidad de ralentí si la temperatura del refrigerante está por debajo de un valor especificado. Cuando la temperatura rebasa el valor especificado, el grupo electrógeno acelerará en rampa hasta alcanzar los valores nominales.

#### Ejemplo

Esta función se realiza con delta analógico 1 (menús 4601, 4602 y 4610) y una línea de M-Logic. Tras el arranque, cuando la temperatura del refrigerante está por debajo de 110 grados, el controlador hará funcionar el grupo electrógeno en ralentí. Una vez que la temperatura haya alcanzado 110 grados, el controlador acelerará automáticamente en rampa hasta la plena velocidad. Ver la configuración a continuación.

Parameter "Delta ana1 1" (Channel 4610)

Set point : 110

Timer : 0 sec

Fail class : Warning

Output A : Limits

Output B : Limits

Password level : customer

Enable  
 High Alarm  
 Inverse proportional  
 Auto acknowledge  
 Inhibits...

Commissioning

Actual value : 0

Actual timer value : 0 sec

Write OK Cancel



Para que esta función funcione correctamente, debe estar habilitado el menú 6295 Ralentí activo y la salida de relé debe estar configurada. En caso contrario, la función de baja velocidad no funcionará.

### 9.3.5 Inhibición

Las alarmas que son desactivadas por la función de inhibición se inhiben por el método habitual, excepto las alarmas de presión del aceite, RMI aceite 102, 105 y 108, las cuales también están activadas durante la "marcha en ralentí".

### 9.3.6 Señal de marcha

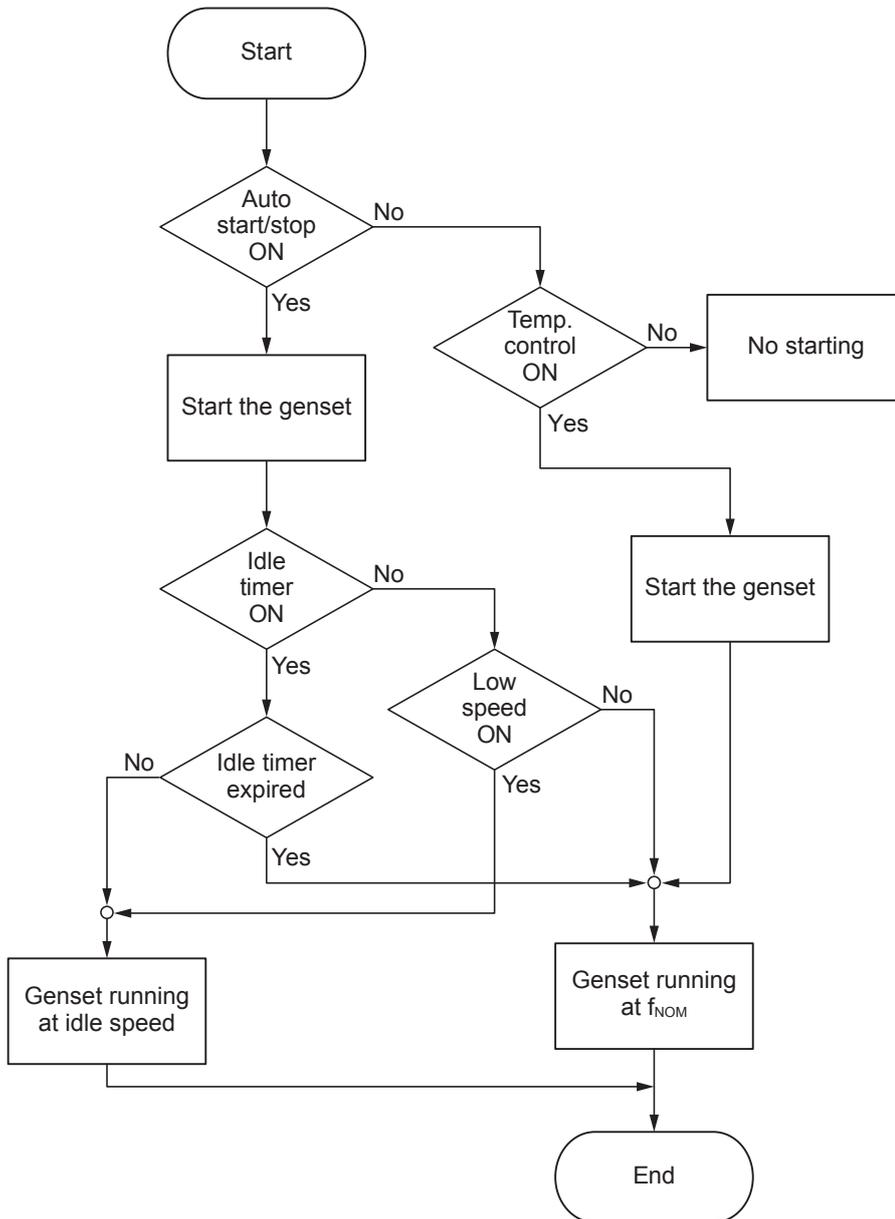
La realimentación de marcha debe activarse cuando el grupo electrógeno está funcionando en el modo de ralentí.

**NOTA** El nivel de detección de marcha (parámetro 6173) debe ser inferior a la velocidad de ralentí. Véase [Descripción de puesta en marcha con marcha en ralentí](#).

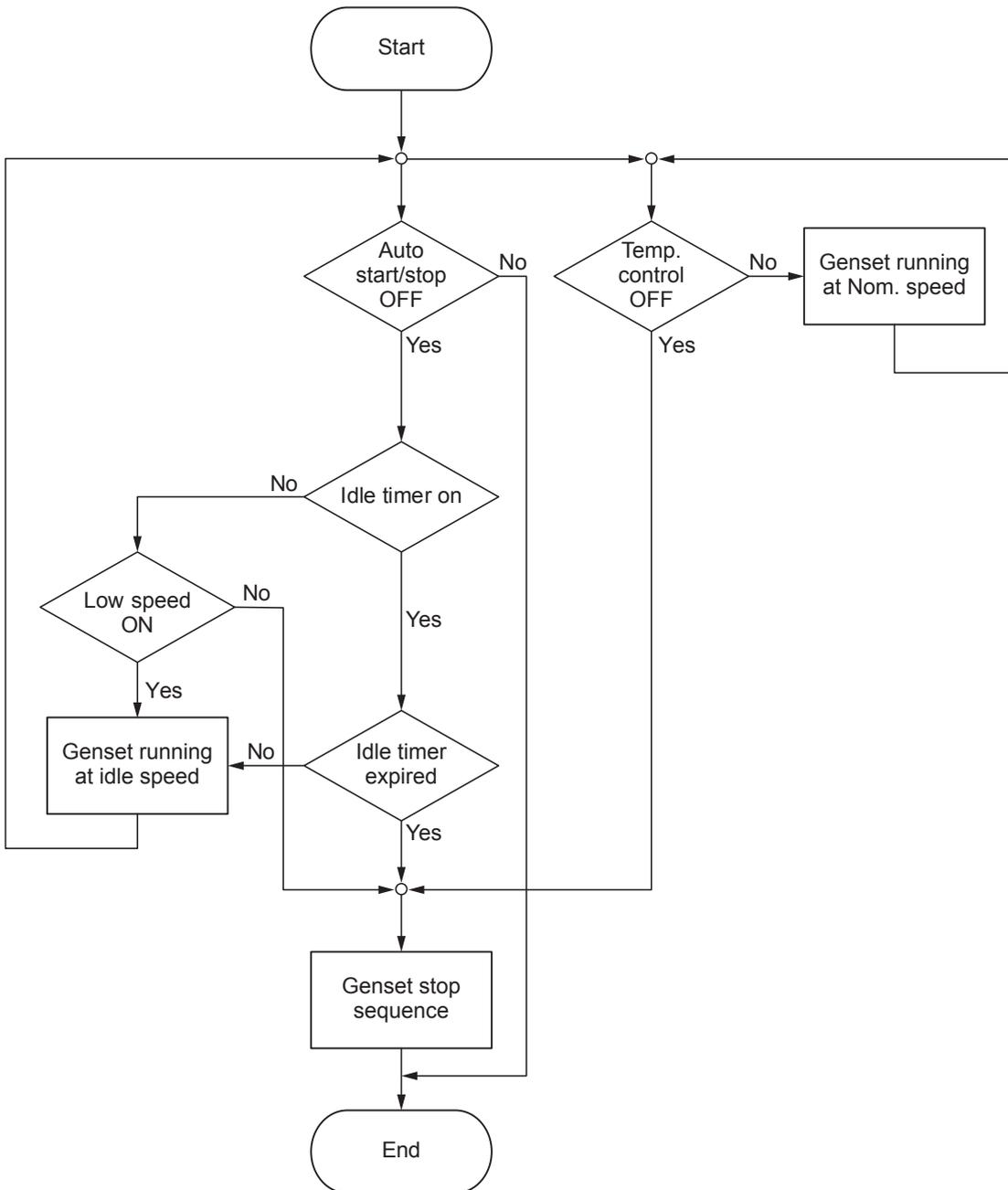
### 9.3.7 Diagramas de flujo de la velocidad de ralentí

Los diagramas de flujo ilustran el arranque y la parada del grupo electrógeno mediante el uso de las entradas de "control de temp." y "baja velocidad".

## Arranque



## Parada



## 9.4 Reparto analógico de carga

Si está instalada la opción de hardware M12, el controlador puede utilizar líneas de reparto de carga analógico para compartir por igual la carga (en forma de porcentaje de la potencia nominal). El reparto de carga analógico se puede utilizar para carga activa y/o carga reactiva.

### Número ANSI

Función	N.º ANSI
Reparto de carga analógico entre grupos electrógenos	90

### ¿Cuándo está activo el reparto de carga analógico?

El reparto de carga analógico se activa automáticamente cuando:

- El interruptor de red está abierto y el interruptor de grupo electrógeno está cerrado. Es decir, el grupo electrógeno conectado no está operando en paralelo a la red (operación en modo isla).
  - Puede utilizar M-Logic para deshabilitar el reparto de carga analógico.

El reparto de carga analógico no se activa automáticamente cuando:

- El interruptor de grupo electrógeno está abierto.

El reparto de carga analógico se ignora automáticamente cuando el sistema de gestión de potencia impone al controlador de grupo electrógeno una consigna de potencia:

- Puede utilizar M-Logic para obligar al controlador a utilizar el reparto de carga analógico. Esto permite el reparto de carga analógico con grupos electrógenos controlados externamente. Véase [Tipo de reparto de carga](#) para obtener más información.
- También puede utilizar M-Logic para activar el reparto de carga analógico si falla la comunicación vía bus CAN de gestión de potencia.

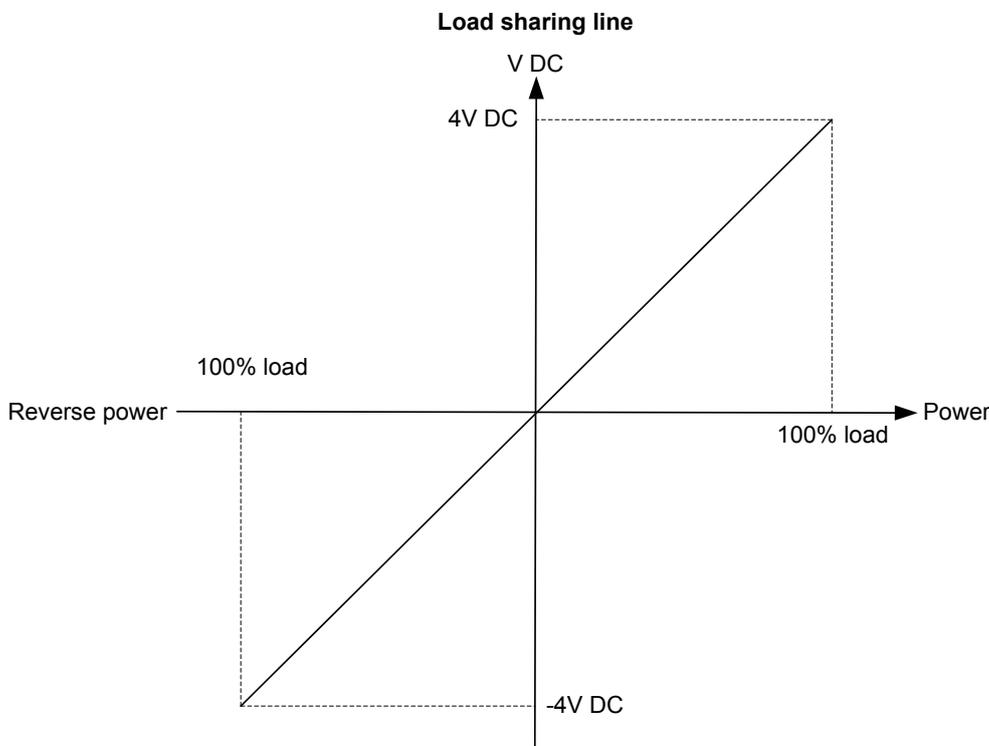


#### Más información

Véase **Funciones de grupo electrógeno, Reparto de carga** en **Opción G5 Gestión de potencia** para obtener más información.

### Cómo funciona

Se suministra en la línea de reparto de carga una señal de tensión proporcional a la carga producida por el grupo electrógeno. Cuando la carga del generador es 0 %, se suministra 0 V DC. Cuando la carga es 100 %, la tensión es 4 V DC, como se muestra a continuación. Se muestra el reparto de carga activa. El reparto de carga reactiva es similar.



### 9.4.1 Terminales de reparto de carga analógico

Terminal	Función	Datos técnicos	Descripción
37	-5/+5 V DC	E/S analógicas	Línea de uso compartido de la carga activa
38	Com.	Común	Común
39	-5/+5 V DC	E/S analógicas	Línea de reparto de carga reactiva

## 9.4.2 Principio de funcionamiento

El controlador proporciona una tensión en la línea de reparto de carga que es proporcional a la carga real del grupo electrógeno. Esta tensión procede de un transductor de potencia interno. Al mismo tiempo, se mide la tensión real en la línea de reparto de carga.

**Si la tensión medida es superior a la tensión del transductor de potencia interno, el controlador aumenta su carga con el fin de adaptarse a la tensión en la línea de reparto de carga.**

**Si la tensión medida es inferior a la tensión del transductor de potencia interno, el controlador disminuye la carga con el fin de que corresponda a la tensión en la línea de reparto de carga.**

La tensión en la línea de reparto de carga difiere de la tensión medida por el transductor de potencia interno únicamente si están conectados a la línea de reparto de carga dos o más controladores.

Cuando se instala el hardware, la línea de reparto de carga analógica está activa. Es decir, está activa tanto cuando un generador está en marcha en una aplicación con un solo generador como cuando hay varios generadores compartiendo realmente la carga. En el caso de que esté funcionando un solo generador, se recomienda deshabilitar la línea de reparto de carga con el fin de mantener activo el regulador de frecuencia.

**NOTA** Para deshabilitar la línea de reparto de carga, utilice *Output (salida), Inhibits (inhibiciones), Inh. analogue load share (Inhibir reparto de carga analógico)* en M-Logic.

Para mejorar el manejo de varios generadores en la misma aplicación, el reparto de carga analógico funciona como sistema de reserva para la opción de gestión de potencia G5. Esto significa que si en el mismo controlador está disponible tanto el reparto de carga analógico como la gestión de potencia, el reparto de carga se realiza mediante la comunicación vía bus CAN como opción primaria. Si se produce un error de bus CAN, el reparto de carga continúa en la línea analógica de reparto de carga. Los generadores permanecen estables aun cuando se pierda la gestión de potencia.

### Ejemplo 1: Ajuste de carga

Dos generadores están operando en paralelo. Las cargas de los generadores son:

Generador	Carga real	Tensión en la línea de reparto de carga
Generador 1	100 %	4 V DC
Generador 2	0 %	0 V DC

El nivel de tensión calculado en la línea de reparto de carga sería el siguiente:

$$U_{LS}: (4 + 0) / 2 = 2,0 \text{ V DC}$$

Ahora, el generador 1 disminuye la carga para que corresponda a la tensión en la línea de reparto de carga (en este ejemplo, 2,0 V DC). El generador 2 aumenta la carga para que corresponda a la tensión de 2,0 V DC.

La nueva situación de reparto de carga es la siguiente:

Generador	Carga real	Tensión en la línea de reparto de carga
Generador 1	50 %	2,0 V DC
Generador 2	50 %	2,0 V DC

### Ejemplo 2: Diferente tamaño de generador

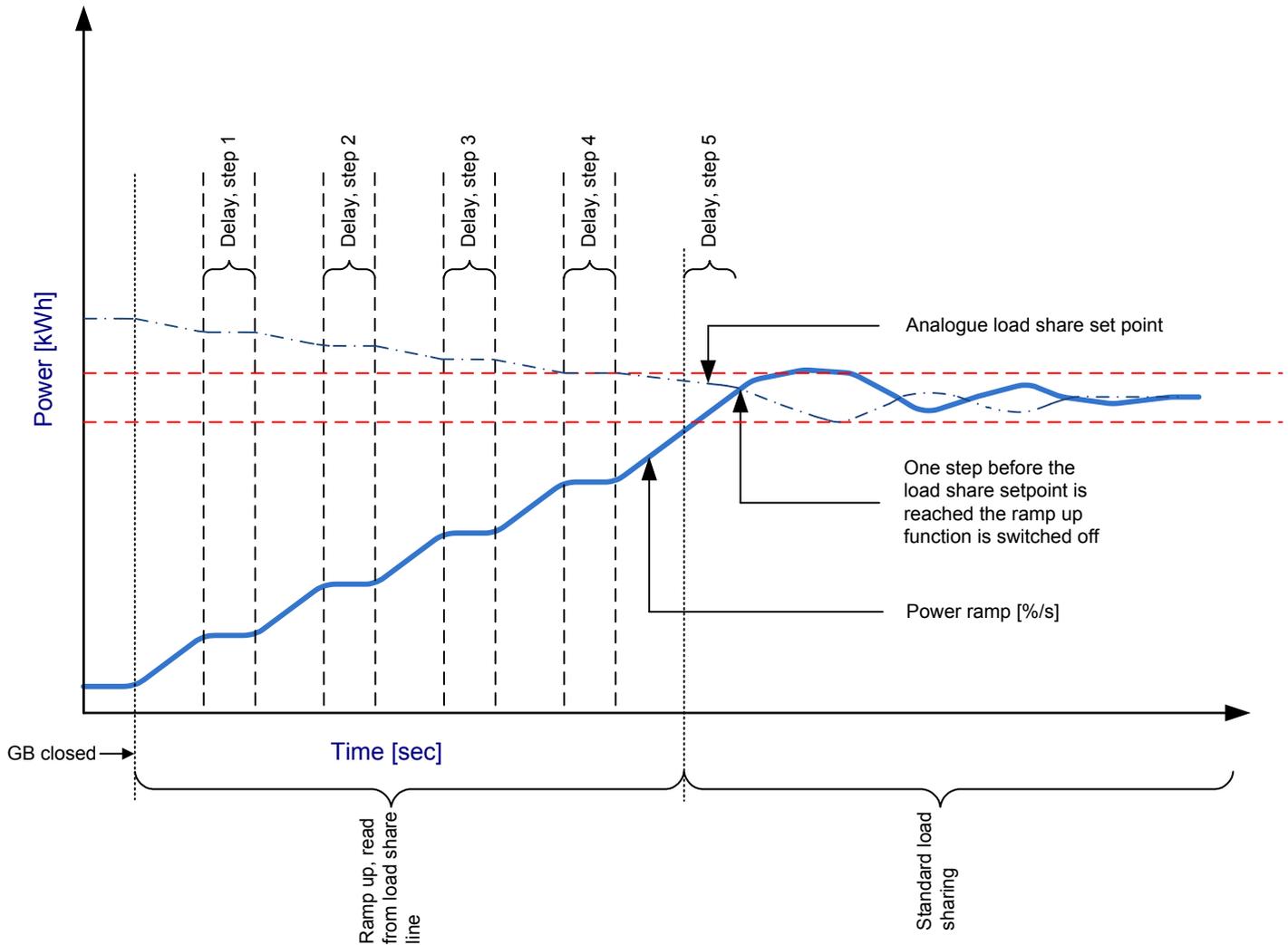
Si difiere el tamaño de generador, el reparto de carga se sigue realizando sobre la base de un porcentaje de la potencia nominal.

Dos generadores alimentan a las barras. La carga total es de 550 kW.

Generador	Potencia nominal	Carga real	Tensión en la línea de reparto de carga
Generador 1	1000 kW	500 kW	2,0 V DC
Generador 2	100 kW	50 kW	2,0 V DC

Ambos generadores están suministrando el 50 % de su potencia nominal.

### 9.4.3 Rampa de aumento de carga con escalones de carga en operación en modo isla



El controlador de grupo(s) electrógeno(s) incluye una función de aumento en rampa de la carga. Si está habilitada, esta función controla también la rampa de aumento de la carga para reparto de carga analógico.

Cuando está habilitado el menú 2614, la consigna de potencia continúa aumentando en escalones de rampa de carga, configurados en el menú 2615, hasta alcanzar la consigna de reparto de carga. El tiempo de retardo entre cada escalón de rampa de carga se configura en el menú 2613. El aumento de carga en rampa continúa hasta que se alcanza la consigna de reparto de carga. Una vez alcanzada esta consigna, el regulador conmuta al modo de reparto de carga estándar.

Si el punto de retardo se configura al 20 % y el número de escalones de carga se configura a 3, el grupo electrógeno aumenta la potencia en rampa hasta el 20 %, espera el tiempo de retardo configurado, aumenta en rampa hasta el 40 %, espera, aumenta la potencia en rampa hasta el 60 %, espera y luego aumenta la potencia en rampa hasta la consigna de reparto de carga del sistema. Si la consigna es 50 %, la rampa se detiene al 50 %.

#### 9.4.4 Congelar rampa de potencia

Puede utilizar un comando en M-Logic (*Output, Command, Freeze ramp*) para congelar la rampa.

*Freeze ramp (Congelar rampa)* activo:

- La rampa de aumento de potencia se puede detener en cualquier punto. La consigna se mantiene mientras permanezca activa la congelación de la rampa.
- Si la congelación se activa mientras se avanza en rampa de un punto de retardo a otro, la rampa queda fijada hasta que se desactiva la congelación.
- Si la congelación se activa mientras el temporizador de retardo está realizando su cuenta atrás, se detiene el temporizador y no continúa su cuenta atrás hasta que se desactiva la congelación.

#### 9.4.5 Tipo de reparto de carga

El controlador se puede configurar para operar con diferentes módulos de reparto de carga y diferentes rangos para la señal de reparto de carga. Esto se controla mediante los parámetros en 6380 (nivel de señal) y 6390 (tipo de reparto de carga). El nivel de señal se utiliza para ajustar la tensión máxima de salida de las líneas de reparto de carga. El rango por defecto está comprendido entre 0 y 4 V DC y, por tanto, 4 V DC es la tensión aplicada a la línea de reparto de carga a una carga del 100 %. Si el AGC se conecta a otro producto en el cual el rango de reparto de carga es diferente, es posible modificar dicho rango en el parámetro 6380.

Para poder ajustar el rango máximo, configure 6391 a *Adjustable (ajustable)*. El AGC puede proporcionar entre 1,0 y 5,0 V DC a una carga del 100 %. La interconexión del reparto de carga al módulo Uni-line SLU de DEIF (módulo de reparto de carga) y a los controladores Multi-line 2 versiones 1 y 2 puede hacer necesario un rango de 0 hasta 5 V DC. Si el reparto de carga es desigual, compruebe la configuración.

El parámetro 6391 puede adoptar los valores:

- Ajustable
- Selco T4800
- Cummins PCC
- Woodward SPM-D11

Los ajustes del parámetro 6380 se utilizan únicamente si en el parámetro 6391 se ha seleccionado *Adjustable (ajustable)*. Para otras selecciones, el AGC modifica el nivel de señal de las líneas de reparto de carga de tal modo que concuerde con el controlador/unidad de reparto de carga seleccionado.

#### 9.4.6 Módulos de reparto de carga

Para la interconexión con módulos de reparto de carga no especificados, tal vez sea necesario asegurar un aislamiento galvánico para las líneas de reparto de carga. Para un funcionamiento correcto, la impedancia de entrada de tales amplificadores de aislamiento debe ser elevada.

#### 9.4.7 Unidad del reparto de carga Selco T4800

La T4800 sirve solo para reparto de kW (es decir, no para reparto de kVAr).

El nivel de la señal es +/-1 V DC, de modo que el AGC se adapta automáticamente a este nivel. Los terminales de la T4800 son el 12 (terminal de referencia) y 13 (+).

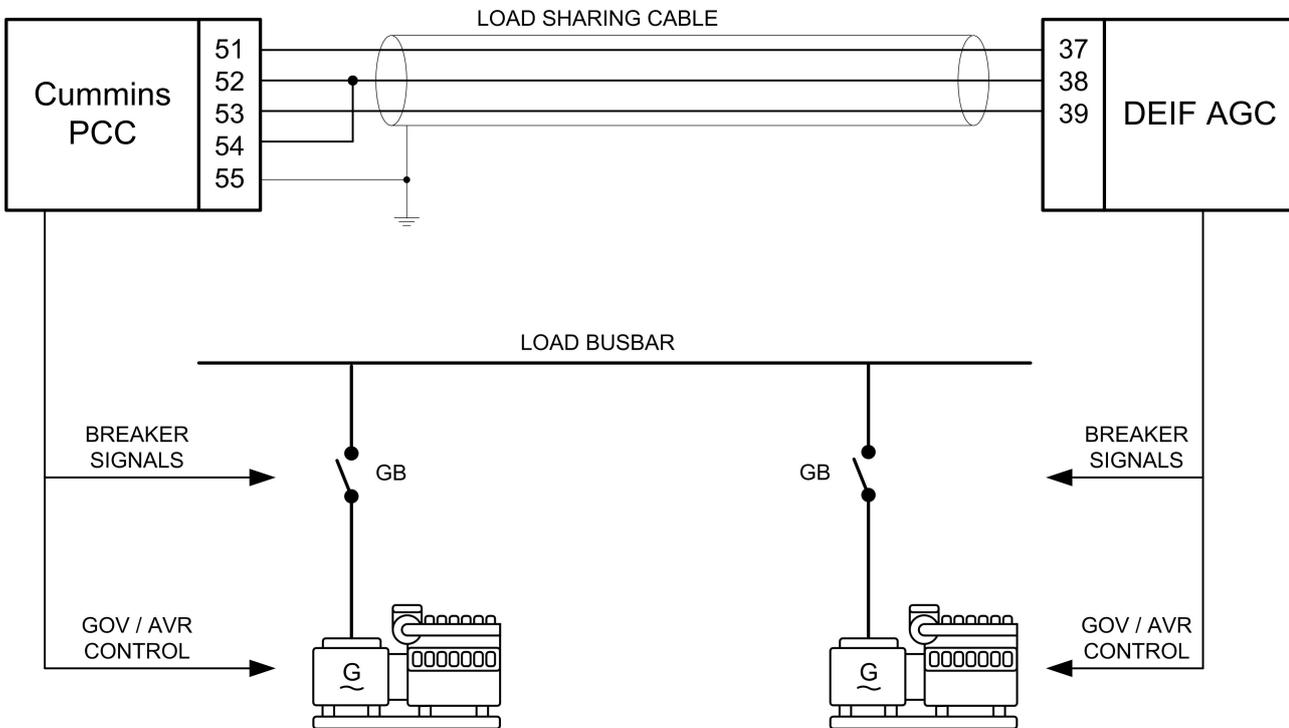
En la T4800, la diferencia de frecuencia de la tensión medida comparada con la tensión nominal del generador se tiene en cuenta para evitar un reparto de carga desigual. Esto no puede ser configurado por el usuario.

## 9.4.8 Cummins PCC

El nivel de la señal es 0,3 hasta 2,1 V DC, de modo que el AGC se adapta automáticamente a este nivel. Los terminales (TB3) del Cummins PCC (por ejemplo PCC3100 y PCC3201) se encuentran en el conector 8 y los terminales son 51 (kW), 53 (kVAr), 52 y 54 (terminales de referencia). El terminal 55 es un terminal dedicado para el blindaje del cable de reparto de carga.

### Aplicaciones de Cummins PCC

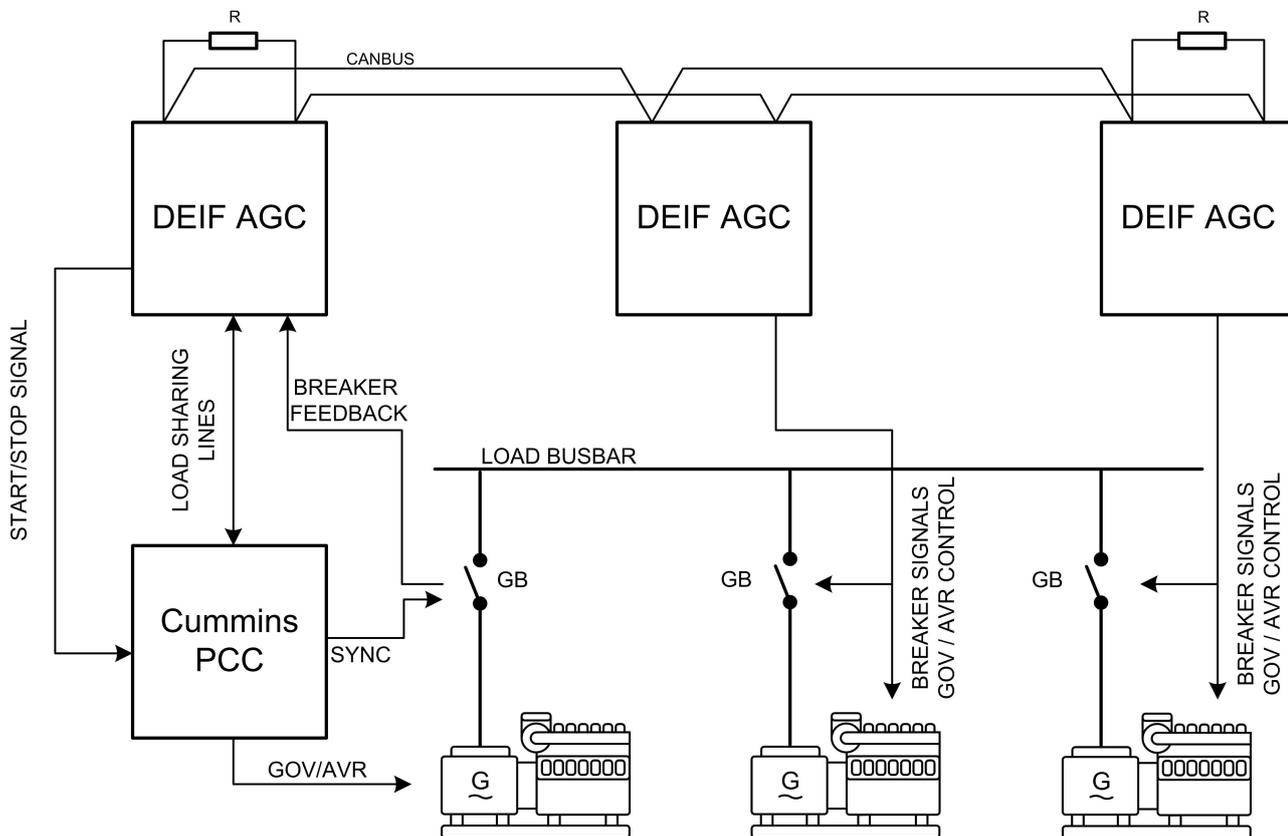
Figura 9.1 Interfaz de PCC con el AGC



### PCC en el sistema de gestión de potencia de DEIF

Si el AGC forma parte de un sistema de gestión de potencia, normalmente obtiene la información de reparto de carga del sistema de gestión de potencia a través del bus CAN. Puede obligar a un AGC a utilizar las líneas analógicas de reparto de carga: *Active Output (salida)*, *Command Power management (Comando Gestión de potencia)*, *Use Ana LS instead of CAN (Utilizar reparto de carga analógico en lugar de vía CAN)* en M-Logic. Esto permite al Cummins PCC compartir la carga con los AGCs.

Esto resulta útil si en todos los grupos electrógenos el AGC se configura para enviar solo comandos de arranque y parada al PCC. Esto significa que no se requiere la unidad ILSI de Cummins.



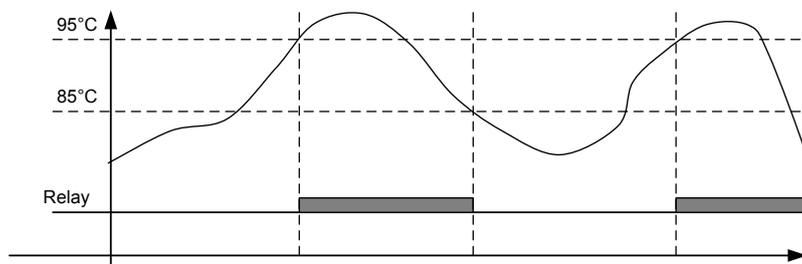
## 9.5 Ventilación

Esta función se puede utilizar para controlar el enfriado del motor. El objeto es utilizar una entrada multifunción para medir la temperatura del agua refrigerante y, de este modo, activar un sistema externo de ventilación para mantener el motor de combustión a una temperatura inferior a la máxima. La funcionalidad se muestra en el diagrama inferior.

Consignas disponibles (6460 Máx. ventilación):

- **Consigna:** El límite para activación del relé configurado en Salida A.
- **Salida A:** El relé se activará cuando se rebase la consigna.
- **Histéresis:** El número de grados que la temperatura tiene que estar por debajo de la consigna para desactivar el relé configurado en Salida A.
- **Habilitar:** Habilitar/deshabilitar la función de ventilación

**NOTA** El tipo de entrada que se debe utilizar para la medición de temperatura se selecciona en el parámetro 6323 *Calentador del motor*.



### 9.5.1 Alarma de ventilación máx.

Se pueden configurar dos alarmas en el menú 6470 y en el menú 6480 para que se activen si la temperatura continúa aumentando después de haberse alcanzado la consigna de arranque.

## 9.6 Lógica de ventiladores

El AGC puede controlar cuatro ventiladores diferentes. Éstos podrían ser, por ejemplo, los ventiladores de alimentación de aire a un grupo electrógeno alojado en una envoltura cerrada o ventiladores radiadores para el encendido y apagado de ventiladores de refrigeración para refrigeradores de aire.

Hay dos funcionalidades en el control de ventiladores del AGC:

1. Reorganización de prioridades en función de las horas de operación de los ventiladores
2. Arranque y parada en función de la temperatura

Una rutina de prioridad asegura que se igualen las horas de operación de los ventiladores disponibles y se conmute la prioridad entre éstos.

La funcionalidad tras el arranque/parada en función de la temperatura es que el AGC mide una temperatura, por ejemplo, temperatura del agua refrigerante, y, en base a esta temperatura, activa y desactiva relés que deben utilizarse para arrancar el(los) propio(s) ventilador(es).

**NOTA** La función de control de ventiladores permanece activa mientras se detecte realimentación de marcha.

### 9.6.1 Parámetros de los ventiladores

Cada ventilador dispone de un grupo de parámetros que define su esquema de operación. Se recomienda utilizar el utility software para PC para su configuración ya que, si se hace de este modo, pueden consultarse todos los parámetros. La configuración del control de ventiladores se realiza en los menús 6561-6620 y utilizando M-Logic en el utility software para PC.

#### Parámetros

DEIF utility software - Connected to "AGC-4 Mk II Genset" (version 6.00.0 rev. 1353)

File Connection Parameters Help

View mode:  Tree  List

All groups  Protection  Synchronisation  Regulation  Digital In  Analogue In  Outputs  General  Mains  Communication  Power

Drag a column header here to group by that column

Category	Channel	Text	Address	Value	Unit
General	6561	Fan input	1466	0	
General	6562	Fan prio update	1471	0	Hours
General	6563	1st prio fan	1467	70	deg
General	6564	1st pr. fan hys	1469	10	deg
General	6565	2nd prio fan	1468	80	deg
General	6566	2nd pr. fan hys	1470	10	deg
General	6571	3rd prio fan	1536	90	deg
General	6572	3rd pr. fan hys	1538	10	deg
General	6573	4th prio fan	1537	100	deg
General	6574	4th pr. fan hys	1539	10	deg
General	6581	Fan A output	1472	N/A	
General	6582	Fan B output	1473	N/A	
General	6583	Fan C output	1540	N/A	
General	6584	Fan D output	1541	N/A	
General	6585	Fan Run.H reset	1535	0	
General	6586	Fan start delay	1544	N/A	
General	6590	Fan A failure	1474	N/A	
General	6600	Fan B failure	1475	N/A	
General	6610	Fan C failure	1542	N/A	
General	6620	Fan D failure	1543	N/A	

## 9.6.2 Entrada para control de ventiladores

El control de ventiladores requiere una entrada de temperatura para arrancar y parar los ventiladores en base a una medición de temperatura.

La entrada de temperatura de ventiladores se configura en el parámetro 6561 y esta entrada puede seleccionarse entre las siguientes entradas:

- Están disponibles tres entradas multifunción en el slot N° 7
- Medición vía EIC (comunicación con interfaz del motor)
- Entrada analógica externa 1-8 (H12.X)
- Entradas analógicas (M15.X)
- Entradas multifunción (M16.X)

Las entradas multifunción pueden configurarse a, por ejemplo, un sensor Pt100 que mide una temperatura del motor de combustión o una temperatura ambiente. Si se ha seleccionado EIC, ésta se define como la temperatura medida más alta bien del agua refrigerante o del aceite.

En base a la medición de la entrada seleccionada, se arranca(n) y para(n) el(los) ventilador(es).

## 9.6.3 Arranque/parada de los ventiladores

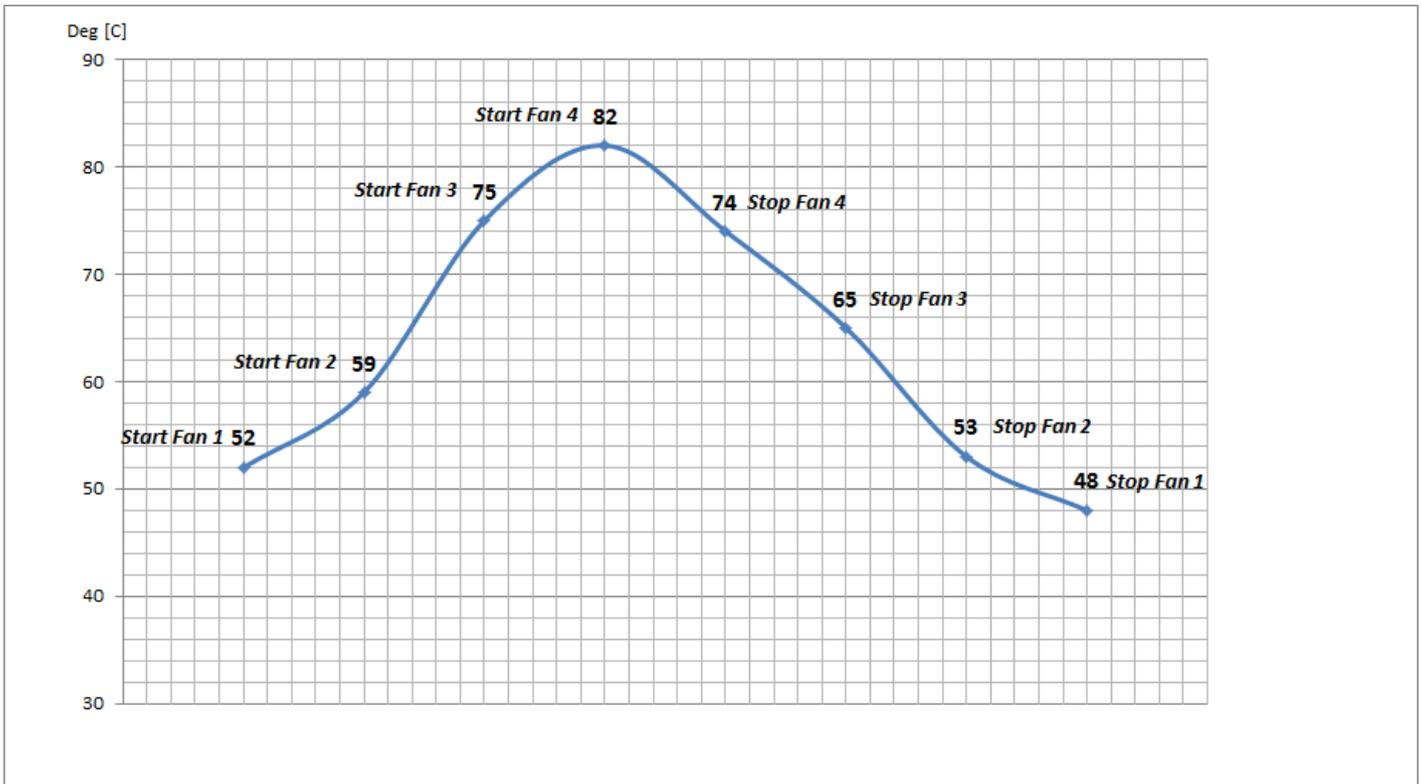
Los ajustes de arranque y parada del(los) ventilador(es) se configuran en los parámetros 6563 hasta 6574. Con los ajustes de la tabla inferior, puede observarse la curva ilustrativa.

Una histéresis (abreviatura: hist.) garantiza que exista un rango entre el arranque y la parada.

6563	1st level fan setp.	50	deg
6564	1st level fan hyst.	2	deg
6565	2nd level fan setp.	56	deg
6566	2nd level fan hyst.	3	deg
6571	3rd level fan setp.	70	deg
6572	3rd level fan hyst.	5	deg
6573	4th level fan setp.	78	deg
6574	4th level fan hyst.	4	deg

Fan	Setp.	hys.	Start	Stop
1	50	2	52	
2	56	3	59	
3	70	5	75	
4	78	4	82	
4	78	4		74
3	70	5		65
2	56	3		53
1	50	2		48

Si se utiliza un ajuste de arco se generará la siguiente curva de arranque/parada:



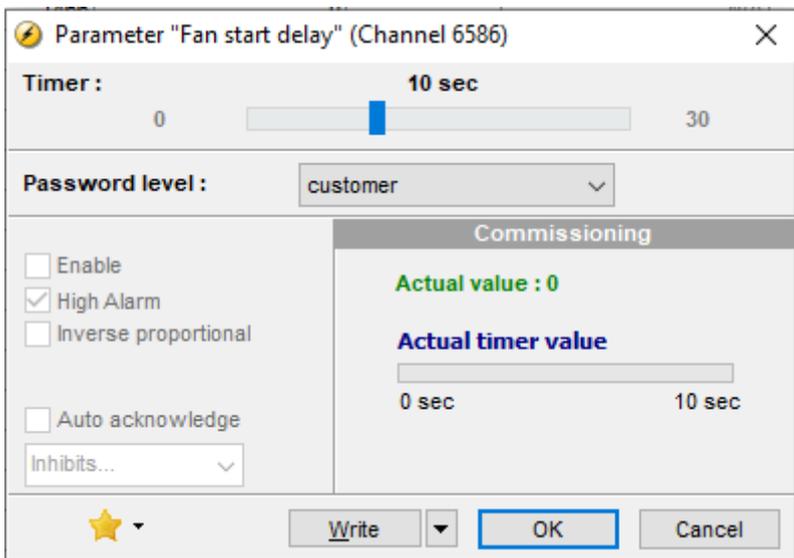
### 9.6.4 Salida de ventilador

En el parámetro 6581 hasta 6584, se seleccionan los relés de salida para los ventiladores A hasta D. La finalidad de estos relés es emitir una señal al armario del motor de arranque de los ventiladores. El relé debe energizarse para que se ponga en marcha el ventilador.

Gen	6581	Fan A output	1472	N/A	N/A	Terminal 57
Gen	6582	Fan B output	1473	N/A	N/A	Terminal 59
Gen	6583	Fan C output	1540	N/A	N/A	Terminal 61
Gen	6584	Fan D output	1541	N/A	N/A	Terminal 63

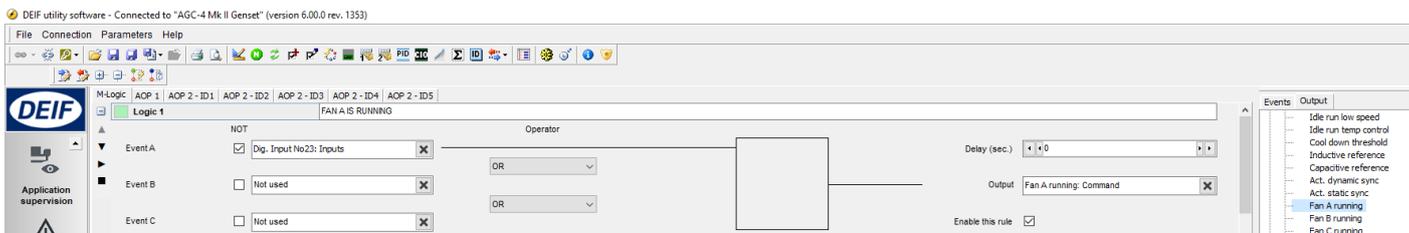
### 9.6.5 Retardo de arranque de los ventiladores

Si se solicita simultáneamente el arranque de dos o más ventiladores, es posible añadir un retardo de arranque entre arranques de los distintos ventiladores. Con ello se pretende limitar la corriente pico de arranque, de tal modo que todos los ventiladores no demanden simultáneamente una corriente de arranque elevada. Este retardo se ajusta en el menú 6586.



### 9.6.6 Realimentación de marcha de ventilador

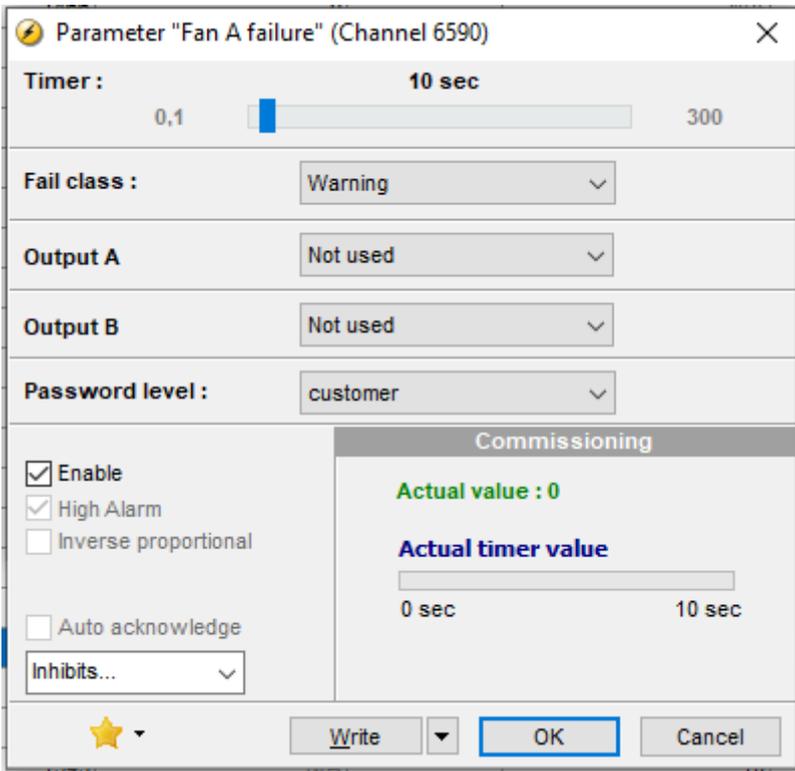
Para asegurarse de que el ventilador esté en marcha, es posible asignar una entrada digital como realimentación de marcha. La realimentación de marcha se debe programar mediante M-Logic. A continuación se muestra un ejemplo.



La salida del *Comando de marcha de ventilador A/B/C/D* indica al AGC que el ventilador está en marcha. La salida se encuentra en *Output (Salida), Command (Comando)*, como se muestra arriba.

### 9.6.7 Fallo de ventilador

Puede activarse una alarma si un ventilador no logra arrancar. La alarma de fallo de ventilador se muestra si no aparece la realimentación de marcha del ventilador. En los parámetros 6590 hasta 6620, se configuran las alarmas de fallo de ventilador para los ventiladores A hasta D.

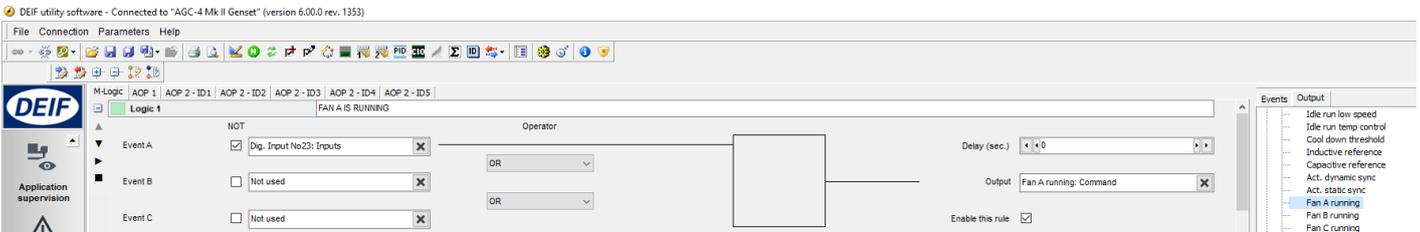


### 9.6.8 Prioridad de ventilador (horas de operación)

La prioridad de los ventiladores A hasta D rota automáticamente desde la 1ª hasta la 4ª prioridad. Esto se realiza automáticamente ya que se detectan las horas de operación de los ventiladores y se utilizan para la reorganización.

### Configuración en M-Logic

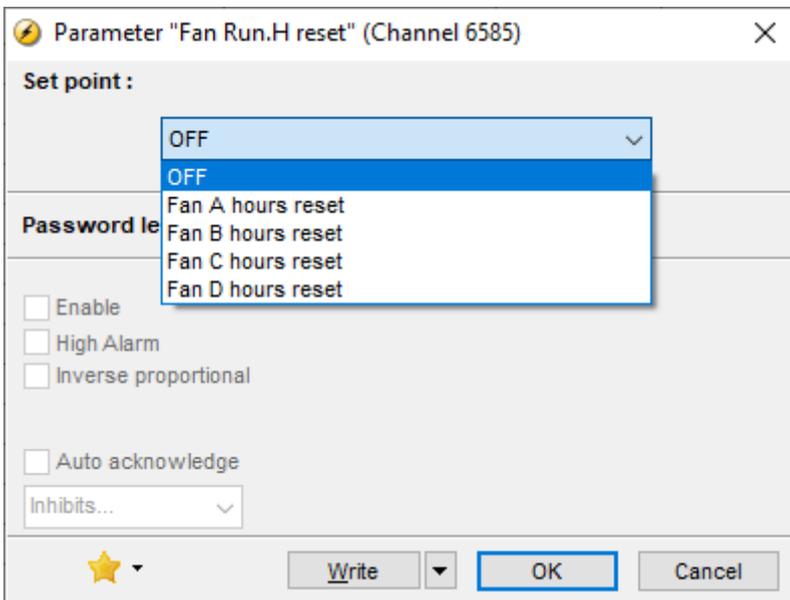
Si el conjunto del ventilador genera una señal que es conducida a una entrada digital del AGC cuando está en marcha, debe programarse lo siguiente en M-Logic:



Cuando no es posible obtener una realimentación de marcha del conjunto del ventilador, debe utilizarse el relé interno del AGC para indicar que el ventilador está en marcha. Si, por ejemplo, el relé 57 es el relé para el Ventilador A, debe programarse lo siguiente en M-Logic:



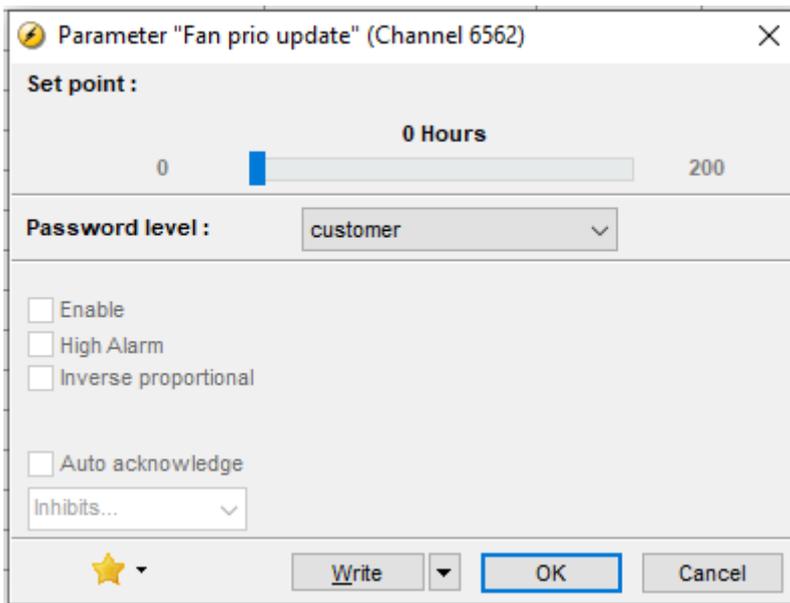
Las horas de marcha se pueden resetear seleccionando en el parámetro 6585 el ventilador que se desea resetear.



**NOTA** Es posible solo ejecutar un reset. No es posible añadir una compensación al contador de horas de operación.

### 9.6.9 Actualización de la prioridad de los ventiladores

En el parámetro 6562 se selecciona la frecuencia de actualización de prioridades (las horas entre los cambios de prioridad):



Si la actualización de prioridad de ventiladores se configura a 0 horas, el orden de prioridades es: Ventilador A, ventilador B, ventilador C, ventilador D.

## 9.7 Derrateo del grupo electrógeno

La función de derrateo reduce la potencia máxima entregada por el grupo electrógeno cuando así lo requieren condiciones específicas. Por ejemplo, si la temperatura ambiente aumenta hasta tal punto que los radiadores de agua refrigerante no tienen suficiente capacidad refrigeradora. Si no se realiza un derrateo del grupo electrógeno, se pueden activar alarmas y/o se puede producir un apagado del grupo electrógeno. Están disponibles tres funciones de derrateo independientes.

El derrateo esta basado en la potencia nominal.

**NOTA** La función de derrateo se suele utilizar cuando caben esperar problemas de refrigeración.

## 9.7.1 Selección de entrada

Cada función de derrateo se puede asignar a una de las siguientes entradas (utilizando el parámetro 6241, 6251 o 6261):

Entrada	Comentario
Entrada multifunción 102 (slot N.º 7)	0-40V DC
Entrada multifunción 105 (slot N.º 7)	4-20 mA Pt100/1000
Entrada multifunción 108 (slot N.º 7)	RMI Digital
Entrada analógica (M15.X)	4-20 mA
Entrada multifunción (M16.X)	0-5V DC 4-20 mA Pt100
Entrada analógica externa (H12.X)	
EIC (solo con la opción H12)	EIC Temp. agua refriger. (SPN 110) EIC Temp. aceite (SPN 175) EIC Temp. ambiente (SPN 171) EIC Temp. interenfriador (SPN 52) EIC Temp. combustible (SPN 174) EIC Petición de derrateo (SPN 3644)*
M-Logic	Si se ha activado <i>M-Logic</i> , <i>Output (Salida)</i> , <i>Command (Comando)</i> , <i>Derate Pnom (Derratear Pnom)</i> 1/2/3, el AGC utiliza para derrateo el valor introducido en el parámetro 6246.

**NOTA** \* Véase [EIC Derrateo](#). Como alternativa, puede habilitar el parámetro 7551 para activar peticiones de derrateo directamente desde la EIC.

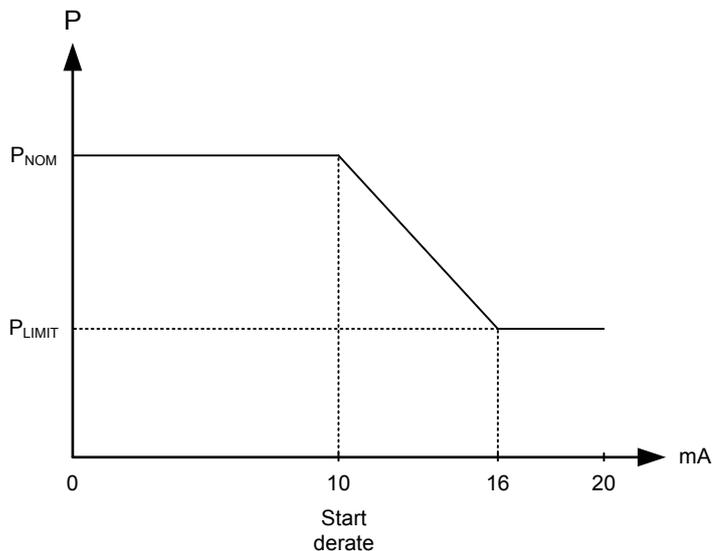
**NOTA** Si se habilita más de una función de derrateo y/o el parámetro 7551, el AGC utiliza la potencia de derrateo calculada más baja.

## 9.7.2 Parámetros de derrateo

Estos parámetros definen la función de derrateo:

- **Iniciar derrateo a (6242/6252/6262):** El valor al cual se inicia el derrateo. La selección de entrada (6241/6251/6261) determina las unidades.
- **Pendiente de derrateo (6243/6253/6263):** Se utiliza para calcular la potencia, sobre la base del valor introducido (porcentaje por unidad). Por ejemplo, si se utiliza una entrada de 4-20 mA, el derrateo se indica en %/mA. Si se utiliza la entrada Pt100/Pt1000/RMI, el derrateo se indica en %/ °C.
- **Límite de derrateo (6246/6256/6266):** Éste es el límite inferior de derrateo de potencia, mostrado a continuación por P(límite).

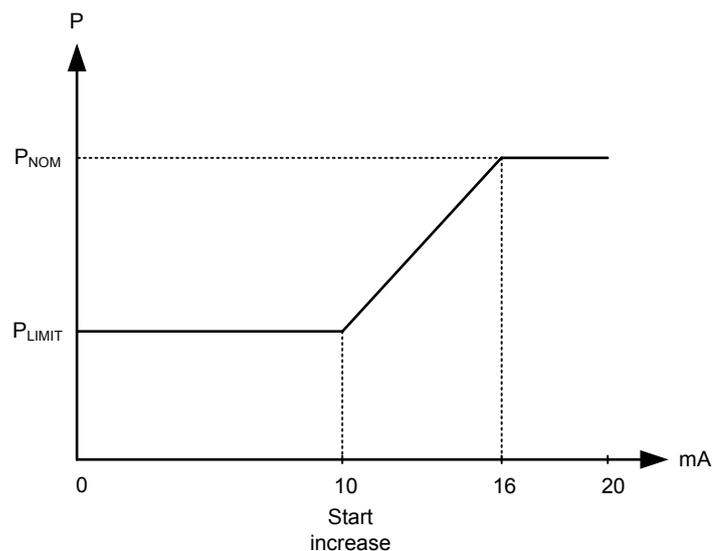
### Ejemplo de derrateo inverso



### 9.7.3 Característica de derrateo

El derrateo puede ser proporcional o inverso.

#### Ejemplo de derrateo proporcional



Utilice *Habilitar* en el parámetro 6246/6256/6266 para seleccionar la característica de derrateo:

- Habilitar DESACTIVADA: Inverso. Un valor de control más alto da lugar a una menor potencia.
- Habilitar ACTIVADA: Proporcional. Un valor de control más alto da lugar a una potencia más alta.

### 9.7.4 Derrateo vía EIC

**NOTA** Esto requiere la opción H12.

El AGC puede utilizar para derrateo un valor proporcionado por la EIC. En concreto, el AGC utiliza la Engine Derate Request o Petición de Derrateo del Motor (PGN 64914/0xFD92, SPN 3644) para calcular la potencia máxima del grupo electrógeno.

Has dos opciones para derrateo vía EIC.

#### Derrateo vía EIC con función de derrateo

Utilizando el parámetro 6241, 6251 o 6261, seleccione *EIC Derate request (Petición de derrateo vía EIC)* (SPN 3644).

Para calcular la potencia derrateada, el AGC utiliza el valor de la EIC en la función de derrateo.

### Derrateo vía EIC utilizando el parámetro 7551

Habilitar el parámetro 7551 para utiliza el valor de la EIC *Engine Derate Request (Petición de derrateo del motor)* (es decir, SPN 3644) como potencia derrateada en el AGC. Es decir, el valor de la EIC se utiliza directamente, sin un cálculo de derrateo.

## 9.8 Respuesta en frecuencia dinámica

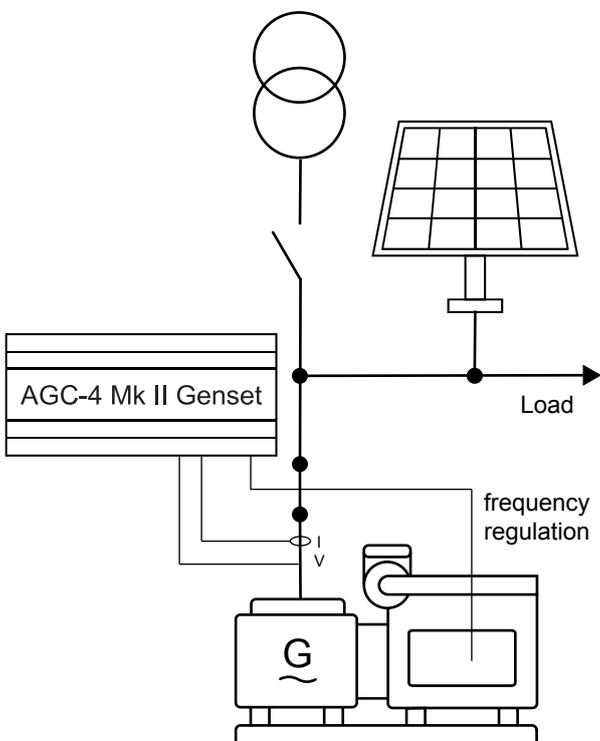
Puede utilizar la función de respuesta en frecuencia dinámica (DFR) para ajustar de forma automática la consigna de frecuencia del grupo electrógeno según la carga del mismo. DFR se ha diseñado para sistemas donde la potencia fotovoltaica (PV) y un grupo electrógeno están conectados. Sin DFR, cuando las condiciones PV son buenas, la PV puede producir demasiada potencia. El exceso de potencia PV puede obligar a que grupo electrógeno funcione a potencia baja o inversa. Cuando la DFR está activa, comprueba si hay una red conectada. Si el grupo electrógeno se encuentra en operación en modo isla, la DFR monitoriza la potencia del grupo electrógeno y ajusta automáticamente la consigna de frecuencia del grupo electrógeno.

Con DFR, si la potencia del grupo electrógeno es baja, el controlador incrementa la frecuencia de las barras. La PV debería responder a la frecuencia más alta produciendo menos potencia. Por lo tanto, DFR protege el grupo electrógeno contra cargas demasiado bajas (incluida la potencia inversa).

El controlador puede comprobar regularmente si la frecuencia afecta a la potencia del grupo electrógeno. Estas comprobaciones impiden que la DFR aumente la frecuencia de las barras cuando la PV está inactiva (por ejemplo, durante la noche). Si la frecuencia no afecta a la potencia del grupo electrógeno, se utiliza la frecuencia de referencia como consigna.

La DFR se puede activar utilizando el ajuste en Utility Software. Cuando se activa la DFR en Utility Software, se puede operar utilizando M-Logic.

### Ejemplo de sistema



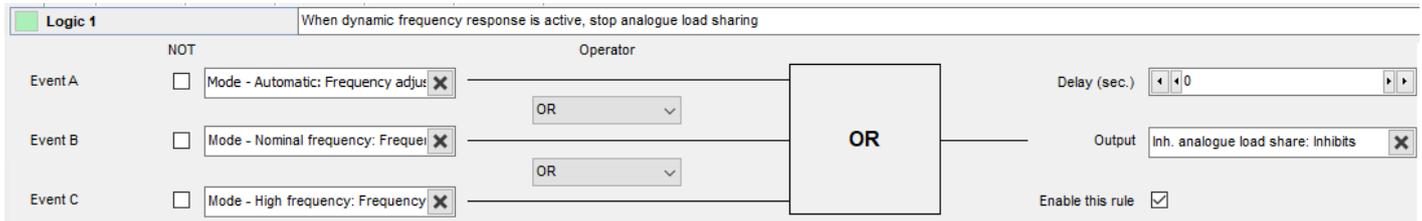
La DFR utiliza las conexiones estándar del controlador del grupo electrógeno. La DFR utiliza las mediciones de los terminales de tensión y corriente para calcular la potencia del grupo electrógeno. La DFR utiliza el regulador de velocidad para regular la frecuencia de la barra de distribución.

## Sin conexión de red

Si existe una conexión de red, el controlador no utiliza la DFR. El controlador comprueba automáticamente que el grupo electrógeno se encuentre en operación en modo isla.

## Sin reparto analógico de carga

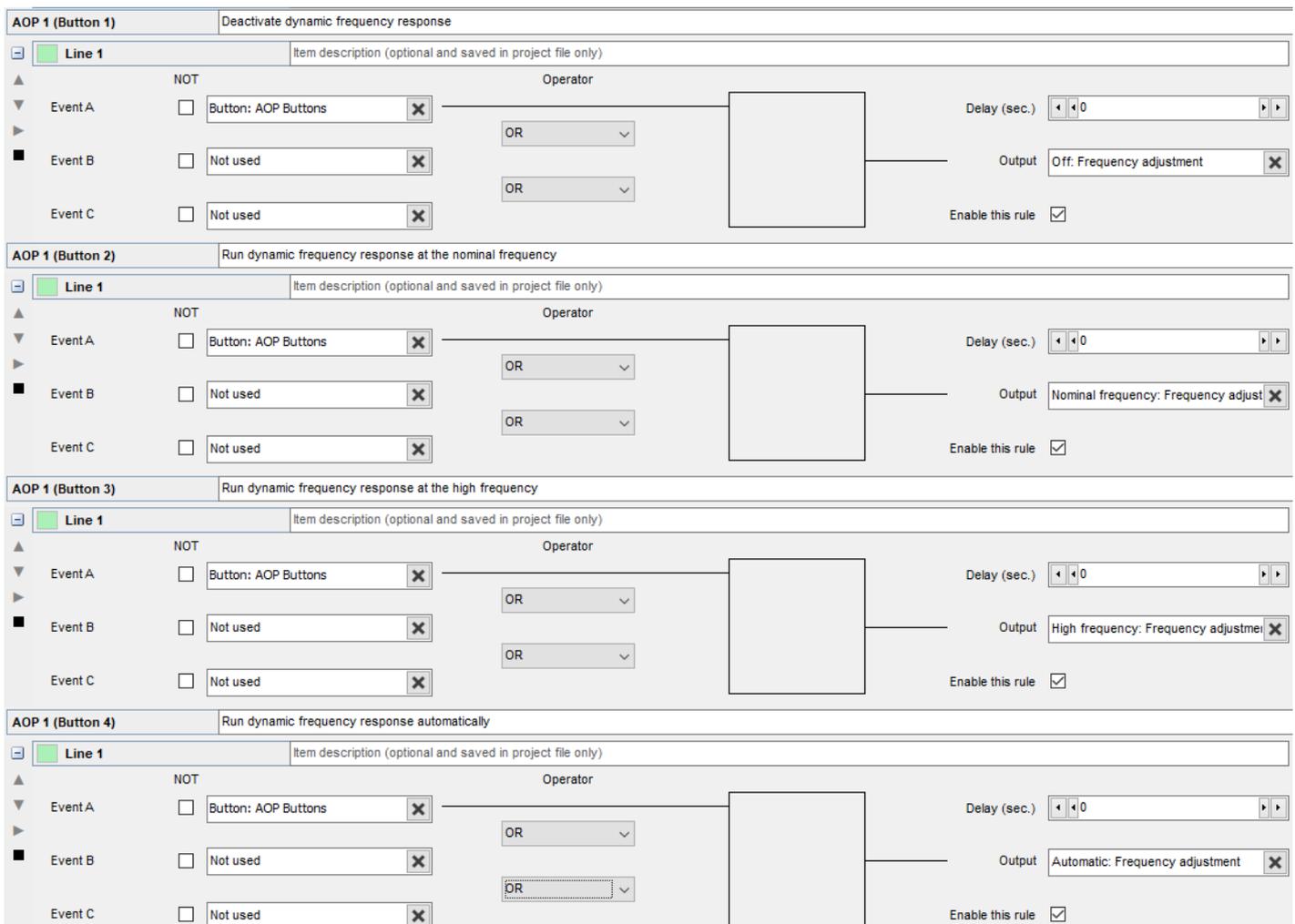
La DFR no funciona si el reparto analógico de carga está activo. Puede utilizar M-Logic para inhibir el reparto de carga P/Q.



## Ajuste automático del umbral de potencia 1

Para garantizar un control sin complicaciones, el controlador ajusta automáticamente el primer umbral de potencia. El valor inicial es *Potencia mínima P1* (también conocido como *Umbral de potencia 1*). El controlador no ajusta **P1** por debajo del *Límite mínimo de potencia Límite P1* (también conocido como *Límite de umbral de potencia 1*).

## Utilizar los botones AOP para operar la DFR (ejemplo)



## Utilizar los LED AOP para supervisar la DFR (ejemplo)

**AOP 1 (Led 1)** LED is green when dynamic frequency response is off (deactivated)

Line 1 Item description (optional and saved in project file only)

NOT Operator

Event A  Mode - Off: Frequency adjustment  OR

Event B  Not used  OR

Event C  Not used

Delay (sec.) 0

Output Green: AOP Led

Enable this rule

---

**AOP 1 (Led 2)** LED is green when dynamic frequency response is running at the nominal frequency

Line 1 Item description (optional and saved in project file only)

NOT Operator

Event A  Control active - Nominal frequency  OR

Event B  Not used  OR

Event C  Not used

Delay (sec.) 0

Output Green: AOP Led

Enable this rule

---

**AOP 1 (Led 3)** LED is green when dynamic frequency response is running at the highest frequency

Line 1 Item description (optional and saved in project file only)

NOT Operator

Event A  Control active - High frequency: Fr  OR

Event B  Not used  OR

Event C  Not used

Delay (sec.) 0

Output Green: AOP Led

Enable this rule

---

**AOP 1 (Led 4)** LED for dynamic frequency response automatic mode

Line 1 The LED is green if DFR is in automatic mode

NOT Operator

Event A  Mode - Automatic: Frequency adjustme  OR

Event B  Not used  OR

Event C  Not used

Delay (sec.) 0

Output Automatic: Frequency adjustment

Enable this rule

Line 2 The LED is yellow if the genset power was low, and the DFR stepped up the frequency (step-by-step), so that the frequency set point is now at the maximum

NOT Operator

Event A  Control active - High Freq. by step: Fre  OR

Event B  Not used  OR

Event C  Not used

Delay (sec.) 0

Output Yellow: AOP Led

Enable this rule

Line 3 The LED is red if the genset power was very low (below P fmax), so that the DFR increased the frequency set point (in one big step) to the maximum

NOT Operator

Event A  Control active - High Freq. by control: f  OR

Event B  Not used  OR

Event C  Not used

Delay (sec.) 0

Output Red: AOP Led

Enable this rule

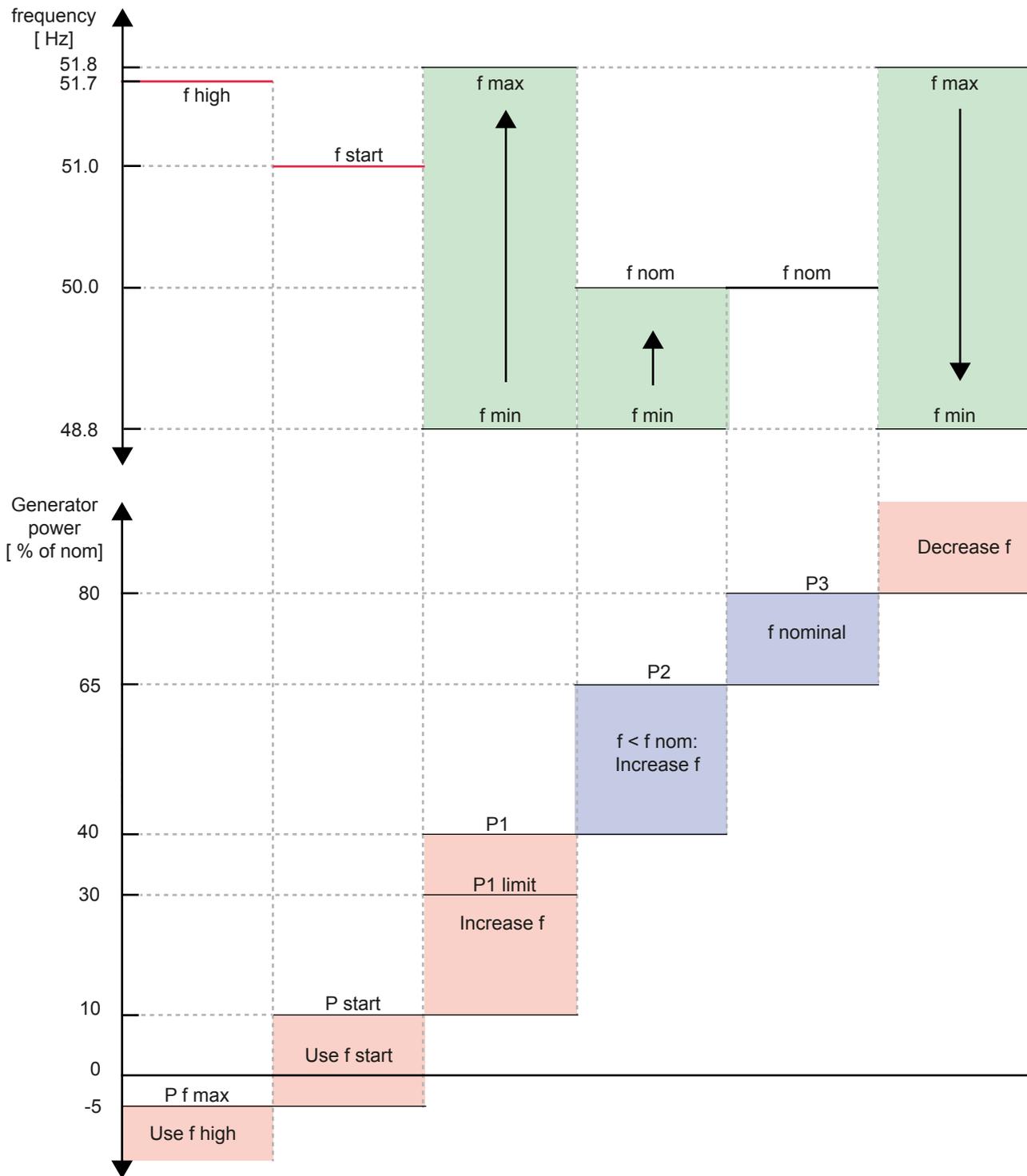
### 9.8.1 Ajustes

Utility Software > Protección avanzada > DFR

Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
Respuesta en frecuencia dinámica	DESACTIVADO ACTIVADA	DESACTIVADO	Para activar la DFR, seleccione ACTIVADA.
Frecuencia mín. (f mín)	De 48 a 60 Hz	48,8 Hz	La consigna de frecuencia más baja para DFR.
Frecuencia máx. (f máx)	De 50 a 62 Hz	51,8 Hz	La consigna de frecuencia más baja para DFR.

Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
Sol. final de control	De 50 a 62 Hz	51,4 Hz	La consigna de frecuencia más alta para frecuencia alta por escalón. Si la potencia del grupo electrógeno sigue baja y es necesaria una frecuencia más alta, el controlador utiliza $f_{m\acute{a}x}$ .
Frecuencia alta (f alta)	De 50 a 62 Hz	51,7 Hz	La consigna de frecuencia para el modo de frecuencia alta (activado por una potencia muy baja).
Frecuencia de arranque (f arranque)	De 50 a 62 Hz	51 Hz	La primera consigna de frecuencia cuando la potencia del grupo electrógeno desciende por debajo de $P_{arranque}$ .
Referencia de frecuencia	De 50 a 61 Hz	50,1 Hz	La consigna de frecuencia alternativa. La DFR utiliza esta consigna cuando los cambios de la frecuencia no afectan a la potencia del grupo electrógeno. Esta consigna no debe ser inferior a la frecuencia nominal.
Escalón de frecuencia	De 0,1 a 0,5 Hz	0,1 Hz	Este ajuste se utiliza para el control de escalón de frecuencia.
Tiempo de periodo (t escalón)	De 1 a 20 s	10 s	El tiempo mínimo entre cambios de escalón de frecuencia.
Arranque con potencia por debajo (P arranque)	Del 0 al 30 %	El 10 % de la potencial nominal del grupo electrógeno	La DFR inicia la regulación de frecuencia si la potencia del grupo electrógeno se encuentra por debajo de este valor.
Frec. máx. con potencia por debajo (P $f_{m\acute{a}x}$ )	Del -10 al 10 %	El 5 % de la potencial nominal del grupo electrógeno	La DFR utiliza $f_{m\acute{a}x}$ como consigna de frecuencia si la potencia del grupo electrógeno se encuentra por debajo de este valor.
Potencia mínima (P mín)	Del 10 al 70 %	El 40 % de la potencial nominal del grupo electrógeno	También conocida como P1. Por debajo de P1, la DFR incrementa la consigna de frecuencia. Entre P1 y P2, la DFR solo incrementa la consigna de frecuencia si la frecuencia está por debajo de la frecuencia nominal.
Límite de potencia mín.	Del 0 al 40 %	El 30 % de la potencial nominal del grupo electrógeno	También conocido como Límite P1. El límite para el ajuste automático de P1. Consulte más abajo para más información.
Referencia de potencia	Del 20 al 80 %	El 65 % de la potencial nominal del grupo electrógeno	También conocida como P2. Entre P2 y P3, la DFR regula la frecuencia según la frecuencia nominal.
Potencia máxima (P máx)	Del 70 al 99 %	El 80 % de la potencial nominal del grupo electrógeno	También conocida como P3. Por encima de P3, la DFR solo disminuye la consigna de frecuencia si la frecuencia está por encima de la frecuencia nominal. La consigna de frecuencia no se reduce por debajo de $f_{m\acute{i}n}$ .
Tiempo de periodo para señal de prueba	De 0 a 600 s	300 s	El tiempo entre pruebas (realizar un pequeño cambio de frecuencia para probar el efecto en la potencia del sistema).
Escalón de frec. de señal de prueba	De 0,1 a 1 Hz	0,2 Hz	El cambio en la frecuencia utilizada en las pruebas.

## Ejemplo de configuraciones de potencia y frecuencia



## 9.8.2 M-Logic

### Ajuste de frecuencia

Salida > Ajuste de frecuencia

Descripción	Notas
Desactivada	Desactiva la función de respuesta dinámica de frecuencia (el controlador no ajusta la consigna de frecuencia).
Frecuencia nominal	La respuesta dinámica de frecuencia controla la frecuencia en la frecuencia nominal.

Descripción	Notas
Frecuencia alta	Controla la frecuencia en la configuración <i>Frecuencia alta</i> de la respuesta dinámica de frecuencia el ajuste.
Automático	Selecciona automáticamente el modo de respuesta dinámica de frecuencia. Activa el control de respuesta dinámica de frecuencia adecuado.

## Ajuste de frecuencia

### Eventos > Ajuste de frecuencia

Descripción	Notas
Control inactivo	La función de respuesta en frecuencia dinámica no controla la frecuencia.
Control activo - Frecuencia nominal	La función de respuesta en frecuencia dinámica controla la frecuencia en el ajuste <i>Referencia de frecuencia</i> .
Control activo - Frecuencia alta	La función de respuesta en frecuencia dinámica controla la frecuencia en el ajuste <i>Frecuencia alta</i> .
Control activo	La función de respuesta en frecuencia dinámica controla la frecuencia.
Control activo - Frecu. alta mediante paso	La potencia del grupo electrógeno era baja. Por lo tanto, la función de respuesta en frecuencia dinámica incrementó la consigna de frecuencia en los pasos para que la consigna de frecuencia esté ahora al máximo.
Control activo - Frecu. alta mediante control	La potencia del grupo electrógeno era muy baja (P f máx.). Por lo tanto, la función de respuesta en frecuencia dinámica incrementó (en un gran paso) la consigna de frecuencia al máximo.
Modo - Desactivado	La función de respuesta en frecuencia dinámica no está activada.
Modo - Frecuencia nominal	La función de respuesta en frecuencia dinámica está activada. El controlador controla la frecuencia en la frecuencia nominal.
Modo - Frecuencia alta	La función de respuesta en frecuencia dinámica está activada. El controlador controla la frecuencia en el ajuste <i>Frecuencia alta</i> .
Modo - Automático	La función de respuesta en frecuencia dinámica está activada. El controlador selecciona automáticamente el modo y activa el control adecuado.

## 9.9 Disparo de cargas no esenciales (NEL)

### 9.9.1 Disparo de Carga No Esencial (NEL)

**NOTA** Los dos términos "disparo de cargas no esenciales" y "rechazo de carga" describen la misma función.

El disparo de los Grupos de Carga No esencial (NEL)(rechazo de carga) se realiza para proteger las barras frente a un estado inminente de barras muertas si existe, por ejemplo, un alto nivel de carga o corriente o una sobrecarga en un grupo electrógeno, o si la frecuencia de barras es baja.

El controlador puede provocar el disparo de tres grupos de carga no esencial (NEL) debido a:

- La carga medida del grupo electrógeno es muy alta (carga alta y sobrecarga)
- La intensidad medida del grupo electrógeno
- La frecuencia medida en barras

El disparo de los grupos de carga se produce de modo individual. Esto significa que el disparo del grupo de cargas 1 no influye directamente en el disparo del grupo de cargas 2. Solamente la medición bien de la frecuencia de barras o de la carga/intensidad del grupo electrógeno puede provocar el disparo de los grupos de carga.

El disparo de los grupos de carga no esencial (NEL), debido a la carga de un grupo electrógeno en marcha, reducirá la carga en barras y, por tanto, reducirá el porcentaje de carga acoplado al grupo electrógeno en marcha. Esto permite evitar un

posible apagón en barras provocada por una sobrecarga en el grupo generador en marcha. El disparo actual se seleccionará si existen cargas inductivas o un factor de potencia inestable ( $PF < 0,7$ ) al cual se produce un aumento de la corriente.

Un disparo de los grupos de carga no esencial (NEL) como consecuencia de una baja frecuencia de barras reduce la carga de potencia real en barras y, de este modo, reduce el porcentaje de carga soportado por el grupo electrógeno. Esto permite evitar un posible apagón en barras.

**NOTA** Para la configuración de salidas, por favor consulte la descripción de salidas.

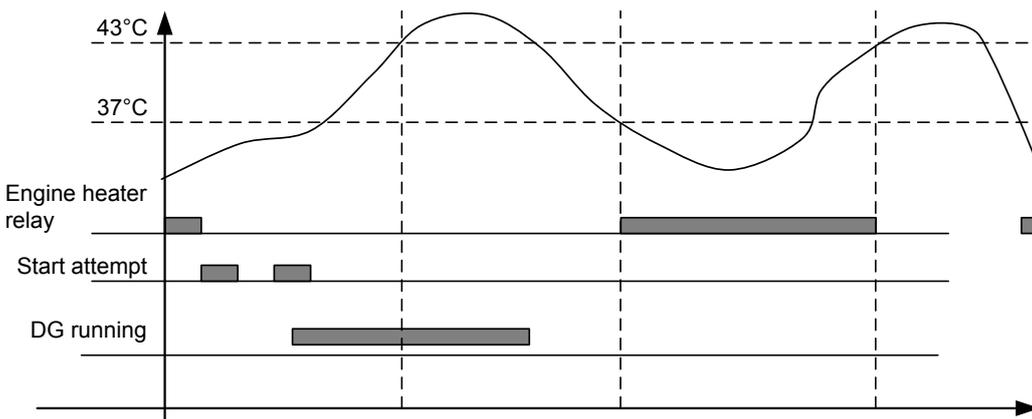
## 9.10 Calentador del motor

Esta función se utiliza para controlar la temperatura del motor. Un sensor que mide la temperatura del agua refrigerante se utiliza para activar un sistema externo de calentamiento para mantener al motor a la temperatura mínima.

Las consignas ajustadas en el menú 6320 son:

- Consigna: Esta consigna +/- la histéresis representa los puntos de arranque y parada del calentador del motor.
- Salida A: La salida de relé para el calentador del motor.
- Tipo de entrada: Entrada multifunción que debe utilizarse para la medición de temperatura.
- Histéresis: Ésta decide qué desviación de la consigna se necesita para activar/desactivar el calentador del motor.
- Habilitar: Habilita la función del calentador del motor.

### Diagrama de principio



**NOTA** La función de calentador del motor está activada solamente cuando el motor está parado.

### 9.10.1 Alarma del calentador del motor

Si la temperatura continúa bajando después de que se haya excedido la consigna de arranque, se activará una alarma si está configurada en el parámetro 6330.

## 9.11 Lógica de bomba

### 9.11.1 Lógica de bomba de combustible

La lógica de bomba de combustible se utiliza para arrancar y parar la bomba de alimentación de combustible para mantener el combustible en el tanque de servicio a los niveles requeridos. El nivel de combustible se detecta de una de las tres entradas multifunción.

#### Parámetros

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
6551	Lógica de bomba de combustible	0 hasta 100 % De 1 a 10 s	20 % 1 s	Punto de arranque de la bomba de transferencia de combustible.
6552	Lógica de bomba de combustible	0 hasta 100 %	80 %	Punto de parada de la bomba de transferencia de combustible.
6553	Chequeo de llenado de combustible	De 0,1 a 999,9 s Clases de fallo	60 s Aviso	Temporizador de la alarma de la bomba de transferencia de combustible y clase de fallo. La alarma se activa si se activa el relé de la bomba de combustible, pero el nivel de combustible no aumenta un 2 % durante el tiempo de retardo.
6554	Lógica de bomba de combustible	Entrada multifunción [102/105/108], Ext. Ana. En [1 a 8], autodetección	Autodetección	La entrada multifunción o la entrada analógica externa para el sensor de nivel de combustible. Configure la entrada en Utility Software, en <i>Configuración de E/S y hardware</i> . Seleccione la entrada multifunción si se utiliza 4-20 mA. Seleccione <i>Autodetección</i> si se utiliza una entrada multifunción con un nivel de combustible RMI.

#### Salida de relé

En Utility Software, en *Configuración E/S y hardware*, seleccione el relé de salida para controlar la bomba de combustible, como se muestra en el siguiente ejemplo. Si no desea una alarma cada vez que se active la salida, configure el relé de salida como un relé de límite.

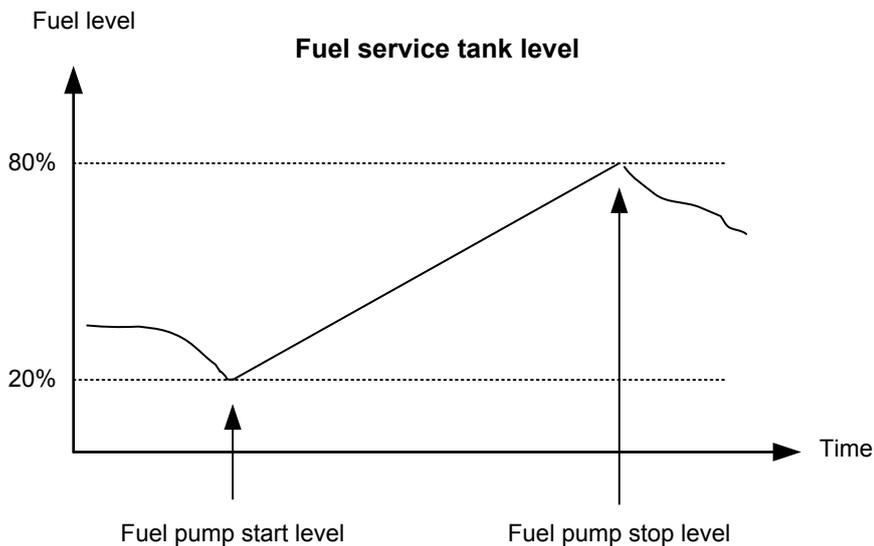
	<u>Function</u>	<u>Alarm</u>	
	Output Function	Alarm function	Delay
Output 5	Fuel tank output ▼	M-Logic / Limit relay ▼	0 ▲▼

El controlador activa el relé cuando el nivel de combustible se encuentra por debajo del límite de arranque. El controlador desactiva el relé cuando el nivel de combustible se encuentra por encima del límite de parada.

**NOTA** El relé de la bomba de combustible se puede activar utilizando M-Logic (*Salida > Comando > Activar bomba de combustible*).

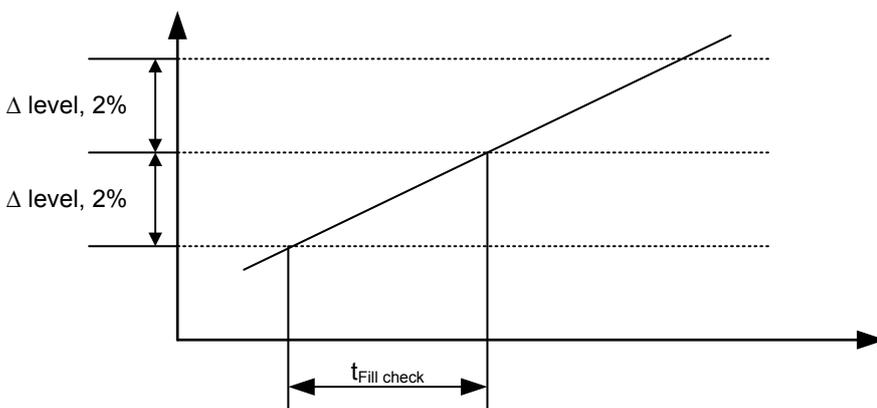
#### Cómo funciona

El diagrama a continuación muestra cómo se arranca la bomba de combustible cuando el nivel de combustible alcanza el 20 % y se para de nuevo cuando el nivel alcanza el 80 %.



### Chequeo de llenado de combustible

Cuando la bomba de combustible está en marcha, el nivel de combustible debe aumentar en 2 % dentro del temporizador de **chequeo de llenado de combustible** configurado en el menú 6553. Si el nivel de combustible no aumenta en un 2 %, el controlador desactiva el relé de la bomba de combustible y se produce una **Alarma de llenado de combustible**.



**NOTA** El nivel de aumento está fijado a 2 % y no se puede cambiar.

### Nivel y volumen del depósito de combustible

Puede configurar la capacidad del depósito de día en el parámetro 6911. El controlador utiliza este valor y el nivel de combustible para calcular el volumen de combustible. El volumen de combustible se muestra en el utility software en *Supervisión de la aplicación, Datos de grupo(s) electrógeno(s), General*.

### 9.11.2 Lógica de bomba DEF

La lógica de bomba DEF puede activar y detener la bomba DEF para mantener el DEF al nivel requerido. Para esta función, la comunicación con interfaz del motor (EIC) debe facilitar el nivel DEF. Si la EIC no puede facilitar el nivel DEF, puede utilizar la lógica de bomba de fluido genérico en su lugar.

#### Parámetros

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
6721	Arranque de lógica de bomba DEF	0 hasta 100 % 1 hasta 10 s	20 % 1 s	Punto de arranque de la bomba de transferencia DEF.
6722	Parada de lógica de bomba DEF	0 hasta 100 %	80 %	Punto de parada de la bomba de transferencia DEF.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
6723	Chequeo de llenado DEF	0,1 a 999,9 s Clases de fallo	60 s Aviso	Temporizador de la alarma de la bomba de transferencia DEF y clase de fallo. La alarma se activa si se activa el relé de la bomba DEF, pero el nivel DEF no aumenta según la pendiente de llenado DEF (véase 6724) durante el tiempo de retardo.
6724	Pendiente de llenado DEF	1 a 10 %	2 %	Cuando se activa el relé de la bomba DEF, esa es la cantidad que debe aumentar el nivel DEF en el tiempo definido en 6723.

### Salida de relé

En Utility Software, en *Configuración E/S y hardware*, seleccione el relé de salida para controlar la bomba DEF, como se muestra en el siguiente ejemplo. Si no desea una alarma cada vez que se active la salida, configure el relé de salida como un relé de límite.

	Function	Alarm
Output Function	Alarm function	Delay
Output 5	DEF tank output ▼	M-Logic / Limit relay ▼ 0

El controlador activa el relé cuando el nivel DEF se encuentra por debajo del límite de arranque. El controlador desactiva el relé cuando el nivel DEF se encuentra por encima del límite de parada.

**NOTA** El relé de la bomba DEF se puede activar utilizando M-Logic (*Salida > Comando > Activar bomba DEF*).

### 9.11.3 Lógica de bomba genérica

La lógica de bomba fluida puede arrancar y parar una bomba para mantener cualquier fluido al nivel requerido.

#### Parámetros

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Detalles
6731	Arranque de bomba de fluido	0 hasta 100 % De 1 a 10 s	20 % 1 s	Punto de arranque de la bomba de transferencia de fluido.
6732	Parada de bomba de fluido	0 hasta 100 %	80 %	Punto de parada de la bomba de transferencia de fluido.
6733	Comprobación de fluido	De 0,1 a 999,9 s Clases de fallo	60 s Aviso	Temporizador de la alarma de la bomba de transferencia de fluido y clase de fallo. La alarma se activa si se activa el relé de la bomba de fluido, pero el nivel de fluido no aumenta según la pendiente de llenado de fluido (véase 6735) durante el tiempo de retardo.
6734	Registro de bomba de fluido.	Entrada multifunción [102/105/108], Ext. Ana. Entrada [de 1 a 8]	Entrada multifunción 102	Seleccione la entrada analógica del nivel de fluido. Configure la entrada en Utility Software, en <i>Configuración de E/S y hardware</i> .
6735	Pendiente de llenado de fluido	Del 1 al 10 %	2 %	Cuando se activa el relé de la bomba de fluido, esa es la cantidad que debe aumentar el nivel bomba de fluido en el tiempo definido en 6733.

## Salida de relé

En Utility Software, en *Configuración E/S y hardware*, seleccione el relé de salida para controlar la bomba de fluido, como se muestra en el siguiente ejemplo. Si no desea una alarma cada vez que se active la salida, configure el relé de salida como un relé de límite.

	<u>Function</u>	<u>Alarm</u>	
	Output Function	Alarm function	Delay
Output 5	Generic fluid out	M-Logic / Limit relay	0

El controlador activa el relé cuando el nivel bomba de fluido se encuentra por debajo del límite de arranque. El controlador desactiva el relé cuando el nivel bomba de fluido se encuentra por encima del límite de parada.

**NOTA** El relé de la bomba de fluido se puede activar utilizando M-Logic (Salida > Comando > Activar bomba genérica).

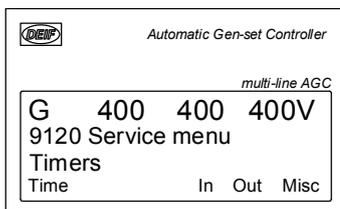
## 9.12 Menú Servicio

El objeto del menú de servicio es proporcionar información sobre las actuales condiciones operativas del grupo electrógeno. La entrada al menú de servicio se realiza utilizando el botón JUMP' (9120 Menú de servicio).

Utilice el menú de servicio para localizar fácilmente los fallos en combinación con el histórico de eventos.

### Ventana de entrada

La ventana de entrada muestra las selecciones posibles en el menú de servicio.

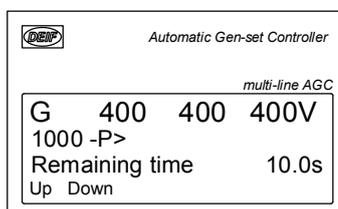


```
Automatic Gen-set Controller
multi-line AGC
G 400 400 400V
9120 Service menu
Timers
Time          In  Out  Misc
```

### Selecciones disponibles

#### Tiempo

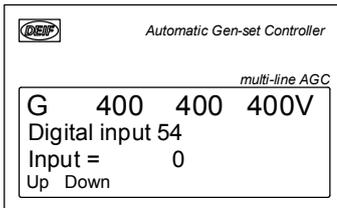
Muestra el temporizador de alarma y el tiempo restante. El tiempo restante indicado es el tiempo restante mínimo. El temporizador realizará una cuenta atrás cuando se haya rebasado la consigna.



```
Automatic Gen-set Controller
multi-line AGC
G 400 400 400V
1000 -P>
Remaining time 10.0s
Up  Down
```

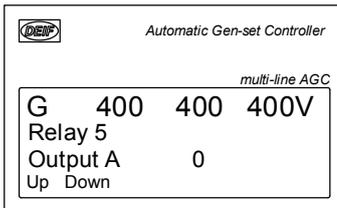
## IN (entrada digital)

Muestra el estado de las entradas digitales.



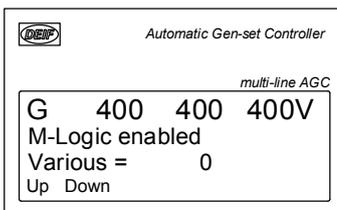
## OUT (salida digital)

Muestra el estado de las salidas digitales.



## MISC (miscelánea)

Muestra mensajes de diversa índole.



## 9.13 Temporizadores de mantenimiento

El controlador puede monitorizar los intervalos de mantenimiento. Están disponibles cuatro temporizadores de mantenimiento para cubrir intervalos diferentes. Los temporizadores de mantenimiento se configuran en los parámetros 6110, 6120, 6300 y 6310.

La función está basada en las horas de operación. Cuando finalice la temporización ajustada, el controlador mostrará una alarma. Las horas de operación se cuentan cuando está presente la realimentación de marcha.

Consignas disponibles en los parámetros 6110, 6120, 6300 y 6310:

- Habilitar: Habilitar/deshabilitar la función de alarma.
- Horas de operación: El número de horas en marcha para activar la alarma. La alarma del temporizador de mantenimiento se activará tan pronto como se hayan alcanzado las horas de operación ajustadas.
- Día: El número de días para activar la alarma - si el número de horas en marcha no se alcanza antes de este número de días, la alarma todavía seguirá activada. La alarma del temporizador de mantenimiento se activará a las 8:00 AM del día en que expire la alarma.
- Clase de fallo: La clase de fallo de la alarma.
- Salida A: Relé que se ha de activar cuando se active la alarma.
- Reset: Habilitar esto repondrá a cero el temporizador de mantenimiento. Esto tiene que realizarse cuando la alarma está activada.

## 9.14 Temporizadores de mando

El objeto de temporizadores de comandos es poder, por ejemplo, arrancar y parar automáticamente el grupo electrógeno en momentos específicos cada día de la semana o en días específicos. Si está activado el modo Auto, esta función está disponible en operación en modo isla, transferencia de carga, exportación de potencia a la red y operación a potencia fija. Se pueden utilizar hasta cuatro temporizadores de comandos para, por ejemplo, arranque y parada. Los temporizadores de mando están disponibles en M-Logic y se pueden utilizar con otros fines distintos del arranque y parada automáticos del grupo electrógeno. Cada temporizador de comando se puede configurar para los siguientes períodos de tiempo:

- Días individuales (L, M, MI, J, V, S, D)
- L, M, MI, J
- L, M, MI, J, V
- L, M, MI, J, V, S, D
- S, D

**NOTA** Para arrancar en el modo AUTO, se puede programar el comando "Arranque/parada en Auto" en M-Logic o en la configuración de entradas.

**NOTA** Los comandos dependientes del tiempo se utilizan como banderas que se izan cuando el temporizador de mando está en el período activo.

## 9.15 Función de cambio del aceite

El objeto de la función de cambio del aceite es dar la oportunidad de sustituir una pequeña porción del aceite lubricante del motor por aceite fresco o nuevo. Esto significa que la calidad del aceite se mantiene a un nivel satisfactorio sin que se degrade de manera significativa el aceite (por ejemplo, contaminación y valor TBN) durante todo el período entre cambios de aceite.

El intervalo de tiempo entre cambios de aceite se supone que es de 1000 horas de operación. La función de cambio del aceite leerá el número de horas de operación del motor a través de la comunicación con la interfaz del motor (EIC). El contador de horas de operación en el controlador se utiliza únicamente si no está disponible el contador de la EIC.

La función en el controlador consiste en activar un relé en condiciones definidas. En tal caso, el relé se debe utilizar para el sistema de cambio del aceite (que no entra dentro del alcance de suministro de DEIF), cuando se extraiga y se añada aceite lubricante al motor. Para desempeñar esta función está disponible cualquier relé de libre configuración. En el parámetro 6890, está disponible una consigna que se puede configurar entre 1 y 999 horas para definir cuándo se debe cerrar el relé y se puede elegir cuándo se debe utilizar el relé. Además, este parámetro se puede invertir, lo cual significa que el relé permanecerá cerrado hasta que se alcance la consigna.

Cuando el contador de horas de operación haya alcanzado 1000 horas, el controlador reseteará las horas tan solo para la función de cambio del aceite. Si, por ejemplo, se ha configurado la consigna a 750 horas y no está habilitada "inversa", el relé se cerrará a las 750 horas y permanecerá cerrado hasta que se alcancen 1000 horas y luego el contador de horas comienza a contar de nuevo a partir de 0 horas.

## 9.16 Funciones de interruptores

### 9.16.1 Tipos de interruptores

Existen cinco opciones seleccionables para configurar el tipo de interruptor tanto para el interruptor de red como el interruptor del generador.

#### NE Continua y ND Continua

Este tipo de señal encuentra su uso más frecuente en combinación con un contactor. Cuando se utiliza este tipo de señal, el AGC utilizará únicamente los relés de cierre del interruptor. El relé se cerrará para cerrar el contactor y se abrirá para abrir el contactor. El relé abierto se puede utilizar para otros fines. NE Continuo corresponde a una señal normalmente energizada y ND Continuo corresponde a una señal normalmente desenergizada.

#### Impulsos

Este tipo de señal encuentra su uso más frecuente en combinación con un interruptor automático. Con la configuración Impulsos, el AGC utilizará el relé de comando de cierre y el relé de comando de apertura. El relé de cierre del interruptor se cerrará durante un breve tiempo para cerrar el interruptor automático. El relé de apertura del interruptor se cerrará durante un breve tiempo para abrir el interruptor automático.

#### Externo/No control por ATS

Este tipo de señal se utiliza para indicar la posición del interruptor, pero el interruptor no está controlado por el AGC.

#### Compacto

Este tipo de señal encontrará su uso más frecuente en combinación con un interruptor compacto, un interruptor motorizado con control directo. Con la configuración Compacto, el AGC utilizará el relé de comando de cierre y el relé de comando de apertura. El relé de cierre del interruptor se cerrará durante un breve tiempo para que se cierre el interruptor automático compacto. El relé de apertura del interruptor se cerrará para abrir el interruptor automático compacto y se mantendrá cerrado durante un tiempo suficiente para que el motor del interruptor recargue el interruptor automático. Si se produce un disparo externo del interruptor compacto, éste se recarga automáticamente antes del próximo cierre.

**NOTA** Si se selecciona el interruptor compacto, se puede ajustar la duración de la señal de apertura del interruptor. Esto puede realizarse en el menú 2160/2200.

## 9.16.2 Fallo de posición de interruptor

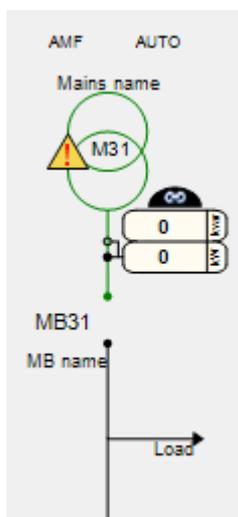
En todo momento, el controlador debe obtener realimentación del interruptor sobre su posición, es decir, sobre si está abierto o cerrado.

La alarma de fallo de posición se activa:

- Cuando el controlador no está recibiendo del interruptor realimentación ni de estado abierto ni cerrado.
- Cuando el controlador recibe simultáneamente señales de realimentación tanto de estado abierto como cerrado del interruptor.

Controlador	Interruptor	Parámetros
Grupo electrógeno	Interruptor del generador	Fallo de pos. de interruptor GB (menú 2180)
Grupo electrógeno	Interruptor de red	Fallo de posición de interruptor de red MB (menú 2220)
Red	Interruptor de entrega de potencia	Fallo de posición de interruptor de entrega de potencia TB (menú 2180)
Red	Interruptor de red	Fallo de posición de interruptor de red MB (menú 2220)
BTB (interruptor acoplador de barras)	Interruptor acoplador de barras	Fallo de posición de interruptor acoplador de barras (BTB) (menú 2180)

Cuando un controlador tiene en su interruptor una alarma de fallo de posición, en la supervisión de la aplicación, el fallo de posición se realiza como se muestra a continuación.



**NOTA** Por defecto, la clase de fallo de la alarma de fallo de posición es *Advertencia*. Esto permite al interruptor reintentar la acción que estaba haciendo antes de que se activase la alarma.

## 9.16.3 Tiempo de carga del resorte del interruptor

Para evitar fallos de cierre del interruptor en situaciones en las cuales se emite el comando de cierre del interruptor antes de que se haya cargado el resorte del interruptor, es posible ajustar el tiempo de carga del resorte del GB/TB y del MB.

A continuación se describe una situación en la cual se arriesga un posible fallo de cierre:

1. El grupo electrógeno se encuentra en el modo Auto, la entrada de arranque/parada en modo Auto está activada, el grupo electrógeno está en marcha y el GB está cerrado.
2. Se desactiva la entrada de arranque/parada en modo Auto, se ejecuta la secuencia de parada y se abre el GB.
3. Si se activa de nuevo la entrada de arranque/parada en modo Auto antes de que haya terminado la secuencia de parada, el GB señalará un fallo de cierre del GB ya que el GB necesita tiempo para cargar el resorte antes de que esté listo para el cierre.

Se utilizan diferentes tipos de interruptores automáticos y, por tanto, existen dos soluciones posibles:

1. Controlado por temporizador: Una consigna de tiempo de carga para el control del GB/TB y del MB en el caso de interruptores sin realimentación que indique que se ha cargado el resorte. Una vez se ha abierto el interruptor, no podrá cerrarse de nuevo antes de que haya expirado el retardo. Las consignas se encuentran en los menús 6230, 7080 y 8190. Utilizando el controlador de red AGC Mains (Opción G5), se puede conectar la realimentación de carga del resorte suministrada por el interruptor de entrega de potencia (TB) en vez de la realimentación de carga del resorte del interruptor GB.
2. Entrada digital: Para la realimentación desde los interruptores se deben utilizar dos entradas configurables: Una para Resorte del GB/TB cargado y una para Resorte del MB cargado. Después de haber abierto el interruptor, no se permitirá que cierre de nuevo antes de que estén activadas las entradas configuradas. Estas entradas se configuran en el utility software. Cuando los temporizadores están realizando la cuenta atrás, el tiempo restante se muestra en la pantalla.

Si las dos soluciones se utilizan combinadas, deben cumplirse ambos requisitos para que se permita el cierre del interruptor automático.

### Indicación de los LEDs del interruptor

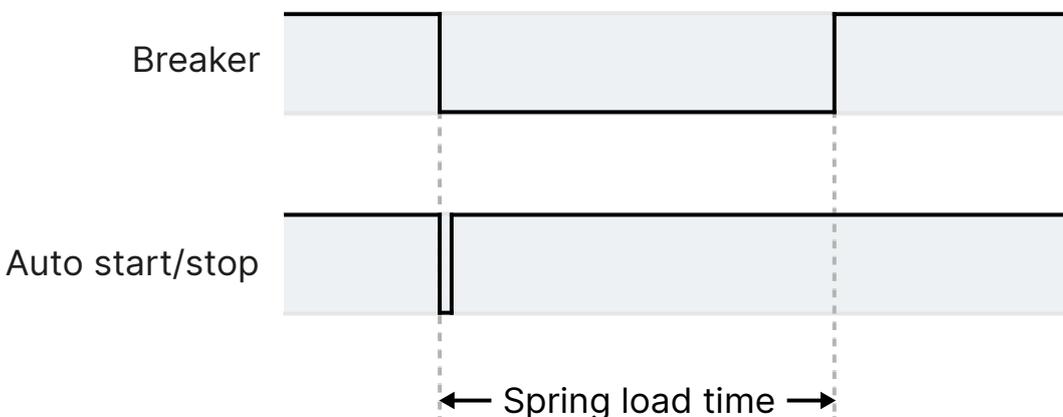
Para alertar al usuario de que se ha iniciado la secuencia de cierre del interruptor automático, pero que está esperando a un permiso para emitir el comando de cierre, el LED indicador del interruptor automático destellará en amarillo en tal caso.

Si el interruptor necesita tiempo para recargar el resorte después de que se haya abierto, el AGC puede tener este retardo en cuenta. Esto puede ser controlado a través de los temporizadores en el AGC o utilizando las realimentaciones digitales desde el interruptor, en función del tipo de interruptor.

### 9.16.4 Principio del tiempo de carga del resorte del interruptor

El diagrama muestra un ejemplo en el cual un solo AGC operando en modo isla está controlado por la entrada Arranque/parada en AUTO.

Esto es lo que ocurre: Cuando se desactiva la entrada Arranque/parada en AUTO, se abre el interruptor de generador GB. El arranque/parada en AUTO se reactiva inmediatamente después de que se haya abierto el GB, por ejemplo, el operador lo reactiva utilizando un interruptor en el cuadro eléctrico. Sin embargo, el AGC espera un rato antes de emitir de nuevo la señal de cierre, ya que tiene que transcurrir el tiempo de carga del resorte (o la entrada digital debe estar activada - no mostrada en este ejemplo). Una vez que ha ocurrido esto, el AGC emite la señal de cierre.



## 9.16.5 Interruptor extraído

Interruptor extraído es una función que se utiliza cuando está activo el modo test del interruptor o cuando el interruptor ha sido extraído para su mantenimiento. La característica "interruptor extraído" informa al sistema de que la posición física del interruptor es Abierto independientemente de la realimentación de posición del interruptor real, lo cual permite maniobrar el interruptor extraído sin interferir en el resto del sistema.

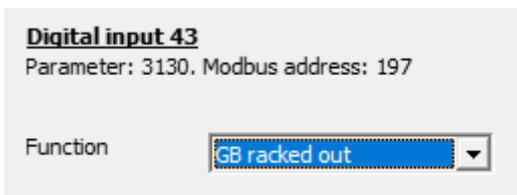
**NOTA** Cuando se ha activado la función *Interruptor extraído*, el controlador específico espera que el interruptor sea seccionado físicamente de las barras y, de este modo, se pueda abrir el interruptor y se pueda cerrar instantáneamente sin ningún chequeo de la sincronización, independientemente del estado de las barras.

Cuando el interruptor haya sido extraído para su mantenimiento, tal vez no se reciba en el controlador la señal de realimentación de posición, lo cual genera una alarma de *Fallo de posición* y mientras el interruptor se encuentre en el modo Test, el técnico podría operar el interruptor manualmente, provocando una alarma de *Interruptor disparado externamente*.

Si se activan las alarmas antes mencionadas mientras está activo el *interruptor extraído*, las alarmas se suprimen cambiando la clase de fallo de las alarmas específicas a *Advertencia*. Esto garantiza que las alarmas no interferirán con ningún otro interruptor del sistema.

Un controlador de generador DG o de red que tenga activada la función *Interruptor extraído* informará a los otros controladores del sistema de que el interruptor está abierto, pero también de que la fuente de potencia correspondiente no está disponible en barras.

En la lista de entradas del Utility software para PC, la etiqueta "interruptor extraído" se asigna a entradas específicas, véase captura de pantalla a continuación.



**NOTA** En función del tipo de controlador, en la lista de entradas se muestra interruptor GB, interruptor TB, interruptor MB o interruptor BTB *extraído*.

Para que la función "Interruptor extraído" se active se deben cumplir varias condiciones:

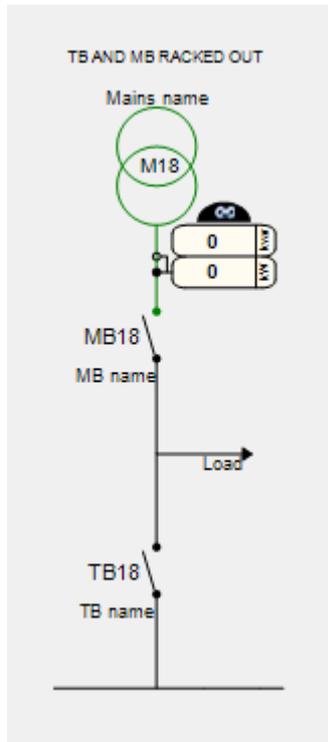
1. El controlador se debe encontrar bien en el modo de marcha semiautomático o manual
2. *Realimentación de pos. de interruptor DESACTIVADA* está activa o existe un fallo de posición en el interruptor específico
3. La entrada de interruptor extraído está alta

Si se cumplen las condiciones arriba mostradas, el texto de estado y el Utility software para PC mostrarán "INTERRUPTOR EXTRAÍDO".

**NOTA** Si se produce *fallo de posición* o *disparo ext. de interruptor* mientras el interruptor está extraído y la entrada de la funcionalidad es alta, se mostrarán las alarmas pero se inhibirá la clase de fallo.

Las imágenes inferiores muestran una red con los interruptores MB y TB extraídos, 1 señal de realimentación ACTIVADA y 1 señal de realimentación DESACTIVADA se siguen reconociendo como señal abierta mientras la entrada de interruptor extraído está a nivel alto.

Input status	
<input type="radio"/> Digital input 43	43
<input type="radio"/> Digital input 44	44
<input type="radio"/> Digital input 45	45
<input type="radio"/> Digital input 46	46
<input type="radio"/> Digital input 47	47
<input type="radio"/> Digital input 48	48
<input checked="" type="radio"/> MB RACKED OUT	49
<input checked="" type="radio"/> TB RACKED OUT	50
<input type="radio"/> Digital input 51	51
<input type="radio"/> Digital input 52	52
<input type="radio"/> Digital input 53	53
<input type="radio"/> Digital input 54	54
<input type="radio"/> Digital input 55	55
<input type="radio"/> Digital input 23	23
<input type="radio"/> MB pos. feedback OFF	24
<input checked="" type="radio"/> MB pos. feedback ON	25
<input checked="" type="radio"/> TB pos. feedback OFF	26
<input type="radio"/> TB pos. feedback ON	27
<input type="radio"/> Emergency stop	118
<input type="radio"/> Digital input 117	117
<input type="radio"/> Digital input 116	116
<input type="radio"/> Digital input 115	115
<input type="radio"/> Digital input 114	114
<input type="radio"/> Digital input 113	113
<input type="radio"/> Digital input 112	112



**NOTA** Es importante chequear físicamente que el interruptor esté realmente extraído/seccionado de las barras o que se encuentre físicamente en la posición de test. Cuando la señal del interruptor extraído está activa, no existe sincronización y el interruptor no está físicamente extraído, un comando de cierre enviado al interruptor desde el controlador podría potencialmente provocar la conexión de un generador y unas barras en tensión fuera de sincronismo.

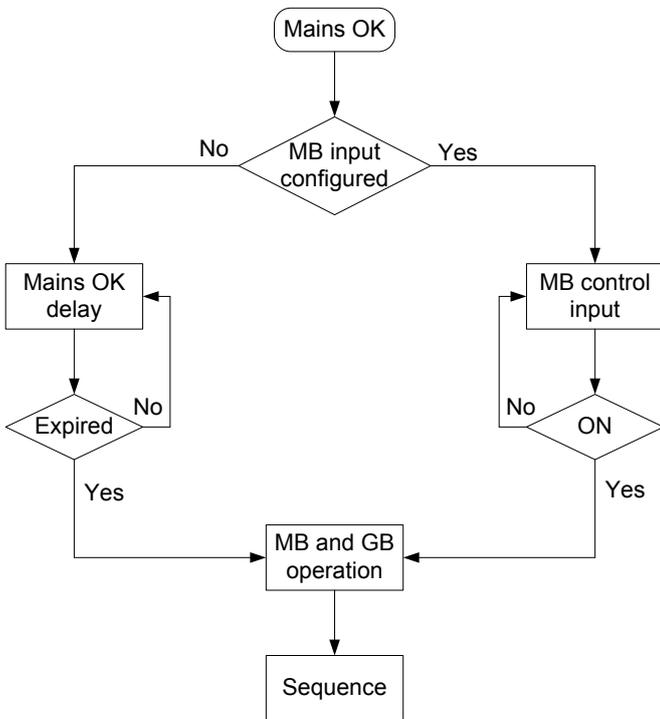
**NOTA** Cuando un controlador de grupo electrógeno se encuentra en el modo interruptor extraído, no se podrá utilizar la función de relé de tierra. Véase **Opción G5** para obtener más información sobre el relé de tierra.

## 9.17 Control digital de interruptor de red

Normalmente, el controlador ejecutará la secuencia de automático en fallo de red según los ajustes de la configuración del sistema. Además de estos ajustes, es posible configurar una entrada digital que puede emplearse para controlar la secuencia de retorno de red. Esta entrada es la entrada de "Red OK". El objeto de esta función es permitir que un dispositivo externo o un usuario controle la secuencia de retorno de red. El dispositivo externo puede ser, por ejemplo, un PLC.

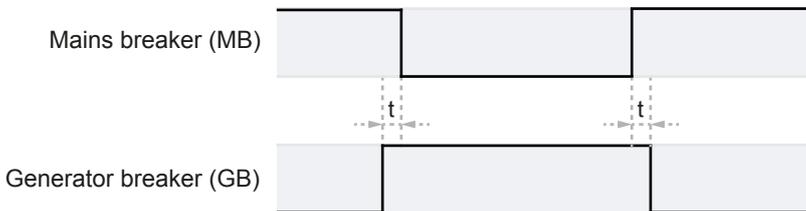
El diagrama de flujo inferior muestra que si la entrada está configurada, debe activarse (mediante un impulso) para iniciar la secuencia de retorno de red. La carga continuará alimentada desde el generador si no se activa esta entrada.

El retardo de red OK no se utiliza para nada cuando la entrada "Red OK" está configurada.



## 9.18 Operación en paralelo de breve duración

Si *Solape* (menú 2760) está *Activado*, el controlador impone un tiempo máximo para la operación en paralelo del suministro del generador y de la red. Su función es cumplir los requisitos locales para la operación en paralelo de breve duración. La función de solape solo está disponible en los modos Automático en fallo de red y Transferencia de carga.



Cuando el interruptor del generador está cerrado, el interruptor de la red se abre automáticamente antes de que finalice el temporizador (t). De manera similar, cuando se cierra el interruptor de la red, el interruptor del generador se abre antes de que finalice el temporizador (t). El temporizador se puede configurar (de 0,10 a 99,90 segundos).

**NOTA** El temporizador es un tiempo máximo. Los dos interruptores nunca están cerrados durante más tiempo que la consigna.

**NOTA** Si esta función se utiliza en una aplicación de gestión de potencia (Opción G5), para la red AGC se produce el solape entre el interruptor de red y el interruptor de entrega de potencia.

## 9.19 Droop dependiente de la frecuencia o de la tensión.

Esta función de droop es una función auxiliar de red. Se puede utilizar cuando el grupo electrógeno está operando en paralelo a la red en los siguientes modos: *Potencia fija*, *Exportación de potencia a la red* y *Recorte de puntas de demanda*. Si la frecuencia o la tensión cae o aumenta debido a una inestabilidad en la red, la curva del droop de potencia dependiente de la frecuencia o la tensión compensa la consigna de potencia. La consigna de potencia se reduce para una frecuencia o tensión de red mayor. La consigna de potencia se incrementa cuando la frecuencia o tensión de red es inferior a la especificada.

## Parámetros para droop dependiente de la frecuencia o de la tensión

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Descripción
7051	Config. control P	Del 0 al 100 % de la potencia nominal	100 %	Consigna de potencia fija.
*	Banda muerta baja (7121)	Del 0 al 99,99 % de la frecuencia/tensión nominal	0,4 %	Banda muerta para subfrecuencia o subtensión de red interconectada.
*	Banda muerta alta (7122)	Del 0 al 99,99 % de la frecuencia/tensión nominal	0,4 %	Banda muerta para sobrefrecuencia o sobretensión de red interconectada.
*	Histéresis baja (7123)	Del 0 al 99,99 % de la frecuencia/tensión nominal	99,89 %	Histéresis para subfrecuencia o subtensión de red interconectada. Si este parámetro se configura por encima de Banda muerta baja, se deshabilita la histéresis baja.
*	Histéresis alta (7124)	Del 0 al 99,99 % de la frecuencia/tensión nominal	99,89 %	Histéresis alta en porcentajes de la frecuencia/tensión nominal. Si este parámetro se configura por encima de Banda muerta alta, se deshabilita la histéresis alta.
*	P mín.	0 hasta 20000 kW	24 kW**	Límite, potencia activa mínima.
*	P máx.	0 hasta 20000 kW	480 kW**	Límite, potencia activa máxima.
*	Pendiente baja	De -20 000 a 20 000 kW/%	96 kW/%**	Gradiente durante subfrecuencia o subtensión de red. Este ajuste determina el aumento/disminución de la referencia de potencia en función del porcentaje que el valor real disminuye por debajo de la frecuencia/tensión nominal.
*	Pendiente alta	De -20 000 a 20 000 kW/%	-96 kW/%**	Gradiente durante sobrefrecuencia o sobretensión de red. Este ajuste determina el aumento/disminución de la referencia de potencia en función del porcentaje que el valor real aumenta por encima de la frecuencia/tensión nominal.
*	Seleccionar curva	P(X1) N.A.	P(X1)	<b>P(X1)</b> : el eje X es la potencia.
*	Seleccionar curva	f U N.A.	f	<b>f</b> : el eje Y es la frecuencia. <b>U</b> : el eje Y es la tensión.
*	Habilitar curva	Deshabilitar Habilitar	Deshabilitar	Observe que la función de curva de droop está deshabilitada por defecto. Modifique este parámetro para habilitarla.
*	Retardo de recuperación	0 hasta 3600 s	600 s	El temporizador arranca cuando la frecuencia de red vuelve a la banda muerta. El controlador utiliza la rampa de potencia 3 hasta que este temporizador agota su cuenta atrás o la frecuencia se sale de la banda muerta.  La rampa de potencia 3 está disponible únicamente si tiene la Opción A10. Puede ajustarla con los parámetros 2801 y 2802.
*	Método de cálculo	P momentánea P instalada	P instalada	<b>P momentánea</b> : utilice la P real para los cálculos.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Descripción
				<b>P instalada:</b> utilice la P nominal para los cálculos.
*	Método de cálculo de la pendiente de droop	Absoluto Porcentaje	Absoluto	Método de cálculo para el gradiente.
*	Pendiente baja	De -100 a 100	5 % de potencia/% f/U	Gradiente durante subfrecuencia o subtensión de red.
*	Pendiente alta	De -100 a 100	-5 % de potencia/% f/U	Gradiente durante sobrefrecuencia o sobretensión de red.

\*Nota: Utilice utility software para configurar estos parámetros, en *Protección avanzada, Curva de droop 1*.

\*\*Nota: Si *Factor de escala* (parámetro 9030) vale 100 hasta 25 000 V.

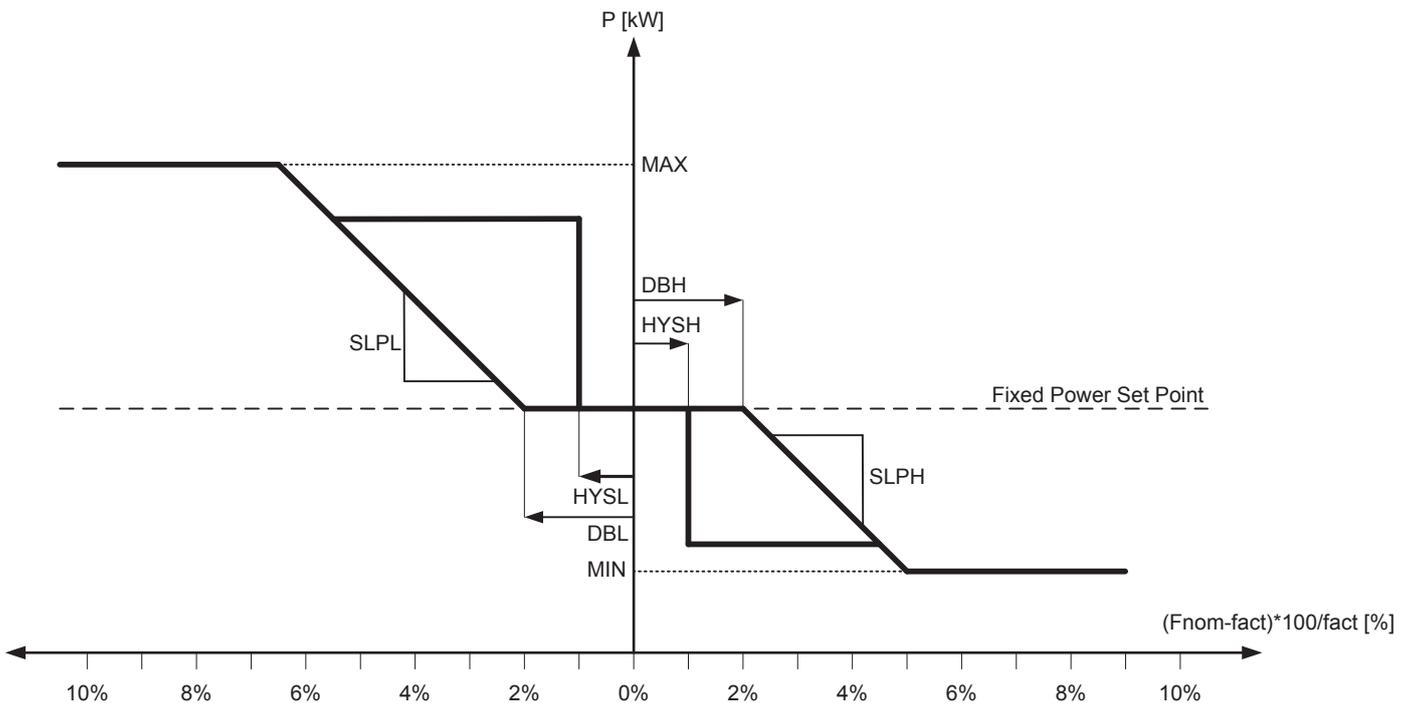


### Más información

La curva de droop 1 es utilizada también por la Opción A10. Es posible cumplir los nuevos reglamentos de distribución y transmisión de electricidad con controladores AGC y la Opción A10. Para obtener una explicación más detallada de la curva de droop 1, véase **Potencia activa dependiente de la sobrefrecuencia y subfrecuencia en Opción A10**.

### Ejemplo:

Con una frecuencia nominal de 50 Hz y una frecuencia real de 51,5 Hz, existe una desviación de 1,5 Hz, la cual equivale a una desviación del 3% respecto al valor de ajuste nominal. El grupo electrógeno realizará un droop de potencia hasta 400 kW conforme al diagrama inferior.



La curva de droop se puede especificar dentro de la zona desde P mín a P máx.

Cuando se activa el droop, la función se basa en el valor real para la consigna de potencia. Si, por ejemplo, esta función se activa durante la rampa de potencia y el valor de potencia real es de 200 kW, el droop se ejecuta sobre la base de 200 kW como *Consigna de potencia fija* señalada en el diagrama.

Las pendientes (*Pendiente baja (7133)* y *Pendiente alta (7134)*) se utilizan siempre que la frecuencia de red se aleje del valor nominal configurado. Cuando la red esté comenzando a recuperarse y la frecuencia se acerque al valor nominal

configurado, la consigna de potencia espera a restaurarse hasta que la frecuencia esté dentro de los límites de histéresis. Si la histéresis está deshabilitada, la consigna de potencia se restaura utilizando la pendiente.

Cuando se está ejecutando el droop, a las pendientes se les aplica un factor de escala sobre la base del tamaño de la potencia real actual al arrancar el droop, en comparación con la potencia nominal especificada. Por ejemplo, si un grupo electrógeno de potencia nominal 1000 kW está produciendo 500 kW cuando se activa la función de droop, se utilizará únicamente el 50 % de los valores de pendiente. Para un droop nominal del 40 % por Hz, un grupo electrógeno de 1000 kW (50 Hz) se debe configurar con pendientes de 200 kW/%. Si el grupo electrógeno solo produce 500 kW cuando el droop se activa, la pendiente real es de 100 kW/%.

Si *Selección auto de rampa* está habilitada (parámetro 2624), durante el droop de potencia dependiente de la frecuencia se utiliza el par de rampas secundarias. Para impedir una nueva situación con la red averiada, durante o después de una situación con una red inestable, las rampas más lentas podrían ser de utilidad. Las rampas secundarias se deshabilitan automáticamente de nuevo cuando el droop de potencia dependiente de la frecuencia haya dejado de estar activo y se haya alcanzado la consigna de potencia especificada. Si la función *Selección auto de rampa* está deshabilitada, solo es posible activar las rampas secundarias utilizando M-Logic. Los parámetros utilizados para las rampas secundarias se señalan en la tabla inferior.

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto	Descripción
2616	Rampa de carga de potencia 2	0,1 a 20 %/s	0,1 %/s	Pendiente de rampa 2 al acelerar.
2623	Rampa de descarga de potencia 2	0,1 a 20 %/s	0,1 %/s	Pendiente de rampa 2 al decelerar (no utilizada para descarga).
2624	Selección de rampa auto	Habilitado, No habilitado	Habilitado	Activar o deshabilitar la selección automática de rampas secundarias.

## 9.20 Compensaciones de potencia y de cos fi

### 9.20.1 Compensaciones de potencia

Esta función sirve para obtener una compensación de potencia a partir de Pnom, estando disponibles 3 compensaciones. Es posible habilitar las compensaciones en M-Logic, en donde las compensaciones pueden utilizarse como evento o como salida en los cuales pueden activarse o desactivarse compensaciones. La compensación se puede configurar en los menús 7220 hasta 7225. Las compensaciones de potencia habilitadas se sumarán/restarán de la consigna de potencia fija en el menú 7051, que está referida a Pnom.

**NOTA** La consigna de potencia fija ajustada se mantendrá dentro del parámetro 7023 *Carga mínima* y *Pnom*.

### 9.20.2 Compensaciones (offsets) de Cos fi

Esta función sirve para realizar una compensación del cos fi a partir de la consigna de cos fi. Están disponibles 3 compensaciones. Es posible habilitar compensaciones vía M-Logic, en donde las compensaciones se pueden utilizar como evento o como salida en las cuales pueden activarse o desactivarse compensaciones. Por ejemplo, *Output (Salida), Commands (Comandos), Act. cos phi offset 1 (Activar compens. 1 cos fi)* y *Output (Salida), Commands (Comandos), Deact. cosphi offset 1 (Desactivar compens. 1 de cos fi)*. Las compensaciones de cos fi pueden configurarse en los menús 7241-7245. Las compensaciones de cos fi habilitadas se sumarán/restarán de la consigna de cos fi fijada en el menú 7052.

**NOTA** La consigna de cos fi fijo ajustada se mantendrá dentro de *Advanced Protection (Protección avanzada), Cosphi curve (Curva de cos fi), Cosphi min set (Consigna mínima de cos fi) (7171)* y *Cos fiphi max set (Consigna máx. de cos fi) (7173)*.

**NOTA** Los valores en el menú 7050 define el cos de fi. Éste no es el valor del factor de potencia (PF) mostrado en la pantalla. cos fi y el factor de potencia (PF) coinciden únicamente si la forma de onda de corriente alterna es una onda senoidal verdadera.

## 9.21 Control de consignas externas por RRCR

La red puede utilizar un Receptor de Control de Rizado por Radio (RRCR) para gestión de la carga. El AGC puede utilizar las señales del RRCR para regulación de potencia activa y de potencia reactiva.

Puede utilizar cuatro entradas binarias (procedentes de un receptor RRCR externo) para configurar 16 combinaciones de señales. Cada una de estas 16 combinaciones de señales se puede utilizar para una consigna de *Potencia* y una consigna de *Potencia reactiva* o *cos fi*.

También puede realizar consignas combinadas, por ejemplo, *Potencia activa* y *Potencia reactiva* utilizando idénticas entradas.

Para realimentación al receptor RRCR, puede utilizar cuatro salidas de relé para configurar 16 combinaciones de señales. Esta realimentación se puede utilizar únicamente para representar la consigna de *Potencia activa*.

**NOTA** Como alternativa al receptor RRCR, el controlador puede utilizar entradas de Modbus o entradas analógicas para gestión de carga.

### 9.21.1 Configuración del receptor RRCR

Utilice el utility software para configurar la respuesta del controlador a las señales del receptor RRCR.

#### Configure las entradas en M-Logic

Utilice M-Logic para definir las cuatro entradas binarias. Para que el RRCR funcione se deben configurar las cuatro entradas. Seleccione las entradas en *Output (Salida)*, *Power Limit Inputs (Entradas de limitación de potencia)*, *Power Limit Input (Entrada de limitación de potencia) [01 hasta 04]*.

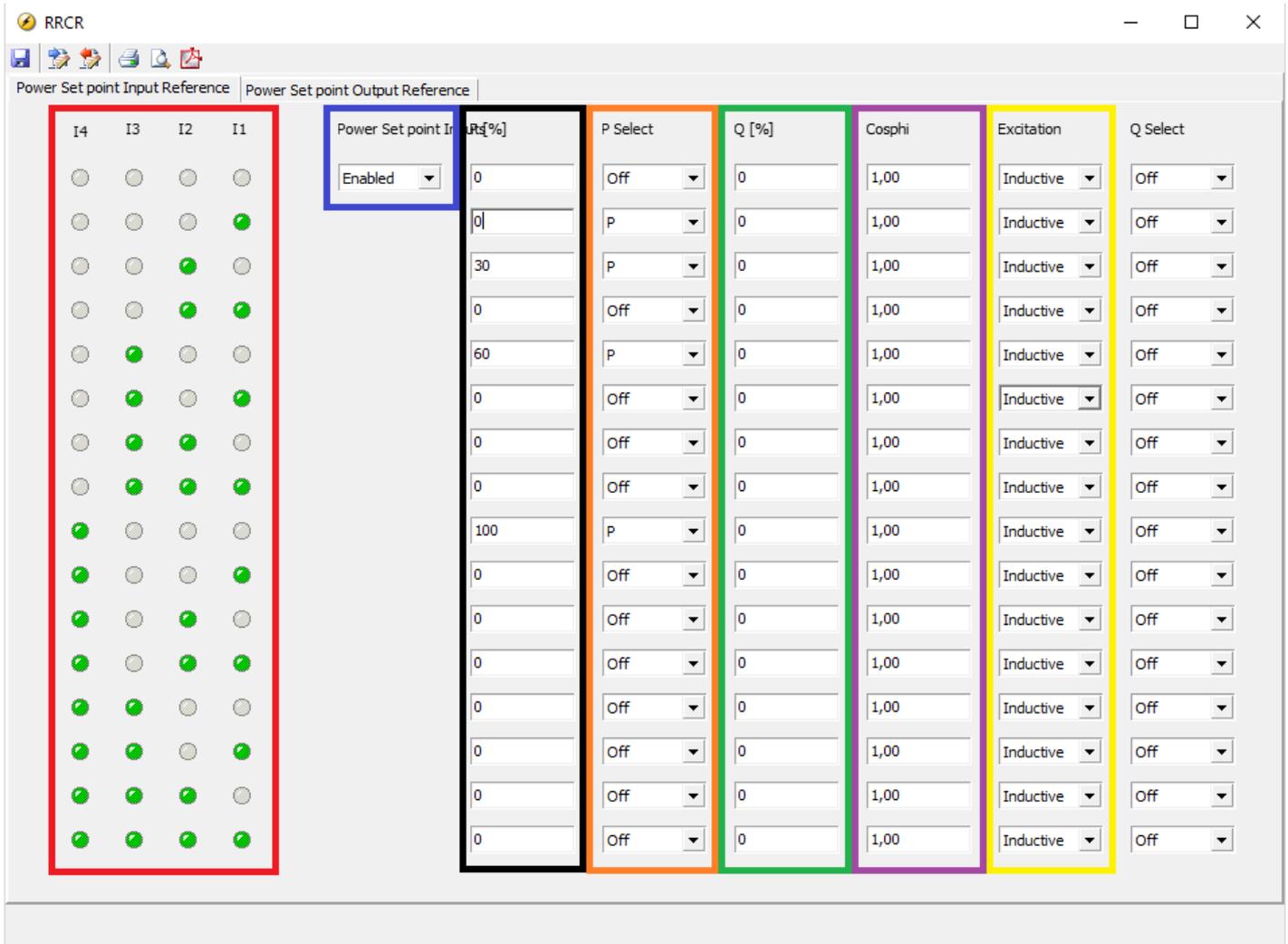
**Figura 9.2** Ejemplo de entrada del receptor RRCR: DI 23 activa la entrada I1 del receptor RRCR



#### Configure las entradas del receptor RRCR para las entradas de consigna de potencia

Seleccione el icono del receptor *RRCR* en la barra de tareas del utility software: . Aparece la ventana del **RRCR**.

**Figura 9.3** Ejemplo de receptor RRCR para entradas de consigna de potencia



**Ejemplo de entradas de consigna de potencia del RRCR**

Como muestra la figura inferior, están habilitadas las entradas de consigna de potencia para el RRCR.

- Cuando está activada solo la entrada 1, la consigna de potencia del controlador es 0 %.
- Cuando está activada solo la entrada 2, la consigna de potencia del controlador es 30 %.
- Cuando está activada solo la entrada 3, la consigna de potencia del controlador es 60 %.
- Cuando está activada solo la entrada 4, la consigna de potencia del controlador es 100 %.

Para todas las demás combinaciones de entradas del RRCR, la consigna de potencia del controlador es 0 %.

Las entradas del RRCR no controlan la consigna de Q o de cos fi.

Las 16 combinaciones de entrada se muestran a la izquierda de la ventana (cuadro rojo). No puede modificarlas.

El RRCR se *Habilita* (*Deshabilitado* por defecto) utilizando *Entradas de consigna de potencia* (cuadro azul).

Para cada combinación de entradas, en *P [%]* (cuadro negro), elija la consigna de potencia necesaria.

En *Seleccionar P* (cuadro naranja), seleccione *P* para que el controlador utilice *P [%]* como consigna de regulación. Si *Selección P* está en *Off* (*Desactivada*), no se puede utilizar tal combinación de entradas de RRCR para la consigna de potencia.

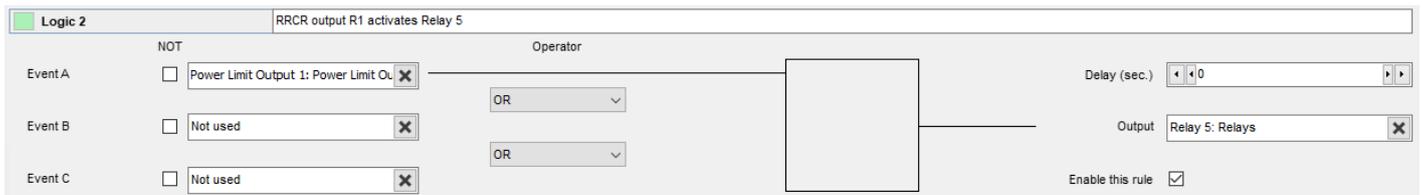
### Configure las entradas de RRCR para entradas de consigna de Q o de cos fi

- En *Q [%]* (cuadro verde), seleccione las consignas de potencia reactiva necesarias. Tenga presente que *Q [%]* debe tener un valor negativo para consignas capacitivas.
- En *cos fi* (cuadro púrpura), elija las consignas de cos fi necesarias.
- En *Excitación* (cuadro amarillo), seleccione *Inductiva* o *Capacitiva* para cos fi. Tenga presente que la selección aquí realizada no afecta a la consigna de Q.
- En *Seleccionar Q*, seleccione la regulación *Off (Desactivada)*, *Q* o *cos fi*. Si se ha seleccionado *Off (Desactivada)*, no se produce regulación ni de la potencia reactiva ni de cos fi.

### Configurar las salidas en M-Logic

También puede utilizar M-Logic para definir las salidas opcionales. Seleccione las salidas en *Events (Eventos)*, *Power Limit Outputs (Salidas de límite de potencia)*, *Power Limit Output (Salida de límite de potencia) [1 hasta 4]*.

**Figura 9.4** Ejemplo de salidas de RRCR: La salida RRCR R1 activa el Relé 5



**NOTA** Las entradas y salidas de RRCR no están vinculadas. Son independientes entre sí.

### Configure las salidas de RRCR (opcional)

En *Referencia de salida de consigna de potencia*, defina las salidas de relé.

**Figura 9.5** Ejemplo de salidas de consigna de potencia para RRCR



**Ejemplo de salidas de consigna de potencia de RRCR**

Como muestra la figura, la salida de consigna de potencia para RRCR está habilitada.

Si la consigna de potencia del controlador es 30 hasta 39 %, se activan R1 y R2.

Si la consigna de potencia del controlador es 40 hasta 49 %, R3 está activada.

A la izquierda, se muestran las 16 combinaciones de salidas (cuadro rojo). No puede modificarlas.

RRCR se *Habilita* (*Deshabilitada* por defecto) utilizando *Salidas de consigna de potencia* (cuadro azul).

Para cada combinación de salidas, seleccione en *P [%]* (cuadro negro) la consigna de potencia.

En *Seleccionar P* (cuadro naranja), seleccione *P* para que el controlador utilice *P [%]* como consigna de regulación. Si *Seleccionar P* está *Off (Desactivada)*, el controlador no utiliza dicha combinación de salidas de RRCR para enviar la consigna de potencia.

**NOTA** La curva de los valores de *P %* debe ser lineal.

## 9.22 Control manual del regulador de velocidad GOV y del regulador de tensión AVR

El regulador manual y la función de control del AVR se pueden activar pulsando  durante más de dos segundos o activando las entradas digitales o los botones AOP para control del regulador de velocidad o del AVR en modo semi-auto. El objeto de esta función es proporcionar al ingeniero de puesta en servicio una herramienta útil para ajustar la regulación.

Cuando se utilicen las flechas de pantalla para aumentar o disminuir un valor, la salida variará mientras esté activo el botón. Para las entradas digitales y los botones del AOP existe un temporizador de tal modo que es posible elegir la duración de un impulso; el temporizador se puede configurar a 0,1 s hasta 10 s. Para el regulador de velocidad, el parámetro del temporizador es 2782 y el parámetro del temporizador para el AVR es 2784. Si, por ejemplo, el temporizador está configurado a 5 s, al pulsar una vez el botón AOP o introducir un impulso desde una entrada digital, se producirá un aumento o disminución de la salida durante 5 s.

La función de la ventana de regulación depende del modo seleccionado:

<b>G</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0V</b>
<b>P-Q Setp</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	
<b>P-Q Reg.</b>	<b>50 %</b>	<b>60 %</b>	
	<u><b>GOV</b></u>	<b>AVR</b>	

### 9.22.1 Modo Manual

En modo manual la regulación está desactivada. Cuando se activa la flecha arriba o abajo, varía el valor de salida hacia el regulador de velocidad GOV o hacia el regulador AVR, siendo éste el valor de Reg.' en la pantalla. Las flechas de subida y bajada tienen idéntica función que las entradas digitales o los botones AOP para control del regulador de velocidad y del regulador de tensión AVR cuando la ventana está abierta. Para salir de la ventana de regulación, pulsar Atrás'.

### 9.22.2 Modo Semiautomático

Al igual que en el modo Manual, las flechas arriba y abajo tienen idéntica función que las entradas digitales o los botones del AOP para control del regulador de velocidad o del regulador de tensión AVR cuando la ventana está abierta.

El valor Config.' se puede modificar pulsando la flecha arriba o abajo. Cuando GOV aparece subrayado, se modificará la consigna del regulador de velocidad y cuando esté subrayado AVR ocurrirá lo mismo con la consigna del regulador de tensión. Al modificar el valor Config.', se añadirá o deducirá del valor nominal un offset o compensación. El valor Reg. es el valor de salida del regulador. Si el grupo electrógeno opera en paralelo, se modificará el valor de consigna de potencia nominal activa o reactiva. Si es un grupo electrógeno autónomo y no paralelo a la red, se modificará y también visualizará la consigna de frecuencia o tensión nominal. Cuando se activa el botón "atrás", la consigna de regulación vuelve al valor nominal.

**NOTA** Si las entradas digitales los botones del AOP se activan en modo semi-auto, la ventana de regulación se abre automáticamente.

### 9.22.3 Modo automático y modo Test

Igual que en el modo Semi-auto, excepto que al activar las entradas digitales o los botones del AOP para control del regulador de velocidad o del AVR modificará la consigna de regulación pero no abrirá la ventana de regulación. Cuando se desactivan las entradas digitales o los botones del AOP, la consigna de regulación vuelve al valor nominal.

**NOTA** Para la configuración del panel AOP, véase *Ayuda* en el utility software para PC.

## 9.23 Clase de fallo

Todas las alarmas activadas deben configurarse con una clase de fallo. Las clases de fallo definen la categoría de las alarmas y la acción subsiguiente a la alarma.

Las tablas inferiores muestran la acción de cada clase de fallo para un controlador de grupo electrógeno cuando el motor está en marcha o parado.

**NOTA** Todas las clases de fallo activan la alarma *Advertencia* que se muestra en el registro de alarmas activas.



#### Más información

Véase **Opción G5 Gestión de potencia** para clases de fallos de los controladores de red y de interruptor acoplador de barras (BTB). Véase **Opción G7 Gestión de potencia extendida** para las clases de fallos de controlador de planta y de grupo.

### 9.23.1 Motor en marcha

Clase de fallo	Acción	Relé de bocina de alarma	Visualización de alarmas	Descargar	Disparo del interruptor del generador	Disparo del interruptor de red	Enfriado del grupo electrógeno	Parada del grupo electrógeno
1 Bloqueo		●	●					
2 Advertencia		●	●					
3 Disparo de GB		●	●		●			
4 Disparo + parada		●	●		●		●	●
5 Parada		●	●		●			●
6 Disparo MB		●	●			●		
7 Parada de seguridad*		●	●	●**	●		●	●
8 Disparo MB/GB		●	●		●**	●		
9 Parada controlada*		●	●	●	●		●	●

\*Nota: *Parada de seguridad* y *Parada controlada* se muestran como idénticas, pero actúan de modo distinto: *Parada de seguridad* descarga y para el grupo electrógeno si otras fuentes de potencia están en condiciones de asumir la carga y, en caso contrario, no se para el grupo electrógeno. *Parada controlada* descarga el grupo electrógeno, pero si no hay otras fuentes de potencia que asuman la carga, el grupo electrógeno provoca el disparo del interruptor y se para. Esto significa que *Parada controlada* da prioridad a proteger el grupo electrógeno, mientras que *Parada de seguridad* da prioridad a la carga.

\*\*Nota: *Parada de seguridad* solo descarga el grupo electrógeno antes de abrir el interruptor si se utiliza la opción G5 (gestión de potencia). Si la gestión de potencia no está activa, *Parada de seguridad* actúa de modo similar a *Parada controlada*.

\*\*\*Nota: *Disparo del interruptor MB/GB* dispara solo el interruptor del generador si no hay ningún interruptor de red.

La tabla muestra la acción aplicada para las distintas clases de fallo. Si, por ejemplo, una alarma se ha configurado con la clase de fallo *Apagado*, se producirán las siguientes acciones.

- Se activa el relé de bocina de alarma
- Se muestra la alarma en la pantalla de información de alarmas
- El interruptor del generador se abre instantáneamente
- El grupo electrógeno se detiene instantáneamente
- No se puede arrancar el grupo electrógeno desde el controlador (véase tabla siguiente)

### 9.23.2 Motor parado

Clase de fallo	Acción	Bloquear arranque del motor	Bloquear secuencia del MB	Bloquear secuencia del GB
1 Bloqueo		●		
2 Advertencia				
3 Disparo de GB		●		●
4 Disparo + parada		●		●
5 Parada		●		●
6 Disparo MB			●	
7 Parada de seguridad		●		
8 Disparo MB/GB		●*	●	●*
9 Parada controlada		●		●

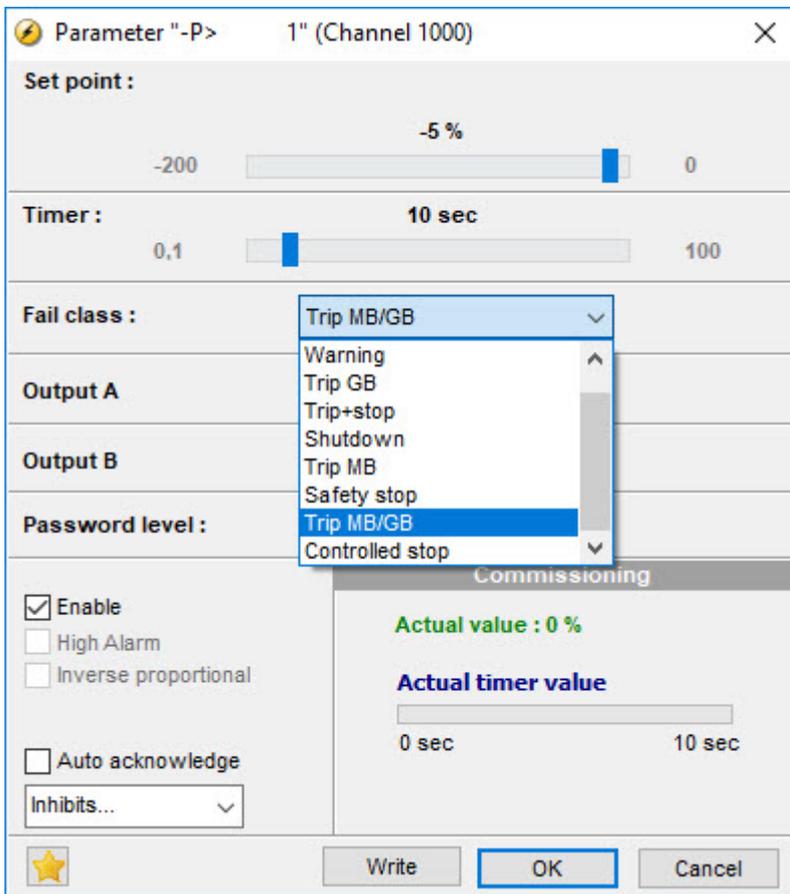
\*Nota: La clase de fallo *Disparo del MB/GB* solamente bloquea el arranque del motor y la secuencia del GB si no está presente ningún interruptor de red.

**NOTA** Además de las acciones definidas por las clases de fallo, es posible activar una o dos salidas de relé si el controlador dispone de relés adicionales.

### 9.23.3 Configuración de clases de fallo

La clase de fallo puede seleccionarse para cada función de alarma bien vía pantalla o vía software del PC.

Para modificar la clase de fallo vía software del PC, debe seleccionarse la función de alarma que se desee configurar. Seleccione la clase de fallo deseada en el panel del listado desplegable de clases de fallo.



## 9.24 Inhibición de alarmas

Para seleccionar cuándo deben estar activas las alarmas, se ha creado un ajuste de inhibición configurable para cada alarma. La funcionalidad de inhibición está disponible únicamente a través del utility software para PC. Para cada alarma, existe una ventana desplegable en la cual pueden seleccionarse qué señales deben estar presentes para inhibir la alarma.

Parameter "-P> 1" (Channel 1000)

**Set point :**

-200  0

**Timer :**

0.1  100

**Fail class :** Trip GB

**Output A** Not used

**Output B** Not used

**Password level :** customer

Enable  
 High Alarm  
 Inverse proportional

Auto acknowledge

Inhibits...

Inhibit 1  
 Inhibit 2  
 Inhibit 3  
 GB on  
 GB off  
 Run status  
 Not run status  
 Generator voltage > 30 %  
 Generator voltage < 30 %  
 MB on  
 MB off  
 Parallel

**Commissioning**

**Actual value : 5 %**

**Actual timer value**

0 sec  10 sec

Cancel

All None **OK** Cancel

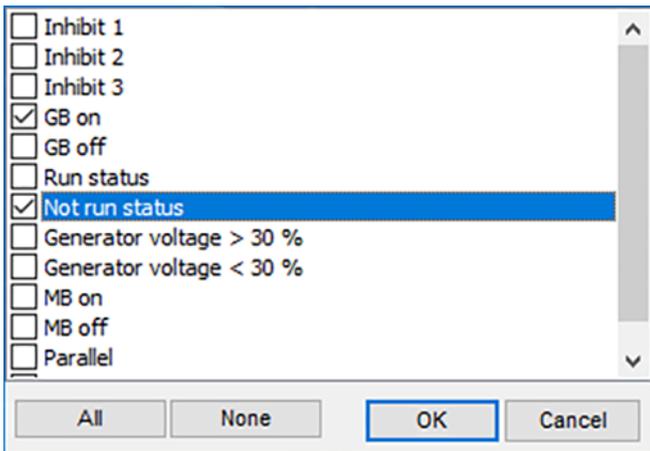
Selecciones para inhibición de alarmas:

Función	Descripción
Inhibición 1	
Inhibición 2	Salidas de M-Logic: Las condiciones se programan en M-Logic
Inhibición 3	
GB cerrado (TB cerrado)	El interruptor del generador está cerrado
GB abierto (TB abierto)	El interruptor del generador está abierto
Estado de marcha	Se ha detectado la marcha y se ha agotado la temporización configurada en el menú 6160
No estado de marcha	No se ha detectado la marcha o no ha finalizado la temporización configurada en el parámetro 6160
Tensión del generador > 30%	La tensión del generador está por encima del 30% de la nominal
Tensión del generador < 30%	La tensión del generador está por debajo del 30% de la nominal
Interruptor de red MB cerrado	El interruptor de red está cerrado

Función	Descripción
Interruptor de red MB abierto	El interruptor de red está abierto
Paralelo	Tanto el GB como el MB están cerrados
No paralelo	Está cerrado bien el MB o el GB, pero nunca ambos
Controlador redundante	El controlador es el controlador redundante (se muestra solo si está activada la opción T1)

**NOTA** La temporización en el menú 6160 no se utiliza si se emplea la realimentación binaria de marcha.

La inhibición de la alarma está activa siempre que esté activa una de las funciones de inhibición seleccionadas.



En este ejemplo, Inhibir está configurada a *No estado de marcha* y *GB CERRADO*. Aquí, la alarma se activará cuando haya arrancado el generador. Cuando el generador se haya sincronizado con las barras, se deshabilitará de nuevo la alarma.

**NOTA** El LED de inhibición tanto en el controlador como en la pantalla se activarán cuando una de las funciones de inhibición esté activada.

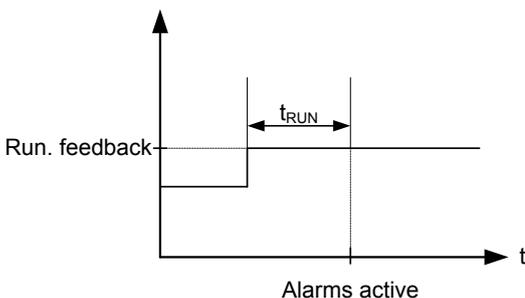
**NOTA** Las entradas de funciones tales como la realimentación de marcha, el arranque remoto y el bloqueo de acceso nunca se inhiben. Pueden inhibirse únicamente entradas de alarmas.

**NOTA** El controlador de interruptor acoplador de barras (BTB) no permite configurar la detección de marcha, por lo cual las únicas funciones de inhibición son la entrada binaria y la posición del interruptor de entrega de potencia.

### 9.24.1 Estado de marcha (6160)

Las alarmas pueden ajustarse para que se activen solo cuando esté activada la realimentación de marcha y haya transcurrido un retardo de tiempo específico.

El diagrama inferior muestra que después de la activación de la realimentación de marcha, deberá esperarse a que haya transcurrido un retardo de estado de marcha. Cuando haya transcurrido el retardo, se activarán las alarmas con *estado Marcha*.



**NOTA** El temporizador es ignorado si se utiliza la realimentación digital de marcha.

## 9.25 Histórico de eventos

### 9.25.1 Históricos

El registro de datos se subdivide en tres grupos diferentes:

- Histórico de errores que contiene 500 entradas.
- Histórico de alarmas que contiene 500 entradas.
- Histórico de tests de batería que contiene 52 entradas.

Los históricos pueden visualizarse en la pantalla o en el utility software para PC. Cuando se llenan los distintos históricos, cada nuevo evento sobrescribirá el evento más antiguo utilizando el principio "primero en entrar – primero en salir".

### 9.25.2 Pantalla

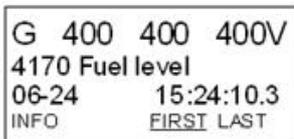
En la pantalla, el aspecto es el siguiente cuando se pulsa el botón LOG':



G 400 400 400V  
LOG Setup  
Eventlog  
Event Alarm Batt.

Ahora, puede seleccionarse uno de los tres históricos.

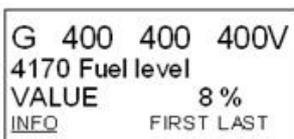
Si está seleccionado Event (Evento), el histórico tendrá el siguiente aspecto:



G 400 400 400V  
4170 Fuel level  
06-24 15:24:10.3  
INFO FIRST LAST

La alarma o evento específico se mostrará en la segunda línea. En el ejemplo anterior se ha producido la alarma de nivel de combustible. La tercera línea muestra el sello de hora/fecha.

Si se mueve el cursor a INFO', el valor real puede leerse pulsando SEL' :



G 400 400 400V  
4170 Fuel level  
VALUE 8 %  
INFO FIRST LAST

Se visualizará el primer evento del histórico si se coloca el cursor debajo de FIRST' y se pulsa SEL'.

Se visualizará el último evento del histórico si se coloca el cursor debajo de LAST' y se pulsa SEL'.

Los botones keyUP y keyDOWN se utilizan para navegar por el histórico.

## 9.26 Parámetros de conexión TCP/IP y de red informática

Puede utilizar la comunicación TCP/IP para conectar al controlador. Esto requiere un cable Ethernet, o una conexión a la red que incluye el controlador.

## Dirección de red de controlador por defecto

- IP: 192.168.2.21
- Pasarela: 192.168.2.1
- Máscara de subred: 255.255.255.0

## Configurar la dirección IP del controlador mediante la unidad de pantalla o una conexión USB

Para conectar a controlador mediante TCP/IP, debe conocer la dirección IP del controlador. Podrá encontrar la dirección IP en la pantalla bajo el menú de salto 9002.

Puede utilizar una conexión USB o una conexión Ethernet, así como Utility Software para cambiar la dirección IP del controlador.



### Cómo utilizar un cable USB a AGC-4

Véase nuestro tutorial sobre [Cómo utilizar un cable USB a AGC-4](#) para obtener ayuda y orientación.

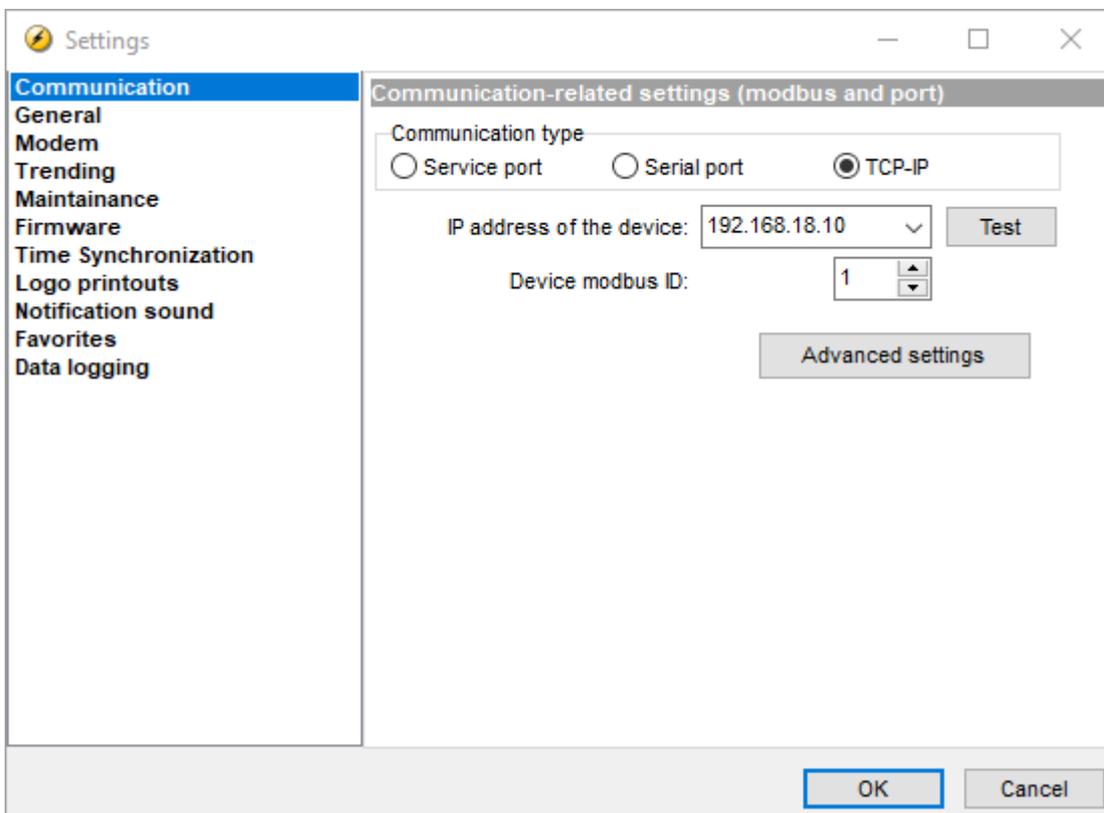
## Conexión Ethernet punto a punto al controlador

Si no desea utilizar una conexión USB para cambiar la dirección IP, puede utilizar una conexión Ethernet punto a punto. El ordenador debe tener una dirección IP estática. Para la dirección de red de controlador por defecto, la dirección estática del ordenador debe ser 192.168.2.xxx, donde xxx es una dirección IP libre en la red.

Si cambia la dirección del controlador (por ejemplo, de 192.168.2.yyy a 192.168.47.yyy) se pierde la conexión. Es necesaria una nueva IP estática para el ordenador. En este caso, 192.168.47.zzz, donde zzz es una dirección IP libre en la red.

Cuando el ordenador tiene la dirección IP estática correcta:

1. Utilice un cable Ethernet para conectar el ordenador al controlador.
2. Arranque el Utility Software.
3. Seleccione *TCP-IP* e introduzca la dirección IP del controlador.



4. Puede utilizar el botón *Prueba* para comprobar que la conexión se realiza correctamente.

5. Seleccione *Conectar* para conectar el controlador mediante TCP-IP.

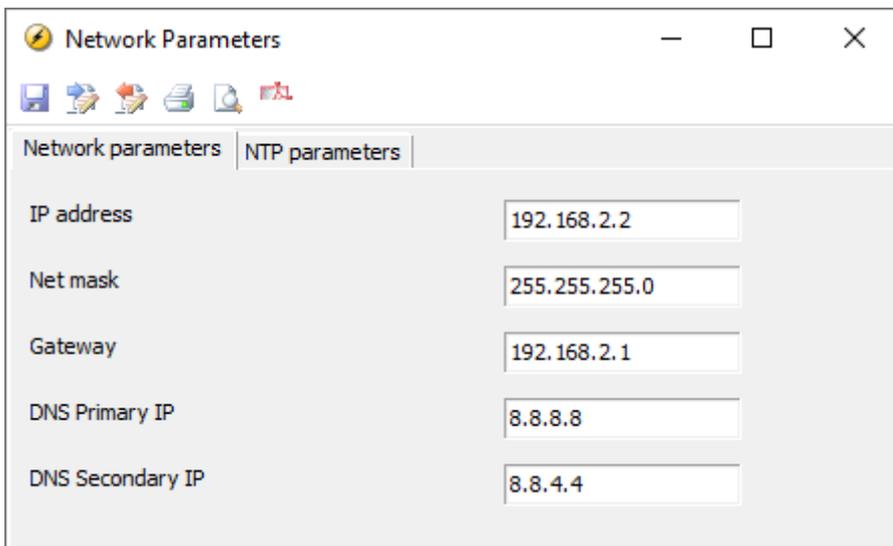


#### Cómo utilizar un cable Ethernet a AGC-4

Véase nuestro tutorial sobre [Cómo utilizar un cable Ethernet a AGC-4](#) para obtener ayuda y orientación.

## Configurar la dirección IP del controlador mediante Utility Software

Para cambiar los parámetros de red del controlador desde Utility Software, pulse el botón *Option N configuration* . Se abre la ventana *Parámetros de red*:



Network parameters	NTP parameters
IP address	192.168.2.2
Net mask	255.255.255.0
Gateway	192.168.2.1
DNS Primary IP	8.8.8.8
DNS Secondary IP	8.8.4.4

Una vez modificados los parámetros de red del controlador, pulse el botón *Grabar en un dispositivo* .

El controlador recibe los nuevos parámetros de red y reanuncia el hardware de red.

Para volver conectar al controlador, utilice la nueva dirección IP del controlador (y una dirección IP estática de ordenador correcta).

### Utilizar un interruptor

Para un sistema con múltiples controladores, todos los controladores se pueden conectar a un interruptor. Cree una dirección IP única para cada controlador en la red antes de conectar los controladores a un interruptor.

Una vez realizado ya puede conectar el ordenador al interruptor, y el cable Ethernet puede estar en el mismo puerto del interruptor en todo momento. Puede introducir la dirección IP del controlador en Utility Software.

La conexión TCP-IP es más rápida que el resto de conexiones. También permite al usuario conmutar entre controladores en la ventana de supervisión de la aplicación en el Utility Software.



#### Cómo configurar la dirección IP en el AGC-4

Véase nuestro tutorial sobre [Cómo se configura una dirección IP en el AGC-4](#) para obtener ayuda y orientación.

## 9.26.1 Utilizar NTP

Para garantizar que el controlador siempre tiene la hora adecuada, puede utilizar la función de protocolo de hora de red (NTP).

Seleccione *Configuración Ethernet (TCP/IP)* en Utility Software y seleccione la pestaña *Parámetros NTP* en la ventana *Parámetros de red*:

The screenshot shows the DEIF control panel interface. On the left is a sidebar with a 'DEIF' logo and three main sections: 'Monitoring', 'Configuration', and 'Tools'. Below these is a button labeled 'Ethernet setting (TCP/IP)'. The main area has two tabs: 'Network parameters' and 'NTP parameters'. Under the 'NTP parameters' tab, there are three settings: 'NTP Server' with a text input field containing 'pool.ntp.org', 'NTP Timezone' with a dropdown menu showing '(UTC+00:00) Coord', and 'NTP Update interval' with a dropdown menu showing '01F'.

Puede seleccionar un servidor NTP, una franja horaria y un intervalo de actualización. Escriba los cambios en el controlador para activar la función NTP

## 9.27 M-Logic



### Cómo se crea M-Logic en el AGC-4

Véase nuestro tutorial sobre [Cómo se crea M-Logic en el AGC-4](#) para obtener ayuda y orientación.

La M-Logic es una herramienta sencilla basada en eventos lógicos. Se definen una o más condiciones de entrada y, si se activan tales entradas, se producirá la salida definida. Se pueden seleccionar diversas entradas tales como entradas digitales, condiciones de alarma y condiciones de marcha. También se puede seleccionar una diversidad de salidas, tales como salidas de relé y cambio de modos de controlador.

M-Logic se incluye por defecto en el controlador. No requiere opciones adicionales. Sin embargo, la selección de opciones adicionales, por ejemplo, la opción M12, que brinda entradas y salidas adicionales) puede aumentar la funcionalidad.

El M-Logic no es un PLC, pero puede funcionar como un autómatas programable cuando se necesitan solo comandos muy sencillos.

**NOTA** M-Logic forma parte del utility software para PC. Se puede configurar únicamente con el utility software para PC (y no desde la pantalla).



### Más información

Véanse las **Notas de aplicación de M-Logic** para obtener una descripción sinóptica de la función de M-Logic. También puede consultar la función *Ayuda* en el utility software para PC.

## 9.28 Configuración rápida

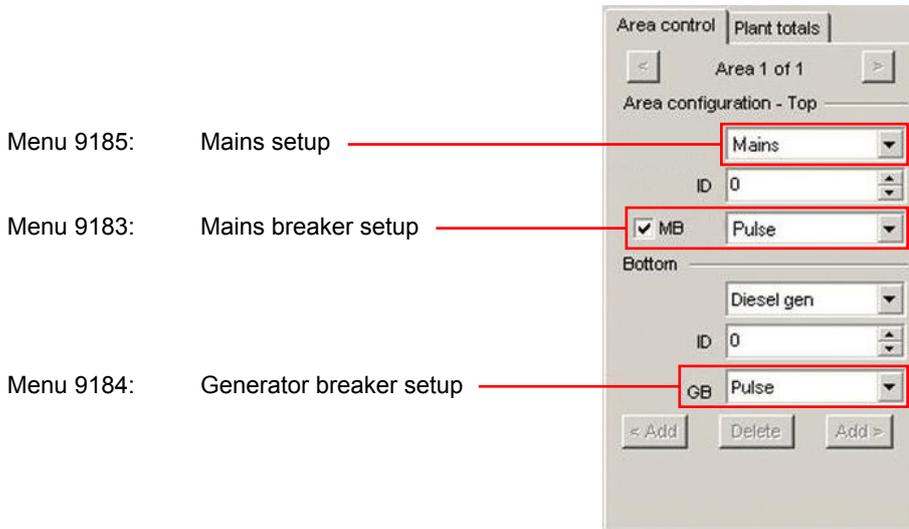
También la utilidad de software para PC y el menú de configuración rápida pueden utilizarse para configurar una planta.

El menú de configuración rápida se ha concebido para hacer posible una configuración fácil de una planta. Al entrar el menú 9180 de config. rápida vía la pantalla DU-2 se tiene la posibilidad de añadir o retirar, por ejemplo, redes e interruptores MB sin utilizar el utility software para PC. Sólo es posible hacer la misma configuración básica que mediante la configuración de la aplicación en el utility software.

### Menú 9180 Configuración rápida

- 9181: Modo
- DESACTIVADA: Cuando el menú de modo está configurado a **OFF**, la aplicación existente del grupo electrógeno no variará.

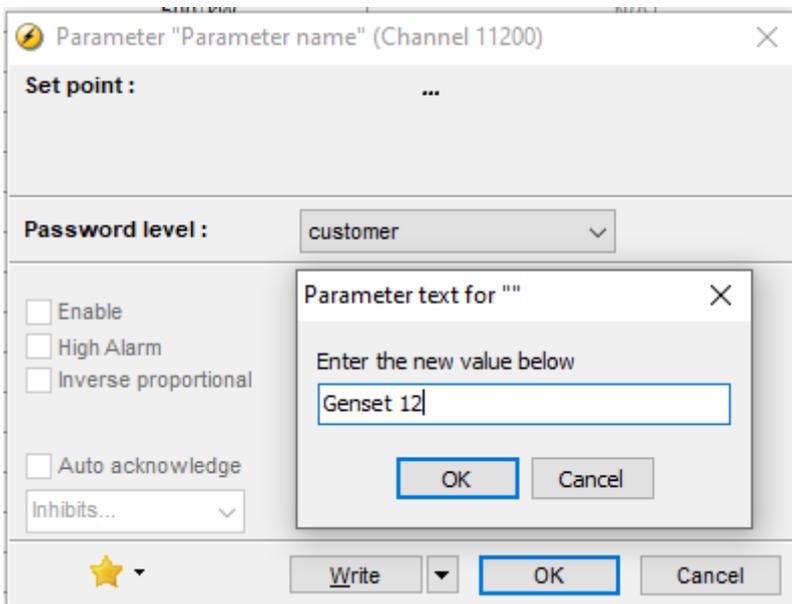
- Configuración de Planta: El modo de configuración de planta se utiliza en aplicaciones G5. Para obtener más información, consulte el manual de la Opción G5.
- Configuración de Autónomo: Cuando el menú de modo está configurado a *Configuración de Autónomo*, el AGC modificará la configuración de la aplicación. Los valores de configuración en el menú 9182-9185 se utilizan para la nueva configuración.



**NOTA** Si está activado *Config. de Autónomo* mientras el grupo electrógeno está en marcha, se mostrará un mensaje informativo, *Error de config. rápida*.

## 9.29 ID Parámetro

Puede añadir un breve nombre para el texto en el parámetro 11200 con el fin de identificar el archivo de parámetros utilizado en el controlador.



## 9.30 Selección de idioma

El controlador puede visualizar los menús en diferentes idiomas. Se entrega con un idioma maestro, el inglés. Éste es el idioma predeterminado y no puede modificarse como tal. Además del idioma maestro, pueden configurarse 11 idiomas distintos. Esto se realiza mediante el utility software para PC.

Los idiomas se seleccionan en el menú de configuración del **parámetro 6080**. El idioma puede cambiarse cuando el controlador está conectado al utility software para PC. No es posible realizar la configuración de idioma desde la pantalla, pero pueden seleccionarse idiomas ya configurados.

## 9.31 Reloj maestro

El objeto de un reloj maestro es controlar la frecuencia del grupo eléctrico para obtener el número correcto de períodos.

**NOTA** Esta función se puede utilizar únicamente si está seleccionado el modo isla.

En un sistema de 50Hz, un período dura 20 ms. Si esto cambia, por ejemplo debido al ajuste de la banda muerta del controlador de frecuencia, existirá una diferencia entre el número real de períodos y el número teórico de períodos.

Los equipos que funcionan en base a los pasos de la señal por cero se verán afectados por el excedente o la falta de pasos de la señal por cero. El ejemplo más común de tales equipos son los relojes de alarma.

El reloj interno del controlador es un cronometrador que está incluido en el circuito de memoria alimentado por batería. La función de cronometrador funciona basada en un cristal oscilante en vez de los pasos por cero de las mediciones de CA. Debido a la precisión del cronometrador, se recomienda sincronizar el reloj con regularidad, por ejemplo, una vez al mes.

Parámetro	Nombre	Descripción	Comentario
6401	Arranque	Tiempo de arranque.	El período de compensación se inicia tras el tiempo ajustado.
6402	Parada	Tiempo de parada.	El período de compensación se detiene tras el tiempo ajustado.
6403	Diferencia	La consigna en segundos que inicia la compensación.	
6404	Compensación	Diferencia de frecuencia cuando la compensación está iniciada.	Valor +/-.
6405	Habilitar	Habilita la función.	

**NOTA** La frecuencia de compensación debe ajustarse a un valor superior al ajuste de la banda muerta.

### 9.31.1 Tiempo de compensación

El tiempo de compensación puede calcularse fácilmente para un determinado ajuste de 6403 y 6404 (ejemplo):

- 6403 = 30 segundos
- 6404 = +/- 0,1 Hz

$$t(\text{total}) = t(\text{config.}) / (1 - f(\text{nom}) / f(\text{difer.}))$$

$$t(\text{total}) = 30 \text{ s} / (1 - 50 \text{ Hz} / 50,1 \text{ Hz})$$

$$t(\text{total}) = 15030 \text{ s} \cong 4,1 \text{ horas}$$

## 9.32 Horario de verano/invierno

Esta función hace que el controlador ajuste automáticamente su reloj para horario de verano y de invierno. La función se habilita en el menú 6490.

**NOTA** Esta función solamente soporta las reglas danesas.

## 9.33 Bloqueo de acceso

La finalidad de un bloqueo de acceso es denegar al operador la posibilidad de configurar los parámetros del controlador o cambiar los modos de controlador. La entrada que se utiliza para la función de bloqueo de acceso se define en el utility software (USW).

Habitualmente, el bloqueo de acceso se activará con un interruptor con llave instalado detrás de la puerta del armario del cuadro eléctrico. Tan pronto como se activa el bloqueo de acceso, no es posible realizar cambios desde la pantalla.

El bloqueo de acceso bloqueará únicamente la pantalla y no bloqueará ningún panel AOP o entrada digital. El panel AOP puede bloquearse utilizando M-Logic. Seguirá siendo posible leer todos los parámetros, temporizadores y el estado de las entradas en el menú de servicio (9120).

Es posible leer alarmas, pero no es posible leer ninguna alarma cuando esté activado el bloqueo de acceso. No es posible modificar nada desde la pantalla.

Esta función resulta ideal para un generador de alquiler o un generador ubicado en un segmento de potencia crítica. El operador no tiene la posibilidad de modificar nada. Si está instalado un panel AOP-2, el operador seguirá pudiendo modificar hasta 8 parámetros predefinidos diferentes.

**NOTA** El botón de parada no está activo en el modo Semi-auto cuando el bloqueo de acceso está activado. Por razones de seguridad, se recomienda instalar un interruptor de parada de emergencia.

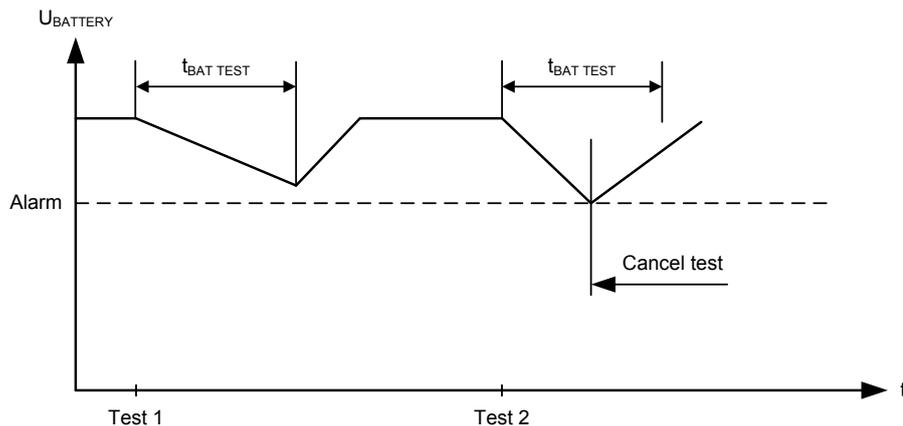
**NOTA** Los botones del panel AOP no están bloqueados cuando el bloqueo de acceso está activado.

## 9.34 Test de batería

Esta función permite la posibilidad de probar el estado de la batería. El test de batería puede iniciarse con una entrada digital y está disponible cuando el grupo electrógeno está en modo semi-auto o auto.

Si se produce un fallo de red durante la secuencia de test de batería, el test se interrumpirá automáticamente, y la secuencia de arranque de automático en fallo de red se iniciará.

Durante el test, la tensión de la batería disminuirá y se producirá una alarma si desciende hasta el valor consigna que ha sido configurado en *Test de batería* (parámetro 6411).



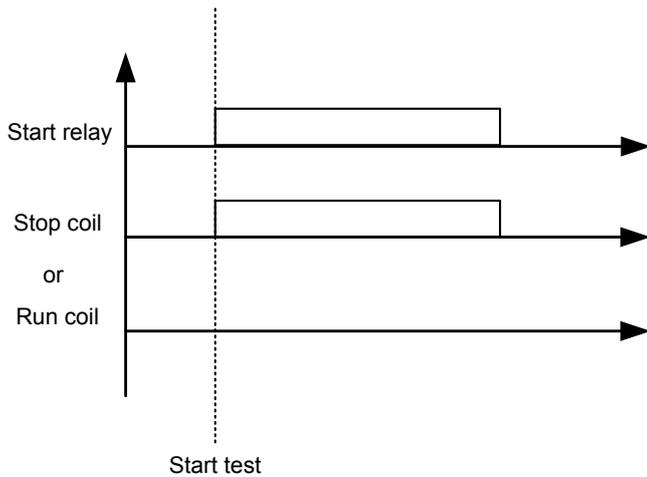
El dibujo muestra que el test 1 se ejecuta sin una fuerte caída de tensión de la tensión de batería, mientras que el test 2 alcanza la consigna de alarma. Puesto que no hay razón para desgastar todavía la batería, el test se para cuando se produce la alarma de test de batería.

Habitualmente, el test se utiliza a intervalos periódicos, por ejemplo, una vez cada semana. El motor de combustión tiene que estar en reposo cuando se inicia el test. De no ser así, se ignorará el comando de test.

El relé de parada actuará en función del tipo de bobina:

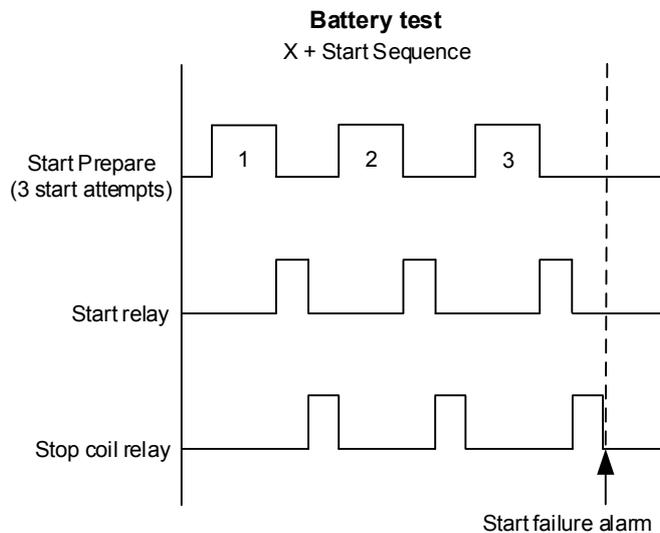
- Bobina de parada: El relé de parada se activa durante el test.
- Bobina de marcha: El relé de parada permanece desactivado durante el test.

El dibujo inferior muestra que cuando se inicia el test, se activa el relé de arranque, haciendo que el motor gire. El motor de combustión girará en el período de tiempo que se haya configurado en *Battery test (Test de batería)* (parámetro 6412).



### Test de batería "X + Secuencia de arranque"

Si la consigna en *Test de batería* (parámetro 6413) se ha configurado a *X + Secuencia de arranque*, el grupo electrógeno ejecutará los intentos de arranque definidos (sin activar la bobina de marcha). Esta función se utiliza para comprobar que la batería pueda aguantar más de un intento de arranque.



Un test de batería configurado como *X + Secuencia de arranque*, como se muestra en el ejemplo anterior, utilizará: Temporizador *Preparar arranque*, *Tiempo de conexión del arranque* y *Tiempo de desconexión del arranque*. En este ejemplo, el grupo electrógeno preejecutará tres intentos de arranque con *Preparar arranque* y un retardo igual a *Tiempo de desconexión del arranque* entre cada intento de arranque. Una vez finalizado el test, se visualizará una alarma de fallo de arranque.

Si en cualquier punto del test la tensión de la batería es inferior a la consigna fijada en *Test de batería* (parámetro 6411), se cancelará el test.

Descripción	Comentarios
Test de batería (parámetro 6411)	Nivel de tensión mínimo
Test de batería (parámetro 6413)	Consigna: X + Secuencia de arranque
Test de batería (parámetro 6415)	Habilitar/deshabilitar
Test de batería (parámetro 6416)	Clase de fallo
Preparar Arranque (parámetro 6181)	Temporizador antes del arranque
Tiempo de conexión del arranque (parámetro 6183)	Temporizador de ACTIVACIÓN de relé de arranque
Tiempo de desconexión del arranque (parámetro 6184)	Temporizador de CONEXIÓN de relé de bobina de paro
Intentos de arranque (parámetro 6190)	Número de intentos de arranque

**NOTA** En un funcionamiento normal, se debe confirmar la alarma de fallo de arranque tras haber finalizado el test.

### 9.34.1 Configuración de entrada

Si se desea utilizar esta función, es necesario configurar una entrada digital que inicia la función. Esto se realiza en el cuadro de diálogo a continuación mostrado.

**Digital input 43**  
Parameter: 3130. Modbus address: 197

Function: Battery Test

**NOTA** Si está seleccionado el modo AUTO, se iniciará la secuencia de fallo de red si se produce un fallo de red durante el test de batería.

### 9.34.2 Configuración AUT O

Si se desea utilizar el test automático de batería, debe habilitarse esta función en el menú 6420. Cuando esta función está habilitada, se llevará a cabo el test de batería con un intervalo especificado, por ejemplo, una vez por semana. Los tests de batería ejecutados se guardarán aparte en un histórico de tests de batería.

**NOTA** El ajuste de fábrica en el menú 6424 es 52 semanas. Esto significa que el test automático de batería se ejecutará una vez al año.

**NOTA** Si *Battery test (Test de batería)* (parámetro 6413) está configurado a *X + Start Sequence (X + Secuencia de arranque)*, al final se mostrará la alarma *Start failure (Fallo de arranque)* (parámetro 4570). Si no se confirma la alarma, el grupo electrógeno no estará operativo.

### 9.34.3 Asimetría de batería (6430 Asim. batería)

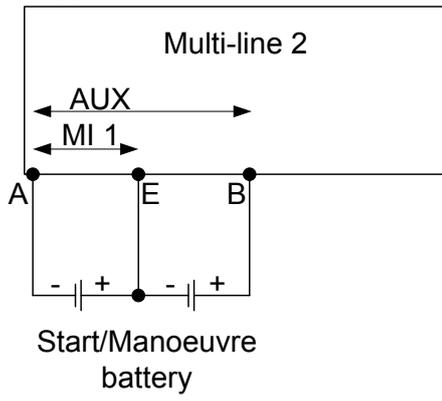
La razón para realizar el test de asimetría de batería es determinar si una de las baterías se está debilitando. La asimetría de batería es una combinación de mediciones y cálculos.

Consignas disponibles:

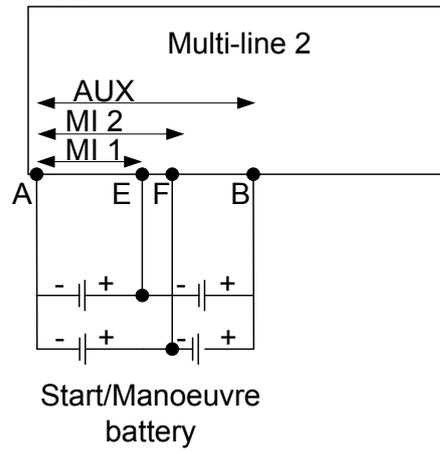
- T1: El tipo de entrada que se debe utilizar para el cálculo de la asimetría de batería.
- RF1: Referencia de medición de asimetría N° 1.
- T2: El tipo de entrada que se debe utilizar para el cálculo de la asimetría de batería 2.
- RF2: Referencia de medición de asimetría N° 2.

Se soportan las siguientes siete aplicaciones de batería: Las aplicaciones mostradas son meramente ejemplos - la selección de entrada multifunción (MI) o la entrada de alimentación eléctrica se puede configurar en el menú 6410.

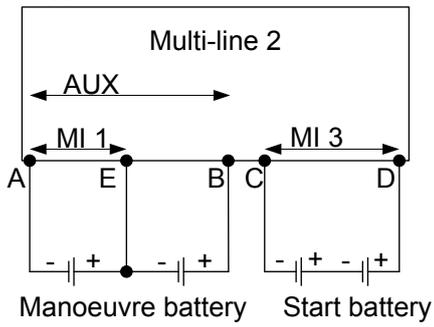
Application 1:



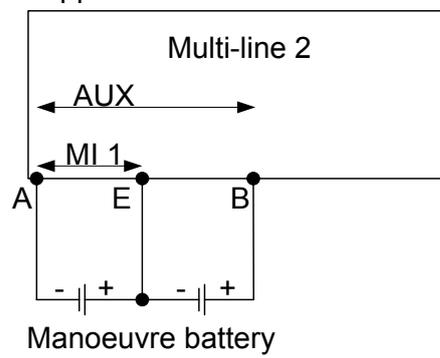
Application 2:



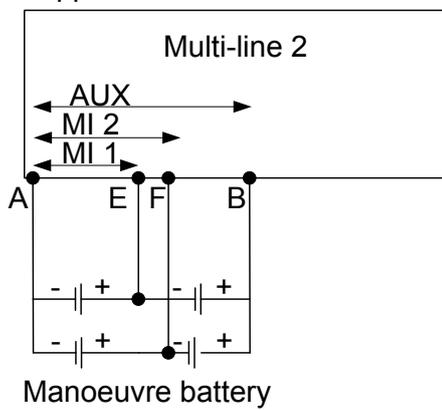
Application 3:

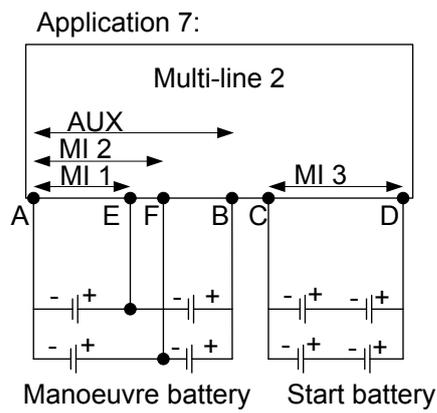
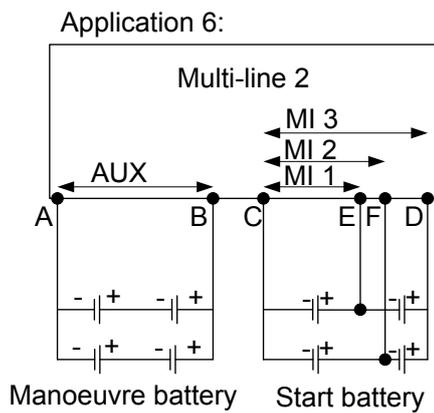


Application 4:

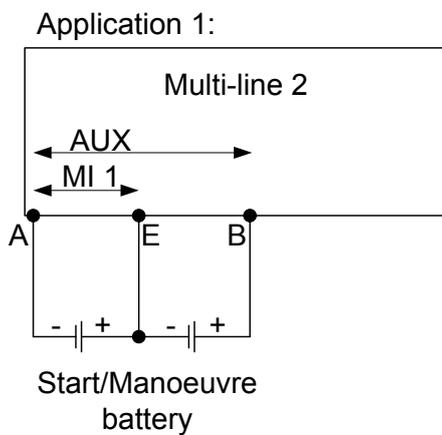


Application 5:





Tomando como ejemplo la aplicación de batería 1:



La medición de la tensión de alimentación eléctrica se utiliza como referencia RF1 (punto A y punto B) en el menú 6432 y la entrada multifunción 1 se utiliza como tipo T1 (punto A y punto E) en el menú 6431. Mediante la realización de estas mediciones es posible calcular la tensión entre E y B. Esto proporciona una imagen completa de las tensiones de batería, por ejemplo:

- Valor medido A/B (RF1) = 21 V DC
- Valor medido A/E (T1) = 12 V DC
- Valor calculado E/B (RF1 – T1) = 9 V DC
- Asimetría de la batería = E/B – (RF1\*1/2) = 9 – (21\*1/2) = -1,5 V DC

**NOTA** Si se utiliza la aplicación 3, 6 o 7, cabe esperar que se utilice una de las entradas multifunción para el test de batería de la batería del motor de arranque.

**NOTA** Se espera que las entradas multifunción utilizadas para la asimetría de batería estén configuradas a 0 hasta 40 V DC.

**NOTA** La selección de alimentación eléctrica se refiere a que la alimentación se realice en los terminales 1 y 2.

### Alarma de asimetría de batería

Las alarmas de asimetría de batería 1 y 2 están configuradas en los menús 6440 y 6450.

**NOTA** La consigna en los menús 6440 y 6450 es positiva. Sin embargo, la alarma se activa también si el cálculo de asimetría de batería es negativo.

## 9.35 Error de cuadro eléctrico

La función de error de cuadro eléctrico se maneja en dos menús diferentes: 6500 "Error de bloqueo de cuadro eléctrico" y 6510 "Error de parada de cuadro eléctrico". Estas funciones se activan utilizando una entrada configurable (error de cuadro eléctrico) la cual se configura con el utility software para PC.

**NOTA** La funcionalidad de la entrada de "error de cuadro eléctrico" se activa tan pronto como se configura esta entrada. El "habilitar" (enable) en los menús 6500 y 6510 se refiere únicamente a la función de alarma.

### 9.35.1 Error de bloqueo de cuadro eléctrico (menú 6500)

Cuando está activada, esta función bloqueará la secuencia de arranque del grupo electrógeno en el caso de que el grupo electrógeno no esté en marcha.

Consignas disponibles:

- Retardo: Cuando la entrada está activa, la alarma se activará cuando haya transcurrido este retardo.
- Paralelo:
  - DESACTIVADA: Cuando esta entrada está activa, está bloqueada solo la secuencia de arranque AMF.
  - ACTIVADA: Todas las secuencias de arranque, indiferentemente del modo de funcionamiento, están bloqueadas cuando la entrada está activa.
- Salida A: Relé que se debe activar cuando haya transcurrido el retardo.
- Salida B: Relé que se debe activar cuando haya transcurrido el retardo.
- Habilitar: Habilitar/deshabilitar la función de alarma.
- Clase de fallo: La clase de fallo de la alarma.

### 9.35.2 Error de parada de cuadro eléctrico (menú 6510)

Al activarla, esta función parará el grupo electrógeno si está funcionando en modo Auto.

Consignas disponibles:

- Retardo: Cuando la entrada está activa y ha transcurrido el retardo, el grupo electrógeno activará el interruptor, se enfriará y se parará. La función está activa independientemente de la configuración de "Habilitar".
- Salida A: Relé que se debe activar cuando haya transcurrido el retardo.
- Salida B: Relé que se debe activar cuando haya transcurrido el retardo.
- Habilitar: Habilitar/deshabilitar la función de alarma.
- Clase de fallo: La clase de fallo de la alarma.

## 9.36 Transformador elevador y reductor

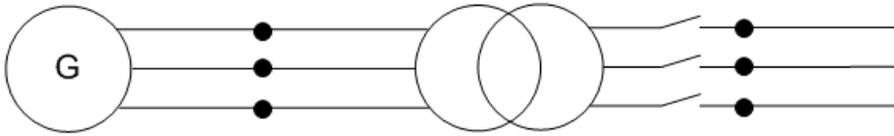
### 9.36.1 Transformador elevador

En determinados casos, se requiere el uso de un generador con transformador elevador (denominado bloque). Éste puede servir para adaptar la tensión a la tensión de red más próxima o para elevar la tensión para minimizar las pérdidas en los cables y también para reducir el tamaño de cable. La unidad ML-2 soporta las aplicaciones en las cuales se necesita un transformador elevador. Las funciones disponibles en esta aplicación son:

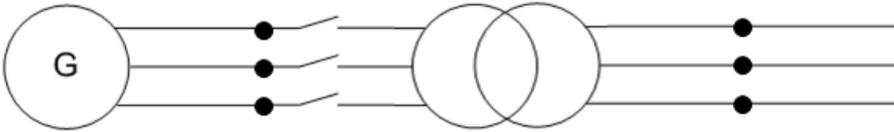
1. Sincronización con o sin compensación de ángulo de fase
2. Indicación de las medidas de tensión
3. Protecciones del generador
4. Protecciones de las barras

A continuación se muestra un esquema de un bloque

Bloque generador/transformador:



Habitualmente, el interruptor de sincronización se encuentra en el lado de alta tensión (AT) y no hay ningún interruptor (o solo uno de maniobra manual) en el lado de baja tensión (BT). En algunas aplicaciones, el interruptor podría estar ubicado también en el lado de BT. Pero esto no influye en la configuración en el ML-2, siempre que el interruptor y el transformador elevador estén ambos ubicados entre el generador y las barras y los puntos de medición de tensión de red para el ML-2. Los puntos de medida se muestran en forma de puntos negros en las figuras superior e inferior.



La compensación de ángulo de fase no sería un problema si no hubiera un desfase del ángulo de fase a través del transformador elevador, pero en muchos casos lo hay. En Europa, el desfase del ángulo de fase se describe utilizando la designación del grupo vectorial (grupo de conexión). En lugar de grupo vectorial, éste se podría denominar también notación de reloj o desfase.

**NOTA** Si se utilizan transformadores de medida de tensión, éstos se deben incluir en la compensación total del ángulo de fase.

Cuando para sincronización se utiliza un ML-2, el dispositivo utiliza el ratio de las tensiones nominales para el generador y las barras, para calcular una consigna para el AVR y la ventana de sincronización de tensión ( $dU_{MAX}$ ).

### Ejemplo

Aguas abajo de un generador con una tensión nominal de 400 V está instalado un transformador elevador de 10000 V/400 V. La tensión nominal en barras es 10000 V. Ahora, la tensión en barras es 10500 V. El generador está operando a 400 V antes de que se inicie la sincronización, pero al intentar sincronizar, la consigna del AVR cambiará a:

$$U_{MEDIDA EN BARRAS} \times U_{GEN-NOM} / U_{NOM-BARRAS} = 10500 \times 400 / 10000 = 420 \text{ V}$$

## 9.36.2 Grupo vectorial de transformador elevador

### Definición de grupo vectorial

El grupo vectorial está definido por dos letras y un número:

- La primera letra es una D o Y mayúscula, que define si los devanados del lado AT están en configuración triángulo o estrella.
- La segunda letra es una d, y o z minúscula, que define si los devanados del lado BT están conectados en triángulo, en estrella o en zig zag.
- El número es el número de grupo vectorial, que define el desfase entre el lado AT y el lado BT del transformador elevador. El número es una expresión del desfase negativo de la tensión en el lado BT comparada con la tensión en el lado AT. El número es una expresión del ángulo de desfase negativo dividido entre 30 grados.

### Ejemplo

Dy11 = Lado AT: Triángulo, lado BT: Estrella, grupo vectorial 11: Desfase =  $11 \times (-30) = -330$  grados.

### Grupos vectoriales típicos

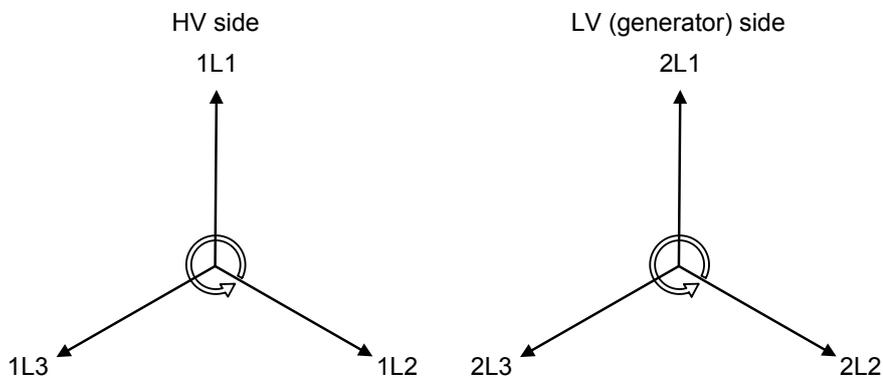
Grupo vectorial	Notación de reloj	Desfase	Grados de desfase negativo en BT comparado con AT
0	0	0 °	0 °
1	1	-30 °	30 °

Grupo vectorial	Notación de reloj	Desfase	Grados de desfase negativo en BT comparado con AT
2	2	-60 °	60 °
4	4	-120 °	120 °
5	5	-150 °	150 °
6	6	-180 °/180 °	180 °
7	7	150 °	210 °
8	8	120 °	240 °
10	10	60 °	300 °
11	11	30 °	330 °

### Grupo vectorial 0

El desfase es 0 grados.

**Figura 9.6** Ejemplo de Yy0



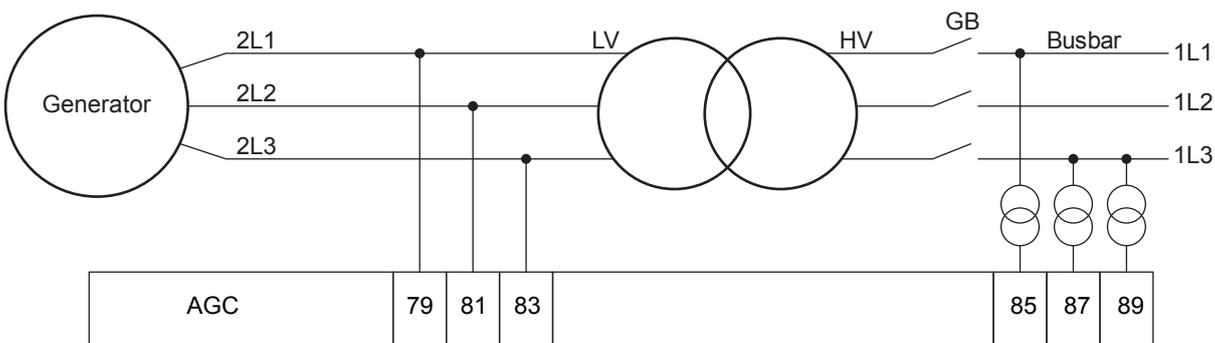
El ángulo de fase entre 1L1 y 2L1 es 0 grados

**Tabla 9.1** Configuración de compensación de fase

Parámetro	Función	Ajuste
9141*	Compensación de ángulo de barras (red)/generador	0 grados

**NOTA** \* Este parámetro es para el conjunto de parámetros de barras 1. Utilice el parámetro 9142 para el conjunto de parámetros de barras 2.

**Figura 9.7** Conexiones

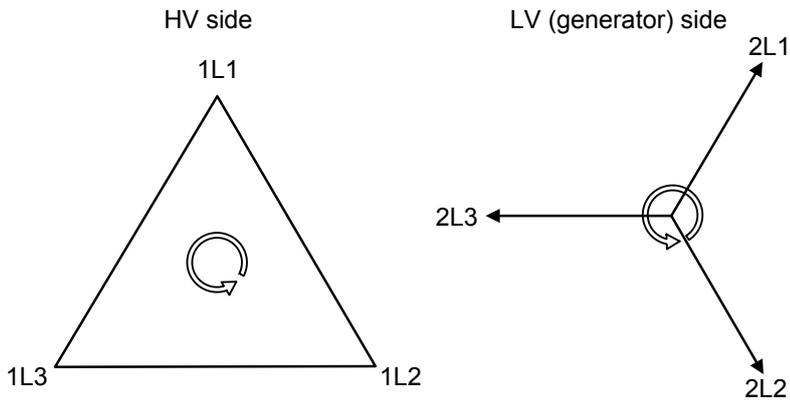


**NOTA** La conexión mostrada en el diagrama se debe utilizar siempre que se utilice un AGC para un grupo electrógeno.

### Grupo vectorial 1

El desfase es -30 grados.

**Figura 9.8** Ejemplo de Dy1



El ángulo de fase entre 1L1 y 2L1 es -30 grados.

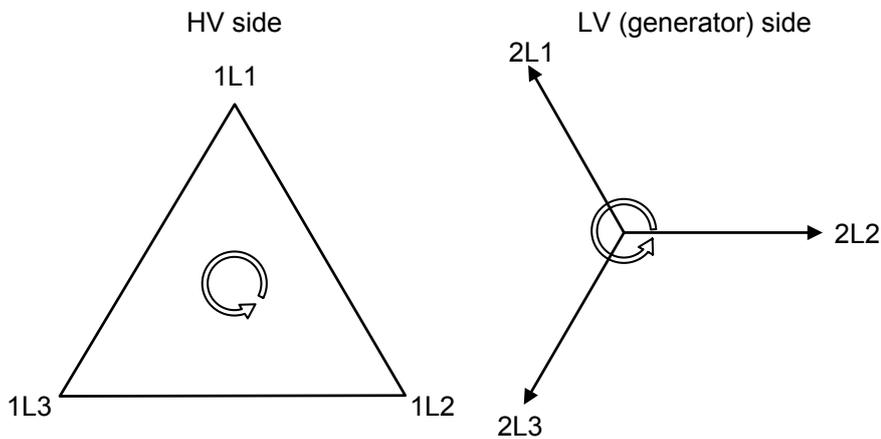
**Tabla 9.2** Configuración de compensación de fase

Parámetro	Función	Ajuste
9141	Compensación de ángulo de barras (red)/generador	30 grados

### Grupo vectorial 11

El desfase del ángulo es  $11 \times (-30) = -330/+30$  grados.

**Figura 9.9** Ejemplo de Dy11



El ángulo de fase entre 1L1 y 2L1 es -330/+30 grados.

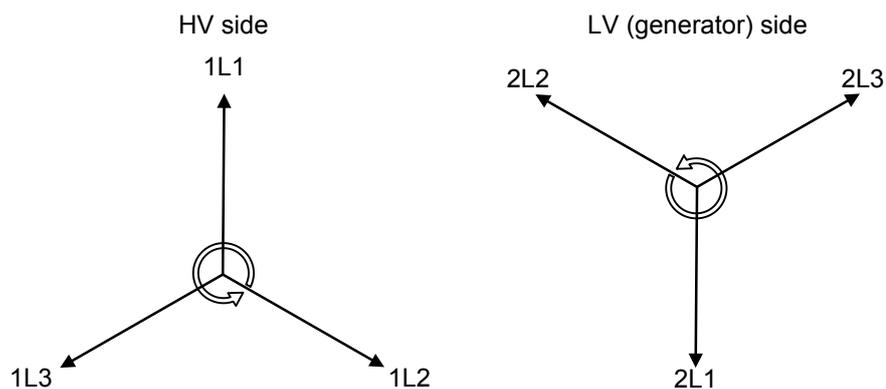
**Tabla 9.3** Configuración de compensación de fase

Parámetro	Función	Ajuste
9141	Compensación de ángulo de barras (red)/generador	-30 grados

### Grupo vectorial 6

El desfase del ángulo es  $6 \times 30 = 180$  grados.

**Figura 9.10** Ejemplo de Yy6



El ángulo de fase entre 1L1 y 2L1 es -180/+180 grados.

**Tabla 9.4** Configuración de compensación de fase

Parámetro	Función	Ajuste
9141	Compensación de ángulo de barras (red)/generador	180 grados

**NOTA** Por favor, seleccione 179 grados en el parámetro 9141 cuando se utilice el grupo vectorial 6.

**Tabla 9.5** Tabla comparativa entre diferentes terminologías

Grupo vectorial	Notación de reloj	Desfase	Grados de desfase negativo en BT comparado con AT	Desfase negativo en lado BT	Desfase positivo en lado BT
0	0	0 °	0 °	0 °	
1	1	-30 °	30 °	30 °	
2	2	-60 °	60 °	60 °	
4	4	-120 °	120 °	120 °	
5	5	-150 °	150 °	150 °	
6	6	-180 °/180 °	180 °	180 °	180 °
7	7	150 °	210 °		150 °
8	8	120 °	240 °		120 °
10	10	60 °	300 °		60 °
11	11	30 °	330 °		30 °

A continuación se utilizará el grupo vectorial por su nombre.

**Tabla 9.6** Tabla para leer el parámetro 9141 comparado con un transformador elevador

Grupo vectorial	Tipos de transformador elevador	Parámetro 9141
0	Yy0, Dd0, Dz0	0 °
1	Yd1, Dy1, Yz1	30 °
2	Dd2, Dz2	60 °
4	Dd4, Dz4	120 °
5	Yd5, Dy5, Yz5	150 °

Grupo vectorial	Tipos de transformador elevador	Parámetro 9141
6	Yy6, Dd6, Dz6	180 °
7	Yd7, Dy7, Yz7	-150 °
8	Dd8, Dz8	-120 °
10	Dd10, Dz10	-60 °
11	Yd11, Dy11, Yz11	-30 °

**NOTA** DEIF no asume ninguna responsabilidad de que la compensación sea correcta. Antes de cerrar el interruptor, DEIF recomienda que los clientes siempre midan la sincronización por su cuenta.

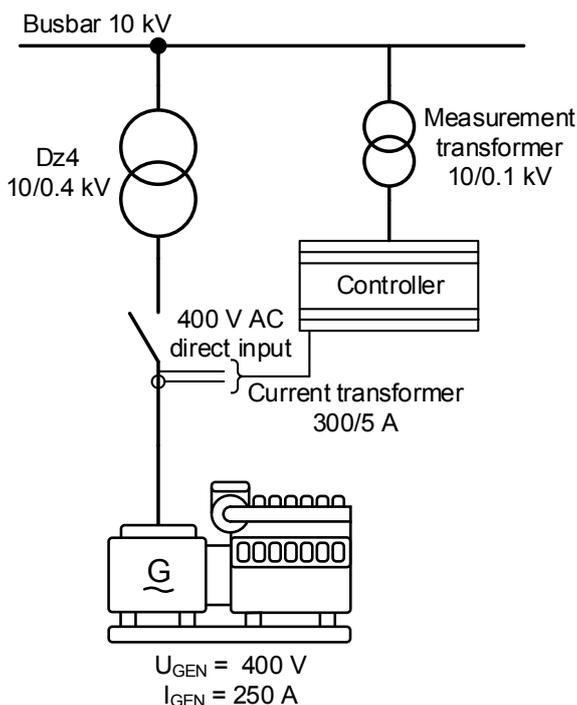
**NOTA** Si la medición de tensión se conecta de modo incorrecto, el valor de configuración del parámetro 9141 será incorrecto.

**NOTA** La configuración mostrada en la tabla superior no incluye ningún desfase del ángulo de fase provocado por los transformadores de medida.

**NOTA** Los valores de configuración que figuran en la tabla superior no son correctos si se utiliza un transformador reductor. Los valores correspondientes a este tipo de transformador se muestran más adelante.

### 9.36.3 Ajuste del transformador elevador y del transformador de medida

Si el lado AT del transformador transforma la tensión elevándola a un nivel de tensión superior a 690 V AC, será necesario utilizar transformadores de medida. La configuración de todos estos parámetros se puede realizar desde el utility software y se explicará mediante un ejemplo:



- El transformador es un transformador elevador Dz4, con unos ajustes nominales de 10/0,4 kV.
- El generador tiene una tensión nominal de 0,4 kV, una intensidad nominal de 250 A y una potencia nominal de 140 kW.
- El transformador de medida posee una tensión nominal de 10/0,1 kV y no provoca un desfase del ángulo de fase.
- La tensión nominal de barras es 10 kV.

Dado que la tensión nominal del generador es 400 V, no se requiere transformador de medida en el lado de BT en este ejemplo. La ML-2 puede manejar hasta 690 V. Pero sigue siendo necesario poner a punto transformadores de intensidad en el lado de BT. En este ejemplo, los transformadores de intensidad tienen una intensidad nominal de 300/5 A.

Al ser el transformador elevador del grupo vectorial Dz4, el desfase del ángulo de fase será de -120 °.

Estos parámetros se pueden programar mediante la pantalla o el utility software. Estos valores de configuración se deben introducir en los parámetros mostrados en la tabla inferior:

Parámetro	Comentario	Ajuste
6002	Potencia nominal del generador	140
6003	Intensidad nominal del generador	250
6004	Tensión nominal del generador	400
6041	Primario del transformador de medida de BT (en este caso no hay ninguno)	400
6042	Secundario del transformador de medida de BT (en este caso no hay ninguno)	400
6043	Primario del transformador de intensidad	300
6044	Secundario del transformador de intensidad	5
6051	Primario del transformador de medida de AT (barras)	10000
6052	Secundario del transformador de medida de AT (barras)	100
6053	Configuración de AT nominal del transformador elevador	10000
9141*	Compensación de ángulo de fase	120 °

**NOTA** \* Este parámetro es para el conjunto de parámetros de barras 1. Utilice el parámetro 9142 para el conjunto de parámetros de barras 2.

**NOTA** El controlador ML-2 puede manejar directamente niveles de tensión comprendidos entre 100 y 690 V. Si el nivel de tensión en la aplicación es superior o inferior, es preciso utilizar transformadores de medida que transformen la tensión a un nivel comprendido entre 100 y 690 V.

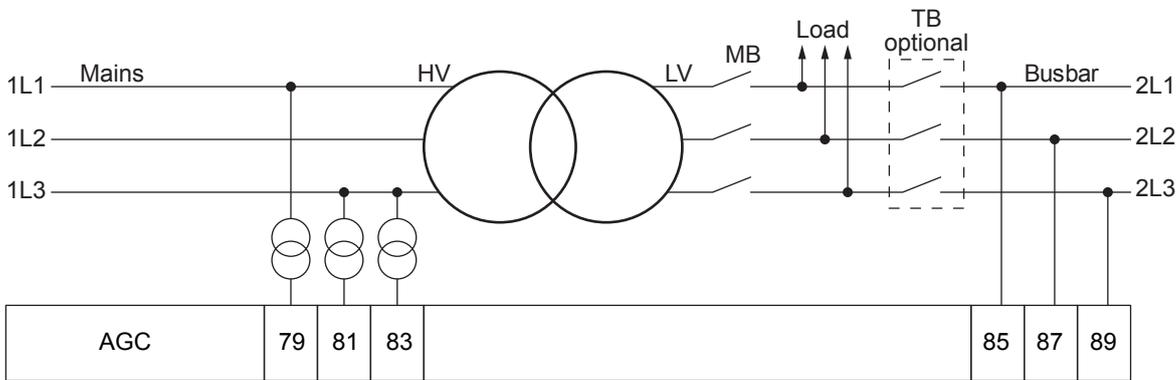
### 9.36.4 Grupo vectorial de transformador reductor

En algunas aplicaciones, tal vez se haya instalado también un transformador reductor. Éste podría servir para transformar una tensión de red a un valor inferior, de tal manera que la carga pueda manejar el nivel de tensión alimentado a la misma. El controlador puede sincronizar las barras a la red, aun cuando exista un transformador reductor con desfase del ángulo de fase. El transformador debe estar ubicado entre los puntos de medida para el controlador. Si se utiliza un transformador reductor, estos ajustes se deben configurar en el parámetro 9141 para compensar el desfase del ángulo de fase.

Grupo vectorial	Tipos de transformador elevador	Parámetro 9141
0	Yy0, Dd0, Dz0	0 °
1	Yd1, Dy1, Yz1	-30 °
2	Dd2, Dz2	-60 °
4	Dd4, Dz4	-120 °
5	Yd5, Dy5, Yz5	-150 °
6	Yy6, Dd6, Dz6	180 °
7	Yd7, Dy7, Yz7	150 °
8	Dd8, Dz8	120 °
10	Dd10, Dz10	60 °
11	Yd11, Dy11, Yz11	30 °

**NOTA** Si un transformador reductor se monta junto con un controlador de grupo electrógeno, se deben utilizar también los valores de configuración mostrados en la tabla superior.

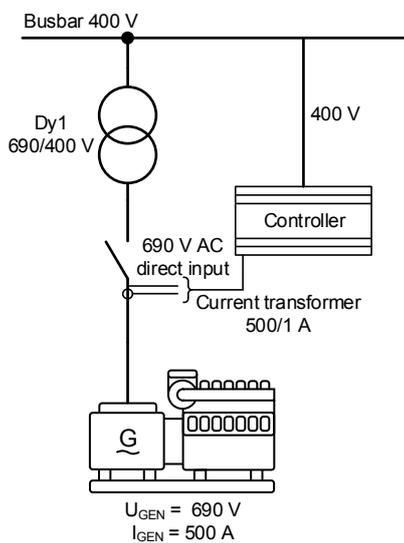
Si están instalados un transformador reductor y un controlador de red, observe cómo se montan los dispositivos de medida en el controlador. En el diagrama inferior se muestra cómo se realiza correctamente la conexión.



**NOTA** La conexión que se muestra en la figura se debe utilizar siempre que se utilice un controlador para un interruptor de red.

### 9.36.5 Ajuste del transformador reductor y del transformador de medida

Si el lado AT del transformador presenta un nivel de tensión superior a 690 V AC, será necesario utilizar transformadores de medida. En este ejemplo, el lado AT presenta una tensión de 690 V y, por tanto, no es necesario utilizar un transformador de medida. El transformador reductor puede tener un desfase de ángulo de fase que debe ser compensado. La configuración de todos los parámetros se puede realizar desde el utility software y se explicará mediante un ejemplo:



- El transformador es un transformador reductor Dy1, con unos ajustes nominales de 690/400 V.
- El generador tiene una tensión nominal de 690 V, una intensidad nominal de 500 A y una potencia nominal de 480 kW.
- En esta aplicación no existe un transformador de medida ya que el ML-2 es capaz de manejar directamente los niveles de tensión.
- La tensión nominal de barras es 400 V.

Sigue siendo necesario instalar transformadores de intensidad. En este ejemplo, los transformadores de intensidad tienen una intensidad nominal de 500/1 A. Debido al hecho de que el transformador reductor tiene el grupo de conexión Dy1, habrá un desfase de +30 °.

Estos parámetros se pueden programar mediante la pantalla o el utility software. Estos valores de configuración se deben introducir en los parámetros mostrados en la tabla inferior:

Parámetro	Comentario	Ajuste
6002	Potencia nominal del generador	480
6003	Intensidad nominal del generador	500

Parámetro	Comentario	Ajuste
6004	Tensión nominal del generador	690
6041	Primario del transformador de medida de AT (en este caso no hay ninguno)	690
6042	Secundario del transformador de medida de AT (en este caso no hay ninguno)	690
6043	Primario del transformador de intensidad	500
6044	Secundario del transformador de intensidad	1
6051	Primario del transformador de medida de BT (barras) (en este caso no hay ninguno)	400
6052	Secundario del transformador de medida de BT (barras) (en este caso no hay ninguno)	400
6053	Configuración de BT nominal del transformador elevador	400
9141	Compensación de ángulo de fase	-30 °

## 9.37 Demanda de puntas de corriente

### 9.37.1 Demanda de I térmica

Esta medición se utiliza para simular un sistema bimetálico, conocido del amperímetro de Demanda Máxima, que es específicamente idóneo para la indicación de cargas térmicas en relación con cables, transformadores, y otros.

Es posible mostrar dos indicadores diferentes en la pantalla. El primer indicador se denomina Demanda de I térmica. Este indicador muestra la intensidad pico **máxima** a lo largo de un intervalo de tiempo ajustable.

**NOTA** Tenga presente que la media calculada NO es lo mismo que la intensidad media en el curso del tiempo. El valor de Demanda de I térmica es una media de la intensidad PICO MÁXIMA en el intervalo de tiempo ajustable.

Las intensidades pico medidas se muestran una vez por segundo y cada 6 segundos se calcula un valor pico medio. Si el valor pico es superior al valor pico máximo anterior, se utiliza para calcular una nueva media. El período de demanda térmica proporcionará una característica térmica exponencial.

El intervalo de tiempo dentro del cual se calcula la intensidad pico máxima media se puede ajustar en el parámetro 6840. Este valor también se puede resetear. Si se resetea este valor, quedará registrado en el histórico de eventos y la indicación en la pantalla se reseteará a 0.

### 9.37.2 Demanda de I máx.

El segundo indicador se denomina Demanda de I máxima y en la pantalla del controlador aparece abreviado como Demanda I máx. El indicador muestra el valor de la intensidad pico máxima más reciente. Cuando se detecta una nueva intensidad pico máxima, el valor se guarda en la pantalla. Este valor puede resetearse en el menú 6843. Si se resetea este valor, se registrará en el histórico de eventos.

**NOTA** Las dos funciones de reset están también disponibles como comandos a través de (*Output (Salida), Command (Comando), Reset I max demand (Resetear demanda I máx.)* y *Reset I thermal demand (Resetear Demanda I térmica)*).

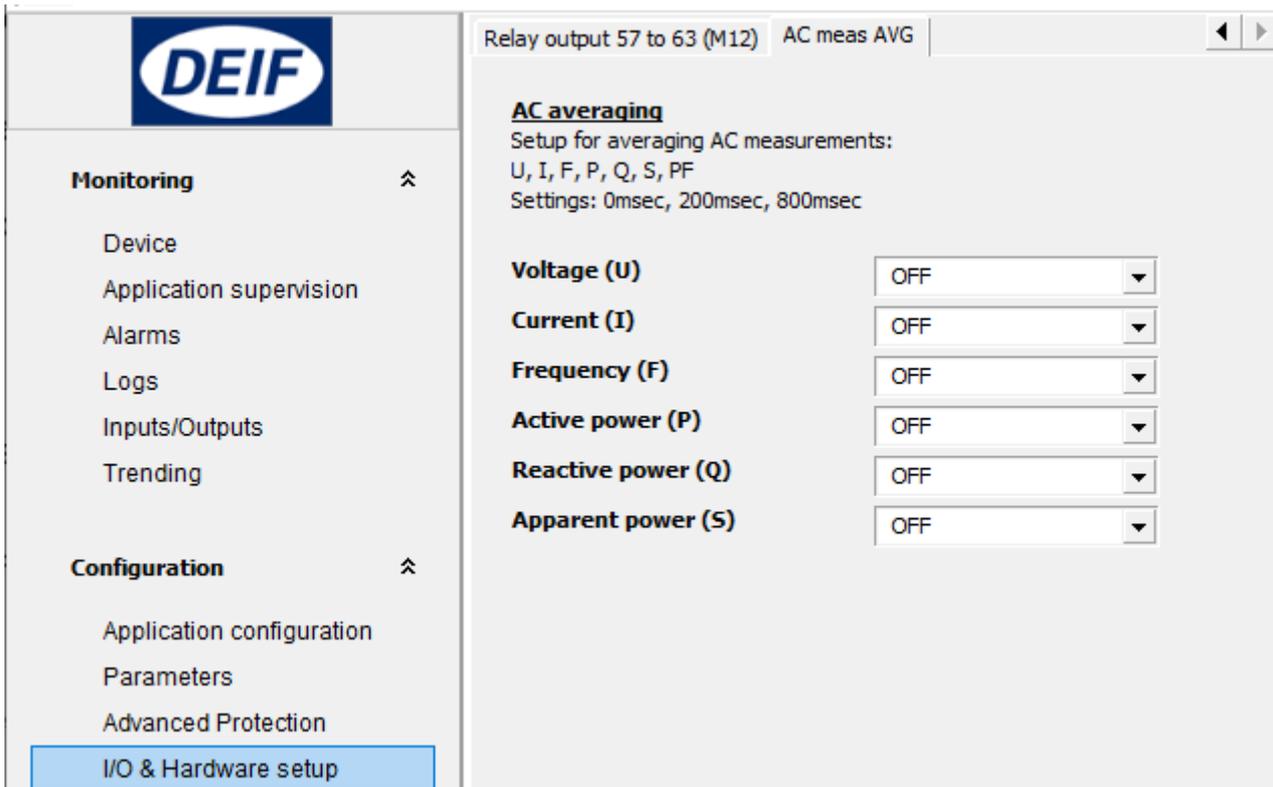
**NOTA** La lectura de la pantalla se actualiza a intervalos de 6 segundos.

## 9.38 Cálculo de promedio de CA

### 9.38.1 Cálculo de promedio de medición en corriente alterna

Puede utilizar Utility Software para configurar el cálculo de promedio para un número de mediciones en corriente alterna. Los valores promedio se muestran en la unidad de pantalla y en los valores Modbus. Sin embargo, el controlador sigue utilizando mediciones en tiempo real.

En Utility Software, en *Configuración de E/S y hardware*, seleccione la pestaña *Cálculo prom. med. CA*. Puede seleccionar para cada medición sin cálculo de promedio (0 ms), promedios calculados en 200 ms, o promedios calculados en 800 ms.



### 9.38.2 Alarmas de valor medio de CA

Se activa una alarma si el promedio de una medición específica supera la consigna durante un tiempo determinado.

En principio, el cálculo del promedio se realiza cada vez que se actualiza la medición, por ejemplo, la tensión. El promedio se basa en el valor eficaz RMS de las tres fases.

Cada alarma tiene dos niveles. Puede utilizar el USW para configurar estas alarmas.

Parámetro	Item
14000	Media G U> L-L 1
14010	Media G U> L-L 2
14020	Media G U< L-L 1
14030	Media G U< L-L 2
14040	Media G U> L-N 1
14050	Media G U> L-N 2
14060	Media G U< L-N 1
14070	Media G U< L-N 2
14080	Media G f> 1
14090	Media G f> 2
14100	Media G f< 1
14110	Media G f< 2

Parámetro	Item
14120	Media I > 1
14130	Media I > 2

**NOTA** No puede configurar estas alarmas desde la pantalla.

## 9.39 Contadores

### 9.39.1 Parámetros del contador

Se incluyen contadores para diversos valores y algunos de ellos pueden ajustarse si es necesario, por ejemplo si el controlador se instala en un grupo electrógeno ya existente o si se ha instalado un interruptor nuevo.

La tabla muestra los valores ajustables y su función en el menú 6100:

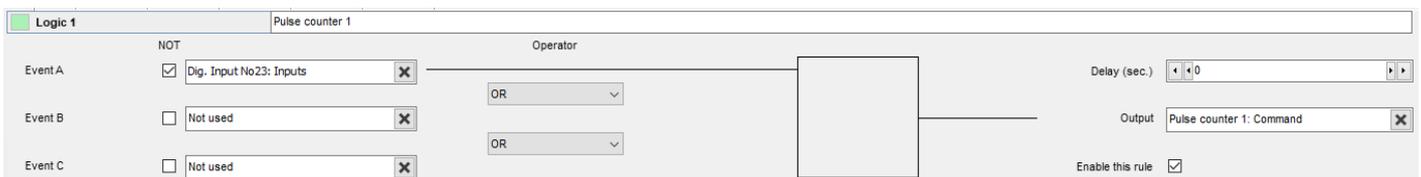
Parámetro	Nombre	Función	Comentario
6101	Tiempo de marcha	Ajuste de compensación del contador de horas de operación totales.	Se incrementa el cómputo cuando está presente la realimentación de marcha.
6102	Tiempo de marcha	Ajuste de compensación del contador de miles horas totales en marcha.	Se incrementa el cómputo cuando está presente la realimentación de marcha.
6103	Operaciones (maniobras) interruptor GB	Ajuste de compensación del número de maniobras del interruptor del generador.	Se incrementa el cómputo al emitirse cada comando de cierre del GB.
6104	Maniobras del interruptor MB	Ajuste de compensación del número de maniobras del interruptor de red.	Se incrementa el cómputo al emitirse cada comando de cierre de MB.
6105	Resetear kWh	Resetea el contador de kWh.	Se resetea automáticamente a OFF después del reset. La función Reset no puede dejarse activada.
6106	Intentos de arranque	Ajuste de compensación del número de intentos de arranque.	Se incrementa el cómputo en cada intento de arranque.

**NOTA**

Se pueden leer en el Utility Software para PC contadores adicionales de *Horas en marcha* y *Energía* .

### 9.39.2 Contadores de entradas de impulsos

Como entrada de contador se pueden utilizar dos entradas digitales configurables. Los dos contadores se pueden utilizar para, por ejemplo, consumo de combustible o flujo de calor. Las dos entradas digitales se pueden configurar ÚNICAMENTE para entradas de impulsos vía M-Logic, como se muestra en el ejemplo inferior.



- El factor de escala de la entrada de impulsos se puede configurar en el menú 6851/6861. Es posible determinar como valor de escala impulso/unidad o unidad/impulso.
- Los valores de contador se pueden leer en la pantalla y el número de decimales se puede ajustar en el menú 6853/6863.

**NOTA** El controlador puede detectar de 4 a 5 impulsos por segundo.

### 9.39.3 Contadores de kWh/kVArh

El controlador dispone de dos salidas de transistor, cada una de las cuales representa un valor para la producción de potencia. Las salidas son salidas de impulsos y la duración del impulso para cada una de las activaciones es 1 segundo.

Número de term.	Salida
20	kWh
21	kVArh
22	Terminal de referencia (común)

El número de impulsos depende del valor de configuración al cual se ha ajustado realmente la potencia nominal:

Potencia del generador	Valor	Número de impulsos (kWh)	Número de impulsos (kVArh)
P <sub>NOM</sub>	<100 kW	1 impulso/kWh	1 impulso/kVArh
P <sub>NOM</sub>	100 hasta 1000 kW	1 impulso/10kWh	1 impulso/10 kVArh
P <sub>NOM</sub>	> 1000 kW	1 impulso/100 kWh	1 impulso/100 kVArh

**NOTA** La medición de kWh se muestra también en la pantalla, pero la medición de kVArh está disponible únicamente a través de la salida de transistor.

**NOTA** Tenga presente que la carga máxima de las salidas de transistor es 10mA.

### 9.39.4 Contadores M-Logic



#### Más información

Véase **Contadores de evento M-Logic** en **Notas de aplicación M-Logic AGC-4 Mk II**.

## 9.40 Monitor de aislamiento KWG ISO5

Si dispone de la opción H12, puede conectar un monitor de aislamiento KWG ISO5 a los terminales de bus CAN. Una vez realizado, el controlador puede recibir la resistencia de aislamiento.

Puede añadir la resistencia de aislamiento a una vista en la pantalla del controlador. También puede utilizar la resistencia del aislamiento en una alarma de entrada analógica. Puede utilizar Modbus y M-Logic para comunicar con KWG ISO5.

#### Configuración

Si no hay ningún ECU a los terminales de bus CAN, seleccione *Monitor de aislamiento KWG ISO5* en *Motor I/F* (parámetro 7561).

Si un J1939 ECU está conectado y seleccionado en el parámetro 7561, el controlador detecta automáticamente el KWG ISO5.

#### Consultar la resistencia del aislamiento

En *Utility Software*, en *Configuración de las vistas de usuario*, seleccione una vista y seleccione una línea de vista. Seleccione *Comunicación con el motor, Monitor de aislamiento, Monitoreo de aislamiento KWG ISO5*.

#### Crear una alarma de resistencia del aislamiento

Puede utilizar la función de medición diferencial para crear una alarma de resistencia del aislamiento.



#### Ejemplo: activar una alarma cuando la resistencia del aislamiento está por debajo de 20 kΩ

En *Delta ana9 InpA* (parámetro 4745) e *InpB* (4746), seleccione *Resistencia de aislamiento KWG ISO5*.

**Parameter "Delta ana9 InpA" (Channel 4745)**

**Set point :**  
KWG ISO5 insulation resistance

**Password level :** customer

Enable  
 High Alarm  
 Inverse proportional

Auto acknowledge  
Inhibits...

★ Write OK Cancel

**Parameter "Delta ana9 InpB" (Channel 4746)**

**Set point :**  
KWG ISO5 insulation resistance

**Password level :** customer

Enable  
 High Alarm  
 Inverse proportional

Auto acknowledge  
Inhibits...

★ Write OK Cancel

En Delta ana9 1 (4790), configure la alarma.

**Parameter "Delta ana9 1" (Channel 4790)**

**Set point :**  
-999,9 20 999,9

**Timer :**  
0 5 sec 999

**Fail class :** Warning

**Output A** Not used

**Output B** Not used

**Password level :** customer

Enable  
 High Alarm  
 Inverse proportional

Auto acknowledge  
Inhibits...

**Commissioning**

Actual value : 0

Actual timer value

0 sec 5 sec

★ Write OK Cancel

**NOTA** Activar la resistencia cuando la resistencia está por debajo de 20 kΩ no representa una *Alarma alta*.

## Comandos de M-Logic

Salida, comandos EIC

Comando	Detalles
Telegrama de prueba a EIC KWG ISO5	El controlador envía un telegrama de prueba a KWG ISO5.
Telegrama de reseteo de EIC KWG ISO5	El controlador envía un telegrama de reseteo a KWG ISO5.
Telegrama de reseteo de zumbador de EIC KWG ISO5	El controlador envía un telegrama de reseteo de zumbador a KWG ISO5.

## Eventos M-Logic

Eventos, Evento EIC

Evento	Detalles
KWG ISO5 - Fallo de aislamiento	KWG ISO5 ha detectado un fallo de aislamiento.
KWG ISO5 - Advertencia de aislamiento	KWG ISO5 está enviando una advertencia de aislamiento.
KWG ISO5 - Tiempo límite de aislamiento rebasado	El controlador no puede conectarse a KWG ISO5.



### Más información

Véase **Módulo de E/S externas CIO/IOM (opción H12.2/H12.8)** en las **Instrucciones de instalación** para la información de cableado.

## 9.41 Aplicación no soportada

El controlador presenta limitaciones de configuración. Si se incumple una norma de configuración, el controlador activa la alarma *Aplicación no soportada* o la alarma *Config. de interruptor errónea*. El valor de la alarma muestra la norma que se ha incumplido. Puede consultar el valor de la alarma en el registro de alarmas en el Software Utility (abra la página de *Registros* y obtenga los *Registros de alarma*).

Valor de alarma	Regla de configuración
1	Para aplicaciones de controlador estándar, el controlador debe disponer de la opción de gestión de potencia.
2	No es posible configurar una aplicación de controlador individual con un controlador de red o un controlador de interruptor acoplador de barras (BTB).
4	Aplicación de red múltiple con red de grupo o red principal configurada.
7	Tipo de aplicación desconocido.
8	El controlador debe tener activada la opción de emulación para activar la emulación.
10	El número de controladores en planta supera el número máximo de controladores permitidos.
12	Para aplicaciones de controlador individual con un interruptor de generador externo, se pueden configurar ambas retroalimentaciones.
13	Para aplicaciones de controlador individual con un interruptor de red externo, se pueden configurar ambas retroalimentaciones.
29	Hay un conflicto de protocolo CAN interno.
36	No puede haber una red en la configuración de la aplicación cuando PMS lite esté activado.
37	CANshare y PMS lite no pueden ejecutarse en la misma línea CAN.

### Ejemplo de registro de alarma

TimeStamp	Line	Text	Channel	PPower	QPower	PF	Gen. U1	Gen. U2	Gen. U3	Gen. I1	Gen. I2	Gen. I3	Gen. F	Bus U1	Bus U2	Bus U3	Bus F	df/dt	Vector	Multi input 102	Multi input 105	Multi input 108	Tacho	Alarm value
2023-08-25 10:39:57.300	0	Unsupported appl.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36

# 10. PID de uso general

## 10.1 Introducción

Los controladores PID de uso general utilizan los m los controladores PID para salida de AVR y regulador de velocidad. Se componen de una parte proporcional, integral y diferencial. Las partes integral y diferencial son dependientes de la ganancia proporcional. Encontrará una descripción del principio en el capítulo relativo a controladores para regulador automático de tensión (AVR) y regulador de velocidad (GOV). El control de relés también se describe en el capítulo relativo al control de regulador automático de tensión (AVR)/regulador de velocidad (GOV).

Tenga en cuenta que los los PID de uso general presentan una sensibilidad de respuesta algo inferior. Estos controladores se han concebido para la regulación de temperatura, control de ventiladores, válvulas, etc.

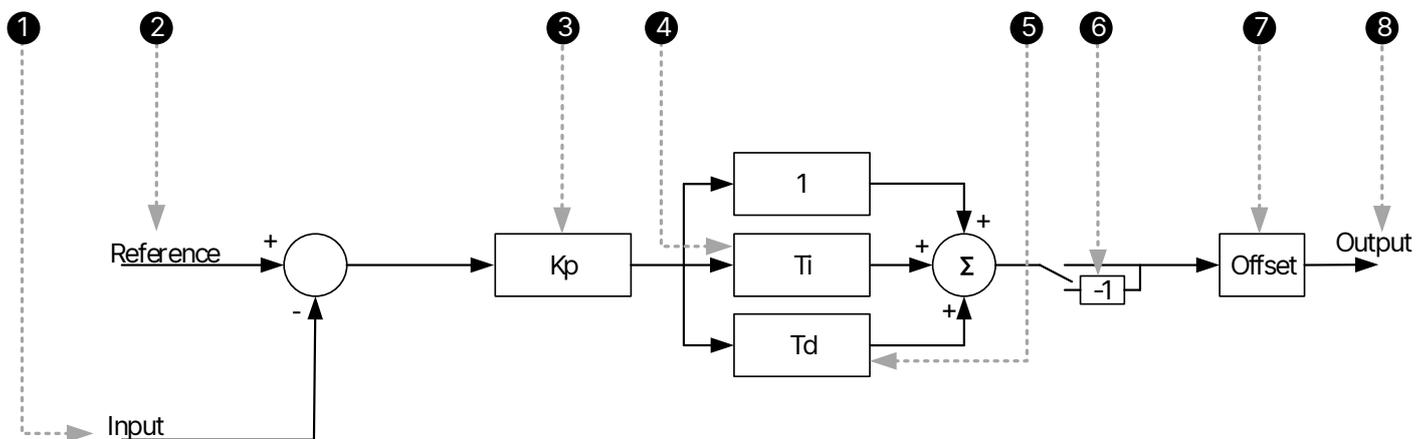
Esta sección describe opciones en la interfaz GP PID, con algunos ejemplos de configuración.

### Siglas

- GP: Finalidad general
- SP: Consigna
- PV: Variable del proceso

### 10.1.1 Bucle analógico PID de uso general

La regulación analógica en los PID de uso general se gestiona mediante un bucle PID. El diagrama a continuación muestra los elementos en el circuito PID.



1. **Entrada:** esta es la entrada analógica que mide el proceso que el controlador está intentando regular. Véase *Entrada* más adelante en este documento.
2. **Referencia:** esta es la consigna que el controlador está intentando regular para que coincida con la entrada. Véase *Entrada* más adelante en este documento.
3. **Kp:** La ganancia proporcional del bucle PID. Véase *Salida* más adelante en este documento.
4. **Ti:** La ganancia integral del bucle PID.
5. **Td:** La ganancia diferencial del bucle PID.
6. **Inversa:** la habilitación de Inversa confiere a la salida un signo negativo. Véase *Salida* más adelante en este documento.
7. **Compensación (offset):** la compensación se suma a la función y desplaza el rango de regulación. Véase *Salida* más adelante en este documento.
8. **Salida:** esta es la salida final del PID que controla el transductor.

## 10.1.2 Interfaz con PID de uso general en el Utility software para PC

Utilice el botón PID () en Utility Software para configurar las entradas y salidas de GP PID.

## 10.2 Entradas

### 10.2.1 Entradas

Cada salida puede tener hasta tres entradas. Para el cálculo de la señal de salida se utiliza solo una entrada cada vez. Véase **Selección dinámica de entradas** para saber cómo se maneja la selección.

## Explicación de la configuración de PID de uso general (GP)

The screenshot shows the 'PID Input Configuration' window for PID 1. It is divided into three sections: 'Input 1 Configuration', 'Input 2 Configuration', and 'Input 3 Configuration'. Each section contains a list of parameters with corresponding input fields or sliders.

Parameter	Value
Activation of PID 1	On
Input 1	Ext. Input 3
Input 1 min.	0
Input 1 max.	100
Setpoint 1	Reference 1
Setpoint 1 min.	0
Setpoint 1 max.	100
Setpoint 1 offset	0
Reference 1	300
Weight 1	1
Enable 1	On
Input 2	EIC Oil temp. (SPN :)
Input 2 min.	0
Input 2 max.	100
Setpoint 2	Reference 2
Setpoint 2 min.	0
Setpoint 2 max.	100
Setpoint 2 offset	0
Reference 2	900
Weight 2	1
Enable 2	On
Input 3	EIC Aux coolant tem
Input 3 min.	0
Input 3 max.	100
Setpoint 3	Reference 3
Setpoint 3 min.	0
Setpoint 3 max.	100
Setpoint 3 offset	0
Reference 3	850
Weight 3	1
Enable 3	On

1. **Activación de PID[#]:** habilita el PID o permite habilitarlo desde M-Logic.
2. **Entrada 1:** seleccione aquí la fuente de esta entrada. Las opciones incluyen entradas analógicas de controlador, entradas analógicas externas y mediciones EIC.
3. **Mín. de entrada 1:** el extremo inferior de la escala para la entrada.
4. **Máx. de entrada 1:** el extremo superior de la escala para la entrada.
5. **Consigna 1:** Seleccione **Referencia 1** para definir la consigna en esta casilla. Como alternativa, seleccione una fuente de consigna (desde las mismas opciones que **Entrada 1**).
6. **Mín. de consigna 1:** el extremo inferior de la escala para la consigna.
7. **Máx. de consigna 1:** el extremo superior de la escala para la consigna.
8. **Compensación de consigna 1:** la compensación de la consigna 1.
9. **Referencia 1:** seleccione la consigna GP PID (se debe seleccionar **Referencia 1** para **Consigna 1**) para esta entrada.  
**NOTA** La consigna utiliza escalado. Por ejemplo, para una temperatura de 30 °C, la consigna es **300**.
10. **Ponderación 1:** el valor de la entrada se multiplica por el factor de ponderación.
  - Un factor de ponderación de 1 significa que en los cálculos se utiliza el valor de entrada real.
  - Un factor de ponderación de 3 significa que el valor de entrada se considera tres veces superior en los cálculos.
11. **Habilitar 1**
  - Activada: la entrada se evalúa.
  - Desactivada: la entrada no se evalúa.

### 10.2.2 Selección de entrada dinámica

Cada GP PID puede tener hasta tres entradas activas. Todas las entradas activadas se evalúan de forma continua. Se selecciona la entrada que causa la salida más alta o más baja. Esto depende de si se selecciona la salida más alta o más baja en la configuración de las salidas.

## Ejemplo de explicación de selección dinámica de entrada

Un contenedor que aloja un grupo electrógeno en su interior constituye un ejemplo realista del uso de la selección de entrada dinámica. Las siguientes tres variables se ven afectadas por la ventilación y, por lo tanto, tiene sentido que compartan la salida.

- El contenedor incluye un sensor para la temperatura interna del contenedor. Para garantizar la vida útil de los componentes electrónicos dentro del contenedor, la temperatura máxima es de 30 °C. (Entrada 1).
- La admisión de aire del motor de combustión se encuentra dentro del contenedor. Por lo tanto, la temperatura de entrada del turbocompresor depende de la temperatura del aire dentro del contenedor. La temperatura máxima de aire de admisión es de 32 °C. (Entrada 2).
- El alternador se refrigera mediante el aire dentro del contenedor. Por lo tanto, la temperatura de los devanados del turbocompresor depende de la temperatura del aire dentro del contenedor. La temperatura máxima de los devanados es de 130 °C. (Entrada 3).

Estos datos se utilizan para configurar las entradas en la captura de pantalla más arriba (Entradas). Todas las entradas están configuradas con el rango completo de medición (0 hasta 100 %) y un factor de ponderación de 1. La salida común que llega al accionamiento del ventilador está configurada para dar prioridad a la salida máxima tal como se explica en **Salida**. Esta configuración garantiza que no se rebase permanentemente ninguna de las consignas de entrada a no ser que se haya alcanzado la ventilación máxima.

Por ejemplo, durante el funcionamiento, el controlador ha estado utilizando la entrada 1 y se mantiene una temperatura de 30 °C en el contenedor. En algún punto, la carcasa del filtro de aire se calienta por la radiación del motor de combustión. Esto provoca que la entrada 2 aumente más por encima de 32 °C que la entrada 1 por encima de 30 °C. La entrada 2 ahora posee la desviación positiva más alta. Todas las entradas se configuran con un factor ponderado de 1 y se prioriza la salida máxima. La mayor desviación positiva da como resultado la salida máxima, y por ello se selecciona la entrada 2.

Posteriormente, el grupo electrógeno funciona a máxima capacidad con un máximo de carga reactiva. A causa de las corrientes altas, los devanados del alternador se calientan más allá de la consigna de 130 °C. En algún punto, la entrada 3 da como resultado una salida máxima y, por lo tanto, se selecciona como entrada para su uso en el cálculo de la salida. Se incrementa la ventilación. La temperatura de los devanados puede alcanzar un valor estacionario de 130 °C con una temperatura ambiente dentro del contenedor de 27 °C y una temperatura en la entrada del compresor de 30 °C. Siempre que ésta sea la situación, la entrada 3 permanece como entrada seleccionada, ya que se trata de la entrada que proporciona la salida más alta.

Para temperaturas ambiente elevadas, la ventilación tal vez no logre controlar suficientemente la temperatura, de forma que las temperaturas comiencen a aumentar por encima de la consigna. La salida permanece en el 100 % siempre que alguna de las entradas permanezca continuamente por encima de sus respectivas consignas.

El factor de ponderación se aplica también a la selección de entrada dinámica. Si cualquiera de las tres entradas tienen diferentes factores de ponderación, la desviación máxima no es necesariamente la salida máxima. Si dos entradas con una desviación similar respecto a sus consignas tienen factores de ponderación de 1.0 y 2.0, respectivamente, la segunda tiene el doble de salida.

## 10.3 Salida

### 10.3.1 Explicación de los parámetros de configuración de la salida

The screenshot displays the 'PID1 Output Configuration' interface. At the top, there are tabs for 'PID1 inp.', 'PID1 outp.', 'PID2 inp.', 'PID2 outp.', 'PID3 inp.', 'PID3 outp.', and 'PID4 inp.'. The main configuration area is divided into three sections: 'Analogue Settings' and 'Relay Settings'. Each parameter is accompanied by a slider, a numerical value, and a unit. Some parameters also have dropdown menus.

Parameter	Value	Unit
1 Priority	Maximum output	
2 Output type	Analogue	
3 Analogue Kp	0,5	
4 Analogue Ti	60	s
5 Analogue Td	0	s
6 Analogue/EIC output	Disabled	
7 Analogue output inverse	OFF	
8 Analogue offset	50	%
9 M-logic min event setpoint	5	%
10 M-logic max event setpoint	95	%
11 Relay Db	2	%
12 Relay Kp	0,5	
13 Relay Td	0	s
14 Relay min. on-time	0,5	s
15 Relay period time	2,5	s
16 Relay increase	Not used	
17 Relay decrease	Not used	

#### 1. Prioridad

Este parámetro de configuración se utiliza para la característica de selección dinámica de entrada. *Salida máxima* selecciona la entrada que aporta la salida más alta. *Salida mínima* selecciona la entrada que aporta la salida más baja.

## 2. Tipo de salida

Seleccione salida *Relé*, *Analógica* o *EIC*. Los siguientes parámetros con la marca *analógica* solo son aplicables para regulación analógica y EIC. Los parámetros con la marca *relé* solo son aplicables a la regulación de relé.

## 3. Kp analógica

Se trata del valor de ganancia proporcional. Si se aumenta este valor, se obtiene una reacción más agresiva. El ajuste de este valor también afecta a la salida integral y diferencial. Si se requiere Kp sin que se vea afectada la parte integrante Ti o la parte diferencial Td, ajuste Ti y Td de manera acorde.

## 4. Ti analógica

Si se aumenta el valor de Ti, se obtiene un acción integral menos agresiva.

## 5. Td analógica

Si se aumenta la Td, se obtiene una acción diferencial más agresiva.

## 6. Salida analógica/EIC

Seleccione una salida en la lista desplegable.

Si se selecciona **Analógica** en *Tipo de salida*, puede seleccionar:

*Transductor [68/70 PWM/72]*: Salidas de controlador.

*Salida ext. Salida [1 a 8]*: Las ocho salidas analógicas CIO 308.

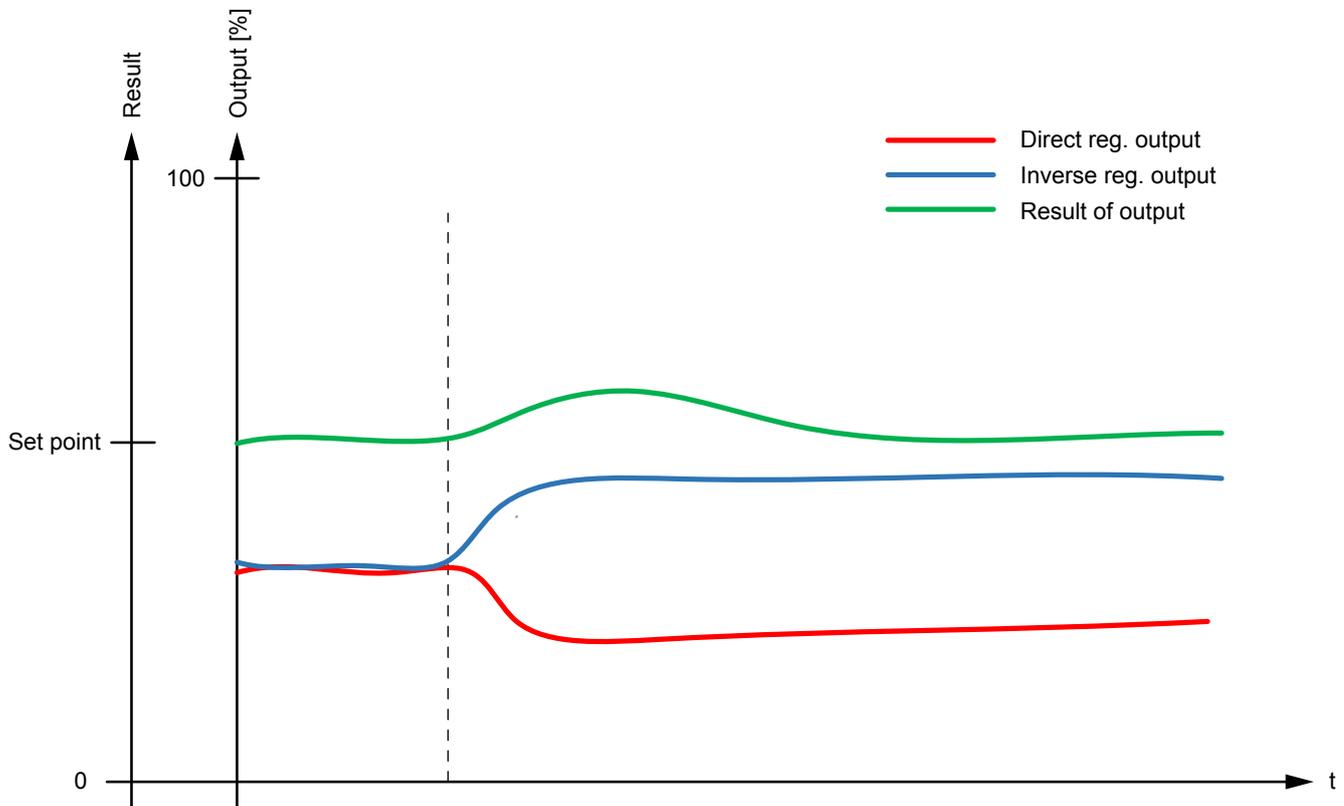
*IOM2xx ID [0 a 2] AO [1 a 2]*: Salidas analógicas IOM 220/230.

- Como salidas PID se pueden utilizar hasta tres IOMs. Utilice los microinterruptores DIP de selección de IOM ID para seleccionar cada IOM ID. Véase la **Hoja de datos del IOM 200** para conocer más detalles.
- En cada IOM se pueden utilizar dos salidas analógicas. AO 1 corresponde a los terminales 7-8 y AO 2 corresponde a los terminales 9-10.
- Los IOMs se pueden conectar en serie con una ECU y/u otros equipos que utilicen comunicación vía bus CAN.
- Los IOMs se detectan automáticamente si se ha seleccionado un protocolo de motor de combustión J1939 en el parámetro 7561. Si no hay ninguna ECU, seleccione *IOM2xx* en el parámetro 7561.

Si se selecciona **EIC** en *Tipo de salida*, puede seleccionar *Desactivado* o *Velocidad de ventilador (SPN 986)*.

## 7. Salida analógica inversa

Si se habilita esta opción, se invierte la función de salida.



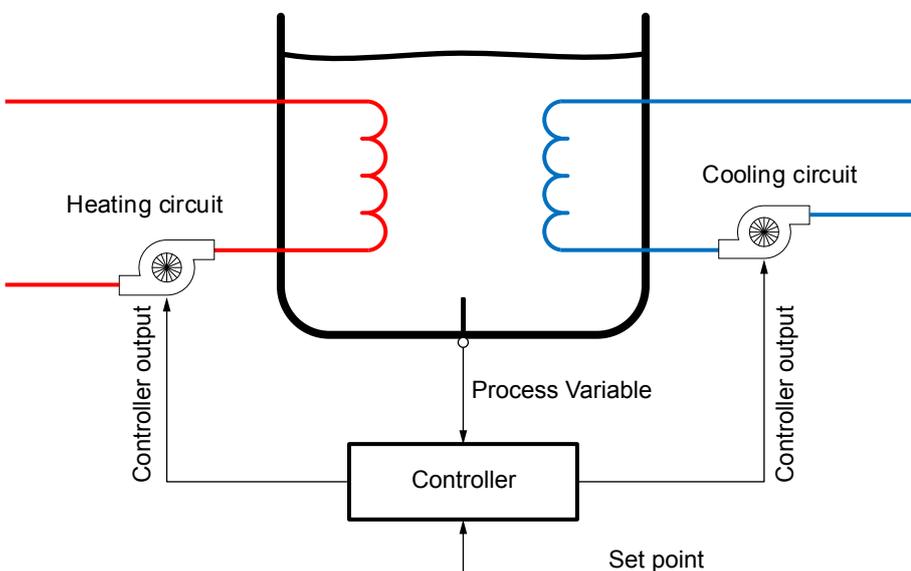
- Error de directa = Consigna - Variable del proceso
- Error de inversa = Variable del proceso - Consigna

La salida directa se utiliza en aplicaciones en las cuales un aumento de la salida analógica provoca un aumento de la variable del proceso.

La salida inversa se utiliza en aplicaciones en las cuales un aumento de la salida analógica disminuye el valor de la variable del proceso.

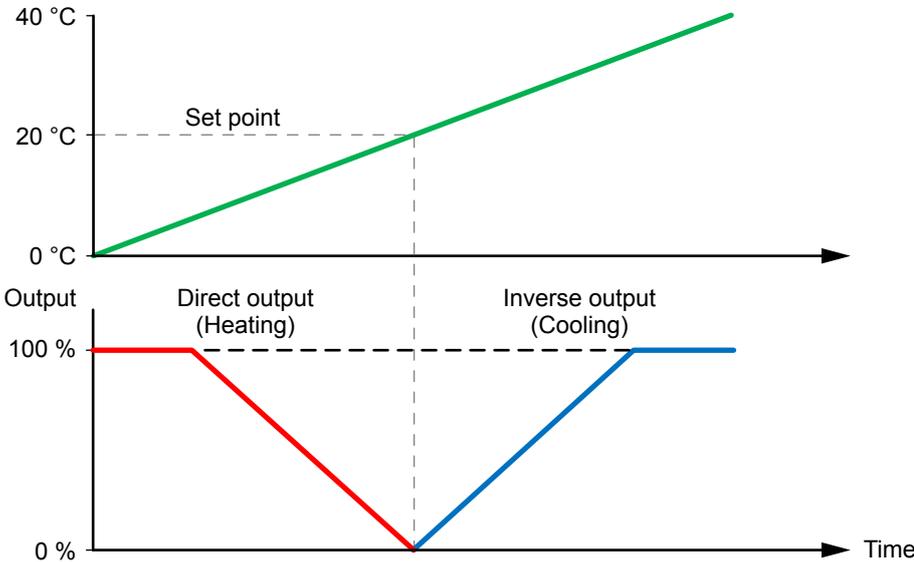
### Ejemplo que explica la regulación directa y la regulación indirecta

Habitualmente, las aplicaciones de calefacción utilizan salida directa y las aplicaciones de refrigeración utilizan salida inversa. Imaginemos un depósito de agua que debe mantenerse a 20 °C. El contenedor se puede exponer a temperaturas que van de 0 a 40 °C. Por lo tanto, tiene una bobina de calefacción y una bobina de refrigeración, como se muestra a continuación.



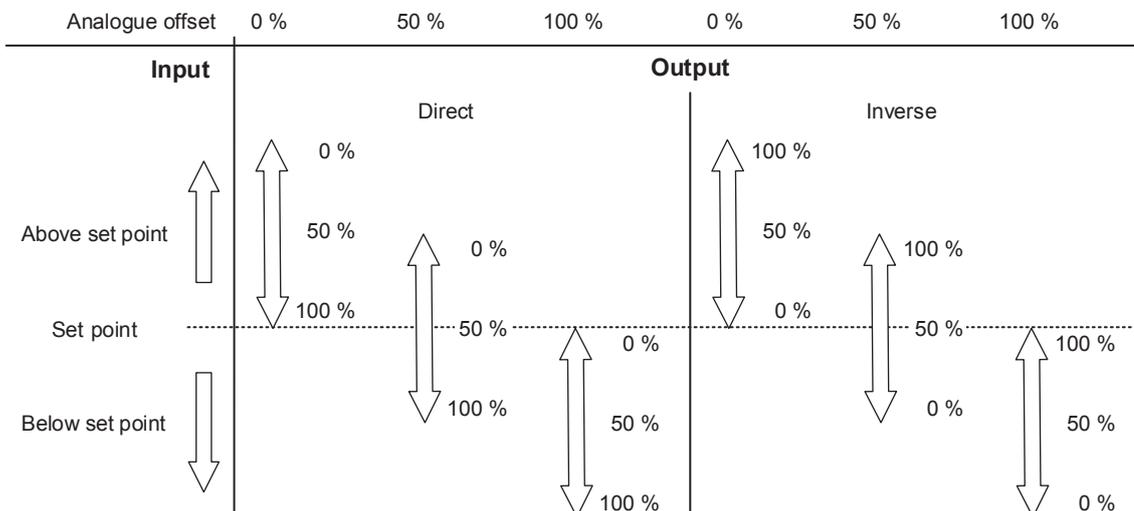
Para esta aplicación, se deben configurar dos controladores: uno con salida directa para la bomba de calefacción y uno con una salida inversa para la bomba de refrigeración. Para lograr la salida inversa mostrada, se necesita una compensación del 100 %. Véase **Compensación analógica** y **Ejemplo de salida inversa con compensación del 100 %** para obtener más información.

Por lo tanto, las temperaturas por debajo de 20 °C aportan una salida positiva para la bomba de calefacción. De manera similar, las temperaturas por encima de 20 °C aportan una salida positiva para la bomba de refrigeración. Por esta razón se mantiene la temperatura en la consigna.



### 8. Compensación analógica

La compensación determina el punto de arranque de la salida. El rango completo de salidas puede ser de 0 a 100 %. La compensación desplaza este rango. Una compensación del 50 % centra el rango de la salida en la consigna. Las compensaciones entre 0 y 100 % resultan en el rango completo de salida se sitúa por encima o por debajo de la consigna, respectivamente. Véase a continuación los efectos en las salidas de las entradas con diferentes compensaciones.



Una compensación del 100 % se utiliza habitualmente en el caso de salida inversa, como se muestra en el ejemplo de refrigeración anterior. Véase también **Ejemplo de una salida inversa con compensación del 0 %**.

### 9. Consigna de evento mín. en M-Logic

El controlador activa *Eventos > PID de uso general > n.º de PID en la salida mín.* en M-Logic.

### 10. Consigna de evento máx. en M-Logic

El controlador activa *Eventos > PID de uso general > n.º de PID en la salida máx.* en M-Logic.

### **11. B.m. relé**

Configuración de la banda muerta para control de relé.

### **12. Kp de relé**

Valor de ganancia proporcional para control de relé.

### **13. Td de relé**

Salida diferencial para control del relé.

### **14. Tiempo de conexión mín. de relé**

Tiempo de salida mínimo para control de relé. Configure este valor al tiempo mínimo que es capaz de activar el actuador controlado.

### **15. Tiempo de período de relé**

Tiempo total de un período de activación del relé. Cuando la salida de regulación está por encima de este tiempo de período, la salida de relé permanece constantemente activada.

### **16. Aumento de relé**

Elija el terminal para el relé empleado para activación positiva.

### **17. Disminución de relé**

Elija el terminal para el relé empleado para activación negativa.

## **10.4 Compensación de ganancia Kp**

### **10.4.1 Introducción**

Este documento describe la funcionalidad relativa a la "Compensación de ganancia Kp", de tal modo que es posible utilizar los parámetros de esta función y utilizar dicha descripción como ayuda para configurar la función. Esta función está prevista para su uso cuando el AGC controla el sistema del agua de refrigeración del grupo electrógeno.

A día de hoy hay dos situaciones en las cuales el motor de combustión está en peligro de entrar en oscilación, lo cual podría provocar el apagado del motor de combustión:

1. Impactos de carga
2. Arranque en frío del motor de combustión

En ambas situaciones es deseable contar con una ganancia superior cuando se necesite el cambio, pero con una ganancia inferior cuando el sistema deba estabilizarse. Sin "Compensación de ganancia KP", se debe equilibrar la configuración del controlador PID entre capacidad de reacción y estabilidad. La función "Compensación de ganancia Kp" permite configurar unos parámetros PID más lentos para cuando no se produzcan cambios o se esté realizando una estabilización y cuando haya cambios significativos en el sistema, esta función aumentará la reactividad del PID.

La "Compensación de ganancia Kp" consta de dos funciones independientes:

1. La compensación de ganancia en el caso de variaciones de la carga.
2. Compensación de desviación de consigna.

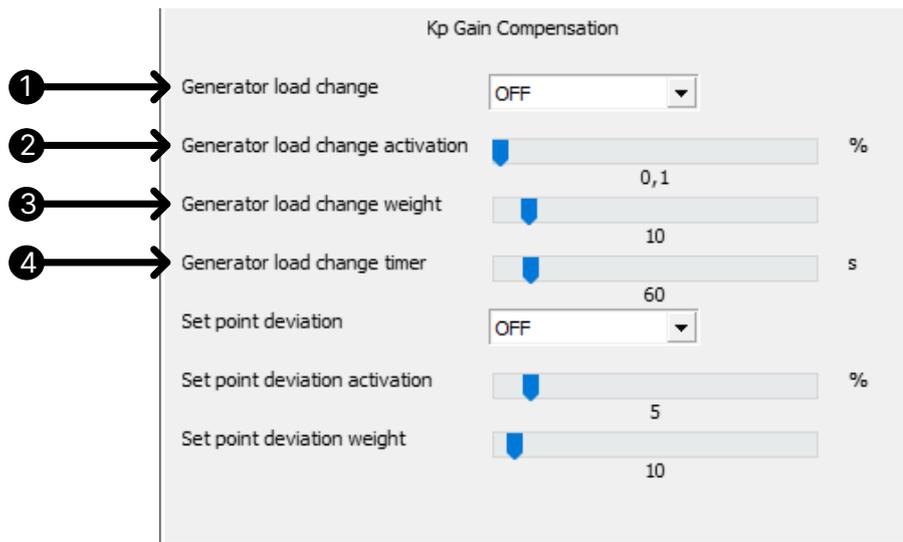
Éstas dos funciones, la compensación dependiente de la carga y la compensación de desviación de consigna se pueden utilizar por separado o bien juntas. Si se utilizan juntas, se utiliza siempre la función que proporciona la ganancia más alta.

### **10.4.2 Compensación de ganancia en el caso de variaciones de la carga**

En el caso de impactos o rechazos de grandes cargas, se puede producir una importante desviación en la refrigeración necesaria y, por tanto, crear una cierta inestabilidad en el sistema de refrigeración. Para paliar una parte de esta inestabilidad, la compensación de ganancia en el caso de variaciones de la carga aumentará de manera instantánea la ganancia respecto a la ganancia de la carga. Cuanto mayor sea la variación de la carga mayor será el aumento de la

ganancia. Este aumento de la ganancia disminuirá a lo largo de un tiempo preconfigurado hasta volver a alcanzar la ganancia nominal.

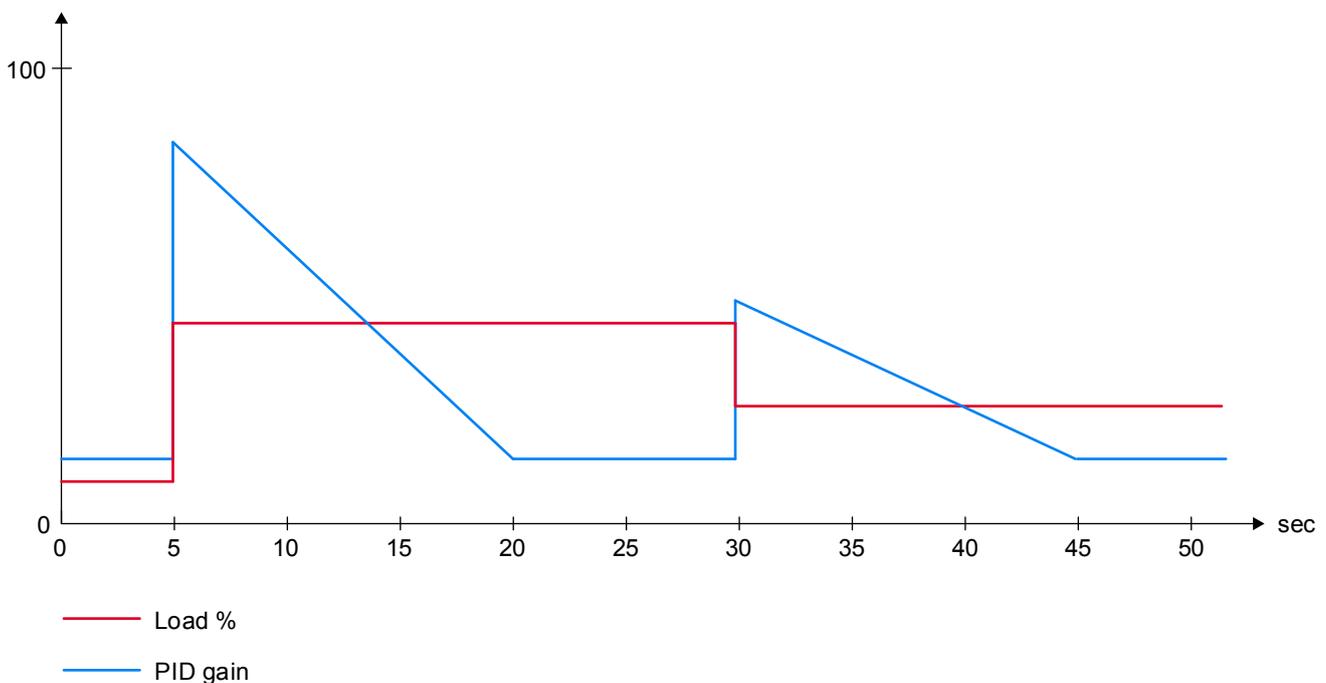
### Explicación de los parámetros de configuración



- Variación de la carga del generador:** Habilita/deshabilita la compensación de variaciones de carga.
- Activación de variación de carga del generador:** Límite de variación de la carga. El controlador necesita detectar una variación de la carga mayor que este límite antes de activar la compensación de ganancia. Por ejemplo, si se configura el límite a 10 %, debe producirse un impacto o rechazo de la carga de al menos el 10 % de la potencia nominal del grupo electrógeno para que se active esta función.
- Ponderación de la variación de la carga del generador:** El aumento de ganancia está basado en la variación de la carga en comparación con la carga nominal y este ratio se multiplica por el factor de ponderación de la carga.
- Temporizador de variación de la carga del generador:** El aumento de ganancia será instantáneo, pero disminuirá linealmente a lo largo del tiempo configurado hasta alcanzar la ganancia nominal.

### Ejemplo de compensación de ganancia de variación de la carga

% of nom. load



El diagrama superior muestra la reacción de la ganancia en base a dos variaciones de la carga.

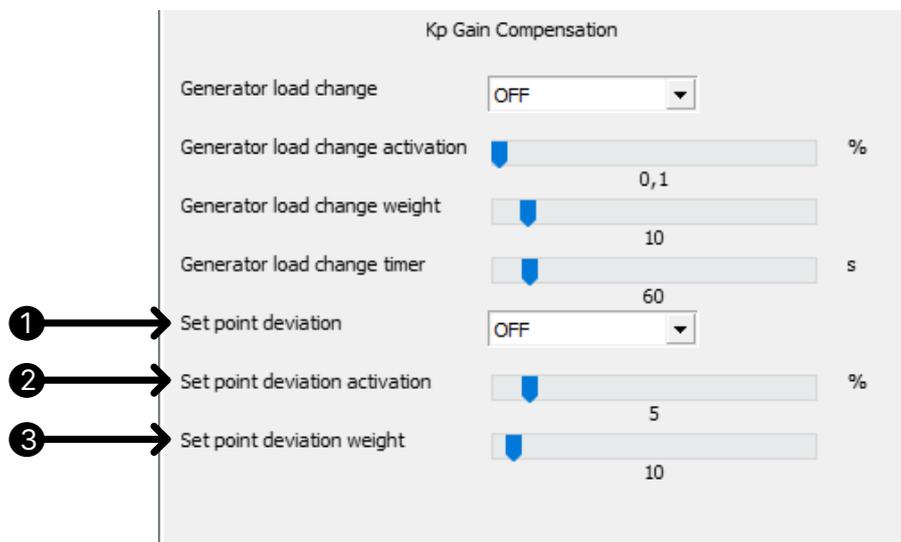
En la primera situación existe un impacto de carga elevada que provoca la activación de la compensación de ganancia de variación de la carga y aumenta instantáneamente la ganancia. Este aumento disminuirá, en este caso a lo largo de 15 segundos, y llevará la ganancia de nuevo al valor nominal.

Al cabo de unos segundos, el sistema rechaza de nuevo una parte de la carga, pero solo la mitad del primer impacto. La ganancia se aumenta de nuevo instantáneamente, pero esta vez solo la mitad ya que la variación de la carga es también de la mitad. El aumento todavía seguirá disminuyendo a lo largo de 15 segundos.

### 10.4.3 Compensación de desviación de la consigna

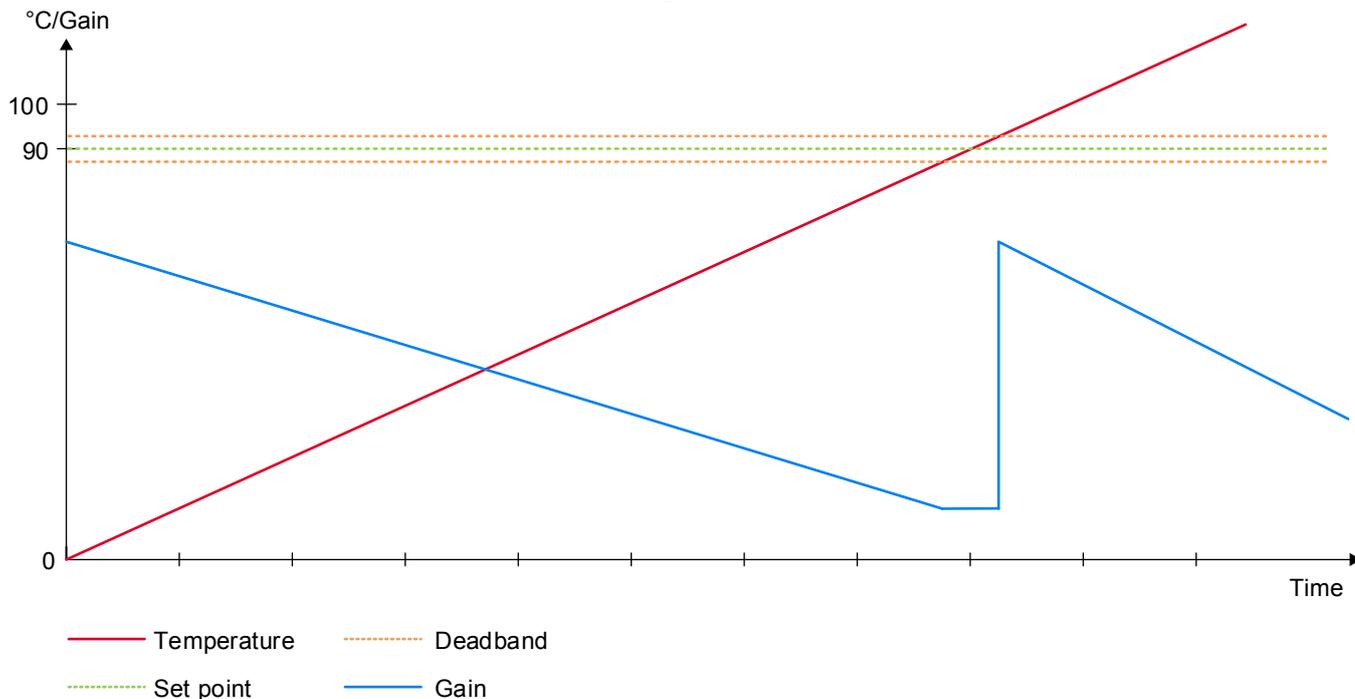
Esta función se ha previsto para ayudar a minimizar las desviaciones. En particular en el caso de un sistema de agua de refrigeración en el cual, con frecuencia, la consigna es muy próxima al límite de acabado, resulta difícil que un sistema lento reaccione a tiempo para evitar un apagado. Esta función aumentará enormemente la ganancia cuando el valor real rebasa la consigna en un valor superior a la banda muerta configurada, pero cuanto más se aleje el valor real respecto al valor consigna, disminuirá la compensación. Si el valor cae por debajo de la consigna, la función opera en sentido inverso. Cerca de la consigna, el aumento de ganancia es pequeño, pero cuanto más se aleje el valor real respecto al valor consigna, aumentará la compensación. Este comportamiento sirve para evitar que el sistema entre en oscilación.

#### Explicación de los parámetros de configuración



1. **Desviación de consigna:** Habilita/deshabilita la compensación de desviación de consigna.
2. **Activación de la desviación de consigna:** Banda muerta de desviación. Siempre que el valor real no se desvíe más de la banda muerta en este parámetro, no se activa la función.
3. **Ponderación de la desviación de consigna:** El aumento de ganancia está basado en la desviación de consigna en comparación con el valor nominal y esta relación se multiplica por el factor de ponderación.

## Ejemplo de compensación de desviación de consigna



El diagrama superior muestra qué aspecto puede presentar la reacción a una desviación de consigna.

Esta situación podría ser un aumento de la temperatura del agua de refrigeración en un grupo electrógeno. Por debajo de la consigna, la ganancia es muy alta, pero a medida que la temperatura se acerca a la consigna, disminuye la compensación de ganancia. Dentro del límite de activación, la ganancia se encuentra al valor nominal.

A medida que continúa aumentando la temperatura, rebasa de nuevo el límite de activación y cuando está por debajo de la consigna, se aumenta instantáneamente la ganancia. A medida que continúa aumentando la temperatura, disminuye de nuevo la compensación de ganancia.

## 10.5 M-Logic

### 10.5.1 Introducción

Todas las funciones de los PID de uso general (GP) se pueden activar y desactivar mediante M-Logic. A continuación se describen los eventos y comandos relativos a los PID de uso general (GP).

### 10.5.2 Eventos

M-Logic, Eventos, PID de uso general	Notas
PID [1-6] activo	Activado cuando está activo el PID.
PID [1-6] a la salida mín.	Activado cuando el PID se encuentra en una salida mínima (por debajo del parámetro de salida <i>Consigna de evento mín. de M-Logic</i> ).
PID [1-6] a la salida máx.	Se activa cuando el PID está entregando la potencia máxima (por encima del parámetro de salida <i>Consigna de evento máx. de M-Logic</i> ).
Salida de PID [1-6] congelada	Se activa cuando está congelado el PID.
PID [1-6] utilizando la entrada [1-3]	Se activa cuando la selección dinámica de entrada ha seleccionado la entrada [1-3] para cálculo de salida.
Control de PID [1-6] vía Modbus	Se activa cuando se solicita un control remoto vía Modbus de este PID.

### 10.5.3 Comandos

M-Logic, Comandos, Comandos PID de uso general	Notas
Activar PID [1-6]	Activa el controlador PID.
Forzar salida mín. de PID [1-6]	Fuerza la salida al valor configurado en el parámetro de salida <i>Salida mín. analógica.</i>
Forzar salida máx. de PID [1-6]	Fuerza la salida al valor configurado en el parámetro de salida <i>Salida máx. analógica.</i> (por ejemplo, para enfriado).
Reset de PID [1-6]	Fuerza la salida al valor configurado en el parámetro de salida <i>Compensación analógica.</i>
Salida de congelación de PID [1-6]	Congela la salida al valor actual.

### 10.6 Ejemplo: Control PID para un ventilador de motor de combustión

Se puede utilizar un PID de finalidad general para el control analógico de ventilador. En este ejemplo, el ventilador está montado en una construcción de radiadores tipo "sandwich". El ventilador arrastra aire a través de dos radiadores (uno para el refrigerante del interenfriador y uno para el agua de la camisa). Dado que estos dos sistemas tienen consignas de temperatura diferentes, se utiliza la selección dinámica de consigna.

## Configuración de entrada PID

The screenshot shows a software window titled "Pid" with a standard Windows interface. It contains a tabbed menu with "PID1 inp.", "PID1 outp.", "PID2 inp.", "PID2 outp.", "PID3 inp.", "PID3 outp.", and "PID4 inp.". The "PID1 inp." tab is active, displaying the "PID1 Input Configuration" section. This section is divided into "Input 1 Configuration" and "Input 2 Configuration".

**Input 1 Configuration:**

- Activation of PID1: On
- Input 1: EIC Intercool temp.
- Input 1 min.: 0 %
- Input 1 max.: 100 %
- Setpoint 1: Reference 1
- Setpoint 1 min.: 0 %
- Setpoint 1 max.: 100 %
- Setpoint 1 offset: 0
- Reference 1: 500
- Weight 1: 1
- Enable 1: On

**Input 2 Configuration:**

- Input 2: EIC Cooling water t<sub>r</sub>
- Input 2 min.: 0 %
- Input 2 max.: 100 %
- Setpoint 2: Reference 2
- Setpoint 2 min.: 0 %
- Setpoint 2 max.: 100 %
- Setpoint 2 offset: 0
- Reference 2: 900
- Weight 2: 1
- Enable 2: On

A tooltip labeled "Weight factor" is visible over the Weight 1 slider.

En este ejemplo, el ECM (Módulo de control del motor de combustión) utiliza la comunicación de la interfaz del motor para medir la temperatura del refrigerante del interenfriador y la temperatura del agua refrigerante de la camisa.

Entrada 1 utiliza la temp. de interenfriador EIC, y Entrada 2 utiliza la temp. del agua refrigerante EIC. Los valores mínimo y máximo están configurados para rango completo. La consigna de referencia de Entrada 1 es 500 para una consigna de temperatura de 50 °C para el refrigerante del interenfriador. La consigna de referencia de Entrada 2 es 900 para una consigna de temperatura de 90 °C para el refrigerante del interenfriador. Para una ponderación uniforme de las entradas,

ambos factores de ponderación son **1**. Las entradas 1 y 2 están activadas, y Entrada 3 (navegue hacia abajo en Utility Software) está desactivada.

## Configuración de salida PID

The screenshot shows the 'Pid' configuration window with the following settings:

- PID1 Output Configuration:**
  - Priority: Maximum output
  - Output type: Analogue
- Analogue Settings:**
  - Analogue Kp: 0,5
  - Analogue Ti: 60 s
  - Analogue Td: 0 s
  - Analogue/EIC output: Transducer 68
  - Analogue output inverse: ON
  - Analogue offset: 50 %
  - M-logic min event setpoint: 5 %
  - M-logic max event setpoint: 95 %
- Relay Settings:**
  - Relay Db: 2 %
  - Relay Kp: 0,5
  - Relay Td: 0 s
  - Relay min. on-time: 0,5 s
  - Relay period time: 2,5 s
  - Relay increase: Not used
  - Relay decrease: Not used

Para garantizar que ninguna de las temperaturas supera de forma permanente sus consignas, la configuración selecciona la salida máxima como la prioridad para la selección de entrada dinámica.

En este ejemplo, como tipo de salida se ha seleccionado **Analógica** y se ha seleccionado que la salida física es la **Transductor 68**. Está seleccionada la salida inversa para que se produzca un aumento de la salida analógica aplicada al ventilador cuando aumenta la temperatura.

- Para una salida del 100 % al valor consigna se selecciona un factor de corrección del 100 %.
- Se ha seleccionado el rango completo de salida. Al tratarse de una salida para un ventilador, tal vez prefiera utilizar una salida mínima.
- La configuración predeterminada se utiliza para eventos mín./máx. de M-Logic.
- No se ha configurado ningún parámetro de relé, ya que ésta es una función analógica.

## Configuración de M-Logic

Logic 1 asegura que la regulación está activa y la salida se calcula mientras el motor de combustión esté en marcha. Logic 2 fuerza el ventilador a la velocidad máxima durante el enfriado para asegurar un enfriado eficiente.

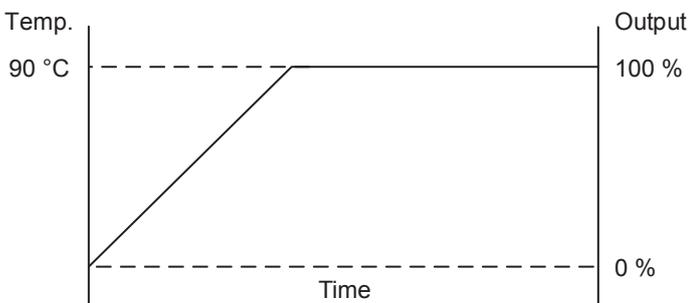
The screenshot displays two logic rule configurations in a software interface. Each rule has a title, a list of events, an operator, a delay, an output, and an enable checkbox.

- Logic 1:** Title "Activate regulation when the engine is running". It features three events: Event A "Running: Events Engine", Event B "Not used", and Event C "Not used". The operator is "OR". The delay is set to 0 seconds. The output is "PID1 Activate: General Purpose PID comma". The rule is enabled.
- Logic 2:** Title "Force fan to maximum speed during cooldown". It features three events: Event A "Cool down active: Events Engine", Event B "Not used", and Event C "Not used". The operator is "OR". The delay is set to 0 seconds. The output is "PID1 force max. outp.: General Purpose PI". The rule is enabled.

## Operación del ventilador

Cuando el motor de combustión ha arrancado y está en marcha, se activa la regulación y se calcula una salida. Cuando el refrigerante del interenfriador o el agua de la camisa rebasa su respectiva consigna, la salida comienza a aumentar a partir de 0 %. En todo momento se da prioridad a la entrada resultante en la salida más alta, para que ambos sistemas tengan una refrigeración suficiente. Durante la secuencia de parada, el ventilador se fuerza a la salida máx., para la máxima refrigeración. Una vez detenido el motor, la salida permanece al 0 % hasta que se vuelva a arrancar el motor.

Este ejemplo hace uso de la entrada inversa en combinación con una compensación del 0 %. La aplicación es un motor de combustión provisto de un control por termostato eléctrico. Durante el arranque del motor de combustión, puede que prefiera arrancar la salida antes de que se alcance la consigna para evitar rebasar excesivamente la consigna. Esto se realiza utilizando una salida inversa sin compensación. El diagrama inferior muestra el uso de esta función si el controlador está configurado como controlador estrictamente proporcional sin acción integral o diferencial. Con estas configuraciones, la salida es el 100 % cuando se alcanza la consigna. El inicio de la salida está determinado por la ganancia proporcional.



# 11. Entradas y salidas

## 11.1 Entradas digitales

El controlador tiene una serie de entradas digitales, algunas de las cuales son configurables y otras no lo son. Véanse las **Instrucciones de Instalación** para obtener más información.

Para cada entrada digital, utilice la página de configuración de E/S en el utility software para seleccionar la función de entrada digital.

### 11.1.1 Funciones de arranque/parada

#### Habilitar arranque

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●					Continuo

Esta entrada debe activarse para poder arrancar el motor de combustión.

**NOTA** Al arrancar el grupo electrógeno, puede eliminarse la entrada.

#### Arranque/parada en Automático

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●					●	●	●	●		Continuo

El grupo electrógeno arrancará cuando se active esta entrada. El grupo electrógeno se parará si se desactiva esta entrada. Esta entrada se puede utilizar cuando el controlador opera en modo isla, potencia fija, transferencia de carga o exportación de potencia a la red y está seleccionado el modo AUTO.

#### Arranque remoto

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●		●		●					Impulsos

Esta entrada inicia la secuencia de arranque del grupo electrógeno cuando está seleccionado modo Semi-auto o modo Manual.

#### Parada remota

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●		●		●					Impulsos

Esta entrada inicia la secuencia de parada del grupo electrógeno cuando está seleccionado el modo semi-auto o el modo manual. El grupo electrógeno se detiene sin enfriarse.

#### Arranque alternativo

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●			●	Continuo

Esta entrada se utiliza para simular un fallo de AMF y, de este modo, ejecutar una secuencia de Automático en fallo de red (AMF) completa sin que exista realmente un fallo de red.

## Retirar el motor de arranque

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●		●					Continuo

Se desactiva la secuencia de arranque. Esto significa que el relé de arranque se desactiva y que el motor de arranque se desacopla.

## Baja velocidad

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●			●					Continuo

Deshabilita los reguladores y mantiene el grupo electrógeno en marcha a bajas revoluciones.

**NOTA** El regulador de velocidad debe estar preparado para esta función.

## Detección binaria de marcha

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●		●					Continuo

Esta entrada se utiliza como detección de marcha del motor de combustión. Cuando se activa esta entrada, se desactiva el relé de arranque.

## 11.1.2 Funciones de interruptores

**NOTA** Cuando se utiliza GB/TB/BTB a continuación, hace referencia a GB para controlador de grupo electrógeno, TB para un controlador de red, BTB para un controlador BTB y TB para un controlador de grupo.

### CIERRE remoto de los interruptores GB/TB/BTB

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●		●		●	●	●	●		Impulsos

- GB: Se iniciará la secuencia de CIERRE del interruptor automático del generador y el interruptor automático se sincronizará si el interruptor de red está cerrado o se cerrará sin sincronizar si el interruptor de red está abierto.
- TB: Se iniciará la secuencia de CIERRE del Interruptor de entrega de potencia y el interruptor se sincronizará si el interruptor de red y el interruptor del generador están cerrados o se cerrarán sin sincronizar si el interruptor del generador está abierto.
- BTB: Se iniciará la secuencia de CIERRE del interruptor acoplador de barras (BTB) y el interruptor se sincronizará si hay tensión en uno o ambos lados del interruptor o se cerrará sin sincronizar si no hay tensión en ninguno de ambos lados de las barras.

### APERTURA remota de los interruptores GB/TB/BTB

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●		●		●	●	●	●		Impulsos

- GB: Se iniciará la secuencia de APERTURA del interruptor del generador. Si se abre el interruptor de red, se abrirá instantáneamente el interruptor del generador. Si se cierra el interruptor de red, se descargará el generador hasta el límite de apertura del interruptor seguida de la apertura del interruptor.
- TB: El interruptor de entrega de potencia se abrirá independientemente de las posiciones de los interruptores de red y de generador.

### CIERRE remoto del interruptor de red MB

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●		●		●	●			●	Impulsos

Se iniciará la secuencia de CIERRE del interruptor de red y el interruptor se sincronizará si se cierra el interruptor del generador o el interruptor de red se cerrará sin sincronizar si se abre el interruptor del generador.

### APERTURA remota del interruptor de red MB

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●		●		●	●			●	Impulsos

Se iniciará la secuencia de APERTURA del interruptor de red y el interruptor se abrirá instantáneamente.

### Inhibir cierre de interruptores GB/TB/BTB

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●	●	●		Continuo

Cuando esta entrada está activada, no se puede cerrar el interruptor.

### Inhibir cierre del MB

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●			●	Continuo

Cuando esta entrada está activada, no se puede cerrar el interruptor de red.

### Interr. GB/TB/BTB extraído

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●		●		●	●	●			Continuo

Se considera que el interruptor está extraído cuando se cumplen los prerequisites y esta entrada está activada (para más información véase [Interruptor extraído](#)).

### Interr. MB extraído

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●		●		●	●				Continuo

Se considera que el interruptor está extraído cuando se cumplen los prerequisites y esta entrada está activada (para más información véase [Interruptor extraído](#)).

### Resorte de interruptor GB/TB/BTB cargado

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●	●	●		Continuo

El AGC no emitirá una señal de cierre antes de que esté presente esta realimentación.

### Resorte del MB cargado

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●			●	Continuo

El AGC no emitirá una señal de cierre antes de que esté presente esta realimentación.

### APERTURA y BLOQUEO del GB

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●				●					Impulsos

El interruptor del generador se abrirá, el grupo electrógeno activará la secuencia de parada y cuando el grupo electrógeno se haya parado, se bloqueará para impedir el arranque del mismo.

### Habilitar el cierre del GB contra barras muertas

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●					Continuo

Cuando esta entrada está activada, se permite al AGC cerrar el generador contra barras muertas, siempre que la frecuencia y tensión estén dentro de los límites configurados en el menú 2110.

### Habilitar sincro. independiente

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	Continuo

Al activar esta entrada, se subdividirán las funciones de cierre del interruptor automático y sincronización del interruptor automático en dos relés diferentes. La función de cierre del interruptor automático permanecerá en los relés dedicados para control del interruptor automático. La función de sincronización se trasladará a un relé configurable en función de la configuración de las opciones.

**NOTA** Esta función depende de las opciones integradas. Se requiere la Opción M12 o M14.x.

## 11.1.3 Funciones de modo

### Modo Semiautomático

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●		●	●	●	●	●	●	●	●	Impulsos

Cambia el modo del controlador a semi-auto.

### Modo Test

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●		●	●	●	●		●	●	Impulsos

Cambia el modo del controlador a test.

### Modo Auto

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●	●	●	●	●	●	●	●	●	Impulsos

Cambia el modo del controlador a auto.

## Modo Manual

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●	●		●	●					Continuo

Cambia el modo del controlador a manual.

## Modo Bloqueo

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●		●	●	●	●	●	Continuo

Cambia el modo del controlador a bloqueo.

**NOTA** Cuando está seleccionado el modo Bloqueo, el modo del controlador no se puede cambiar mediante la activación de entradas digitales.

## Test total

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●			●	Continuo

Esta entrada se anotará en el histórico de eventos/alarmas para indicar que ha provocado un fallo de red programado.

## Habilitar cambio de modo

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●			●	Continuo

La entrada activa la función de cambio de modo, y el AGC ejecutará la secuencia de Automático en fallo de red (AMF) en el caso de un fallo de red. Cuando se configura esta entrada, se ignora la configuración en el menú 7081 (cambio de modo ACTIVADO/DESACTIVADO).

## 11.1.4 Funciones de regulación

### Aumento manual del regulador de velocidad (GOV)

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
			●		●					Continuo

Si está seleccionado el modo Manual, se aumentará la salida del regulador de velocidad.

### Reducción manual del regulador de velocidad (GOV)

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
			●		●					Continuo

Si está seleccionado el modo Manual, se disminuirá la salida del regulador de velocidad.

### Aumento manual del regulador de tensión (AVR)

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
			●		●					Continuo

Si está seleccionado el modo Manual, se aumentará la salida del regulador de tensión AVR.

### Reducción manual del regulador AVR

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
			●		●					Continuo

Si está seleccionado el modo Manual, se disminuirá la salida del regulador de tensión AVR.

**NOTA** Las entradas de aumento y de disminución manual del ajuste del regulador de velocidad GOV y del regulador de tensión AVR sólo pueden utilizarse en el modo Manual.

### Reset Salida analógica de regulador de velocidad

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●					Impulsos

Las salidas analógicas +/-20mA del controlador se resetearán a 0 mA.

**NOTA** Todas las salidas analógicas del controlador se resetean. Es decir, la salida del regulador de velocidad y la salida del AVR. Si se ha ajustado un offset en la configuración de control, la posición reseteada será el ajuste específico.

### Pos. Control de la frecuencia

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●			●					Continuo

La consigna de frecuencia nominal se controlará desde los terminales de entradas analógicas 40/41. No se utilizará la consigna interna. Observe que para control se utiliza una señal de -10 V hasta 10 V y que el valor con la frecuencia nominal estará situado en 0 V.

**NOTA** Con M-Logic Control de regulador de velocidad (GOV)/regulador automático de tensión (AVR), es posible cambiar la fuente de entrada analógica a CIO 308 1.8 (4-20 mA).

### Pos. Control de potencia

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●			●	●		●	●	Continuo

La consigna de potencia en operación a potencia fija se controlará desde los terminales de entradas analógicas 40/41. No se utilizará la consigna interna. Observe que para control se utiliza una señal comprendida entre 0 V y 10 V.

**NOTA** Con M-Logic Control de regulador de velocidad (GOV)/regulador automático de tensión (AVR), es posible cambiar la fuente de entrada analógica a CIO 308 1.8 (4-20 mA).

### Pos. Control de tensión

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●			●					Continuo

La consigna de tensión nominal se controlará desde los terminales de entradas analógicas 41/42. No se utilizará la consigna interna. Observe que para control se utiliza una señal comprendida entre -10 V y 10 V.

**NOTA** Con M-Logic Control de regulador de velocidad (GOV)/regulador automático de tensión (AVR), es posible cambiar la fuente de entrada analógica a CIO 308 1.11 (4-20 mA).

### Control ext. de cos fi

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●			●					Continuo

La consigna de cos fi se controlará desde los terminales de entradas analógicas 41/42. No se utilizará la consigna interna. Observe que para control se utiliza una señal comprendida entre 0 V y 10 V.

**NOTA** Con M-Logic *Control de regulador de velocidad (GOV)/regulador automático de tensión (AVR)*, es posible cambiar la fuente de entrada analógica a CIO 308 1.11 (4-20 mA).

### Control ext. de VAR

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●			●					Continuo

La consigna de potencia reactiva se controlará desde los terminales de entradas analógicas 41/42. No se utilizará la consigna interna. Observe que para control se utiliza una señal comprendida entre -10 V y 10 V.

## 11.1.5 Otras funciones

### Descarga

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●					●					Continuo

Un grupo electrógeno en marcha iniciará la descarga en rampa de la potencia.

### Red OK

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●			●	Impulsos

Deshabilita el temporizador *Retardo de Red OK*. La sincronización del interruptor de red se producirá al activar la entrada.

### Bloqueo de acceso

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	Continuo

Al activar la entrada de bloqueo de acceso se desactivan los botones de control de la pantalla. Será posible únicamente visualizar mediciones, alarmas y el histórico de eventos/alarmas.

### Reconocimiento remoto de alarmas

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	Continuo

Reconoce todas las alarmas presentes y el LED de alarma de la pantalla deja de destellar.

### Parada invalidada

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●					Continuo

Esta entrada desactiva todas las protecciones excepto la protección de sobrevelocidad y la entrada de parada de emergencia. El número de intentos de arranque es siete por defecto, pero puede configurarse en el parámetro 6180 *Arranque*. Además, se utiliza un temporizador especial de enfriado en la secuencia de parada después de una activación de esta entrada.

### Test de batería

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●				●					Impulsos

Activa el motor de arranque sin poner en marcha el grupo electrógeno. Si la batería está baja, el test provocará que la tensión de la batería caiga más de lo aceptable y se activará una alarma.

### Control de temperatura

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●			●					Continuo

Esta entrada forma parte de la función de modo de ralentí. Cuando la entrada está a valor alto, el grupo electrógeno arranca. Arranca a velocidad alta o baja, en función de la activación de la entrada de velocidad baja. Cuando la entrada está desactivada, el grupo electrógeno pasa al modo de ralentí (velocidad baja = ON) o se para (velocidad baja = OFF).

### Error de cuadro eléctrico

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●	●				Continuo

La entrada para o bloquea el grupo electrógeno en función del estado de marcha.

### Carga base

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
	●				●					Continuo

El grupo electrógeno opera con carga base (potencia fija) y no participa en el control de frecuencia. Si cae la la demanda de potencia de la planta, se reduce la carga base de tal manera que el/los otro(s) generador(es) en línea produzcan al menos un 10 % de la potencia.

### N + X activado

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●					Impulsos

El modo N + X añade un generador(es) extra al sistema, es decir, estarán en marcha X generadores en exceso en comparación con la demanda real de potencia.

### N + X desactivado

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●					Impulsos

Finaliza el modo N + X.

### Interruptor de tierra cerrado

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●					Continuo

Cuando esta entrada está activada, indica que el interruptor de tierra está cerrado.

## Interruptor de tierra abierto

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●					Continuo

Cuando esta entrada está activada, indica que el interruptor de tierra está abierto.

## Cierre antes de excitación (CBE) activa AVR: uno

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●					●					Continuo

Cuando esta entrada está activada, el controlador del generador es informado por el controlador de grupo para que active Cierre antes de excitación (CBE). (Redundante de CBE activa AVR: dos).

**NOTA** Esta función depende de las opciones integradas. Se requiere la opción G7.

## Cierre antes de excitación (CBE) activa del AVR: dos

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●					●					Continuo

Cuando esta entrada está activada, el controlador del generador es informado por el controlador de grupo para que active Cierre antes de excitación (CBE). (Redundante de CBE activa AVR: uno).

**NOTA** Esta función depende de las opciones integradas. Se requiere la opción G7.

## Realimentación pos. BTB DESACTIVADA

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●				●	●				Continuo

Cuando esta entrada está activada, la aplicación puede seguir ejecutándose aunque exista un problema con la retroalimentación de posición desde un interruptor de red.

## AVISO



### Utilice esta función bajo su propia responsabilidad

Analice la aplicación para conocer los riesgos que surgen cuando los controladores no disponen de la retroalimentación de posición del interruptor de red.

## Entrada de bloque PMS [1 o 2]

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●					●					Continuo

Cuando se activan estas entradas, activan los temporizadores definidos en los parámetros 8861 y 8862.



### Más información

Véase **Bloqueo PMS** en **Opción G5 Gestión de potencia**.

## Permitir regeneración segura

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●	●	●	●	●	●					Continuo

Esta entrada es una condición adicional que debe cumplirse antes de que el controlador pueda activar la salida EIC de regeneración segura. Se puede utilizar si los ventiladores, calefactores, etc., están conectados antes de que cierre el interruptor del generador. Esta entrada corresponde al comando M-Logic Comandos EIC > EIC Permitir regeneración segura.



### Más información

Véase **Opción H12 H13 Comunicación con el motor AGC-4 Mk II**.

### Arranque con control PLC (PMS Lite)

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●					●					Impulsos

Esta entrada es para una aplicación PMS Lite que funcione en modo Arranque/parada PLC. La entrada arranca un grupo electrógeno controlado mediante PLC.

### Parada con control PLC (PMS Lite)

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●					●					Impulsos

Esta entrada es para una aplicación PMS Lite que funcione en modo Arranque/parada PLC. La entrada para un grupo electrógeno controlado mediante PLC.

### Arranque/parada con control PLC (PMS Lite)

Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	DG	Red	BTB (interruptor acoplador de barras)	Grupo	Planta	Tipo de entrada
●					●					Continuo

Esta entrada es para una aplicación PMS Lite. Cuando se activa esta entrada en un controlador, el controlador activa el modo Arranque/parada PLC.

## 11.2 Entradas multifunción

El controlador estándar tiene tres entradas multifunción. Además, la opción M15 dispone de cuatro entradas de 4-20 mA y la opción M16 tiene cuatro entradas multifunción.

Las entradas analógicas se pueden configurar en el utility software, en la página *Configuración de E/S*.



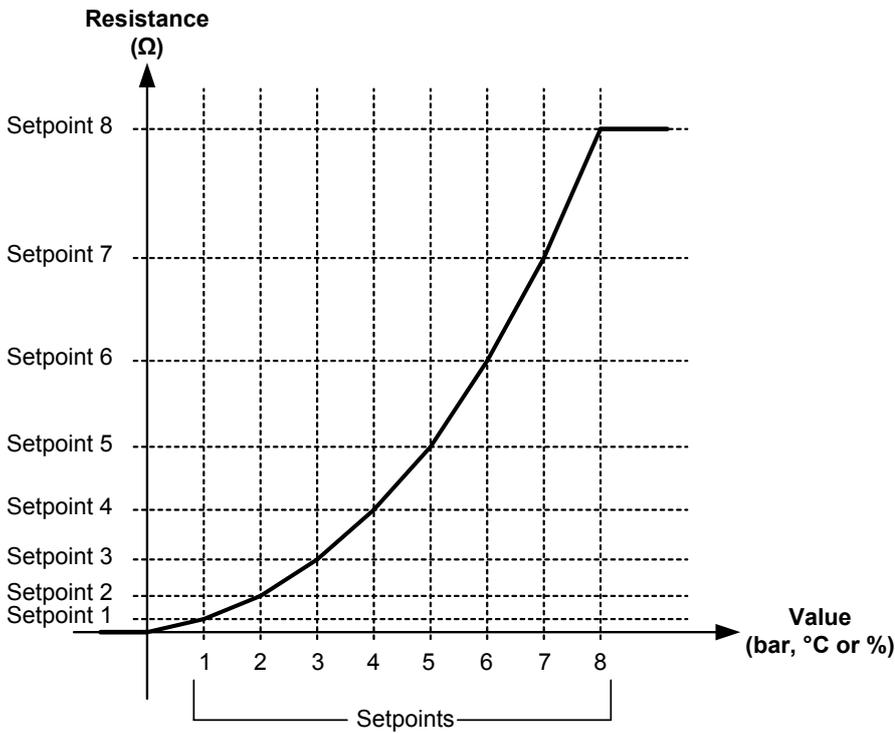
### Cómo se configura una entrada multifunción en el AGC-4 Mk II

Véase nuestro tutorial sobre [Cómo se configura una entrada multifunción en el AGC-4 Mk II](#) para obtener ayuda y orientación.

Tipo de entrada	Estándar	Opción M15	Opción M16	Notas
4 hasta 20 mA	●	●	●	En la página <i>Configuración de E/S</i> , configure una curva para la entrada de 4 hasta 20 mA. Utilice <i>Factor de escala</i> para mostrar la salida de la curva con las cifras decimales seleccionadas en la unidad. Para <b>Ninguna unidad 1/10</b> , se muestra una cifra decimal. Para <b>Ninguna unidad 1/100</b> , se muestran dos cifras decimales.
0 hasta 40 V DC	●			La entrada 0 hasta 40 V DC ha sido diseñada fundamentalmente para manejar el test de asimetría de batería.
0 hasta 5 V DC			●	

Tipo de entrada	Estándar	Opción M15	Opción M16	Notas
Pt100	●			El controlador utiliza la curva de Pt100 estándar. Puede utilizar el parámetro <i>Unidades de ingeniería</i> para cambiar las unidades de °C a °F.
Pt1000	●		●	El controlador utiliza la curva de Pt1000 estándar. Puede utilizar el parámetro <i>Unidades de ingeniería</i> para cambiar las unidades de °C a °F.
RMI Presión del aceite	●			<p>Utilice <i>Tipo RMI</i> para seleccionar una de las curvas estándar o una curva configurable. Puede utilizar el parámetro <i>Unidades de ingeniería</i> para cambiar las unidades de <b>bar a psi</b>.</p> <p>Si la entrada RMI se utiliza como interruptor de nivel, tenga en cuenta que no debe estar conectada ninguna tensión a la entrada. Si se aplica tensión a la entrada RMI, ésta resultará dañada. Véase <b>Notas de aplicación</b> para obtener información sobre el cableado.</p>
RMI Temperatura del agua	●			<p>Utilice <i>Tipo RMI</i> para seleccionar una de las curvas estándar o una curva configurable. Puede utilizar el parámetro <i>Unidades de ingeniería</i> para cambiar las unidades de °C a °F.</p> <p>Si la entrada RMI se utiliza como interruptor de nivel, tenga en cuenta que no debe estar conectada ninguna tensión a la entrada. Si se aplica tensión a la entrada RMI, ésta resultará dañada. Véase <b>Notas de aplicación</b> para obtener información sobre el cableado.</p>
RMI Nivel de combustible	●			<p>Utilice <i>Tipo RMI</i> para seleccionar una de las curvas estándar o una curva configurable.</p> <p>Si la entrada RMI se utiliza como interruptor de nivel, tenga en cuenta que no debe estar conectada ninguna tensión a la entrada. Si se aplica tensión a la entrada RMI, ésta resultará dañada. Véase <b>Notas de aplicación</b> para obtener información sobre el cableado.</p>
Digital	●			Si el tipo de entrada es <b>Binario</b> , puede seleccionar una función de entrada digital para la entrada multifunción.

## Ejemplo de curva de RMI configurable



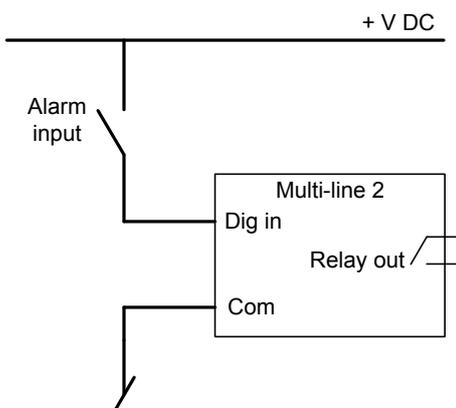
### 11.3 Selección de función de las entradas

Las alarmas de entradas digitales pueden configurarse para seleccionar cuándo se deben activar las alarmas. Las selecciones posibles de la función de entrada son normalmente abierta o normalmente cerrada.

El diagrama inferior ilustra una entrada digital utilizada como entrada de alarma:

1. Alarma de entrada digital configurada a NC, normalmente cerrada. Esto iniciará una alarma cuando desaparezca la señal en la entrada digital.
2. Alarma de entrada digital configurada a NO (NA), normalmente abierta. Esto iniciará una alarma cuando aparezca la señal en la entrada digital.

**NOTA** La función de salida de relé puede seleccionarse como ND (normalmente desenergizada), NE (normalmente energizada), relé de M-Logic/Límite, Bocina o Sirena.



### 11.4 Detección de fallo de cableado

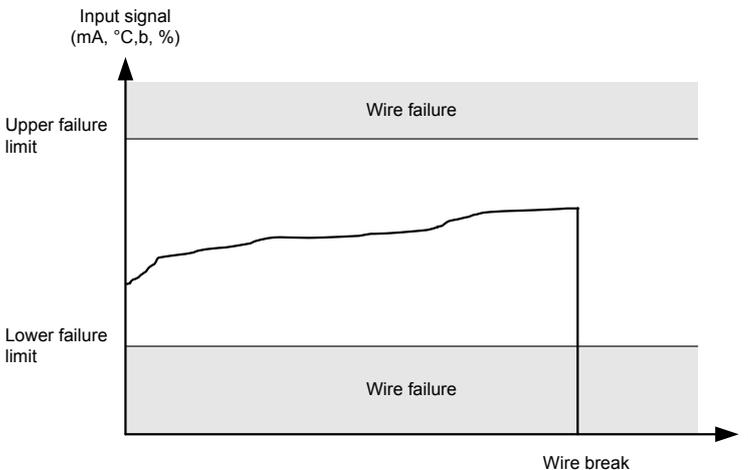
Si es necesario supervisar los sensores/conductores conectados a las entradas multifunción y a las entradas analógicas, es posible habilitar la función de rotura de cable para cada entrada. Si el valor medido en la entrada está fuera de la zona

dinámica normal de la entrada, se detectará como si el conductor hubiera experimentado un cortocircuito o una rotura. Se activará una alarma con una clase de fallo configurable.

Entrada	Rango de fallo de conductor	Rango normal	Rango de fallo de conductor
4-20 mA	< 3mA	4-20 mA	> 21 mA
0-40V DC	≤ 0V CD	-	N/A
RMI Aceite, tipo 1	< 1,0 ohmio	-	> 195,0 ohmios
RMI Aceite, tipo 2	< 1,0 ohmio	-	> 195,0 ohmios
RMI Temp, tipo 1	< 4,0 ohmios	-	> 488,0 ohmios
RMI Temp, tipo 2	< 4,0 ohmios	-	> 488,0 ohmios
RMI Temp, tipo 3	< 0,6 ohmio	-	> 97,0 ohmios
RMI Combustible, tipo 1	< 0,6 ohmio	-	> 97,0 ohmios
RMI Combustible, tipo 2	< 1,0 ohmio	-	> 195,0 ohmios
RMI configurable	< resistencia mínima	-	> resistencia máxima
P100	< 82,3 ohmios	-	> 194,1 ohmios
P1000	< 823 ohmios	-	> 1941 ohmios
Sensor de nivel	Solamente activo cuando el interruptor está abierto		

## Principio

La ilustración inferior muestra que cuando se rompe el cable de entrada, el valor medido cae a cero. Entonces se activará la alarma.



### Rotura de conductor de MPU (menú 4550)

La función Rotura de conductor de MPU está activada solo cuando el grupo electrógeno no está en marcha. En este caso, se activará una alarma si se rompe la conexión de cable entre el AGC y MPU.

### Rotura de conductor de bobina de paro (menú 6270)

Esta alarma se activará cuando la bobina de paro no esté activada (grupo electrógeno en marcha) y la entrada esté desenergizada.

## 11.5 Consignas analógicas externas

El grupo electrógeno se puede controlar mediante consignas externas. Las entradas de consignas analógicas externas están disponibles únicamente si se ha seleccionado la opción de hardware M12. Se puede utilizar una entrada digital para activar cada consigna externa.

Se pueden seleccionar cinco entradas utilizando utility software para PC (USW):

Entrada	Condición de activación de consigna ext.*
Ctrl. ext. de frecuencia	Generador autónomo o interruptor de generador (GB) abierto
Ctrl. ext. de potencia	Paralelo a la red
Ctrl. ext. de tensión	Generador autónomo o interruptor de generador (GB) abierto
Ctrl. ext. de FP	Paralelo a la red
Ctrl. ext. de VAR	Paralelo a la red

**NOTA** \* Las consignas del controlador se ignoran si no se cumple la condición. Por ejemplo, no es posible utilizar el controlador de frecuencia cuando se realiza una conexión en paralelo con la red.

La tabla inferior muestra las consignas posibles para entradas analógicas externas.

Controlador	Tensión de entrada	Descripción	Comentario
Frecuencia	+/-10 V DC	$f_{NOM} +/-10 \%$	Activa cuando el interruptor MB está ABIERTO
Potencia	+/-10 V DC	$P_{NOM} +/-100 \%$	
Tensión	+/-10 V DC	$U_{NOM} +/-10 \%$	Activa cuando el interruptor GB está ABIERTO
Potencia reactiva	+/-10 V DC	$Q_{NOM} +/-100 \%$	
Factor de potencia	$\div 10 \text{ V} \dots 0 \dots 10 \text{ V DC}$	Factor de potencia capacitivo 0,6/inductivo 1,0...0,6	

Las consignas externas se pueden utilizar en todos los modos del grupo electrógeno, cuando está seleccionado el modo Auto o el modo Semi-auto.

**NOTA** El controlador de grupo electrógeno estándar cuenta con un número limitado de entradas digitales. Para tener todas las entradas digitales necesarias, el controlador tal vez necesite opciones de hardware adicionales.

### 11.5.1 Terminales de consignas analógicas externas

Terminal	Función	Datos técnicos	Descripción
40	-10/+10 V DC	Entrada analógica	Consigna de f/P
41	Com.	Común	Común
42	-10/+10 V DC	Entrada analógica	Consigna de U/Q

### 11.5.2 Otras fuentes de consignas analógicas externas

El AGC no requiere la opción de hardware M12 (y las entradas digitales para la activación de consignas) si el controlador utiliza estas otras fuentes de consignas analógicas externas.

#### Consignas analógicas externas utilizando Modbus

Las consignas analógicas se pueden enviar vía Modbus.



#### Más información

Véase **Opción H2 y H9 Comunicación vía Modbus** y las **Tablas Modbus** del AGC para más información.

## Consignas analógicas externas que utilizan módulos CIOs

Las consignas analógicas externas pueden proceder de un módulo CIO. Utilice M-Logic para activar/vla(s) consigna(s).



### Más información

Véase **Guía para la instalación y puesta en servicio del módulo CIO 308** y la **Opción A10** para obtener más información.



### Cómo se configura un CIO en el AGC-4

Véase nuestro tutorial sobre [Cómo se configura un CIO en el AGC-4](#) para obtener ayuda y orientación.

## Control de consignas externas por el RRCR

La red interconectada puede utilizar el Receptor de Control de Rizado por Radio (RRCR) para la gestión de la carga.



### Más información

Véase **Funciones adicionales, Control de consigna externa por el RRCR** en el **Manual del proyectista** para obtener más información.

## 11.6 Salidas

El controlador incorpora varias funciones de salida que se pueden configurar a cualquier relé disponible.

Función de salida	Auto	Semi	Test	Man	Bloqueo	Configurable	Tipo de salida
Disparo de grupo NEL 1	●	●	●	●	●	Configurable	Impulsos
Disparo grupo NEL 2	●	●	●	●	●	Configurable	Impulsos
Disparo grupo NEL 3	●	●	●	●	●	Configurable	Impulsos

### 11.6.1 Descripción de la función

- **Disparo de grupo NEL 1:** Esta salida se utiliza para disparar grupos de cargas.
- **Disparo de grupo NEL 2:** Esta salida se utiliza para disparar grupos de cargas.
- **Disparo de grupo NEL 3:** Esta salida se utiliza para disparar grupos de cargas.

**NOTA** Para más información, véase [Disparo de cargas no esenciales \(CNE\)](#).

## 11.7 Relé limitador

Para todas las funciones de alarma usted puede activar uno o dos relés de salida, como se muestra a continuación. A continuación se explica cómo se utiliza una función de alarma para activar una salida sin activar una alarma. Se describen también los temporizadores de retardo a la CONEXIÓN y a la DESCONEXIÓN.

Si no se necesita ninguna alarma, es posible hacer una de las siguientes cosas:

- Configurar la salida A y la salida B a los **Límites**.
- Configurar la salida A y la salida B al mismo terminal. Si no se requiere el terminal alarma, la función de alarma del relé especificado se configura a *M-Logic/Relé limitador*.

En el ejemplo inferior, el relé se cierra cuando la tensión del generador permanece durante 10 segundos por encima del 103 % y no se activa ninguna alarma ya que tanto la salida A como la salida B están configuradas al relé 5, que está configurado como *M-Logic/Relé limitador*.

Parameter "G U> 1" (Channel 1150)

**Set point :**  
 100 | 103 % | 130

**Timer :**  
 0,1 | 10 sec | 100

**Fail class :** Warning

**Output A** Terminal 5

**Output B** Terminal 5

**Password level :** customer

Enable  
 High Alarm  
 Inverse proportional

Auto acknowledge  
 Inhibits...

**Commissioning**  
 Actual value : 0 %  
 Actual timer value  
 0 sec | 10 sec

Write OK Cancel

El temporizador configurado en la ventana de alarma es del tipo de retardo a la CONEXIÓN que determina el tiempo durante el cual deben darse las condiciones de alarma para que se active cualquier alarma o salida.

Cuando está seleccionado un relé (relé en el terminal 5 en este ejemplo), debe configurarse un relé limitador como se muestra a continuación ya que, de lo contrario, seguirá apareciendo una indicación de alarma.

Parameter "Relay 05" (Channel 5000)

**Set point :**  
 M-Logic / Limit relay

**Timer :**  
 0 | 0 sec | 999,9

**Password level :** customer

Enable  
 High Alarm  
 Inverse proportional

Auto acknowledge  
 Inhibits...

**Commissioning**  
 Actual value : 0

Write OK Cancel

Como alternativa, puede configurar el relé en el utility software en *Configuración de E/S*:

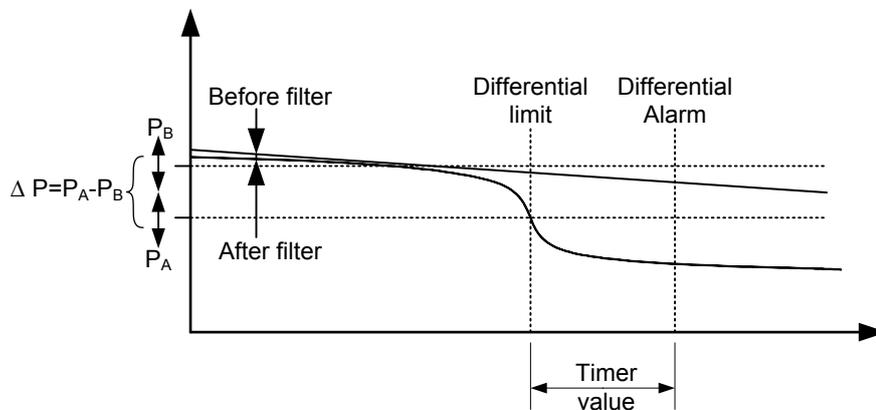
Function		Alarm		Delay	Password	Parameter	Modbus address
Output Function	Alarm function	Delay	Password	Parameter	Modbus address		
Output 5	Not used	M-Logic / Limit relay	0	Customer	5000	319	

El temporizador de la imagen superior es del tipo de retardo a la DESCONEXIÓN, lo cual significa que cuando el nivel de alarma es de nuevo CORRECTO, el relé permanecerá activado hasta que el temporizador agote su cuenta atrás. El temporizador es efectivo únicamente cuando está configurado como *M-Logic/Relé limitador*. Si está configurado a cualquier *Relé de alarma*, el relé se desactiva cuando desaparecen las condiciones de alarma y se confirma la alarma.

## 11.8 Medición diferencial

Con la función de medición diferencial, el AGC puede comparar dos entradas analógicas. Puede configurar una alarma y/o un relé para que se active cuando la diferencia rebase la consigna configurada.

Por ejemplo, para un chequeo del filtro de aire, el temporizador se activa si se supera la consigna (la diferencia entre PA (analógica A) y PB (analógica B)). Observe que si el valor diferencial cae por debajo de la consigna antes de que se agote la temporización, se para y resetea el temporizador.



Pueden configurarse nueve mediciones diferenciales diferentes entre dos valores de entradas analógicas. Las mediciones diferenciales entre dos sensores pueden configurarse en los menús 4600-4606, 4670-4676 y 4741-4746.

### Selección para las entradas de medición diferencial

Parámetro	Nombre	Intervalo	Por defecto
4601	Entrada A Delta ana1	Véase más abajo.	Entrada multifunción 102
4602	Entrada B Delta ana1	Véase más abajo.	Entrada multifunción 102

Es posible una amplia gama de entradas (en función de las opciones del controlador). Consulte las selecciones de estos parámetros en Utility Software. Como alternativa, están enumerados en **Medición diferencial** en la **Lista de parámetros**.

### Utilización de la medición diferencial para crear una alarma analógica extra

Si se selecciona la misma medición para la entrada A y la entrada B, el controlador utiliza el valor de la entrada para la alarma de medición diferencial.

### Configuración de la alarma diferencial

La consigna de alarma relevante se selecciona en los parámetros 4610-4660, 4680-4730 y 4750-4800. Cada alarma puede configurarse a dos niveles de alarma para cada medición diferencial entre la entrada analógica A y la entrada analógica B. La captura de pantalla inferior muestra los parámetros que sirven para configurar una alarma para la medida diferencial 1.

Parameter "Delta ana1 1" (Channel 4610) ✕

**Set point :**

-9999      10      9999

---

**Timer :**

0      5 sec      999

---

**Fail class :**      Warning ▾

---

**Output A**      Not used ▾

---

**Output B**      Not used ▾

---

**Password level :**      customer ▾

---

Enable

High Alarm

Inverse proportional

Auto acknowledge

Inhibits... ▾

**Commissioning**

**Actual value : 100**

**Actual timer value**

0 sec      5 sec

---

★ ▾
Write ▾
OK
Cancel