

ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No.6979-Elec

de 3 de enero 2014

**COMENTARIOS Y OBSERVACIONES RECIBIDOS, ASÍ COMO EL
ANÁLISIS EFECTUADO POR LA AUTORIDAD NACIONAL DE LOS
SERVICIOS PÚBLICOS**

CON RELACIÓN A LA CONSULTA PÚBLICA No. 17-13

**SOBRE LA PROPUESTA DE CÓDIGO DE REDES FOTOVOLTAICO,
EN EL CUAL SE ESTABLECEN LAS NORMAS TÉCNICAS,
OPERATIVAS Y DE CALIDAD, PARA LA CONEXIÓN DE LOS
SISTEMAS DE CENTRALES SOLARES Y CENTRALES SOLARES
CON TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA AL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).**

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Numeral 1.2.4:</p> <p>1.2.4 El presente Código de Redes Fotovoltaico, no aplica a los casos siguientes:</p> <p>a) Para los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Solar Térmica,</p> <p>b) Para conexiones en Baja Tensión, para lo cual aplica el “<i>Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, de hasta Quinientos (500) kilowatts, a las Redes Eléctricas de Media y Baja Tensión de las Empresas de Distribución Eléctrica</i>”, última versión actualizada.</p> <p>c) Para las Centrales que hayan obtenido su Licencia Definitiva con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia del presente Código.</p>		<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> Apartado 1.2.4.c</p> <p><u>Comentario:</u> Se indica que el presente Código de Redes no aplica para Centrales que hayan obtenido su Licencia Definitiva con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia del presente Código. Si se permite que haya centrales con condiciones técnicas distintas a las que indica el presente código se perdería la importancia del propio código y se pondría en riesgo tanto la seguridad como la operación de las redes de Transmisión o Distribución a las que se conecten las centrales a que hace referencia el numeral 1.2.4.c</p> <p><u>Solicitud:</u> El código de redes Fotovoltaico debe aplicar para toda central que opere en la República de Panamá de forma que las condiciones de operación y de competencia sean las mismas para cualquier Agente Generador que conecte una central fotovoltaica a las redes de la República</p>	<p>SDR ENERGY PANAMA</p> <p>Proponemos que el código de redes sea de aplicación a cualquier central (salvo las indicadas en los casos a) y b) del numeral 1.2.4) con independencia de la fecha de obtención de la licencia definitiva.</p> <p>Debemos señalar que en el Código de Red 2011 para la conexión de centrales eólicas establece en su alcance que dicho código es de obligatorio cumplimiento para todas las centrales eólicas “<i>independientemente de su fecha de instalación y entrada en operación.</i>”. Destacar que en la fecha de aprobación de dicho Código existían ya agentes que contaban con licencia de definitiva y en algún caso con notificación de inicio de obras de los proyectos. En el caso de los proyectos solares no hay a fecha de la publicación de la consulta (salvo el proyecto demostrativo de Sarigua) proyectos con inicio de obras o incluso con licencia definitiva.</p> <p>En caso de permitirse que los proyectos que hayan obtenido con anterioridad a la fecha de entrada en</p>	<p>Se aceptan los comentarios de Enel Green Power y de SDR ENERGY PANAMA, y se eliminará el apartado 1.2.4.c.</p> <p>Se agregará al apartado 1.2.1 (Alcance) “independientemente de su fecha de instalación y entrada en operación”.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
		de Panamá. Adicionalmente esta exclusión contradice lo indicado en los numerales 1.2.9 y 1.3 del presente código.	vigencia del código de red no tienen que cumplirlo, supondría establecer una desventaja competitiva ya que cumplir el Código supone un mayor coste debido a la implantación del SCADA, así como de la adaptación de los inversores al mismo, sobre todo la solución tecnológica para el control de tensión es un añadido a las inversores convencionales.	
<p>Numeral 1.2.7:</p> <p>1.2.7 La capacidad de potencia (kW) máxima de las Centrales que pueda conectarse a las redes eléctricas de Transmisión o Distribución, dependerá de las condiciones respectivas de estas redes, y ésta deberá estar determinada mediante un estudio que deberá efectuar la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) en el caso de conexión a las líneas de Alta Tensión (T y D) y conexión en Media Tensión en una Subestación del Sistema de Transmisión, y por la distribuidora en el caso de conexión a la Media Tensión en redes de distribución.</p>	<p>ETESA</p> <p>el numeral 1.2.7, menciona que la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) debe determinar la capacidad máxima de los sistemas fotovoltaicos a conectarse en un determinado punto, se considera que al igual que el resto de las tecnologías debe ser el Agente o Promotor el que realice los estudios de conexión y demuestre la no afectación al SIN.</p> <p>Se debe presentar mayor claridad en el párrafo respecto de tratar la mezcla de las tensiones aplicables a Distribución, se establece alta tensión (T y D) siendo D distribución. En adición se infiere que sólo el transmisor es quien debe hacer el estudio, cuando cada agente</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario de ETESA de que debe ser el Agente o Promotor el que realice los estudios de conexión y no afectación al SIN, en razón de que las Energías Intermitentes (Eólica y Fotovoltaica) carecen de una serie de atributos que sí tiene la Generación Convencional, como inercia y capacidad de aumentar carga, por tanto estos estudios deben ser realizados por ETESA para asegurar la seguridad y estabilidad del SIN.</p> <p>También se rechaza el comentario de ETESA respecto de las mezclas de tensiones, la redacción propuesta es clara y señala que ETESA deberá efectuar los estudios cuando la Central</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
	<p>debe presentar su estudio de viabilidad. Debe enfatizarse como se tratará el caso que las tecnologías se instalen en distribución, el distribuidor dará ese monto máximo a instalarse, o si es responsabilidad de ETESA la evaluación.</p> <p>ETESA</p> <p>Debe aclararse si los estudios de conexión de centrales solares de tecnología fotovoltaica en la red de 115 KV propiedad de los Distribuidores deba realizarlo ETESA ya que solo se especifica para el caso de Distribuidores de centrales a conectarse en la red de media tensión (600 V < 115 KV).</p>			<p>se conecte en Alta Tensión, ya sea a ETESA o a una Distribuidora, por las razones que se indican en el párrafo anterior.</p> <p>La Distribuidora sólo hará el estudio cuando la Central se conecte en Media Tensión a sus redes de distribución eléctrica.</p> <p>Se rechaza el comentario de aclaración, ETESA deberá efectuar los estudios cuando la Central se conecte en Alta Tensión, ya sea a Transmisión o a Distribución, como lo indica la redacción del apartado, de todas maneras se mejorará la redacción del mismo.</p>
<p>Numeral 1.2.8:</p> <p>1.2.8 El Punto de Conexión determina el punto frontera de aplicación de este Código de Redes Fotovoltaico.</p>		<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> Apartado 1.2.8.</p> <p><u>Comentario:</u> Se indica que el Punto de Conexión determina el punto frontera de aplicación de este Código de Redes Fotovoltaico. No obstante, no se indica el tipo de interconexión que deberá</p>		<p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>Se rechaza lo solicitado en razón de que el detalle técnico de la Conexión física de la Central, lo determinará ETESA o la Distribuidora, de acuerdo con sus normas de Conexión a sus redes eléctricas, y no es tema del presente Código de Redes.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
		<p>emplearse para las Centrales.</p> <p><u>Solicitud:</u> Definir e incluir como parte del Código, si la conexión al SIN de la Central será mediante la modalidad de conexión en derivación (T), o la modalidad de conexión con apertura de línea.</p>		
<p>Numeral 1.2.9:</p> <p>1.2.9 Los requerimientos para la conexión de las Centrales al SIN, deberán actualizarse conforme las necesidades del SIN lo requieran, y de acuerdo con los resultados de los estudios del comportamiento del SIN, que deberá realizar ETESA anualmente.</p>	<p>ETESA</p> <p>De acuerdo a lo establecido en este numeral, los requerimientos para la conexión al SIN se actualizará anualmente de acuerdo a resultados de estudios realizados por ETESA. ¿Estos estudios los hará sólo ETESA o en conjunto con el CND?</p>	<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> Apartado 1.2.9.</p> <p><u>Comentario:</u> Se indica que los requerimientos para la conexión de las Centrales en al SIN, deberán actualizarse conforme las necesidades del SIN lo requieran y a los estudios que ETESA actualice anualmente.</p> <p><u>Solicitud:</u> Considerar las siguientes consulta y recomendación:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aclarar a qué requerimientos específicos se refiere el apartado 1.2.9. 2. Establecer una metodología para la actualización que incluya el cronograma de implementación de 		<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>El CND es una dependencia de ETESA, la cual cuenta con Independencia Funcional de acuerdo con lo estipulado por el Reglamento de Transmisión.</p> <p>La responsabilidad de velar y asegurar la seguridad y estabilidad del SIN es función de ambos, y no es tema del presente Código de Redes el indicarle a ETESA como deben efectuarse los estudios del SIN.</p> <p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>Se rechaza lo solicitado por lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Los requerimientos específicos saldrán de los resultados de los estudios. 2) La implementación de cualquier

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
		<p>los cambios futuros para las plantas que estén en operación.</p> <p>3. Dicha metodología debe incluir una revisión de las centrales existentes al momento de los cambios que técnicamente puedan cumplir con nuevos requisitos.</p>		<p>nuevo requisito, dependerá del grado de afectación que experimente el SIN al no contar con el mismo.</p> <p>3) Todo nuevo requisito será de aplicación para las Centrales nuevas y existentes, como lo indican los apartados 1.2.1 y 1.2.10.</p>
<p>Numeral 1.2.10:</p> <p>1.2.10 De ser requerido, de acuerdo con los estudios correspondientes del SIN que realicen tanto el CND como ETESA o la distribuidora, las Centrales existentes en operación o en construcción o en proyecto, deberán cumplir con cualquier nuevo requisito que se estipule en este documento para las mismas.</p>	<p>ETESA</p> <p>En los numerales anteriores se menciona que ETESA realiza los estudios, mientras que en este numeral se menciona estudios realizados por ETESA y el CND. Se debe unificar en todos los numerales que tanto ETESA y CND harán los estudios en conjunto o si solamente los hará ETESA.</p>		<p>AVANZALIA</p> <p>En el apartado 1.2.10 creemos que se debería añadir que una vez una central solar obtuviese la licencia definitiva no se vería obligada a asumir nuevos cambios. Por lo tanto creemos que el punto 1.2.10 podría quedar de la siguiente manera:</p> <p><i>1.2.10 De ser requerido, de acuerdo con los estudios correspondientes del SIN que realicen tanto el CND como ETESA o la distribuidora, las Centrales existentes en operación o en construcción o en proyecto, deberán cumplir con cualquier nuevo requisito que se estipule en este documento para las mismas, no estando obligadas a asumir nuevos cambios desde el momento en el que las instalaciones hayan</i></p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se acepta el comentario y se eliminará al CND del párrafo.</p> <p>El CND es una dependencia de ETESA, la cual cuenta con Independencia Funcional de acuerdo con lo estipulado por el Reglamento de Transmisión.</p> <p>La responsabilidad de velar y asegurar la seguridad y estabilidad del SIN es función de ambos, y no es tema del presente Código de Redes el indicarle a ETESA como deben efectuarse los estudios del SIN.</p> <p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que las Energías Intermitentes (Eólica y Fotovoltaica) carecen de una serie de atributos de soporte al SIN que sí tiene</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
			<i>obtenido la licencia definitiva ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).</i>	la Generación Convencional, como inercia y capacidad de aumentar carga, y en la medida en que se aumente el porcentaje de penetración de las Energías Intermitentes al SIN, se pudiera requerir de alguno de estos atributos, que no han sido incluido en el presente Código de Redes, por no requerirse en la actualidad.
<p>Numeral 1.3:</p> <p><i>1.3 Fiscalización del Cumplimiento con el Código de Redes.</i></p> <p>ETESA y el CND, deberán velar que las Centrales, cumplan con todos los requisitos estipulados en este documento antes de entrar en operación comercial y durante su operación comercial.</p> <p>El CND podrá no conectar o desconectar del SIN a cualquiera de las Centrales, que incumpla con uno o más de los requerimientos estipulados en este Código de Redes Fotovoltaico, el Reglamento de Transmisión, el Reglamento de Operación y la Regulación vigente.</p>	<p>ETESA</p> <p>En el segundo párrafo debería ser: “El CND podrá no autorizar la conexión o solicitar la desconexión del SIN...”.</p>	<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> Apartado 1.3.</p> <p><u>Comentario:</u> Se indica que el CND podrá negar la conexión o desconectar del SIN a las centrales que incumplan uno ó más requerimientos del presente código. Sin embargo, no se indica de qué forma el CND implementará una u otra opción; ni cuáles son los criterios y sustentos que justificarán las acciones.</p> <p><u>Solicitud:</u> Debe establecerse una metodología para la Fiscalización del cumplimiento con el código de redes fotovoltaico en la que se tome en cuenta el registro de los cumplimientos, las violaciones de cada</p>	<p>AVANZALIA</p> <p>Punto 1.3 Fiscalización del Cumplimiento con el Código de Redes</p> <p>En este punto, estimamos conveniente que al final del segundo párrafo se añadiera que una vez subsanado todos los requerimientos estipulados, el CND procedería a conectar dicha Central a la mayor brevedad posible, quedando dicho párrafo de la siguiente manera:</p> <p><i>El CND podrá no conectar o desconectar del SIN a cualquiera de las Centrales, que incumpla con uno o más de los requerimientos estipulados en este Código de Redes Fotovoltaico, el Reglamento de Transmisión, el Reglamento de Operación y la Regulación vigente. No obstante, en el momento en el</i></p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se acepta el cambio de redacción propuesto.</p> <p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que los criterios y sustentos para negar la conexión o efectuar una desconexión, son los requisitos estipulados por el presente Código de Redes.</p> <p>En caso de controversia entre el CND y la Central, la ASEP actuaría como dirimente.</p> <p>Se rechaza la solicitud de establecer una metodología de fiscalización, por las razones antes expuestas.</p> <p>Respuesta a AVANZALIA:</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
		central fotovoltaica, el impacto que tienen las violaciones, la programación de las desconexiones, las solicitudes de remediación y cualquier otra actividad que sea de utilidad para que la gestión de fiscalización sea administrable. Para el presente código, es relevante que se haga referencia a tal metodología.	<i>que dicha Central cumpla con todos los requerimientos estipulados en este Código de Redes Fotovoltaico, el Reglamento de Transmisión, el Reglamento de Operación y la Regulación vigente, el CND procederá a conectar la Central a la mayor brevedad posible.</i>	Se acepta la propuesta y se añadirá al apartado la redacción propuesta.
<p>Numeral 1.4:</p> <p>1.4 Definiciones.</p> <p>Capacidad Instalada. Es la capacidad total de los Inversores que forman parte de los Sistemas de Centrales Solares o Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica, instalados aguas abajo del Punto de Conexión.</p>	<p>ETESA</p> <p>Capacidad Instalada: Ésta sería la definición sólo de capacidad instalada para una planta solar o solar fotovoltaica, pero se entiende que esta definición debe ser global o general sobre lo que es capacidad instalada, a menos que se haga la aclaración que es Capacidad Instalada de una Central Fotovoltaica.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que el título del documento sometido a la presente Consulta Pública, es “Código de Redes Fotovoltaico”, por tanto no es necesario aclarar que se trata de la capacidad instalada de una Central Fotovoltaica.</p>
<p>Numeral A.1:</p> <p>A.1 Generalidades.</p> <p>Los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (en adelante Centrales), deberán estar diseñados y construidos de tal forma que cumplan con los requisitos de soporte Dinámico y Estático al SIN durante condiciones</p>			<p>AVANZALIA</p> <p>Punto A.1 Generalidades En el primer párrafo de este punto consideramos que habría que añadirle que las Centrales no deberían tener que estar diseñadas ni construidas para soportar salidas del rango nominal de</p>	<p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que el presente Código de Redes, establece las condiciones específicas que deben cumplir las Centrales para el correcto funcionamiento del SIN, evitando las salidas de las Centrales bajo condiciones de fallas o disturbios</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>normales, así como también en condiciones anormales o de disturbios o fallas.</p> <p>Los requerimientos operativos para las Centrales que se conecten a las redes de Alta y Media Tensión, deberán incluir todos aquellos elementos que se soliciten en el presente documento que efectúen la tarea de soportar la operación, seguridad y estabilidad del SIN. Este enfoque de integración al SIN de las Centrales, permitirá una mayor penetración de las energías renovables.</p>			<p>funcionamiento de la red, ya que tendría un incremento de costo muy elevado. Por tanto consideramos que dicho párrafo debería decir:</p> <p><i>Los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (en adelante Centrales), deberán estar diseñados y contruidos de tal forma que cumplan con los requisitos de soporte Dinámico y Estático al SIN durante condiciones normales, así como también en condiciones anormales o de disturbios o fallas, salvo salida del rango nominal de funcionamiento de la red.</i></p>	<p>en el SIN.</p>
<p>Numeral A.2:</p> <p>A.2 Certificación de las Centrales Solares Fotovoltaicas y sus Componentes.</p> <p>Las Centrales, deberán contar con Certificaciones de diseño y fabricación.</p> <p>Como referencia de los parámetros que especifiquen lo relacionado con requerimientos para las Centrales, se utilizarán como referencia los estándares internacionales de la IEEE, de la IEC, y las de otros organismos</p>	<p>ETESA</p> <p>Indicar a qué se refieren las siglas presentadas en dicho numeral. Aquí se sugiere que indistintamente que se conecten en la distribuidora deben entregar el certificado al transmisor y luego al CND. Las certificaciones de las tecnologías de los proyectos solares deben otorgarse por organismos idóneos en ello y validarse por éstos que o cuáles estándares de la industria (norma) se están cumpliendo con la certificación otorgada a los equipos que formarían parte de la central</p>	<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> A.2 Certificación de las Centrales Solares Fotovoltaicas y sus Componentes.</p> <p><u>Comentario:</u> Se indica que las Centrales deberán contar con Certificaciones de diseño y fabricación, las cuales deberán ser entregadas a ETESA o la empresa distribuidora con anterioridad a la fabricación de los mismos; sin</p>	<p>enertis solar</p> <p>Entendemos que este numeral tiene como objetivo velar por la calidad y durabilidad de los equipos a instalar en las Centrales Solares, haciendo referencia a que “<i>deberán contar con Certificaciones de diseño y fabricación</i>”.</p> <p>Sin embargo, desde nuestro punto de vista, el alcance de este numeral podría ampliarse, añadiendo alguno de estos criterios:</p> <p>1. Detallar las certificaciones que</p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se agregará el nombre completo de las siglas “IEEE e IEC”.</p> <p>En este numeral no se menciona al CND, las certificaciones deben entregarse a la empresa donde se conecte la Central, o sea a ETESA o a la Distribuidora.</p> <p>No es el propósito del presente Código de Redes, el de exigir certificaciones de normas específicas, sino más bien ser amplios con la aceptación de estándares internacionales de organismos reconocidos, y así ampliar</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>internacionalmente reconocidos.</p> <p>Las certificaciones de las Centrales, deberán ser entregadas a ETESA o a la distribuidora, con anterioridad a la fabricación de los mismos.</p> <p>ETESA o la distribuidora tendrán 30 días calendario para hacer comentarios o aceptar las certificaciones; y después de este período, si no se han pronunciado al respecto, las certificaciones se darán por aceptadas. Lo anterior no libera a La Licenciataria se cumplir con los requerimientos de este Código de Redes Fotovoltaico.</p>	<p>fotovoltaica.</p> <p>AVANZALIA Panamá</p> <p>Punto A.2 Certificación de las Centrales Solares Fotovoltaicas y sus Componentes.</p> <p>En el segundo párrafo de este punto dice:</p> <p><i>Como referencia de los parámetros que especifiquen lo relacionado con requerimientos para las Centrales, se utilizarán como referencia los estándares internacionales de la IEEE, de la IEC, y las de otros organismos internacionalmente reconocidos, a la fecha de la obtención de licencia definitiva.</i></p> <p>Estimamos que sería conveniente definir los otros organismos internacionalmente reconocidos y establecer que normas se deben cumplir concretamente en cada caso.</p>	<p>embargo, no es claro si el diseño y fabricación de la Central en su totalidad deberá someterse a certificación o únicamente los componentes de la misma.</p> <p><u>Solicitud:</u> Considerar que las certificaciones objeto de este apartado no restrinjan el diseño de las plantas porque ello podría limitar el número de fabricantes y de soluciones técnicas que aun cumpliendo con los requerimientos del presente código, no serían aceptadas por ETESA o las Distribuidoras. En este sentido:</p> <p>i) Aclarar si dicha certificación se refiere específicamente a una certificación técnica de diseño y fabricación de los equipos principales que componen la Central; si la apreciación es correcta,</p> <p>ii) Definir cuáles son los equipos principales, adicionales al Sistema de Medición Comercial (SMEC), que deberán contar con una certificación técnica.</p> <p>iii) En caso de que la Central en su totalidad deba ser certificada, definir bajo qué esquema de Calidad deberá</p>	<p>deberán ser entregadas a ETESA o a la distribuidora.</p> <p>a. En lo que respecta a los inversores, de acuerdo a nuestra experiencia, los fabricantes trabajan en la compatibilidad con las condiciones de red que se exigen, enmarcadas bajo uno o varios certificados.</p> <p>b. En relación a los módulos fotovoltaicos, en nuestra opinión existen tres normas internacionales esenciales para las cuales deberán disponer de una certificación: la IEC 61215, la IEC 61646 y la IEC 61730, según correspondan. A pesar de que estas normas no son vinculantes, proporcionan cierto nivel de fiabilidad.</p> <p>En referencia a lo que se señala en el presente numeral “<i>Las certificaciones de las Centrales, deberán ser entregadas a ETESA o a la distribuidora, con anterioridad a la fabricación de los mismos</i>”, consideramos importante señalar que es posible obtener certificaciones:</p> <p>1. Previo a la fabricación de los equipos, se podrían obtener</p>	<p>la competencia, por tanto se rechaza el comentario de certificar estándares específicos.</p> <p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se acepta la propuesta de añadir al final del segundo párrafo “a la fecha de la obtención de la Licencia Definitiva”.</p> <p>No es el propósito del presente Código de Redes, el de exigir certificaciones de normas específicas, sino más bien ser amplios con la aceptación de estándares internacionales de organismos reconocidos, y así ampliar la competencia, por tanto se rechaza el comentario de definir cuáles son los organismos internacionalmente reconocidos y de establecer el cumplimiento de normas concretas.</p> <p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>Se acepta el comentario de que debe aclararse sí el diseño y fabricación de la Central en su totalidad deberá someterse a certificación o únicamente los componentes de la misma.</p> <p>Se aclara que no se han estipulado certificaciones específicas precisamente para no limitar los</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
		<p>certificarse la misma, así como la entidad que deberá emitir dicha certificación.</p>	<p>certificados que responden a los criterios de calidad empleados por el fabricante.</p> <p>2. Posterior a la fabricación, se podrían obtener certificados correspondientes a los equipos que se instalarían en la Central Solar. Por lo que sería de igual o mayor importancia para la autoridad correspondiente disponer de éstos.</p> <p>Por consiguiente, sugerimos se reconsidere lo establecido en este numeral.</p>	<p>fabricantes ni soluciones técnicas; respecto de que ETESA o la Distribuidora no acepten los requerimientos del presente Código, los Contratos de Concesión de los mismos los obligan a cumplir con la regulación vigente aprobada por la ASEP.</p> <p>Se acepta el comentario de definir cuáles son los equipos principales adicionales que deberán contar con una certificación técnica.</p> <p>Se rechaza el comentario de definir un esquema de Calidad y una entidad que emita dicha certificación, en razón de no favorecer a ningún fabricante o a una normativa específica.</p> <p>Respuesta a enertis solar:</p> <p>Se rechaza el comentario de detallar las certificaciones bajo la normativa IEC propuesta en razón de no limitar la competencia.</p> <p>Se acepta el comentario de solicitar certificación para los Inversores y para los módulos fotovoltaicos, específicamente.</p> <p>Se rechaza el comentario de solicitar certificaciones antes y después de la</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
				fabricación de los equipos, en razón de que el propósito del requisito es conocer que se va a fabricar antes de que este hecho y poder conocer si cumple con el presente Código de Redes.
<p>Numeral B:</p> <p>B. NORMAS OPERATIVAS.</p> <p>Los requerimientos operativos requeridos para los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (en adelante Centrales) que se conecten a las redes de Alta y Media Tensión del SIN, se establecen para los tipos de conexiones siguientes:</p> <p>Conexión Tipo-1- Aplica a las Centrales que en su Punto de Conexión inyecten más de 2,500 kW.</p> <p>Conexión Tipo-2- Aplica a las Centrales que en su Punto de Conexión inyecten 2,500 kW o menos.</p> <p>Los requerimientos solicitados tienen la tarea de dar soporte a la operación, seguridad y estabilidad del SIN.</p>			<p>AVANZALIA</p> <p>B. NORMAS OPERATIVAS. Consideramos que la conexión tipo -2- podría aplicar a las Centrales que en su Punto de Conexión inyecten 5,000 kW o menos, con el fin de minimizar costos para Centrales de menor tamaño.</p>	<p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza la propuesta de aumentar la Conexión Tipo-2 de 2,500 kW a 5,000 kW, en razón de que no se ha sustentado la diferencia de costos que se indica, ni se ha sustentado la nueva capacidad propuesta.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Numeral B.1:</p> <p>B.1 TOLERANCIA A LAS DESVIACIONES DE FRECUENCIA Y VOLTAJE.</p> <p>Las Centrales deberán ser capaces de soportar desviaciones de frecuencia y voltaje en el Punto de Conexión bajo condiciones de operación normal y de disturbios descritas en este Código de Redes, reduciendo lo menos posible su potencia activa (MW).</p> <p>También deberán ser capaces de dar soporte a la frecuencia del sistema y la estabilidad del voltaje, de acuerdo con los requerimientos de este Código de Redes.</p>			<p>AVANZALIA</p> <p>Punto B.1 TOLERANCIA A LAS DESVIACIONES DE FRECUENCIA Y VOLTAJE.</p> <p>En el primer párrafo dice: <i>Las Centrales deberán ser capaces de soportar desviaciones de frecuencia y voltaje en el Punto de Conexión bajo condiciones de operación normal y de disturbios descritas en este Código de Redes, reduciendo lo menos posible su potencia activa (MW).</i></p> <p>Creemos que habría que especificar de manera más detallada ya que depende de los onduladores de corriente, STR, etc.... Establecer un procedimiento en coordinación con los principales fabricantes de onduladores.</p>	<p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario de especificar de manera más detallada el monto de la reducción de Potencia Activa (MW), en razón de que son varias las condiciones de operación, y el fabricante debe hacer un compromiso al tomar todas las condiciones en cuenta para un mismo equipamiento.</p> <p>También se rechaza la propuesta de establecer un procedimiento en coordinación con los fabricantes, en razón de que los fabricantes son los que tienen que cumplir con lo solicitado por el presente Código de Redes.</p>
<p>Numeral B.1.1.a:</p> <p>B.1.1 Condiciones Normales de Operación.</p> <p>Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.</p> <p>a) Las Centrales, deberán ser diseñados para que puedan operar</p>		<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> B.1.1.a Condiciones Normales de Operación.</p> <p><u>Comentario:</u> el rango de voltaje operativo que indica el código corresponde al de la red de Transmisión. Considerar que las</p>		<p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>Se rechaza lo solicitado, en razón de que los criterios de voltaje y reactivo aplican por igual a la Transmisión y a la Distribución; para ambos se solicita que las Centrales se mantengan en operación bajo condiciones de variación de voltaje de +10% a -10% del voltaje nominal del Punto de</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>dentro del rango de +/- 10% del voltaje nominal del Punto de Conexión.</p> <p>El rango continuo requerido de operación del voltaje es: 90% < V <110%</p>		<p>centrales podrán conectarse a redes de Distribución y en tales casos las características técnicas y las normas de calidad del punto de conexión son distintas a las de la Red de Transmisión</p> <p><u>Solicitud:</u> Incluir todos los criterios técnicos relacionados con Voltaje, Reactivos u otra variable técnica para Centrales fotovoltaicas que apliquen para las que se conecten a las redes de Distribución panameñas.</p>		<p>Conexión.</p>
<p>Numeral B.1.1.c:</p> <p>B.1.1 Condiciones Normales de Operación.</p> <p>Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.</p> <p>c) En los casos de variaciones súbitas de frecuencia en el SIN, las Centrales se deberán desconectar del SIN, si la frecuencia es mayor de 52.0 Hz por más de 4 segundos, y si la frecuencia es menor de 47.0 Hz por más de 200 ms.</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal c) parece que la referencia de la que se trata en esta sección es 50 Hz ya que el rango del que se habla es entre 47.0 Hz y 52.0 Hz, rango este que a un nivel de 60 Hz (operación normal) será imposible alcanzar.</p>	<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> B.1.1.c Condiciones Normales de Operación.</p> <p><u>Comentario:</u> se indica que las Centrales deberán desconectarse del SIN si “<i>la frecuencia es mayor de 52.0 Hz, por más de 4 segundos, y si la frecuencia es menor de 47.0 Hz por más de 200 ms</i>”</p> <p><u>Solicitud:</u> Corregir los niveles de frecuencia indicados de acuerdo con lo</p>	<p>SDR ENERGY PANAMA</p> <p>En el numeral “B.1.1 Condiciones Normales de Operación” Los umbrales de frecuencia 52-47 Hz sobre los que se establece la desconexión de las centrales no es posible para una frecuencia nominal de red de 60 Hz. Los límites deben incluir la frecuencia nominal de red de 60 Hz.</p> <p>AVANZALIA Panamá</p> <p>Punto B.1.1 Condiciones Normales de Operación.</p>	<p>Se aceptan los cuatro (4) comentarios y se modificaran los valores de las frecuencias de 52 a 62 Hz y de 47 a 57 Hz.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
		<p>establecido en la <i>Tabla B.1. Rangos de operación por Frecuencia</i>. El valor de frecuencia máximo corresponde a 61.8 Hz, y el valor de frecuencia mínimo corresponde a 57.1 Hz.</p>	<p>En el apartado c que dice: <i>c) En los casos de variaciones súbitas de frecuencia en el SIN, las Centrales se deberán desconectar del SIN, si la frecuencia es mayor de 52.0 Hz por más de 4 segundos, y si la frecuencia es menor de 47.0 Hz por más de 200 ms.</i> Entendemos que las frecuencias que deberían aparecer son 62.0 Hz y 57.0 Hz.</p>	
<p>Tabla B.1</p> <p><i>Tabla B.1 Rangos de operación por Frecuencia</i></p>		<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> Tabla B.1. Rangos de operación por Frecuencia.</p> <p><u>Comentario:</u> En los rangos de frecuencia establecidos para <i>Mayor de 61.8Hz</i>, así como <i>Menor de 57.1 Hz</i>, se indica <i>disparo instantáneo</i> como tiempo mínimo en operación. No obstante, en el párrafo posterior, se indica <i>“la frecuencia es mayor de 52.0 Hz, por más de 4 segundos, y si la frecuencia es menor de 47.0 Hz por más de 200 ms”</i>.</p> <p><u>Solicitud:</u> Aclarar si los tiempos mínimos de operación de los</p>		<p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>La Tabla B.1 corresponde a variaciones de frecuencia en operación normal del SIN, mientras que los valores estipulados en el aparte c) corresponden a valores cuando se produzcan variaciones súbitas en la frecuencia, o sea que se trata de dos condiciones operativas diferentes, por tanto se rechaza el comentario.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
		mencionados rangos de frecuencia, corresponden a lo establecido en la Tabla B.1, o lo mencionado en el párrafo previamente citado.		
<p>Numeral B.1.2.b:</p> <p>B.1.2 Condiciones de Operación con Disturbios o Fallas.</p> <p>Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.</p> <p>b) Con base en los estudios de flujo de carga y estudios de estabilidad, se ha identificado el rango de voltaje de operación requerido para operación ante disturbios o fallas y condiciones de emergencia.</p> <p>El rango continuo requerido de operación del voltaje es: 90% <v <110%</p> <p>Durante los estados post-falla del sistema, el voltaje puede permanecer dentro del rango de + / - 10% por una cantidad de tiempo considerable.</p>		<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> B.1.2.b-B.1.2.d Condiciones de Operación con Disturbios o Fallas.</p> <p><u>Comentario:</u> el rango de voltaje operativo que indica el código corresponde al de la red de Transmisión. Considerar que las centrales podrán conectarse a redes de Distribución y en tales casos las características técnicas y las normas de calidad del punto de conexión son distintas a las de la Red de Transmisión</p> <p><u>Solicitud:</u> Incluir todos los criterios técnicos relacionados con Voltaje, Reactivos u otra variable técnica para Centrales fotovoltaicas que apliquen para las que se conecten a las redes de Distribución panameñas.</p>		<p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>IDEM a la respuesta del numeral B.1.1.a</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Numeral B.1.2.c:</p> <p>B.1.2 Condiciones de Operación con Disturbios o Fallas.</p> <p>Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.</p> <p>c) Capacidad de “Fault Ride Through” (FRT).</p> <p>Para garantizar que las Centrales no se disparen o se desconecten durante e inmediatamente después de ocurrida una falla en el SIN, por altos o bajos voltajes, se deben especificar las características para el Bajo Voltaje LVRT (Low Voltaje Ride-Through) y para el Alto Voltaje HVRT (High Voltaje Ride-Through). Los límites de la característica se han derivado de diversas simulaciones de fallas asegurando que el voltaje actual del sistema permanezca dentro de los límites de LVRT (Low Voltaje Ride-Through) y HVRT (Low Voltaje Ride-Through) de acuerdo a la Figura B.1.2 para todos los tipos de fallas críticas y contingencias.</p>			<p>AVANZALIA</p> <p>Punto B.1.2 Condiciones de Operación con Disturbios o Fallas.</p> <p>Apartado c) Capacidad de “Fault Ride Through” (FRT).</p> <p>Este comentario consiste en una posible mala interpretación del código. En el penúltimo párrafo de la página 12 del código dice:</p> <p><i>Las Centrales deben ser capaces de suministrar el 100% de la Potencia Activa Disponible a la red después del despeje de una falla, con una rampa máxima de 1 segundo (de 0 a la potencia nominal).</i></p> <p>La falla a la que se refiere dicho párrafo, se entiende que es una falla menor a 150 ms. En el caso de ser así entendemos que no habría problema puesto que la Central debe estar diseñada y construida para ser capaz de suministrar el 100% de la Potencia Activa Disponible a la red después del despeje de esta falla. En el caso de no ser así y ser una falla de una duración mayor, el tiempo de rearme será diferente en función del tamaño de la Central y de los equipos utilizados, etc. Es necesario establecer tiempos de rearme en</p>	<p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que los requerimientos de capacidad “Fault Ride Through” han sido determinados por un estudio realizado por una Consultoría relativa a las Energías Intermitentes (Eólico y Fotovoltaico), y es el mismo requisito que se exige en el Código de Redes Eólico vigente aprobado por la ASEP.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Numeral B.1.2.d:</p> <p>B.1.2 Condiciones de Operación con Disturbios o Fallas.</p> <p>Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.</p> <p>d) Soporte de Corriente Reactiva durante Fallas en el SIN.</p> <p>Las Centrales deberán tener la capacidad de proporcionar una alta corriente reactiva durante fallas en el SIN de tal manera de soportar la tensión en el Punto de Conexión.</p> <p>La corriente de falla reactiva se calcula (de acuerdo con las normas europeas) en función de la desviación de tensión (Figura B.1.3, K = 2). La corriente indicada en la Figura B.1.3 representa un incremento de corriente que tiene que ser añadida a la corriente de pre-falla. Se establece el valor de $-\Delta U_{min}$ en 0.9 y la $-\Delta U_{max}$ en 1.1.</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal d) no se especifica a cuáles normas europeas se hacen referencia. Esto debe quedar claro en el Código.</p>	<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> B.1.2.b-B.1.2.d Condiciones de Operación con Disturbios o Fallas,</p> <p><u>Comentario:</u> el rango de voltaje operativo que indica el código corresponde al de la red de Transmisión. Considerar que las centrales podrán conectarse a redes de Distribución y en tales casos las características técnicas y las normas de calidad del punto de conexión son distintas a las de la Red de Transmisión</p> <p><u>Solicitud:</u> Incluir todos los criterios técnicos relacionados con Voltaje, Reactivos u otra variable técnica para Centrales fotovoltaicas que apliquen para las que se conecten a las redes de Distribución panameñas.</p>	<p>función de la configuración de la Central y su tamaño.</p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que no se está aplicando la totalidad de la norma europea, sólo el grafico de la Figura B.1.3 y el valor de K=2 y los límites de tensión de 1.1 y 0.9, lo cual es suficiente información para el requisito solicitado.</p> <p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>IDEM a la respuesta del numeral B.1.1.a</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Numeral B.2:</p> <p>B.2 RESPUESTA DE FRECUENCIA.</p> <p>Los requerimientos estipulados por esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 solamente.</p> <p>En los casos de desviaciones en la frecuencia del SIN, las Centrales, deberán ser diseñados para ser capaces de suministrar una respuesta potencia-frecuencia en orden de estabilizar la frecuencia del SIN. La precisión del medidor para la frecuencia del SIN deberá ser de por lo menos +/- 10mHz.</p> <p>Las Centrales, deberán ser diseñadas para ser capaces de suministrar una respuesta potencia-frecuencia similar a la de la Figura B.2, para 60 Hz, la cual deberá ser presentada por La Licenciataria al CND para su aprobación.</p>	<p>ETESA</p> <p>Aclarar que aplica cuando los generadores son del Tipo-2. Se interpreta que esto sólo aplica para las de tecnología Tipo-1. Se debe modificar la Figura B-2 y utilizar una para frecuencia nominal de 60 HZ, que no es la utilizada en Panama, la que aparece en el Código es para una frecuencia nominal de 50 HZ. Además, en esta figura se incluye una serie de valores de frecuencia los cuales deben ser definidos, como por ejemplo: fmín, fmáy, f1, f2, f3, f4, f5; así como valores de droop y bandas de control que deben ser definidas</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>El requisito de Respuesta de Frecuencia no aplica para los generadores de Conexión Tipo-2.</p> <p>La Figura B.2 es sólo una muestra de un caso en 50Hz, la redacción del numeral es clara e indica que se debe presentar para aprobación del CND una gráfica similar (no dice igual) para 60 Hz. El propósito de la redacción es brindar flexibilidad a la Central de presentar un grafico más acorde con las características de diseño de la misma.</p> <p>Si estudios posteriores del SIN sugieren la necesidad de establecer valores específicos, entonces se modificará el presente Código de Redes.</p>
<p>Numeral B.3.b:</p> <p>B.3 CAPACIDADES DE POTENCIA REACTIVA.</p> <p>Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión</p>	<p>ETESA</p> <p>Se le asigna la responsabilidad al CND de establecer que control de potencia reactiva utilizará la central. A juicio del CND deben ser los generadores los</p>	<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> B.3 Capacidades de Potencia Reactiva</p>	<p>AVANZALIA</p> <p>B.3 CAPACIDADES DE POTENCIA REACTIVA.</p> <p>Estimamos que en este punto debería indicarse que la capacidad</p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario, en razón de que el requisito de Capacidad de Potencia Reactiva es para dar soporte de Reactivo al SIN en operación</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Tipo-1 y para la Conexión Tipo-2.</p> <p>b) Las Centrales, para que participen en el control de voltaje, deberán ser diseñados para suministrar la Potencia Activa Disponible, con capacidad de inyección y absorción de Potencia Reactiva para Factores de Potencia dentro del rango de 0.95 adelantado a 0.95 atrasado (+/- 0.95) disponible desde el 20% de la Potencia Activa Disponible medida en el Punto de Conexión. Ver Figura B.3.1.</p>	<p>obligados a indicarlo. De esta forma recae sobre el CND la responsabilidad de solicitar potencia reactiva, ya que el cumplimiento de la consigna de operación indicada por el CND es responsabilidad del operador de la planta.</p> <p>En el numeral B.3.b se indica que la central fotovoltaica sólo se le requerirá de potencia reactiva en momentos en que haya iluminación solar (inyección de potencia activa) y no en horas nocturnas, sin embargo esto debe depender de la conexión a la red de transmisión ya que si se conectara por medio de una línea de transmisión larga la inyección de potencia reactiva podría no ser la esperada en momento de baja demanda en el SIN.</p>	<p><u>Comentario:</u> el rango de voltaje operativo que indica el código corresponde al de la red de Transmisión. Considerar que las centrales podrán conectarse a redes de Distribución y en tales casos las características técnicas y las normas de calidad del punto de conexión son distintas a las de la Red de Transmisión</p> <p><u>Solicitud:</u> Incluir todos los criterios técnicos relacionados con Voltaje, Reactivos u otra variable técnica para Centrales fotovoltaicas que apliquen para las que se conecten a las redes de Distribución panameñas.</p>	<p>de aportar potencia reactiva no se debe requerirse más que en base a la proporción de potencia activa inyectada a la red y siempre dentro de los rangos de los onduladores y sistemas de compensación comerciales.</p>	<p>normal o de disturbio, por lo cual el CND es el responsable de determinar en cuál de los 3 modos de control disponibles de la Central es el más conveniente para la seguridad y estabilidad del SIN.</p> <p>Se rechaza el comentario de que el aporte de reactivo de la Central debe depender de su tipo de conexión a la red de transmisión, en razón de que ETESA al momento de analizar la Viabilidad de conexión de la Central a su red de transmisión, puede solicitar requisitos adicionales a la Central que no son tema del presente Código de Redes.</p> <p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>IDEM a la respuesta del numeral B.1.1.a</p> <p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que los onduladores y sistemas de compensación de la Central deben ser diseñados para cumplir con los requisitos del presente Código de Redes.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Numeral B.4:</p> <p>B.4 FUNCIONES DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA.</p>	<p>ETESA</p> <p>Se le asigna la responsabilidad al CND de establecer que control de potencia reactiva utilizará la central. A juicio del CND deben ser los generadores los obligados a indicarlo. De esta forma recae sobre el CND la responsabilidad de solicitar potencia reactiva, ya que el cumplimiento de la consigna de operación indicada por el CND es responsabilidad del operador de la planta.</p> <p>En el numeral B.3.b se indica que la central fotovoltaica sólo se le requerirá de potencia reactiva en momentos en que haya iluminación solar (inyección de potencia activa) y no en horas nocturnas, sin embargo esto debe depender de la conexión a la red de transmisión ya que si se conectara por medio de una línea de transmisión larga la inyección de potencia reactiva podría no ser la esperada en momento de baja demanda en el SIN.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario, en razón de que el requisito de Capacidad de Potencia Reactiva es para dar soporte de Reactivo al SIN en operación normal o de disturbio, por lo cual el CND es el responsable de determinar en cuál de los 3 modos de control disponibles de la Central es el más conveniente para la seguridad y estabilidad del SIN.</p> <p>Se rechaza el comentario de que el aporte de reactivo de la Central debe depender de su tipo de conexión a la red de transmisión, en razón de que ETESA al momento de analizar la Viabilidad de conexión de la Central a su red de transmisión, puede solicitar requisitos adicionales a la Central que no son tema del presente Código de Redes.</p>
<p>Numeral B.4.1.b:</p> <p>B.4.1 Control de Potencia Reactiva (Q).</p> <p>b) Sí el punto de ajuste del control</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal b) debe aclararse a que se refieren con el enunciado respecto que el CND indicaría que cambien el</p>	<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> Tabla B.4.1.b Control de Potencia Reactiva (Q) y</p>	<p>AVANZALIA Panamá</p> <p>Punto B.4.1 Control de Potencia Reactiva (Q).</p> <p>En el apartado b) de estos tres</p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que el CND no puede limitarse a lo que hace típicamente con la generación</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>“Q” requiere ser modificado por el CND o la distribuidora, las Centrales deberán actualizar el valor del punto de ajuste actual por el nuevo valor en menos de 3 segundos. Las Centrales deberán responder al nuevo punto de ajuste en menos de 30 segundos después de recibida la orden de cambio del punto de ajuste.</p>	<p>control de potencia reactiva. Típicamente la gestión del CND se restringe a solicitar la producción de potencia reactiva considerando las capacidades máximas y mínimas de la central.</p>	<p>B.4.3. Control de Voltaje.</p> <p><u>Comentario:</u> Los rangos de ajuste se establecen en 30 segundos después de recibida la orden de cambio de punto de ajuste de Reactivo o de Voltaje. Sin embargo, estos tiempos parecen muy cortos teniendo en cuenta que sólo una conversación puede tardar un minuto.</p> <p><u>Solicitud:</u> Aclarar a qué tiempo se refieren los ajustes de cada apartado. Si se tratará de la implementación del ajuste deben considerarse periodos mayores. Si se tratara del ajuste mínimo de tiempo al que deben estar configurados los controles de voltaje y reactivo debe ajustarse la redacción en cada caso.</p>	<p>puntos dice prácticamente lo mismo:</p> <p><i>b) Sí el punto de ajuste del control “Q” requiere ser modificado por el CND o la distribuidora, las Centrales deberán actualizar el valor del punto de ajuste actual por el nuevo valor en menos de 3 segundos. Las Centrales deberán responder al nuevo punto de ajuste en menos de 30 segundos después de recibida la orden de cambio del punto de ajuste.</i></p> <p>Este comentario es similar al comentario 7, ya que el tiempo de respuesta de una Central de capacidad de 1 MW es diferente al tiempo de respuesta de una Central de 60 MW, por lo cual se entiende que lo normal sería estimar un tiempo de respuesta proporcional para unidades de generación de 5 MW, con el fin de dar un mayor tiempo de respuesta a Centrales de mayor capacidad.</p>	<p>convencional, la generación fotovoltaica es intermitente por lo que deben de adecuarse a esta nueva tecnología.</p> <p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>Se rechaza el comentario y solicitud en razón de que deben utilizarse funciones automáticas para cumplir con los tiempos estipulados, o sea, el operador de la Central recibe la instrucción, la implementa en su monitor de control y de allí en adelante todo debe ser automático.</p> <p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que se indica un tiempo máximo de 30 segundos y no un tiempo específico, por lo que una Central de 1 MW puede tener un tiempo de respuesta de 10 segundos y una Central de 60 MW puede tener un tiempo de respuesta de 25 segundos y ambos cumplen con el requisito.</p> <p>Los puntos b) de B.4.1, B.4.2 y B4.3 dicen lo mismo en razón de que se requieren los mismos tiempos de respuesta.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Numeral B.4.2.b:</p> <p>B.4.2 Control de Factor de Potencia.</p> <p>b) Sí el punto de ajuste del Factor de Potencia requiere ser modificado por el CND o la distribuidora, las Centrales deberán actualizar el valor del punto de ajuste actual por el nuevo valor en menos de 3 segundos. Las Centrales deberán responder al nuevo punto de ajuste en menos de 30 segundos después de recibida la orden de cambio del punto de ajuste.</p>	<p>ETESA</p> <p>Comentario similar al anterior. En el literal b) se debe aclarar a que se refiere con la asignación de la responsabilidad respecto a que el CND le indicaría que cambien el control de factor de potencia, ya que el CND se restringe a solicitar la producción de potencia reactiva considerando las capacidades máximas y mínimas de la central.</p>		<p>AVANZALIA Panamá</p> <p>Punto B.4.2 Control de Factor de Potencia.</p> <p>En el apartado b) de estos tres puntos dice prácticamente lo mismo:</p> <p><i>b) Sí el punto de ajuste del control “Q” requiere ser modificado por el CND o la distribuidora, las Centrales deberán actualizar el valor del punto de ajuste actual por el nuevo valor en menos de 3 segundos. Las Centrales deberán responder al nuevo punto de ajuste en menos de 30 segundos después de recibida la orden de cambio del punto de ajuste.</i></p> <p>Este comentario es similar al comentario 7, ya que el tiempo de respuesta de una Central de capacidad de 1 MW es diferente al tiempo de respuesta de una Central de 60 MW, por lo cual se entiende que lo normal sería estimar un tiempo de respuesta proporcional para unidades de generación de 5 MW, con el fin de dar un mayor tiempo de respuesta a Centrales de mayor capacidad.</p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que el CND no puede limitarse a lo que hace típicamente con la generación convencional, la generación fotovoltaica es intermitente por lo que deben de adecuarse a esta nueva tecnología.</p> <p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que se indica un tiempo máximo de 30 segundos y no un tiempo específico, por lo que una Central de 1 MW puede tener un tiempo de respuesta de 10 segundos y una Central de 60 MW puede tener un tiempo de respuesta de 25 segundos y ambos cumplen con el requisito.</p> <p>Los puntos b) de B.4.1, B.4.2 y B.4.3 dicen lo mismo en razón de que se requieren los mismos tiempos de respuesta.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Numeral B.4.3.b:</p> <p>B.4.3 Control de Voltaje.</p> <p>b) Si el punto de ajuste del voltaje requiere ser cambiado por el CND o la distribuidora, este cambio deberá ser iniciado dentro de los 3 segundos y completado antes de 30 segundos, después de recibida la orden de modificación del punto de ajuste.</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal b) se debe considerar que el CND no es responsable de controlar voltaje de distribución.</p>	<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> B.4.3. Control de Voltaje.</p> <p><u>Comentario:</u> Los rangos de ajuste se establecen en 30 segundos después de recibida la orden de cambio de punto de ajuste de Reactivo o de Voltaje. Sin embargo, estos tiempos parecen muy cortos teniendo en cuenta que sólo una conversación puede tardar un minuto.</p> <p><u>Solicitud:</u> Aclarar a qué tiempo se refieren los ajustes de cada apartado. Si se tratará de la implementación del ajuste deben considerarse periodos mayores. Si se tratara del ajuste mínimo de tiempo al que deben estar configurados los controles de voltaje y reactivo debe ajustarse la redacción en cada caso.</p>	<p>AVANZALIA Panamá</p> <p>Punto B.4.3 Control de Voltaje.</p> <p>En el apartado b) de estos tres puntos dice prácticamente lo mismo:</p> <p><i>b) Si el punto de ajuste del control “Q” requiere ser modificado por el CND o la distribuidora, las Centrales deberán actualizar el valor del punto de ajuste actual por el nuevo valor en menos de 3 segundos. Las Centrales deberán responder al nuevo punto de ajuste en menos de 30 segundos después de recibida la orden de cambio del punto de ajuste.</i></p> <p>Este comentario es similar al comentario 7, ya que el tiempo de respuesta de una Central de capacidad de 1 MW es diferente al tiempo de respuesta de una Central de 60 MW, por lo cual se entiende que lo normal sería estimar un tiempo de respuesta proporcional para unidades de generación de 5 MW, con el fin de dar un mayor tiempo de respuesta a Centrales de mayor capacidad.</p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que el numeral en cuestión no señala que el CND es responsable del voltaje de distribución.</p> <p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>Se rechaza el comentario y solicitud en razón de que deben utilizarse funciones automáticas para cumplir con los tiempos estipulados, o sea, el operador de la Central recibe la instrucción, la implementa en su monitor de control y de allí en adelante todo debe ser automático.</p> <p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que se indica un tiempo máximo de 30 segundos y no un tiempo específico, por lo que una Central de 1 MW puede tener un tiempo de respuesta de 10 segundos y una Central de 60 MW puede tener un tiempo de respuesta de 25 segundos y ambos cumplen con el requisito.</p> <p>Los puntos b) de B.4.1, B.4.2 y B.4.3 dicen lo mismo en razón de que se requieren los mismos tiempos de respuesta.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Numeral B.4.3.d:</p> <p>B.4.3 Control de Voltaje.</p> <p>d) Las Centrales individuales deberán ser capaces de realizar el control dentro de su rango dinámico y límite de voltaje, con el “droop” configurado como se muestra en el Figura B.4.3. En este contexto, “droop” es el cambio de voltaje (p.u.) causado por un cambio en la Potencia Reactiva (p.u.).</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal b) se debe considerar que el CND no es responsable de controlar voltaje de distribución.</p> <p>En el literal d) comentario similar al anterior.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que el numeral en cuestión no señala que el CND es responsable del voltaje de distribución.</p>
<p>Numeral B.4.3.e:</p> <p>B.4.3 Control de Voltaje.</p> <p>e) La coordinación completa de voltajes deberá ser efectuada por las Centrales con el CND o la distribuidora y aprobada por quién corresponda.</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal e) no debe quedar sin definirse la aprobación completa de la coordinación.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que lo señalado es lo que indica el numeral en cuestión.</p>
<p>Numeral B.5.b:</p> <p>B.5 NORMAS DE CALIDAD.</p> <p>b) Para los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (en adelante Centrales) se establecen los límites</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal b) se coloca la aclaración (en adelante las Centrales) esta distinción ya se hizo anteriormente en el documento por lo que no debería decirse de nuevo. Más adelante vuelve</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se acepta la recomendación de forma efectuada y se modificara el documento.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>permisibles de inyección de Armónicas y de Efecto de Parpadeo (Flicker), en el Punto de Conexión.</p>	<p>a colocarse. Se recomienda utilizarlo solo al principio del documento y de ahí en adelante utilizar el término “las Centrales”.</p>			
<p>Numeral B.5.2:</p> <p>B.5.2 Calidad de la Tensión y el Efecto de Parpadeo (Flicker).</p> <p>Las Centrales pueden afectar la calidad de tensión del SIN o la red de distribución por Efecto de Parpadeo (Flicker), por ello, las mismas deben mantenerse dentro de la normatividad de factores de severidad establecidos en el estándar IEC 61000-3-7, del cual se define que:</p>	<p>ETESA</p> <p>Debe definirse lo que representan los factores de severidad de corta y larga duración en conformidad a la norma vinculada, IEC-61000-3-7.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que las definiciones se encuentran en la norma precitada por lo que no es necesario incluirla en el Código de Redes.</p>
<p>Numeral B.6.c:</p> <p>B.6 FUNCIONES DE REDUCCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA.</p> <p>c) El CND a su criterio y por razones de seguridad del SIN, podrá y deberá limitar, temporalmente, la inyección de Potencia Activa o desconectar la totalidad de las Centrales, en los casos que se describen a continuación, pero sin limitarse a los mismo.</p>			<p>AVANZALIA</p> <p>Punto B.6 FUNCIONES DE REDUCCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA.</p> <p>En el apartado c) dice: <i>c) El CND a su criterio y por razones de seguridad del SIN, podrá y deberá limitar, temporalmente, la inyección de Potencia Activa o desconectar la totalidad de las Centrales, en los casos que se describen a continuación, pero sin limitarse a</i></p>	<p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que las congestiones no son iguales entre si y dependen de su localización, período del día, día de la semana, etc. por lo cual no se puede dar prioridad a las fotovoltaicas ni a ninguna otra, por lo cual la decisión debe efectuarla el CND en función de la seguridad y estabilidad del SIN.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
			<p><i>los mismo.</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. En caso de riesgo de una operación insegura del SIN.</i> <i>2. En caso de riesgo debido a una congestión en el SIN, teniendo prioridad de generación las centrales no gestionables como la solar fotovoltaica.</i> <i>3. En caso de riesgo debido a la formación de una Isla no solicitada por el CND,</i> <i>4. En caso de riesgo por una inestabilidad en el SIN de tipo estático o dinámico,</i> <i>5. En caso de riesgo por un SIN inestable debido a un aumento de la frecuencia.</i> <p>Entendemos que en caso de riesgo debido a una congestión en el SIN, se debería especificar que las Centrales de generación de energía no gestionables deberían tener preferencia de generación con respecto a las gestionables con el fin de maximizar los recursos.</p>	
<p>Numeral B.6.f:</p> <p>B.6 FUNCIONES DE REDUCCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA.</p> <p>f) En operación de contingencia o fallas, las Centrales deberán tener la</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal f) se hace referencia a la capacidad de reducción de potencia activa, sin embargo pudiese ser importante considerar la capacidad/rapidez para la toma de</p>	<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> B.6.f. Funciones de Reducción de la Potencia Activa.</p>		<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que las Centrales Fotovoltáicas no tienen capacidad de toma de carga, a menos que el sol se intensifique en ese instante, lo cual no es probable.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>capacidad de ajustarse a cualquier nivel de reducción de Potencia Activa que le indique el CND, independientemente del punto o modo de operación de las Centrales. El CND no intervendrá en el control de las Centrales individuales, sólo le indicará al operador de las Centrales, por medio de una señal enviada por telemetría, el punto de reducción al cual deberá ajustarse.</p>	<p>carga (potencia). En el último punto restringen la solicitud de ajuste de potencia activa a que sea sólo por señal: "...sólo le indicará al operador de por medio de una señal enviada por telemetría, el punto de reducción al cual deberá ajustarse.". Esto debe quedar abierto, y no restringido.</p>	<p><u>Comentario:</u> Se indica que las Centrales deben tener la capacidad de ajustarse a cualquier nivel de reducción de Potencia Activa indicada por el CND. Considerar que esto sólo puede hacerse dentro de la curva de operación de la Central</p> <p><u>Solicitud:</u> Modificar el Código para que especifique que el ajuste se haga dentro de la curva de operación de la Central.</p>		<p>Se rechaza la sugerencia de que se avise al operador por otros medios que la telemetría, es razón de que esta instrucción debe ser rápida y automática sin la intervención humana, y esto se logra sólo por la telemetría.</p> <p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>Se rechaza la solicitud en razón de que cuando el CND toma la decisión de Reducción de Potencia Activa, es para mantener la seguridad e integridad del SIN, por lo cual esta decisión no puede estar supeditada a la curva de operación de la Central.</p>
<p>Numeral B.6.g:</p> <p>B.6 FUNCIONES DE REDUCCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA.</p> <p>g) Las Centrales deberán estar equipadas con funciones de reducción de la Potencia Activa, por ejemplo, funciones de control suplementarias. Estas funciones de reducción serán usadas para impedir desbalances en el SIN o la sobrecarga de los sistemas de Transmisión y Distribución en relación a la reconfiguración de los sistemas de Transmisión y</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal g) se incluye aquella generación fotovoltaica conectada a la red de distribución, para lo cual el CND deberá contar en su SCADA con la información requerida para la supervisión en tiempo real, de esta parte de la red.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Este tema está incluido en el numeral B.9, pero no estamos seguros que tenga que estar en el SCADA del CND, pidiera tratarse como un esquema de desligue de carga por Baja Frecuencia.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
Distribución en situaciones críticas o inestables o similares.				
<p>Numeral B.7.c:</p> <p>B.7 PROTECCIONES Y NIVELES DE FALLAS.</p> <p>c) Las Centrales deberán estar dimensionadas y equipadas con las funciones de protección necesarias, de tal forma que las Centrales estén protegidas contra daños debidos a fallas e incidencias que ocurran en los sistemas de Transmisión y Distribución eléctrica a los que se conecten.</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal c) modificar para que se refiera al SIN, no en "...los sistemas de Transmisión y distribución eléctrica".</p>		<p>AVANZALIA</p> <p>Punto B.7 PROTECCIONES Y NIVELES DE FALLAS.</p> <p>Creemos conveniente completar el apartado c de tal forma que quedara de la siguiente manera:</p> <p><i>c) Las Centrales deberán estar dimensionadas y equipadas con las funciones de protección necesarias, de tal forma que las Centrales estén protegidas contra daños debidos a fallas e incidencias que ocurran en los sistemas de Transmisión y Distribución eléctrica a los que se conecten, salvo a fallas producidas por sobretensiones superiores a las definidas por las protecciones en condiciones normales.</i></p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se acepta el comentario y se reemplazará "los sistemas de transmisión y distribución" por el SIN.</p> <p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que las Centrales deben contar con las funciones de protección necesarias sin excepción, y la sugerencia implica hacer una excepción.</p>
<p>Numeral B.7.e:</p> <p>B.7 PROTECCIONES Y NIVELES DE FALLAS.</p> <p>e) El CND o la distribuidora podrán solicitar el cambio de valores o ajustes en los sistemas de protección de las Centrales, antes y después de su inicio</p>			<p>AVANZALIA</p> <p>Punto B.7 PROTECCIONES Y NIVELES DE FALLAS.</p> <p>Al igual que en el comentario anterior, consideramos que en el apartado e, se debería incluir que</p>	<p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que las Centrales deben contar con las funciones de protección necesarias sin excepción, y si existen nuevas condiciones en el SIN que requieran</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>de operaciones, en razón de que los mismos sean de importancia para la operación de los sistemas de Transmisión y Distribución eléctrica. Más sin embargo, estos cambios no deben exponer a las Centrales a impactos negativos desde los sistemas de Transmisión y Distribución eléctrica, que las aparte de los requisitos de diseño.</p>			<p>los cambios no deberían significar nuevas inversiones económicas en nuevos sistemas de protección. De esta forma el apartado e, podría quedar:</p> <p><i>e) El CND o la distribuidora podrán solicitar el cambio de valores o ajustes en los sistemas de protección de las Centrales, antes y después de su inicio de operaciones, en razón de que los mismos sean de importancia para la operación de los sistemas de Transmisión y Distribución eléctrica. Más sin embargo, estos cambios no deben exponer a las Centrales a impactos negativos desde los sistemas de Transmisión y Distribución eléctrica, que las aparte de los requisitos de diseño, ni deben ser ajustes que impliquen una inversión económica en nuevos sistemas de protección o modificaciones significativas a las aprobadas a la obtención de la licencia definitiva.</i></p>	<p>cambió de protecciones existentes para mantener la seguridad e integridad del SIN, la Central deberá efectuarlos a su costo.</p>
<p>Numeral B.7.g:</p> <p>B.7 PROTECCIONES Y NIVELES DE FALLAS.</p> <p>g) La coordinación de los esquemas de protección debe incluir la no competencia con los esquemas del</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal g) debe referirse a esquemas de protección sistémica, esquemas de control suplementarios, no asociados a líneas de transmisión,</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que su redacción no se corresponde con el tema de este literal g).</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Sistema Interconectado Nacional (SIN), tales como lo son la desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje. También debe considerarse en los tiempos establecidos en la Tabla B.1, los tiempos asociados a los tiempos de los esquemas de recierre con que cuentan las líneas de transmisión a nivel de 230 kV.</p>	<p>transformadores de potencia de áreas adyacentes a las instalaciones de las centrales solares fotovoltaicas.</p> <p>Se deben incluir entre los equipos a instalar, registradores de disturbios.</p>			
<p>Numeral B.7.h:</p> <p>B.7 PROTECCIONES Y NIVELES DE FALLAS.</p> <p>h) El equipo requerido de protecciones para la Subestación de las Centrales y el tramo de línea con la que se interconectan al SIN, deberá cumplir con lo especificado para el proyecto y aprobado por ETESA, y la distribuidora en caso que se conecte a ésta.</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal h) debe indicarse que esa aprobación la reciba también CND.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se acepta la recomendación y se añadirá al CND al literal h).</p>
<p>Numeral B.7.i:</p> <p>B.7 PROTECCIONES Y NIVELES DE FALLAS.</p> <p>i) Sus ajustes serán verificados mediante pruebas en sitio por ETESA o la distribuidora. Los valores de ajuste y el reporte de pruebas deberán ser entregados a ETESA o la</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal i) debe indicarse que esa aprobación la reciba también CND.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se acepta la recomendación y se añadirá al CND a los requisitos del literal i).</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
distribuidora al término de las mismas, así como los diagramas unifilares de protección, las memorias de los cálculos de ajuste y el diagrama unifilar de la subestación principal y de las Centrales.				
<p>Numeral B.7.j:</p> <p>B.7 PROTECCIONES Y NIVELES DE FALLAS.</p> <p>j) Las Centrales deberán proteger sus instalaciones y equipos ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y a los Agentes del Mercado ubicados después del Punto de Conexión, para lo cual deberán coordinarse con los especialistas de protecciones de ETESA o la distribuidora.</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal j) y k) se indica que los ajustes de protección deben ser coordinados y supervisados por ETESA o la distribuidora, es importante agregar y considerar que el Reglamento de Operación establece que si bien esto se coordina con esos agentes, debe tener la aprobación del CND. Podría confundir lo planteado.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se acepta la recomendación y se añadirá que también deberá contar con la aprobación del CND a los requisitos del literal j).</p>
<p>Numeral B.7.k:</p> <p>B.7 PROTECCIONES Y NIVELES DE FALLAS.</p> <p>k) Los ajustes de los sistemas de protección de las Líneas de Conexión, deben ser coordinados y supervisados por ETESA o la distribuidora.</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal j) y k) se indica que los ajustes de protección deben ser coordinados y supervisados por ETESA o la distribuidora, es importante agregar y considerar que el Reglamento de Operación establece que si bien esto se coordina con esos agentes, debe tener la aprobación del CND. Podría confundir lo planteado.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se acepta la recomendación y se añadirá que también deberá contar con la aprobación del CND a los requisitos del literal k).</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>Numeral B.8.c:</p> <p>B.8 REQUISITOS DE FUNCIONES DE CONTROL.</p> <p>c) Los sistemas de control de las Centrales, deberán ser capaces de controlar la velocidad de rampa (ramp rate) de su salida de Potencia Activa con una velocidad máxima de rampa que le será establecida por el CND.</p>	<p>ETESA</p> <p>En el literal c) definir claramente el tema de la rampa adecuada, ya que el CND considera esta información de acuerdo a los datos que facilita el fabricante.</p>		<p>AVANZALIA</p> <p>Punto B.8 REQUISITOS DE FUNCIONES DE CONTROL. Entendemos que en este punto debería constar que los requisitos deben pedirse con anterioridad a la obtención de la licencia definitiva, y que dichos requisitos no podrían ser modificados una vez obtenida la misma.</p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que en el futuro será necesario que el CND establezca la velocidad máxima de rampa, de acuerdo con los futuros estudios del SIN.</p> <p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que el promotor de la Central puede pedir esta información al CND cuando lo considere oportuno de acuerdo con el programa del proyecto de la Central.</p>
<p>Numeral B.9.1:</p> <p>B.9.1 Señales.</p> <p>Todas las señales de las Centrales, deberán estar disponibles en el Punto de Conexión.</p> <p>Los requisitos para el intercambio de señales entre las Centrales y el CND y/o la distribuidora, se describen a continuación:</p>	<p>ETESA</p> <p>En toda la redacción de este numeral indican que las centrales de generación deberán proporcionar información operativa en puntos designados por el CND y la Distribuidora. El procedimiento de envío de información operativa en tiempo y forma debería ser solo con el CND quién es el Operador del Sistema. Incluso, por ejemplo, en los numeral 1 y 2 del literal b) indica que se envíe a la</p>	<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> B.9 Señales, Comunicaciones, Control y Medición.</p> <p><u>Comentario:</u> No se especifican los requerimientos técnicos del protocolo de comunicación empleado por el sistema Maestro SCADA del Centro Nacional de Despacho (CND).</p> <p><u>Solicitud:</u> Definir e incluir como parte del Código, los requerimientos</p>		<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza la solicitud de que sólo se envíe información al CND que es el operador del sistema y no a la distribuidora, en razón de que la intermitencia de la generación fotovoltaica afecta los perfiles de voltaje de la red de distribución a la cual estén conectados, por tanto si la distribuidora estima que necesita estas señales la Central deberá proporcionárselas.</p> <p>Respuesta a Enel Green Power:</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
	Distribuidora información correspondiente a despacho de generación. Todo intercambio de información operativo debería ser solo con el CND.	técnicos del protocolo de comunicación, así como los parámetros de comunicación que deberán ser incorporados en el diseño e implementación de la Central, a fin de estar alineados con los requerimientos técnicos del CND.		Se rechaza la solicitud de incluir los requerimientos técnicos del protocolo de comunicaciones del SCADA del CND, en razón de que el CND debe proporcionar esta información a los futuros agentes productores que se conectarán al SIN y no es tema de un Código de Redes estándar.
<p>Numeral B.9.1.1.b:</p> <p>B.9.1.1 Señales desde las Centrales disponibles en el Punto de Conexión.</p> <p>b) Señales de Estimados de Disponibilidad de las Centrales.</p> <p>Las Centrales deberán llevar al punto designado por el CND y/o la distribuidora, las señales siguientes:</p> <p>1. MW disponibles y pronóstico de MW para las próximas 6 horas, actualizados cada hora en la hora.</p> <p>2. MVAR disponibles y pronóstico de MVAR para las próximas 6 horas, actualizados cada hora en la hora.</p>	<p>ETESA</p> <p>Se entiende que estos pronósticos deben corresponder a una actualización de la producción de estas Centrales para cada día en el período de presencia de la intensidad solar de los pronósticos indicados en la sección B.9.1.4, lo cual sería utilizado para el seguimiento en la operación de tiempo real, por lo que será de utilidad que la periodicidad del pronóstico sea cada 15 minutos.</p> <p>En el literal b) los numerales 1 y 2 debe decir “pronóstico”</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza la recomendación de que la periodicidad del pronóstico sea de 15 minutos en lugar de 1 hora, en razón de que en la actualidad la penetración en el SIN de las Energías Intermitentes (Eólica y Fotovoltaica) es muy baja por lo que no se amerita esta periodicidad tan corta, en el futuro si los estudios así lo determinan, se podrá modificar esta periodicidad.</p> <p>Se acepta el comentario que le falta la tilde a “pronóstico”.</p>
<p>Numeral B.9.1.1.e:</p> <p>B.9.1.1 Señales desde las Centrales disponibles en el Punto de Conexión.</p>	<p>ETESA</p> <p>Literal e) indica que la señal data</p>		<p>AVANZALIA</p> <p>Punto B.9.1.1 Señales desde las Centrales disponibles en el Punto</p>	<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se rechaza el comentario de definir la precisión de la data meteorológica, en</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>e) Señales de la Data Meteorológica de la Central.</p> <p>Las Centrales deberán llevar al punto designado por el CND y/o la distribuidora, las señales siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Temperatura del aire. 2. Presión del aire. 3. Radiación solar. <p>Las señales de la data meteorológica deberán provenir de un mástil meteorológico dedicado instalado dentro del sitio de ubicación de la Central, o deberán provenir de una fuente con igual o mejor precisión que lo anterior.</p>	<p>meteorológica deberán provenir de una fuente con igual o mejor precisión que lo anterior. No se define cuál es esa precisión.</p>		<p>de Conexión. En el apartado e) Señales de los Datos Meteorológicos de las Centrales, se solicita la presión del aire y para proyectos de Centrales Solares, la presión del aire no influyen en ningún aspecto.</p>	<p>razón de que aún no se hecho ningún estudio o análisis el cual determine cuál debe ser la misma.</p> <p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza la sugerencia en razón de que algunos Códigos de Redes Internacionales estiman que sí debe proporcionarse data de la presión del aire.</p>
<p>Numeral B.9.1.3.a:</p> <p>B.9.1.3 Señales de Control enviadas por el CND a las Centrales.</p> <p>Las señales de control abajo descritas, deberán ser enviadas desde el CND y/o la distribuidora a las Centrales. Las centrales deberán ser capaces de recibir estas señales y de actuar de acuerdo a estas.</p>	<p>ETESA</p> <p>El literal a) supone la participación de estas Centrales en la regulación secundaria llevada por el sistema SCADA del CND,</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Aclaremos que la función de Control de Potencia Activa no está relacionada con la regulación secundaria llevada por el sistema SCADA del CND, en razón de que la generación fotovoltaica no puede subir carga pero si puede bajarla, y es en este sentido que el numeral en cuestión debe verse desde la perspectiva del numeral B.6</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>a) Control de Potencia Activa.</p> <p>1. Una señal de punto de ajuste de control de Potencia Activa, deberá ser enviada por el CND al sistema de control de las Centrales. Este punto de ajuste deberá definir la salida máxima permitida de la Potencia Activa desde las Centrales. El sistema de control de las Centrales deberá ser capaz de recibir esta señal y actuar de acuerdo a la misma para lograr el cambio deseado en la salida de la Potencia Activa.</p> <p>2. Este valor será controlado por pulsos de subida o bajada.</p> <p>3. Las Centrales deberán hacer posible para el CND que remotamente active/desactive la función de control de Potencia Activa en el sistema de control de las Centrales.</p>				<p>Funciones de Reducción de la Potencia Activa.</p>
<p>Numeral B.9.1.3.b:</p> <p>B.9.1.3 Señales de Control enviadas por el CND a las Centrales.</p> <p>Las señales de control abajo descritas, deberán ser enviadas desde el CND y/o la distribuidora a las Centrales. Las centrales deberán ser capaces de</p>	<p>ETESA</p> <p>El literal b) asigna la posibilidad de operación remota del CND sobre una instalación que le pertenece a un tercero, la cual podría encontrarse dentro de la red de distribución de la cual el CND no tiene supervisión.</p>			<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>Se acepta el comentario y se añadirá que el CND podrá solicitar a la Distribuidora la apertura del Breaker cuando la central este conectada en las redes de distribución.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>recibir estas señales y de actuar de acuerdo a estas.</p> <p>b) Facilidad de apertura del Interruptor de Circuito (Circuit Breaker) en el Punto de Conexión.</p> <p>Las Centrales deberán instalar en el Punto de Conexión, un Interruptor de Circuito (Circuit Breaker) que facilite la desconexión remota de las Centrales. Deberá ser posible que el CND envíe una señal de apertura al Interruptor de Circuito del Punto de Conexión.</p>				
<p>Numeral B.9.1.4:</p> <p>B.9.1.4 Pronóstico de los MW de las Centrales.</p> <p>Los requerimientos estipulados en esta sección aplican para la Conexión Tipo-1 y la Conexión Tipo-2.</p> <p>Las centrales deberán calcular y enviar al CND pronósticos de la producción de MW horarios, para el día siguiente y para la semana siguiente.</p> <p>Los pronósticos deberán ser enviados</p>			<p>enertis solar</p> <p>se establece la existencia de una “<i>interfase electrónica de acuerdo con los requisitos del sistema de datos del CND</i>” la cual no ha sido definida previamente. Por lo tanto, consideramos conveniente añadir si dicha interfaz y sus requisitos son elementos que existen o deberán ser definidos a futuro para fotovoltaica por parte del Centro Nacional de Despacho.</p>	<p>Respuesta a enertis solar:</p> <p>Se acepta el comentario y se añadirá que “cuyos requisitos serán definidos por parte del CND”.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>por las Centrales. Estos pronósticos deberán ser enviados a las 10:00 a.m. diariamente, para las próximas 24 horas y 7 días para cada periodo de tiempo de 1 hora, por medio de una interfase electrónica de acuerdo con los requisitos del sistema de datos del CND.</p>				
<p>Numeral B.9.1.5:</p> <p>B.9.1.5 Declaración de Disponibilidad de los MW de las Centrales.</p> <p>Las Centrales deberán suministrar al CND declaraciones de disponibilidad de los MW de las Centrales, cada vez que ocurran cambios en la Disponibilidad de MW o se anticipen van a ocurrir. Estas declaraciones deberán ser enviadas por medio de una interfase electrónica de acuerdo con los requisitos del sistema de datos del CND.</p>			<p>enertis solar</p> <p>se establece la existencia de una “<i>interfase electrónica de acuerdo con los requisitos del sistema de datos del CND</i>” la cual no ha sido definida previamente. Por lo tanto, consideramos conveniente añadir si dicha interfaz y sus requisitos son elementos que existen o deberán ser definidos a futuro para fotovoltaica por parte del Centro Nacional de Despacho.</p>	<p>Respuesta a enertis solar:</p> <p>Se acepta el comentario y se añadirá que “cuyos requisitos serán definidos por parte del CND”.</p>
<p>Numeral B.9.2:</p> <p>B.9.2 Comunicaciones.</p> <p>a) Las Centrales deberán contar con sistemas de comunicaciones adecuados para transmitir la</p>			<p>AVANZALIA</p> <p>Punto B.9.2 Comunicaciones.</p> <p>Al igual que en comentarios anteriores entendemos que las variables que el CND vaya a</p>	<p>Respuesta a AVANZALIA:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que a la fecha no existe ninguna Central de generación fotovoltaica instalada en Panamá, en su momento el</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>información requerida por el CND y/o la distribuidora de acuerdo a sus especificaciones y protocolos para monitoreo, medición y control en caso de emergencia. Los equipos de medición deben registrar y transmitir al SCADA en tiempo real y/o servidor de datos del CND las variables que el CND les requiera.</p> <p>b) Las facilidades en las Centrales para la Reducción de Potencia Activa y Regulación de Voltaje, deberán ser probadas una vez al mes. Estas pruebas deben ser funcionales y no deberán interrumpir el funcionamiento normal de las Centrales.</p>			<p>requerir deberían definirse con anterioridad a la obtención de la licencia definitiva.</p> <p>También sería bueno definir el procedimiento de las pruebas que se realizarán una vez al mes para ver las facilidades de las Centrales para la reducción de Potencia Activa y la regulación de voltaje.</p>	<p>CND tendrá que definir cuáles son las variables necesarias y el procedimiento para las pruebas mensuales indicadas.</p>
<p>Numeral B.9.3:</p> <p>B.9.3 Medición SMEC.</p> <p>Los medidores para el Sistema de Medición Comercial (SMEC), deberán cumplir con lo indicado en el Reglamento de Operación y las Reglas Comerciales vigentes.</p>		<p>Enel Green Power</p> <p><u>Disposición relacionada:</u> B.9.3 Medición SMEC</p> <p><u>Comentario:</u> De acuerdo con el Reglamento de Operación, expedido por ETESA, en los SMEC los medidores deben ser bidireccionales.</p> <p><u>Solicitud:</u> Aclarar que el medidor bidireccional también podrá ser</p>		<p>Respuesta a Enel Green Power:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que los requisitos para la medición SMEC ya están estipulados por la normativa vigente descrita, por tanto no es necesario repetir ninguna de estas en el presente Código de Redes.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
		utilizado para la medición del consumo para servicios propios (internos) de la Central.		
<p>Numeral B.10:</p> <p>B.10 PRUEBAS.</p> <p>Las pruebas de los equipos que componen la subestación y línea de conexión, y de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (Centrales), deberán de documentarse.</p>			<p>enertis solar</p> <p>Se establece la realización de una serie de pruebas a los equipos que componen la Central Solar de acuerdo los procedimientos que sean propuestos por ETESA o la distribuidora. Asimismo, se establece que <i>“La Licenciataria de las Centrales deberá presentar a ETESA y al CND, o a la distribuidora los resultados de las pruebas que demuestren el cumplimiento de lo especificado en el Código de Redes Fotovoltaico”</i>. En este punto entendemos que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Debería definirse si estas pruebas son un hito previo al inicio de la comercialización de energía de la Central. 2. Debería definirse si se crearán unos procedimientos de pruebas, por parte de ETESA o la distribuidora, específicos para la conexión a red de Centrales Solares Fotovoltaicas, 	<p>Respuesta a enertis solar:</p> <p>Se rechaza el comentario en razón de que a la fecha no existe ninguna Central de generación fotovoltaica instalada en Panamá, en su momento ETESA y la Distribuidora tendrán que definir cuáles son las pruebas necesarias y los procedimientos respectivos antes del inicio de operación comercial de la Central.</p> <p>Se añadirá que las pruebas son un hito previo al inicio de la operación comercial de la Central.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
			cuyo alcance esté enmarcado dentro del Código de Redes Fotovoltaico.	
COMENTARIOS GENERALES	<p>ETESA</p> <p>El CND considera que se requiere ahondar en algunos aspectos de Operación, Control y Estabilidad relacionados para la integración de recursos de generación renovable en los Sistemas Eléctricos de Potencia. En la bibliografía¹ revisada por el CND se entiende que típicamente los estudios llevados a cabo para analizar el efecto de tecnologías como la solar, realizan estudios basados en análisis simulativos aplicando técnicas de Monte Carlo. Lo anterior para considerar adecuadamente todas las fuentes de incertidumbre asociadas a la operación como las i) cargas, ii) generación producto de generación no despachable producto de la penetración eólica y solar, y iii) sistema de transmisión para advertir variaciones en el sistema asociadas topología y parámetros.</p> <p>La motivación de esta complejidad es debida básicamente a los incrementos que se dan en cuanto a penetración de</p>	<p>ETESA (Continuación)</p> <p>En síntesis:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Hay que profundizar en los aspectos de mitigación de riesgos operativos y análisis simulativos que son necesarios considerando la alta variabilidad de la generación proveniente de esta tecnología y que afectarán económicamente la operación o limitarán la participación de la misma en el despacho. Esto puede ser mejorado si se considera el tema de la responsabilidad del agente para atender/gestionar la incertidumbre asociada a la generación entregada por la central en un determinado plazo (semanal, diario, etc.) para que esta no afecte la operación y por ende los costos finales a los usuarios. - Se solicita en el código propuesto que las unidades tengan la capacidad de reducir generación dada una solicitud del operador, pero no se verifican aspectos respecto de la entrega de potencia en forma sostenida o que las 		<p>Respuesta a ETESA:</p> <p>La Ley 37 de 10 de junio de 2013, Que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares, señala en su Artículo 12 que: <i>“Corresponderá a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparar anualmente un informe que establezca la capacidad máxima de generación, por tecnología, que pueda conectarse al Sistema Interconectado Nacional a corto, mediano y largo plazo sin que afecte la confiabilidad y seguridad del Sistema de acuerdo con las directrices de la Secretaría Nacional de Energía. Este informe deberá ser incluido como un capítulo del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.”</i></p> <p>La Ley 44 de 5 de abril de 2011, Que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad señala en su</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
	<p>recursos renovables como la solar, sobre este aspecto se debe considerar que Panamá está integrado con Centro América y que se conocen por ejemplo proyectos eólicos importantes ya operativos en Honduras, Nicaragua y Costa Rica. Es de esperar luego que exista un impacto en la operación, control y estabilidad de la red, asociado con el tamaño de los proyectos con generación variable, localización, los controles de los generadores renovables y su variabilidad de inyección de energía eléctrica.</p> <p>Se sugiere se considere ampliar el alcance de los estudios, para lo cual se sugiere incluir el efecto de múltiples variaciones en entradas (escenarios) de un sistema eléctrico de potencia. Para lo cual se muestra el siguiente gráfico.</p> <p>Como se puede observar del gráfico, se han establecido las entradas que incorporan el comportamiento estadístico de las mismas (uso de las funciones de distribución de probabilidad), y que al ser simuladas en el modelo del sistema de forma determinística, generan salidas que luego se pueden analizar para determinar la valores esperados acumulados de las distintas salidas</p>	<p>rampas sean adecuadas con la respuesta del sistema (de ser factible). Por ejemplo, cuando por causas externas (pasa una nube) se pierde el recurso primario instantáneamente por ende una parte importante de la potencia que se inyecta a la red (o toda la potencia), de igual forma al recuperar el recurso primario (la nube se retira) esta potencia recobra y se inyecta nuevamente. Eso implica perturbaciones considerables en el sistema, que deben ser analizadas por el inversionista (huecos de carga).</p> <p>- Se debe definir si los generadores/proyectos con Energías Renovables no Controlables tienen la responsabilidad de mantener reserva para minimizar los efectos negativos a la red. Entendemos que por diseño esta tecnología no puede ofrecer servicios de reserva, pero podrían hacerlo por medio de dispositivo de almacenamiento de energía, por medio de terceros (generación hidroeléctrica). Se recomienda que se establezca la obligatoriedad para el cumplimiento de suministrar reservas, al igual que se hizo obligatorio en el tema de la calidad.</p>		<p>Artículo 13 que: <i>“Corresponderá a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparar anualmente un informe que establezca la capacidad máxima de generación eólica que pueda conectarse al Sistema Interconectado Nacional a corto, mediano y largo plazo sin que afecte la confiabilidad y seguridad del Sistema. Este informe deberá ser incluido como un capítulo del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.”</i></p> <p>Las recomendaciones de ETESA de incluir en el Código de Redes Fotovoltaico; que hay que profundizar en los aspectos de mitigación de riesgos operativos y análisis simulativos que son necesarios considerando la alta variabilidad de la generación proveniente de las tecnologías intermitentes; de verificar aspectos respecto de la entrega de potencia en forma sostenida o que las rampas sean adecuadas con la respuesta del sistema; que se debe definir si los generadores con energías renovables no controlables (intermitentes) tienen responsabilidad de mantener reserva para minimizar los efectos negativos a la red y recomiendan que se establezca la obligatoriedad para el cumplimiento de suministrar reservas; no pueden ser</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
	<p>hasta el cumplimiento de un determinado criterio de convergencia. Considerar que se puede determinar las funciones de distribución de probabilidad de las salidas como se muestra en el gráfico y prever el impacto en el sistema eléctrico de potencia.</p> <p>Las ventajas que se obtienen de este tipo de análisis es que los resultados son más acertados ya que no se hacen aproximaciones asumiendo soluciones únicas. La desventaja será que el costo computacional producto de la cantidad de simulaciones requeridas, y la necesidad de asumir para las entradas (producción y consumo de energía eléctrica) una determinada función de distribución de probabilidad.</p> <p>Se debe señalar que la capacidad de control de voltaje de estas tecnologías se ha convertido un requisito, como se pude verificar en la propuesta, no obstante si se analiza el control de frecuencia se entiende que la variabilidad del recurso primario limita sus capacidades de proveer dicho control. El tema de la reserva se vuelve de mayor relevancia en proporción al nivel de inserción, y que las tecnologías renovables como la solar requieren una importante cantidad de</p>			<p>incluidas en el presente Código, en razón de que aún no se han hecho los estudios y análisis que justifiquen los mismos, además de que la penetración de las energías intermitentes (eólica y fotovoltaica) en Panamá aún no es considerable, por tanto hay que esperar que ETESA realice los informes de corto, mediano y largo plazo (exigidos por las leyes 37 y 44 antes mencionadas) que determinen si existirá afectación a la confiabilidad y seguridad del Sistema de Transmisión.</p>

PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES	COMENTARIOS	COMENTARIOS	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
	reserva y/o la implementación de sistemas de almacenamiento de energía.			
				6 ENERO 2014