

**De:** Martinez Mejia, Lorena, (REN MX) <lorena.martinezme@enel.com>  
**Enviado el:** viernes, 25 de septiembre de 2020 04:17 p. m.  
**Para:** Contacto CONAMER  
**Asunto:** Comentarios adicionales. Expediente 65/0011/220719  
**Datos adjuntos:** Comentarios del Codigo de Red 2020\_Enel.pdf

Buenas tardes,

Es interés el poder integrar al expediente comentarios adicionales al Proyecto de la **“Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía abroga la Resolución RES/151/2016 y expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contiene los Criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red”**

Si bien es cierto que el expediente ya no se encuentra en período de consulta pública, sometemos a su consideración que por la relevancia de la regulación de la que se trata y que por lo mismo también al “Sujeto Obligado” (la CRE) se le ha permitido ir más allá de los plazos establecidos en la propia Ley General de Mejora Regulatoria con la intención de dar cumplimiento al objeto de la ley, el cual primordialmente es buscar mayores beneficios que costos y el máximo beneficio social, así como certidumbre de derechos y obligaciones, consideramos que el poder someter a análisis del órgano regulador los comentarios y propuestas que se adjuntan es con la única finalidad de contribuir a que la regulación que se expida sea lo más robusta e integral que sea posible.

Agradeciendo de antemano la atención.

**Lorena Martínez Mejía.**

Regulatory Manager Affairs

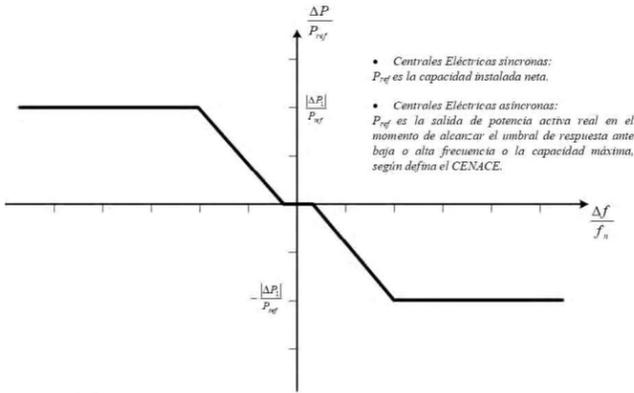
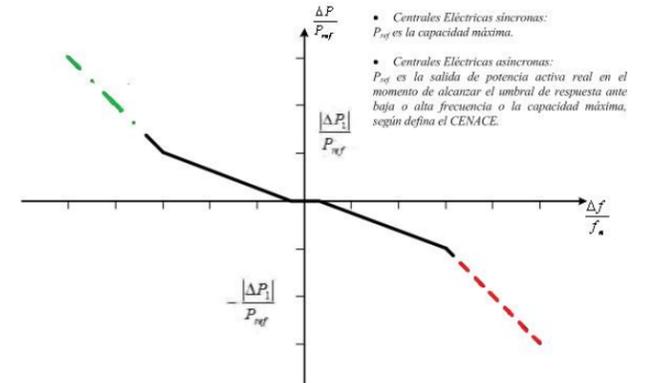


Enel Green Power México and Central América  
Av. Ejército Nacional No.769 Torre B Piso 17  
Col. Granada 11520.  
CDMX – México.  
Cel: 5525786166  
[Lorena.martinezme@enel.com](mailto:Lorena.martinezme@enel.com)



### Comentarios a la Actualización del Código de Red 11.09.2020

No.	Concepto	Redacción Actual	Redacción Propuesta	Comentarios														
1	1.2 Clasificación de las Centrales Eléctricas (pág. 280)	A modo de aclaración, se distingue entre Capacidad Instalada Neta (capacidad máxima en el punto de interconexión) y la Capacidad de Generación Máxima Bruta (MW), a la salida de los bornes de la Central Eléctrica, que se requiere en el Permiso de Generación de la CRE (RES/182/2015)	A modo de aclaración, se distingue entre Capacidad Instalada Neta (capacidad máxima en el punto de interconexión) y la Capacidad de Generación Máxima Bruta (MW), <b>a la salida de los bornes</b> de las máquinas de Generación de la Central Eléctrica, que se requiere en el Permiso de Generación de la CRE (RES/182/2015)	En las Centrales Eólicas y Solares puede existir una diferencia de hasta el 2% entre la suma de la Potencia Activa a la salida de las máquinas de generación (Aerogeneradores y/o Inversores) y la potencia a la salida de los bornes de la central; que incluso normalmente están en niveles de voltaje diferentes. Lo anterior se debe principalmente a las pérdidas del sistema colector conformado por cables de media tensión (los cuales pueden tener kilómetros), transformadores elevadores de máquinas (el voltaje nominal de aerogeneradores e inversores normalmente es por debajo de 1000 V por lo que se requiere de un transformador para elevar la tensión) e incluso Transformador Principal elevador de media tensión a alta tensión (En centrales tipo D normalmente el voltaje del punto de interconexión es diferente al voltaje del sistema colector).  Debido a lo anterior la Capacidad declarada en el permiso de Generación es la Capacidad Nominal instalada que no es la misma Capacidad de Generación Máxima Bruta (MW) a la salida de los bornes de la Central Eléctrica.														
2	2.1 Definición de las zonas de frecuencia con requerimiento mínimo de operación sin desconexión de la red (pág. 281)	i. Los tiempos especificados son acumulativos e independientes en cada rango de frecuencia;	i. Los tiempos especificados son acumulativos e independientes en cada rango de frecuencia, <b>la acumulación de tiempo de cualquier zona se restablece al operar en la zona 1 de tiempo ilimitado;</b>	Con este texto se diferencia entre acumulativo e independiente en cada rango de frecuencia.														
3	2.2.1 Respuesta ante rapidez de cambio de frecuencia: (pág. 281)	i. En relación a la variación de la frecuencia eléctrica en el punto de interconexión, las Centrales Eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red y operando con normalidad aun cuando la frecuencia presente cambios con rapidez (ROCOF, por sus siglas en inglés) de hasta 2 Hz/s para Centrales Eléctricas síncronas y de 2.5 Hz/s para Centrales Eléctricas asíncronas, determinada por diferencia en mediciones de 1 segundo.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Área síncrona</th> <th>Rango de frecuencias</th> <th>Tiempo mínimo de operación</th> <th>Zona</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional y Sistema Baja California</td> <td><math>61.2 \text{ Hz} \leq f &lt; 62.5 \text{ Hz}</math></td> <td>10 minutos</td> <td>Zona 2</td> </tr> <tr> <td><math>f1= 58.8 \text{ Hz} \leq f &lt; f2=61.2 \text{ Hz}</math></td> <td>Ilimitado</td> <td>Zona 1</td> </tr> <tr> <td><math>57.5 \text{ Hz} \leq f &lt; 58.8 \text{ Hz}</math></td> <td>10 minutos</td> <td>Zona 2</td> </tr> </tbody> </table>	Área síncrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación	Zona	Sistema Interconectado Nacional y Sistema Baja California	$61.2 \text{ Hz} \leq f < 62.5 \text{ Hz}$	10 minutos	Zona 2	$f1= 58.8 \text{ Hz} \leq f < f2=61.2 \text{ Hz}$	Ilimitado	Zona 1	$57.5 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	10 minutos	Zona 2	Debido a que se considera una razón de cambio de hasta 2.5 Hz/s para centrales Eléctricas asíncronas debe considerarse ampliar el rango de alta frecuencia de la tabla 2.1 hasta por lo menos 62.5 Hz para ser congruentes en ambos puntos, quedando la tabla como se muestra en la redacción propuesta.
Área síncrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación	Zona															
Sistema Interconectado Nacional y Sistema Baja California	$61.2 \text{ Hz} \leq f < 62.5 \text{ Hz}$	10 minutos	Zona 2															
	$f1= 58.8 \text{ Hz} \leq f < f2=61.2 \text{ Hz}$	Ilimitado	Zona 1															
	$57.5 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	10 minutos	Zona 2															
4	Figura 2.2.2.A Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica (pág. 282)	Centrales Eléctricas asíncronas: Pref es la salida de potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral de respuesta ante baja o alta frecuencia o la capacidad máxima según defina el CENACE.	Centrales Eléctricas asíncronas: Pref es la salida de potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral de respuesta ante baja o alta frecuencia o la capacidad máxima según defina el CENACE <b>durante la Validación de Requerimientos Técnicos.</b>	Es necesario que CENACE defina durante la Validación de Requerimientos Técnicos cual será la Pref para que la Central quede correctamente configurada durante la puesta en marcha de la Central Eléctrica.														

<p><b>5</b></p>	<p>Figura 2.2.2.A Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica (pág. 282)</p>	<p>Se propone cambiar la siguiente figura:</p>  <p>• Centrales Eléctricas sincronas: <math>P_{ref}</math> es la capacidad instalada neta.</p> <p>• Centrales Eléctricas asincronas: <math>P_{ref}</math> es la salida de potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral de respuesta ante baja o alta frecuencia o la capacidad máxima, según defina el CENACE.</p> <p>Donde: <math>P_{ref}</math> es la potencia activa de referencia con la que se relaciona <math>\Delta P</math>. <math>\Delta P</math> es el cambio en la salida de potencia activa de la Central Eléctrica. <math>f_n</math> es la frecuencia nominal (60 Hz) de la red, y <math>\Delta f</math> es la desviación de frecuencia de la red.</p>	<p>Por la siguiente figura:</p>  <p>• Centrales Eléctricas sincronas: <math>P_{ref}</math> es la capacidad máxima.</p> <p>• Centrales Eléctricas asincronas: <math>P_{ref}</math> es la salida de potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral de respuesta ante baja o alta frecuencia o la capacidad máxima, según defina el CENACE.</p> <p>Donde: <math>P_{ref}</math> es la potencia activa de referencia con la que se relaciona <math>\Delta P</math>. <math>\Delta P</math> es el cambio en la salida de potencia activa de la Central Eléctrica. <math>f_n</math> es la frecuencia nominal (60 Hz) de la red, y <math>\Delta f</math> es la desviación de frecuencia de la red.</p>	<p>Lo anterior surge dado que en esta versión de código de red se sigue manejando el concepto de tres controles de Frecuencia.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>Control Primario de frecuencia</b> (Línea sólida <b>negra</b>) con una banda muerta de <math>\pm 30\text{mHz}</math> y funciones de baja y alta frecuencia</li> <li><b>Control de Alta frecuencia</b> (Línea punteada <b>roja</b>) el cual actuará con una frecuencia mayor a 60.2 Hz.</li> <li><b>Control de Baja frecuencia</b> (Línea punteada <b>verde</b>) el cual actuará con una frecuencia menor a 59.8 Hz.</li> </ol>
<p><b>6</b></p>	<p>2.2.2 Control primario de frecuencia; inciso i. (pág. 282)</p>	<p>i. La Central Eléctrica debe proveer una respuesta de potencia activa a la frecuencia de acuerdo a la Figura 2.2.2.A y con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos de la Tabla 2.2.2.A.</p>	<p>La Central Eléctrica debe proveer un Control Primario de Frecuencia <b>el cual tendrá que estar activo todo el tiempo y deberá contar con</b> una respuesta de potencia activa a la frecuencia de acuerdo a la Figura 2.2.2.A así como con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos de la Tabla 2.2.2.A.</p>	<p>Es necesario establecer claramente que este control primario de frecuencia debe estar activo todo el tiempo para evitar interpretaciones diferentes.</p>
<p><b>7</b></p>	<p>2.2.2 Control primario de frecuencia; inciso v. (pág. 284)</p>	<p>v. Para asegurar una adecuada regulación de la frecuencia, la Central Eléctrica debe mantener la respuesta de potencia activa, al menos por encima de la línea sólida que se define en la Figura 2.2.2 A, de acuerdo con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos definidos por la Tabla 2.2.2.A. La combinación de la elección de los parámetros especificados por el Cenace debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías;</p>	<p>v. Para asegurar una adecuada regulación de la frecuencia, la Central Eléctrica debe mantener la respuesta de potencia activa, al menos por encima de la línea sólida que se define en la Figura 2.2.2 A, de acuerdo con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos definidos por la Tabla 2.2.2.A. La combinación de la elección de los parámetros especificados por el Cenace debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías <b>lo que podrá determinarse en base a los modelos de simulación de las Centrales Eléctricas.</b></p>	<p>Ya que el Modelo de Simulación de la Central Eléctrica es parte de los requerimientos del código de red y pueden usarse para determinar algunas limitaciones tecnológicas.</p>
<p><b>8</b></p>	<p>2.2.3 Respuesta ante alta frecuencia; inciso i (pág. 284)</p>	<p>i. La Central Eléctrica debe activar su control sobre la potencia activa en respuesta a una condición de alta frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2A. Este control debe activarse a partir de que exista una variación positiva de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2 A como en 60.2 Hz, con una característica de regulación</p>	<p>i. La Central Eléctrica <b>deberá tener Activo todo el tiempo</b> su control sobre la potencia activa en respuesta a una condición de alta frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2.A. Este control debe <b>actuar solo</b> a partir de que exista una variación positiva de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2.A <b>así como en la frecuencia de 60.2 Hz</b>, con</p>	<p>Es necesario establecer claramente que este control de alta frecuencia debe estar todo el tiempo activo junto al control Primario de frecuencia.</p> <p>Lo anterior es debido a que un cambio en la frecuencia es difícil de predecir y por lo tanto es difícil activar el modo de control de alta frecuencia solo ante estos eventos de alta frecuencia. Por otro lado, al dejar claro que el control de alta frecuencia debe estar activo todo el tiempo se evita interpretaciones encontradas.</p>

		seleccionable entre 3 % y 8 %.	una característica de regulación seleccionable entre 3 % y 8 %.	
9	2.2.4 Respuesta ante baja frecuencia (pág. 285)	i. La Central Eléctrica debe activar su control de la potencia activa en respuesta a una condición de baja frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2.A. Este control debe activarse a partir de que exista una variación negativa de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2.A, con una característica de regulación en el rango de 3 % a 8 %.	i. La Central Eléctrica <b>deberá tener Activo todo el tiempo</b> su control de la potencia activa en respuesta a una condición de baja frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2.A. Este control debe <b>actuar solo</b> a partir de que exista una variación negativa de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2.A <b>así como en la frecuencia de 59.8 Hz</b> , con una característica de regulación en el rango de 3 % a 8 %.	Es necesario establecer claramente que este control de baja frecuencia debe estar todo el tiempo activo junto al control Primario de frecuencia. Lo anterior es debido a que un cambio en la frecuencia es difícil de predecir y por lo tanto es difícil activar el modo de control de baja frecuencia solo ante estos eventos de alta frecuencia.  Por otro lado, al dejar claro que el control de baja frecuencia debe estar activado todo el tiempo se evita interpretaciones encontradas. Finalmente es necesario establecer que el control actuará solo a partir de los 59.8 Hz ya que de lo contrario se deja el punto abierto a interpretaciones.
10	2.2.4 Respuesta ante baja frecuencia (pág. 285)	ii. Dado que la entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía ante baja frecuencia, las Centrales Eléctricas Asíncronas deberán participar en la regulación primaria ante baja frecuencia entregando potencia activa en el punto de interconexión en tanto las condiciones ambientales como operativas lo permitan, entendiéndose como condición ambiental aquella en que la generación de energía es posible de conformidad con la disponibilidad de la fuente primaria de energía, y entendiéndose como condición operativa, aquella en que este tipo de Centrales hayan recibido previamente una instrucción por parte del Cenace de generar por debajo de su potencia de referencia. Dicha instrucción solo podrá emitirse en los momentos de declaratoria de estado operativo de Alerta y Emergencia del sistema;	ii. Dado que la entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía ante baja frecuencia, las Centrales Eléctricas Asíncronas deberán participar en la regulación primaria ante baja frecuencia entregando potencia activa en el punto de interconexión en tanto las condiciones ambientales como operativas lo permitan, entendiéndose como condición ambiental aquella en que la generación de energía es posible de conformidad con la disponibilidad de la fuente primaria de energía, y entendiéndose como condición operativa, aquella en que este tipo de Centrales hayan recibido previamente una instrucción por parte del Cenace de generar por debajo de su potencia de referencia. Dicha instrucción solo podrá emitirse en los momentos de declaratoria de estado operativo de Alerta y Emergencia del sistema <b>los cuales podrán ser determinados por CENACE en base a los estudios de interconexión y/o durante la Validación de Requerimientos Técnicos;</b>	El anterior comentario surge de la necesidad de las Centrales Asíncronas de identificar cuales podrán ser los momentos de declaratoria de estado operativo de Alerta y Emergencia del sistema en los cuales se tendrá que generar por debajo de la potencia de referencia.  Debido a lo anterior se propone que mediante herramientas como lo son los modelos de simulación CENACE pueda identificar los momentos de declaratoria de estado operativo de Alerta y Emergencia del sistema y darlos a conocer a la central Asíncrona para que estos sean considerados durante el diseño y operación de la Central

11	2.2.6 Control de potencia activa y su rango de control: (pág. 286)	i. La Central Eléctrica implementará el valor de consigna con una rampa previamente definida entre el Cenace y la Central Eléctrica, durante los Estudios de Impacto.	La Central Eléctrica implementará el valor de consigna con una rampa previamente definida entre el Cenace y la Central Eléctrica, durante los Estudios de Impacto <b>y/o durante la Validación de Requerimientos Técnicos.</b>	El comentario va a dirigido ya que si durante la fase de construcción de la Central Eléctrica cambia la configuración eléctrica (inversores, aerogeneradores, sistema colector, etc) con respecto a la solicitud del Estudio de Impacto pueda modificarse la rampa previamente definida en dicho estudio con la configuración final de la Central Eléctrica.
12	2.2.7 Mantener la potencia activa constante respecto a cambios de frecuencia: (pág. 286)	i. La Central Eléctrica debe mantener constante su aportación de potencia activa, sin importar los cambios en la frecuencia, a menos que la salida de potencia siga los cambios definidos en términos del apartado 2.2.3	i. La Central Eléctrica debe mantener constante su aportación de potencia activa, sin importar los cambios en la frecuencia, a menos que la salida de potencia siga los cambios definidos en términos de los apartados <b>2.2.2, 2.2.3 y 2.2.4.</b>	Se propone el cambio para considerar a los tres controles de frecuencia. <b>1. Control Primario de frecuencia</b> <b>2. Control de Alta frecuencia</b> <b>3. Control de Baja frecuencia</b>
13	2.2.10 Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia entre su rango de regulación de potencia activa (pág. 287)	2.2.10 Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia entre su rango de regulación de potencia activa	2.2.10 Tiempo máximo de regulación de potencia activa ante consignas.	Este apartado se debe referir a la regulación que la central puede hacer mediante consignas de potencia activa desde el 100% al 0% de la potencia de referencia y viceversa; es decir no debe mezclarse con lo referente a los controles de frecuencia.
14	2.2.10 Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia entre su rango de regulación de potencia activa (pág. 287)	La Central Eléctrica debe responder a la frecuencia desde el límite máximo de al límite mínimo de regulación de potencia activa mostrados en la Tabla 2.2.2.A, o viceversa, en un tiempo máximo de 15 minutos.	La Central Eléctrica debe responder desde el límite máximo <b>hasta</b> el límite mínimo de regulación de potencia activa mostrados en la <b>Tabla 2.2.2.B</b> , o viceversa, en un tiempo máximo de <b>15 minutos</b> . Al especificar el tiempo <b>durante la Validación de Requerimientos Técnicos</b> el Cenace tomará en cuenta el margen de potencia activa y la fuente primaria de energía de la Central Eléctrica. Dentro de los límites de tiempo especificados, el control de potencia activa no debe tener ningún impacto adverso en la respuesta a la frecuencia de la Central Eléctrica.	Cenace deberá especificar el tiempo máximo de regulación durante la Validación de Requerimientos Técnicos para evitar cambios durante la operación del proyecto.
15	3.1 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de tensión en la red para Centrales Eléctricas tipo B, C y D (pág. 288)	Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica son económica y técnicamente factibles rangos más amplios de tensión o tiempos a los indicados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el Cenace para preservar o restablecer la seguridad del SEN, asegurando el mejor aprovechamiento de las capacidades técnicas de algunas tecnologías, siempre y cuando el Cenace durante el Estudio de Impacto.	Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica son económica y técnicamente factibles rangos más amplios de tensión o tiempos a los indicados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el Cenace para preservar o restablecer la seguridad del SEN, asegurando el mejor aprovechamiento de las capacidades técnicas de algunas tecnologías, siempre y cuando <b>sea determinado por</b> el Cenace durante el Estudio de Impacto <b>y/o durante la Validación de Requerimientos Técnicos.</b>	Se termina la idea y se agrega que también podrá ser determinado durante la Validación de Requerimientos Técnicos.

16	Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM (Pág. 289)	Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM (*) podría ser 15 minutos, si tenemos en cuenta la restricción de frecuencia de la Figura 1	Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM (*) podría ser 15 minutos, si tenemos en cuenta la restricción de frecuencia de la Figura 2.2.2.A	La Figura 1 no viene dentro de este documento y en base a la redacción se asume que se refiere a la figura 2.2.2.A pero esto debe confirmarse																																		
17	Tabla 3.1.A Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC	<table border="1" data-bbox="717 530 1264 687"> <tr> <td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td> <td><math>V_{max} \leq V &lt; V_2</math></td> <td>30 minutos*</td> </tr> <tr> <td><math>V_{min} \leq V &lt; V_{max}</math></td> <td>Ilimitado</td> </tr> <tr> <td><math>V_1 \leq V &lt; V_{min}</math></td> <td>30 minutos*</td> </tr> </table> <p data-bbox="677 693 1314 711">Tabla 3.1.A Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC</p> <table border="1" data-bbox="727 723 1246 929"> <thead> <tr> <th>Área sincrona</th> <th>Rango de tensión del punto de interconexión</th> <th>Tiempo mínimo de operación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td> <td><math>V_{max} \leq V &lt; V_2</math></td> <td>30 minutos*</td> </tr> <tr> <td><math>V_{min} \leq V &lt; V_{max}</math></td> <td>Ilimitado</td> </tr> <tr> <td><math>V_1 \leq V &lt; V_{min}</math></td> <td>30 minutos*</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="677 935 1314 953">Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM</p>	Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{max} \leq V < V_2$	30 minutos*	$V_{min} \leq V < V_{max}$	Ilimitado	$V_1 \leq V < V_{min}$	30 minutos*	Área sincrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación	Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{max} \leq V < V_2$	30 minutos*	$V_{min} \leq V < V_{max}$	Ilimitado	$V_1 \leq V < V_{min}$	30 minutos*	<table border="1" data-bbox="1401 524 1942 681"> <tr> <td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional y Baja California,</td> <td><math>V_{max} \leq V &lt; V_2</math></td> <td>30 minutos*</td> </tr> <tr> <td><math>V_{min} \leq V &lt; V_{max}</math></td> <td>Ilimitado</td> </tr> <tr> <td><math>V_1 \leq V &lt; V_{min}</math></td> <td>30 minutos*</td> </tr> </table> <p data-bbox="1355 687 1992 705">Tabla 3.1.A Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC</p> <table border="1" data-bbox="1411 727 1930 933"> <thead> <tr> <th>Área sincrona</th> <th>Rango de tensión del punto de interconexión</th> <th>Tiempo mínimo de operación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td> <td><math>V_{max} \leq V &lt; V_2</math></td> <td>30 minutos*</td> </tr> <tr> <td><math>V_{min} \leq V &lt; V_{max}</math></td> <td>Ilimitado</td> </tr> <tr> <td><math>V_1 \leq V &lt; V_{min}</math></td> <td>30 minutos*</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1355 939 1992 957">Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM</p>	Sistema Interconectado Nacional y Baja California,	$V_{max} \leq V < V_2$	30 minutos*	$V_{min} \leq V < V_{max}$	Ilimitado	$V_1 \leq V < V_{min}$	30 minutos*	Área sincrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación	Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{max} \leq V < V_2$	30 minutos*	$V_{min} \leq V < V_{max}$	Ilimitado	$V_1 \leq V < V_{min}$	30 minutos*	Se propone dichas tablas ya que aparentemente no existía diferencia en el contenido de ambas tablas
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{max} \leq V < V_2$	30 minutos*																																				
	$V_{min} \leq V < V_{max}$	Ilimitado																																				
	$V_1 \leq V < V_{min}$	30 minutos*																																				
Área sincrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación																																				
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{max} \leq V < V_2$	30 minutos*																																				
	$V_{min} \leq V < V_{max}$	Ilimitado																																				
	$V_1 \leq V < V_{min}$	30 minutos*																																				
Sistema Interconectado Nacional y Baja California,	$V_{max} \leq V < V_2$	30 minutos*																																				
	$V_{min} \leq V < V_{max}$	Ilimitado																																				
	$V_1 \leq V < V_{min}$	30 minutos*																																				
Área sincrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación																																				
Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{max} \leq V < V_2$	30 minutos*																																				
	$V_{min} \leq V < V_{max}$	Ilimitado																																				
	$V_1 \leq V < V_{min}$	30 minutos*																																				
18	3.6.1 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 294)	i. La Central Eléctrica <b>síncrona</b> debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 en adelante en el punto de interconexión.	i. La Central Eléctrica <b>asíncrona</b> debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 en adelante en el punto de interconexión.	La sección 3.6.1 habla de Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas <b>Asíncronas</b> tipo C y D y en este punto existe un error de escritura.																																		
19	3.6.1 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 294)	ii. La Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe cumplir el perfil V-Q/P <sub>máx</sub> de conformidad con la Tabla 3.3.2 y Figura 3.3.3	ii. La Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe cumplir el perfil V-Q/P <sub>máx</sub> de conformidad con la Tabla 3.3.2 y Figura 3.3.4	La Figura 3.3.3 se refiere al Diagrama V-P-Q/P <sub>máx</sub> de una Central Eléctrica <b>Síncrona</b> y en la sección 3.6.1 se habla de Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas <b>Asíncronas</b> tipo C y D																																		
20	3.6.3 Modos de control de potencia reactiva automático para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 297)	iii. A efectos del modo de control de factor de potencia, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe controlar el factor de potencia automáticamente dentro del rango de potencia reactiva requerida, especificada y acotada por la zona blanca de la Figura 8 con un factor de potencia objetivo en pasos no mayores que 0.01; e	iii. A efectos del modo de control de factor de potencia, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe controlar el factor de potencia automáticamente dentro del rango de potencia reactiva requerida, especificada y acotada por la zona blanca de la <b>Figura 3.3.4</b> con un factor de potencia objetivo en pasos no mayores que 0.01;	Se corrige el número de figura en base al texto.																																		

21	3.6.3 Modos de control de potencia reactiva automático para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 297)	iv. Tras una variación de tensión, la Central Eléctrica Asíncrona deberá, cuando lo requiera el Cenace, cumplir con un 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva en un tiempo t1 entre 1 y 5 segundos, además de estabilizarse en el valor definido por la pendiente dentro de un tiempo t2 entre 5 y 60 segundos, con una tolerancia de la potencia reactiva en régimen permanente no superior al 5 % de la potencia reactiva máxima. Si no es posible cumplir con estos parámetros de operación se podrá entregar una justificación técnica para revisión del Cenace donde se demuestre el impacto de la topología y componentes que integren la Central Eléctrica, y a aprobación de excepción de cumplimiento de la CRE.	iv. Tras una variación de tensión, la Central Eléctrica Asíncrona deberá, cuando lo requiera el Cenace, cumplir con un 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva en un tiempo t1 entre 1 y 5 segundos, además de estabilizarse en el valor definido por la pendiente dentro de un tiempo t2 entre 5 y 60 segundos, con una tolerancia de la potencia reactiva en régimen permanente no superior al 5 % de la potencia reactiva máxima <b>para cada paso de las consignas mencionadas en los incisos i, ii, iii</b> . Si no es posible cumplir con estos parámetros de operación se podrá entregar una justificación técnica para revisión del Cenace donde se demuestre el impacto de la topología y componentes que integren la Central Eléctrica, y a aprobación de excepción de cumplimiento de la CRE.	Se debe aclarar que los tiempos son para cada paso mencionados en los tres modos de control de potencia reactiva
22	3.6.6 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 297)	i. En base a los Estudios de Interconexión y los requerimientos del MEM, si es requerido por el Cenace, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D contribuirá a amortiguar las oscilaciones de potencia, en los tiempos definidos en la Tabla 2.2.2.A.	i. En base a los Estudios de Interconexión y los requerimientos del MEM, si es requerido por el Cenace, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D contribuirá <b>hasta donde la tecnología que lo permita</b> a amortiguar las oscilaciones de potencia <b>que puedan surgir en la Central Eléctrica ante eventos transitorios externos</b> , en los tiempos definidos en la Tabla 2.2.2.A.	Por la limitación tecnológica las centrales asíncronas no pueden contribuir al amortiguamiento de oscilaciones entre áreas sin embargo no contribuyen a incrementar estas oscilaciones, en cambio sí amortiguan las oscilaciones de potencia que se presentan dentro de la Central Eléctrica.
23	3.6.5 Prioridad del control de potencia activa y potencia reactiva durante fallas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 297)	i. El Cenace especificará durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión si la contribución de potencia activa o la contribución de potencia reactiva tiene prioridad durante fallas. Si se da prioridad a la contribución de la potencia activa, esta disposición ha de establecerse a más tardar 0.25 segundos desde el inicio de la falla.	i. El Cenace especificará durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión si la contribución de potencia activa o la contribución de potencia reactiva tiene prioridad durante fallas. Si se da prioridad a la contribución de la potencia activa, esta disposición ha de establecerse a más tardar 0.25 segundos desde el inicio de la falla. <b>Si se da prioridad a la contribución de la potencia Reactiva, la potencia activa deberá recuperarse en menos de 1 seg.</b>	Es importante establecer un tiempo de recuperación de la potencia activa cuando la prioridad sea la potencia reactiva.
24	Tabla 4.3.1.B: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla (pág. 303)	Tabla 4.3.1.B: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla	Tabla 4.3.1.B: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas <b>Asíncronas</b> de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla	Se debe corregir síncrona por Asíncrona

<p>25</p>	<p>7.5 Requerimientos generales de contenido armónico máximo (pag. 314)</p>	<p>Asimismo, en caso de que, con anterioridad a la interconexión de la Central Eléctrica, los límites de distorsión armónica en la tensión sean superiores a los definidos en los apartados siguientes, solamente se considerará los límites de distorsión armónica en la corriente. En caso de no cumplir con estos requerimientos, se deben llevar a cabo las acciones necesarias para subsanarlo. El Cenace enviará a las Centrales Eléctricas durante los Estudios de Interconexión, la siguiente información correspondiente del punto de interconexión, o en su caso de la ubicación más representativa del mismo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) corriente de cortocircuito en el periodo de 1 año (máximo, mínimo y promedio);</li> <li>b) relación R/X periódicas; y</li> <li>c) barrido de frecuencia (impedancia y frecuencia).</li> </ul>	<p><b>La Central Eléctrica posterior a su interconexión deberá cumplir con los límites de distorsión armónica en Corriente y Tensión dispuestos en los siguientes apartados. En caso de no cumplir con dichos límites, se deberán llevar a cabo las acciones necesarias para subsanarlo.</b></p> <p><b>Solo en el en caso de que, con anterioridad a la interconexión de la Central Eléctrica, los límites de distorsión armónica en la tensión sean superiores a los definidos en los apartados siguientes, se considerará solo los límites de distorsión armónica en la corriente.</b></p> <p>El Cenace enviará a las Centrales Eléctricas durante los Estudios de Interconexión, la siguiente información correspondiente del punto de interconexión, o en su caso de la ubicación más representativa del mismo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) corriente de cortocircuito en el periodo de 1 año (máximo, mínimo y promedio);</li> <li>b) relación R/X periódicas; y</li> <li>c) barrido de frecuencia (impedancia y frecuencia).</li> </ul>	<p>Se sugiere al cambio en la redacción ya que con el actual se da a entender lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Que, si hay límites altos en corrientes y tensión previo a la interconexión de la Central, la central deberá corregirlo</li> <li>2. No se entiende que la central deberá llevar a cabo acciones necesarias si genera distorsión armónica posterior a su interconexión</li> </ol>
-----------	---	--	---	--