SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
"Garantía de todos"

RESOLUCIÓN SIE-065-2020-MEM

MODIFICACIÓN CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, EMITIDO MEDIANTE RESOLUCIÓN SIE-28-2004, DE FECHA 21 DE JUNIO DE 2004.

TÍTULO	CONTENIDO	PÁG.
I	FACULTAD	1
II	ANTECEDENTES	2
III	NORMATIVA DE REFERENCA	13
IV	ANALISIS Y PONDERACIÓN	14
V	DECISIÓN	17

I. FACULTAD:

La facultad de la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD para emitir la presente resolución se encuentra establecida en las siguientes disposiciones de la normativa legal vigente:

1) LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD NO. 125-01, Y SUS MODIFICACIONES:

(i) **Artículo 24**, Literales "c", y "p", dispone que: *"Corresponderá a la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD: (…);*

c) Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad. En particular, verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y otras condiciones de eficiencia de los servicios que se presten a los usuarios, de acuerdo a las regulaciones establecidas; (…)

p) Supervisar el funcionamiento del Organismo Coordinador; (…)."

(ii) **Artículo 27**, dispone que: *"La Superintendencia de Electricidad está facultada para establecer, modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, mediante resoluciones";*

(iii) **Artículo 30,** dispone que: *"La Superintendencia dispondrá las medidas que estime necesarias para la seguridad del público y destinadas a resguardar el derecho de los concesionarios y consumidores de electricidad, pudiendo requerir el auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de sus resoluciones."*

2) REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD NO. 125-01, Y SUS MODIFICACIONES:

(i) **Artículo 31**, Literales "c" y "f", disponen que: *"La SIE tendrá, en adición a las funciones enunciadas en el Artículo 24 de la Ley, con carácter meramente enunciativo, las siguientes facultades: a) (…).*

c) Establecer, modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, mediante resoluciones; (…);

f) Disponer las medidas que estime necesarias para la seguridad del público y destinadas a resguardar el derecho de los Concesionarios y consumidores de electricidad, pudiendo requerir el auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de sus resoluciones";

(ii) **Artículo 146,** dispone que: "*Las Obras Eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución deberán ser puestas en servicio después que la SIE verifique el cumplimiento de las condiciones de calidad, seguridad y preservación del medio ambiente, de conformidad a lo previsto por la Ley de Medio Ambiente, para lo cual las Empresas Eléctricas deberán solicitar a la SIE con por lo menos sesenta (60) días de anticipación a la fecha de su puesta en servicio, la correspondiente autorización.*

Párrafo: *La SIE expedirá mediante Resolución los códigos de conexión, procedimientos, especificaciones y normas técnicas que deberán seguir las Empresas Eléctricas para la instalación y puesta en servicio de Obras Eléctricas en el SENI y en Sistemas Aislados*".

II. ANTECEDENTES:

1) En fecha 21/06/2004, esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD dictó la RESOLUCIÓN SIE-28-2004, en virtud de la cual puso en vigencia el "CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI", cuya parte dispositiva señala lo siguiente:

"Artículo 1.- Forma parte integral de la presente resolución, el código de conexión con todos sus anexos y el cronograma de ejecución de los trabajos de adquisición de las señales que serán desplegadas en el CCE. En el mismo se definen los requisitos técnicos y operacionales que deberán cumplir los agentes para interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

Artículo 2.- El cumplimiento del presente Código de Conexión es de carácter obligatorio en todas sus partes para todos agentes del MEM y para aquellos nuevos agentes que ingresen con nuevas Instalaciones.

Artículo 3.- Para la ejecución de los trabajos de Interconexión con el SCADA matriz del CCE, los agentes del MEM disponen de un plazo de veintiún (21) meses a partir de la aprobación de la presente resolución, y deberán cumplir estrictamente con el tiempo asignado en el cronograma adjunto.

Artículo 4.- Comunicar la presente Resolución al Organismo Coordinador (OC), al Centro de Control de Energía (CCE) y a todos los agentes del SENI".

El "CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI" emitido mediante la RESOLUCIÓN SIE-28-2004, dispone en sus Apartados CC10 y CC11, lo siguiente:

"CC10 SEÑALES AL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISIONES DE DATOS (SCADA)

CCI10.1.1 Generalidades.

CC10.1.1 Todos los agentes, según corresponda deberán cumplir con los requisitos necesarios para la operación del Sistema de Control Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA), En el presente documento se especifican las características de los enlaces de comunicaciones necesarios y en el Anexo 2 se detallan las señales a proveer por cada agente.

CC10.1.2 Los requisitos indicados para Sistema de Transmisión serán aplicables para todas las subestaciones integrantes del sistema, aunque no constituyan puntos de conexión con otros agentes.

CC10.1.3 Sera responsabilidad de los agentes la instalación, operación y mantenimientos de los equipos necesario para la transmisión y recepción de datos, enlazados sus respectivos centros de control o Estaciones s través de un sistema de comunicación confiable y compatible con el Centro de Control de Energía, la instalación, la operación y transmisión y recepción de datos incluyendo el mantenimiento de las bases de datos y creación de los despliegues necesario para el intercambio de la información en tiempo real.

CC10.1.4 Los Centros de control propiedad deben de contar con los equipos GPS (Sistema de Posicionamiento Geográfico) para sincronización de sus relojes

CC10.2 Mediciones

CC10.2.1 Las mediciones deberán obtenerse de aparatos cuya clase de precisión sea como minino la que se indica a continuación:

Transformador de corriente y volteje: 1.0

Transductores de volteje y de potencia activa: 1. 0

Transductores de corrientes y potencia reactiva: 1.0

CC10.2.2 Los traductores de frecuencia deben asegurar un error inferior a 0,01 Hz.

CC10.2.3 El error de codificación de las mediciones análogas convertidas a digitales no deberán superar el 0,1%.

CC10.2.4 *Los convertidores análogos/ digital (A/D) deberán tener capacidad de control de integridad en puntos (·90%) de su rango normal de la escala.*

CC10.2.5 *Cada siclo de transmisión al Centro de Control de Energía no deberá exceder los diez (10) segundos, con datos de antigüedad no mayor de veinte (20) segundos.*

CC10.3 *ESTADOS*

CC10.3.1 *El estado de las interrupciones y seccionadores deberá ser transmitido al CCE en el ciclo siguiente al de ocurrencia del cambio y toda vez que lo solicite el operador del CCE.*

CC10.3.2 *La posición de los conmutadores de tomas ("taps") de los transformadores podrá transmitirse de la misma forma que los estados o bien en forma cíclicas, juntos con las mediciones.*

CC10.3.3 *Las alarmas deberán ser trasmitidas al Centro de Control de Energía en el ciclo siguiente al de ocurrencia.*

CC10.3.4 *La información referida a estados deberá ser enviada conjuntamente con el horario de ocurrencia de los cambios. Ese horario deberá corresponder a la hora de referencia establecida por el CCE, con un error no superior a los cinco (5) milisegundos.*

CC11 *SISTEMAS DE CONUMICACIONES*

CC11.1 *Generalidades*

CC11.1.1 *Los agentes deberán contar con los siguientes vínculos de comunicaciones con el Centro de Control de Energía:*

1.- Enlace bidireccional para transmisión de datos correspondientes al SCADA.

2.- Enlace telefónico directo (LCD) para establecer comunicaciones vocales operativas entre el Centro de Control de Energía y los centros operativos de los agentes.

CC11.1.2 *Los Usuarios No Regulados (UNR) solo deberán contar con una línea confiable de telefónica publica para comunicaciones operativas. No obstante el Organismo Coordinador podrá requerir el establecimiento de un enlace de datos a aquellos agentes cuyas instalaciones, por su importancia operativa, deberán ser incluidas en el sistema SCADA.*

CC11.1.3 *Los agentes serán responsables de la disponibilidad y confiabilidad de los enlaces mencionados. Podrán utilizar para ellos vínculos propios, compartidos con otros agentes o contratados con empresas prestadoras de servicios de comunicaciones.*

CC11.1.4 *Todos los enlaces de comunicaciones deberán cumplir con las normas UIT-T, UIT-R e IEC. En el extremo correspondiente al Centro de Control de Energía deberán contar con los elementos necesarios para pruebas y supervisión automática.*

CC11.2 *Enlace de Datos para SCADA.*

CC11.2.1 *Los enlaces de datos deberán tener una tasa de error (BER) inferior a 10 -7. Su ancho de banda deberá ser tal que la tasa de ocupación resulte inferior al cincuenta por ciento (50%).*

CC11.3 *Enlaces para Comunicaciones Vocales Operativas.*

En los enlaces para combinaciones vocales operativas la relación señal-ruido (s/N) deberá ser superior a 45 Db".

2) En fecha 09/02/2015, esta SUPERINTENDENCIA dictó la RESOLUCIÓN SIE-006-2015-MEM, de "FIJACIÓN PLAZOS A AGENTES MEM PARA HABILITACIÓN SISTEMA SCADA EN EL SENI", como parte del proceso de normalización dirigido a garantizar la debida disponibilidad del Sistema SCADA, para la adecuada operación y seguridad del SENI.

3) En fecha 30/10/2015, esta SUPERINTENDENCIA dictó la RESOLUCIÓN SIE-060-2015-MEM, sobre "MODIFICACIÓN CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, EMITIDO MEDIANTE RESOLUCIÓN SIE-28-2004, DE FECHA 21 DE JUNIO DE 2004", la cual modificó el ANEXO 2, "REQUISITOS DE SEÑALES PARA EL SCADA", del CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, estableciendo lo siguiente:

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

REQUISITOS DE SEÑALES PARA EL SCADA

A2.1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	HOJA 1 / 3
A.2.1.1	**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**	
	MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW);	
	b) Potencia Reactiva (MVAr);	
	c) Potencia Aparente (MVA);	
	d) Corriente (A);	
	e) Tensión Línea a Línea (kV);	
	f) Frecuencia (Hz).	
	ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición Abierto, Cerrado);	
	b) Estado (Bloqueado, Normal);	
	c) Modo de Operación, individual o por campo (Local, Remoto, etc.).	
	ALARMAS:	
	a) Breaker de tensión de mando (Normal, Disparado), si aplica.	
	b) Breaker de tensión de medición (Normal, Disparado), si aplica.	
	c) Equipo comunicaciones (PLC, u otro).	
	d) Protección Principal (Activada, Desactivada, Arranque, Disparo), según aplique.	
	e) Protección de Respaldo (Activada, Desactivada, Arranque, Disparo), según aplique.	
	f) Recierre (En Servicio, Fuera de Servicio).	
	g) Recierre (Actuado, Normal).	
	h) Recierre (Monofásico).	
	i) Protección Diferencial (Activada, Desactivada), si aplica.	
	j) Protección Diferencial (Disparo), si aplica.	
	k) Falla general del Interruptor.	
	l) Falla en el circuito de disparo del interruptor.	
	m) Baja presión SF6 (Interruptor), si aplica.	
	n) Baja presión hidráulico Interruptor, si aplica.	
	o) Baja presión de aire Interruptor, si aplica.	
	p) Falla alimentación de los relés.	
	q) Falla alimentación panel de alarmas.	
A.2.1.2	**BARRAS**	
	MEDICIONES:	
	a) Frecuencia (Hz) en cada sección de barra.	
	b) Voltaje (KV) en cada sección de barra.	
	ALARMAS:	
	a) Protección Diferencial (Activada, Desactivada), si aplica.	
	b) Protección Diferencial (Disparo), si aplica.	
	c) Falla alimentación del relé.	
	d) Falla alimentación panel de alarmas.	
	ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición Abierto, Cerrado);	

A2.1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	HOJA 2 / 3
A.2.1.3	**TRANSFORMADORES / AUTOTRANSFORMADORES**	
	MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW) en todos los devanados.	
	b) Potencia Reactiva (MVAr) en todos los devanados.	
	c) Voltaje (KV) en todos los devanados.	
	d) Potencia Aparente (MVA) todos los devanados, con excepción del devanado para SSAA.	
	e) Corriente (A) todos los devanados, con excepción del devanado para SSAA.	
	f) Frecuencia (Hz) todos los devanados, con excepción del devanado para SSAA.	
	g) Posición del TAP si aplica.	
	h) Temperatura del aceite.	
	ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición (Abierto, Cerrado).	
	b) Estado (Bloqueado, Normal).	
	c) Modo de operación, individual o por campo (Remoto, Local, etc).	
	ESTADOS (CAMBIADOR DE TAP):	
	a) Modo de regulación del Cambiador de TAP (Manual, Automático), si aplica.	
	b) Modo de operación del Cambiador de TAP (Local, Remoto).	
	ALARMAS:	
	a) Breaker de tensión de mando (Normal, Disparo), si aplica.	
	b) Breaker de tensión de medición (Normal, Disparo), si aplica.	
	c) Relé Buchholz (Normal, Disparo).	
	d) Protección Principal (Activada, Desactivada, Arranque, Disparo). Todos los devanados según aplique.	
	e) Protección de Respaldo (Activada, Desactivada, Arranque, Disparo). Todos los devanados, según aplique.	
	f) Falla general de los interruptores, si aplica.	
	g) Falla en el circuito de disparo de los interruptores.	
	h) Baja presión SF6 de los Interruptores, si aplica.	
	i) Baja presión hidráulico de los Interruptores, si aplica.	
	j) Baja presión de aire de los Interruptores, si aplica.	
	k) Falla LTC, si aplica.	
	l) Alarma bajo nivel de aceite.	
	m) Falla alimentación de los relés.	
	n) Falla alimentación panel de alarmas.	
A.2.1.4	**REACTORES Y CAPACITORES**	
	MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MVAR).	
	b) Potencia Reactiva (MVAR).	
	c) Posición del conmutador (Capacitores y Reactores automáticos).	
	ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición (Abierto, Cerrado).	
	b) Estado (Bloqueado, Normal).	
	c) Modo de operación, individual o por campo (Remoto, Local, etc).	
	ALARMAS:	
	a) Protección Principal (Activada, Desactivada, Arranque).	
	b) Falla general del interruptor, si aplica.	
	c) Falla en el circuito de disparo del interruptor.	
	d) Baja presión SF6 Interruptor, si aplica.	
	e) Baja presión hidráulico Interruptor, si aplica.	
	f) Baja presión de aire Interruptor, si aplica.	
	g) Falla alimentación de los relés.	
	h) Falla alimentación panel de alarmas.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	HOJA 3 / 3
A2.1.5	**CAMPOS DE ACOPLAMIENTO**	
	MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW).	
	b) Reactiva (MVAr).	
	c) Corriente (A).	
	ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición (Abierto, Cerrado).	
	b) Estado (Bloqueado, Normal)	
	c) Modo de Operación, sea individual o por campo (Local, Remoto, etc.)	
	ALARMAS:	
	a) Breaker de tensión de mando (Normal, Disparado), si aplica.	
	b) Breaker de tensión de medición (Normal, Disparado), si aplica.	
	c) Falla el circuito de disparo del interruptor.	
	d) Falla general del interruptor.	
	e) Baja presión SF6 del Interruptor, si aplica.	
	f) Baja presión hidráulico Interruptor, si aplica	
	g) Baja presión de aire Interruptor, si aplica.	
	h) Falla alimentación de los relés.	
	i) Falla alimentación panel de alarmas.	
A2.1.6	**GENERALES SUBESTACIONES**	
	a) Indicación de tensión DC. (Alta, Baja)	
	b) Falla general de alimentación de Servicio de Estación.	
	c) Falla cargador de banco baterías.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 1 / 2
A.2.2.1	**UNIDADES DE GENERACIÓN**	
	(i) Para unidades de generación con capacidad instalada nominal igual o mayor de 5 MW, las señales deberán ser enviadas por cada unidad;	
	(ii) Las unidades de generación con capacidad instalada bruta menor de 5 MW, podrán enviar las señales por grupos de unidades, siempre que la potencia de cada grupo no exceda los 15 MW.	
	MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW) Bruta.	
	b) Potencia Reactiva (MVAr) Bruta.	
	c) Voltaje (KV) en barra de generación.	
	d) Frecuencia (Hz) en barra de generación.	
	e) Cota de embalses en centrales hidráulicas con embalse de regulación.	
	ESTADOS:	
	a) Posición (Abierto, Cerrado) Interruptor y seccionadores	
	b) Regulación Primaria de Frecuencia (Habilitada, Deshabilitada) en unidades habilitadas para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.	
	c) Regulación Secundaria de Frecuencia (Habilitada, Deshabilitada) en unidades habilitadas para el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia Automática.	
	d) Para aquellas Unidades Generadoras habilitadas para el Control Automático de Generación (AGC), de manera individual o por planta, se requieren las siguientes señales adicionales: (i) Indicaciones de límite máximo y mínimo del controlador de velocidad (Potencia Activa) (ii) Local/remoto para permisivo de los pulsos o valores de consigna de potencia activa.	
	e) Para aquellas Unidades Generadoras que participen en la Regulación Automática de Voltaje (AVR), de manera individual o por planta, por voltaje o Potencia Reactiva, se requieren las siguientes señales adicionales: (i) Local/Remoto para permisivo de los pulsos o valores de consigna de voltaje o potencia reactiva. (ii) Participación de unidad en AVR (activado/desactivado).	
	ALARMAS:	
	a) Protección Principal (Disparo), según aplique.	
	b) Protección de Respaldo (Disparo), según aplique.	
	c) Disparo por pérdida de servicios auxiliares.	
	d) Parada parcial de la central generadora.	
	e) Parada del generador por operación manual.	
	f) Parada del generador por protecciones eléctricas.	
	g) Parada del generador por protecciones mecánicas.	
	COMANDOS:	
	a) Comando para enviar valores de consigna de potencia activa para Generadores que participen en AGC.	
A.2.2.2	**BARRAS**	
	MEDICIONES:	
	a) Voltaje (kV) en las barras de interconexión con el SENI.	
	b) Frecuencia (Hz) en las barras de interconexión con el SENI.	
	c) Voltaje (kV) en cada sección de barra de generación.	
	d) Frecuencia (Hz) cada sección de barra de generación.	
	ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición (Abierto, Cerrado)	
	ALARMAS:	
	a) Protección Diferencial (Activada, Desactivada), si aplica.	
	b) Protección Diferencial (Disparo), si aplica.	
	c) Falla alimentación del relé, si aplica.	
	d) Falla alimentación panel de alarmas.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 2 / 2
A.2.2.3	**TRANSFORMADOR**	
	MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW) lado de alta.	
	b) Reactiva (MVAR) lado de alta.	
	c) Posición del TAP, si aplica.	
	ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición (Abierto, Cerrado)	
A.2.2.4	**CAMPOS DE ACOPLAMIENTO.-** Para voltaje 69 Kv o superior.	
	MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW).	
	b) Reactiva (MVAr).	
	c) Corriente (A).	
	ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición (Abierto, Cerrado).	
	b) Estado (Bloqueado, Normal).	
	c) Modo de Operación, individual o por campo (Local, Remoto, etc)	
	ALARMAS:	
	a) Breaker de tensión de mando (Normal, Disparado), si aplica.	
	b) Breaker de tensión de medición (Normal, Disparado), si aplica.	
	c) Falla en el circuito de disparo del interruptor.	
	d) Falla general del interruptor.	
	e) Baja presión SF6 del Interruptor, si aplica.	
	f) Baja presión hidráulico Interruptor, si aplica.	
	g) Baja presión de aire Interruptor, si aplica.	
	h) Falla alimentación de los relés.	
	i) Falla alimentación panel de alarmas.	
	- Las alarmas b y c pueden ser enviadas como una sumatoria.	
A.2.2.5	**GENERALES SUBESTACIONES**	
	ESTADOS:	
	a) Indicación de tensión DC. (Alta, Baja)	
	b) Falla general de alimentación de Servicio de Estación.	
	c) Falla cargador de banco baterías.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.3	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.- Empresas de Distribución y UNRs	HOJA 1 / 2
A.2.3.1	**TRANSFORMADOR**	
	MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW) lado de interconexión al SENI.	
	b) Potencia Reactiva (MVAr) lado de interconexión al SENI.	
	c) Factor de Potencia lado de interconexión al SENI.	
	d) Voltaje (KV), lado de interconexión al SENI.	
	f) Posición del TAP, si aplica.	
	ESTADOS:	
	a) Posición (Abierto, Cerrado) Interruptor y Seccionadores.	
	ALARMAS:	
	a) Protección Principal (Activada, Desactivada, Arranque, Disparo), según aplique.	
	b) Protección de Respaldo (Activada, Desactivada, Arranque, Disparo), según aplique.	
	c) Relé Buchholz (Normal, Disparo), si aplica.	
A.2.3.2	**BARRAS**	
	MEDICIONES:	
	a) Voltaje (KV) en todas las secciones de barras de interconexión con el SENI.	
	b) Frecuencia (Hz) en todas las secciones de barras de interconexión con el SENI.	
	ALARMAS:	
	a) Protección Diferencial (Activada, Desactivada), si aplica.	
	b) Protección Diferencial (Disparo), si aplica.	
	c) Falla alimentación del relé, si aplica.	
	d) Falla alimentación panel de alarmas.	
A.2.3.3	**REACTORES, CAPACITORES Y FILTROS DE ARMONICOS**	
	MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MVAR).	
	b) Potencia Reactiva (MVAR).	
	c) Posición del conmutador en Capacitores y Reactores automáticos.	
	ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición (Abierto, Cerrado).	
	b) Estado (Bloqueado, Normal).	
	c) Modo de operación, individual o por campo (Remoto, Local, etc).	
	ALARMAS:	
	a) Protección Principal (Activada, Desactivada, Arranque, Disparo)	
	b) Falla general del interruptor, si aplica.	
	c) Falla en el circuito de disparo del interruptor.	
	d) Baja presión SF6 Interruptor, si aplica.	
	e) Baja presión hidráulico Interruptor, si aplica.	
	f) Baja presión de aire Interruptor, si aplica.	
	g) Falla alimentación de los relés, si aplica.	
	h) Falla alimentación panel de alarmas.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.3	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.- Empresas de Distribución y UNRs	HOJA 2 / 2
A2.3.4	**CAMPOS DE ACOPLAMIENTO**	
	MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW).	
	b) Reactiva (MVAr).	
	c) Corriente (A).	
	ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición (Abierto, Cerrado).	
	b) Estado (Bloqueado, Normal).	
	c) Modo de Operación, individual o por campo (Local, Remoto, etc.)	
	ALARMAS:	
	a) Breaker de tensión de mando (Normal, Disparado), si aplica. (*)	
	b) Breaker de tensión de medición (Normal, Disparado), si aplica.	
	c) Falla en el circuito de disparo del interruptor.	
	d) Falla general del interruptor, si aplica.	
	e) Baja presión SF6 del Interruptor, si aplica.	
	f) Baja presión hidráulico Interruptor, si aplica.	
	g) Baja presión de aire Interruptor, si aplica.	
	h) Falla alimentación de los relés.	
	i) Falla alimentación panel de alarmas.	
A2.3.5	**GENERALES SUBESTACIONES**	
	ESTADOS:	
	a) Indicación de tensión DC (Alta, Baja).	
	b) Falla general de alimentación de Servicio de Estación.	
	c) Falla cargador de banco baterías.	
	d) Posición (Abierto, Cerrado) de los interruptores de los circuitos que están habilitados para operar en el EDAC.	
	- Las señales b y c pueden ser enviadas como una sumatoria.	
	ALARMAS:	
	a) Arranque y disparo de la protección de baja frecuencia.	

4) En fecha 24/07/2020, vía correo electrónico, esta SUPERINTENDENCIA DE LECTRICIDAD remitió al ORGANISMO COORDINADOR (OC) y las EMPRESAS ELÉCTRICAS que operan en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) del SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI), la propuesta de "MODIFICACIÓN CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, EMITIDO MEDIANTE RESOLUCIÓN SIE-28-2004, DE FECHA 21 DE JUNIO DE 2004", con la finalidad de que remitieran sus observaciones, siendo incorporadas en dicha propuesta aquellas observaciones que aportaron positivamente a su consolidación; en ese sentido, fueron recibidas observaciones formales de la GENERADORA PALAMARA LA VEGA, S. A. y la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA (ETED).

III. NORMATIVA DE REFERENCIA:

A continuación, se citan textos normativos cuyo contenido guarda relación con, o resultan aplicables al examen y ponderación de la presente resolución:

REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD NO. 125-01, Y SUS MODIFICACIONES:

(i) **Artículo 41:** *"Para efecto de lo previsto en el Artículo 27 de la Ley, relacionado con el establecimiento, modificación y complemento de normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, la SIE solicitará opinión previa a la expedición de la Resolución respectiva, al OC y a las Empresas Eléctricas."*

(ii) **Artículo 168:** *"El OC es responsable de la planificación y coordinación de la operación del Sistema Interconectado. La operación del SENI en tiempo real está a cargo del CCE, de acuerdo a lo establecido en la Ley y el presente Reglamento. Estas actividades se desarrollarán las veinticuatro (24) horas del día, todos los días del año."*

Párrafo: *"Tanto el CCE como el OC contarán con el personal, las instalaciones y equipos necesarios para realizar sus funciones. El OC es responsable de la programación y reprogramación de la operación del SENI, conforme se indica en el presente Reglamento. Tanto el CCE como el OC contarán en todo momento por lo menos con un ingeniero de turno, encargado de impartir las instrucciones de operación en el caso del CCE y de planificar y coordinar la operación del SENI, en el caso del OC."*

(iii) **Artículo 216:** *"El OC deberá supervisar la operación en tiempo real del SENI en todo momento, y deberá controlar el cumplimiento de los programas y políticas de operación. A tal efecto, el OC podrá requerir al CCE información, en tiempo real, sobre las operaciones que se estén llevando a cabo, informes sobre las desviaciones respecto del Programa Diario de Operación, así como cualquier información que pueda ser necesaria para garantizar la seguridad, calidad y economía de la operación del SENI.*

En caso que lo amerite, el OC podrá convocar a los Agentes del MEM para el análisis de fallas por incidencias, cuyas conclusiones serán comunicadas a todos los Agentes del MEM y a la SIE, la que deberá efectuar el seguimiento de la implementación de las conclusiones adoptadas y de ser el caso disponer las sanciones correspondientes por incumplimiento de los Agentes del MEM.";

IV. ANALISIS Y PONDERACIÓN:

1) Examen a observaciones presentadas por GENERADORA PALAMARA LA VEGA, S. A. y la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA (ETED), en relación a la "MODIFICACIÓN CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, EMITIDO MEDIANTE RESOLUCIÓN SIE-28-2004, DE FECHA 21 DE JUNIO DE 2004":

   Esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD, procesó y ponderó las observaciones presentadas por la GENERADORA PALAMARA LA VEGA, S. A. y la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA (ETED), en relación a la propuesta de "MODIFICACIÓN CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, EMITIDO MEDIANTE RESOLUCIÓN SIE-28-2004, DE FECHA 21 DE JUNIO DE 2004", con la finalidad de incorporar aquellas que aporten positivamente a la complementación y consolidación de dicho PROCEDIMIENTO; el resultado de dicha revisión se destaca a continuación:

No.	Observación	Respuesta SIE
1	Con respecto a las nuevas señales incluidas para las centrales de generación, entendemos que las mismas se relacionan con el tema del AGC. Por lo anterior, nos surge la duda que se consideren como obligatorias cuando el AGC no lo es	De las nuevas señales SCADAS incluidas, algunas son requeridas para el servicio de REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF) ejecutado vía AGC; aunque el servicio de RSF no es obligatorio, sí es obligatorio que aquellas unidades que resultan habilitadas para dicho servicio, cumplan con las señales SCADA que le apliquen.
2	En el Artículo A2.2.7, deben definirse medidas que permitan fiscalizar la operación del banco de batería cuando este regulando frecuencia. Es un sistema que puede ser configurado por software. Debería tener más o menos las siguientes: ○ Setpoint de la frecuencia objetivo (hz). ○ Setpoint de regulación (+/- MW). ○ Setpoint estatismo (%). ○ Porcentaje de carga (%).	Fueron adicionadas dos señales SCADA (disponibilidad y porcentaje de carga) en el listado de la propuesta, las demás no son requeridas, por ser consignas fijas que sólo pueden ser cambiadas con autorización previa del OC.

No.	Observación	Respuesta SIE
3	○ La responsabilidad para el seguimiento a la calidad de las señales y al comportamiento del sistema de telecomunicaciones SCADA de los agentes del MEM debe ser asumida por ETED ya que es la entidad que configura y administra estos componentes del SCADA. ○ Una vez al año debe haber una validación de todas las señales que el agente envía al sistema SCADA del CCE. La forma de realizarlo será idéntica al proceso que permite agregar un nuevo agente al sistema SCADA.	Las observaciones anteriores no se corresponden con la propuesta remitida de actualización de las señales SCADA; dichas observaciones versan sobre el proceso de calidad en el seguimiento de las señales SCADA. Estas observaciones serán consideradas para el proceso de mejora de la propuesta normativa a desarrollar en relación al "*Código de Red*".

2) Fundamentación para la emisión de la "MODIFICACIÓN CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, EMITIDO MEDIANTE RESOLUCIÓN SIE-28-2004, DE FECHA 21 DE JUNIO DE 2004":

(i) El SISTEMA DE CONTROL DE SUPERVISIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA) establecido en el CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, permite al OC, al CCE y a la SIE el monitoreo y supervisión, tanto en tiempo real como en tiempo diferido, de todas las operaciones y transacciones que se realizan en el ámbito del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI); este sistema constituye, por tanto, la herramienta más importante para el cumplimiento de las funciones a cargo de dichas entidades, y uno de los componentes críticos para la operación del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM);

(ii) Las señales y datos requeridos para la operación del SCADA como sistema de control, se encuentran dispuestos y reglamentados en las Cláusulas "CC10 (SEÑALES AL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISISCIÓN DE DATOS (SCADA)", "CC11 (SISTEMAS DE COMUNICACIONES)", y el "ANEXO 2, "REQUISITOS DE SEÑALES PARA EL SCADA", del CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, emitido por esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD mediante la RESOLUCIÓN SIE-28-2004, de fecha 21 de junio de 2004; en lo referente al el "ANEXO 2, "REQUISITOS DE SEÑALES PARA EL SCADA", del CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, sus requerimientos fueron actualizados en fecha 30/10/2015, mediante RESOLUCIÓN SIE-060-2015-MEM, sobre "MODIFICACIÓN CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, EMITIDO MEDIANTE RESOLUCIÓN SIE-28-2004, DE FECHA 21 DE JUNIO DE 2004". No obstante lo anterior, a partir del años 2015, los avances en tecnología de la información y en almacenamiento de datos han posibilitado el

rastreo y monitoreo de un mayor número de registros y señales que las disponibles en aquél entonces, y que con el paso del tiempo han devenido en parámetros de uso estándar;

(iii) Esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD, después de contrastar los "REQUISITOS DE SEÑALES PARA EL SCADA", contenidos en las Cláusulas "CC10 (SEÑALES AL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISISCIÓN DE DATOS (SCADA)", "CC11 (SISTEMAS DE COMUNICACIONES)", y el "ANEXO 2, "REQUISITOS DE SEÑALES PARA EL SCADA", del CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, modificado por la RESOLUCIÓN SIE-060-2015-MEM, sobre "MODIFICACIÓN CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, EMITIDO MEDIANTE RESOLUCIÓN SIE-28-2004, DE FECHA 21 DE JUNIO DE 2004", con las señales y registros de uso ordinario en la actualidad, determina necesaria ajustar la reglamentación relativa a dichos requisitos, con la finalidad de incluir nuevas señales y registros que garanticen una mayor disponibilidad y afluencia de datos en el SCADA, y con ello una gestión más eficiente de la operación de dicho sistema, en beneficio del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA y de los AGENTES MEM.

3) El CONSEJO SIE, en el proceso de ponderación y deliberación sobre el presente caso, ha tomado en cuenta lo señalado a continuación:

a) Las facultades y prerrogativas establecidas por la normativa vigente a favor de la SUPERINTENDENCIA para la emisión de normas de esta naturaleza;

b) Las funciones y obligaciones previstas en la normativa vigente en relación al establecimiento, modificación y complementación de las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, mediante Resoluciones de esta SUPERINTENDENCIA; y,

c) La obligación en relación al establecimiento, modificación y complementación de las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, de solicitar opinión previa al ORGANISMO COORDINADOR (OC) y las Empresas Eléctricas, conforme lo indicado en la parte *in fine* del ARTÍCULO 41 del RLGE;

4) Por tanto, al amparo de lo expresado y analizado, corresponde que esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD emita y ponga en vigencia la "MODIFICACIÓN CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, EMITIDO MEDIANTE RESOLUCIÓN SIE-28-2004, DE FECHA 21 DE JUNIO DE 2004".

V. DECISIÓN:

VISTOS: (i) La LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD 125-01, de fecha 26 de julio de 2001, y sus modificaciones; (ii) El REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, y sus modificaciones; y, (iii) Lo dispuesto por la RESOLUCIÓN SIE-28-2004, de fecha 21/06/2004, que emite y pone en vigencia el CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI.

El CONSEJO DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE) decidió sobre el presente caso en la reunión de fecha catorce (14) de septiembre del año dos mil veinte (2020), según consta en el acta correspondiente. En virtud de tal decisión, el Presidente del Consejo, en funciones de SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD, y en pleno ejercicio de las facultades legales que le confiere la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No.125-01, del 26 de julio de 2001, y sus modificaciones, dicta la siguiente

R E S O L U C I Ó N :

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ARTÍCULO 1: MODIFICAR los Cláusulas "CC10 (SEÑALES AL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISISCIÓN DE DATOS (SCADA)" y "CC11 (SISTEMAS DE COMUNICACIONES)", del CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, emitido por esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD mediante la RESOLUCIÓN SIE-28-2004, de fecha 21 de junio de 2004, para que a partir de la fecha de emisión de la presente resolución, sea leído de la manera siguiente:

CC10	**SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)**		
	CC10.1	**Generalidades.**	
		CC10.1.1	Todos los agentes, según corresponda, deben cumplir con los requisitos necesarios en cuanto al Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA), para la coordinación y supervisión adecuada de la operación del SENI. En el presente documento se establecen las especificaciones técnicas y en el ANEXO 2 se detallan las señales a proveer por cada tipo de instalación.
		CC10.1.2	Los requisitos indicados son aplicables para todas las subestaciones integrantes del sistema. En aquellas subestaciones de uso compartido entre dos o más Agentes, las responsabilidades de operación y mantenimiento de los equipos serán asumidas por los Agentes involucrados, mediante un Acuerdo de Responsabilidad Operativa. Sin embargo, cada Agente deberá cumplir con las exigencias normativas aplicables a sus instalaciones.
		CC10.1.3	Es responsabilidad de los agentes preservar en todo momento la calidad de la información que se requiere enviar al sistema SCADA. Las señales de las instalaciones del SENI, deben ser transmitidas con calidad, aunque la instalación se encuentre fuera de servicio, salvo los casos de mantenimientos o indisponibilidad de duración mayor a 72 horas.
		CC10.1.4	Los centros de control y subestaciones propiedad de los agentes deben contar con equipos GPS (Sistema de Posicionamiento Geográfico) para sincronización de los relojes de todos los equipos que interactúan con el SCADA. Deberán utilizar la referencia horaria que indique el Centro de Control de Energía (CCE).
	CC10.2	**Mediciones.**	
		CC10.2.1	Los equipos de medición de frecuencia deberán asegurar un error inferior a 0.01 Hz.
		CC10.2.2	El error de las demás mediciones analógicas no deberá superar el 0.1%.
		CC10.2.3	Las mediciones deben presentar una precisión de al menos tres (3) cifras decimales, a menos que se trate de variables de naturaleza entera, como posición de taps y otras.
		CC10.2.4	Cada ciclo de transmisión al Centro de Control de Energía no deberá exceder los cuatro (4) segundos.
		CC10.2.5	Las mediciones de flujos (MW y MVAr) deberán cumplir con la siguiente convención de signos: Positivo (+): Cuando el flujo sale de la barra. Negativo (-): Cuando el flujo entra a la barra. Cero (0): Cuando el elemento está fuera de servicio. En el caso de los generadores y sistemas de almacenamiento de baterías (BESS) la convención de signos es la siguiente: Positivo (+): Cuando el flujo sale del elemento. Negativo (-): Cuando el flujo entra al elemento. Cero (0): Cuando el elemento está fuera de servicio.
	CC10.3	**ESTADOS**	
		CC10.3.1	Las señales del estado deberán ser transmitidas al CCE en el ciclo siguiente al de la ocurrencia del cambio.
		CC10.3.2	Los cambios de señales de estados deberán ser enviados con la hora exacta de ocurrencia con estampa de tiempo en milisegundos, con un error inferior a 5 milisegundos.
		CC10.3.3	Las señales de posición de interruptores y seccionadores deberán ser configuradas con indicación 00 error de estado 01 abierto 10 cerrado 11 error de estado

CC11	**SISTEMAS DE COMUNICACIONES**		
	CC11.1	**Generalidades.**	
		CC11.1.1	Los centros de control o subestaciones de los agentes deben contar con al menos un enlace bidireccional para transmisión de datos correspondientes al SCADA.
		CC11.1.2	Los agentes son responsables de poveer los canales de comunicación necesarios para transmitir las señales de SCADA desde sys respectivos centros de control o subestaciones. Estas señales deben llegar al CCE y al OC.
		CC11.1.3	Los agentes son responsables de la disponibilidad y confiabilidad de los enlaces de comunicación para el sistema SCADA. Pueden utilizar para ello, vínculos propios, compartidos con otros agentes o contratados con empresas prestadoras de servicios de comunicaciones. Deben garantizar una disponibilidad de al menos 99% en ventana móvil de 12 meses.
		CC11.1.4	El CCE y el OC tienen la responsabilidad de disponer de los equipos necesarios para la recepción de datos desde los centros de control o subestaciones de los agentes en el sistema SCADA, a través de los canales de comunicación dispuestos por los Agentes.
		CC11.1.5	Las centrales de generación o centro de control de los agentes, deben contar con enlace telefónico directo y sistema de comunicación por radio frecuencia para comunicaciones operativas con el CCE y el OC.
		CC11.1.6	Todos los enlaces de comunicaciones deben cumplir con las normas UIT-T, UIT-R e IEC. En el extremo correspondiente al Centro de Control de Energía deberán contar con los elementos necesarios para prueba y supervisión automática.
		CC11.1.7	Cualquier modificación en los enlaces, ya sea en las rutas principales o de respaldo, debe ser informada y coordinada con el CCE y el OC con anticipación de 7 días.
		CC11.1.8	Los enlaces de datos deben tener una tasa de error (BER) inferior a 10-7. Su ancho de banda deberá ser tal que la tasa de ocupación resulte inferior al cincuenta por ciento (50%).
		CC11.1.9	En los enlaces para comunicaciones vocales operativas la relación señal – ruido (S/N) debe ser superior a 45 Db.
	CC11.2	**Corrección de fallas de comunicación y calidad de señales.**	
		CC11.2.1	Cuando se presenten fallas en la calidad de las señales o en los canales de comunicación se deberá informar al agente responsable para que proceda con la corrección de la misma.
		CC11.2.2	Los agentes deben corregir las fallas en la calidad de las señales y/o en los canales de comunicación. Dentro de 2 días laborables, contados a partir de cuándo se le haga la notificación formal de alguna falla, el agente responsable deberá corregir la misma, y reportar al CCE y el OC las causas de la falla y las acciones tomadas para corregirla. Si hay alguna causa justificada que no le permita corregir la falla en ese tiempo, entonces el Agente deberá aportar las evidencias y solicitar al CCE y al OC un plazo razonable para resolver la misma.

ARTÍCULO 2: MODIFICAR el "ANEXO 2, REQUISITOS DE SEÑALES PARA EL SCADA", del CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI, emitido por esta SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD mediante la RESOLUCIÓN SIE-28-2004, de fecha 21 de junio de 2004, para que a partir de la fecha de emisión de la presente resolución, sea leído de la manera siguiente:

A2.1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	HOJA 1 / 3
A.2.1.1	**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW);	
	b) Potencia Reactiva (MVAr);	
	c) Potencia Aparente (MVA);	
	d) Corriente (A);	
	e) Voltaje Línea a Línea (kV).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00, Abierto, Cerrado, Error de estado 11);	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las características de los equipos que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo)	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección configuradas para la línea, sea del relé principal o el de respaldo: diferencial, distancia, sobrecorriente, etc.	
	b) Recierre (79) (Actuado/Normal).	
	Señal agrupada de esta función de protección del relé principal y respaldo. Aplica si la línea debe tener configurado este esquema de protección.	
A.2.1.2	**BARRAS**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Frecuencia, en cada sección de barra (Hz).	
	b) Voltaje de línea a línea, en cada sección de barra (KV).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00, Abierto, Cerrado, Error de estado 11);	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las características de los equipos que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo de los interruptores asociados a la barra por cualquiera de las funciones de protección eléctrica configuradas para la barra, tales como diferencial, sobretensión, falla del interruptor (50BF), lock out (86B), etc.	

A2.1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	HOJA 2 / 3
A.2.1.3	**TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW); aplica para devanados 69 KV y superiores.	
	b) Potencia Reactiva (MVAr); aplica para devanados 69 KV y superiores.	
	c) Potencia Aparente (MVA); aplica para devanados 69 KV y superiores.	
	d) Corriente (A); aplica para devanados 69 KV y superiores.	
	e) Posición del conmutador de Tap.	
	f) Consigna del regulador de voltaje (kV); aplica si el transformador tiene sistema de regulación automática de voltaje.	
	ii. ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	b) Modo del conmutador de Tap (Manual/Automático). Aplica si el transformador tiene sistema de regulación automática de voltaje.	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las caracteristicas de los equipos que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección configuradas para el transformador o autotransformador: diferencial, sobrecorriente de todos los devanados que tengan este esquema de protección implementado, sea del relé principal o el de respaldo.	
	b) Protecciones mecánicas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo de alguno de los interruptores asociados transformador, por cualquiera de las protecciones mecánicas implementadas, tales como Relé de Buchholz, Relé de Jansen, temperatura del devanado, temperatura del aceite, bajo nivel de aceite, sobrepresión, etc.	
A.2.1.4	**BANCOS DE CAPACITORES Y EQUIPOS SIMILARES.**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia reactiva (MVAr).	
	b) Posición del conmutador de pasos; aplica si el equipo dispone de múltiples pasos.	
	c) Consigna de regulación de voltaje (kV); aplica si el equipo tiene sistema de regulación automática de voltaje).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	b) Modo del conmutador de pasos (Manual/Automático); aplica si el equipo tiene sistema de regulación automática de voltaje.	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las caracteristicas de los equipos y funciones de protección que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección eléctrica configuradas para el equipo: sobrecorriente, desbalance de fases, sobretensión, etc.	
	b) Protecciones mecánicas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo del interruptor asociado al equipo, por cualquiera de las protecciones mecánicas implementadas, en caso de tenerlas.	

A2.1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	HOJA 3 / 3
A.2.1.5	**CAMPOS DE ACOPLAMIENTO**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW).	
	b) Reactiva (MVAr).	
	c) Potencia Aparente (MVA).	
	d) Corriente (A).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las características de los equipos y funciones de protección que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección configuradas para la línea, sea del relé principal o el de respaldo: diferencial, distancia, sobrecorriente, etc.	
	b) Recierre (79) (Actuado/Normal).	
	Señal agrupada de esta función de protección del relé principal y respaldo. Aplica si la línea debe tener configurado este esquema de protección.	
A.2.1.6	**GENERALES DE SUBESTACIONES**	
	i. ESTADOS:	
	a) Comunicación con la RTU (normal/falla).	
	Aplica para subestaciones integradas al SCADA mediante protocolo ICCP desde el SCADA del propietario u otro Agente.	

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 1 / 6
A2.2.1	CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONALES	
	(i) Aplica para todas las centrales de generación térmica, generación hidroeléctrica, biomasa, Autoproductores y Cogeneradores, conectados al SENI a través la red de transmisión, o conectados a través de la red de distribución, si la central es despachada de manera centralizada. También aplica para consumidores conectados a la red de transmisión, que tengan generadores sincronizados al SENI, y que por su capacidad o ubicación tengan un impacto importante en la operación del sistema; el OC determinará los casos donde se requiera la implementación de estas señales.	
A2.2.1.1	GENERALES DE LA CENTRAL	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW) Bruta.	
	b) Potencia Reactiva (MVAr) Bruta.	
	c) Voltaje (KV) en barra de generación.	
	d) Frecuencia (Hz) en barra de generación.	
	e) Cota de embalses en centrales hidráulicas con embalse de regulación.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Comunicación con la RTU (Normal/Falla). Aplica para instalaciones integradas al SCADA mediante protocolo ICCP; desde el SCADA del propietario u otro Agente.	
	b) Indicación de la modalidad de operación o configuración (ciclo combinado completo/ciclo combinado parcial/ciclo simple turbo gas, ciclo simple vapor, etc.). Aplica para centrales y/o unidades de ciclo combinado con múltiples modalidades y/o variabilidad de combustibles. La configuración de esta señal puede variar de una central a otra dependiendo de la tecnología	
A2.2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa (MW).	
	b) Potencia reactiva (MVAr).	
	c) Voltaje de línea a línea (kV) Medido en bornes de generación. Si hay varias unidades o circuitos colectores que se conectan a la misma barra, solo se requiere implementar la medición en la barra.	
	d) Frecuencia (Hz). Medido en bornes de generación. Si hay varias unidades o circuitos colectores que se conectan a la misma barra, solo se requiere implementar la medición en la barra.	
	e) Consigna del regulador de voltaje o AVR (kV, FP, MVAr). Aplica para centrales con varias unidades que son despachadas de manera agrupada como una sola unidad (por ejemplo, las centrales de motores de combustión interna o renovables); se requiere una sola señal equivalente para la central agrupada. Para las centrales eólicas o fotovoltaicas, solo aplica si la central dispone de equipos para la regulación de tensión con SETPOINT ajustable.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11)	
	b) Modo de control de tensión AVR (Control PV/Control PQ/Control FP). Aplica para centrales con varias unidades que son despachadas de manera agrupada como una sola unidad, por ejemplo, las centrales de motores de combustión interna, se requiere una sola señal equivalente para la central agrupada. Para las centrales eólicas o fotovoltaicas, solo aplica si la central dispone de equipos para la regulación de tensión con SETPOINT ajustable y modo de control variable.	
	c) Proceso de Arranque (Activado/Desactivado). Aplica para centrales con potencia nominal mayor o igual a 10 MW.	
	d) Estado del PSS (Activado/Desactivado). Aplica si la unidad tiene este sistema.	

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 2 / 6

iii. ALARMAS:

La configuración de estas alarmas puede variar de una central a la otra, dependido de las caracteristicas de los equipos instalados en las mismas. Para centrales eólicas o fotovoltaicas, estas señales deben enviarse agrupadas; una para cada

a) Parada manual (Emergencia) (Normal/Disparo).

b) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).

c) Protecciones mecánicas (Normal/Disparo).

d) Esquema de deslastre automático de generación (DAG) (Habilitado/Deshabilitado, Normal/Disparo).

Aplica si la unidad generadora se incluye dentro de algún esquema de deslastre de generación por seguridad del

iv. SEÑALES ADICIONALES PARA UNIDADES QUE PARTICIPAN EN RPF:

a) Consigna de potencia activa de la unidad
(Nivel de operación sostenida NOS) (MW);
Aplica para centrales con varias unidades que son despachadas de manera agrupada como una sola unidad, como son las centrales de motores de combustión interna. En estos casos se requiere una sola señal equivalente para la central agrupada.

b) Margen de Regulación Primaria de Frecuencia (MW).
Aplica para centrales con varias unidades que son despachadas de manera agrupada como una sola unidad, como son las centrales de motores de combustión interna. En estos casos se requiere una sola señal equivalente para la central agrupada.

c) Regulación Primaria de Frecuencia (Activada/Desactivada).
Aplica para cada unidad de manera particular.

v. SEÑALES ADICIONALES PARA UNIDADES QUE PARTICIPAN EN RSF (AGC):

Aplican para centrales con varias unidades que son despachadas de manera agrupada como una sola unidad, como son las centrales de motores de combustión interna. En estos casos se requiere una sola señal equivalente para la central agrupada.

a) Margen de Regulación Secundaria de Frecuencia (MW).

b) Límite máximo de regulación (MW).

c) Límite mínimo de regulación (MW).

d) Gradiente de toma de carga (Rampa) (MW/min)

e) Modo de control (Local/Remoto).

f) Regulación Secundaria de Frecuencia Local (Activada/Desactivada).
Aplica para las centrales habilitadas para RSF autónoma local.

g) Consigna de potencia activa (MW); esta es una señal de comando (setpoint) por medio de la cual el AGC controla la unidad.

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 3 / 6
A2.2.3	PARQUES DE GENERACIÓN EÓLICA	
A2.2.3.1	GENERALES DEL PARQUE	
	i. MEDICIONES:	
	a) Disponibilidad (MW). Es la potencia máxima que puede producir el parque en condiciones ambientales óptimas. Si en un momento determinado no hay indisponibilidades de equipos internos que afecten la capacidad de producción, la disponibilidad debe ser equivalente a la capacidad nominal.	
	b) Consigna del regulador de voltaje (AVR)(kV, FP, MVAr). Aplica si el parque dispone de equipos para la regulación de tensión con Setpoint ajustable y modo de control variable.	
	c) Velocidad del viento a la altura de buje (m/s).	
	d) Dirección del viento (Grados relativos al norte geográfico).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Comunicación con la RTU (Normal/Falla). Aplica para instalaciones integradas al SCADA mediante protocolo ICCP; desde el SCADA del propietario.	
	b) Modo de control de tensión (AVR)(Control PV/Control PQ/Control FP). Aplica si el parque dispone de equipos para la regulación de tensión con SETPOINT ajustable y modo de control variable.	
A2.2.3.2	CIRCUITOS COLECTORES	
	Los circuitos que colectan la energía producida por los aerogeneradores, inversores, convertidores etc.	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa (MW).	
	b) Potencia reactiva (MVAr).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	iii. ALARMAS:	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	b) Esquema de deslastre automático de generación (DAG), (Habilitado/Deshabilitado, Normal/Disparo). Aplica si el parque generador se incluye dentro de algún esquema de deslastre de generación por seguridad del sistema.	

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 4 / 6
A2.2.4	PARQUES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.	
A2.2.4.1	GENERALES DEL PARQUE	
	i. MEDICIONES:	
	a) Disponibilidad (MW). Es la potencia máxima que puede producir el parque en condiciones ambientales óptimas. Si en un momento determinado no hay indisponibilidades de equipos internos que afecten la capacidad de producción, la disponibilidad debe ser equivalente a la capacidad nominal.	
	b) Consigna del regulador de voltaje (AVR) (kV, FP, MVAR). Aplica si el parque dispone de equipos para la regulación de tensión con SETPOINT ajustable y modo de control variable.	
	c) Irradiación global horizontal a la altura de los módulos (W/m2).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Comunicación con la RTU (Normal/Falla) Aplica para instalaciones integradas al SCADA mediante protocolo ICCP; desde el SCADA del propietario.	
	b) Modo de control de tensión (AVR) (Control PV/Control PQ/Control FP). Aplica si el parque dispone de equipos para la regulación de tensión con SETPOINT ajustable y modo de control variable.	
A2.2.4.2	CIRCUITOS COLECTORES	
	Los circuitos que colectan la energía producida por los aerogeneradores, inversores, convertidores, etc.	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa (MW).	
	b) Potencia reactiva (MVAr).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	iii. ALARMAS:	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	b) Esquema de deslastre automático de generación (DAG) (Habilitado/Deshabilitado, Normal/Disparo). Aplica si el parque generador se incluye dentro de algún esquema de deslastre de generación por seguridad del sistema.	

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 5 / 6
A2.2.5	**TRANSFORMADOR DE GENERACIÓN (ELEVADOR)**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa (MW); aplica para devanados de 69 kV y superiores.	
	b) Potencia reactiva (MVAr); aplica para devanados de 69 kV y superiores.	
	c) Potencia aparente (MVA); aplica para devanados de 69 kV y superiores, solo en subestaciones terminales de una línea radial.	
	d) Corriente (A); aplica para devanados de 69 kV y superiores, solo en subestaciones terminales de una línea radial.	
	e) Voltaje de línea a línea (kV); aplica para devanados de 69 kV y superiores. solo en subestaciones terminales de una línea radial, si no hay medición de tensión en la barra.	
	f) Posición del conmutador de Tap; aplica si el transformador tiene sistema de conmutación de Tap bajo carga.	
	g) Consigna del regulador de voltaje (kV); aplica si el transformador tiene sistema de regulación automática de voltaje.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	b) Modo del conmutador de Tap (Manual/Automático) (Habilitado/Deshabilitado, Normal/Disparo). aplica si el transformador tiene sistema de regulación automática de voltaje.	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependiendo de las características de los equipos que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo) Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección configuradas para el transformador o autotransformador: diferencial, sobrecorriente de todos los devanados que tengan este esquema de protección implementado etc.	
	b) Protecciones mecánicas (Normal/Disparo). Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo de alguno de los interruptores asociados transformador, por cualquiera de las protecciones mecánicas implementadas, tales como Relé de Buchholz, Relé de Jansen, temperatura del devanado, temperatura del aceite, bajo nivel de aceite, sobrepresión, etc.	
A2.2.6	**BARRAS**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Voltaje en cada sección de barra (kV).	
	b) b) Frecuencia en cada sección de barra (Hz).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 6 / 6
A2.2.7	**SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA**	
	I. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa bruta (MW).	
	b) Potencia reactiva bruta (MVAr).	
	c) Voltaje de línea a línea (kV); medido en bornes de generación; si hay varias unidades que se conectan a la misma barra, no se requiere implementar para cada unidad.	
	d) Frecuencia (Hz); medida en bornes de generación; si hay varias unidades que se conectan a la misma barra, no se requiere implementar para cada una; con la medición de la barra es suficiente.	
	e) Porcentaje de carga del sistema de almacenamiento.	
	f) Disponibilidad (MW). Es la potencia máxima que puede almacenar el banco de baterías. Si en un momento determinado no hay indisponibilidades de equipos internos que afecten la capacidad, la disponibilidad debe ser equivalente a la capacidad nominal.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	b) Modo de control de tensión (AVR)(Control PV/Control PQ/Control FP). Aplica si el equipo tiene esta funcionalidad.	
	iii. ALARMAS:	
	a) Parada manual; emergencia (Normal/Disparo	
	b) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
A2.2.8	**SERVICIOS AUXILIARES Y OTROS SIMILARES.**	
	Los requerimientos especificados aplican para servicios auxiliares, consumos industriales, filtros de armónicos, bancos de capacitores, reactores, SVC y otros equipos similares conectados a nivel de generación. Aplica para los casos en que la capacidad es mayor o igual a 0.5 MVA.	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa (MW).	
	b) Potencia reactiva (MVAr) Aplica para servicios auxiliares y consumos industriales.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	

A2.3	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	HOJA 1 / 1
	Incluye Distribuidoras, UNRs y consumidores conectados a la red de transmisión.	
A2.3.1	**GENERALES DE LA SUBESTACIÓN**	
	i. ESTADOS:	
	a) Comunicación con la RTU (Normal/Falla). Aplica para subestaciones integradas al SCADA mediante protocolo ICCP desde el SCADA del propietario u otro Agente.	
A2.3.2	**TRANSFORMADOR**	
	i. MEDICIONES:	
	En el lado interconexión al SENI.	
	a) Potencia activa (MW).	
	b) Potencia reactiva (MVAr).	
	c) Voltaje línea a línea (kV); no requerida si el transformador se conecta a una barra con mediciones.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	En subestaciones de UNR de 69 kV no es obligatorio implementar señales de los seccionadores, si los mismos son manuales o no disponen de bloques de contactos para tomar la indicación.	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las características de los equipos que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo). Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección configuradas para el transformador o autotransformador: diferencial, sobrecorriente de todos los devanados que tengan este esquema de protección implementado etc.	
	b) Protecciones mecánicas (Normal/Disparo Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo de alguno de los interruptores asociados transformador, por cualquiera de las protecciones mecánicas implementadas, tales como Relé de Buchholz, Relé de Jansen, temperatura del devanado, temperatura del aceite, bajo nivel de aceite, sobrepresión, etc.	
A2.3.3	**CIRCUITOS CON ESQUEMA EDAC**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW).	
	b) Potencia Reactiva (MVAR).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de Interruptores (Abierto/Cerrado) (Indicación simple)	
	iii. ALARMAS:	
	a) Protección de baja frecuencia (En servicio/Fuera de servicio, Disparo/Normal). Aplica para cada circuito con esquema de desconexión automática de carga (EDAC). Cualquier otro elemento que sea incluido en el EDAC, debe cumplir este requerimiento.	
	b) Protección de baja tensión (En servicio/Fuera de servicio, Disparo/Normal). Aplica para cada circuito con esquema de desconexión automática de carga (EDAC). Cualquier otro elemento que sea incluido en el EDAC, debe cumplir este requerimiento.	

ARTÍCULO 3: RATIFICAR la plena vigencia de todas las partes y disposiciones del "CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI", que no están siendo modificadas expresamente por la presente resolución.

ARTÍCULO 4: EMITIR, como "CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI", el documento que figura como ANEXO ÚNICO a la presente resolución y que forma parte integral de la misma, el cual incorpora las modificaciones dispuestas en los artículos 1 y 2, precedemente indicados, y **DISPONER** su entrada en vigor a partir del quince (15) de octubre de año dos mil veinte (2020).

ARTÍCULO 5: ORDENAR la comunicación de la presente resolución a: (i) ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (OC); (ii) EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA (ETED); (iii) CENTRO DE CONTROL DE ENERGIA (CCE); y, (iv) TODOS LOS AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM); así como su publicación en la página web de esta SUPERINTENDENCIA (www.sie.gob.do).

Dada en Santo Domingo, República Dominicana, a los quince (15) días del mes de octubre del año dos mil veinte (2020).

RAFAEL ANÍBAL VELAZCO ESPAILLAT
Superintendente de Electricidad
Presidente Consejo SIE

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

C Ó D I G O D E C O N E X I Ó N

EMITIDO POR RESOLUCIÓN SIE-28-2004
MODIFICADO POR RESOLUCIONES SIE-060-2015-MEM Y SIE-065-2020-MEM

CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI

ÍNDICE

CLÁUSULA	CONTENIDO:
CC1.	**OBJETIVO** 1
CC2.	**RESPONSABILIDADES** 1
CC3.	**PUNTO DE CONEXIÓN** ..... 1 CC3.1 ACUERDO DE RESPONSABILIDAD OPERATIVA ..... 1 CC3.2 ACCESO 1
CC4.	**CONDICIONES OPERATIVAS** ..... 1 CC4.1 VOLTAJE ..... 1 CC4.2 FRECUENCIA 1
CC5.	**REQUISITOS DE LOS EQUIPOS** ..... 2 CC5.1 INTRODUCCIÓN ..... 2 CC5.2 REQUISITOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS ..... 2 CC5.3 REQUISITOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN INSTALACIONES USUARIOS NO REGULADOS..... 2
CC6.	**PROTECCIONES** ..... 3 CC6.1 INTRODUCCIÓN ..... 3 CC6.2 ESQUEMA A UTILIZAR ..... 3 CC6.3 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLAS ..... 3 CC6.4 PROTECCIÓN DE LÍNEAS ..... 3 CC6.5 PROTECCIÓN DE UNIDADES GENERADORAS Y TRANSFORMADORES ..... 3 CC6.6 PROTECCIÓN DE BARRAS 3
CC7.	**SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL** 3
CC8.	**DOCUMENTACIÓN TÉCNICA** ..... 4 CC8.1 INTRODUCCIÓN ..... 4 CC8.2 DOCUMENTACIÓN DE PLANEAMIENTO ..... 4 CC8.3 DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO ..... 4 CC8.4 INFORMACIÓN TÉCNICA 5
CC9.	**ENERGIZACIÓN** ..... 6 CC9.1 INTRODUCCIÓN ..... 6 CC9.2 REQUISITOS ..... 6 CC9.3 INSPECCIÓN 6

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI

ÍNDICE

CC10. SEÑALES DEL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)..... 7
CC10.1 GENERALIDADES 7
CC10.2 MEDICIONES 7
CC10.3 ESTADOS 7

CC11. SISTEMA DE COMUNICACIONES 8
CC11.1 GENERALIDADES 8
CC11.2 CORRECCIÓN DE FALLAS DE COMUNICACIÓN Y CALIDAD DE SEÑALES 8

ANEXO 1. REQUISITOS DE INFORMACIÓN TÉCNICA 10
PLANILLA No. A1.1 10
PLANILLA No. A1.2 14
PLANILLA No. A1.3 16
PLANILLA No. A1.4 17
PLANILLA No. A1.5 18
PLANILLA No. A1.6 19
PLANILLA No. A1.7 20

ANEXO 2. REQUERIMIENTO DE SEÑALES PARA EL SCADA 22
A2.1: SISTEMA DE TRANSMISIÓN 22
A2.2: CENTRALES DE GENERACIÓN 25
A2.3: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN 31

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

CLÁUSULA	TEXTO		
CC1	**OBJETIVO**		
	El Objetivo del presente Código de Conexión es la definición de los requisitos técnicos a cumplir por los agentes para integrarse al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).		
CC2	**RESPONSABILIDADES**		
	Las disposiciones del presente Código de Conexión son aplicables a todos los agentes en los puntos de conexión de sus instalaciones con las de otros agentes, según se detalla para cada caso en particular.		
CC3	**PUNTO DE CONEXIÓN**		
	Conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares a través de los cuales se establece la vinculación entre dos agentes y que delimita la propiedad de los mismos.		
	CC3.1	**Acuerdo de Responsabilidad Operativa**	
		CC3.1.1	Todo punto de conexión requerirá la firma de un Acuerdo de Responsabilidad Operativa entre los agentes Involucrados, copia del cual deberá ser presentada al Organismo Coordinador y la SIE, conteniendo como mínimo la descripción de las instalaciones que conforman la interconexión. Fijando los límites de propiedad, así como las responsabilidades que asumen las partes al respecto.
		CC3.1.2	El Acuerdo de Responsabilidad Operativa deberá considerar los siguientes aspectos: 1.- Instalaciones involucradas de cada agente; 2.- Definición del límite físico (sección desconectaba o retirable) entre las instalaciones de cada agente; 3.- Instalaciones de uso compartido; 4.- Delimitación de responsabilidades por la operación y el mantenimiento; 5.- Especificaciones técnicas de las instalaciones involucradas; 6.- Condiciones para el acceso a las instalaciones de cada agente; 7.- Plazo de Vigencia.
		CC3.1.3	Terminada la vigencia o denunciado el Acuerdo de Responsabilidad Operativa, los agentes dispondrán de un plazo máximo de sesenta (60) días para acordar un nuevo acuerdo. En ese plazo se consideran válidas las condiciones del Acuerdo anterior. Si transcurrido el Plazo mencionado, las partes no hubieran firmado un nuevo Acuerdo de Responsabilidades Operativas, la Superintendencia de Electricidad establecerá las condiciones a cumplir por ambos en el Punto de Conexión.
	CC3.2	**Acceso**	
		CC3.2.1	El Organismo Coordinador tendrá en todo momento la libertad de acceso a todo Punto de Conexión a fin de ejercer funciones de auditoría técnica.
CC4	**CONDICIONES OPERATIVAS**		
	CC4.1	**Voltaje**	
		CC4.1.1	En estado de operación normal (N, número de elementos del sistema) y ante contingencias simples (N-1, falla un elemento del sistema) al agente, de acuerdo a la naturaleza de su actividad contribuirá a mantener el voltaje dentro de los rangos de variación máximos permitidos serán los siguientes: 1.- Barras de 69Kv, l38Kv o mayor: ±5% 2.- Barras de los Generadores: ±5% 3.- Barras de distribución: ±7.5 % (zonas urbanas); ±10 % (zonas rulares).
	CC4.2	**Frecuencia**	
		CC4.1.2	En estado de operación normal los rangos de, variación máximo permitidos serán: 1.- 59,85 a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo; 2.- 59.75 a 60.25 Hz. durante el 99.8 % del tiempo; 3.- Las Empresas de Distribución y los Usuarios No regulados mantendrán incorporados al "Esquema de Load Sheding" los valores de baja frecuencia en coordinación con el esquema de carga que será suministrado por el Organismo Coordinador.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

CC5	**REQUISITOS DE LOS EQUIPOS**		
	CC5.1	**Introducción**	
		CC5.1.1	Todos los equipos deberán estar diseñados y construidos de acuerdo a las normas IEC y/o ANSÍ operados y mantenidos de acuerdo con las prácticas internacionalmente aceptadas para empresas de electricidad.
		CC5.1.2	En todos los puntos de conexión deberán instalarse los interruptores capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito prevista en los estudios de cortocircuito presentados al momento de solicitar el ingreso al sistema. El OC debe verificar los estudios y las características de dichos equipos.
	CC5.2	**Requisitos de las Unidades Generadoras**	
		CC5.2.1	Todas las unidades generadoras deberán contar con los siguientes dispositivos: 1.- Regulador de velocidad que permita participar en el control de la frecuencia del SENI dentro del rango comprometido entre 58 y 63 Hz; 2.- Regulador automático de voltaje que controle en forma estable el voltaje en bornes de la unidad dentro del rango ±10 % de su valor nominal para cualquier punto de su curva de capabilidad; 3.- Sincronización de tiempo a través de un GPS.
		CC5.2.2	La operación a frecuencias extremas podrá ser limitada en el tiempo mediante relés de frecuencia temporizados a fin de evitar daños en las unidades generadoras.
		CC5.2.3	El Organismo Coordinador podrá requerir, en función de estudios eléctricos, la incorporación de las siguientes características adicionales: 1.- Reguladores de velocidad y voltaje de alta velocidad de respuesta; 2.- Control automático de generación (AGC); 3.- Estabilizador del sistema de potencia (PPS); 4.- Capacidad para arranque en negro.
		CC5.2.4	Todas las unidades generadoras estarán en la capacidad de entregar su potencia a disposición del sistema para frecuencias comprendidas entre 59,0 y 61.0 Hz, y factor de potencia de acuerdo a las curvas de capabilidad de potencia reactiva de manera permanente y el 100% de su capacidad de potencia reactiva, durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos, acorde con lo referido en el Art. 151 del reglamento.
	CC5.3	**Requisitos de los Sistemas de Distribución e Instalaciones de Usuarios No Regulados**	
		CC5.3.1	Los neutros de los transformadores y reactores conectados al sistema de Transmisión deberán estar conectadas rígidamente a tierra, salvo autorización expresa de la Empresa de Transmisión.
		CC5.3.2	Las instalaciones de distribución y las utilizadas por los Usuarios No Regulados deberán contar con los dispositivos necesarios para cumplir con el plan de alivio de carga (" Load Shedding " o Esquema de Baja Frecuencia) que eventualmente requiera el Organismo Coordinador en función de los resultados de estudios eléctricos del SENI.
		CC5.3.3	Basado en los resultados de los estudios de planeamiento y con el objetivo de optimizar el uso del Sistema de Transmisión, el Organismo Coordinador podrá sugerir a la Superintendencia de Electricidad el valor mínimo del factor de potencia a mantener en cada punto de conexión y ia fecha a partir de la cual entrará en vigor ese exigencia. Las empresas distribuidoras o Usuarios No Regulados deberán tomar las acciones necesarias para cumplir con los valores de factores de potencia mínimos establecidos.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

CC6	**PROTECCIONES**		
	CC6.1	**Introducción**	
		CC6.1.1	Las instalaciones vinculadas en un punto de conexión deberán contar con sistemas de protección adecuados que permitan minimizar el impacto recíproco de las fallas.
		CC6.1.2	A tal efecto los agentes conectados en el punto de conexión deberán coordinar adecuadamente las distintas funciones de protección. El OC será responsable de verificar dicha coordinación.
		CC6.1.3	El Organismo Coordinador es el encargado de mantener actualizado el estudio de coordinación de protecciones, debiendo contar con la información actualizada de todos los agentes.
	CC6.2	**Esquemas a Utilizar**	
		CC6.2.1	Las líneas, transformadores y barras de subestaciones deberán ser equipados con los esquemas de protecciones congruentes con los sistemas existentes en el punto de conexión.
		CC6.2.2	Las Empresas Distribuidoras deberán determinar los esquemas a utilizar por los Usuarios No Regulados vinculados a Sistemas de Distribución que no constituyan instalaciones de alto voltaje. Todos los puntos de conexión deberán contar con una protección de respaldo ("backup") que actúe en caso de falla de la protección principal. Los puntos de conexión de 69 Kv, 138 Kv o mayores, deberán contar con una protección de falla de interruptor que ordene la apertura de todos los interruptores adyacentes, si aquel no despejara la falla en el tiempo previsto. Cuando en el esquema planteado involucre una línea corta (longitud menor 5 Km), el sistema de comunicación, para transferir el disparo al otro extremo de la línea, estará a cargo de la Empresa deTransmisión, pero los compromisos económicos será dé la exclusiva responsabilidad del nuevo agente.
	CC6.3	**Tiempos de Despeje de Fallas**	
		CC6.3.1	Los tiempos de despeje de fallas, entre su aparición y la extinción de arco en el interruptor, no deberán superar los valores indicados a continuación: • Sistema de 69 Kv: 500 Milisegundos • Sistema de 138 Kv: 150 Milisegundos • Sistemas Mayores de l38 Kv: 150 Milisegundos • El tiempo de despeje de falla con la protección de respaldo no deberá ser superior a 500 Milisegundos.
		CC6.3.2	La protección de falla de interruptor deberá disparar las interruptores adyacentes en tiempos comprendidos entre 200 y 250 ms., después de haberse superado el tiempo de apertura normal del interruptor en cuestión.
		CC6.3.3	Los valores anteriores podrán ser adecuados por el Organismo Coordinador a los resultados de estudios eléctricos de planeamiento del SENI.
	CC6.4	**Protección de Líneas**	
		CC6.4.1	Las líneas de 138 Kv o tensión superior de hasta 5 Km de longitud, deberán contar con protección diferencial, protección de comparación direccional u otra protección con prestaciones similares. El OC será responsable de comprobar la activación de estas protecciones.
		CC6.4.2	Las líneas de mayor longitud deberán contar con protección de distancia con ínter disparo mediante transmisión por onda portadora u otro esquema de comunicación, protección direccional de tierra, protección direccional de fase, protección de sobre corriente de tierra y protección de sobre corriente de fase.
		CC6.4.3	Cada Terminal de protección deberá incluir disparo unipolar y/o tripolar y esquema de recierre. El recierre tripolar deberá efectuarse usando verificador de sincronismo. El OC determinará a través de estudios, los puntos donde se instalaran cierre tripolares.
	CC6.5	**Protección de Unidades Generadoras y Transformadores**	
		CC6.5.1	Los esquemas de protecciones a emplear en unidades generadoras y Transformadores deberán ser coordinados en cada Punto de Conexión.
	CC6.6	**Protección de Barras**	
CC7	**SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**		
	CC7.1	Todos los agentes deberán suministrar la información necesaria para la operación en tiempo real del SENI.	
	CC7.2	Los requisitos para el Sistema de Transmisión serán aplicables para todas las subestaciones integrantes, aunque no constituyan puntos de conexión con otros agentes.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

CC8 DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

CC8.1 Introducción

CC8.1.1 Se detalla a continuación la documentación técnica a presentar por todo agente que solicite su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado, la documentación deberá presentarse a la SIE por lo menos sesenta días (60) de anticipación a la fecha de puesta en servicio. La SIE dispondrá de un plazo máximo de 45 días a partir de recibida la solicitud del interesado para efectuar dicha verificación. Vencido este plazo sin que la SIE emita su pronunciamiento, se considerará que las obras cumplen con los requisitos necesarios para entrar en operación.

CC8.2 Documentación de Planeamiento

CC8.2.1 Al solicitar su conexión al SENI tos agentes deberán presentar a la Superintendencia de Electricidad, al Organismo Coordinador y a los agentes involucrados en el punto de conexión, según corresponda, la

1.- Plano de ubicación del Punto de Conexión;
2.- Esquema unifilar y descripción de las instalaciones de vinculación con el Sistema Eléctrico Interconectado;
3.- Esquema y descripción de las instalaciones a vincular;
4.- Cronograma de trabajos;
5.- Estudios eléctricos de operación;
6.- Documentación requerida en el Capítulo V del Título IX del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, en particular lo establecido en su Artículo 337.

CC8.2.2 Si la nueva conexión requiriera una expansión de los Sistemas de Transmisión o de Distribución, las empresas deberán remitir la documentación anterior a la Superintendencia de Electricidad, para ser evaluadas según lo previsto en el Artículo 146 del Reglamento.

CC8.3 Documentación Técnica del Proyecto

CC8.3.1 Antes de la puesta en servicio de las nuevas instalaciones los agentes que soliciten una conexión deberán presentar los estudios eléctricos actualizados necesarios para definir las especificaciones de los equipos de conexión.

CC8.3.1.1 Tales estudios deberán ser sometidos a los agentes Involucrados, según corresponda, para posteriormente ser presentados a la Superintendencia de Electricidad y al Organismo Coordinador para su posterior aprobación; de ser necesario, los demás agentes existentes en el punto de conexión serán informados. La SIE podrá solicitar opinión a los agentes involucrados (Generación, Transmisión y Distribución) según corresponda.

CC8.3.2 Los estudios eléctricos deberán permitir evaluar los efectos de las cargas pronosticadas, así como la incorporación de nuevas unidades generadoras, instalaciones de transmisión y nuevas conexiones de carga, de esta forma se podrá conocer el comportamiento del Sistema de Transmisión. Al mismo tiempo deberán permitir identificar las acciones correctivas necesarias para eliminar las deficiencias.

En el supuesto caso de que el nuevo agente al interconectarse al sistema modifique las condiciones de explotación normales y de falla, será responsable de los costos relacionados con las modificaciones correctivas, a fin de eliminar deficiencias, incluyendo el reemplazo de equipos propiedades de terceros, conectados previamente en el punto.

CC8.3.3 Los estudios eléctricos deberán verificar los siguientes aspectos:

1.- Comportamiento del Sistema Eléctrico Interconectado en condiciones estacionarias.
2.- Máxima capacidad de transferencia de potencia en elementos críticos, de manera que asegure una operación segura y confiable.
3.- Comportamiento del Sistema Eléctrico Interconectado como consecuencia de fenómenos transitorios producidos por perturbación o maniobras.
4.- Límites y restricciones del Sistema de Transmisión.

CC8.3.4 Como resultado de estos estudios, el OC deberá definir eventualmente los requerimientos de equipos de control y de estabilización, de formación de islas y arranque en negro.

CC8.3.5 Toda solicitud de conexión al Sistema de Transmisión deberá estar acompañada de los estudios eléctricos indicados en la siguiente tabla, en la cual el símbolo "•" significa que el estudio indicado debe ser presentado. El Organismo Coordinador podrá omitir el requerimiento de determinados estudios para las centrales generadoras de potencia inferior a 10 Mw:

INSTALACIÓN A CONECTAR	FLUJO DE CARGAS	CORTOCIRCUITO	ESTABILIDAD
Unidad Generación	•	•	•
Carga	•	-	-
Línea o Equipo de Transmisión	•	• (1)	• (1)

(1): Si se modifica la configuración del Sistema de Transmisión.

CC8.4	**Información Técnica**	
	CC8.4.1	A más tardar 60 días antes de la fecha de energización de un Punto de Conexión, el agente responsable deberá presentar a la Superintendencia de Electricidad con copia al Organismo Coordinador la información detallada en el Anexo 1.
	CC8.4.2	Los datos mencionados serán registrados por el Organismo Coordinador en sus Bases de Datos Técnicos, las cuales estarán a disposición de todo Agente que requiera Información para la realización de estudios.
	CC8.4.3	Cada agente será responsable de informar al Organismo Coordinador toda vez que se produzca una modificación en alguno de los datos mencionados.
	CC8.4.4	El Organismo Coordinador podrá omitir el requerimiento de determinados datos del Anexo 1 para centrales generadoras de potencia inferior a 10 MW.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

CC9	**ENERGIZACIÓN**		
	CC9.1	**Introducción.**	
		CC9.1.1	El agente responsable de un punto de conexión deberá presentar a los agentes Involucrados en el punto de conexión, según corresponda, un programa de energización con una anticipación no inferior a treinta (30) días de su inicio.
		CC9.1.2	Se detalla a continuación los requisitos necesarios a cumplir para iniciar el programa mencionado.
	CC9.2	**Requisitos.**	
		CC9.2.1	Los siguientes son requisitos ineludibles para iniciar el programa de energización de un punto de conexión: a) Haber presentado la documentación detallada en los puntos de CCS.2 y haber obtenido su aprobación por parte de la Superintendencia de Electricidad. b) Haber presentado al Organismo Coordinador fa información técnica requerida en el punto CCS.4; poseer firmado y haber presentado al Organismo Coordinador un Acuerdo de Responsabilidad Operativa, con los agentes involucrados, según corresponda, en los términos del punto CC3.1 c) Tener instalados los equipos de medición comercial y contar con la habilitación comercial por parte del Organismo Coordinador. Tener instalados los equipos de medición comercial en conformidad a lo establecido en el Capitulo V del Título IX del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad. En el caso que el OC no pueda realizar la habilitación comercial del sistema de medición comercial del agente, éste podrá realizar inyecciones y retiros sólo si el Organismo Coordinador lo autoriza. En caso de que se verifique el mal funcionamiento de su sistema de medición comercial, el gente no podrá realizar inyecciones o retiro del sistema. d) Haber instalado y tener en operación los equipos del Sistema de Operación en Tiempo Real, cumpliendo con lo establecido en el punto CC7. e) Poseer todas las autorizaciones gubernamentales necesarias para la construcción y operación de las Instalaciones.
	CC9.3	**Inspección.**	
		CC9.3.1	Una vez cumplidos los requisitos anteriores, el Organismo Coordinador y los Agentes involucrados, según corresponda, efectuarán la inspección del Punto de Conexión y participarán en los ensayos a efectuar por el Agente responsable, en la medida en que lo considere necesario.
		CC9.3.2	Si los resultados de la inspección y ensayos fueran satisfactorios, se autorizará y se firmará un acta en la cual se dejará constancia de lo realizado.
		CC9.3.3	Si de la inspección o ensayos se concluyera que las Instalaciones no cumplen con los requisitos especificados, el agente responsable deberá efectuar las correcciones necesarias y requerir nuevamente los ensayos.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

CC10	**SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)**		
	CC10.1	**Generalidades.**	
		CC10.1.1	Todos los agentes, según corresponda, deben cumplir con los requisitos necesarios en cuanto al Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA), para la coordinación y supervisión adecuada de la operación del SENI. En el presente documento se establecen las especificaciones técnicas y en el ANEXO 2 se detallan las señales a proveer por cada tipo de instalación.
		CC10.1.2	Los requisitos indicados son aplicables para todas las subestaciones integrantes del sistema. En aquellas subestaciones de uso compartido entre dos o más Agentes, las responsabilidades de operación y mantenimiento de los equipos serán asumidas por los Agentes involucrados, mediante un Acuerdo de Responsabilidad Operativa. Sin embargo, cada Agente deberá cumplir con las exigencias normativas aplicables a sus instalaciones.
		CC10.1.3	Es responsabilidad de los agentes preservar en todo momento la calidad de la información que se requiere enviar al sistema SCADA. Las señales de las instalaciones del SENI, deben ser transmitidas con calidad, aunque la instalación se encuentre fuera de servicio, salvo los casos de mantenimientos o indisponibilidad de duración mayor a 72 horas.
		CC10.1.4	Los centros de control y subestaciones propiedad de los agentes deben contar con equipos GPS (Sistema de Posicionamiento Geográfico) para sincronización de los relojes de todos los equipos que interactúan con el SCADA. Deberán utilizar la referencia horaria que indique el Centro de Control de Energía (CCE).
	CC10.2	**Mediciones.**	
		CC10.2.1	Los equipos de medición de frecuencia deberán asegurar un error inferior a 0.01 Hz.
		CC10.2.2	El error de las demás mediciones analógicas no deberá superar el 0.1%.
		CC10.2.3	Las mediciones deben presentar una precisión de al menos tres (3) cifras decimales, a menos que se trate de variables de naturaleza entera, como posición de taps y otras.
		CC10.2.4	Cada ciclo de transmisión al Centro de Control de Energía no deberá exceder los cuatro (4) segundos.
		CC10.2.5	Las mediciones de flujos (MW y MVAr) deberán cumplir con la siguiente convención de signos: Positivo (+): Cuando el flujo sale de la barra. Negativo (-): Cuando el flujo entra a la barra. Cero (0): Cuando el elemento está fuera de servicio. En el caso de los generadores y sistemas de almacenamiento de baterías (BESS) la convención de signos es la siguiente: Positivo (+): Cuando el flujo sale del elemento. Negativo (-): Cuando el flujo entra al elemento. Cero (0): Cuando el elemento está fuera de servicio.
	CC10.3	**ESTADOS**	
		CC10.3.1	Las señales del estado deberán ser transmitidas al CCE en el ciclo siguiente al de la ocurrencia del cambio.
		CC10.3.2	Los cambios de señales de estados deberán ser enviados con la hora exacta de ocurrencia con estampa de tiempo en milisegundos, con un error inferior a 5 milisegundos.
		CC10.3.3	Las señales de posición de interruptores y seccionadores deberán ser configuradas con indicación doble, y 00 error de estado 01 abierto 10 cerrado 11 error de estado

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

CC11	**SISTEMAS DE COMUNICACIONES**		
	CC11.1	**Generalidades.**	
		CC11.1.1	Los centros de control o subestaciones de los agentes deben contar con al menos un enlace bidireccional para transmisión de datos correspondientes al SCADA.
		CC11.1.2	Los agentes son responsables de poveer los canales de comunicación necesarios para transmitir las señales de SCADA desde sys respectivos centros de control o subestaciones. Estas señales deben llegar al CCE y al OC.
		CC11.1.3	Los agentes son responsables de la disponibilidad y confiabilidad de los enlaces de comunicación para el sistema SCADA. Pueden utilizar para ello, vínculos propios, compartidos con otros agentes o contratados con empresas prestadoras de servicios de comunicaciones. Deben garantizar una disponibilidad de al menos 99% en ventana móvil de 12 meses.
		CC11.1.4	El CCE y el OC tienen la responsabilidad de disponer de los equipos necesarios para la recepción de datos desde los centros de control o subestaciones de los agentes en el sistema SCADA, a través de los canales de comunicación dispuestos por los Agentes.
		CC11.1.5	Las centrales de generación o centro de control de los agentes, deben contar con enlace telefónico directo y sistema de comunicación por radio frecuencia para comunicaciones operativas con el CCE y el OC.
		CC11.1.6	Todos los enlaces de comunicaciones deben cumplir con las normas UIT-T, UIT-R e IEC. En el extremo correspondiente al Centro de Control de Energía deberán contar con los elementos necesarios para prueba y supervisión automática.
		CC11.1.7	Cualquier modificación en los enlaces, ya sea en las rutas principales o de respaldo, debe ser informada y coordinada con el CCE y el OC con anticipación de 7 días.
		CC11.1.8	Los enlaces de datos deben tener una tasa de error (BER) inferior a 10-7. Su ancho de banda deberá ser tal que la tasa de ocupación resulte inferior al cincuenta por ciento (50%).
		CC11.1.9	En los enlaces para comunicaciones vocales operativas la relación señal – ruido (S/N) debe ser superior a 45 Db.
	CC11.2	**Corrección de fallas de comunicación y calidad de señales.**	
		CC11.2.1	Cuando se presenten fallas en la calidad de las señales o en los canales de comunicación se deberá informar al agente responsable para que proceda con la corrección de la misma.
		CC11.2.2	Los agentes deben corregir las fallas en la calidad de las señales y/o en los canales de comunicación. Dentro de 2 días laborables, contados a partir de cuándo se le haga la notificación formal de alguna falla, el agente responsable deberá corregir la misma, y reportar al CCE y el OC las causas de la falla y las acciones tomadas para corregirla. Si hay alguna causa justificada que no le permita corregir la falla en ese tiempo, entonces el Agente deberá aportar las evidencias y solicitar al CCE y al OC un plazo razonable para resolver la misma.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO 1:

REQUISITOS INFORMACIÓN TÉCNICA	
PLANILLA No. A1.1	DATOS DEL DISEÑO DE UNIDADES GENERADORAS
PLANILLA No. A1.2	PARÁMETROS DE RESPUESTA DE UNIDADES GENERADORAS
PLANILLA No. A1.3	DATOS SUBESTACIONES
PLANILLA No. A1.4	DATOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
PLANILLA No. A1.5	AJUSTES DE EQUIPOS DE CONTROL PROTECCIÓN DE UNIDADES GENERADORAS
PLANILLA No. A1.6	AJUSTES DE EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES
PLANILLA No. A1.7	CARACTERÍSTICAS DE DEMANDAS

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

PLANILLA No. A1.1					HOJA 1/4
DATOS DEL DISEÑO DE UNIDADES GENERADORAS					
Central:		**Unidad No:**		**Tipo:**	

No.		Descripción	Unidad	Valor
1.1	**Datos Técnicos Generales:**			
	1.1.1	Potencia aparente nominal	MVA	
	1.1.2	Potencia activa nominal neta	MW	
	1.1.3	Potencia activa nominal bruta	MW	
	1.1.4	Voltaje nominal	kV	
	1.1.5	Potencia de servicios auxiliares a carga nominal	MW	
	1.1.6	Potencia reactiva nominal	MW	
	1.1.7	Potencia de mínimo técnico	MW	
	1.1.8	Constante de inercia nominal	MWs/MVA	
	1.1.9	Relación de cortocircuito	---	
	1.1.10	Corriente estatórica nominal	A	
	1.1.11	Corriente rotórica a factor de potencia, voltaje y frecuencia nominales	A	
1.2	**Resistencias:**			
	1.2.1	Resistencia de secuencia directa (R1)	p.u.	
	1.2.2	Resistencia de secuencia inversa (R2)	p.u.	
	1.2.3	Resistencia homopolar (R0)	p.u.	
	1.2.4	Resistencia de puesta a tierra (Rt)	p.u.	
1.3	**Reactancias en Régimen No Saturado:**			
	1.3.1	Reactancia sincrónica de eje longitudinal (Xd)	p.u.	
	1.3.2	Reactancia transitoria de eje longitudinal (X'd)	p.u.	
	1.3.3	Reactancia subtransitoria de eje longitudinal (X"d)	p.u.	
	1.3.4	Reactancia sincrónica de eje transversal (Xq)	p.u.	
	1.3.5	Reactancia transitoria de eje transversal (X'q)	p.u.	
	1.3.6	Reactancia subtransitoria de eje transversa! (X"q)	p.u.	
	1.3.7	Reactancia de dispersión del estator (XL)	p.u.	
	1.3.8	Reactancia homopoldr (X0)	p.u.	
	1.3.9	Reactancia de secuencia inversa (X2)	p.u.	
	1.3.10	Reactancia de Potier (Xp)	p.u.	
	1.3.11	Reactancia de puesta a tierra (Xt)	p.u.	
1.4	**Reactancias en Régimen Saturado:**			
	1.4.1	Reactancia sincrónica de eje longitudinal (Xdsat)	p.u.	
	1.4.2	Reactancia subtransitoria de eje longitudinal (X"dsat)	p.u.	
1.5	**Constantes de Tiempo de Cortocircuito (Régimen No Saturado):**			
	1.5.1	Transitoria de eje longitudinal (T'd)	s	
	1.5.2	Subtransitoria de eje longitudinal (T"d)	s	
	1.5.3	Transitoria de eje transversal (T'q)	s	
	1.5.4	Subtransitoria de eje transversal (T"q)	s	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

PLANILLA No. A1.1				HOJA 2/4
1.6	**Capacidad Reactiva:**			
	1.6.1	Potencia reactiva inductiva a potencia nominal	MVAr	
	1.6.2	Potencia reactiva inductiva a potencia de mínimo técnico	MVAr	
	1.6.4	Potencia reactiva inductiva de corta duración	MVAr	
1.7	**Características del Sistema de Excitación:**			
	1.7.1	Voltaje de excitación a potencia, factor de potencia, voltaje y frecuencia nominales	V	
	1.7.2	Voltaje de excitación máximo	p.u.	
	1.7.3	Voltaje de excitación mínimo	p.u.	
	1.7.4	Velocidad máxima de incremento del voltaje de excitación	V/s	
	1.7.5	Velocidad máxima de decremento del voltaje de excitación	V/s	
	1.7.6	Corriente de excitación máxima	A	
	1.7.7	Corriente de excitación mínima	A	
	1.7.8	Ganancia del lazo de excitación	p.u.	
	1.7.9	Constante de tiempo del sistema de excitación	s	
	1.7.10	Constante de tiempo del regulador de voltaje	s	
	1.7.11	Tipo de Excitador		
1.8	**Características del Estabilizador del Sistema de Potencia CPSS):**			
	1.8.1	Ganancia para la señal de velocidad	p.u.	
	1.8.2	Constante de tiempo para la medición de velocidad	s	
	1.8.3	Ganancia para la señal de frecuencia	p.u.	
	1.8.4	Constante de tiempo para la medición de frecuencia	s	
	1.8.5	Ganancia para la señal de potencia	p.u.	
	1.8.6	Constante de tiempo para la medición de potencia	s	
	1.8.7	Ganancia para la señal de voltaje	p.u.	
	1.8.8	Constante de tiempo para la medición de voltaje	s	
	1.8.9	Ganancia para la señal de cupla	p.u.	
	1.8.10	Constante de tiempo para la medición de cupla	s	
	1.8.11	Ganancia para la señal de posición de válvula reguladora	p.u.	
	1.8.12	Constante de tiempo para la medición de posición de válvula reguladora	s	
	1.8.13	Ganancia en estado estacionario del PSS	p.u.	
	1.8.14	Constante de tiempo de estabilización	s	
1.9	**Características del Gobernador:**			
	1.9.1	Estatismo máximo	%	
	1.9.2	Estatismo normal	%	
	1.9.3	Estatismo mínimo	%	
	1.9.4	Banda muerta de frecuencia máxima	Hz	
	1.9.5	Banda muerta de frecuencia normal	Hz	
	1.9.6	Banda muerta de frecuencia mínima	Hz	
	1.9.7	Banda muerta de potencia	MW	

PLANILLA No. A1.1				HOJA 3/4		
1.10	**Capacidad de Respuesta:**					
	1.10.1	Respuesta sostenida a cambios de frecuencia	MW			
	1.10.2	Respuesta no sostenida a cambios de frecuencia	MW			
	1.10.3	Capacidad de rechazo de carga	MW			
1.11	**Turbinas a Vapor:**					
	1.11.1	Porcentaje de la potencia nominal correspondiente a la turbina de alta presión	%			
	1.11.2	Porcentaje de la potencia nominal correspondiente a la turbina de media presión	%			
	1.11.3	Porcentaje de la potencia nominal correspondiente a la turbina de baja presión	%			
	1.11.4	Constante de tiempo de la turbina de alta presión	s			
	1.11.5	Constante de tiempo de la turbina de media presión	s			
	1.11.6	Constante de tiempo de la turbina de baja presión	s			
1.12	**Transformador Elevador:**			**I**	**II**	**III**
	1.12.1	Número de arrollamientos	c/u			
	1.12.2	Potencia nominal	MVA			
	1.12.3	Voltaje nominal lado de alta (toma principal)	kV			
	1.12.4	Voltaje nominal lado de baja	kV			
	1.12.5	Grupo de transformación				
	1.12.6	Resistencia	p.u.			
	1.12.7	Reactancia en su base de MVA y kV	p.u.			
	1.12.8	Reactancia homopolar	p.u.			
	1.12.9	Voltaje mínimo (toma inferior)	kV			
	1.12.10	Voltaje máximo (toma superior)	kV			
	1.12.11	Tipo de conmutador de tomas	---			
	1.12.12	Porciento (%) de conmutación por taps				
	1.12.13	Duración del cido de operación del conmutador de tomas	s			
	1.12.14	Impedancia de secuencia positiva Z1	p.u.			
	1.12.15	Relación X/R				
No.	**Descripción:** La información de numerales 1.13 a 1.17 se entregará como texto o diagramas.			**Forma de presentación**		
1.13	**Unidad Generadora:**					
	1.13.1	Diagrama de capacidad		diagrama		
	1.13.2	Característica de vacío		diagrama		
	1.13.3	Característica de cortocircuito		diagrama		
	1.13.4	Curva de factor de potencia cero		diagrama		
1.14	**Gobernador:**					
	1.14.1	Características		texto, diagrama de bloques		
1.15	**Capacidad Reactiva:**					
	1.15.1	Sobrecarga a potencia nominal		diagrama en función del tiempo		

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

PLANILLA No. A1.1			HOJA 4/4
1.16	**Sistema de Excitación:**		
1.16.1	Características de saturación del generador y sistema de excitación	diagrama p/ 50 a 120% volt nominal	
1.16.2	Características del sistema de excitación	texto, diagrama de bloques	
1.16.3	Características dinámicas del limitador de sobreexcitación	texto, diagrama de bloques	
1.16.4	Características dinámicas del limitador de subexcitación	texto, diagrama de bloques	
1.16.5	Características del estabilizador del sistema de potencia (PSS)	texto, diagrama de bloques	
1.17	**Transformador Elevador:**		
1.17.1	Esquema de conexiones del arrollamiento con tomas	texto, esquema	
1.17.2	Diagrama fasorial	esquema	
1.17.3	Puesta a tierra	texto, esquema	
1.18	**Datos Técnicos de la Central:** La información indicada a continuación deberá ser entregada como texto o diagramas.		
1.18.1	Voltaje en el Punto de Conexión	kV	
1.18.2	Potencia máxima de toda la central	MW	
1.18.3	Corriente simétrica máxima de cortocircuito trifásico	kA	
1.18.4	Corriente asimétrica máxima de cortocircuito trifásico	kA	
1.18.5	Impedancia homopolar mínima	p.u.	
1.18.6	Impedancia de secuencia inversa mínima	p.u.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

PLANILLA No. A1.2					HOJA 1/2
Parámetros de Respuesta de Unidades Generadoras					
Central:		**Unidad No:**		**Tipo:**	

No.		Descripción	Unidad	Valor
2.1	**Potencia en Condiciones de Emergencia:**			
	2.1.1	Potencia activa máxima	MVA	
	2.1.2	Potencia reactiva en la condición anterior	MVAr	
	2.1.3	Tiempo de preaviso necesario para obtener el incremento de potencia	min	
	2.1.4	Tiempo de preaviso necesario para anular el incremento de potencia	min	
2.2	**Tiempo Necesario para Sincronización:**			
	2.2.1	Luego de una parada de - horas (condición fría)	h	
	2.2.2	Luego de una parada de - horas (condición templada)	h	
	2.2.3	Luego de una parada de - minutos (condición caliente)	min	
	2.2.4	Luego de una parada de - minutos (condición muy caliente)	min	
2.3	**Horario más Temprano para Sincronización:**			
	2.3.1	Lunes	h:min	
	2.3.2	Martes a viernes	h:min	
	2.3.3	Sábado y domingo	h:min	
2.4	**Horario más Tardío para Desincronización:**			
	2.4.1	Lunes a jueves	h:min	
	2.4.2	Viernes	h:min	
	2.4.3	Sábado y domingo	h:min	
2.5	**Flexibilidad:**			
	2.5.1	Tiempo mínimo para descarga y desconexión	min	
	2.5.2	Cantidad máxima de descargas y desconexiones por día	1/dia	
2.6	**Velocidad de Toma y Reducción de Carga:**			
	2.6.1	Carga de sincronización (en bloque)	MW	
	2.6.2	Luego de una parada de.....horas (condición fría):		
		- desde sincronización hasta.....MW	MW/min	
		- entre..... y..... MW	MW/min	
		- entre MW y potencia nominal	MW/min	
	2.6.3	Luego de una parada de.....horas (condición templada):		
		- desde sincronización hasta.....MW	MW/min	
		- entre..... y..... MW	MW/min	
		- entre.....MW y potencia nominal	MW/min	
	2.6.4	Luego de una parada de minutos.....(condición caliente):		
		- desde sincronización hasta.....MW	MW/min	
		- entre..... y..... MW	MW/min	
		- entre..... MW y potencia nominal	MW/min	
	2.6.5	Luego de una parada de minutos (condición muy caliente):		
		- desde sincronización hasta..... MW	MW/min	
		- entre .....y..... MW	MW/min	
		- entre .....MW y potencia nominal	MW/min	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

PLANILLA No. A1.2				HOJA 2/2
	2.6.6	Velocidad de reducción de carga:		
		- entre potencia nominal y MW	MW/min	
		- entre y MVV	MW/min	
		- entre MW y vacío	MW/min	
2.7	**Parámetros de Regulación:**			
	2.7.1	Reserva rodante	MW	
	2.7.2	Tiempo de respuesta hasta potencia nominal	min	
2.8	**Precisión para Cumplir con Niveles de Potencia Predeterminados:**			
	2.8.1	Desvío normal para 30 minutos	MW	
2.9	**Cantidad Máxima de Cambios de Combustible:**			
	2.9.1	Cantidad máxima de cambios de combustible admisible en 24 horas de operación	1/dia	
2.1	**Intervalos para Sincronización:**			
	2.10.1	Entre la 1a y 2a unidades	min	
	2.10.2	Entre 2a y 3a unidades	min	
	2.10.3	Entre 3a y 4a unidades	min	
	2.10.4	Entre 4a y 5a unidades	min	
	2.10.5	Entre unidades restantes sucesivas	min	
2.11	**Intervalos para Reducción de Carga y Parada:**			
	2.11.1	Entre la 1a y 2a unidades	min	
	2.11.2	Entre 2a y 3a unidades	min	
	2.11.3	Entre 3a y 4a unidades	min	
	2.11.4	Entre 4a y 5a unidades	min	
	2.11.5	Entre unidades restantes sucesivas	min	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

PLANILLA No. A1.3				HOJA 1/1
DATOS SUBESTACIONES				
Subestación:		**Campo:**		

No.		Descripción	Unidad	Valor		
3.1	**Aporte de Potencia de Cortocircuito desde Red Empresa Distribuidora o de Gran Usuario (si correspondiera):**					
	2.1.1	Corriente de cortocircuito simétrica	kA			
	2.1.2	Impedancia de secuencia inversa (valor mínimo) (Sb - 100 MVA)	p.u.			
	2.1.3	Impedancia homopolar (valor mínimo) (Sb = 100 MVA)	p.u.			
3.2	**Transformador de Potencia:**			**I**	**II**	**III**
	3.2.1	Número de arrollamientos	c/u			
	3.2.2	Potencia nominal	MVA			
	3.2.3	Voltaje nominal (toma principal)	kV			
	3.2.4	Grupo de transformación				
	3.2.5	Resistencia	p.u.			
	3.2.6	Reactancia de secuencia positiva	p.u.			
	3.2.7	Reactancia homopolar	p.u.			
	3.2.8	Voltaje mínimo (toma inferior)	kV			
	3.2.9	Voltaje máximo (toma superior)	kV			
	3.2.10	Tipo de conmutador de tomas	---			
	3.2.11	Porciento de conmutación por taps				
	3.2.12	Duración del ciclo de operación del conmutador de tomas	s			
3.3	**Equipo de Compensación de Potencia Reactiva:**					
	3.3.1	Tipo	---			
	3.3.2	Conexión (serie o paralelo)	---			
	3.3.3	Potencia nominal	MVAr			
	3.3.4	Rango de operación	MVAr			
3.4	**Interruptor(es) en el Punto de Conexión:**					
	3.4.1	Voltaje nominal	kV			
	3.4.2	Corriente nominal				
	3.4.3	Capacidad de interrupción	MVA			
	3.4.4	Tiempo total de interrupción	ms			
3.5	**Pararrayos en el Punto de Conexión:**					
	3.5.1	Tipo	---			
	3.5.2	Voltaje nominal	kV			
	3.5.3	Energía máxima de disipación	kJ			

No.	**Descripción:** La información del numeral 3.6 se entregara como texto o diagramas.	Forma de Presentación
3.6	**Transformador:**	
3.6.1	Esquema de conexiones del arrollamiento con tomas	texto, esquema
3.6.2	Diagrama fasorial	esquema
3.6.3	Puesta a tierra	texto, esquema
-	*Adicionalmente deberá entregarse un esquema unifilar de medición y protección de toda la subestación.*	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

PLANILLA No. A1.4			HOJA 1/1
Datos de Líneas de Transmisión			
Línea:			
No.	**Descripción**	**Unidad**	**Valor**
4.1	**Datos Generales:**		
4.1.1	Voltaje nominal	kV	
4.1.2	Corriente máxima admisible:		
	- límite térmico de los conductores	A	
	- otras limitaciones (especificar)	A	
4.1.3	Longitud	km	
4.1.4	Otras líneas que comparten las mismas estructuras:		
	- circuito 2	---	
	- circuito 3	---	
	- circuito 4	---	
4.1.5	Cantidad de transposiciones	---	
4.1.6	Resistencia de secuencia positiva	Ω	
4.1.7	Reactancia de secuencia positiva	Ω	
4.1.8	Susceptancia de secuencia positiva	Ω	
4.1.9	Resistencia homopolar	Ω	
4.1.10	Reactancia homopolar	Ω	
4.1.11	Susceptancia homopolar	Ω	
4.2	**Conductores:**		
4.2.1	Cantidad de subconductores por fase	---	
4.2.2	Material		
4.2.3	Sección	mm^2	
4.2.4	Diámetro de cada (sub)conductor	mm	
4.2.5	Espaciamiento mínimo entre subconductores	mm	
4.3	**Cable(s) de Guarda:**		
4.3.1	Material	---	
4.3.2	Diámetro	mm	
4.4	**Estructuras:**		
4.4.1	Tipo (autosoportadas, guiadas)	---	
4.4.2	Material	---	
4.4.3	Cantidad de circuitos		
4.4.4	Coordenadas de conductores de fase 1:		
	- vertical	m	
	- horizontal	m	
4.4.5	Coordenadas de conductores de fase 2:		
	- vertical	m	
	- horizontal	m	
4.4.6	Coordenadas de conductores de fase 3:		
	- vertical	m	
	- horizontal	m	
4.4.7	Coordenadas de cable de guarda N° 1:		
	- vertical	m	
	- horizontal	m	
4.4.8	Coordenadas de cable de guarda N° 2:		
	- vertical	m	
	- horizontal	M	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

PLANILLA No. A1.5					HOJA 1/1
Ajustes de Equipos de Control y Protección de Unidades Generadoras					
Central:		**Unidad No:**		**Tipo:**	

No.		Descripción: La información de los numerales 5.1 a 5.3 se entregara como texto o diagramas.	Forma de Presentación
5.1	**Ajuste de Protecciones Eléctricas:**		
	5.1.1	Memoria técnica con indicación de los ajustes de cada uno de los relés	texto, diagramas
5.2	**Datos del Sistema de Excitación:**		
	5.2.1	Detalles del lazo de excitación en forma de diagrama de bloques, indicando las funciones de transferencia de los elementos individuales y unidades de medición.	diagramas
5.3	**Ajuste de Dispositivos de Control:**		
	5.3.1	Limitador de sobreexcitación	texto, diagramas
	5.3.2	Limitador de sobreflujo (V/Hz)	texto, diagramas
	5.3.3	Limitador de subexcitación	texto, diagramas
	5.3.4	Limitador de operación manual	texto
	5.3.5	Control conjunto de potencia activa	texto, función
	5.3.6	Control conjunto de potencia reactiva	texto, función
	5.3.7	Modelo dinámico del conjunto rotante turbina-generador en forma de elementos concentrados, indicando constantes de inercia de cada componente, amortiguamientos y rigidez.	Diagramas

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

PLANILLA No. A1.6				HOJA 1/1
Ajustes de Equipos de Control y Protección de Subestaciones				
Subestación:		**Campo:**		

No.		Descripción	Forma de Presentación
6.1	**Ajuste de Dispositivos de Recierre:**		
	6.1.1	Tiempo de recierre	s
	6.1.2	Número de intentos sucesivos	---

No.		**Descripción:** La información del numeral 6.2 se entregara como texto o diagramas.	Forma de Presentación
6.2	**Ajuste de Protecciones Eléctricas:**		
	6.2.1	Memoria de cálculo de los ajustes de cada uno de los relés de protección de transformadores, lineas de transmisión y equipos de compensación de potencia reactiva.	texto, diagramas

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

PLANILLA No. A1.7				HOJA 1/1
Características de Demandas				
Agente:		**Punto de Conexión:**		
No.	**Descripción:** La información de los numerales 7.1 a 7.2 se entregara como texto o diagramas.		**Forma de Presentación**	
7.1	**Datos Generales:**			
	7.1.1	Potencia activa máxima	MW	tabla
	7.1.2	Potencia reactiva máxima	MVAr	tabla
	7.1.3	Tipo de carga (rectificadores, grandes motores, etc.)	- - -	texto
7.2	**Datos de Cargas Variables:**			
	7.2.1	Velocidad máxima de variación periódica de potencia activa	MW/S	tabla
	7.2.2	Velocidad máxima de variación periódica de potencia reactiva	MVAr/s	tabla
	7.2.3	Período de variación de potencia activa	S	tabla
	7.2.4	Período de variación de potencia reactiva	s	tabla
	7.2.5	Escalón máximo de variación de potencia activa	MW	tabla
	7.2.6	Escalón máximo de variación de potencia reactiva	MVAr	tabla
	7.2.7	Diagrama de Carga Diario	MW	Tabla, diagramas

ANEXO2:

LISTADO DE SEÑALES SCADA REQUERIDAS	
A2.1	**SISTEMA DE TRANSMISIÓN**
A2.1.1	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
A2.1.2	BARRAS
A2.1.3	TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES
A2.1.4	BANCOS DE CAPACITORES Y EQUIPOS SIMILARES.
A2.1.5	CAMPOS DE ACOPLAMIENTO
A2.1.6	GENERALES DE SUBESTACIONES
A2.2	**CENTRALES DE GENERACIÓN**
A2.2.1	CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONALES
A2.2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS
A2.2.3	PARQUES DE GENERACIÓN EÓLICA
A2.2.4	PARQUES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.
A2.2.5	TRANSFORMADOR DE GENERACIÓN (ELEVADOR)
A2.2.6	BARRAS
A2.2.7	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
A2.2.8	SERVICIOS AUXILIARES Y OTROS SIMILARES.
A2.3	**SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**
A2.3.1	GENERALES DE LA SUBESTACIÓN
A2.3.2	TRANSFORMADOR
A2.3.3	CIRCUITOS CON ESQUEMA EDAC

LISTADO DE SEÑALES SCADA REQUERIDAS

A2.1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	HOJA 1 / 3
A.2.1.1	**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW);	
	b) Potencia Reactiva (MVAr);	
	c) Potencia Aparente (MVA);	
	d) Corriente (A);	
	e) Voltaje Línea a Línea (kV).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00, Abierto, Cerrado, Error de estado 11);	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las características de los equipos que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo)	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección configuradas para la línea, sea del relé principal o el de respaldo: diferencial, distancia, sobrecorriente, etc.	
	b) Recierre (79) (Actuado/Normal).	
	Señal agrupada de esta función de protección del relé principal y respaldo. Aplica si la línea debe tener configurado este esquema de protección.	
A.2.1.2	**BARRAS**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Frecuencia, en cada sección de barra (Hz).	
	b) Voltaje de línea a línea, en cada sección de barra (KV).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00, Abierto, Cerrado, Error de estado 11);	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las características de los equipos que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo de los interruptores asociados a la barra por cualquiera de las funciones de protección eléctrica configuradas para la barra, tales como diferencial, sobretensión, falla del interruptor (50BF), lock out (86B), etc.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	HOJA 2 / 3
A.2.1.3	**TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW); aplica para devanados 69 KV y superiores.	
	b) Potencia Reactiva (MVAr); aplica para devanados 69 KV y superiores.	
	c) Potencia Aparente (MVA); aplica para devanados 69 KV y superiores.	
	d) Corriente (A); aplica para devanados 69 KV y superiores.	
	e) Posición del conmutador de Tap.	
	f) Consigna del regulador de voltaje (kV); aplica si el transformador tiene sistema de regulación automática de voltaje.	
	ii. ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	b) Modo del conmutador de Tap (Manual/Automático). Aplica si el transformador tiene sistema de regulación automática de voltaje.	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las características de los equipos que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección configuradas para el transformador o autotransformador: diferencial, sobrecorriente de todos los devanados que tengan este esquema de protección implementado, sea del relé principal o el de respaldo.	
	b) Protecciones mecánicas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo de alguno de los interruptores asociados transformador, por cualquiera de las protecciones mecánicas implementadas, tales como Relé de Buchholz, Relé de Jansen, temperatura del devanado, temperatura del aceite, bajo nivel de aceite, sobrepresión, etc.	
A.2.1.4	**BANCOS DE CAPACITORES Y EQUIPOS SIMILARES.**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia reactiva (MVAr).	
	b) Posición del conmutador de pasos; aplica si el equipo dispone de múltiples pasos.	
	c) Consigna de regulación de voltaje (kV); aplica si el equipo tiene sistema de regulación automática de voltaje).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	b) Modo del conmutador de pasos (Manual/Automático); aplica si el equipo tiene sistema de regulación automática de voltaje.	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las características de los equipos y funciones de protección que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección eléctrica configuradas para el equipo: sobrecorriente, desbalance de fases, sobretensión, etc.	
	b) Protecciones mecánicas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo del interruptor asociado al equipo, por cualquiera de las protecciones mecánicas implementadas, en caso de tenerlas.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	HOJA 3 / 3
A.2.1.5	CAMPOS DE ACOPLAMIENTO	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW).	
	b) Reactiva (MVAr).	
	c) Potencia Aparente (MVA).	
	d) Corriente (A).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las características de los equipos y funciones de protección que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección configuradas para la línea, sea del relé principal o el de respaldo: diferencial, distancia, sobrecorriente, etc.	
	b) Recierre (79) (Actuado/Normal).	
	Señal agrupada de esta función de protección del relé principal y respaldo. Aplica si la línea debe tener configurado este esquema de protección.	
A.2.1.6	GENERALES DE SUBESTACIONES	
	i. ESTADOS:	
	a) Comunicación con la RTU (normal/falla).	
	Aplica para subestaciones integradas al SCADA mediante protocolo ICCP desde el SCADA del propietario u otro Agente.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 1 / 6
A2.2.1	CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONALES	
	(i) Aplica para todas las centrales de generación térmica, generación hidroeléctrica, biomasa, Autoproductores y Cogeneradores, conectados al SENI a través la red de transmisión, o conectados a través de la red de distribución, si la central es despachada de manera centralizada. También aplica para consumidores conectados a la red de transmisión, que tengan generadores sincronizados al SENI, y que por su capacidad o ubicación tengan un impacto importante en la operación del sistema; el OC determinará los casos donde se requiera la implementación de estas señales.	
A2.2.1.1	GENERALES DE LA CENTRAL	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW) Bruta.	
	b) Potencia Reactiva (MVAr) Bruta.	
	c) Voltaje (KV) en barra de generación.	
	d) Frecuencia (Hz) en barra de generación.	
	e) Cota de embalses en centrales hidráulicas con embalse de regulación.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Comunicación con la RTU (Normal/Falla). Aplica para instalaciones integradas al SCADA mediante protocolo ICCP; desde el SCADA del propietario u otro Agente.	
	b) Indicación de la modalidad de operación o configuración (ciclo combinado completo/ciclo combinado parcial/ciclo simple turbo gas, ciclo simple vapor, etc.). Aplica para centrales y/o unidades de ciclo combinado con múltiples modalidades y/o variabilidad de combustibles. La configuración de esta señal puede variar de una central a otra dependiendo de la tecnología	
A2.2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa (MW).	
	b) Potencia reactiva (MVAr).	
	c) Voltaje de línea a línea (kV) Medido en bornes de generación. Si hay varias unidades o circuitos colectores que se conectan a la misma barra, solo se requiere implementar la medición en la barra.	
	d) Frecuencia (Hz). Medido en bornes de generación. Si hay varias unidades o circuitos colectores que se conectan a la misma barra, solo se requiere implementar la medición en la barra.	
	e) Consigna del regulador de voltaje o AVR (kV, FP, MVAr). Aplica para centrales con varias unidades que son despachadas de manera agrupada como una sola unidad (por ejemplo, las centrales de motores de combustión interna o renovables); se requiere una sola señal equivalente para la central agrupada. Para las centrales eólicas o fotovoltaicas, solo aplica si la central dispone de equipos para la regulación de tensión con SETPOINT ajustable.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11)	
	b) Modo de control de tensión AVR (Control PV/Control PQ/Control FP). Aplica para centrales con varias unidades que son despachadas de manera agrupada como una sola unidad, por ejemplo, las centrales de motores de combustión interna, se requiere una sola señal equivalente para la central agrupada. Para las centrales eólicas o fotovoltaicas, solo aplica si la central dispone de equipos para la regulación de tensión con SETPOINT ajustable y modo de control variable.	
	c) Proceso de Arranque (Activado/Desactivado). Aplica para centrales con potencia nominal mayor o igual a 10 MW.	
	d) Estado del PSS (Activado/Desactivado). Aplica si la unidad tiene este sistema.	

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 2 / 6

iii. ALARMAS:

La configuración de estas alarmas puede variar de una central a la otra, dependido de las características de los equipos instalados en las mismas. Para centrales eólicas o fotovoltaicas, estas señales deben enviarse agrupadas; una para cada circuito alimentador o colector.

a) Parada manual (Emergencia) (Normal/Disparo).

b) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).

c) Protecciones mecánicas (Normal/Disparo).

d) Esquema de deslastre automático de generación (DAG) (Habilitado/Deshabilitado, Normal/Disparo).

Aplica si la unidad generadora se incluye dentro de algún esquema de deslastre de generación por seguridad del sistema.

iv. SEÑALES ADICIONALES PARA UNIDADES QUE PARTICIPAN EN RPF:

a) Consigna de potencia activa de la unidad
(Nivel de operación sostenida NOS) (MW);
Aplica para centrales con varias unidades que son despachadas de manera agrupada como una sola unidad, como son las centrales de motores de combustión interna. En estos casos se requiere una sola señal equivalente para la central agrupada.

b) Margen de Regulación Primaria de Frecuencia (MW).
Aplica para centrales con varias unidades que son despachadas de manera agrupada como una sola unidad, como son las centrales de motores de combustión interna. En estos casos se requiere una sola señal equivalente para la central agrupada.

c) Regulación Primaria de Frecuencia (Activada/Desactivada).
Aplica para cada unidad de manera particular.

v. SEÑALES ADICIONALES PARA UNIDADES QUE PARTICIPAN EN RSF (AGC):

Aplican para centrales con varias unidades que son despachadas de manera agrupada como una sola unidad, como son las centrales de motores de combustión interna. En estos casos se requiere una sola señal equivalente para la central agrupada.

a) Margen de Regulación Secundaria de Frecuencia (MW).

b) Límite máximo de regulación (MW).

c) Límite mínimo de regulación (MW).

d) Gradiente de toma de carga (Rampa) (MW/min)

e) Modo de control (Local/Remoto).

f) Regulación Secundaria de Frecuencia Local (Activada/Desactivada).
Aplica para las centrales habilitadas para RSF autónoma local.

g) Consigna de potencia activa (MW); esta es una señal de comando (setpoint) por medio de la cual el AGC controla la unidad.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 3 / 6
A2.2.3	PARQUES DE GENERACIÓN EÓLICA	
A2.2.3.1	GENERALES DEL PARQUE	
	i. MEDICIONES:	
	a) Disponibilidad (MW). Es la potencia máxima que puede producir el parque en condiciones ambientales óptimas. Si en un momento determinado no hay indisponibilidades de equipos internos que afecten la capacidad de producción, la disponibilidad debe ser equivalente a la capacidad nominal.	
	b) Consigna del regulador de voltaje (AVR)(kV, FP, MVAr). Aplica si el parque dispone de equipos para la regulación de tensión con Setpoint ajustable y modo de control variable.	
	c) Velocidad del viento a la altura de buje (m/s).	
	d) Dirección del viento (Grados relativos al norte geográfico).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Comunicación con la RTU (Normal/Falla). Aplica para instalaciones integradas al SCADA mediante protocolo ICCP; desde el SCADA del propietario.	
	b) Modo de control de tensión (AVR)(Control PV/Control PQ/Control FP). Aplica si el parque dispone de equipos para la regulación de tensión con SETPOINT ajustable y modo de control variable.	
A2.2.3.2	CIRCUITOS COLECTORES	
	Los circuitos que colectan la energía producida por los aerogeneradores, inversores, convertidores etc.	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa (MW).	
	b) Potencia reactiva (MVAr).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	iii. ALARMAS:	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	b) Esquema de deslastre automático de generación (DAG), (Habilitado/Deshabilitado, Normal/Disparo). Aplica si el parque generador se incluye dentro de algún esquema de deslastre de generación por seguridad del sistema.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 4 / 6
A2.2.4	PARQUES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.	
A2.2.4.1	GENERALES DEL PARQUE	
	i. MEDICIONES:	
	a) Disponibilidad (MW). Es la potencia máxima que puede producir el parque en condiciones ambientales óptimas. Si en un momento determinado no hay indisponibilidades de equipos internos que afecten la capacidad de producción, la disponibilidad debe ser equivalente a la capacidad nominal.	
	b) Consigna del regulador de voltaje (AVR) (kV, FP, MVAR). Aplica si el parque dispone de equipos para la regulación de tensión con SETPOINT ajustable y modo de control variable.	
	c) Irradiación global horizontal a la altura de los módulos (W/m2).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Comunicación con la RTU (Normal/Falla) Aplica para instalaciones integradas al SCADA mediante protocolo ICCP; desde el SCADA del propietario.	
	b) Modo de control de tensión (AVR) (Control PV/Control PQ/Control FP). Aplica si el parque dispone de equipos para la regulación de tensión con SETPOINT ajustable y modo de control variable.	
A2.2.4.2	CIRCUITOS COLECTORES	
	Los circuitos que colectan la energía producida por los aerogeneradores, inversores, convertidores, etc.	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa (MW).	
	b) Potencia reactiva (MVAr).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	iii. ALARMAS:	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
	b) Esquema de deslastre automático de generación (DAG) (Habilitado/Deshabilitado, Normal/Disparo). Aplica si el parque generador se incluye dentro de algún esquema de deslastre de generación por seguridad del sistema.	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 5 / 6
A2.2.5	TRANSFORMADOR DE GENERACIÓN (ELEVADOR)	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa (MW); aplica para devanados de 69 kV y superiores.	
	b) Potencia reactiva (MVAr); aplica para devanados de 69 kV y superiores.	
	c) Potencia aparente (MVA); aplica para devanados de 69 kV y superiores, solo en subestaciones terminales de una línea radial.	
	d) Corriente (A); aplica para devanados de 69 kV y superiores, solo en subestaciones terminales de una línea radial.	
	e) Voltaje de línea a línea (kV); aplica para devanados de 69 kV y superiores. solo en subestaciones terminales de una línea radial, si no hay medición de tensión en la barra.	
	f) Posición del conmutador de Tap; aplica si el transformador tiene sistema de conmutación de Tap bajo carga.	
	g) Consigna del regulador de voltaje (kV); aplica si el transformador tiene sistema de regulación automática de voltaje.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	b) Modo del conmutador de Tap (Manual/Automático) (Habilitado/Deshabilitado, Normal/Disparo). aplica si el transformador tiene sistema de regulación automática de voltaje.	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependiendo de las características de los equipos que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo) Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección configuradas para el transformador o autotransformador: diferencial, sobrecorriente de todos los devanados que tengan este esquema de protección implementado etc.	
	b) Protecciones mecánicas (Normal/Disparo). Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo de alguno de los interruptores asociados transformador, por cualquiera de las protecciones mecánicas implementadas, tales como Relé de Buchholz, Relé de Jansen, temperatura del devanado, temperatura del aceite, bajo nivel de aceite, sobrepresión, etc.	
A2.2.6	BARRAS	
	i. MEDICIONES:	
	a) Voltaje en cada sección de barra (kV).	
	b) b) Frecuencia en cada sección de barra (Hz).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.2	CENTRALES DE GENERACIÓN	HOJA 6 / 6
A2.2.7	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa bruta (MW).	
	b) Potencia reactiva bruta (MVAr).	
	c) Voltaje de línea a línea (kV); medido en bornes de generación; si hay varias unidades que se conectan a la misma barra, no se requiere implementar para cada unidad.	
	d) Frecuencia (Hz); medida en bornes de generación; si hay varias unidades que se conectan a la misma barra, no se requiere implementar para cada una; con la medición de la barra es suficiente.	
	e) Porcentaje de carga del sistema de almacenamiento.	
	f) Disponibilidad (MW). Es la potencia máxima que puede almacenar el banco de baterías. Si en un momento determinado no hay indisponibilidades de equipos internos que afecten la capacidad, la disponibilidad debe ser equivalente a la capacidad nominal.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	b) Modo de control de tensión (AVR)(Control PV/Control PQ/Control FP). Aplica si el equipo tiene esta funcionalidad.	
	iii. ALARMAS:	
	a) Parada manual; emergencia (Normal/Disparo	
	b) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo).	
A2.2.8	SERVICIOS AUXILIARES Y OTROS SIMILARES.	
	Los requerimientos especificados aplican para servicios auxiliares, consumos industriales, filtros de armónicos, bancos de capacitores, reactores, SVC y otros equipos similares conectados a nivel de generación. Aplica para los casos en que la capacidad es mayor o igual a 0.5 MVA.	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia activa (MW).	
	b) Potencia reactiva (MVAr) Aplica para servicios auxiliares y consumos industriales.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

A2.3	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	HOJA 1 / 1
	Incluye Distribuidoras, UNRs y consumidores conectados a la red de transmisión.	
A2.3.1	**GENERALES DE LA SUBESTACIÓN**	
	i. ESTADOS:	
	a) Comunicación con la RTU (Normal/Falla). Aplica para subestaciones integradas al SCADA mediante protocolo ICCP desde el SCADA del propietario u otro Agente.	
A2.3.2	**TRANSFORMADOR**	
	i. MEDICIONES:	
	En el lado interconexión al SENI.	
	a) Potencia activa (MW).	
	b) Potencia reactiva (MVAr).	
	c) Voltaje línea a línea (kV); no requerida si el transformador se conecta a una barra con mediciones.	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de interruptores y seccionadores (Error de estado 00/Abierto/Cerrado/Error de estado 11).	
	En subestaciones de UNR de 69 kV no es obligatorio implementar señales de los seccionadores, si los mismos son manuales o no disponen de bloques de contactos para tomar la indicación.	
	iii. ALARMAS:	
	La configuración de estas alarmas puede variar de una subestación a la otra, dependido de las características de los equipos que se exige instalar en las mismas.	
	a) Protecciones eléctricas (Normal/Disparo). Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo por cualquiera de las funciones de protección configuradas para el transformador o autotransformador: diferencial, sobrecorriente de todos los devanados que tengan este esquema de protección implementado etc.	
	b) Protecciones mecánicas (Normal/Disparo Consiste en una señal agrupada que se activa cuando se produce un disparo de alguno de los interruptores asociados transformador, por cualquiera de las protecciones mecánicas implementadas, tales como Relé de Buchholz, Relé de Jansen, temperatura del devanado, temperatura del aceite, bajo nivel de aceite, sobrepresión, etc.	
A2.3.3	**CIRCUITOS CON ESQUEMA EDAC**	
	i. MEDICIONES:	
	a) Potencia Activa (MW).	
	b) Potencia Reactiva (MVAR).	
	ii. ESTADOS:	
	a) Posición de Interruptores (Abierto/Cerrado) (Indicación simple)	
	iii. ALARMAS:	
	a) Protección de baja frecuencia (En servicio/Fuera de servicio, Disparo/Normal). Aplica para cada circuito con esquema de desconexión automática de carga (EDAC). Cualquier otro elemento que sea incluido en el EDAC, debe cumplir este requerimiento.	
	b) Protección de baja tensión (En servicio/Fuera de servicio, Disparo/Normal). Aplica para cada circuito con esquema de desconexión automática de carga (EDAC). Cualquier otro elemento que sea incluido en el EDAC, debe cumplir este requerimiento.	