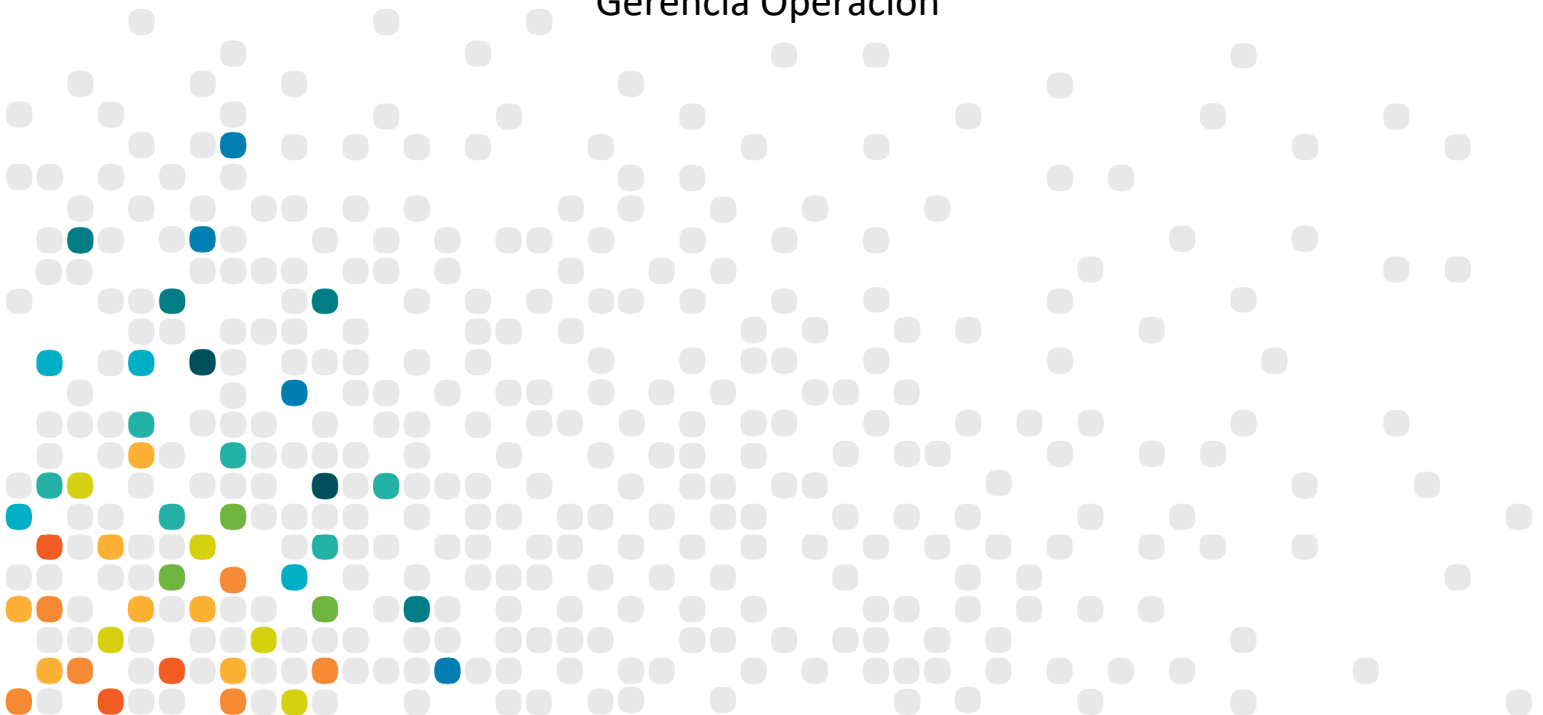

Requerimientos mínimos para la implementación del EDAG de la zona Centro-Sur para el PDCE de la Zona Norte

Enero de 2020

Departamento de Modelación y Aplicaciones EMS
Subgerencia Estudios y Soporte Operacional
Gerencia Operación



Contenidos

Contenidos	ii
1 Introducción	1
2 EDAGxCEx Zona Centro Sur para el PDCE.....	2
2.2 Adecuación de Automatismos PDCE Fases 1 y 2	2
2.3 Unidades y Bloques de Generación.....	3
2.4 Cálculo de potencia disponible para el EDAGxCEx Centro Sur	5
2.5 Disparo de Unidades y Bloques de Generación.....	5
3 Requerimientos mínimos	7
3.1 Requerimientos generales.....	7
3.2 Características mínimas.....	7
3.2.1 Controlador de automatización en tiempo real.....	7
3.2.2 Sistema de medición multivariable trifásico	7
3.2.3 Reloj sincronizado por satélite	8
3.2.4 Switch ethernet	8
3.2.5 Protocolo de comunicaciones	8
3.2.6 Funciones de control	9
3.3 Diagnóstico de fallas	10
3.4 Requerimientos de disponibilidad.....	11
3.5 Gabinetes.....	11
3.6 Otras características	11

1 Introducción

Este documento especifica los recursos y automatismos que conforman el Esquema de Desprendimiento Automático de Generación en la zona Centro Sur del Sistema Eléctrico Nacional, correspondientes al Plan de Defensa contra Contingencias Extremas de la zona norte.

De acuerdo con el “Estudio para el Diseño de detalle del PDCE de la zona norte del SEN”, para afrontar la falla del doble circuito en cualquiera de los tramos del sistema de 500kV entre S/E Cumbre y S/E Polpaico, con transferencias de sur a norte, se requiere de un EDAG por contingencia extrema distribuido en cuatro escalones con una generación máxima a deslastrar de 1900MW.

Para implementar lo indicado, el Coordinado Transelec deberá adecuar los automatismos dispuestos para la Fase 1 y 2 del PDCE actualmente implementados en S/E Quillota y S/E Charrúa, respectivamente, para incorporar las lógicas y requerimientos adicionales necesarios. Por otra parte, los propietarios de las instalaciones de generación instruidos deberán incorporarse a dicho esquema.

Además, para la implementación de este desprendimiento automático de generación se deberán incorporar a los esquemas ubicados en S/E Quillota y S/E Charrúa señales de potencia de unidades adicionales a las actualmente incluidas en los automatismos EDAG, así como también señales de disparo hacia las mismas.

2 EDAGxCEX Zona Centro Sur para el PDCE

En condiciones de transferencias de Sur a Norte por el sistema de 500kV entre S/E Cumbre y S/E Polpaico, la ocurrencia de una contingencia de severidad 6 en dicho sistema, con la consecuente desvinculación del sistema mediante la operación del “recurso estabilizante” que separa el sistema en dos islas, para condiciones de transferencias por sobre ciertos umbrales, deriva en que el subsistema Centro Sur presente una sobrefrecuencia.

El esquema de desconexión automático de generación de la zona Centro Sur es parte de los recursos para el control de dicha sobrefrecuencia, ante las siguientes contingencias extremas:

- Falla doble circuito Cumbre – Nueva Cardones 500kV
- Falla doble circuito Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500kV
- Falla doble circuito Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500kV
- Falla doble circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV

A continuación, en la tabla Tabla 2.1 se muestra la generación disponible a deslastrar para el EDAGxCEX de la zona Centro Sur en cada uno de los cuatro escalones, donde los tres primeros son ajustes instantáneos y el cuarto temporizado.

Tabla 2.1 Montos de generación a incorporar al EDAGxCEX Centro Sur.

Escalón	Ajuste de Frecuencia [Hz]	Potencia Objetivo [MW]
I	51,4	500
II	51,6	500
III	51,8	500
IV	51,5 Hz @ 4 s	400

2.2 Adecuación de Automatismos PDCE Fases 1 y 2

Transelect deberá adecuar las lógicas de control dispuestos en las subestaciones Quillota y Charrúa para implementar el recurso contra contingencias extremas para el control de sobrefrecuencia de tal forma de disponer de los montos de potencia requeridos para el esquema.

Además, se debe considerar que el automatismo ubicado en S/E Quillota deberá mantener las funcionalidades especificadas para la Fase 1 del PDCE.

2.3 Unidades y Bloques de Generación

Las unidades existentes disponibles en el automatismo de la Fase 1 del PDCE se encuentran en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Unidades de Generación asociadas a la Fase 1 del PDCE.

Central	Unidad	Potencia Nominal [MW]
Nehuenco I	Nehuenco TG1	220
	Nehuenco TV1	115
Nehuenco II	Nehuenco TG2	250
	Nehuenco TV2	148,3
Nehuenco TGIII	Nehuenco TGIII – 9B	106,92
San Isidro I	San Isidro TG1	220
	San Isidro TV1	139
San Isidro II	San Isidro TG2	259,448
	San Isidro TV2	138,55
Quintero	Quintero TG1-A	128
	Quintero TG1-B	129

Para efectos del EDAGxCEX por sobrefrecuencia, al esquema de la Fase 1 deberán incorporarse las señales de potencia y envío de señales de desenganche hacia las centrales indicadas en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Unidades a incorporar en el automatismo de S/E Quillota.

Centrales a Incorporar al EDAGxCEX Fase 1	Potencia Nominal [MW]
Santiago Solar	92,73
Los Vientos	133,6
Rapel	378
Ventanas 1	114
Ventanas 2	208
Nueva Ventanas	267
Campiche	249

Las unidades y bloques actuales disponibles en el automatismo de la Fase 2 del PDCE se encuentran en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Bloques de Generación asociadas a la Fase 2 del PDCE.

Bloque/Central	Unidad	P Nom [MW]	P Bloque [MW]	Punto Apertura
Bloque Abanico	Abanico x 6	21	126	Charrúa
Bloque Rucúe	Rucúe U1 y U2	89	379	Charrúa
	Mampil U1 y U2	24,5		Charrúa
	Peuchén U1 y U2	40		Charrúa
	Quilleco U1 y U2	36		Charrúa
C. Antuco	Antuco U1	152	152	Antuco
C. Antuco	Antuco U2	152	152	Antuco
C. El Toro	El Toro U1	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U2	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U3	110	110	El Toro
C. El Toro	El Toro U4	110	110	El Toro
Bloque Ralco	Ralco U1 y U2	382	795	Charrúa
	Palmucho	31,3		Charrúa
Bloque Yungay	Yungay TG x 3	65	251	Charrúa
	Yungay TG4	38		Charrúa
	Yungay TV4	18		Charrúa
C. Los Pinos	Los Pinos	111	111	Charrúa
C. Santa Lidia	Santa Lidia	120	120	Charrúa
C. Santa María	Santa María	397,8	397,8	Charrúa
Bloque Laja	Antuco U1 y U2	152	1198	Charrúa
	El Toro x 4	110		Charrúa
	Pangue U1 y U2	227		Charrúa

Adicionalmente, al EDAGxCEx de la Fase 2 del PDCE deberán incorporarse las señales de potencia y envío de señales de desenganche hacia las centrales señaladas en la Tabla 2.5

Tabla 2.5 Unidades a incorporar en el automatismo de S/E Charrúa.

Centrales a Incorporar al EDAGxCEx Fase 2	Potencia Nominal [MW]
PE Aurora	129
PE San Pedro	36
PE San Pedro II	65
PE Cuel	33

2.4 Cálculo de potencia disponible para el EDAGxCEX Centro Sur

La lógica del automatismo deberá considerar la potencia disponible por las unidades que reportan a las celdas de control y mitigación para determinar la potencia a desconectar en cada escalón.

La prioridad de asignación de potencia a cada escalón se realizará dependiendo de la tecnología de cada central, tal como se muestra en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Prioridad de asignación de unidades y bloques de generación al EDAGxCEX

Prioridad de Asignación a Escalón EDAGxCEX	Tecnología
1	Renovable variable (fotovoltaica, eólica)
2	Hidroeléctricas
3	Turbinas de Vapor de CC
4	Turbinas de Gas de CC
5	Turbinas de vapor

El cálculo se realizará periódicamente y deberá considerar que la potencia disponible en cada escalón de desprendimiento deberá ser complementaria entre los dos esquemas, es decir, la potencia disponible en cada escalón habilitado en las centrales que reportan en S/E Quillota más la potencia disponible en cada escalón de las centrales que reportan en S/E Charrúa debe ser equivalente al total requerido para cada escalón indicado en la Tabla 2.1.

Lo anterior implica que, los controladores ubicados en S/E Quillota y S/E Charrúa deberán estar en comunicación permanente para coordinar la disponibilidad de generación a asignar en cada escalón.

2.5 Disparo de Unidades y Bloques de Generación

En el caso que la frecuencia alcance los valores de ajuste de los escalones, el automatismo deberá enviar la señal de desenganche a las unidades o bloques de generación correspondientes.

El tiempo máximo entre la detección de la sobrefrecuencia y el desenganche efectivo de las unidades o bloques de generación no deberá superar los 300 ms.

En la Figura 2.1 se muestra un diagrama esquemático del sistema de control que se deberá implementar, junto con las funciones mínimas que deben tener los controladores.

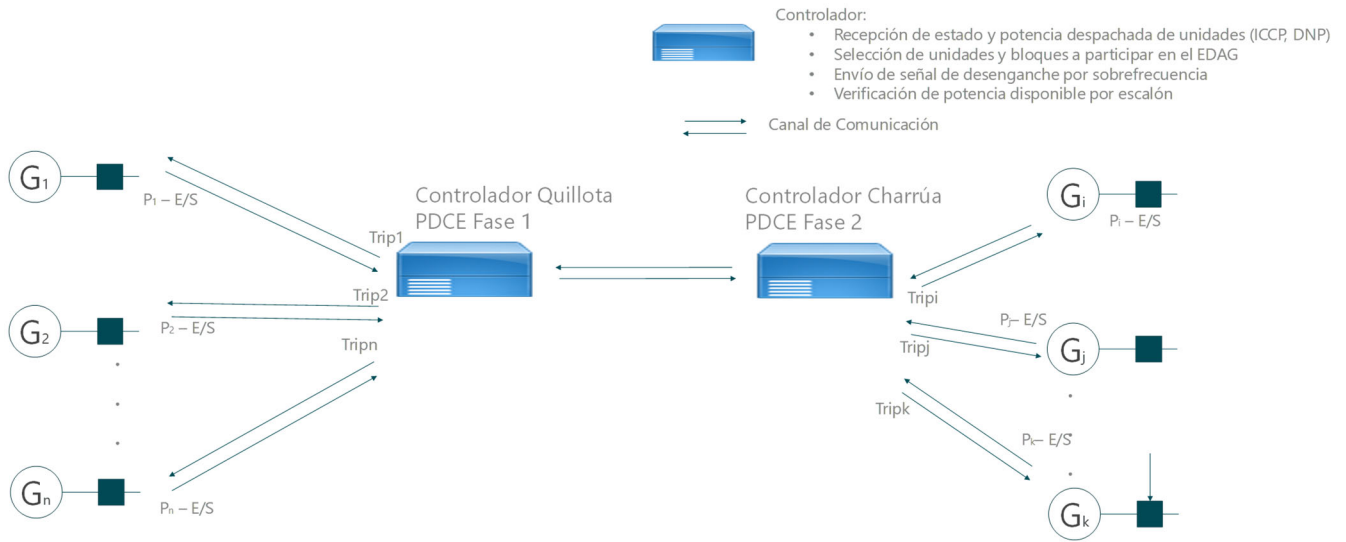


Figura 2.2 Diagrama esquemático del control requerido

3 Requerimientos mínimos

3.1 Requerimientos generales

Para garantizar la confiabilidad del Plan de Defensa es necesario utilizar controladores redundantes de alta velocidad de procesamiento y rapidez para la gestión de las interfaces de comunicación con otros dispositivos.

Se debe contar en cada subestación con un servidor de tiempo GPS que provea sincronismo de tiempo preciso a todo el equipamiento.

Todos los dispositivos de protección deben estar vinculados a un switch Ethernet industrial para obtener la conectividad necesaria.

Los esquemas deben contar con enlaces de comunicación de alta velocidad que permitan la actuación de los recursos estabilizantes en tiempos menores o iguales a 300 ms.

3.2 Características mínimas

En el presente apartado se indican las características mínimas con las que deberá contar el equipamiento que conforme los automatismos a implementar, en caso de que se requieran.

3.2.1 Controlador de automatización en tiempo real

Las características mínimas de los controladores se listan a continuación:

- Apto para uso en Subestaciones Eléctricas, cumpliendo la norma IEC61850-3.
- Velocidad de procesamiento ≤ 1 ms.
- CPU con Microprocesador 500 MHz o superior.
- Memoria RAM: 512MB o superior.
- Memoria de almacenamiento: 2GB o superior.
- Fuente de alimentación redundante de rango extendido 90 a 250 Vcc.
- Entradas Digitales optoacopladas, aptas para operación con 125 Vcc con filtro anti-rebote.
- Salidas Digitales rápidas con alta capacidad de corriente aptas para 125 Vcc.
- Puertos de comunicación serie RS-232 o RS-485 disponibles: Dos (2) o más.
- Puertos de red Ethernet 100 Mbps disponibles: Dos (2) o más.
- Soporte de protocolos de sincronismo de tiempo IRIG-B, NTP, SNTP, PTP (IEEE 1588).
- Puerto para servicios de diagnóstico y configuración.
- Funciones de estampado de eventos (SOE) con resolución de 1 milisegundo.

3.2.2 Sistema de medición multivariable trifásico

Las características mínimas de los sistemas de medición deben cumplir con siguientes:

- Apto para uso en subestaciones eléctricas, cumpliendo la norma IEC 61850-3.
- Entrada directa para circuitos de medición de tensión desde los transformadores de potencial (TP hasta 120 Vca) y transformadores de corriente (TC entre 1 y 5 A).
- Fuente de alimentación de rango extendido 90 a 250 Vcc.
- Puertos de red Ethernet 100 Mbps disponibles: uno (1) o más.
- Soporte de protocolos de sincronismo de tiempo IRIG-B, NTP, SNTP, PTP (IEEE 1588).
- Funcionalidad de medición y actuación por corriente cero o escalones de corriente en tiempos menores a 50ms.

3.2.3 Reloj sincronizado por satélite

Las características mínimas para la sincronización de tiempo se listan a continuación:

- Recepción de señales GPS.
- Precisión de reloj: ± 100 ms promedio.
- Protocolos de distribución de tiempo: IRIG-B, NTP, SNTP, PTP (IEEE 1588).

3.2.4 Switch ethernet

Las características mínimas de los switch ethernet a utilizar son las siguientes:

- Administrable
- Apto para uso en subestaciones eléctricas, cumpliendo la norma IEC 61850-3.
- Fuente de alimentación redundante de rango extendido 90 a 250 Vcc.
- Puertos en cobre RJ45 10/100/1000 Mbps.
- Puertos en fibra óptica multimodo 100Base-FX, 1000Base-SX conector LC, ST o SC, según necesidad.
- Puertos en fibra óptica monomodo 100Base-FX, 1000Base-SX conector LC, ST o SC, según necesidad.
- Puertos SFP para futuras ampliaciones.
- Cumplimiento de RSTP, SNMP, VLAN, NTP.

3.2.5 Protocolo de comunicaciones

El set de protocolos (cliente/servidor según necesidad) que deben manejar los controladores y medidores para la comunicación con los distintos equipos de la integración comprende como mínimo el siguiente listado:

- DNP3.0 Serial.

- DNP3.0 sobre TCP/IP.
- Modbus RTU.
- Modbus TCP/IP.
- IEC 61850 GOOSE.
- IEC 61850 MMS

3.2.6 Funciones de control

Los controladores deberán ser capaces de ser programados y configurados conforme lo requiera el proyecto, como así también ser capaces de ejecutar las lógicas necesarias según los requerimientos de implementación de cada Coordinado.

- Operaciones matemáticas para la síntesis y modelado de las funciones de falla que resulten de los estudios eléctricos finales.
- Instrucciones para el desarrollo de bloques de funciones que deben ejecutarse ante eventos intempestivos y permitan minimizar el programa principal destinando el tiempo del mismo a la detección de dichos eventos.
- Motor lógico de acuerdo a la norma IEC 61131.
- Administración de usuarios y funciones de seguridad.
- Procesador de comunicaciones de alta velocidad para las conexiones de bus de campo a los módulos de entrada/salida y puertos de comunicaciones con IED o sistemas SCADA.
- Las entradas digitales deberán ser optoacopladas y de alta velocidad que otorgue el margen de tiempo adecuado para el filtrado de señales espurias.
- Las salidas digitales serán también de alta velocidad para reducir el retardo total de la cadena de disparos entre la salida del controlador y la bobina de actuación final.
- El controlador deberá poseer la capacidad de sincronización con los receptores satelitales para el almacenamiento de eventos con estampa de tiempo universal a los fines de los análisis post actuación entre los registros de los diferentes controladores.
- El controlador deberá tener la capacidad de gestión de todas las interfaces de comunicación y protocolos de comunicación indicados anteriormente, no siendo admisible el uso de Gateways de conversión de protocolo para evitar retardos de comunicación.
- En caso de utilizar protocolo de comunicación IEC 61850, el equipo debe certificar la norma IEC 61850 en su totalidad.

Los controladores, además, deberán incluir la capacidad de realizar diagnósticos de forma remota y/o local. Los diagnósticos locales se realizarán a través de un equipo de programación y control. Se deberán poder realizar las siguientes funciones:

- Visualizar el estado general del controlador.
- Simulación de comandos a través de la herramienta de programación o software de monitoreo.
- Configuración de valores analógicos mediante la herramienta de programación o software de monitoreo.

El software de diagnóstico debe correr en línea, es decir, no será necesario suspender la operación normal del controlador durante la realización de estos. Los requerimientos de diagnóstico se presentan en el punto 3.3 siguiente.

3.3 Diagnóstico de fallas

El equipamiento deberá poder efectuar un diagnóstico en caso de falla o mal funcionamiento de alguno de sus módulos integrantes. En caso de cualquier falla detectada, deberán activar las alarmas correspondientes. Estas rutinas de diagnóstico deberán detectar mal funcionamiento de al menos los siguientes elementos:

- Transductor de Potencia
- Transductor de Corriente
- Lectura errónea de contactos de entrada
- Falla de unidad de sincronía satelital
- Falla en unidad GPS y/o detección de red satelital
- Falla en enlace del supervisor local
- Falla en el enlace de comunicaciones del supervisor remoto
- Falla en el enlace ICCP hacia el SCADA del CEN
- Fallas en equipos de comunicación (switches, routers, etc.)
- Falla en sistema de respaldo de energía
- Falla en sistema de energía de alimentación

3.4 Requerimientos de disponibilidad

El conjunto Hardware y enlace de comunicaciones deberá contar con una disponibilidad de equipamientos no inferior a 99,95% (noventa y nueve coma noventa y cinco por ciento), calculado con un MTTR (Tiempo Medio de Reparación) máximo de 1 (una) hora, con los repuestos sugeridos por el fabricante. Además, los enlaces de comunicación deberán ser redundantes.

3.5 Gabinetes

Gabinete en columna modular tipo rack 19" de dimensiones estándar, como por ejemplo 800x2100x800.

El gabinete deberá ser construido en su totalidad en chapa plegada de acero de 1.5mm de espesor mínimo, conformado una unidad modular con tapas o autoportante compacto, de elevada rigidez mecánica. Será totalmente estanco, poseerá cierre laberíntico y junta de neoprene en todas las aberturas. El grado de protección IP debe ser como mínimo IP 55.

En caso de que el coordinado así lo sugiera, para las subestaciones donde no hubiere espacio disponible para montar un gabinete de columna podrá proveerse un tablero de montaje en pared de dimensiones según necesidad.

3.6 Otras características

Considerando lo crítico de la operación de estos esquemas, el impacto de ellos en la operación de la red y el bajo costo comparativo que representa una segunda unidad de control frente al costo de un apagón total, se requiere el uso de un esquema de control redundante.

Por lo mencionado, los equipos de control de los esquemas deberán disponer de la capacidad de funcionar en topología HOT-HOT, es decir, un sistema de control dual que resuelve la indisponibilidad de uno de los equipos, ante una eventual falla, de forma instantánea.

La redundancia de la unidad de control deberá ser nativa, el fabricante de esta deberá proveer en su firmware esta facilidad. La redundancia no podrá "construirse" a través de programas externos desarrollados para ello.

Esta condición de redundancia solo puede levantarse si el proveedor demuestra, mediante una memoria de cálculo, que es posible lograr la confiabilidad requerida mediante la utilización de una sola unidad de control.

La redundancia de la unidad de control principal no debe ser entendida como una redundancia de CPU. Así expuesto la redundancia solicitada debe ser entendida también para las puertas de entrada/salida de estado y análogas, de puertas de comunicación, etc., asociadas a esta unidad de control.

