

Contacto CONAMER

GLS-CVLS-AMMDC-B000241460

De: Carlos Hong Liang <carlos.hong.liang@huawei.com>
Enviado el: miércoles, 29 de mayo de 2024 11:27 a. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Lvcunpai (Peter)
Asunto: Comentarios Disposiciones Administrativas de Caracter General (Sistemas de Almacenamiento)
Datos adjuntos: Carta Comentarios DACG CONAMER.pdf
Marca de seguimiento: Seguimiento
Estado de marca: Marcado

Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER),

Con el presente documento adjunto, hacemos llegar comentarios y propuestas del anteproyecto de regulación "Acuerdo de la CRE por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Caracter General para la integracion de Sistemas de Almacenamiento de Energia Electrica (SAE) al Sistema Electrico Nacional (SEN)"

Atentamente,

Carlos Hong Liang

Product Manager - Latin America Smart PV Development Dept

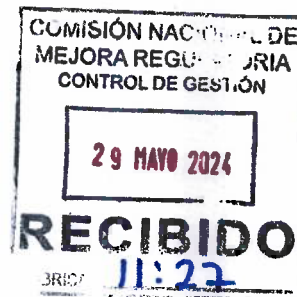
Mobile: +52 5527759001

Email: carlos.hong.liang@huawei.com



HUAWEI

This e-mail and its attachments contain confidential information from HUAWEI, which is intended only for the person or entity whose address is listed above. Any use of the information contained herein in any way (including, but not limited to, total or partial disclosure, reproduction, or dissemination) by persons other than the intended recipient(s) is prohibited. If you receive this e-mail in error, please notify the sender by phone or email immediately and delete it!





**COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA
REGULATORIA (CONAMER)**
CALLE FRONTERA 16,
COLONIA ROMA NORTE,
ALCALDÍA CUAUHTÉMOC
C.P. 06700

Ciudad de México, 29 de mayo de 2024

Comision Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER),

A nombre de **HUAWEI TECHNOLOGIES DE MÉXICO, S.A. DE C.V. (HUAWEI)** y con base en la Ley General de Mejora Regulatoria, me permito someter respetuosamente ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER), los comentarios y propuestas puntuales al anteproyecto de regulación numero 57031, elaborado por la Comision Reguladora de Energia (CRE), denominado **"Acuerdo de la CRE por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Caracter General para la integracion de Sistemas de Almacenamiento de Energia Electrica (SAE) al Sistema Electrico Nacional (SEN)"** y presentado a traves del expediente No. 65/0006/060524.

Atentamente

Carlos Hong Liang
Gerente de Soluciones
Latin America Digital Power Smart PV Development Dept

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL			
Capítulo	Sección	Dice	Debe decir
Capítulo I	1.7	1.7. Referencias normativas: A continuación, se enlistan, de manera enunciativa más no limitativa, las normas mexicanas e internacionales vigentes que resultan aplicables a los sistemas de almacenamiento, por lo que se deberá considerar su aplicación o la de aquellas que las modifiquen o sustituyan: • NMX-J-838-1-ANCE-2021 – Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica – Parte 1: Vocabulario. • IEC 62933-2-1 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 2-1: Unit parameters and testing methods – General specification. • IEC TS 62933-4-1 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 4-1: Guidance on environmental issues – General specification. • IEC TS 62933-5-1 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 5-1: Safety considerations for grid-integrated EES systems – General specification. • IEC TR 62933-2-200 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 2-200: Unit parameters and testing methods – Case study of electrical energy storage (EES) systems located in EV charging station with PV. • IEC TS 62933-3-1 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 3-1: Planning and performance assessment of electrical storage systems – General specification. • IEC TS 62933-3-2 – Electrical energy storage (EES) systems –	Se adicionó al final el estándar GC0137 “Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability” rather than as a standalone document.
		1.7. Referencias normativas: A continuación, se enlistan, de manera enunciativa más no limitativa, las normas mexicanas e internacionales vigentes que resultan aplicables a los sistemas de almacenamiento, por lo que se deberá considerar su aplicación o la de aquellas que las modifiquen o sustituyan: • NMX-J-838-1-ANCE-2021 – Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica – Parte 1: Vocabulario. • IEC 62933-2-1 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 2-1: Unit parameters and testing methods – General specification. • IEC TS 62933-4-1 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 4-1: Guidance on environmental issues – General specification. • IEC TS 62933-5-1 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 5-1: Safety considerations for grid-integrated EES systems – General specification. • IEC TR 62933-2-200 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 2-200: Unit parameters and testing methods – Case study of electrical energy storage (EES) systems located in EV charging station with PV. • IEC TS 62933-3-1 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 3-1: Planning and performance assessment of electrical storage systems – General specification. • IEC TS 62933-3-2 – Electrical energy storage (EES) systems –	

		• IEC TS 62933-3-1 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 3-1: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems – General specification. • IEC TS 62933-3-2 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 3-2: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems – Additional requirements for power intensive and renewable energy sources integration related applications. • IEC TS 62933-3-3 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 3-3: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems – Additional requirements for energy and backup power applications. • IEEE Std 2800-2022 Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) - ACUERDO Núm. A/XXX/2024 - Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems. • GC0137 “Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability” rather than as a standalone document.	Part 3-2: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems – Additional requirements for power intensive and renewable energy sources integration related applications. • IEC TS 62933-3-3 – Electrical energy storage (EES) systems – Part 3-3: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems – Additional requirements for energy and backup power applications. • IEEE Std 2800-2022 Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) ACUERDO Núm. A/XXX/2024 Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems. • GC0137 “Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability” rather than as a standalone document.	
--	--	--	---	--

Capítulo II	2.12.4 En la modalidad SAE-CE y SAE no Asociados podran ofrecer los Servicios Conexos establecidos en la regulacion vigente, siempre y cuando cumplan lo requerido por las Reglas del Mercado. Los Servicios Conexos incluidos en el MEM son los siguientes: (i) Reservas de Regulacion Secundaria(ii) Reservas Rodantes.(iii) Reservas Operativas.(iv) Reservas Suplementarias, segun se define en los Manuales de Practicas de Mercado.Los Servicios Conexos no incluidos en el MEM (SCnMEM) son los siguientes: (i) Servicio de Arranque de Emergencia;(ii) Servicio de Operacion en Isla; y (iii) Servicio de Soporte de Tension (potencia y reserva reactivas)	En la modalidad SAE-CE y SAE no Asociados podran ofrecer los Servicios Conexos establecidos en la regulacion vigente, siempre y cuando cumplan lo requerido por las Reglas del Mercado. Para las otras modalidades de SAE, establecidas en las presentes disposiciones, podran incorporarse los servicios conexos conforme sus capacidades técnicas y operativas lo permitan y en base al estudio de interconexion definido por el CENACE. Los Servicios Conexos incluidos en el MEM son los siguientes: (i) Reservas de Regulacion Secundaria(ii) Reservas Rodantes.(iii) Reservas Operativas.(iv) Reservas Suplementarias, segun se define en los Manuales de Practicas de Mercado.Los Servicios Conexos no Incluidos en el MEM (SCnMEM) son los siguientes: (i) Servicio de Arranque de Emergencia;(ii) Servicio de Operacion en Isla; y (iii) Servicio de Soporte de Tension (potencia y reserva reactivas, así como Servicio de Aportacion al nivel de Corto Circuito)	Se propone no eliminar para las otras modalidades SAE el aportar servicios conexos, ya que es posible participen también en diferente proporción.Adicionalmente en en el código de Red vigente:Capítulo 4, Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla4.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B y C4.1.4 Capacidad de aportación de corriente para Centrales Eléctricas tipo B y C.i. La Central Eléctrica Síncrona tipo B o C interconectada en tensiones mayores a 69 kV debe tener capacidad de corto circuito ante fallas cercanas al Punto de Interconexión mayor a 2 veces la corriente nominal de la Central. En caso de no ser económica y técnicamente factible esta capacidad de corto circuito para alguna tecnología debe ser razonablemente justificada; vii. La Central Eléctrica Asíncrona tipo B o C interconectada en tensiones mayores a 69 kV debe tener capacidad de corto circuito ante fallas cercanas al Punto de Interconexión de al menos la corriente previa al cortocircuito respecto a la Potencia de referencia. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica, son económica y técnicamente factibles aportaciones mayores a la corriente de cortocircuito respecto a lo indicado en este requerimiento, éstos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el CENACE.Se propone que en las especificaciones y procedimientos definidos en el punto 8.4 a 8.7 que elaborará el CENACE se establezca el detalle de este servicio, pero se le proporcione el soporte desde la inclusión en este punto de la DACG a publicar.Criterio INTE - 4. Para la Interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos
------------------------	---	--	---



HUAWEI

relacionados con la estabilidad de tensión: a.

Rangos de tensión del Punto de

Interconexión y tiempo de operación, b.

Capacidad de potencia reactiva, c. Sistemas

de control de tensión, d. Respuesta de

corriente ante Fallas simétricas y

asimétricas, e. Modos de control de

potencia reactiva, f. Amortiguamiento de

oscilaciones de potencia

Capítulo II	2.12.6	Servicios conexos requeridos para la Confiability: Complementario al requisito de Regulación Primaria, se considera como requisito obligatorio para los Sistema de Almacenamiento en la modalidad de Centrales Eléctricas tipo B,C y D: (i) Servicio de Respuesta inercial (Inercia sintética); (ii) Servicio de Amortiguamiento de oscilaciones de potencia;	En el código de Red un servicio conexo MEM es la Regulación Primaria. 6.2.5 La Regulación Primaria es un servicio obligatorio que deberá ser provisto por las Unidades de Central Eléctrica y no será liquidado por parte del CENACE. C.1 Definiciones. Código de red. Control Primario o Regulación Primaria. Es la acción de control automática y descentralizada mediante la actuación de los gobernadores de velocidad de las turbinas de las Centrales Eléctricas Síncronas, así como la acción del Controlador de los inversores de las Centrales Eléctricas Asíncronas como respuesta a variaciones de frecuencia respecto a 60 Hz, tendientes a estabilizar la frecuencia. 3.5.6 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B, C y D I. Con base en los Estudios de Interconexión y los requerimientos del Sistema Interconectado donde lo localiza la Central Eléctrica Asíncrona, si es requerido por el CENACE, la Central Eléctrica Asíncrona contribuirá a amortiguar las oscilaciones de potencia. 6.1.6 Modelos de simulación para Centrales Eléctricas tipo B i. La Central Eléctrica tipo B, debe proporcionar modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento de la Central Eléctrica en las simulaciones en estado estacionario, dinámico y de transitorios electromagnéticos de conformidad con el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga; ii. La Central Eléctrica asegurará que los modelos provistos se hayan verificado contra los resultados de las pruebas de conformidad contempladas y comunicarán
------------------------	---------------	--	--



iii. Los modelos proporcionados por la Central Eléctrica deben contener al menos los siguientes submodelos, dependiendo de la existencia de los componentes individuales: A. Central Eléctrica y fuente primaria de energía;

C. El sistema de control de tensión, incluyendo si es aplicable, el sistema

Amortiguador de oscilaciones de potencia (POD, por sus siglas en inglés). Es la función de control de una Unidad de Central Eléctrica Asíncrona o de un Elemento de compensación dinámica (Compensador Estático de Vars o STATCOM) cuyo fin es atenuar las oscilaciones de potencia de baja frecuencia.

POD Estabilizador de Oscilaciones de Potencia y Centrales Eléctricas asíncronas con electrónica de potencia (por sus siglas en inglés de Power Oscillation Damping)



HUAWEI

			Otra propuesta de redacción: En la modalidad SAE-CE y SAE no Asociados podrán ofrecer los Servicios Conexos establecidos en la regulación vigente, siempre y cuando cumplan lo requerido por las Reglas del Mercado. Los Servicios Conexos incluidos en el MEM son los siguientes: (i) Regulación Primaria (incluyendo los servicios de Respuesta inercial (Inercia sintética) y de Servicio de Amortiguamiento de oscilaciones de potencia) (ii) Reservas de Regulación Secundaria (iii) Reservas Rodantes. (iv) Reservas Operativas. (v) Reservas Suplementarias, según se define en los Manuales de Prácticas de Mercado. Los Servicios Conexos no incluidos en el MEM (SCnMEM) son los siguientes: (i) Servicio de Arranque de Emergencia; (ii) Servicio de Operación en Isla; y (iii) Servicio de Soporte de Tensión (potencia y reserva reactivas, así como Servicio de Aportación al nivel de Corto Circuito)	TAMBIÉN LO RESPEALDA EN EL CÓDIGO DE RED: Criterio INTE - 3. Para la Interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la estabilidad de frecuencia: a. Rangos de frecuencia, b. Razón de cambio de la frecuencia (ROCOF, por sus siglas en inglés), c. Respuesta ante baja y alta frecuencia, d. Condiciones de potencia activa ante cambios de frecuencia, e. Limitación total o parcial de potencia activa a solicitud del CENACE, f. Condiciones para la reconexión automática, g. Controlabilidad de potencia activa, h. Controles primarios de frecuencia, i. Desconexión ante baja frecuencia, j. Desconexión ante alta frecuencia, k. Amortiguamiento de oscilaciones de frecuencia, l. Control Secundario de frecuencia, m. Monitoreo de tiempo real del control primario de frecuencia, Criterio INTE - 4. Para la Interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la estabilidad de tensión: a. Rangos de tensión del Punto de Interconexión y tiempo de operación, b. Capacidad de potencia reactiva, c. Sistemas de control de tensión, d. Respuesta de corriente ante Fallas simétricas y asimétricas, e. Modos de control de potencia reactiva, f. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia. 3.3.2 Condiciones en estado transitorio y dinámico.
--	--	--	---	--



HUAWEI

En los estudios de corto y mediano plazo, es importante verificar que además de la robustez de la Red Eléctrica en estado estable, el SEN debe poseer la característica de mantenerse en sincronismo durante y después de la primera contingencia sencilla más severa y la segunda contingencia sencilla más severa, incluyendo lo que se establece en la Categoría C. Se verificará que el SEN tenga estabilidad dinámica en sus variables eléctricas (ángulo del rotor, ángulos nodales, tensión, corriente, frecuencia), es decir, que las Unidades de Central Eléctrica y Elemento de compensación dinámicos tienen ajustes apropiados en sus controles, proveen un amortiguamiento positivo y que las oscilaciones provocadas por desbalance carga-generación, salida por falla de Elementos o maniobras (salida de un Elemento sin falla o apertura de equipo seccionador) serán de magnitud decreciente hasta desaparecer en tiempos razonables y lanzar un nuevo punto de equilibrio

Capítulo 8	8.2 a 8.9	En plazo máximo de dos años.....	En un plazo máximo de un año.....	Se propone cambiar el plazo para elaboración y adecuación de los documentos a un año, ya que es urgente la incorporación de Sistemas de Almacenamiento para Continuidad, Confidencialidad y Seguridad del SEN.
---------------	--------------	-------------------------------------	-----------------------------------	---