

ALCANCE DIGITAL N° 12

LA GACETA

Diario Oficial

Año CXXXVI

San José, Costa Rica, martes 8 de abril del 2014

N° 69

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

ACUERDO 01-19-2014

APROBACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DENOMINADA PLANEACIÓN, OPERACIÓN Y ACCESO, AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AR-NT-POASEN, CON FUNDAMENTO EN LO SEÑALADO EN EL CRITERIO 193-DGAJR-2014 Y LA PROPUESTA REMITIDA MEDIANTE EL OFICIO 0021-CAHMNE-2014, TAL Y COMO SE DETALLA A CONTINUACIÓN:

**“PLANEACIÓN, OPERACIÓN Y ACCESO,
AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”
(AR-NT-POASEN-2014)**

2014
Imprenta Nacional
La Uruca, San José, C. R.

CONSTRUIMOS UN PAÍS SEGURO



Gobierno de Costa Rica



INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre las posiciones presentadas a la propuesta de norma técnica de Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), remitida por la Comisión Ad Hoc mediante el oficio 0021-CAHMNE-2014 del 3 de marzo de 2014. Por artículo 3, acuerdo 01-19-2014, de la sesión extraordinaria 19-2014, celebrada el 31 de marzo de 2014, con carácter de firme, la Junta Directiva por unanimidad, dispone:

RESULTANDO:

1. Que el 21 de diciembre de 2001, el Regulador General, mediante la resolución RRG-2439-2001, dictó la norma técnica denominada “Calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica AR-NTGT” publicada en La Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002 (OT-024-2000).
2. Que el 11 de junio de 2012, la Contraloría General de la República (CGR), mediante el informe DFOE-AE-IF-03-2012, apartado 4.2 de disposiciones (folio 62), dispuso entre otras cosas que el Regulador General debe: ajustar la normativa sobre la calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica, dichos ajustes deberán considerar: [...] i. Que las normas relativas a la seguridad operativa sean consecuentes con los requerimientos operativos del Sistema Eléctrico Nacional, tanto en el ámbito nacional como regional, ii. Que las normas incluyan lo relativo a las reservas de regulación como elemento para mantener el balance entre la generación y la carga en el Sistema Eléctrico Nacional. Remitir a esta Contraloría General el número y fecha de la resolución respectiva y el del Diario Oficial La Gaceta, mediante el cual se publiquen las normas, a más tardar el 28 de junio de 2013 [...]. (Folios del 62 al 99 del OT-123-2013).
3. Que el 15 de julio de 2013, el Regulador General, mediante el oficio 529-RG-2013, solicitó a la CGR una prórroga hasta el 13 de diciembre de 2013, para el cumplimiento de acciones respecto a las disposiciones del apartado 4.2 del informe DFOE-AE-IF-03-2012. (Folios del 100 al 102 del OT-123-2013).
4. Que el 26 de julio de 2013, la División de Fiscalización Operativa y Evaluativa de la CGR, mediante el oficio DFOE-SD-1221, le concedió al Regulador General la ampliación del plazo solicitada, de manera que la fecha de vencimiento para dicha disposición sería el 13 de diciembre de 2013. (Folio del 103 al 106 del OT-123-2013).
5. Que el 18 de setiembre de 2013, el Regulador General, mediante el memorando 721-RG-2013, designó a “los miembros integrantes de la Comisión Ad Hoc que tendrá a su cargo la revisión, actualización, replanteamiento y/o modificación de la “Norma de Calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica” (Norma AR-NT-GT). Lo anterior para dar cumplimiento a lo requerido por la CGR en el oficio DFOE-AE-IE-03-2012”. Dicho oficio fue modificado por el oficio 735-RG-2013 del 20 de setiembre de 2013. (No constan en autos a la fecha de este dictamen).
6. Que el 3 de octubre de 2013, la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 1882-IE-2013, remitió a la Secretaría de Junta Directiva la propuesta de norma técnica “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional”. (Folio del 208 al 283 del OT-123-2013).
7. Que el 3 de octubre de 2013, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el memorando 681-SJD-2013, remitió para el análisis a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), la norma técnica “Planeamiento, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico AR-NT-POASEN-2013”, contenida en el oficio 1882-IE-2013. (Folios del 586 al 661 del OT-123-2013).
8. Que el 14 de octubre de 2013, la DGAJR, mediante el oficio 815-DGAJR-2013, rindió criterio sobre la propuesta de la norma técnica denominada “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema

Eléctrico Nacional” AR-NT-POASEN-2013, contenida en el oficio 1882-IE-2013. (Folios del 304 al 315 del OT-123-2013).

9. Que el 24 de octubre de 2013, la Junta Directiva mediante el acuerdo 09-75-2013 de la sesión ordinaria 75-2013, ordenó “Someter al trámite de audiencia pública el proyecto de norma técnica denominada “Planeación, Operación y Acceso al sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)”, contenida en el oficio 1882-IE-2013 . (Folios del 1 al 68 del OT-342-2013).

10. Que el 30 de octubre de 2013, la Comisión Ad Hoc, mediante el criterio 2012-IE-2013 remitió a la Junta Directiva, “la versión corregida de la norma indicada en el epígrafe, ya que por error involuntario, se omitió agregar el artículo 182...” (Folios 70 y 71 del OT-342-2013).

11. Que el 1 de noviembre de 2013, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta N° 211 y el 7 de noviembre de 2013 fue publicada en los diarios La Nación y La Prensa Libre. (Folios 76 y 81 del OT-342-2013).

12. Que el 20 de noviembre de 2013, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) mediante el oficio 3258-DGAU-2013, emitió el informe de instrucción de la audiencia pública. (Folio 192 y 193 del OT-342-2013).

13. Que el 27 de noviembre de 2013, se llevó a cabo la audiencia pública de forma presencial en Bri Brí de Talamanca y por medio de video conferencia en la ARESEP y en los Tribunales de Justicia de Cartago, Ciudad Quesada, Heredia, Liberia, Limón, Pérez Zeledón y Puntarenas. (Folios del 457 al 475 del OT-342-2013).

14. Que el 29 de noviembre de 2013, la DGAU mediante los oficios 3359-DGAU-2013 y 3363-DGAU-2013 emitió las actas de la audiencia pública N°121-2013 -la cual se llevó a cabo de forma presencial en Bri Brí de Talamanca- y la N° 119-2013 -la misma se desarrolló por videoconferencia en la ARESEP y en los Tribunales de Justicia-. (Folios del 457 al 475 del OT-342-2013).

15. Que el 2 de diciembre de 2013, la DGAU, mediante el oficio 3377-DGAU-2013, emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias de la audiencia pública. (Folios del 489 al 492 del OT-342-2013).

16. Que el 6 de diciembre de 2013, la Comisión Ad Hoc, mediante el criterio 4-CAHMNE-2013, remitió a la Junta Directiva “ [...] la norma técnica AR-NT-POASEN Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional”, (ANEXO A), incluyendo el análisis de posiciones (Anexo B) tramitada bajo el expediente OT-342-2013[...] ”, sin embargo, de los documentos remitidos a esta Dirección General no se logra extraer el anexo B. (No consta en autos).

17. Que el 6 de diciembre de 2013, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el memorando 825-SJD-2013, remitió a la DGAJR para su análisis la Propuesta de la Norma Técnica AR-NT-POASEN-2013 “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional”, expediente OT-342-2013, mediante el cual el señor Edgar A. Cubero Castro, Comisión Ad Hoc remitió el oficio 4-CAHMNE-2013”. (Folio 493 del OT-342-2013).

18. Que el 10 de diciembre de 2013, la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 5-CAHMNE-2013, remitió nuevamente a la Junta Directiva los anexos A y B de la propuesta de norma técnica AR-NT-POASEN “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional”. (No consta en autos).

19. Que el 10 de diciembre de 2013, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el memorando 830-SJD-2013, remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para su análisis el oficio 5-CAHMNE-2013. (No consta en autos).

20. Que el 11 de diciembre de 2013, la DGAJR mediante el oficio 1021-DGAJR-2013, rindió el criterio sobre la propuesta de norma técnica denominada “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional” AR-NT-POASEN-2013, recomendando a la Junta Directiva someter

nuevamente al proceso de audiencia pública la propuesta de norma técnica. (Folios del 843 al 888 del OT-342-2013).

21. Que el 12 de diciembre de 2013, la Junta Directiva mediante el acuerdo 05-88-2013 de la sesión ordinaria 88-2013, ordenó someter nuevamente al trámite de audiencia pública la propuesta de norma técnica AR-NT-POASEN-2013. (Folios del 1 al 72 del OT-370-2013).

22. Que el 14 de diciembre de 2013, se publicó en los diarios La Nación y La Prensa Libre y el 23 de enero de 2014 en La Gaceta N° 16, la convocatoria a audiencia pública sobre la norma técnica citada. (Folios 76 y 86 del OT-370-2013).

23. Que el 18 de diciembre de 2013, el Regulador General, mediante el oficio 977-RG-2013, le solicitó una prórroga a la CGR para el cumplimiento de las acciones respecto a la disposición de 4.2) del informe DFOE-AE-IF-03-2012, hasta el 30 de abril de 2014. (No consta en autos).

24. Que el 14 de enero de 2014, la CGR mediante el oficio DFOE-SD-0103, le concedió a la ARESEP la ampliación del plazo solicitada, "...de manera que la fecha de vencimiento para la citada disposición, es el próximo 30 de abril de 2014". (Folio 476 del OT-370-2013).

25. Que el 13 de febrero del 2014, se llevó a cabo la audiencia pública de forma presencial en Bri Brí de Talamanca y por medio de video conferencia en la ARESEP y en los Tribunales de Justicia de Limón Centro, Heredia Centro, Ciudad Quesada, Liberia Centro, Puntarenas Centro, Pérez Zeledón, Cartago Centro y Guápiles Centro. (Folios del 297 al 307 del OT-370-2013).

26. Que el 24 de febrero de 2014, la DGAU mediante el oficio 548-DGAU-2014, emitió el informe de posiciones y coadyuvancias. (Folios del 294 al 296 del OT-370-2013).

27. Que el 3 de marzo de 2014, la Comisión Ad Hoc mediante el oficio 0021-CAHMNE-2014, remitió a la Junta Directiva, la propuesta de norma técnica AR-NT-POASEN (Folios del 312 al 474 del OT-370-2013) y dio respuesta a la posiciones indicando:

(...)

Artículo 3. Definiciones.

(...)

PLANTAS EÓLICAS:

Agentes del MEN: Personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

ARESEP. Análisis técnico: *el término "Agentes del MEN", no se utiliza en esta norma, por lo que resulta innecesario incluirlo en las definiciones.*

(...)

Alta tensión

(...)

CNFLSA, COOPELESCA

Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es igual o superior a 138 kV.

Justificación: la tensión de transmisión utilizada en Costa Rica es igual o superior a 138 kV.

ARESEP: Análisis técnico: *La definición es del término "Alta tensión" y no de tensión de transmisión y obedece al estándar ANSI C81.1- 2008, por lo que se rechaza la solicitud de la CNFLSA.*

(...)

Concesión

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

Es la autorización otorgada por el Estado para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución. Título habilitante.

Justificación. Se elimina la actividad de Comercialización de la definición de Concesión por cuanto ya está incluida en la actividad de Distribución dado que la Comercialización no está contemplada como actividad independiente en el modelo de mercado legalmente establecido en Costa Rica.

ARESEP: Análisis técnico: la actividad de comercialización está contemplada en el inciso a) del artículo 5 de la Ley 7593 como una actividad independiente, por lo que se rechaza la solicitud de la CNFLSA.

(...)

Contrato de conexión

(...)

ICE:

En la definición de “Contrato de conexión”, se recomienda agregar la figura de “convenio de conexión” que aplicaría de forma similar a obras que pertenecen al mismo propietario de la red de transmisión o distribución en la que se conectan, y donde no se puede suscribir un contrato por ser la misma persona jurídica. Ejemplo: plantas ICE conectándose a la red de transmisión del ICE o plantas de empresas distribuidoras que se conectan en su propia red.

Adicionalmente en la actual definición de “Contrato de conexión”, falta la referencia a empresa de transmisión en el documento. El texto actual no permitiría suscribir un contrato de conexión entre la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y una planta que se conecte a su red. Se propone modificar la redacción como sigue:

“Contrato o convenio de conexión: Acto administrativo suscrito entre el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora con un interesado (generador, una empresa de transmisión, una empresa distribuidora, un abonado o usuario en alta tensión, o un abonado o usuario en baja o media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo), en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el acceso, supervisión y operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes”.

ARESEP: Análisis Técnico: Se acepta incluir la referencia a la empresa de transmisión por ser una omisión y hacer la definición acorde con el objetivo de la norma y lo indicado en el artículo 29.

(...)

Empresa distribuidora

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de distribución y comercialización. Justificación: Se agrega la actividad de Comercialización en la definición de empresa distribuidora por cuanto la comercialización es parte integral de la actividad de Distribución en el modelo de mercado legalmente establecido en nuestro país.

ARESEP: Análisis Técnico: la actividad de comercialización está contemplada como una actividad independiente de la distribución tal y como se señala en el inciso a) del artículo 5 de la Ley 7593. Si bien en la actualidad las mismas empresas distribuidoras ejercen la actividad de comercialización, en el futuro puede darse que por conveniencia financiera, económico, técnica o de negocios, alguna empresa distribuidora separe dichas actividades en su estructura administrativa, contable y legalmente, por lo que se rechaza la solicitud de la CNFLSA.

(...)

Energía renovable

(...)

RICARDO GUTIERREZ QUIRÓS:

En el artículo sobre definición de Energía renovables en el artículo 3 definiciones , considera que los residuos sólidos no son materia material renovable:

- *Los RSM son un mezcla de materiales orgánicos e inorgánicos*
- *Salvo algunos inertes como: cerámicas, metales y vidrios*
- *Mediante procesos previos y mecánicos estos materiales se pueden separar*
- *Todo el resto son base carbono por ende orgánicos*
- *Este criterio no considera la realidad de la composición de los RSMs en Costa Rica*
- *Imposibilita legalmente el uso de RSM para la producción de energía*
- *La mayoría de los RMS en Costa Rica son orgánicos (más 51%)*
- *La preparación de combustibles derivados para la elaboración de gas disminuye el uso de materiales inorgánicos.*
- *El gas sintético de RSM limpio puede ser comparado con el gas natural , pero de menor poder calórico*
- *De acuerdo al protocolo de Kioto los RSM son materiales renovables*

ARESEP: Análisis técnico: *Es un comentario del señor Gutiérrez en el cual no se solicita corregir, eliminar o incluir aspecto alguno. Consecuentemente se toma únicamente nota de su comentario.*

(...)

Generación a pequeña escala para autoconsumo

(...)

ACESOLAR:

El artículo 3 de la Norma Técnica POASEN, propone la siguiente definición de generación a pequeña escala para autoconsumo:

“Generación a pequeña escala para autoconsumo: Generación de energía eléctrica menor o igual a 1000 kVA, realizada a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del abonado-usuario interactuando con la red de distribución, con la opción de comprar-vender, al precio que determine la Autoridad Reguladora, o intercambiar excedentes de producción, de hasta un 49% de la energía mensual producida con la red de distribución eléctrica.”

Sobre dicha definición, en relación con el porcentaje del 49%, solicitamos analizar lo siguiente:

- i. La limitación del porcentaje para intercambiar energía (neteo) de un 49% no refleja el comportamiento de la producción/consumo de un cliente de un sistema fotovoltaico. Este límite debe ser definido por el consumo del cliente (autoconsumos). Es decir, se está imponiendo un límite al intercambio de excedentes de producción sin ningún fundamento técnico.*
- ii. Para el reconocimiento económico del excedente anual, este porcentaje de 49% no es técnicamente necesario ya que el objetivo es considerar excedentes por fluctuaciones del consumo interanuales.*
- iii. Cuando se utiliza la producción como límite, se tiene el problema de que la empresa distribuidora no tiene acceso a los datos de generación del sistema, por lo tanto para definir un porcentaje es necesario que la empresa distribuidora ponga otro medidor, o que el cliente lo haga y que la empresa distribuidora tenga acceso a esta información, esto encarece los costos.*

Por lo tanto, ACESOLAR solicita que la Norma Técnica se modifique de la siguiente forma:

i. Que se elimine el porcentaje de 49% de la definición de generación a pequeña escala para autoconsumo y se regrese al texto de la definición originalmente propuesta ;

O, alternativamente, de no acogerse esta petición,

ii. Que ARESEP asigne a un perito reconocido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 36, in fine, para que trabaje con ACESOLAR, que no cuenta con

recursos propios para hacerlo, para desarrollar un alcance y ejecutar un estudio técnico y económico que sirva de base para definir un porcentaje basado en el consumo, de previo a aprobar esta Norma Técnica.

ARESEP: Análisis técnico. El límite de 49 % obedece a que la generación que se regula en el capítulo XII de esta norma, tiene como objetivo fundamental regular la generación a pequeña escala para autoconsumo con la opción de intercambios con las empresas distribuidoras, intercambios que pueden ser únicamente de unidades físicas, o monetarias cuando la ARESEP establezca la tarifa correspondiente. El eliminar esta restricción convertiría a la generación a pequeña escala en una generación orientada a la producción y venta de energía, lo que no se pretende en esta norma. En ese sentido, para efectos de proyecto de generación con el único objetivo de vender la energía, existen los mecanismos establecidos en las leyes 7200 y 7508. En cuanto al equipamiento, efectivamente en algunos casos haya necesidad de instalar un equipo de medición el cual deberá instalar el interesado y dar acceso a la empresa distribuidora. Por consiguiente se rechaza la petición de ACESOLAR.

CNFLSA, COOPELESCA:

Generación a pequeña escala para autoconsumo: Generación de energía eléctrica en instalaciones con potencias menores o iguales a 1000 kVA, realizada a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del abonado-usuario interactuando con la red de distribución, con la opción de comprar-vender, al precio que determine la Autoridad Reguladora, o intercambiar excedentes de producción con la empresa distribuidora, de hasta un 49 % de la energía mensual producida con la red de distribución eléctrica.

Justificación: Se mejora la redacción para la fortalecer la aplicabilidad y la congruencia de la definición con el resto del articulado.

ARESEP: Análisis técnico. Se acepta la mejora en la redacción por considerar que la misma da mayor comprensión al término y no es un cambio de fondo del articulado.

COOPEGUANACASTE:

Debe aclararse que los intercambios de energía se permitirán únicamente con la distribuidora, esto por cuanto se puede interpretar que el intercambio también sería válido entre clientes. Además es necesario indicar que la potencia de 1000kVA se refiere a la potencia nominal del generador o conjunto de generadores.

ARESEP: Análisis técnico. Se acepta la mejora en la redacción por considerar que la misma da mayor comprensión al término y no es un cambio de fondo del articulado.

(...)

Generador privado

(...)

ACOPE, ENEL:

Se solicita eliminar el texto: “a una empresa que brinda el servicio público de electricidad en la etapa de distribución” de esta definición por lo que el texto quedaría:

Empresa de capital privado o persona física que se dedica a generar energía eléctrica para su venta.

Justificación: La redacción actual no tiene que estar limitada a la red de distribución, particularmente cuando la mayor parte de la generación privada está conectada a subestaciones. Los detalles se definirán en el contrato de interconexión.

ARESEP: Análisis Técnico: Los generadores privados únicamente están habilitados para vender energía a las empresas que brindan el servicio público de electricidad, entendidas como el ICE, la CNFL y las ocho empresas de distribución establecidas en el país. El tema de la interconexión está fuera del contexto de la definición de la norma. Por lo anterior se rechaza la petición de ACOPE y ENEL.

(...)

Generador

(...)

ACOPE

Se solicita eliminar el texto: “Abonado o usuario que dispone de un sistema de generación de energía eléctrica para autoconsumo integrado a la red de distribución nacional.” de esta definición por lo que el texto quedaría: Empresa generadora de energía eléctrica. Justificación: La redacción debe ser genérica, o crea confusiones sobre el concepto.

ARESEP. Análisis técnico: No se acepta lo manifestado por ACOPE, el término de generador se debe interpretar en el contexto de la norma. Ambas definiciones dan claridad al concepto según su uso en la norma.

ENEL:

La propuesta incluye la definición:

“Generador: Empresa generadora de energía eléctrica. Abonado o usuario que dispone de un sistema de generación de energía eléctrica para autoconsumo integrado a la red de distribución nacional.” Solicitud: Parece incluirse aquí dos definiciones, una de Generador y otra de Autogenerador. A fin de evitar crear confusiones con el concepto, se solicita modificar la definición para que se lea: “Generador: o persona física que se dedica a generar energía eléctrica, sea para su venta o autoconsumo”, eliminando la frase: “Abonado o usuario que dispone de un sistema de generación de energía eléctrica para autoconsumo integrado a la red de distribución nacional.” la cual causa confusión.

ARESEP. Análisis técnico: No se acepta lo manifestado por ACOPE, el término de generador se debe interpretar en el contexto de la norma. Ambas definiciones dan claridad al concepto según su uso en la norma.

(...)

Línea de distribución

(...)

PLANTAS EÓLICAS:

Se solicita eliminar la frase “en media y baja tensión” de esta definición por lo que el texto quedaría: Disposición de apoyos, ductos, conductores, aisladores y accesorios para distribuir electricidad, en forma aérea o subterránea, para su uso final. Justificación: No es necesario establecer el voltaje, solo la función. El sistema eléctrico puede evolucionar a que la función de distribución se llegue a hacer a niveles más altos que los actuales, por ejemplo 138 kV.

ARESEP. Análisis Técnico: Los argumentos de Plantas Eólicas son contrarios a la electrotecnia.

(...)

Línea de transmisión

(...)

PLANTAS EÓLICAS:

Se solicita eliminar la mención sobre “alta tensión” en la redacción de esta definición por lo que el texto quedaría: Disposición de estructuras, conductores, aisladores y accesorios para cumplir la función de transmisión. Justificación: No es necesario establecer el voltaje, solo la función. Actualmente existen algunas líneas que cumplen con la función de transmisión a voltaje de 34.5 kV, y habrán más en nuevos proyectos de generación.

ARESEP. Análisis Técnico: Los argumentos de Plantas Eólicas son contrarios a la electrotecnia.

(...)

Media tensión

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

Media tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es mayor a 1000 Volt y menor que 138 kV. Justificación: Se hace congruente esta definición con la de Alta Tensión, toda vez que la tensión de transmisión utilizada en Costa Rica es igual o superior a 138 kV.

ARESEP. Análisis Técnico. La definición es del término “Media tensión” y obedece al estándar ANSI C81.1- 2008, por lo que se rechaza la solicitud de la CNFLSA.

(...)

Mini generador

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

Mini generador: Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación superior a 100 kVA e inferior o igual a 1000 kVA. Justificación: Se hace congruente esta definición con la de Generación a pequeña escala para autoconsumo.

ARESEP. Análisis Técnico: se acepta la observación por cuanto aclara mejor el término.

(...)

Normativa nacional

(...)

CNFLSA, COOPELESCA

Normativa nacional: Conjunto de normas técnicas y procedimientos en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria, emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Justificación: Se eliminan como parte de la normativa nacional los criterios y en general cualquier documento emitido por ARESEP por cuanto los mismos deben fundamentarse en el procedimiento legal aplicable para su eficacia.

ARESEP. Análisis técnico: Toda norma, lineamiento (técnico) o documento emitido por la Autoridad Reguladora tiene opción a los recursos establecidos en la Ley General de la Administración Pública, por lo que se rechaza la petitoria. Además los documentos emitidos bajo el artículo 25 de la ley 7593, es claro que deben someterse al procedimiento de audiencia pública.

(...)

Punto de entrega o Punto de acople común

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

Punto de entrega o Punto de acople común: El punto de entrega es el sistema de barras de la subestación donde se conecta el generador o usuario con la red de transmisión nacional o el punto en la red de distribución en donde se conecta el generador. En el caso de generadores de pequeña escala para autoconsumo el punto de entrega será el definido en la normativa técnica aplicable a acometidas. Justificación: Se cambia de la definición el punto de entrega para los generadores de autoconsumo por el definido en la normativa técnica aplicable a acometidas.

ARESEP: Análisis técnico: Se acepta por ser el término actualmente usado en la norma AR-NT-ACO “Instalación y Equipamiento de Acometidas Eléctricas.”, más claro y adaptable a cada posibilidad de interconexión.

COOPEGUANACASTE:

El punto de entrega debe ser el definido en la norma técnica de acometidas, esto por cuanto amarrarlo en esta norma a los terminales de carga del contador no es conveniente toda vez que la medición puede ser directa o indirecta según la carga, o bien el punto de entrega sea diferente al punto de medición. Recomendamos referir esta definición a la norma de acometidas.

ARESEP: Análisis técnico: Se acepta por ser el término actualmente usado en la norma AR-NT-ACO "Instalación y Equipamiento de Acometidas Eléctricas.", más claro y adaptable a cada posibilidad de interconexión.
(...)

Red de transmisión eléctrica

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

Red de transmisión eléctrica: Parte de la red eléctrica conformada por: las líneas de transmisión, subestaciones elevadoras (media/alta tensión) exceptuando las de generación, subestaciones reductoras (barras de alta y media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, que cumple con la función de transmisión y está delimitada por los puntos de conexión de los agentes que inyectan o retiran energía. Justificación: Se incluye en la definición la aclaración de que de las subestaciones elevadoras se exceptúan las de generación por cuanto estas no forman parte de la red de transmisión eléctrica sino del negocio de generación.

ARESEP. Análisis Técnico: No se acepta pues desde el punto de vista regulatorio las subestaciones elevadoras asociadas a las plantas de generación, forman parte del sistema de transmisión.

(...)

Servicio eléctrico

(...)

ICE:

Se propone modificar la definición de servicio eléctrico como sigue, para que quede claro a qué tipo de comercialización se refiere:

"Servicio eléctrico: Disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como en las condiciones de su comercialización minorista".

ARESEP: Análisis técnico-jurídico: No es admisible la solicitud del ICE en cuando a que el término comercialización en la definición es de sentido amplio. Es decir abarca la comercialización minorista (es decir la venta de energía en pequeños o grandes bloques para su uso final, caso de los usuarios o abonados alta tensión, o usuarios a baja tensión, como la venta de energía de generadores al ICE o a empresas distribuidoras e incluso la venta de excedentes de abonados o usuarios con excedentes y venta a las empresas distribuidoras.

CNFLSA, COOPELESCA

Servicio eléctrico: Disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución. Justificación: Se elimina la actividad de Comercialización de la definición de Servicio Eléctrico por cuanto ya está incluida en la actividad de Distribución dado que la Comercialización no está contemplada como actividad independiente en el modelo de mercado legalmente establecido en nuestro país.

ARESEP: Análisis Técnico: la actividad de comercialización está contemplada como una actividad independiente de la distribución tal y como se señala en el inciso a) del artículo 5 de la Ley 7593, por lo que se rechaza la solicitud de la CNFLSA.

(...)

Transmisión

(...)

ACOPE, ENEL:

Se solicita eliminar el término “de alta tensión” en esta definición. La redacción quedaría: Transporte de energía a través de redes eléctricas. Justificación: La función de transmisión no contempla niveles de voltajes específicos o calificados.

ARESEP: Análisis técnico: No se acepta lo manifestado por ACOPE, si bien es cierto la transmisión está asociada a niveles de tensión elevados, el indicarlo no crea confusión sino aclara el término.

(...)

Artículo 5. Frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional.

(...)

ICE:

La redacción de este artículo debe modificarse, dado que el sistema eléctrico nacional por sí solo no puede cumplir con este criterio. El control de las desviaciones de frecuencia lo realizan todos los sistemas eléctricos de América central en conjunto.

ARESEP: Análisis Técnico: Este artículo establece la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Es entendido que en el estado de interconexión actual del SEN, la frecuencia es un parámetro eléctrico de carácter regional. No obstante, independientemente de que el SEN opere integrado con el Sistema Eléctrico Regional (SER) o en forma aislada, la frecuencia nominal del SEN es 60 Hz, y el Operador del Sistema es responsable de mantenerla dentro de los rangos de variación permitidos.

(...)

Artículo 6. Tensiones del Sistema Eléctrico Nacional.

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

Se deben corregir los valores de las columnas segunda y tercera de la tabla 1 de este artículo para ser congruentes en la presentación y en las tolerancias establecidas en la misma. Deben utilizarse los mismos valores base de la norma de calidad de voltaje vigente.

ARESEP. Análisis Técnico: Se acepta y se corrige por ser un error de transcripción.

(...)

Artículo 8. Principio de planeación.

(...)

ENEL:

En el inciso a. del artículo 8, la propuesta de norma indica: “..., bajo un horizonte de planificación a corto y mediano plazo (de cero a cinco años, con una resolución máxima de un mes),...”. Solicitud: No comprendemos a qué se refiere “la resolución máxima de un mes” solicitamos aclararlo.

ARESEP: Análisis Técnico: Resolución máxima se refiere a la periodicidad con que se determinarán los diferentes escenarios de planificación.

(...)

Artículo 9 Estrategia de planeación.

(...)

ICE:

Se recomienda agregar la palabra “plazo” el texto de la primera parte del artículo como sigue:

“Para la debida operación del SEN, el Operador del Sistema debe desarrollar una estrategia de planeación que involucre metas a corto y mediano plazo (de cero a cinco años, con una resolución máxima de un mes), tomando en cuenta para ello y

según corresponda.”

En el ítem “d. Respecto a la indicación de “La hidrología de las diferentes plantas hidroeléctricas y sus niveles mínimos y máximos operativos” se debe ampliar el texto según lo originalmente sugerido por el CENCE a:

“d. La hidrología de las diferentes plantas hidroeléctricas y sus niveles mínimos y máximos operativos de sus embalses”.

En el ítem “e. La optimización del manejo de los embalses de regulación plurianual en el largo plazo y los de regulación semanal, diaria y horaria en el mediano y corto plazo” se recomienda cambiar el plazo de largo a mediano (5 años) acorde con los estudios que realiza el OS e indicado al inicio del artículo 9. La redacción quedaría de la siguiente forma:

“La optimización del manejo de los embalses de regulación plurianual en el mediano plazo y los de regulación semanal, diaria y horaria en el mediano y corto plazo”.

ARESEP: Análisis técnico: Se aceptan las observaciones de forma y se incorporan.

(...)

Artículo 10. Criterios técnicos adicionales.

(...)

a.

ICE:

El ICE reitera su comentario hecho al Artículo 10, punto b, que establece que las líneas del SEN deben estar cargadas por debajo del 85% de la capacidad térmica nominal. Aunque desde el 2002 se incorporó esta determinación esto no significa que sea deseable. Aspectos como el aprovechamiento de recursos energéticos estacionales, las transferencias regionales, trabajos de mantenimiento, etc., podrían requerir de un redespacho de las plantas de generación del SEN, que produzcan flujos por algunas líneas que sobrepasen el valor de cargabilidad del 85%. Estos redespachos están dentro de la operación normal de un sistema y no califican como “condiciones especiales, de emergencia, o de cumplimiento de un criterio de seguridad operativa”. Esta restricción encarece innecesariamente el costo del SEN. Se solicita no fijar límites a la cargabilidad de las líneas en operación nominal.

ARESEP: Análisis técnico: La norma debe interpretarse en forma integral y no interpretar el articulado en forma aislada. El inciso b, establece los criterios de optimización para la máxima transferencia por las líneas de transmisión tomando como referencia que éstas no sobrepasen el 85% de su capacidad térmica nominal en condiciones de operación normal del SEN. No obstante ello, el inciso c, establece que en la operación diaria pueden darse sobrecargas siempre y cuando las mismas no sean permanentes. En ese sentido los criterios de seguridad operativa del MER establecen muy claro que únicamente ante la presencia de contingencias se pueden llevar a los elementos a operar en su límite térmico de manera permanente ante una contingencia simple y a su límite térmico de emergencia ante contingencias múltiples. Además operar elementos del SEN en sus límites máximos es poner al sistema en una situación de alerta permanente, pues en cualquier momento puede darse una situación que implique sobrepasar los límites seguros de tales elementos e incluso del SEN en su conjunto. El Operador del Sistema a su criterio, puede sobrepasar los límites establecidos, sin perder de vista las consecuencias que ello pueda acarrear a los usuarios del SEN.

(...)

ICE:

Se reitera el comentario del ICE acerca de que la operación en islas o subsistemas eléctricos aislados se presenta como resultado de eventos extremos, lo que necesariamente provoca desequilibrios en el servicio eléctrico, por lo que resulta inadecuado solicitar el cumplimiento de los mismos criterios de desempeño que se

tiene bajo circunstancias normales. El sobredimensionar un sistema para que cumpla los mismos criterios de calidad y confiabilidad en operación normal y ante contingencias extremas no es una práctica común y tiene un alto costo que los usuarios deben asumir.

A modo de ejemplo, el sistema de Costa Rica tiene la particularidad de que actualmente la mayor generación está en el norte y la mayor carga en el centro. Si el sistema formara islas entre el norte y el centro tendríamos exceso de generación en el norte con poca carga y en el centro exceso de carga y poca generación. Mantener las condiciones normales de operación en ambas islas requiere necesariamente de sobre instalar (con respecto al sistema total) generación en el centro, solamente para poder acatar este punto de la regulación. Por lo anterior, se solicita eliminar este punto del presente reglamento.

Esto también aplica para el inciso j) del artículo 11, en donde se solicita ante un caso de operación en islas del SEN, la instalación de esquemas suplementarios de operación, para permitir una operación en condiciones de calidad, ante una situación que no es deseable en la operación del sistema.

Análisis técnico: Este Organismo es condecorador que la operación en islas o subsistemas eléctricos se presentan como consecuencia de eventos aislados, tal como el caso de la contingencia del 21 de octubre del 2013. No obstante ello, de ninguna manera, este Organismo Regulador puede permitir la operación en islas o subsistemas eléctricos aislados en condiciones de calidad negativas para los usuarios. Si el Operador del Sistema no puede garantizar una operación en condiciones de calidad de ningún subsistema, se debe de abstener de hacerlo, salvo durante un proceso de restablecimiento del SEN.

En lo que respecta al inciso J del artículo 11, de igual forma el ICE debe de valorar técnica, económica e incluso probabilísticamente la conveniencia de una operación en forma aislada de un subsistema eléctrico y consecuentemente tomar las previsiones del caso. Nuevamente se reitera que si el Operador del Sistema no puede garantizar una operación en condiciones de calidad de ningún subsistema, se debe de abstener de hacerlo, salvo durante un proceso de restablecimiento del SEN, ello sin perjuicio de la responsabilidad que implique condiciones de suministro deficientes durante el proceso de restablecimiento del sistema eléctrico nacional o regional.

(...)

Artículo 11. Desconexión de carga por baja frecuencia.

(...)

ICE:

Se solicita modificar en el artículo lo resaltado a continuación:

El esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en la red será implementado de acuerdo con los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados por el Operador del Sistema y coordinados con los participantes del negocio eléctrico (generadores, transmisores, distribuidores y abonados o usuarios en alta tensión). El rango de variación, conformado por varias etapas, que se elija para dicho esquema, debe ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente y por lo menos una vez al año. También se debe tomar en cuenta lo relativo a la reserva rodante **para contribuir en conjunto con los otros sistemas eléctricos de América Central** a evitar la desconexión parcial de cargas en la primera etapa de operación de este esquema, **lo cual es válido solamente cuando el SEN opera interconectado con el SER (no es un requisito que se pueda cumplir cuando el SEN opera aislado)**. En ese sentido el Sistema Eléctrico Nacional debe operarse en todo momento con una reserva rodante mínima **que defina el Operador del Sistema con la aprobación de la ARESEP y que además debe respetar lo reglamentado por la regulación regional.**

ARESEP: Análisis Técnico: No se acepta lo solicitado por el ICE en cuanto a

establecer condiciones de operación distintas entre la operación aislada del SEN y la operación integrada con el SER. La operación del SEN en forma aislada debe ajustarse a las mejores prácticas técnicas de aplicación general y conforme a niveles óptimos de calidad, continuidad, confiabilidad, etc., debiendo la operación integrada con el SER mejorar tales niveles.

(...)

a. (...)

ICE:

El disparo de la unidad de generación de mayor capacidad del sistema, no debe activar la primera etapa de desconexión, cuando el SEN opere interconectado con el SER.

ARESEP. Análisis técnico: No se acepta lo solicitado por el ICE pues no hay justificantes para establecer diferencias operativas radicales entre operación aislada e integral del SEN. No se aportan justificantes técnicas.

(...)

j. (...)

ICE:

Al igual que se expuso en la objeción al inciso g del artículo 10, la operación en islas o subsistemas eléctricos aislados se presenta como resultado de eventos extremos, lo que necesariamente provoca desequilibrios en el servicio eléctrico. En este sentido, no es adecuado solicitar el cumplimiento de los mismos criterios de desempeño que se tiene bajo circunstancias normales.

Por lo tanto, resulta improcedente la solicitud de instalación de esquemas suplementarios de operación, para permitir una operación en condiciones de calidad, ante una situación que no es deseable en la operación del sistema.

Por lo anterior, se solicita eliminar este punto del presente reglamento.

ARESEP. Análisis técnico: Se reitera lo indicado en el artículo 10.

(...)

Artículo 12. Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación.

(...)

ICE:

Se solicita cambiar el texto: "El ICE será responsable de verificar los ajustes correctos de los relés de frecuencia de todas las unidades del parque de generación nacional" por el siguiente: "El Operador del Sistema será responsable de verificar los ajustes correctos de los relés de frecuencia de todas las unidades del parque de generación nacional". Lo anterior dado que el Operador del Sistema es la figura del ICE más adecuada para dicha revisión, pues fue quien definió los valores según lo indicado en esta misma norma y es un ente que puede verificar generadores que no son ICE, como por ejemplo los de distribuidoras.

ARESEP: Análisis técnico: Se acepta lo solicitado por el ICE y se corrige la redacción.

ACOPE, ENEL:

Se solicita cambiar el nombre ICE por el de Operador del sistema al final de este artículo, cuya redacción sería: "El Operador del Sistema, especificará los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia, de acuerdo con los estudios de análisis de estabilidad. El Operador del Sistema será responsable de verificar los ajustes correctos de los relés de frecuencia de todas las unidades del parque de generación nacional." Justificación: para ser consistentes en este reglamento es necesario que el Operador del sistema sea quien tenga estas potestades. Además eso evita que el ICE sea juez y parte.

ARESEP: Análisis Técnico: Se acepta y se corrige.

(...)

Artículo 15. Responsabilidades.

(...)

ICE:

Se solicita cambiar el límite de 5 MW por 1 MW en el siguiente texto: “Es responsabilidad del Operador del Sistema, supervisar en tiempo real como mínimo: el estado de los interruptores, las tensiones en barras del sistema de transmisión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y los transformadores, los intercambios regionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades de generación con potencia igual o superior a 5 MW...”. Lo anterior debido a que se crea un vacío regulatorio para generadores entre 1 MW y 5 MW. El capítulo XII de ésta norma regula las condiciones para generadores menores a 1 MW; éste capítulo IV presenta los requisitos para generadores mayores a 1 MW, siguiendo el criterio del Operador del Sistema y lo indicado en el artículo 39. Por ejemplo actualmente existen plantas con potencias entre 1 MW y 5 MW que transmiten al CENCE datos de interés del OS.

Se recomienda que el texto sea: “Es responsabilidad del Operador del Sistema, supervisar en tiempo real como mínimo: el estado de los interruptores, las tensiones en barras del sistema de transmisión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y los transformadores, los intercambios regionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades de generación con potencia igual o superior a 1 MW... “

ARESEP: Análisis técnico: No existe vacío regulatorio entre las plantas con potencia superior a 1 MW y las plantas con potencia inferiores a 5 MW, ya que todas las plantas inferiores a 5 MW no son plantas despachables por el Operador del Sistema. Adicionalmente, no indica el ICE cuales son los datos de interés del OS que transmiten dichas plantas, ni el impacto sobre la operación óptima y de seguridad operativa, para poder ser evaluados por la ARESEP con respecto a su costo beneficio para la operación óptima del SEN. Consecuentemente con lo anterior, no se acepta la solicitud del ICE.

(...)

Artículo 17. Mantenimiento del SEN.

(...)

ICE:

Se solicita cambiar la redacción de este artículo por la siguiente: “En la programación del mantenimiento de los diferentes elementos del SEN, se deberá reducir el impacto sobre la operación del sistema y evitar, en lo posible, la desconexión de carga. Anualmente bajo los procedimientos y mecanismos que proponga el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora, el ICE, las empresas de transmisión y de generación y los abonados o usuarios en alta tensión, deberán de enviar al Operador del Sistema el programa de mantenimiento anual predictivo y preventivo de los elementos generadores conectados al SEN a nivel de tensión nominal de 13,8 kV y superior, así como elementos de la red de transmisión. El Operador del Sistema podrá hacer los ajustes necesarios en la calendarización de las actividades de mantenimiento con fines de seguridad operativa y de satisfacción óptima económica de la demanda.”

Se propone la nueva redacción para evitar recibir planes de mantenimientos de elementos de las redes de distribución.

ARESEP: Análisis Técnico: No se acepta la solicitud del ICE, pues parece olvidarse de que existen gran cantidad de generadores interconectados a las redes de distribución, por lo que es importante que el ICE reciba también datos de mantenimientos de redes de distribución en las cuales hay inyección de energía al SEN, los cuales pueden incidir en su operación.

(...)

Artículo 18. Control de frecuencia: regulación secundaria y primaria.

(...)

ICE:

Se solicita cambiar el límite de 5 MW por 1 MW en el siguiente texto: “Todas las plantas del sistema con potencias iguales o superiores a 5 1 MW están en la obligación de operar cumpliendo con los requisitos técnicos indicados por el Operador del Sistema, salvo que por restricciones técnicas no estén en capacidad de operar en esa condición.” Lo anterior, debido a que con el texto actual se crea un vacío regulatorio para generadores entre 1 MW y 5 MW. Creemos que el capítulo XII de ésta norma regula las condiciones para generadores menores a 1 MW y que éste capítulo IV presenta los requisitos para generadores mayores a 1 MW, siguiendo el criterio del Operador del Sistema indicados en los artículos 39, 40 y 41.

ARESEP: Análisis técnico: No existe vacío regulatorio entre las plantas con potencia superior a 1 MW y las plantas con potencia inferiores a 5 MW, ya que todas las plantas inferiores a 5 MW no son plantas despachables por el Operador del Sistema. No indica el ICE cuales son los efectos sobre el SEN de pedir requisitos a plantas inferiores a 5 MW y superiores a 1MW para poder ser evaluados por la ARESEP con respecto a su costo beneficio en relación con la operación óptima del SEN y la seguridad operativa del mismo y mucho menos el impacto de un generador con una potencia menor a 5 MW sobre la regulación primaria y secundaria del SEN. Por lo anterior, se rechaza la petición del ICE.

(...)

CAPÍTULO V.

EXPANSIÓN Y DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

ICE:

El título de este Capítulo V induce a pensar que su contenido está dedicado a normar los procesos de planeamiento de la expansión de los tres subsistemas del sistema eléctrico (generación, transmisión y distribución). Sin embargo, de los nueve artículos que lo integran, los artículos del 24 al 28 están dedicados exclusivamente a temas de operación y estándares de diseño.

Si bien es cierto, la política energética nacional la dicta el ministerio de planificación y el ministerio de ambiente y energía, es conveniente que la ARESEP, como responsable de velar por una correcta expansión y diseño del sistema eléctrico nacional, incorpore los artículos 20, 21, 22, 23, en el Capítulo V, sin embargo los artículos 24, 25, 26, 27 y 28, estarían mejor ubicados en el capítulo iii: planeamiento de la operación del SEN. Se solicita reubicar los cinco artículos numerados del 24 al 28, en el Capítulo III: planeamiento de la operación del SEN.

ARESEP: Análisis técnico: Para efectos de claridad en lo que respecta al objetivo y alcance de este capítulo, el mismo se titulará “EXPANSIÓN Y DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.”

(...)

Artículo 21. Expansión de la transmisión.

(...)

ICE:

En el segundo párrafo del artículo 21 se plantea una mezcla no deseable de temas de transmisión referidos a temas de generación, que de forma correcta son tratados en el artículo 22.

Este párrafo menciona también que se debe disponer de un sistema de respaldo de transformación en subestaciones de transmisión y distribución que en caso de falla de la unidad de transformación más grande se garantice la satisfacción de la demanda local. La redacción no es clara en si se debe respaldar la capacidad de transformación por subestación o si deben existir respaldos entre subestaciones para abastecer dicha demanda.

Se solicita aceptar la siguiente redacción: “Adicionalmente, deberá de planearse una red de transmisión flexible, robusta y adaptada tecnológica y estructuralmente para

incorporar la mayor cantidad de generación disponible y toda la carga del sistema. Además deben existir respaldos entre subestaciones de transmisión y distribución que permitan garantizar la satisfacción total de la demanda de una subestación, que presente una falla en su unidad de transformación más grande.

ARESEP: Análisis técnico: Los sistemas de generación y transmisión operan en forma integrada por lo que no existe mezcla de conceptos. Por otra parte la capacidad de transformación debe efectuarse de manera óptima técnica y económicamente, ya sea mediante respaldo de la capacidad de transformación por subestación o mediante respaldos entre subestaciones. En todo caso debe garantizarse abastecer la demanda. Por lo anterior, se rechaza lo solicitado por el ICE.

(...)

Artículo 22. Expansión de la generación.

(...)

RICARDO GUTIERREZ QUIRÓS:

No considera el principio de costo total y costo evitado

No considera que también dicho costo puede ser mayor en tecnologías modernas como son generación con residuos sólidos, si se compara a las tasas actuales en Hidroeléctricas y Eólicas, pues en Costa Rica no existe una industria de esta naturaleza. Sin embargo FEMETROM tiene planes para producir con residuos sólidos, lo que permitiría en futuro reducir el costo, por medio de economías de escala una que se establezcan las primeras plantas en el país. Además, tanto la ARESEP como el ICE deben contemplar en las estructura de costos elementos esenciales para producir energía esta naturaleza como son: 1- plantas de separación (MRFs por sus siglas en ingles) que incentiven el reciclaje y homogenización de las residuos sólidos usados como combustibles, 2-Sistemas de limpieza de gases para brindar la seguridad de que las plantas operan dentro de parámetros legales 3-Sistemas de monitoreo en tiempo real auditables por las autoridades de salud. Esto implica que la estructura de capital a considerar dentro del rubro de inversiones no debe limitarse solo sistema de generación si incluir esos elementos Las plantas de generación con residuos sólidos no solo brindan beneficios directos de carácter ambiental al dar un uso alternativo a los residuos sólidos, sino que disminuyen los costos de transporte y polución del ambiente. También beneficios indirectos al evitar la pérdida de valor de las tierras adyacentes o tensión social por la instalación de nuevos rellenos sanitarios cercanos a centros de población. Se debe considerar que se substituye la generación térmica por un sistema de mayor confiabilidad que no depende de la estacionalidad o del clima. Estas plantas pueden funcionar 24 horas, como energía de base que evitan el arranque de las térmicas. Además pueden entregar poder distribuido lo que mejora la calidad del sistema y disminuye la circulación de camiones de basura. Se está evitando costo debido a la substitución. Se debe establecer por ende el principio de Costo Evitado o no incurrido. Basado el ese principio el costo total es menor ya que disminuye el uso de plantas térmicas las cuales operan por encima de las 30 centavos de dólar en promedio (en algunos casos hasta de 50 centavos de dólar) por Megavatio. O la importación de energía cuyos precios también son mayores al promedio local. Muchos veces las energía renovales pueden tener precios mayores pero tiene beneficio adiciones. Estos beneficios totales para el país deben ser determinados y considerados en el precio como externalidades. La determinación de una banda de precio debe considerar 1) el promedio del precio de la electricidad no comprada mercado centroamericano (piso de la banda) 2) Y el no uso de las plantas térmicas a costo promedio mensual (techo de la banda). El país debe incentivar inversiones en tecnologías nuevas para dejar de depender única y exclusivamente de energías que son variables como son hidroeléctricas , solar o eólica y o políticamente sensibles como la geotérmica dentro de parques nacionales Dando paso a nuevas alternativas no presentes en el país .

ARESEP: Análisis técnico: Es un comentario del señor Gutiérrez el cual no solicita corregir, eliminar o incluir aspecto alguno. Se toma nota de su comentario (...)

Artículo 23. Generación térmica a base de derivados de petróleo.

(...)

ICE:

Aunque la ARESEP tiene la responsabilidad de velar por una correcta expansión y diseño del Sistema Eléctrico Nacional, en aras de la calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, el concepto aplicado a la generación térmica en el artículo 23 no es el deseable para el SEN.

Se solicita aceptar la siguiente redacción: "La incorporación y uso de generación térmica a base de derivados de petróleo deberá ser la menor posible, siempre y cuando permita minimizar el costo total del sistema de generación. Estas unidades térmicas, cuyo costo total (operación e inversión) es el óptimo para la matriz energética, se conectaran a un sistema de transmisión, robusto y flexible, que permita el transporte de la generación térmica a los centros de carga del Sistema Eléctrico Nacional."

ARESEP: Análisis técnico: Para mayor claridad del objetivo regulatorio de acepta la redacción sugerida por el ICE.

(...)

Artículo 26. Desbalance de fases.

(...)

ICE:

Respecto a la redacción de la primera parte del artículo 26, se propone incorporar el texto resaltado de la siguiente forma: "En condiciones normales de operación el desbalance de la tensión no **debe exceder** el 3%, en condiciones de ausencia de carga."

ARESEP: Análisis Técnico: Lo sugerido por el ICE no tiene impacto sobre el objetivo regulatorio de este artículo, por lo que se rechaza su solicitud.

(...)

Artículo 27. Seguridad.

(...)

ICE:

El inciso a) de este artículo define aspectos de voltaje y tiempos de respuesta, que se deben tener en el sistema después de despejada una falla, pero no da claridad respecto a qué tipo de falla y a qué nivel de voltaje se refieren. Por esto se recomienda aceptar la siguiente redacción:

a. Una vez despejada una contingencia única (n-1) del Sistema de Transmisión, la tensión no debe permanecer por debajo del 80% del valor nominal por más de 700 milisegundos.

Además, se recomienda modificar el texto del inciso "c":

"c. No se den sobrecargas en líneas ni en transformadores"

Por el siguiente

"c. No se den sobrecargas permanentes en líneas ni en transformadores."

Lo anterior pues en el artículo 13 se indica que son permitidas sobrecargas temporales ante contingencias múltiples.

ARESEP: Análisis técnico: No se aceptan las observaciones del ICE por cuanto las condiciones de tensión deben darse independientemente del tipo de falla, sea simple o múltiple. Además se permite la operación del sistema con sobrecargas, no la planeación y diseño del SEN bajo condiciones de sobrecarga. Por otra parte el articulado debe interpretarse en forma integral con la norma y no de manera individual o aislada.

(...)

Artículo 31. Obligaciones del ICE y de las empresas de transmisión y distribución.

(...)

PLANTAS EÓLICAS:

Se solicita agregar la frase “Para las empresas generadoras estos costos serán reconocidos en sus tarifas” en la segunda parte de este artículo, cuyo texto quedaría:

Corresponden al ICE ,a las empresas de generación y distribución y a los usuarios en alta tensión:

a. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora. Para las empresas generadoras estos costos serán reconocidos en sus tarifas. Justificación: Cuando el sector eléctrico tenga un mercado abierto, estos cargos tienen sentido. Antes no tienen ningún asidero. En caso de que lo cobren, deberá ser reconocido como parte de los costos que deben ser incluidos en las tarifas de los generadores privados. Esto también aplica para cualquier otro costo que se cree en este reglamento para estos administrados.

ARESEP: Análisis técnico: El Operador del Sistema debe ser financiado. No es necesario agregar lo solicitado por Plantas Eólicas, pues todos los costos son considerados en las tarifas.

Corresponden al ICE, a las empresas de generación y distribución y a los usuarios en alta tensión:

(...)

ACOPE, ENEL:

Para el punto b) de este artículo se solicita mantener el plazo de 90 días para responder al interesado, pues 120 días es un plazo muy prolongado e innecesario. Tómese en cuenta que dicho plazo excede cualquier plazo razonable establecido en normas de rango superior a este reglamento. Por ejemplo, el artículo 32 de la Ley de la Jurisdicción Constitucional define un plazo de respuesta de diez días hábiles; incluso (y solo como ejemplo y para crear un paralelismo) el artículo 261 de la Ley General de la Administración Pública establece que un procedimiento administrativo no debe tardar más de dos meses. El plazo propuesto en este reglamento duplica sin que exista una justificación razonable al respecto.

ARESEP: Análisis técnico: La norma establece un plazo máximo de 120 días, el cual desde luego debe estar debidamente justificado por el Operador del Sistema en cada caso.

ENEL:

En el inciso a del artículo 31, la propuesta de norma indica “Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora”. Dichos cargos no debiesen ser aplicables en un mercado cerrado. Sin embargo, en caso de aplicarse, éstos deben también ser incluidos como un costo a compensar mediante las tarifas de referencia que establezca la ARESEP para generadores privados. Solicitud: Establecer que dichos cargos, así como cualquier otro costo que impone este reglamento a los administrados, serán incluidos en las metodologías de cálculo de las tarifas de referencia estimadas por la ARESEP para la compra de energía por parte del ICE a los generadores privados.

ARESEP: Análisis Técnico: No se considera necesario incluir lo señalado por ENEL, ya que esos son aspectos tarifarios que se atenderán cuando corresponda.

(...)

Artículo 32. Obligaciones de los interesados y usuarios:

(...)

ICE:

Incluir en el inciso “c” lo resaltado (negrita y cursiva), ya que no se está considerando que en el país existe otra empresa de transmisión (EPR) además del ICE:

a. Cumplir las normas técnicas de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de sus instalaciones y equipos según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE, **las empresas de transmisión** y las empresas distribuidoras y la Autoridad Reguladora apruebe.

ARESEP: Análisis Técnico: Se acepta lo indicado por el ICE pues fue una omisión involuntaria

ACOPE, ENEL:

Del concepto “usuarios generadores” debe quitarse la palabra “usuarios” debido a que no está definido el concepto “usuarios generadores”. También debe quitarse la palabra “conectados” debido a que las obligaciones mencionadas en este artículo aplican para nuevas solicitudes de interconexión. En el caso de los incisos a), b), e i) se solicita incluir, al final de esos incisos el siguiente texto: Para las empresas generadoras estos costos serán reconocidos en sus tarifas. Específicamente para el punto a) debe indicarse que cualquier pago deberá ser conforme con lo que establezca la Autoridad Reguladora, tal y como se aplica en el punto b). Específicamente para el punto c) es necesario incluir a otros participantes como los generadores privados, los interesados, y los usuarios para que pueden proponer normas técnicas para que sean valoradas y aprobadas por la ARESEP. Cualquier norma técnica sometida a la ARESEP debe pasar el debido proceso según lo establece la ley 7593. Eliminar el punto f) de este artículo, pues no se puede obligar a un actor a someterse a procedimientos y cumplir requisitos de otro actor, sin que sean valorados y aprobados previamente por la ARESEP. Justificación: En caso de que cobren los cargos indicados en los incisos a), b), e i), estos cargos deberán ser reconocidos como parte de los costos que deben ser incluidos en las tarifas de los generadores privados. Esto también aplica para cualquier otro costo que se cree en este reglamento para estos administrados.

ARESEP. Análisis Técnico: Existe la definición de “usuario” y de “generador”, por lo que el término “usuarios generadores”, es fácilmente comprensible. Por otra parte el artículo establece tanto, obligaciones para usuarios conectados, como de interesados en proceso de trámite para una conexión al SEN. En cuanto a los costos, sobra indicar lo manifestado por ACOPE, pues dichos costos se tomarán en la fijación tarifaria. Los costos de los estudios de acceso es un proceso administrativo a realizar por el CENCE, en el caso de controversia entre el CENCE y un interesado por el monto de dicho estudio, la Autoridad Reguladora resolverá de conformidad con sus potestades legales. En cuanto al inciso c, se acepta y se incorpora lo indicado por ACOPE y finalmente es inadmisibles lo solicitado por el ACOPE, de eliminar el punto f, pues se estaría llegando a límites de coadministración con las empresas.

ENEL, PLANTAS EÓLICAS:

En el inciso a del artículo 32, se indica “Pagar al ICE, a la empresa de transmisión o a la empresa distribuidora los costos incurridos por la realización de los estudios que ocasionen la solicitud de conexión”; en el inciso b, se indica “Cancelar los cargos, donde sea aplicable, asociados a la conexión, uso y servicios de la red de transporte y de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora”; adicionalmente en el inciso i, se indica “Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora”. Dichos cargos son responsabilidad del ICE, los cuales son incluidos en su modelo de tarifas de venta de energía de ese Instituto a sus usuarios. Sin embargo, en caso de traspasarse a los generadores privados, éstos deben ser incluidos en las metodologías de cálculo de las tarifas de referencia estimadas por la ARESEP para la compra de energía por parte del ICE a los generadores privados. Solicitud: Aclarar que dichos cargos así como otros costos que se establezcan en este reglamento para estos administrados, requieren ser establecidos por la ARESEP, y que serán incluidos en las metodologías de cálculo de las tarifas de referencia estimadas por la ARESEP para la compra de energía por

parte del ICE a los generadores privados. Asimismo, se solicita modificar en el artículo el término usuarios generadores por Generadores, a fin de dar consistencia al reglamento.

ARESEP: Análisis Técnico: No se considera necesario incluir lo señalado por ENEL ya que esos son aspectos tarifarios.

(...)

Artículo 33. Propiedad de los equipos de conexión.

(...)

ICE:

Modificar el texto como se indica: “Si la conexión es viable técnica y económicamente, pero el ICE, la empresa transmisora o la empresa distribuidora no posee los recursos técnicos y financieros para ofrecer el punto de conexión, el usuario podrá ~~correr~~ ejecutar con sus propios recursos la construcción del punto de conexión, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos por la empresa de transmisión, la empresa distribuidora y el “contrato de conexión” (capítulo VII de esta norma).”

Análisis técnico: Es una mejora de redacción. Se acepta y se incorpora.

ACOPE, ENEL:

Modificar el primer párrafo de este artículo para agregar el término: “en el inciso c) del artículo 32 de esta norma”, de la siguiente forma: “Si la conexión es viable técnica y económicamente, pero el ICE, la empresa transmisora o la empresa distribuidora no posee los recursos técnicos y financieros para ofrecer el punto de conexión, el usuario podrá correr con sus propios recursos la construcción del punto de conexión, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos en el inciso c) del artículo 32 de esta norma.” Justificación: Es necesario eliminar la intromisión de otros actores en las funciones de regulación que son propias de la ARESEP por lo que solicitamos se ajuste la redacción del inciso c) del artículo 32 de la propuesta de reglamento, que en lo que interesa señala que:

Artículo 32. Obligaciones de los interesados y usuarios:

Se establecen a los interesados y usuarios generadores conectados al SEN en alta y media tensión las obligaciones siguientes, según les corresponda:

- c. Cumplir las normas técnicas de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de sus instalaciones y equipos según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE y las empresas distribuidoras y la Autoridad Reguladora apruebe.

Es importante destacar que en la propuesta se nota una serie de delegaciones en favor del Instituto Costarricense de Electricidad, del operador del sistema, que más bien caen dentro del elenco de facultades exclusivas de la Autoridad Reguladora que no pueden ser delegadas, a pesar que la AERESP es la llamada a establecer estas normas técnicas que indefectiblemente inciden en la calidad de la prestación del servicio. Esta potestad – deber es de sobra conocida por la ARESEP toda vez que se encuentra establecida en los artículos 5 inciso a) y 25 ambos de la Ley 7593, el artículo 4 del Decreto Ejecutivo N 29732-MP e incluso las normas técnicas establecidas en las resoluciones RRG-2242-de las 8:30 horas, RRG-2444 de las 8:50 horas del 21 de diciembre de 2001 y RRG-2439-2001 de las 8:30 horas todas del 21 de diciembre de 2001 en donde incluye normas respecto de diseño, montaje y construcción de equipos. Es decir tanto por vía de norma de rango legal, como de resolución de la entidad reguladora las normas de calidad son potestad exclusiva e indelegables de la ARESEP y que se derivan de los objetos y propósitos para los cuales fue creada. La Ley General de la Administración Pública es muy clara en su artículo 90 incisos c) y d) que en lo que interesa señalan:

“Artículo 90.-

La delegación tendrá siempre los siguientes límites: (...)

c) No podrá hacerse una delegación total ni tampoco de las competencias esenciales del

órgano, que le dan nombre o que justifican su existencia;

d) No podrá hacerse delegación sino entre órgano de la misma clase, por razón de la materia, del territorio y de la naturaleza de la función; ...”

Dos ideas son sumamente importante tomarlas en cuenta. La primera es el contenido del inciso c). La esencia de la Autoridad Reguladora es regular aquellas empresas que prestan servicios a los cuales el legislador le ha dado una connotación de servicio público:

“Artículo 5.- Funciones

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son...”

Como corolario de sus facultades regulatorias, la ARESEP está facultada para emitir reglamentos técnicos sectoriales por medio de los cuales se regulen aspectos esenciales que los operadores de los servicios públicos deben de acatar durante la prestación del servicio. La lógica que subyace es que existiría un evidente conflicto de intereses en perjuicio de una de las partes si la ARESEP delega en uno de los administrados la fijación de requisitos técnicos que incidan en la calidad del servicio o bien, delega esta facultad sin establecer una serie de parámetros objetivos para que los prestadores definan dichos requisitos basados únicamente en la subjetividad del funcionario. Este conflicto de interés lógicamente afectará a las empresas generadoras privadas de energía a las cuales se les obligaría cumplir con requisitos que no fueron aprobados por ARESEP mediante los mecanismos previstos por la Ley 7593

La Procuraduría General de la República, mediante el dictamen C-134-2001, señaló que:

“Para este Despacho, con base en esas normas es claro que la entidad pública responsable de los rescates arqueológicos en Costa Rica es el Museo Nacional. Se le ha otorgado esa atribución por su idoneidad específica para la protección y rescate debidos del patrimonio arqueológico, en los términos empleados por la Ley No. 1542 del 7 de marzo de 1953:

“Artículo 1º.-

El Museo Nacional de Costa Rica es el centro encargado de recoger, estudiar y conservar debidamente ejemplares representativos de la flora y la fauna del país, y de los minerales de su suelo, así como de sus reliquias históricas y arqueológicas, y servirá como centro de exposición y estudio. Con ese objeto, y a fin de promover el desarrollo de la etnografía y la historia nacionales, aprovechará la colaboración científica que más convenga a sus propósitos.” (El destacado no pertenece al original)

En consecuencia, el rescate arqueológico es una tarea exclusiva del Museo Nacional, conferida en virtud de su idoneidad técnica, razón por la cual no procede su delegación en los términos del artículo 89, inciso 3) de la Ley General de la Administración Pública que dispone: “No será posible la delegación cuando la competencia haya sido otorgada al delegante en razón de su específica idoneidad para el cargo.”

En el mismo sentido, no pueden delegarse las competencias esenciales del órgano o que justifican su existencia (artículo 90, inciso c) del mismo cuerpo normativo. Y ello acontece en orden a la labor de rescate arqueológico a cargo del Museo Nacional.”

El caso de la ARESEP es igual al expuesto en el criterio de la Procuraduría; por su idoneidad específica es ésta, y no los operadores o administrados, quien debe definir requisitos para la prestación del servicio.

En lo concerniente al inciso d) del artículo 90 de la Ley General de la Administración Pública, la delegación no es posible entre instituciones de funciones y competencias tan diferentes como lo son la ARESEP y el ICE. En palabras de la Procuraduría General de la República:

“El artículo 84 de la Ley General de la Administración Pública regula lo relativo a la transferencia de competencias administrativas, regulando las diversas formas que puede asumir: delegación, avocación, sustitución del titular o de un acto, subrogación y suplencia.

Para todas esas tipologías de transferencia, se establece que tratándose de competencias externas que se trasladan de un órgano a otro, o de un servidor público a

otro, las mismas requerirán de una norma expresa para tenerse como autorizadas; debiendo dicha norma ser de un rango jerárquico igual o superior al de aquella que crea la competencia y proscribiéndose, de modo expreso, la transferencia en virtud de práctica, uso o costumbre. (artículo 85).

Por otra parte, el numeral 87 de dicho cuerpo normativo introduce dos requisitos fundamentales para la validez de una transferencia de esa naturaleza: en primer lugar, debe ser temporal y en segundo lugar, debe realizarse a través de una decisión motivada, entendiéndose que dichos requisitos deben cumplirse en el acto de transferencia....

Artículo 90.-

La delegación tendrá siempre los siguientes límites:

...

c) No podrá hacerse una delegación total ni tampoco de las competencias esenciales del órgano, que le dan nombre o que justifican su existencia;

d) No podrá hacerse delegación sino entre órgano de la misma clase, por razón de la materia, del territorio y de la naturaleza de la función; y

...

Asimismo, debemos destacar que la posibilidad de delegar la competencia es limitada y dado ello, la delegación puede ser revocada en cualquier momento por el órgano delegante. De igual forma, se establece en la ley, que la delegación opera sólo entre órganos de la misma clase, por razón de la materia, el territorio y la naturaleza de la función. La delegación consiste en el traspaso temporal de atribuciones de una persona física a otra, entendiéndose que se trata de titulares de órganos de la misma organización....

CONCLUSIONES

c) La delegación como medio de transferencia de competencias, sólo puede operar mediante norma expresa y entre órganos de la misma clase, por razón de la materia, el territorio y la naturaleza de la función. Dado ello, no podría facultarse a un trabajador social de una institución ajena al IMAS, que realice la calificación destinada por ley a ésta, por cuanto no existe norma que lo autorice y por cuanto el IMAS es un ente descentralizado del Estado que en consecuencia, no podría delegar en otros entes u órganos de la Administración, el ejercicio de una atribución pública legalmente asignada;...”

La delegación es un acto de voluntad de la Administración Pública que está sujeto a los requisitos que impone la ley, los cuales se traducen en un límite infranqueable derivado de los principios constitucionales de Legalidad y de Interdicción de la Arbitrariedad.

Consecuentemente, la delegación que pretende aprobar la ARESEP no puede operar, toda vez que no existe una norma de rango legal que, expresamente habilite a dicha Autoridad a delegar facultades regulatorias en favor del ICE o cualquier otro prestador de servicio público.

ARESEP. Análisis técnico: Para mayor claridad se indica lo solicitado por ACOPE, no obstante se le aclara que este Organismo no está delegando sus responsabilidades sino que evita llegar a un grado de coadministración con las empresas.

(...)

Artículo 34. Contrato de conexión.

(...)

ACOPE, ENEL:

Se solicita incluir un plazo máximo de 15 días calendario para la revisión del contrato de conexión por parte del Operador del Sistema.

ARESEP. Análisis técnico. Este es un aspecto a establecer en los protocolos y procedimientos que proponga el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora. Para mayor claridad se indica lo anterior al final del artículo.

ICE:

Nuevamente se insiste en la necesidad de un convenio de conexión que aplique para obras que pertenecen al mismo propietario de la red de transmisión o

distribución en la que se conectan, y donde no se puede suscribir un contrato por ser la misma persona jurídica. Ejemplo: plantas ICE conectándose a la red de transmisión del ICE o plantas de empresas distribuidoras que se conectan en su propia red. La CRIE solicita en el artículo 4.3.5.1 del Libro III del RMER para la puesta en servicio de la conexión en la RTR:

“La puesta en servicio de una conexión será autorizada por el EOR, en consulta con el OS/OM y el Agente Transmisor, cuando el solicitante haya cumplido con lo siguiente:... d) La suscripción del Contrato de Conexión u otorgamiento de la autorización de conexión, de acuerdo a lo previsto en las regulaciones nacionales de cada país; y ...”

Por lo anterior, se solicita modificar el título del artículo 34 con el nombre: “Contrato o convenio de conexión”.

ARESEP. Análisis Técnico: Contrato o convenio es un mismo término por lo que se rechaza lo solicitado por el ICE.

(...)

Artículo 35. Aspectos contractuales.

(...)

ACOPE, ENEL, PLANTAS EÓLICAS:

Se solicita ajustar la redacción según se propone seguidamente. Se entiende eliminado el texto con tachadura. Se entiende incluido el texto resaltado con negrita y subrayado:

El “Contrato de Conexión”, tanto para conexiones nuevas como para existentes, deberá incluir al menos la información siguiente:

a. Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse el contrato.

b. Determinación del objeto y alcance del contrato, incluyendo las obligaciones que se impongan al Operador del Sistema, al ICE, a la empresa de transmisión a la empresa distribuidora o a los usuarios.

c. Cita de la legislación que forma parte del contrato y rige en su interpretación y alcance:

i. Leyes 7593, 7200, 7508 y sus reformas, y reglamentos y leyes conexas

ii. Resoluciones vigentes de cargos de conexión y transporte de energía, en las redes de transporte o de distribución, así como de los cargos por operación del sistema correspondiente al Operador del Sistema emitidas por la Autoridad Reguladora.

iii. Normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora.

~~iv. Normas técnicas propuestas por el Operador del Sistema o el ICE y aprobadas por la Autoridad Reguladora~~

d. Cargos por conexión a la red de transmisión o de distribución fijados por la Autoridad Reguladora

~~i. Determinación de los cargos a pagar por los usuarios, forma de facturación y pago.~~

~~ii. Cronograma para el diseño, adquisición, construcción y puesta en servicio de la conexión.~~

~~iii. Frecuencia de revisión de los cargos.~~

~~iv. Información que el usuario debe suministrar al Operador del Sistema, al ICE, empresa de transmisión o empresa distribuidora para que puedan calcular los cargos correspondientes y ser aprobados por la Autoridad Reguladora.~~

e. Cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada del SEN, fijados por la Autoridad Reguladora.

f. Descripción de las obras y equipos que hacen parte de la conexión así como los límites físicos de la propiedad:

i. Del inmueble.

ii. En los equipos de alta, media y baja tensión.

iii. En los circuitos de protecciones.

- iv. En los circuitos de sincronización.
- v. En los circuitos de control.
- vi. En el equipo registrador cronológico de eventos y registrador de fallas.
- vii. En telecomunicaciones y telecontrol.
- viii. En los circuitos de medida y telemedida.
- ix. En el sistema contra incendio.
- ~~x. Otros aspectos que sean necesarios especificar.~~
- g. De la transferencia al ICE, a la empresa de transmisión o empresa distribuidora de las líneas de derivación y del punto de conexión.
- h. Asignación de responsabilidad y las condiciones técnicas de la operación y mantenimiento, preventivo y correctivo, para coordinar su ejecución de tal forma que se reduzcan los tiempos de indisponibilidad de equipos y/o líneas.
- i. Derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones.
- j. Los servicios prestados entre las partes tales como:
 - i. La operación.
 - ii. El mantenimiento.
 - iii. Las comunicaciones.
 - iv. Los servicios auxiliares.
 - v. El suministro eléctrico para servicios propios.
 - vi. Préstamo o arriendo de equipo
 - vii. Servicios de supervisión, medición e información.
- k. Las responsabilidades para todos los servicios pactados entre las partes.
- l. Especificación del plazo de vigencia y causales de finalización del contrato.
- m. Las causales de modificaciones y cancelaciones del contrato.
- ~~n. Pólizas de responsabilidad civil por los daños a consecuencia de deficiencias o fallas operativas en instalaciones y equipos.~~
- o. Requisitos técnicos solicitados por el Operador del Sistema.
- p. Listado de anexos que contengan los documentos relacionados con el contrato.
- ~~q. Cualquier otro aspecto que regule los deberes y derechos de las partes.~~

Justificación: El apartado iv del punto c) crea inseguridad jurídica, y releva a la ARESEP de su mandato, por eso debe eliminarse. Esto ya se contempla en el apartado iii del punto c). En el punto d) cualquier cargo o tarifa para los servicios de este reglamento debe ser previamente determinado por la ARESEP, y en caso de que se cobren a los generadores privados, estos cargos deberá ser reconocido como parte de los costos que deben ser incluidos en sus tarifas. Esto también aplica para cualquier otro costo que se cree en este reglamento para estos administrados. Adicionalmente el subíndice i es repetición del postulado indicado en d. Los otros temas de los subíndices ii al iv no tienen relación con los cargos, por eso deben ser eliminados. El subíndice x del punto f) es innecesario y confuso. Debe ser eliminado. En el caso del punto n) no se entiende la justificación de este requisito, que no ha existido antes en el SEN. Es mejor eliminarlo. En el caso del punto q) el reglamento debe ser taxativo, y no en adecuado dejar cláusulas abiertas que producen inseguridad jurídica e indeterminación. Es mejor eliminarlo.

ARESEP: Análisis técnico: Para mayor claridad se considera dejar los apartados iv y iii del punto c). No se evidencia ninguna inseguridad jurídica, como lo afirma ACOPE. Por otra parte resulta innecesario señalar lo indicado por ACOPE en relación con el reconocimientos de estos costos en las tarifas. En relación al subíndice i del punto d), se reubica para mayor claridad. Los demás subíndices quedan tal y como están. El subíndice x del punto f) es necesario que quede para establecer condiciones contractuales especiales. En cuanto al punto n) es necesario el establecimiento de pólizas de responsabilidad civil. Y por último es necesario para establecer condiciones contractuales especiales que convengán las partes.

(...)

Artículo 38. Requisitos técnicos de las conexiones.

(...)

ENEL:

En el apartado A del artículo 38, se indica "...los requerimientos de aislamiento externo y coordinación de aislamiento en el sitio de conexión usuario – ICE o empresa de transmisión o empresa distribuidora, deben cumplir con las normas aplicables, en el momento de su diseño". Solicitud: Ajustar el texto, indicando "...deben cumplir con la normativa aprobada por la Autoridad Reguladora, en el momento de su diseño". En el inciso f del apartado A del artículo 38, se indica "Las conexiones al SEN deben contar con un sistema de puesta a tierra de conformidad con lo que establezca el ICE o la empresa distribuidora según corresponda". No obstante, es la ARESEP quien debe incluir los requisitos técnicos e indicarlos como parte de este reglamento. Solicitud: Ajustar el texto, indicando "Las conexiones al SEN deben contar con un sistema de puesta a tierra según la normativa aprobada por la Autoridad Reguladora". Adicionalmente, solicitamos especificar los requisitos e incluirlos en este reglamento.

ARESEP: Análisis Técnico: La Autoridad Reguladora no puede llegar a establecer detalles de normativa técnica en lo que respecta a diseño de infraestructura eléctrica y de equipamiento, aspectos que les corresponde a las empresas eléctricas, debiendo la Autoridad Reguladora avalar dichas normas, si se considera oportuno desde el punto de vista regulatorio, y dirimir los conflictos que se presenten. Caso contrario se estaría llegando a un estado de coadministración.

(...)

Artículo 39. Requisitos técnicos para la conexión de generadores al SEN.

(...)

a. Equipo de protección.

(...)

ICE:

Se solicita agregar el texto al final del segundo párrafo del inciso "b" que se resalta a continuación:

"El ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema brindarán al Generador los tiempos de despeje de las protecciones primarias y de respaldo por fallas en los equipos del Generador conectados directamente al sistema de transmisión y por fallas en los equipos del ICE o de la empresa de transmisión conectados directamente al equipo del Generador, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia. **El Operador del Sistema especificará para las plantas de generación renovables no convencionales, mayores de 1 MW, los requisitos mínimos requeridos para soportar huecos de tensión en la red de transmisión sin la desconexión de éstos del SEN, con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.**" Lo es anterior es necesario para cubrir los requisitos de tecnologías como plantas fotovoltaicas y eólicas.

ARESEP: Análisis técnico: No se considera necesario, pues el segundo párrafo es claro en sí mismo para todo tipo de fuente de energía primaria. El Operador del sistema debe establecer tales requisitos conforme a lo indicado en el artículo 45 de esta norma y en el contrato de conexión (artículo 34 y 35).

(...)

f. Equipo de supervisión y control.

(...)

ACOPE, PLANTAS EÓLICAS:

Se solicita ajustar la redacción según se propone seguidamente. Se entiende eliminado el texto con tachadura. Se entiende incluido el texto resaltado con negrita y subrayado:

a. Equipo de interrupción.

Toda conexión entre un "Generador" y el SEN debe ser a través de interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Mediante los estudios indicados en el Capítulo III de esta norma, el ICE o la empresa distribuidora brindarán al usuario, en un plazo no mayor a 90 días contados a partir del día siguiente a la formulación de la petitoria y como parte del estudio de conexión (artículo 30), la información necesaria de valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del sistema de transporte o de distribución en el punto de conexión.

b. Equipo de protección.

Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de transmisión deben cumplir con los requisitos que el **ARESEP** ~~ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema~~ establezcan para reducir a un mínimo el impacto en el SEN por fallas en los circuitos propiedad de los generadores.

El ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema brindarán al "Generador" los tiempos de despeje de las protecciones primarias y de respaldo por fallas en los equipos del "Generador" conectados directamente al sistema de transmisión y por fallas en los equipos del ICE o de la empresa de transmisión conectados directamente al equipo del "Generador", desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia.

Con base en las normas de este reglamento ~~A criterio del ICE y del Operador del Sistema,~~ el "Generador" debe proveer una protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores locales o remotos, que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable después de detectada la condición de falla de interruptor.

Adicionalmente y siempre **según las normas establecidas por la ARESEP** ~~a criterio del ICE o de la empresa de transmisión y del Operador del Sistema,~~ el "Generador" deberá proveer las protecciones que minimizan el impacto de fallas sobre el SEN siguientes:

i. Protección por deslizamiento de polos, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del SEN.

ii. Protección de alta y baja frecuencia según los límites especificados en el plan de operación y el artículo 12 de esta norma.

Los sistemas de protección deberán contar con equipos de respaldo para garantizar la integridad de los esquemas de protección y deberán ser adecuadamente coordinados, según los requerimientos del ICE o de la empresa de transmisión y del Operador del Sistema y además instalados de común acuerdo con el ICE.

De igual forma, las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de distribución deben cumplir con los requisitos **que establezca la ARESEP** ~~que la empresa distribuidora y el Operador del Sistema establezcan~~ para reducir a un mínimo el impacto en el SEN y en la red de distribución por fallas en los circuitos de propiedad de los generadores.

c. Equipo de medición comercial.

El "Generador" La empresa transmisora o la empresa distribuidora, según corresponda, debe proveer la infraestructura y equipo necesario en el punto de conexión para llevar la información que se requiera de medición y registro de potencia, y de calidad, para efectos tarifarios, de conformidad con lo establecido en la disposición técnica AR-NTCON "Uso, Funcionamiento y Control de Contadores Eléctricos" y con el Sistema de Medición Comercial Regional, según corresponda.

d. Equipos de telecomunicaciones.

Para asegurar ~~el correcto control operativo~~ **la coordinación** entre el "Generador" y el Operador del Sistema, según se consigne en el "Contrato de Conexión" y a criterio del Operador del Sistema establecidos en protocolos aprobados por la Autoridad Reguladora, se deben establecer uno o varios de los siguientes servicios de telecomunicaciones:

i. Servicio de telefonía operativa.

- ii. Teleprotección.
- iii. Servicio de comunicación de emergencia (estación base de la red móvil del ICE, red pública conmutable, telefonía celular) que dé respaldo en los casos de colapso de la telefonía operativa.
- iv. Servicio de telefax

~~Además de los anteriores servicios y siempre a criterio del Operador del Sistema y del ICE, se debe proveer la infraestructura en las comunicaciones para llevar la información desde el punto de conexión a la red de transmisión siguiente:~~

~~i. Datos generados por el equipo de supervisión y control, según inciso f) de este artículo.~~

~~ii. Datos del equipo de registro de fallas, según inciso e) de este artículo.~~

~~iii. Datos del equipo de medición comercial, según inciso c) de este artículo.~~

e. Equipo registrador de fallas.

~~El "Generador" debe disponer de un sistema registrador de fallas que permita al Operador del Sistema, supervisar el desempeño de los circuitos de conexión del "Generador" al SEN en el punto de conexión. Los requisitos técnicos del sistema registrador de fallas serán especificados por el Operador del Sistema en coordinación con el ICE.~~

f. Equipo de supervisión y control.

~~El "Generador" debe contar con la infraestructura y equipo necesario para transmitir la información que se requiera para supervisión y control por parte del Operador del Sistema.~~

Justificación: En el punto b) se eliminan las frases que remiten los temas de reglamentación a los criterios del ICE o la empresa de transmisión, o el Operador del Sistema, o las distribuidoras. No se entiende como el ARESEP propone trasladar funciones de regulación y control, que le son propias, a otros actores del SEN. Esta disposición es absolutamente arbitraria, y una norma técnica no puede quedar a la ocurrencia de otros administrados de la ARESEP. Es la Autoridad Reguladora quien debe incluir, explícitamente los requisitos para este y otros temas técnicos. Se incluyen anexos como propuesta técnica al final de este documento.

En el caso de los puntos d) y e) la razón para su eliminación es que el generador puede no tener control sobre esa infraestructura, por lo que no es posible establecer obligaciones que no se puedan cumplir. Es importante aclarar este tema, pues produce inseguridad jurídica. No puede este tema quedar sin el debido detalle a nivel de reglamento. Para su debido tratamiento se adjunta un anexo al final de este documento. Adicionalmente no se entiende el entrecomillado de la palabra generador, considerando que es parte de las definiciones.

ARESEP: Análisis Técnico: En lo que respecta al punto b) es necesario aclararle a ACOPE, que la ARESEP es un organismo regulador que supervisa el accionar de los diferentes participantes de la industria eléctrica. No es un operador para que asuma responsabilidades que no le competen, pues se estaría llegando a estado de coadministración con respecto al Operador del Sistema; las empresas transmisoras y distribuidoras tiene que asumir sus responsabilidades en cuanto a la operación de sus redes. En ese sentido si existiese una controversia por lo actuado por el Operador del Sistema, las empresas distribuidoras o transmisoras, la ARESEP resolvería el conflicto, de conformidad con sus potestades legales. Consecuentemente no se acepta lo indicado por ACOPE, pues la ARESEP no puede llegar a establecer un nivel de detalle en cuanto a normativas de diseño y construcción, pues se estaría llegando a un nivel de coadministración. La ARESEP debe revisar requisitos y evaluar que no sean abusivos y resolver todos los conflictos que en este tema de generen pero nunca llegar a un nivel de detalle. En relación con los puntos d) y e) ACOPE no indica porque no puede tener acceso a estos equipos. Y por último en cuanto a las comillas en la palabra generador, estas fueron eliminadas como resultado de la audiencia anterior a que fue sometida esta propuesta de norma.

(...)

Artículo 40. Requisitos técnicos del generador.

(...)

c. Ajustes de protecciones.

(...)

ACOPE, ENEL, PLANTAS EÓLICAS:

Es importante indicar que para todos los requisitos de este artículo, existen normas internacionales que deben incluirse en este reglamento.

ARESEP: Análisis Técnico: *Este Organismo Regulador es conocedor de la existencia de normativa internacional, pero se le reitera a ACOPE, de que el ente regulador no puede llegar a un nivel de detalle que implique coadministración.*

(...)

Artículo 41. Servicios auxiliares que el Generador debe proveer.

(...)

ICE:

Se solicita cambiar el límite de 5 MW por 1 MW en el siguiente texto:

“Todos los Generadores con unidades de generación iguales o superiores a 5MW 1MW, a requerimiento del Operador del Sistema y bajo las condiciones que este establezca y apruebe la Autoridad Reguladora deben proveer:...”

Lo anterior debido a que se crea un vacío regulatorio para generadores entre 1 MW y 5 MW. Se considera que el capítulo XII de ésta norma regula las condiciones para generadores menores a 1 MW y que éste artículo 41 presenta los requisitos para generadores mayores a 1 MW, siguiendo el criterio del Operador del Sistema indicado en el mismo.

Inciso i

Con respecto al inciso “i.” de este artículo se debe agregar el texto resaltado:

i. Control de tensión y suministro de potencia reactiva.

Nota: No interesa que los generadores controlen la potencia reactiva, pero sí que tengan la capacidad de suministrarla.

ARESEP: Análisis Técnico: *No existe vacío regulatorio entre las plantas con potencia superior a 1 MW y las plantas con potencia inferiores a 5 MW, ya que todas las plantas inferiores a 5 MW no son plantas despachables por el Operador del Sistema. No indica el ICE cuales son los efectos sobre el SEN de pedir requisitos a plantas inferiores a 5 MW y superiores a 1MW para poder ser evaluados por la ARESEP con respecto a su costo beneficio en relación con la operación óptima del SEN. En cuanto al inciso i, el indicar tener control de potencia reactiva implica la capacidad de suministrarla. No obstante para mayor claridad se indica “Control de tensión y de suministro de potencia reactiva.*

ACOPE, ENEL:

Al final de este artículo es necesario incluir la frase: “Para las empresas generadoras estos costos serán reconocidos en sus tarifas”. Justificación: La ARESEP debe reconocer estos costos en las tarifas de los generadores en caso de que sean cobrados, esto después de que la Autoridad Reguladora defina su metodología de cálculo y su fijación.

ARESEP: Análisis técnico: *Resulta innecesario indicar lo solicitado, ya que esos son temas tarifarios.*

(...)

Artículo 63. Porcentaje de restricción por seguridad operativa.

(...)

ICE:

Se recomienda modificar el indicador. La práctica de restricción por seguridad operativa a veces requiere aplicar límites a la potencia total transmitida por un grupo de líneas de transmisión. Lo anterior implica problemas de calcular un “EGRESTOP”

debido a que la distribución de los flujos de potencia se da siguiendo razones de impedancia eléctrica y el punto de operación del SEN. Lo anterior imposibilita el cálculo del valor deseado por elemento, pues tendrían que suponerse condiciones de repartición de potencias activas por las líneas y posibles despacho aguas arriba de este punto en la red.

Se solicita modificar el indicador por un índice de tiempo porcentual de la línea operando restringida. Este podría ser igual al tiempo semestral en que la línea está restringida entre el tiempo total de horas del semestre. Con esto se daría una indicación de zonas restringidas.

ARESEP: Análisis técnico: Se entiende las situaciones de restricción por grupos de líneas de transmisión, pero no comprendemos las limitaciones para calcular el indicador. Adicionalmente el ICE recomienda modificar el indicador por un índice porcentual de la línea operando en forma restringida, pero no aporta una propuesta concreta al respecto.

(...)

Artículo 66. Factor de utilización de una subestación.

(...)

ICE:

La última fórmula de este artículo en el texto actual de la norma se define como sigue:

$$CAPMAXSUB=0,85\left(\sum_{i=1}^N CT_i - CTM\right)$$

Dado que el indicador es para medir el grado de utilización, se solicita a la ARESEP modificar la fórmula eliminando la capacidad de la unidad más grande, ya que este es un valor global que va a medirse a lo largo de un semestre completo, donde la condición de operación normal será con todas las unidades de transformación en operación. La fórmula propuesta quedaría como sigue:

$$CAPMAXSUB=0,85\left(\sum_{i=1}^N CT_i\right)$$

ARESEP: Análisis técnico: No es claro el ICE en sus argumentos por lo que se rechaza su solicitud.

(...)

Artículo 80. Clasificación de las indisponibilidades.

(...)

b) Por su origen

ACOPE, ENEL, PLANTAS EÓLICAS:

Se solicita sustituir los valores de la tabla 6, ubicada en el punto b) de este artículo para que se lea de la siguiente forma:

Tabla N° 6

Clasificación de las indisponibilidades por su duración

Tipo de Indisponibilidad	Duración
Temporal	Inferior o igual a 48 horas
Prolongadas	Superior a 48 horas

Justificación: Los 30 minutos es un período demasiado corto y crearía una alta carga de trabajo, costosa e innecesaria; por eso se proponen 48 horas como un período más razonable

ARESEP: Análisis técnico: No detalla ACOPE porque resultaría una alta carga de

trabajo. Además es una clasificación de las indisponibilidades. La oposición de ACOPE no tiene sentido técnico ni jurídico por lo que se rechaza.

(...)

CAPÍTULO XII

GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA PARA AUTOCONSUMO

El Capítulo XII norma la actividad de generación a pequeña escala con fuentes renovables, tanto para autoconsumo como para uso y venta de excedentes. Como se trata de dos actividades que tienen condiciones y características regulatorias muy distintas, es conveniente que se traten claramente diferenciadas en la norma, para lo cual solicitamos que se adopten las definiciones y los conceptos básicos que a continuación se indican.

Las definiciones de las actividades de generación distribuida bajo interés son:

Generación Aislada de la Red:

Generación de energía eléctrica que realiza un cliente eléctrico dentro de su instalación, con el fin de abastecer únicamente sus necesidades eléctricas propias. Se realiza desconectada del SEN y por lo tanto no es regulada por la presente norma.

Generación Distribuida de Autoconsumo:

Generación de energía eléctrica, realizada por el cliente eléctrico dentro de su instalación, con el único propósito de satisfacer exclusivamente sus necesidades eléctricas propias, funcionando en paralelo con el SEN.

Generación Distribuida de Pequeña Escala:

Generación de energía eléctrica con sistemas de generación de pequeña escala, realizada por el cliente eléctrico dentro de su instalación, funcionando en paralelo con el SEN, con el doble propósito de satisfacer sus necesidades propias y de vender la energía excedente a la empresa distribuidora.

Atendiendo las definiciones anteriores, los conceptos básicos que debe contener la norma son los siguientes:

Generación Aislada de la Red:

No se conecta al SEN

No requiere concesión

Por ser una actividad privada no requiere ser regulada por esta norma

Generación Distribuida de Autoconsumo:

Funcionamiento en paralelo con el SEN

No requiere concesión

La realiza un cliente eléctrico dentro de su instalación eléctrica, por lo tanto se conecta al SEN a través de su acometida de servicio eléctrico

Por política energética nacional se restringe a fuentes renovables o a cogeneración

Como el único propósito es satisfacer parcial o totalmente las necesidades propias de electricidad, el cliente no puede vender energía ni esperar retribución alguna de la empresa eléctrica

Por ser beneficioso tanto para el cliente eléctrico como para el sistema eléctrico nacional, los eventuales excedentes de potencia que el cliente inyecte a la red se acumularán en una cuenta anual para compensar la demanda acumulada del cliente. Las inyecciones acumuladas anuales en exceso sobre las demandas acumuladas anuales no serán reconocidas por la empresa distribuidora

La fecha de inicio del período anual se debe fijar para cada cliente según el tipo de fuente del sistema de generación, para permitir el aprovechamiento máximo del ciclo estacional del recurso natural renovable

El sistema de generación puede ser de cualquier tamaño, ya que está económicamente limitado por su función de autoconsumo

Por la misma razón, la acometida del cliente en la mayor parte de los casos, será adecuada para soportar la operación del sistema de autoconsumo

Generación Distribuida de Pequeña Escala:

Funcionamiento en paralelo con el SEN.

Requiere concesión

La realiza un cliente eléctrico dentro de su instalación eléctrica, por lo tanto se conecta al SEN a través de su acometida de servicio eléctrico

Por política energética nacional se restringe a fuentes renovables o a cogeneración

Esta actividad tiene el doble propósito de satisfacer las necesidades eléctricas del cliente eléctrico y vender energía a la empresa distribuidora

Requiere la contabilización independiente de los flujos demandados y de los flujos inyectados a la red

Requiere un límite de tamaño (potencia o generación) para que calce con la definición de pequeña escala

El precio de compra es regulado por la ARESEP

Estas definiciones imponen para la actividad clasificada como “Generación Distribuida para Autoconsumo” las siguientes consideraciones y conceptos:

Normas simplificadas para autoconsumo con sistemas pequeños

Los sistemas de generación pequeños en la categoría de Generación Distribuida para Autoconsumo, del orden de unos pocos kW, no ponen individualmente en riesgo la seguridad ni la operación del SEN como si lo pueden hacer los grandes generadores. La imposición de requisitos y revisiones desproporcionados se convierten en barreras innecesarias para los clientes y en sobrecostos para el país.

Por esta razón, se deben prever los casos de generación distribuida para autoconsumo de muy pequeña escala, y establecer una normativa simplificada para ellos.

Interconexión de los sistemas de generación

En Generación Distribuida para Autoconsumo, el sistema de generación está conectado dentro de la instalación eléctrica del cliente, funcionando en paralelo con la red. Por lo tanto la interconexión entre el equipo generador y el SEN es a través de la acometida eléctrica del cliente.

Como el único propósito de este sistema de generación es satisfacer las demandas propias del cliente, su capacidad será del mismo orden de magnitud de la capacidad que el cliente demanda de la red. Por lo tanto en la gran mayoría de los casos, la acometida eléctrica con y sin sistema de generación es exactamente la misma. Esto hace inconsistente solicitar obligatoriamente la instalación de una nueva interconexión, o la instalación de transformadores exclusivos para el sistema de generación.

Operación en isla

Entendiendo operación en isla la energización de un segmento de la red separada del resto del SEN, debe ser totalmente prohibida la operación en isla de la red alimentada por un sistema de generación de un cliente bajo Generación Distribuida para Autoconsumo. Los sistemas de protección y seguridad del sistema que instale el cliente deben bloquear esta posibilidad.

Bajo el régimen de autoconsumo, cuyo objetivo único es atender demandas propias, ningún cliente debe poder alimentar cargas de terceros a través de la red, aunque sea temporalmente y bajo condiciones de excepción.

Operación y desconexión del sistema de generación

El único responsable de la operación del sistema de generación bajo el régimen de autoconsumo es el cliente. Si la interacción del cliente con la red causa cualquier tipo de perturbación, la empresa distribuidora debe poder exigir al cliente que solucione el problema, y en casos graves o de urgencia, la empresa distribuidora debe poder desconectar al cliente, incluso sin aviso previo.

Es inconsistente normar que la empresa distribuidora pueda exigir la capacidad de realizar maniobras remotas de conexión y desconexión del generador que está dentro de la instalación del cliente.

Oposición y solicitud

Se solicita que la ARESEP adopte la definición de “Generación Distribuida para Autoconsumo” y que la regule en forma separada de las otras formas de generación distribuida que sí incluye el propósito de vender energía. Esta regulación deberá ser consistente con las observaciones realizadas.

Dentro de la actividad de “Generación Distribuida para Autoconsumo” también se solicita que la ARESEP establezca normas simplificadas para los sistemas de generación de pequeño tamaño.

Se solicita además que se hagan los ajustes necesarios para que las observaciones realizadas a los temas de conexiones, operación y desconexión, para la Generación Distribuida, sean incorporadas en esta norma.

En particular se llama la atención en la necesidad de ajustar los artículos 3 del Capítulo I y los artículos 123, 124, 126, 131, 143, 147, 148 y 149 del Capítulo XII en lo que interesan a la “Generación Distribuida para Autoconsumo”.

ARESEP: Análisis Técnico: El ICE presenta una mezcla de conceptos y términos sin coherencia alguna los cuales no dan ningún valor agregado a la norma propuesta cuyo objetivo es regular la generación a pequeña escala, a partir de fuentes renovables que opera en paralelo con el SEN y que es mayoritariamente para autoconsumo pero que tiene la opción de intercambiar física y monetariamente, excedentes con las empresas distribuidoras. Por lo anterior, se rechaza lo solicitado por el ICE.

(...)

Artículo 123. Libre acceso a la red de distribución nacional.

(...)

ACESOLAR:

El artículo 123 de la Norma Técnica POASEN, actualmente propone:

“El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovable es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

Se solicita aclarar en el texto del artículo que la concesión de servicio público se necesita únicamente para la medición neta compleja, pues actualmente el texto es omiso y se podría interpretar que para la medición neta sencilla también se requiere concesión. Ello no es necesario de conformidad con la legislación vigente, pues con la medición neta sencilla no hay venta ni reconocimiento económico de energía, por cuanto no se configura el servicio de generación de energía regulado en el artículo 5 de la Ley N° 7543.

Se propone la siguiente redacción:

“El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovable es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además, para la medición neta compleja se deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

ARESEP: Análisis técnico: Desde el punto de vista jurídico tanto, la operación de generadores en paralelo con el SEN es un servicio público independientemente que el intercambio de energía sea meramente de unidades físicas (neteo) o bien exista intercambio de unidades monetarias. Por lo anterior, se rechaza la petitoria de ACESOLAR.

CNFLSA, COOPELESCA:

El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables es libre para cualquier abonado, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones

técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, y con las que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además deberá de contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente. *Justificación:* Se elimina el acceso a usuarios por cuanto, de acuerdo con definición de generador a pequeña escala para autoconsumo un usuario no podría tener acceso a la red de distribución para efectos de generación.

ARESEP: Análisis técnico: No se acepta lo manifestado por la CNFLSA, dado que un usuario con la debida autorización de un abonado, puede instalar en un inmueble alquilado un sistema de generación a pequeña escala para autoconsumo.

COOPEGUANACASTE:

En el artículo se menciona: “El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables es libre para cualquier abonado o usuario...” Se recomienda excluir la palabra “usuario” toda vez que éstos no son abonados (no consumen, no tienen medidor, no están conectados a la red) de manera que el modelo de autoconsumo no cabe para esta figura.

ARESEP: Análisis técnico: No se acepta lo manifestado por COOPEGUANACASTE, dado que un usuario con la debida autorización de un abonado, puede instalar en un inmueble alquilado un sistema de generación a pequeña escala para autoconsumo.

(...)

Artículo 124. Interconexiones autorizadas.

(...)

CNFLSA

Se autoriza la interconexión y operación en paralelo de micro generadores con la red de distribución a baja tensión y la de mini generadores a la red de distribución de media tensión a través de un transformador exclusivo cuya capacidad será mínimo un 10% superior a la capacidad del mini generador o del micro generador cuando corresponda. *Justificación:* Se agrega esta condición técnica a los micro generadores cuando corresponda en función de la potencia instalada y en congruencia con lo establecido en esta misma norma.

ARESEP. Análisis técnico: No se acepta lo solicitado por la CNFLSA ya que los micro generadores cuya potencia es inferior a 100 KVA, pueden interconectarse directamente a la red de distribución secundaria. En todo caso si se requiriera el uso de un transformador exclusivo, el mismo debe justificarse como resultado del estudio indicado en el artículo 126 de esta norma.

(...)

Artículo 125. Capacidad de acceso.

(...)

ACESOLAR

ACESOLAR solicita que en ambos artículos (125 y 126) se establezca un plazo razonable de repuesta por parte de las empresas distribuidoras para informar el cliente el resultado de los estudios, así como las sanciones que se aplicaran en caso de que la empresa distribuidora se niegue a cumplir con este deber.

Ello es importante pues la renuencia de las empresas distribuidoras a desarrollar la capacidad técnica y administrativa para cumplir con estas obligaciones, puede resultar en procedimientos largos e ineficientes que sean un desincentivo para promover la generación distribuida en sitios de gran interés. ACESOLAR propone que se establezca un plazo máximo de quince días hábiles para tal respuesta.

ARESEP: Análisis técnico: Resulta inapropiado establecer requisito de plazo en esta norma, ya que los mismos corresponde a la administración propia de cada empresa y depende de las particularidades de cada empresa en lo que respecta a área de cobertura, arquitectura y equipamiento de la red, características geográficas, etc. En caso de un conflicto por el tiempo de respuesta los interesados podrán interponer la queja ante la ARESEP la que resolverá considerando los aspectos señalados.

(...)

Artículo 126. Limitaciones de acceso.

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

*En toda solicitud de conexión de un micro o mini generador a la red de distribución, la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, cuyo costo será cubierto por el interesado. El estudio tomará en consideración el crecimiento de la demanda, la cargabilidad del circuito, la naturaleza del recurso energético primario (eólico, fotovoltaico, hidráulico, etc.) y los criterios normativos emitidos por la Autoridad Reguladora en lo que respecta a continuidad y calidad del suministro, así como las siguientes consideraciones:...***Justificación:** *Se considera necesario establecer explícitamente que los estudios necesarios para determinar la viabilidad técnica de la conexión de un micro o mini generador a la red de distribución debe ser costado por el interesado por cuanto no se puede considerar como un gasto atribuible a la red de distribución cargado a la tarifa de los demás usuarios o abonados de la empresa eléctrica.*

ARESEP. Análisis técnico: *No se acepta lo solicitado por la CNFLSA por cuanto las empresas deben estudiar y analizar la capacidad de sus redes para la generación en paralelo con sus redes de conformidad con el artículo 125. En lo que respecta al estudio indicado en el artículo 126, los costos de los mismos es algo a considerar en la tarifa de acceso indicada en el artículo 132 y que por tanto es un aspecto tarifario a atender por la Autoridad Regulador en su momento oportuno.*

COOPEGUANACASTE:

Es necesario especificar que los costos de los estudios aunque sean realizados por la distribuidora, deben ser pagados por el interesado.

ARESEP. Análisis técnico: *No se acepta lo solicitado por COOPEGUANACASTE por cuanto las empresas deben estudiar y analizar la capacidad de sus redes para la generación en paralelo con sus redes de conformidad con el artículo 125. En lo que respecta al estudio indicado en el artículo 126, los costos de los mismos es algo a considerar en la tarifa de acceso indicada en el artículo 132 y que por tanto es un aspecto tarifario a atender por la Autoridad Regulador en su momento oportuno.*

(...)

Artículo 127. Adecuaciones de red.

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

Los costos de las adecuaciones de la red de distribución para la interconexión de mini generadores y de micro generadores correrán por cuenta del interesado. Justificación: Se considera necesario establecer explícitamente que cualesquiera adecuaciones a la red de distribución originadas en la conexión de un micro o mini generador a la red de distribución debe ser costado por el interesado por cuanto no se puede considerar como un gasto atribuible a la red de distribución que sea cargado a la tarifa de los demás usuarios o abonados de la empresa eléctrica.

ARESEP. Análisis Técnico: *Se considera que para micro generadores con potencias menores o iguales a 50 kVA, pueden ser interconectados a la red sin generar adecuaciones a la red, por lo que no se considera aceptable lo solicitado por la CNFLSA.*

COOPEGUANACASTE:

Los sistemas de generación distribuida requieren de una inversión importante de dinero, de manera que los abonados que se incorporen a esta actividad serán aquellos con los mejores ingresos y no así aquellos de clases sociales bajas, los cuales con apuros pueden pagar su recibo eléctrico mensualmente. Bajo estas circunstancias lo lógico y lo justo es que los costos asociados a adecuaciones de red en baja o media tensión para la conexión de sistemas de generación distribuida, sean asumidos por los generadores de esos costos y no trasladados vía tarifa al resto de los abonados.

Recomendamos que se señale que todas las adecuaciones de red independientemente que sean en la redes de baja o de media tensión, deben ser cubiertas por el interesado para no impactar las tarifas de los demás usuarios.

ARESEP. Análisis Técnico: Se considera que para micro generadores con potencias menores o iguales a 50 kVA, pueden ser interconectados a la red sin generar adecuaciones a la red, por lo que no se considera aceptable lo solicitado por COOPEGUANACASTE.

(...)

Artículo 132. Costo de acceso a la red.

(...)

Ra-Newables SRL:

Añadir EXCLUSION MINIMO DE MT DE 120.000 KWH ANUAL (como tiene el ICE).

ARESEP. Análisis técnico: no se indica el fundamento técnico ni legal para establecer la exclusión solicitada, por lo que se rechaza la petitoria de Ra-Newables SRL.

CNFLSA, COOPELESCA:

En ambas modalidades de régimen contractual, tanto en el caso de excedentes de producción como en el caso en que el consumo iguale a la producción, el generador a pequeña escala deberá cancelar mensualmente a la empresa, el costo de acceso a la red de distribución.

Justificación: El costo de acceso debe ser calculado por cada empresa distribuidora y aprobado por ARESEP y debe cubrir los costos proporcionales de desarrollo, operación y mantenimiento del sistema de distribución disponible y los costos de disponibilidad del respaldo de la generación por cuanto estos costos no deben ser cargados al resto de clientes y usuarios tanto de la empresa distribuidora como del Sistema Eléctrico Nacional.

ARESEP. Análisis técnico: Estos son aspectos tarifarios que se atenderán oportunamente por la Autoridad Reguladora. No obstante para mayor claridad se elimina el término “equivalente al monto de la tarifa mínima”

COOPEGUANACASTE:

El costo de acceso a la red debe ser calculado por cada empresa y puesto en conocimiento de Aresep para su aprobación. La tarifa mínima actualmente no refleja estos costos, más bien es un subsidio para los clientes que menor consumo tienen y los cuales se suponen son los más pobres, esto especialmente en las tarifas residenciales. Actualmente, en la estructura de costos de Coopeguanacaste el gasto de operación y mantenimiento más el rédito para desarrollo significa un 27% de los ingresos. A manera de ejemplo, un cliente que consume 1000kWh mensuales, le aporta a la Cooperativa \$25.302 por los rubros indicados. Si abonados de este tipo instalan sus propios sistemas de generación en forma tal que compensen su consumo (consumo neto cero), pagarían solamente \$2.070 (tarifa mínima actual), no obstante a que seguirían generando los mismos costos a la distribuidora (mantenimiento de la red, disponibilidad de la red, lectura, facturación, etc). De esta forma queda claro que el esquema que plantea Aresep es una seria amenaza financiera para las distribuidoras y especialmente para Coopeguanacaste, toda vez que se ubica en una zona de altísima radiación solar por lo que se prevé una gran proliferación de sistemas fotovoltaicos en caso de que a través de una normativa consigan condiciones ventajosas a costa de los demás abonados.

ARESEP. Análisis técnico: Estos son aspectos tarifarios que se atenderán oportunamente por la Autoridad Reguladora. Adicionalmente, es necesario indicarle a COOPEGUANACASTE, que la tarifa mínima debe corresponder a los costos fijos de la empresa, aspecto tarifario que debe atenderse oportunamente. No obstante para mayor claridad se elimina el término “equivalente al monto de la tarifa mínima”

(...)

Artículo 139. Distorsión armónica de la tensión.

(...)

ACESOLAR:

El artículo 126 de la Norma Técnica POASEN establece:

“El generador deberá, si la empresa distribuidora lo requiere, adquirir y mantener una póliza de responsabilidad civil por los daños que la operación de sus equipos o fallas de sus instalaciones pueda ocasionar a la empresa distribuidora o que ésta produzca a sus abonados o usuarios, a consecuencia de deficiencias o fallas operativas de sus instalaciones y equipos.” ACESOLAR sugiere que se elimine su aplicación a los generadores fotovoltaicos que utilicen inversores que cumplan con la norma UL1741, por cumplir con los estándares de seguridad de la respectiva norma.

ARESEP: Análisis técnico: *El artículo indica si la empresa lo requiere. Es decir la póliza es a solicitud de la empresa distribuidora, la que eventualmente deberá hacerse responsable de daños que la operación de ese generador pueda causar en sus propias instalaciones o en la de los demás usuarios servidos a través de su red de distribución, si se requiere y no la solicita.*

(...)

Artículo 143. Operación en isla.

(...)

ACESOLAR:

Restringir la operación en isla por criterio de potencia, no tiene una justificación técnica válida, pues los sistemas con inversores que cumplan con la norma UL1741 no causan disturbio o daño alguno a la red de distribución.

Además, pueden existir usuarios de cualquier capacidad de potencia de sistemas interesados en contar con un sistema interactivo con la red pero al mismo tiempo que funcione con respaldo de energía, lo cual puede ser muy beneficioso para el usuario y representar un incentivo más para instalar un sistema de autoconsumo.

Por tanto, se recomienda la siguiente modificación al primer párrafo del artículo:

“En caso de que los generadores distribuidos técnicamente sean capaces de operar en forma aislada y la empresa distribuidora autorice dicha operación, se requerirá de un canal de comunicación entre el sistema de protección de la empresa distribuidora y el generador distribuido.”

ARESEP: Análisis técnico: *El artículo es bastante claro, independientemente de la tecnología del generador. La operación en isla, de ser técnicamente posible, será autorizada por la empresa distribuidora y deberá cumplir con las condiciones técnicas que para tales efectos, se le establezcan por parte de la empresa eléctrica y en concordancia con la normativa técnica emitida por la Autoridad Reguladora.*

En cuanto a los microgeneradores estos se excluyeron pues son muy pequeños y están conectado a la red secundaria por lo que su operación en isla puede alterar las condiciones de suministro a terceros conectado a la red de distribución secundaria. No debe olvidar ACESOLAR que está hablando generadores que operan en paralelo con la red. No son generadores para autoconsumo puro sin interacción con la red.

(...)

Artículo 148. Causales para la desconexión.

(...)

CNFLSA, COPELESCA:

Las empresas distribuidoras podrán desconectar las instalaciones del generador a pequeña escala para autoconsumo, previo aviso de al menos 24 horas de antelación, en las siguientes situaciones:

Justificación: Se considera necesario establecer claramente que son las empresas distribuidoras las autorizadas para la desconexión.

ARESEP. Análisis Técnico. *No se encuentra diferencia entre lo propuesto y el texto de la norma.*

(...)

Artículo 150. Obligaciones de las empresas distribuidoras.

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

Será responsabilidad de las empresas distribuidoras:

....

d. Adecuar la red de distribución en baja tensión para la interconexión y operación en paralelo de los micro generadores cuyos costos serán cubiertos por el interesado.

Justificación: Se considera necesario establecer explícitamente en el Inciso d. de este artículo que cualesquiera adecuaciones a la red de distribución originadas en la conexión de un micro o mini generador a la red de distribución debe ser costado por el interesado por cuanto no se puede considerar como un gasto atribuible a la red de distribución que sea cargado a la tarifa de los demás usuarios o abonados de la empresa eléctrica.

ARESEP. Análisis Técnico: ARESEP. Análisis Técnico: Se considera que para micro generadores con potencias menores o iguales a 50 kVA, pueden ser interconectados a la red sin generar adecuaciones a la red, por lo que no se considera aceptable lo solicitado por la CNFLSA. En todo caso si se requiriera una adecuación la misma deberá ser cancelada por el interesado de conformidad con lo indicado en el artículo 128 de esta norma.

(...)

Artículo 153. Liquidaciones contractuales.

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

Las empresas distribuidoras son responsables de implementar los mecanismos necesarios para efectuar las liquidaciones anuales para los contratos tipo "Medición Neta Completa", indicados en el artículo 131 de la presente norma.

Justificación: Se considera que este artículo no es congruente con lo indicado en el Artículo 131 por cuanto el cambio en Inciso a de este último hace inexistentes las liquidaciones mensuales de energía para los contratos tipo "Medición Neta Sencilla" por lo que en ambos esquemas contractuales definidos en el Artículo 131 serán necesarias solamente las liquidaciones anuales para los contratos.

ARESEP. Análisis técnico: Es incorrecta la apreciación de la CNFLSA, en el contrato "Medición Neta Sencilla", se debe hacer liquidaciones mensuales de la energía producida y consumida.

(...)

Artículo 154. Sistema de medición.

(...)

CNFLSA, COOPELESCA:

El sistema de medición para el registro de la energía consumida y generada en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, estará a cargo de la empresa eléctrica y cumplirá con lo indicado en la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CON "Uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica" y sus reformas. El costo del sistema de medición, su operación y mantenimiento deberá ser cubierto por el generador. *Justificación:* Se considera necesario establecer explícitamente en este artículo que cualesquiera costo asociado al sistema de medición de un micro o mini generador por su conexión a la red de distribución debe ser cubierto por el interesado por cuanto no se puede considerar como un gasto que sea cargado a la tarifa de los demás usuarios o abonados de la empresa eléctrica ante la posibilidad de que su conexión no represente ingresos para la empresa distribuidora.

ARESEP. Análisis Técnico. El costo de la medición corre por cuenta de la empresa eléctrica y se considerará en la tarifa de acceso indicada en el artículo 132 de esta norma.

COOPEGUANACASTE:

Considerando los mismos argumentos que expresamos para el artículo 127, creemos que el sistema de medición debe ser pagado por el interesado y no traslado vía tarifa a todos los demás abonados que no tienen posibilidad de contar con un sistema de generación distribuida. En este sentido es importante recalcar que los medidores a utilizar son más costosos debido a que deben conservar registros en dos direcciones del flujo de energía. Por otra parte, si la norma establece que se permite un máximo de 49% de excedentes calculados sobre la base de la generación mensual, esto hace automáticamente que se deba instalar un medidor a la salida del generador para controlar el cumplimiento de este tope, de manera que por cada generador posiblemente se tenga que contar con dos sistemas de medición. Reiteramos nuestra solicitud y propuesta de que el costo de los sistemas de medición para generadores sea asumido por ellos mismos.

ARESEP. Análisis Técnico. El costo de la medición corre por cuenta de la empresa eléctrica y se considerará en la tarifa de acceso indicada en el artículo 132 de esta norma.

(...)

Artículo 166. Confiabilidad y estabilidad.

(...)

ICE:

Se reitera el comentario del ICE. En la versión anterior del Artículo 166, se establecía que el Operador del Sistema en coordinación con el ICE se encargarían de los que fuera relevante con respecto a los racionamientos eléctricos y en esta nueva versión se eliminó la participación del ICE. Se solicita volver a la redacción anterior debido a que la coordinación entre el ICE y el Operador del Sistema es esencial para enfrentar estas situaciones de una forma adecuada.

ARESEP. Análisis técnico: Al indicarse "... en coordinación con las empresas transmisoras...", de manera implícita abarca al ICE, pero para mayor claridad se incorpora lo solicitado por el ICE.

(...)

Artículo 182. Derogación de la norma AR-NT-GT.

(...)

ICE:

Se deben incluir las siguientes notas al pie de la tabla de criterios de planificación, diseño y operación del Anexo A. Estas aclaraciones forman parte integral de dicha tabla.

"Las aclaraciones a la tabla anterior son:

1. La indisponibilidad de componentes por mantenimiento programado no se considera como contingencias. Los Criterios de Seguridad deben cumplirse durante los mantenimientos programados, lo que comprende el cumplimiento de todas las categorías de la tabla anterior.
2. Los Criterios de Seguridad no necesariamente se tienen que cumplir para porciones radiales del sistema, si no representan un peligro de seguridad para el sistema eléctrico.
3. El límite de carga o límite térmico continuo corresponde a la magnitud de corriente con que la línea o equipo puede operar en forma continua. El límite de emergencia puede ser mayor al límite térmico continuo y corresponde al límite de 10 minutos en caso que la sobrecarga se alivie por medios automáticos o al límite de 30 minutos en caso que se deba aliviar la sobrecarga por intervención manual del operador.
4. La estabilidad del sistema se refiere tanto a la estabilidad angular, estabilidad de voltaje y estabilidad dinámica.
5. La falla de interruptor debe incluir tanto la no apertura cuando se requiera, como la falla de aislamiento interno o externo en sus cámaras.
6. El disparo de carga en forma controlada para proteger el sistema en caso de contingencias múltiples será ejecutado por medio de esquemas previamente evaluados e implementados. Estos

pueden ser esquemas de disparo manual de carga o esquemas automáticos (sistemas de protección especial). Se acepta también el disparo de generadores y cambios topológicos de la red si se determina que salvaguardan la integridad del sistema en caso de contingencias múltiples. Los sistemas de protección especial deben ser redundantes.

7. Los límites de carga aplican para todos los componentes del sistema.

8. Luego de ocurrir una contingencia única (falla de categoría B) debe realizarse un ajuste del sistema eléctrico en un período de 30 minutos, para que en caso de ocurrir una segunda contingencia de categoría B, se siga cumpliendo con las consecuencias aceptables para esta categoría de falla.”

ARESEP. Análisis técnico: No se acepta incorporar las aclaraciones a la tabla N° 2 solicitadas por el ICE, ya que estos son aspectos a considerar en los procedimientos y protocolos establecidos en el artículo 45 de esta norma técnica.

(...)

OTRAS POSICIONES DE CARÁCTER GENERAL

Ra-Newables SRL.

Sin Artículo específico: no está claro cómo tratar los excedentes si el abonado está en una tarifa con distinción horaria, como la tarifa de media tensión y las tarifas residenciales especiales de la CNFL. Por ejemplo, un excedente en hora pico, ¿se aplica a faltantes nocturnas, o se guarda hasta el mes siguiente? ¿Se lo hace 1 a 1, o se cuenta un kWh en pico como 3 nocturnos, como hace el ICE?

ARESEP: Análisis técnico: La compensación de excedentes es de energía conforme a la estructura tarifaria, según lo indicado en el artículo 159.

Sin artículo específico: Sería buena permitir clientes pedir medidor adicional para poder separar cargas por una parte con un generador micro o mini y por otra parte sin generador, con el objetivo aprovechar que la tarifa por debajo de 3000 kwh/mes no factura demanda máxima. Se podría exigir que en este caso el consumo mensual del nuevo medidor debe quedarse por debajo de 1000kwh/mes, para evitar el meramente evitar cargas por demanda.

ARESEP: Análisis técnico: Por ser plantas a partir de energías renovables, sin potencia firme, la compensación es únicamente por concepto de energía.

Sin artículo específico: sería buena poder descontar la potencia instalada del generador de la máxima demanda medida cada mes, para reconocer la aportación de esta potencia, y hacer económicamente viable instalar un generador que cubre menos que el 100% del consumo anual del abonado.

ARESEP: Análisis técnico: Por ser plantas a partir de energías renovables, sin potencia firme, la compensación es únicamente por concepto de energía.

(...)

28. Que el 3 de marzo de 2014, la Secretaría de Junta Directiva mediante el memorando 124-SJD-2014, remitió a la DGAJR para su análisis la norma técnica AR-NT-POASEN-2014. (Folio 475 del OT-370-2013).

29. Que el 14 de marzo de 2014, la DGAJR mediante el oficio 193-DGAJR-2014, rindió criterio sobre la norma técnica denominada Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional” AR-NT-POASEN.

CONSIDERANDO:

I. Que del oficio 193-DGAJR-2014 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

[...]

III. SOBRE LA COMPETENCIA DE LA JUNTA DIRECTIVA PARA DICTAR REGLAMENTOS TÉCNICOS

El artículo 25 de la Ley 7593 faculta a la Autoridad Reguladora para emitir reglamentos técnicos, y en ese sentido dispone dicho numeral lo siguiente:

“Artículo 25.- Reglamentación

La Autoridad Reguladora emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme a los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso.”

Así mismo, el artículo 53 inciso n) de la Ley supracitada, le atribuye a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, la potestad para dictar dichos reglamentos técnicos. Este numeral al respecto señala:

“Artículo 53.- Deberes y atribuciones

Son deberes y atribuciones de la Junta Directiva:

[...]

n) Dictar los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en esta Ley y las modificaciones de estos.

[...]

En ese sentido, el artículo 6 inciso 14) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), dispone que en materia regulatoria le corresponde a la Junta Directiva:

“Artículo 6. Junta Directiva.

[...]

Tiene las siguientes funciones:

[...]

14. Dictar los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley y las modificaciones de estos.

[...]

Con base en la normativa citada, se concluye que compete a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora la emisión de la norma técnica propuesta.

IV. PROCEDIMIENTO PARA APROBACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA PROPUESTA

La Junta Directiva mediante el acuerdo 05-88-2013 de la sesión ordinaria 88-2013, ordenó “Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de norma técnica denominada “Planeación, Operación y Acceso al sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)”, siguiendo para ello el procedimiento establecido en el artículo 36 de la Ley 7593.

Por lo anterior, el 14 de enero de 2014, se publicó la convocatoria a audiencia pública en los diarios La Nación y La Prensa Libre y el 23 de enero de 2014 fue publicada en La Gaceta N° 16.

La audiencia pública fue celebrada el 13 de febrero del 2014 de forma presencial en Bri Brí de Talamanca y por medio de video conferencia en la ARESEP y en los Tribunales de Justicia de Limón Centro, Heredia Centro, Ciudad Quesada, Liberia Centro, Puntarenas Centro, Pérez Zeledón, Cartago Centro y Guápiles Centro.

Durante la celebración de la audiencia pública se recibieron 9 posiciones, sobre la citada propuesta de norma técnica de los siguientes participantes: Plantas Eólicas Limitada, Ricardo Enrique Gutiérrez Quirós, COOPELESCA, Asociación Costarricense de Productores de Energía, Asociación Costarricense de Energía Solar, Molinos del Viento del Arenal, P.H. Don Pedro, P.H. Río Volcán, P.H. Chucás, COOPEGUANACASTE, ICE y CNFL.

Posteriormente, la DGAU, emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias mediante el oficio 548-DGAU-2014.

Ulteriormente, la Comisión Ad Hoc nombrada para este efecto, mediante el oficio 0021-CAHMNE-2014, remitió a la Junta Directiva de la Aresep “la propuesta de norma técnica AR-NT-POASEN Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional” (ANEXO A), incluyendo el análisis de posiciones (Anexo B) tramitada bajo el expediente OT-370-2013.

Dicha propuesta fue remitida por la Secretaría de Junta Directiva a la DGAJR para su respectiva revisión, de conformidad con el artículo 13 inciso 15) del RIOF. En ese sentido, este órgano asesor deberá valorar si existen cambios a la propuesta de norma técnica, sometida al proceso de audiencia pública de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley 7593, y determinar si ellos constituyen una modificación sustancial a la propuesta de norma técnica remitida a la Junta Directiva por parte de la Comisión Ad Hoc nombrada al efecto [–entendida como sustancial, la modificación, o bien, la introducción de algún aspecto nuevo no discutido en la audiencia pública, que afecte significativamente la decisión final adoptada–] lo que ameritaría que se someta la propuesta a una nueva audiencia pública.

Finalmente, la propuesta de norma técnica denominada Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN, la cual incluirá el análisis de las posiciones, deberá ser remitida a la Junta Directiva para que sea aprobada y esta ordene la publicación respectiva.

De todo ello deberá informarse a la CGR con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en el informe DFOE-AE-IF-03-2012 y en el oficio DFOE-SD-0103, antes del 30 de abril de 2014.

V. EN CUANTO A LA PARTICIPACIÓN CIUDADANA Y LA MODIFICACIÓN SUSTANCIAL DE LA NORMA SOMETIDA A AUDIENCIA PÚBLICA

De previo a realizar las valoraciones sobre los cambios introducidos en la propuesta de norma, producto de las posiciones manifestadas en la audiencia pública, esta asesoría considera oportuno analizar en este apartado la participación ciudadana y las modificaciones sustanciales de la propuesta de norma técnica.

El artículo 9 de la Constitución Política, en relación con el 36 inciso c) de la Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, conforman el marco legal bajo el cual la ARESEP deber realizar las audiencias públicas para la formulación y revisión de las normas técnicas

señaladas en el artículo 25 de la Ley 7593, como una manifestación del ejercicio del derecho constitucional de participación ciudadana consagrado en el artículo 9 de la Constitución Política. Asimismo, dicho derecho constitucional ha sido plasmado en la sentencia N° 2010-10708 de las 09:52 horas del 18 de junio del 2010^[1] de la Sala Constitucional, que indica:

“III.- SOBRE LA PARTICIPACIÓN CIUDADANA. La participación de los ciudadanos en la toma de decisiones públicas se encuentra prevista en el artículo 9 de la Constitución Política, por lo que adquiere el rango y la fuerza de un derecho constitucional de carácter fundamental. No se trata de una desconstitucionalización del principio de legalidad de la Administración Pública, aunque sí por supuesto, de una forma de gobierno más democrático, que amplía los foros de debate sobre diferentes temas que le afectan a la colectividad, y que por virtud de ello, quedan abiertos a la intervención y opinión ciudadana. Estamos, pues, ante una opción ya muy aceptada en la evolución del concepto de democracia y este amparo ofrece una magnífica oportunidad de darle clara y efectiva vigencia, para que no se quede en el mero discurso. El precepto comentado, entonces, recoge el principio citado a través del acceso a la información de que se dispone y a la divulgación de ella, para que la toma de decisiones no se circunscriba a un limitado grupo de intereses.”

De lo anterior, se desprende la necesidad de crear un espacio real, en el cual las personas que un tengan interés legítimo respecto a la norma técnica, puedan manifestar su coadyuvancia u oposición a la posible modificación.

En el caso de la ARESEP, ha quedado plenamente definida la importancia de la celebración de las audiencias públicas, a fin de promover la transparencia en la toma de decisiones. Jurisprudencia reiterada durante los años 2009, 2010 y 2011^[2].

Al respecto la Sala Constitucional ha dispuesto:

“(…)

De esta forma, y de conformidad a nuestro sistema democrático, el ARESEP se encuentra en la obligación de convocar a tal audiencia, particularmente para garantizar el derecho de defensa y el acceso a una información que atañe a todos y cada uno de los habitantes de nuestro país, de manera que las decisiones no se tomen sorpresivamente para los interesados "afectados". Precisamente, en la Ley de la ARESEP y su reglamento, el legislador dispuso un procedimiento administrativo especial, que es la audiencia pública cuya característica principal es la de dar transparencia en las decisiones del Ente Regulador y la posibilidad de dar participación a los consumidores y usuarios dentro del trámite. Asimismo, al dar la oportunidad de que participen en ella vecinos, organizaciones sociales, el sector estatal y el privado, instituciones de defensa al ciudadano y otras instituciones gubernamentales se logra obtener un mayor provecho, lo cual facilita un mejor intercambio de información de los participantes, constituyéndose la audiencia en un instrumento trascendental en la toma de decisiones y un instrumento de transparencia en un sistema democrático como el nuestro... Con esa audiencia se pretende que las personas interesadas manifiesten lo que a bien tengan, respecto de la solicitud de fijación de tarifas que esté en estudio ante la Autoridad Reguladora, por lo que no se le aplica la rigurosidad que se exige para los procedimientos que pretendan la supresión de un derecho subjetivo (sentencia 2002-08848 de las dieciséis horas cincuenta y siete minutos del diez de septiembre de dos mil dos); sin embargo, no se trata de un simple requisito formal, de manera que se pueda fijar de tal forma que haga nugatorio el ejercicio del derecho que pretende tutelar, al otorgarse en condiciones que impidan u obstaculicen el cumplimiento de los objetivos que

^[1] Ver en igual sentido, la sentencia N° 2006-01796 de las 14.45 horas del 15 de febrero de 2006 de la Sala Constitucional.

^[2] Véase en ese sentido las sentencias N° 2009-016649 de las 08:47 horas del 30 de octubre del 2009, N° 2010-010708 de las 09:52 horas del 28 de junio de 2010, y N° 2011-003762 de las 14:58 horas del 23 de marzo de 2011.

está llamada a obtener, en protección del derecho a la información y participación ciudadana...

V.- En conclusión, es claro que en aras de garantizar el derecho de participación ciudadana previsto en el artículo 9 de la Constitución Política, la audiencia pública que debe realizar la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en aquellos casos en los que tramita un estudio de fijación tarifaria de servicios públicos, debe permitir el ejercicio del derecho a la participación de la comunidad en un asunto de su interés y debe darse dentro de un plazo razonable que permita a la comunidad manifestarse.(...)” Sentencia N° 2009-016649 de las 08:47 horas del 30 de octubre del 2009. (El subrayado no pertenece al original).

(...)”

Con respecto a dicho tema, la Sala Constitucional ha sido bastante clara, en la importancia de que la ARESEP respete el derecho de participación ciudadana mediante la celebración de audiencias públicas, señalando que éstas no pueden observarse como una simple formalidad que finalmente no logre su cometido de proteger el derecho de defensa de los interesados.

En ese sentido la Sala Constitucional, mediante sentencia N° 2008-17093 de las 10:18 del 14 de noviembre de 2008^[3], indica:

“... la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos debe hacer eficaz, en todos los casos, la intervención y participación de los usuarios en los procesos de fijación de tarifas, como consecuencia de lo dispuesto en el artículo 9º constitucional, siendo que la audiencia no puede otorgarse en condiciones tales que se convierta en una simple formalidad que no alcanza a proteger el derecho o interés de los participantes. Partiendo de lo anterior, se desprende que es relevante para esta Jurisdicción la existencia de una probabilidad material, real y efectiva para las personas interesadas, de poder intervenir en audiencias públicas...” (El subrayado no pertenece al original).

Obsérvese que si bien la celebración de las audiencias públicas como una forma de participación ciudadana, es un derecho constitucionalmente establecido, cuya finalidad es que los administrados ejerzan su derecho de defensa, siempre y cuando tengan un interés directo en el asunto y puedan verse afectados.

Así dicha Sala ha dicho:

Sentencia N° 2006-15635 de las 10:52 horas del 27 de octubre de 2006^[4]:

“La audiencia pública que debe realizar la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en aquellos casos en los que tramita un estudio de aumento tarifario de servicios públicos, tiene por objeto permitir el ejercicio del derecho a la participación de la comunidad en un asunto que le afecta, directamente, con anterioridad a la toma de la decisión administrativa y, en esa forma, se constituye en una manifestación del principio democrático (sobre este particular, véase la sentencia N° 2004-09434 de las 11:26 hrs. del 27 de agosto del 2004).” El subrayado no pertenece al original.

Queda claro que, la participación ciudadana no significa ejercer un derecho de defensa sin ningún interés en particular, si no por el contrario, tener la posibilidad de manifestarse respecto a un asunto que podría provocar una afectación directa.

^[3] Ver en igual sentido, la sentencia N° 1998-01318 de las 10:15 horas del 27 de febrero de 1998 de la Sala Constitucional.

^[4] Ver en igual sentido, las sentencias N° 2008-8125 de las 18:22 horas del 13 de mayo de 2008 y N° 2009-016649 de las 08:47 horas del 30 de octubre del 2009.

Así las cosas, de acuerdo con lo reseñado anteriormente, en apoyo con la jurisprudencia emanada de la Sala Constitucional, es posible afirmar que en el caso de la ARESEP la celebración de las audiencias en referencia, constituyen una regla, mientras que podría llegar a determinarse de forma muy casuística, aquellos casos en los cuales podría darse una excepción y prescindir de la audiencia pública.

En ese sentido, la Sala Constitucional mediante el voto No. 7213-2012 de las 16:01 horas del 30 de mayo del 2012, en el Considerando IV hizo referencia a la obligación de ARESEP de garantizar la participación ciudadana en la formulación de metodologías tarifarias y que cualquier cambio sustancial que se introduzca a la propuesta luego de ser sometida a la audiencia pública, deberá ser sometido de nuevo a dicho procedimiento, con el fin de no dejar en indefensión a los posibles afectados:

“(..)

A juicio del Tribunal Constitucional, las razones expuestas por la autoridad recurrida en su informe, en el sentido que la inclusión de dicho transitorio tenía por objeto disminuir los niveles de discrecionalidad en la determinación del momento en que se aplicaría por primera ocasión el modelo de ajuste tarifario, justamente justifica el hecho que se convocara a una audiencia pública, en aras que los usuarios del servicio contaran ampliamente con la oportunidad de referirse, pronunciarse e incluso cuestionar esa situación. Sobre el particular, nota la Sala que la omisión de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos de convocar a una audiencia pública para conocer el contenido de dicho transitorio es ilegítima y lesiona, a todas luces, el derecho protegido en el artículo 9º de la Constitución Política, en que se proclama el derecho de los particulares de participar activamente en la adopción de las decisiones políticas fundamentales y, en concreto, el aumento de las tarifas de los servicios públicos. En este sentido, la Sala Constitucional no aprecia en el caso concreto ninguna circunstancia que justifique el hecho que no se haya sometido a la audiencia pública aludida el contenido integral de la resolución No. RJD-168-2011 de las 14:30 hrs. de 21 de diciembre de 2011, en los términos en que finalmente ha sido aprobada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. En este orden de ideas, no tiene ninguna relevancia, a diferencia de lo que sostiene la autoridad recurrida en su informe, la determinación de si se trata de una fijación ordinaria o extraordinaria, teniendo en consideración que el artículo 36 de la Ley No. 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, establece en su inciso d), la obligación de la autoridad recurrida de convocar a una audiencia, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse, cuando se trate de **“La formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas**, de conformidad con el artículo 31 de la presente Ley”.

(...)

Es claro que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al haber aprobado mediante la resolución No. RJD-168-2011 de las 14:30 hrs. de 21 de diciembre de 2011 el “Modelo automático de ajuste para el servicio de transporte remunerado de personas modalidad autobuses”, incluyendo el transitorio aludido, el cual no fue sometido a conocimiento en la audiencia pública celebrada el 20 de de [sic] julio de 2011, ha dejado a los usuarios de los servicios de transporte público modalidad autobús en indefensión, justamente por la incertidumbre que se genera acerca de sus efectos sobre sus intereses económicos.

(...)

Es evidente que la exigencia que se formula en esta sentencia no constituye una cuestión de mero trámite o una simple formalidad, habida cuenta que la omisión de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos ha propiciado en el caso presente que se aprobaran reglas novedosas en la resolución No. RJD-168-2011 de las 14:30 hrs. de 21 de diciembre de 2011, sin que los usuarios de los servicios de transporte gozaran de la posibilidad de cuestionar el contenido de ese transitorio en la audiencia pública.

(...)

*Queda de manifiesto que la situación impugnada en este proceso de amparo es ilegítima y vulnera el Derecho de la Constitución, razón por la cual lo procedente es declarar con lugar el recurso en lo que atañe a este extremo, dejándose sin efecto la resolución No. RJD-168-2011 de las 14:30 hrs. de 21 de diciembre de 2011, así como todos los actos posteriores en los cuales se ha aplicado ese modelo, con el fin que todo su contenido sea sometido a la audiencia pública de ley.
(...)"*

Así las cosas, la ARESEP debe garantizar la participación ciudadana para la emisión de las normas técnicas, tal como se extrae de la jurisprudencia mencionada.

VI. COMPARACIÓN, ENTRE LA PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A AUDIENCIA PÚBLICA Y LA PROPUESTA DE NORMA REMITIDA POR LA COMISIÓN AD HOC, PARA APROBACIÓN DE LA JUNTA DIRECTIVA

La comparación elaborada por este órgano asesor, se puede observar en la Tabla 1, adjunta a este dictamen.

Del análisis comparativo de la versión de la norma citada sometida a audiencia pública y de la remitida por la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 0021-CAHMNE-2014, hemos identificado tres tipos de cambios:

- 1. Cambios de forma: se mejoran aspectos de redacción, para una mejor comprensión.*
- 2. Cambios aclaratorios: aclaran el contenido de la propuesta sometida a audiencia pública sin introducir modificaciones sustanciales, que ameriten el sometimiento de la propuesta a una nueva audiencia pública.*
- 3. Cambios sustanciales: entendida como sustancial, la modificación, o bien, la introducción de algún aspecto nuevo no discutido en la audiencia pública, que afecte significativamente la decisión final adoptada.*

En total se identificaron 31 cambios, de los cuales 13 son de forma, 15 son aclaratorios y los restantes 3 son sustanciales (ver el detalle en la Tabla 1).

Del análisis realizado, se desprende que estos cambios sustanciales se producen por la modificación en los plazos para el inciso a del artículo 131 ya que se varía el plazo sometido a audiencia pública para el reconocimiento de la compensación física de excedentes. En cuanto al inciso b del mismo artículo, se modifica la fecha de referencia para el cómputo del plazo usado para la liquidación del saldo anual de excedentes.

Ahora bien, en cuanto a los artículos 157 y 159 se encuentran cambios sustanciales de conformidad con el análisis realizado para el numeral 131 de la propuesta. Dichas circunstancias provocan que la propuesta de norma técnica deba ser sometida nuevamente a audiencia pública con la finalidad de garantizar el derecho de participación ciudadana según lo desarrollado en el apartado V de este dictamen y con el fin de no causar indefensión a los posibles interesados en el trámite.

En este caso, dicha garantía se logra con el sometimiento a una tercera audiencia pública de la norma técnica de "Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional" AR-NT-POASEN.

[...]"

- II.** Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Aprobar la norma técnica denominada Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN, con fundamento en lo señalado en el criterio 193-DGAJR-2014 y la propuesta remitida mediante el oficio 0021-CAHMNE-2014. **2.-** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta norma en

el diario oficial La Gaceta. 3.- Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, tal y como se dispone.

POR TANTO

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

ACUERDO 01-19-2014

- I. Aprobar la norma técnica denominada Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN, con fundamento en lo señalado en el criterio 193-DGAJR-2014 y la propuesta remitida mediante el oficio 0021-CAHMNE-2014, tal y como se detalla a continuación:

**“Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional”
(AR-NT-POASEN-2014)**

CAPÍTULO I.

GENERALIDADES.

Artículo 1. Campo de aplicación.

Esta norma establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y se operará el Sistema Eléctrico Nacional y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el Sistema Eléctrico Nacional.

Su aplicación es de obligatoriedad, en lo que les corresponda, para todos los abonados o usuarios en alta tensión, empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, y abonados o usuarios en baja y media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo, que se encuentren establecidos en el país o que llegasen a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Artículo 2. Propósito.

El propósito de la presente norma es definir y describir el marco regulatorio que regirá con respecto al desarrollo, a la operación técnica y al acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las actividades de generación, transmisión y distribución, en aras de la satisfacción de la demanda nacional de energía eléctrica, bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico, estableciendo para ello lineamientos en los aspectos siguientes:

- a) Satisfacción de la demanda de energía
- b) Acceso.
- c) Expansión.
- d) Operación (Planeamiento, Coordinación, Supervisión y Control).
- e) Topología.
- f) Desempeño de la red de transmisión nacional.
- g) Desempeño del parque de generación nacional.
- h) Generación distribuida a pequeña escala para autoconsumo, con o sin pago de excedentes de producción.

Artículo 3. Definiciones.

Para efectos de aplicar e interpretar correctamente esta norma técnica, los conceptos que se emplean en ella se definen así:

Abonado: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Abonado en alta tensión: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.

Abonado en baja tensión: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en baja tensión.

Abonado en media tensión: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en media tensión.

Alta tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es igual o superior a 100 kV.

Arranque en negro: Capacidad de una unidad generadora de alcanzar una condición operativa a partir de un paro total sin la ayuda de la red eléctrica externa, es decir, cuando la barra de media tensión a la que se conecta el generador se encuentra sin energía (no tiene alimentación externa para el servicio propio)

Área de distribución eléctrica: Área territorial, dentro del área de concesión administrativa en la cual la empresa distribuidora posee redes de distribución eléctrica.

Autoridad Reguladora: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Ente Regulador.

Baja tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es igual o menor a 1000 Volt.

Bajo nivel de tensión: Condición de tensión inferior al valor mínimo permitido para un valor de tensión nominal declarado, con una duración superior a un minuto.

Calidad del suministro eléctrico: Comprende las características de amplitud, frecuencia y forma de onda de la tensión utilizada para la entrega de la energía a los abonados o usuarios.

Cargabilidad: Medida de la utilización de un elemento o sistema con respecto a su capacidad nominal, máxima u otra.

Caso fortuito: Acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño óptimo, civil, mecánico o eléctrico en aras de un servicio continuo y de calidad.

Concesión: Es la autorización otorgada por el Estado para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica. Título habilitante.

Condición normal: Estado de un sistema de potencia que se encuentra operando dentro de los parámetros de calidad y seguridad exigidos y sin déficit de energía, exceptuando las interrupciones por mantenimiento programados.

Condición o estado de emergencia: Estado cuando un sistema de potencia no se encuentra operando dentro de sus parámetros de calidad y seguridad normales o existe riesgo de que se produzca una situación que afecte dichos niveles.

Confiabilidad: Es la capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a una área, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (salida de líneas de transmisión y distribución, subestaciones, centrales eléctricas, etc.).

Consumo neto: Es la diferencia entre el consumo mensual del servicio eléctrico en el que se encuentra instalado el micro o mini generador y la energía producida y entregada a la empresa distribuidora por parte del generador. Es positivo, cuando el consumo es mayor que lo producido por el micro o mini generador; es cero, cuando la energía producida iguala el consumo; y negativo, cuando existe un excedente de producción con respecto al consumo.

Contingencia: Es la salida de operación o desconexión de uno o más componentes del Sistema Eléctrico Nacional, tal como la salida de operación de un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico.

Continuidad del suministro eléctrico: Medida de la continuidad (libre de interrupciones) con la que se brinda la energía, para su utilización.

Contrato de conexión: Acto administrativo suscrito entre el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora con un interesado (generador, una empresa de transmisión, una empresa distribuidora, un abonado o usuario en alta tensión, o un abonado o usuario en baja o media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo), en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el acceso, supervisión y operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes.

Condición de operación aceptable de estado estable: Condición de un sistema de potencia en el cual, tras una contingencia, sus parámetros de tensión y frecuencia se encuentran iguales o por encima de los límites tolerables, tanto si se operada íntegramente o en islas.

Criterio de estabilidad de estado estacionario: Un sistema de potencia es estable en estado estacionario para una condición de operación, si después de una pequeña perturbación o disturbio, alcanza una condición de operación de estado estacionario semejante a la condición existente antes del disturbio.

Criterio de estabilidad transitoria: Un sistema de potencia es transitoriamente estable si para una condición de operación en estado estable y para un disturbio en particular alcanza una condición de operación aceptable de estado estable, después del disturbio.

Criterios de seguridad operativa: Conjunto de definiciones y reglas nacionales y regionales que establecen cómo se debe desempeñar el Sistema Eléctrico Nacional, tanto en condiciones normales de operación como durante contingencias.

Criticidad de un elemento del SEN: Un elemento del SEN presenta criticidad si ante su desconexión (sea programada o forzada) se pueden presentar condiciones de operación del SEN fuera de los parámetros establecidos por esta norma.

Déficit de potencia o energía: Condición en la cual hay insuficiencia en la oferta de potencia o energía para satisfacer la demanda requerida por el Sistema Eléctrico Nacional.

Demanda máxima: Valor más alto de la demanda en un período dado para una instalación, elemento de red o dispositivo eléctrico.

Demanda: Valor de la potencia requerida por una instalación eléctrica, elemento de red o dispositivo eléctrico en un instante dado.

Disponibilidad: Condición de un elemento o sistema para estar en situación de cumplir con su función requerida en un instante o durante un intervalo dado.

Empresa de transmisión: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de transmisión.

Empresa distribuidora: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de distribución.

Empresa eléctrica: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas definidas en el inciso a) del artículo 5 de la Ley N°7593 y sus reformas.

Empresa generadora: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de generación.

Energía renovable: Cualquier energía que es generada en un corto periodo de tiempo y obtenida directamente del Sol (Solar Térmica, Fotoquímica o Fotoeléctrica), indirectamente del Sol (como el viento, hidroeléctrica, fotosintética obtenida de la biomasa, incluyendo el biogás y la conversión por plasma) o por algún otro movimiento natural y mecanismos del ambiente (como geotérmica o de mareas). Las energías renovables no incluyen las derivadas de combustibles fósiles, de desechos de combustibles fósiles o de desechos de origen inorgánico.

Estado operativo de emergencia: Cualquier condición anormal de operación del SEN que resulta de una contingencia a nivel nacional o regional, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones. Situación en la que no se puede satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica.

Estatismo: Variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga de un generador.

Falla: Cese de la capacidad o aptitud de un elemento o sistema para realizar la función para la que fue concebido.

Frecuencia de la tensión: Tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un intervalo de tiempo dado.

Fuerza mayor: Acciones de la naturaleza tales como huracanes, terremotos, inundaciones, tormentas eléctricas, etc., que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño óptimo, civil, mecánico o eléctrico en aras de un servicio continuo y de calidad.

Función de transmisión: Trasiego, transferencia o transporte de energía eléctrica desde los puntos de producción hasta los puntos de transformación o retiro sin que haya distribución intermedia.

Generación a pequeña escala para autoconsumo: Generación de energía eléctrica en instalaciones con potencias menores o iguales a 1000 kVA, realizada a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del abonado-usuario interactuando con la red de distribución, con la opción de comprar-vender, al precio que determine la Autoridad Reguladora, o intercambiar excedentes de producción con la empresa distribuidora, de hasta un 49 % de la energía mensual producida, en cualquiera de los dos casos, con la red de distribución eléctrica.

Generador privado: Empresa de capital privado o persona física que se dedica a generar energía eléctrica para su venta a una empresa que brinda el servicio público de electricidad en la etapa de distribución.

Generador: Empresa generadora de energía eléctrica. Abonado o usuario que dispone de un sistema de generación de energía eléctrica para autoconsumo integrado a la red de distribución nacional.

Hueco de tensión (Sag): Disminución del valor eficaz (rms) de tensión entre un 10 % y un 90 % del valor de tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración entre medio ciclo (8,33 milisegundos) y un minuto.

Indisponibilidad de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad, debido a algún evento directamente asociado con ella; es decir, es incapaz de mantenerse en servicio en el Sistema Eléctrico Nacional, entrar en servicio o de mantenerse en reserva ya sea por un evento fortuito, programado o no programado.

Indisponibilidad forzada de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad como consecuencia de condiciones de emergencia, asociadas con la falla de algún componente o equipo de la unidad de generación, o por error humano, que provoca que la unidad salga de operación o sea incapaz de interconectarse y operar en sincronismo con el Sistema Eléctrico Nacional.

Indisponibilidad programada de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a actividades de mantenimiento preventivo debidamente calendarizado y notificado al Operador del Sistema.

Indisponibilidad restrictiva de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a condiciones restrictivas del sistema de transmisión o distribución nacional.

Indisponibilidad: Condición que impide o restringe que un elemento o sistema esté en situación de cumplir con su función requerida en un instante dado o durante un intervalo dado.

Interesado: Persona física o jurídica que gestiona la interconexión y operación en paralelo con el Sistema Eléctrico Nacional.

Línea de distribución: Disposición de apoyos, ductos, conductores, aisladores y accesorios para distribuir electricidad, en forma aérea o subterránea, para su uso final, en media y baja tensión.

Línea de transmisión: Disposición de estructuras, conductores, aisladores y accesorios para transportar electricidad a alta tensión, entre dos nodos de un sistema de potencia eléctrica.

Media tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es mayor a 1000 Volt y menor que 100 kV.

Micro generador: Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación inferior o igual a 100 kVA.

Mini generador: Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación superior a 100 kVA e inferior o igual a 1000 kVA.

Norma técnica: Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Normativa nacional: Conjunto de normas técnicas, procedimientos, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria, emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

Normativa regional: Conjunto de normas técnicas, procedimientos, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria emitida por la Comisión Regional de Integración Eléctrica (CRIE).

Operación integrada: Es la forma de operación de un sistema de potencia en la cual los recursos de generación centralmente despachados se utilizan para cubrir la demanda, cumpliendo con los criterios adoptados de seguridad, confiabilidad, calidad y despacho económico.

Operación restrictiva: Condición de un elemento o sistema en la cual éste es operado o utilizado en condiciones limitadas con respecto a su capacidad o funcionalidad, como consecuencia de limitaciones técnicas ajenas a él.

Operación segura: Condición de operación integral de un sistema de potencia en la que no existe la posibilidad de que, ante una eventual falla de uno o varios elementos predefinidos en los Criterios de Seguridad Operativa, se produzca una salida total de operación del sistema o una condición que provoque deficiencias en la calidad y continuidad del transporte de energía.

Operador del Sistema: Unidad técnica que tiene la responsabilidad de dirigir y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica del país, así como la coordinación y ejecución del trasiego de energía a nivel regional.

Parpadeo (Flicker): Impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo.

Participantes/agentes del SEN: Participantes de la industria eléctrica: Empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión.

Perturbación: La perturbación describe el total acontecimiento que comienza con una falla y termina con el restablecimiento de las condiciones previas de calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico.

Pico de tensión (Swell): Aumento del valor eficaz (rms) de tensión entre un 10% y un 80 % del valor de tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración entre medio ciclo y un minuto.

Planta de generación. Central eléctrica: Conjunto de obras civiles y equipamiento eléctrico y mecánico utilizado para la producción de energía eléctrica.

Potencia de falla: Es la potencia dejada de generar en una unidad de generación debido a situaciones ajenas a su operación.

Punto de conexión: Lugar topológico donde se enlaza la red del usuario con el Sistema Eléctrico Nacional.

Punto de entrega o Punto de acople común: El punto de entrega es el sistema de barras de la subestación donde se conecta el generador o usuario con la red de transmisión nacional o el punto en la red de distribución en donde se conecta el generador. En el caso de generadores de pequeña escala para autoconsumo el punto de entrega es el definido en la normativa técnica aplicable a acometidas.

Punto de Medición: El punto de medición es nodo de la red de transmisión o distribución donde instala el sistema de medición.

Racionamiento eléctrico: Condiciones de explotación del sistema eléctrico nacional, en las cuales, no es posible satisfacer, momento a momento y en forma total, la demanda de potencia y energía, debido a un déficit en la potencia, la energía o a condiciones de seguridad operativa del SEN. El racionamiento eléctrico implica la interrupción programada y ordenada del suministro eléctrico a los abonados y usuarios.

Red de distribución eléctrica: Parte de la red eléctrica conformada por: barras a media tensión de las subestaciones reductoras, subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores de media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Red de transmisión eléctrica: Parte de la red eléctrica conformada por: las líneas de transmisión, subestaciones elevadoras (media/alta tensión), subestaciones reductoras (barras de alta y media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, que cumple con la función de transmisión y está delimitada por los puntos de conexión de los agentes que inyectan o retiran energía.

Red de transmisión nacional: Toda la infraestructura de transmisión instalada y operada en el territorio nacional.

Red eléctrica: Conjunto de dispositivos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta y distribuye la energía eléctrica a los abonados o usuarios, con las características técnicas apropiadas para su utilización.

Red nacional de distribución eléctrica: La conformada por las líneas de distribución eléctrica de las diferentes empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Regulación primaria de frecuencia: Variación automática de la potencia entregada por la unidad de generación como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema al ocurrir desbalances carga-generación.

Regulación secundaria de frecuencia: Es el ajuste fino que ejecuta el Control Automático de Generación (AGC) de la potencia del generador para restablecer el equilibrio carga-generación y los intercambios de potencia entre áreas de control.

Reserva de regulación secundaria para subir potencia activa: Sumatoria de las capacidades disponibles para incrementar su potencia activa hasta el límite técnico máximo de los generadores que operan bajo el control del AGC.

Reserva de regulación secundaria para bajar potencia activa: Sumatoria de las capacidades disponibles para reducir su potencia activa hasta el límite técnico mínimo de los generadores que operan bajo el control del AGC.

Reserva fría: Sumatoria de la potencia nominal (o efectiva) de las unidades que pueden arrancar, sincronizarse y llegar a plena carga en menos de 15 minutos

Reserva rodante: Sumatoria de las capacidades disponibles para incrementar su potencia activa de los generadores en línea cuyos gobernadores responden automáticamente ante los cambios de la frecuencia.

Seguridad operativa: Aplicación metódica de criterios y procedimientos en la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional, con el objetivo de que pueda soportar los tipos de contingencias consideradas en los criterios de seguridad operativa, manteniendo una operación estable y limitando las consecuencias derivadas del evento o contingencia.

Servicio eléctrico: Disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como en las condiciones de su comercialización.

Sistema de medición: Es el grupo de equipos (contadores de energía, transformadores de potencial y corriente, etc.) que en conjunto se utilizan para la medición y registro de la energía y potencia que se inyecta o retira de un nodo del Sistema Eléctrico Nacional.

Sistema de protección: Es el grupo de equipos (transformadores de instrumento, relés, etc.) que en conjunto se utilizan para la protección de equipos o elementos de una red eléctrica.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.

Subestación: Parte de un sistema eléctrico de potencia, donde pueden converger y originarse sistemas de generación, líneas de transmisión o de distribución de electricidad, conformada por transformadores de potencia, interruptores y equipos de control, medición y maniobra y cuya función es la de elevar o disminuir la tensión de la electricidad o de transferir el transporte o distribución de la misma entre diferentes elementos del sistema de potencia.

Transmisión: Transporte de energía a través de redes eléctricas de alta tensión.

Usuario en alta tensión: Persona física o jurídica conectado al Sistema Eléctrico Nacional en alta tensión y que es consumidor final de energía en ese punto de conexión.

Usuario: Persona física o jurídica que hace uso del Sistema Eléctrico Nacional.

Valor eficaz (Rms): Raíz cuadrada del valor medio de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo.

Artículo 4. Acrónimos.

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

COOPEALFARO: Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R.L.

COOPEGUANACASTE: Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L.

COOPELESCA: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L.

COOPESANTOS: Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos, R.L.

CRIE: Comisión Regional de Integración Eléctrica.

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.

ESPH: Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

JASEC: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, S.A.

MER: Mercado Eléctrico Regional.

SCADA/EMS: Supervisory Control And Data Acquisition/Energy Management System, por sus siglas en inglés (Control de Supervisión y Adquisición de Datos/Sistema de Administración de Energía).

TDA: Tasa total de distorsión armónica de tensión.

Abreviaturas:

Hz: Hertz: Unidad de frecuencia.

kV: Kilovoltios. Unidad equivalente a mil voltios

kVA: Kilovoltio-amperio. Unidad de medida de la potencia aparente equivalente a mil voltio -amperios.

CAPÍTULO II.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DEL SEN.

Artículo 5. Frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional.

La frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional será 60 Hz. Durante la operación normal, el 90 % de las variaciones de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos, deberán estar dentro del

rango de $(60 \pm 1.65\sigma)$ Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos. El valor de “ σ ” será de 0,03 Hz. Las tolerancias y variaciones de operación ante contingencias están definidas en el artículo 11 y lo establecido en el Reglamento del Mercado Regional; así como en la normativa específica que llegue a emitir la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus competencias.

Artículo 6. Tensiones del Sistema Eléctrico Nacional.

Las tensiones en el ámbito de transmisión y distribución en media tensión del Sistema Eléctrico Nacional, así como los correspondientes límites de variación tolerables, se establecen en la tabla N° 1.

**Tabla N° 1.
Tensiones Nominales del SEN.
Valores en Kilovoltios (kV)**

Sistema de Transmisión		
Tensión Nominal (rms)	Límites de variación normales ($\pm 5\%$)	Límites de variación tolerables ($\pm 10\%$)
230,00	218,50–241,50	207,00–253,00
138,00	131,10– 144,90	124,20 – 151,80
Sistema de Distribución		
69,00	65,55– 72,45	62,10 – 75,90
34,50	32,78-36,23	31,05-37,95
24,94	23,69-26,19	22,45-27,43
13,80	13,11-14,49	12,42-15,18
13,20	12,54-13,86	11,88-14,52
4,16	3,95-4,37	3,74-4,58

En condiciones normales de operación, se deberá mantener la tensión del Sistema Eléctrico Nacional dentro de los límites de variación normales y en condiciones de emergencia operativa, dentro de los límites de variación tolerables (límites de seguridad), indicados en la Tabla N° 1.

CAPITULO III.

PLANEAMIENTO DE LA OPERACIÓN DEL SEN.

Artículo 7. Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

La operación del Sistema Eléctrico Nacional es responsabilidad del Operador del Sistema, el cual deberá ajustarse a los requerimientos de calidad y seguridad operativa establecidos en esta norma, en las regulaciones nacionales y en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Para tales efectos de conformidad con el artículo 10 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central, corresponde al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a través del Órgano Administrativo que designe o cree para el efecto, realizar las funciones de Operador del Sistema y Operador del Mercado.

Artículo 8. Principio de planeación.

La planeación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, será responsabilidad del Operador del Sistema, la cual se hará de forma integrada con la información técnica que de manera obligatoria deben suministrarle las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión y tendrá como objetivos fundamentales los siguientes:

- a. Satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica al costo óptimo, bajo un horizonte de planificación a corto y mediano plazo (de cero a cinco años, con una resolución máxima de un mes), utilizando al máximo los recursos nacionales, sin detrimento de aprovechar las ventajas económicas que pueda ofrecer el Mercado Eléctrico de América Central.
- b. Minimizar los costos de operación y mantenimiento de SEN.
- c. Maximizar la generación a partir de fuentes renovables.
- d. Minimizar la generación térmica a partir de derivados del petróleo.
- e. Mantener los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad definidos en la presente norma técnica y en otras que emita la Autoridad Reguladora para las actividades de generación y transporte y en concordancia con la reglamentación del Mercado Eléctrico de América Central.
- f. Coadyuvar al cumplimiento de las normas referentes a la calidad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico en la etapa de distribución.

La frecuencia de actualización del planeamiento operativo será anual, pudiéndose actualizar más frecuentemente si las circunstancias lo ameritan. El Operador del Sistema definirá la información y plazos con que las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión, deberán suministrarla para la debida planeación de la operación integrada.

Artículo 9 Estrategia de planeación.

Para la debida operación del SEN, el Operador del Sistema debe desarrollar una estrategia de planeación que involucre metas a corto y mediano plazo (de cero a cinco años, con una resolución máxima de un mes), tomando en cuenta para ello y según corresponda:

- a. La planificación del desarrollo de la infraestructura eléctrica del SEN.
- b. El crecimiento de la demanda de potencia y energía.
- c. Las pérdidas de transmisión.
- d. La hidrología de las diferentes plantas hidroeléctricas y sus niveles mínimos y máximos operativos de sus embalses.
- e. La optimización del manejo de los embalses de regulación plurianual en el mediano plazo y los de regulación semanal, diaria y horaria en el mediano y corto plazo.
- f. La estacionalidad del recurso hidroeléctrico, eólico, solar y de biomasa.
- g. Los indicadores de indisponibilidad histórica e indisponibilidad de corto plazo del parque de generación nacional.
- h. Los costos de combustible y lubricantes de las unidades térmicas.
- i. La eficiencia y rendimiento de las unidades térmicas
- j. Los costos de operación y mantenimiento del parque de generación nacional y de la infraestructura de transporte.
- k. Las restricciones eléctricas, contractuales y operativas de los componentes del SEN, entre otros.

Artículo 10. Criterios técnicos adicionales.

Se establecen como criterios técnicos adicionales, a considerar en el planeamiento de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, los siguientes:

- a. En estado estacionario, las tensiones en las barras en alta y media tensión de las subestaciones no deben sobrepasar los valores límites tolerables indicados en el artículo 6.
- b. Se optimizará la máxima transferencia por las líneas de transmisión tomando en cuenta el límite térmico intrínseco de los conductores, el límite de transmisión por regulación de tensión y el límite por estabilidad transitoria y de pequeña señal y el límite por claros mínimos. No obstante, todas las líneas deben estar cargadas debajo del 85% de la capacidad térmica nominal. Ante la presencia de contingencias la cargabilidad de las líneas se ajustarán a los criterios de calidad y seguridad operativa indicados en el artículo 13.

- c. No se permitirán sobrecargas permanentes. En la operación diaria o a corto plazo (1 año) se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo con la duración de la misma, sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir en forma significativa su vida útil.
- d. Para la coordinación de protecciones, determinación del esquema de baja/sobre frecuencia, determinación de cargabilidad de líneas y sobrecarga de componentes del SEN, el Operador del Sistema debe efectuar los correspondientes análisis del sistema en estado estacionario y transitorio (corto circuito, flujos de carga convencional y estabilidad transitoria y de pequeña señal).
- e. Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transporte, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es eliminada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento fallado, el sistema debe conservar la estabilidad.
- f. Bajo una salida de operación de un componente (un generador, una línea de transmisión, un interruptor, etc.) del SEN, el sistema debe conservar la estabilidad.
- g. En el caso de producirse redes o subsistemas eléctricos aislados (islas) después de un evento, en cada red o subsistema eléctrico, deberán cumplirse los criterios de calidad, confiabilidad, seguridad y desempeño establecidos en esta norma y demás normas emitidas por la Autoridad Reguladora en relación con la calidad y continuidad del suministro eléctrico, considerando la instalación de esquemas suplementarios de protección que permitan su operación con condiciones de calidad en el suministro eléctrico.
- h. De presentarse oscilaciones de potencia, se debe velar porque las mismas no excedan más de un 5% de la capacidad nominal de cada unidad de generación sincronizada al SEN.
- i. No deben existir desbalances de corriente en los puntos de entrega a empresas distribuidoras o a abonados o usuarios en alta y media tensión, que produzcan desbalances en la tensión superiores al 3 %. Mantener el desbalance permisible en la corriente es responsabilidad de las empresas distribuidoras y de los abonados y usuarios en alta y media tensión.

Artículo 11. Desconexión de carga por baja frecuencia.

El esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en la red será implementado de acuerdo con los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados por el Operador del Sistema y coordinados con los participantes del negocio eléctrico (generadores, transmisores, distribuidores y abonados o usuarios en alta tensión). El rango de variación, conformado por varias etapas, que se elija para dicho esquema, debe ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente y por lo menos una vez al año. También se debe tomar en cuenta lo relativo a la reserva rodante para evitar la desconexión parcial de cargas en la primera etapa de operación de este esquema. En ese sentido el Sistema Eléctrico Nacional debe operarse con una reserva rodante mínima de un 5% de su demanda en todo momento.

Asimismo, en relación con las interconexiones regionales, tienen obligación de operar dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño que establece la normativa regional, siempre y cuando la misma contemple especificaciones superiores a la nacional.

El esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia del SEN, se diseñará con los criterios siguientes:

- a. El disparo de la unidad de generación de mayor capacidad del sistema, no debe activar la primera etapa de desconexión.
- b. Se determinará para cada empresa el número de etapas a implementar y su correspondiente temporización.
- c. En ningún momento la frecuencia debe ser inferior a 57,5 Hertz.

- d. En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58,5 Hertz.
- e. Después de 50 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema debe estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de desconexión automática de carga.
- f. Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobre-frecuencia.
- g. Cada empresa distribuidora y abonado o usuario a alta tensión debe habilitar su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia con el fin de que el SEN pueda soportar la salida de las mayores plantas de generación y evitar así, en lo posible, colapsos totales.
- h. Se determinará para cada empresa distribuidora el número de etapas a implementar, el porcentaje de carga a desconectar en cada etapa y su correspondiente temporización.
- i. Siempre que sea técnicamente factible, la selección de la carga a desconectar se efectuará en aras de optimizar la continuidad del suministro eléctrico en el Área Metropolitana y en centros de población con características comerciales, industriales y gubernamentales importantes y en centros hospitalarios.
- j. En el caso de operación del SEN en islas, se deberá considerar la instalación de esquemas suplementarios de protección que permitan su operación con condiciones de calidad en el suministro eléctrico, acordes con esta disposición y otras emitidas por la Autoridad Reguladora.
- k. El ajuste de frecuencia del esquema debe indicar la frecuencia mínima y máxima de actuación, el paso de frecuencia entre las diferentes etapas y el tiempo de actuación en que deberá ejecutarse la apertura del conjunto relevador – interruptor a cada etapa.

El esquema establecido podrá ser modificado antes del plazo de un año si el Operador del Sistema determina que hay situaciones o condiciones que así lo requieran.

La cantidad de carga que será desconectada debido a la actuación del esquema, no deberá reducirse cuando se tengan que efectuar trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo, excepto que lo anterior sea debidamente justificado ante el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema informará a cada usuario del sistema de transmisión, el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, según le corresponda, con la información siguiente:

- a. Magnitud y ubicación de la carga a desconectar.
- b. Frecuencia de inicio de disparo.
- c. Frecuencia final de disparo.
- d. Número de pasos o etapas del esquema.
- e. Velocidad de los interruptores de potencia.

Artículo 12. Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación.

El Operador del Sistema, especificará los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia, de acuerdo con los estudios de análisis de estabilidad y será responsable de verificar los ajustes correctos de los relés de frecuencia de todas las unidades del parque de generación nacional.

Artículo 13. Criterios de seguridad operativa y planificación.

Los criterios de seguridad con que se deberá de operar y planificar el Sistema Eléctrico Nacional, se muestran en la Tabla N° 2 (Anexo A de esta norma).

Artículo 14. Traslado de información.

Todas las empresas participantes en la industria eléctrica nacional, tienen la obligación de suministrar al Operador del Sistema, de acuerdo con los procedimientos que éste proponga y apruebe la Autoridad Reguladora, toda la información necesaria para la debida operación y la planeación de la operación del SEN, de conformidad con esta normativa y la normativa regional.

CAPÍTULO IV.

COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DEL SEN.

Artículo 15. Responsabilidades.

Es responsabilidad del Operador del Sistema, supervisar en tiempo real como mínimo: el estado de los interruptores, las tensiones en barras del sistema de transmisión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y los transformadores, los intercambios regionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades de generación con potencia igual o superior a 5 MW y la frecuencia del SEN y en general de cada nodo del SEN de extracción o inyección con una tensión de operación igual o superior a 13,8 kV. Adicionalmente, es responsable de coordinar las acciones para garantizar la confiabilidad, seguridad, calidad y desempeño de la operación del SEN.

El ICE y los participantes del SEN, serán responsables de instalar y mantener la correcta operación del equipamiento de su propiedad necesario para la supervisión de la red de transmisión y del parque de generación nacional.

Artículo 16. Coordinación de maniobras.

Para la debida operación del SEN, el Operador del Sistema deberá coordinar las maniobras que en él se efectúen, con las empresas de transmisión, generación y distribución. Por tanto cada una de esas empresas es responsable de definir la secuencia de las maniobras con los equipos bajo su cobertura, de las cuales informará al Operador del Sistema.

Artículo 17. Mantenimiento del SEN.

En la programación del mantenimiento de los diferentes elementos del SEN, se deberá reducir el impacto sobre la operación del sistema y evitar, en lo posible, la desconexión de carga. Anualmente bajo los procedimientos y mecanismos que proponga el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora, el ICE, las empresas de transmisión y de generación y los abonados o usuarios en alta tensión, deberán de enviar al Operador del Sistema el programa de mantenimiento anual predictivo y preventivo de los elementos conectados al SEN a nivel de tensión nominal de 13,8 kV y superior. El Operador del Sistema podrá hacer los ajustes necesarios en la calendarización de las actividades de mantenimiento con fines de seguridad operativa y de satisfacción óptima económica de la demanda.

Artículo 18. Control de frecuencia: regulación secundaria y primaria.

Todas las plantas del sistema con potencias iguales o superiores a 5 MW están en la obligación de operar cumpliendo con los requisitos técnicos indicados por el Operador del Sistema, salvo que por restricciones técnicas no estén en capacidad de operar en esa condición. Además deberán garantizar el valor de estatismo requerido para su operación integrada en el SEN, de conformidad con los requerimientos del sistema eléctrico regional establecidos en la reglamentación del Mercado Eléctrico Regional. Asimismo, si el Operador del Sistema lo requiere, deberán participar en la regulación

secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas. El pago de tal servicio se hará bajo el esquema tarifario que establezca la Autoridad Reguladora.

De igual forma todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia de conformidad con los requerimientos del SEN que establezca el Operador del Sistema.

Artículo 19. Control de tensión.

Las tensiones requeridas en los nodos de generación se determinarán de acuerdo con los resultados del planeamiento operativo del SEN, en concordancia con lo que señala el artículo 24.

Todas las plantas del SEN están en la obligación de participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva, de acuerdo con la curva de capacidad de sus unidades. La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establecerá de acuerdo con los análisis eléctricos de estado estacionario realizados por el Operador del Sistema, para las diferentes condiciones de demanda.

CAPÍTULO V.

EXPANSIÓN Y DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

Artículo 20. Principio de expansión.

La planeación de la expansión del SEN es responsabilidad del ICE, quien deberá hacerlo bajo un contexto de coordinación con el Operador del Sistema y las empresas distribuidoras con horizontes a corto, mediano y largo plazo (1, 5 y 10 años respectivamente), mediante planes de expansión flexibles que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad operativa establecidos en esta norma, en otras emitidas por la Autoridad Reguladora y en las de carácter regional.

Artículo 21. Expansión de la transmisión.

Para efectuar el planeamiento del Sistema Eléctrico Nacional en lo concerniente a la red de transmisión, se considerarán elementos de planeación aplicados a los análisis de estado estacionario y transitorio del SEN. El ICE definirá índices de confiabilidad que permitan medir la calidad y seguridad del SEN y se efectuarán los proyectos necesarios para el mejoramiento de los mismos. Estos estudios serán de carácter público de conformidad con lo establecido en el artículo 178.

Adicionalmente, deberá planearse una red de transmisión flexible, robusta y adaptada tecnológica y estructuralmente para incorporar la mayor cantidad de generación a partir de fuentes de energía renovables y disponer de un sistema de respaldo de transformación en subestaciones de transmisión y distribución, de manera tal que se garantice la satisfacción de la demanda.

Artículo 22. Expansión de la generación.

En lo que respecta al planeamiento del Sistema Eléctrico Nacional referente a la generación, se considerará el máximo aprovechamiento de los recursos renovables, mediante una matriz energética diversificada que propicie la satisfacción de la demanda de energía independientemente de la estacionalidad climática, y con el mínimo costo, dentro de un plan con horizontes a corto, mediano y largo plazo.

Artículo 23. Generación térmica a base de derivados de petróleo.

La incorporación y uso de generación térmica a base de derivados de petróleo deberá ser la menor posible, siempre y cuando permita minimizar el costo total del sistema de generación. Estas unidades

térmicas, cuyo costo total (operación e inversión) es el óptimo para la matriz energética, se conectaran a un sistema de transmisión, robusto y flexible, que permita el transporte de la generación térmica de menor costo a los centros de carga del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 24. Tensión.

El SEN se planeará de forma tal que, considerando todas las etapas de la industria eléctrica (generación, transmisión y distribución), se garantice que la tensión en las barras en condiciones normales de operación, se encuentre en el rango de variación normal de $\pm 5\%$, de conformidad con el artículo 6.

Artículo 25. Tensiones Armónicas.

El SEN se planeará y diseñará de forma tal que en condiciones normales, la forma de onda de tensión con respecto al contenido de armónicas y desbalances de fases, se regirá por la Tabla siguiente:

Tabla N° 3
Distorsión máxima de tensión en el punto de interconexión.
Sin presencia de la carga del abonado
Porcentaje máximo

	\leq 69 kV	69 - 110 kV
Armónica Individual	3.0	1.5
Total de distorsión armónica de tensión (TDA)	5.0	2.5

De igual forma se deberá considerar lo dispuesto en las normas: IEEE-1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” e IEEE-519 “Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, más recientes.

Artículo 26. Desbalance de fases.

La planeación y diseño del SEN se hará de forma tal que en condiciones normales de operación el desbalance de la tensión no exceda el 3%, en condiciones de ausencia de carga.

El desbalance de la tensión se expresa en términos porcentuales, calculado de la siguiente forma:

$$D = \frac{100x|\Delta máx|}{V_{prom}}, \text{ donde:}$$

D = Porcentaje de desbalance (%)

$|\Delta máx|$ = Valor absoluto de la mayor diferencia entre cualquiera de los valores de tensión fase a fase y el valor promedio de las tensiones fase a fase.

V_{prom} = Tensión promedio de las tres tensiones fase a fase.

Artículo 27. Seguridad.

El SEN debe planearse y diseñarse en forma integrada (generación, transmisión y distribución), de manera que garantice el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad establecidas en el artículo 13. Adicionalmente se requerirá que:

- a. Una vez despejada una falla, la tensión no permanezca por debajo del 80 % del valor nominal, por más de 700 milisegundos.
- b. No se produzcan valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hertz durante el régimen transitorio.
- c. No se den sobrecargas en líneas ni en transformadores.

Artículo 28. Confiabilidad.

Para la evaluación de la confiabilidad del SEN se podrán usar métodos determinísticos o probabilísticos a criterio del Operador del Sistema. No obstante lo anterior, en la planeación de cualquier elemento del SEN se debe considerar los criterios de seguridad establecidos en el artículo 13.

CAPÍTULO VI.

ACCESO AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

Artículo 29. Interconexión y libre acceso al SEN.

El acceso al SEN (redes de transmisión y distribución) es libre para cualquier persona física o jurídica, siempre y cuando el interesado, cumpla con las leyes de la República de Costa Rica y con las reglamentaciones y normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora y siguiendo los procedimientos aprobados por la Autoridad Reguladora, conforme a las disposiciones de esta norma técnica.

Artículo 30. Solicitud de conexión al SEN.

En toda solicitud de conexión al SEN, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, según corresponda, deben efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica, los cuales deben ser evaluados y aprobados por el Operador del Sistema. Si la conexión es viable dichas empresas deben ofrecer al interesado un punto de conexión al SEN, al nivel de tensión más adecuado, el cual por lo general será el sistema de barras de una de las subestaciones existentes en el SEN o el sistema de barras, de una nueva subestación que según el estudio de viabilidad técnica, se necesite construir. En el caso de redes de distribución, la interconexión directa a la red será permitida en casos excepcionales previo estudio técnico que demuestre la capacidad del circuito para trasegar la energía generada.

De igual forma el interesado puede proponer puntos de conexión al SEN. Para ello toda la información que utilice el ICE y las empresas de transmisión y de distribución para efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica de la solicitud de conexión, será de acceso público. En caso de que el interesado esté disconforme con lo resuelto por el Operador del Sistema, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, podrá acudir a la Autoridad Reguladora a resolver el diferendo.

Artículo 31. Obligaciones del ICE y de las empresas de transmisión y distribución.

Corresponden al Operador del Sistema, al ICE y a las empresas de transmisión y de distribución las siguientes obligaciones:

- a. Cumplir con los requisitos técnicos establecidos en esta norma.
- b. Efectuar y comunicar los resultados al interesado, en un plazo máximo de 120 días naturales los estudios de la solicitud de conexión, incluyendo la revisión y aprobación por parte del Operador del Sistema, según lo establecido en el artículo 30
- c. Formalizar el “Contrato de Conexión” que regule las condiciones técnicas, administrativas y comerciales de la conexión.
- d. Verificar que el usuario cumpla con el “Contrato de Conexión”.
- e. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora.

Corresponden al ICE, a las empresas de generación y distribución y a los usuarios en alta tensión:

- a. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora.
- b. Cumplir con los requisitos técnicos establecidos en esta norma.
- c. Suministrar al Operador del Sistema la información que este requiera en el ejercicio de sus atribuciones.

Artículo 32. Obligaciones de los interesados y usuarios:

Se establecen a los interesados y usuarios generadores conectados al SEN en alta y media tensión, así como a los interesados en adquirir alguna de estas condiciones, las obligaciones siguientes, según les corresponda:

- a. Pagar al ICE, a la empresa de transmisión o a la empresa distribuidora los costos incurridos por la realización de los estudios que ocasionen la solicitud de conexión.
- b. Cancelar los cargos, donde sea aplicable, asociados a la conexión, uso y servicios de la red de transporte y de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora.
- c. Cumplir las normas técnicas de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de sus instalaciones y equipos según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, las empresas distribuidoras o cualquier usuario del SEN y la Autoridad Reguladora apruebe.
- d. La operación y el mantenimiento de la conexión la podrá efectuar el ICE, la empresa de transmisión, la empresa distribuidora o el usuario, según se convenga en el contrato de conexión, pero en cualquier caso se hará con sujeción al plan de operación emitido por el ICE o la empresa distribuidora y aprobado por el Operador del Sistema.
- e. Dar un apropiado mantenimiento a los equipos e instalaciones de la conexión de manera tal, que se disponga de la máxima disponibilidad de la conexión.
- f. Instalar, operar y mantener los equipos de protección, interrupción, medición, telecomunicaciones, registrador de fallas, supervisión y control, según los requerimientos de la empresa de transmisión, de la empresa distribuidora y del Operador del Sistema.

g. Cumplir con las condiciones particulares para la conexión establecidas en el “Contrato de Conexión”.

h. Cancelar la energía que se consuma en el punto de conexión de acuerdo con las tarifas establecidas por la Autoridad Reguladora para el nivel de tensión de la conexión y el nivel de consumo.

i. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 33. Propiedad de los equipos de conexión.

Si la conexión es viable técnica y económicamente, pero el ICE, la empresa transmisora o la empresa distribuidora no posee los recursos técnicos y financieros para ofrecer el punto de conexión, el usuario podrá ejecutar con sus propios recursos la construcción del punto de conexión, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos por la empresa de transmisión, la empresa distribuidora y el “Contrato de Conexión” (Capítulo VII de esta norma), y conforme con lo indicado en el inciso c) del artículo 32 de esta norma. .

Cuando el punto de conexión requiera el seccionamiento de uno o más circuitos del sistema de transmisión o de distribución, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, será responsable del diseño y la construcción de las nuevas líneas (variantes) y los correspondientes módulos de maniobra en el punto de conexión, de acuerdo con lo establecido en esta norma o la normativa regional, cuando corresponda. La propiedad de las nuevas líneas y módulos terminales (equipos de potencia, control, protecciones, medida, registro, comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora, independientemente que dichos módulos se encuentren, o no, localizados en subestaciones de otro propietario, en cuyo caso el interesado deberá gestionar la servidumbre respectiva.

En el “Contrato de Conexión” se consignarán todas las obligaciones económicas, técnicas y jurídicas que sean aplicables entre el usuario o interesado y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora en el sitio de conexión y se establecerán los límites de propiedad de los equipos y de los predios y sus permisos de uso, así como la forma para delimitarlos. La propiedad del punto de conexión así como de las nuevas líneas y módulos terminales de conexión al SEN (equipos de potencia, control, protecciones, medición, registro, comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora.

La propiedad de los equipos que permitan el acceso del usuario al punto de conexión ofrecido por el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, puede ser del usuario o de la empresa respectiva. En este último caso, serán motivo de cargos por conexión, según establezca la Autoridad Reguladora.

CAPÍTULO VII.

CONTRATO DE CONEXIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN.

Artículo 34. Contrato de conexión.

Para el acceso al Sistema Eléctrico Nacional, el interesado deberá firmar un “Contrato de Conexión” con el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora según corresponda, en el cual se especificarán las condiciones técnicas, económicas, financieras y jurídicas que no podrán exceder lo dispuesto en la normativa vigente, bajo las cuales se regirá el diseño, adquisición, construcción, la puesta en servicio y operación de la conexión solicitada. El texto del contrato o convenio de conexión deberá ser revisado y avalado por el Operador del Sistema en el plazo que se establezca en los

procedimientos y protocolos que se aprueben por parte de la Autoridad Reguladora, conforme a lo dispuesto en el artículo 45 de esta norma técnica.

Artículo 35. Aspectos contractuales.

El “Contrato de Conexión”, tanto para conexiones nuevas como para existentes, deberá incluir al menos la información siguiente:

- a. Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse el contrato.
- b. Determinación del objeto y alcance del contrato, incluyendo las obligaciones que se impongan al Operador del Sistema, al ICE, a la empresa de transmisión a la empresa distribuidora o a los usuarios.
- c. Cita de la legislación que forma parte del contrato y rige en su interpretación y alcance:
 - i. Leyes 7593, 7200, 7508 y sus reformas, y reglamentos y leyes conexas
 - ii. Resoluciones vigentes de cargos de conexión y transporte de energía, en las redes de transporte o de distribución, así como de los cargos por operación del sistema correspondiente al Operador del Sistema emitidas por la Autoridad Reguladora.
 - iii. Normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora.
 - iv. Normas técnicas propuestas por el Operador del Sistema o el ICE y aprobadas por la Autoridad Reguladora
 - v. Cronograma para el diseño, adquisición, construcción y puesta en servicio de la conexión.
- d. Cargos por conexión a la red de transmisión o de distribución fijados por la Autoridad Reguladora
 - i. Determinación de los cargos a pagar por los usuarios, forma de facturación y pago.
 - ii. Frecuencia de revisión de los cargos.
 - iii. Información que el usuario debe suministrar al Operador del Sistema, al ICE, empresa de transmisión o empresa distribuidora para que puedan calcular los cargos correspondientes y ser aprobados por la Autoridad Reguladora.
- e. Cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada del SEN, fijados por la Autoridad Reguladora.
- f. Descripción de las obras y equipos que hacen parte de la conexión así como los límites físicos de la propiedad:
 - i. Del inmueble.
 - ii. En los equipos de alta, media y baja tensión.
 - iii. En los circuitos de protecciones.
 - iv. En los circuitos de sincronización.
 - v. En los circuitos de control.
 - vi. En el equipo registrador cronológico de eventos y registrador de fallas.
 - vii. En telecomunicaciones y telecontrol.
 - viii. En los circuitos de medida y telemedida.
 - ix. En el sistema contra incendio.
 - x. Otros aspectos que sean necesarios especificar.

- g. De la transferencia al ICE, a la empresa de transmisión o empresa distribuidora de las líneas de derivación y del punto de conexión.
- h. Asignación de responsabilidad y las condiciones técnicas de la operación y mantenimiento, preventivo y correctivo, para coordinar su ejecución de tal forma que se reduzcan los tiempos de indisponibilidad de equipos y/o líneas.
- i. Derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones.
- j. Los servicios prestados entre las partes tales como:
 - i. La operación.
 - ii. El mantenimiento.
 - iii. Las comunicaciones.
 - iv. Los servicios auxiliares.
 - v. El suministro eléctrico para servicios propios.
 - vi. Préstamo o arriendo de equipo
 - vii. Servicios de supervisión, medición e información.
- k. Las responsabilidades para todos los servicios pactados entre las partes.
- l. Especificación del plazo de vigencia y causales de finalización del contrato.
- m. Las causales de modificaciones y cancelaciones del contrato.
- n. Pólizas de responsabilidad civil por los daños a consecuencia de deficiencias o fallas operativas en instalaciones y equipos.
- o. Requisitos técnicos solicitados por el Operador del Sistema.
- p. Listado de anexos que contengan los documentos relacionados con el contrato.
- q. Cualquier otro aspecto que regule los deberes y derechos de las partes.

Artículo 36. Procedimiento de la conexión.

El procedimiento de la conexión se inicia con la solicitud de la conexión y termina con la puesta en servicio de la conexión, mediando la suscripción del “Contrato de Conexión”, como requisito indispensable para la puesta en operación de la conexión y la operación comercial. La puesta en operación de la conexión deberá ser aprobado por el Operador del Sistema tras la verificación de los requisitos técnicos de ésta norma e indicados en el contrato de conexión.

El Operador del Sistema y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora son los responsables de establecer el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación, construcción y puesta en servicio de las conexiones al SEN. Dicho procedimiento deberá remitirlo a la Autoridad Reguladora para su análisis y aprobación.

Para usuarios que se conecten a la Red de Transmisión Regional, se deberá cumplir con los trámites y requisitos tanto de carácter nacional como regional.

CAPÍTULO VIII.

TOPOLOGÍA Y REQUISITOS TÉCNICOS DE LAS CONEXIONES AL SEN.

Artículo 37. Principio del desarrollo topológico del SEN.

Con el fin de maximizar la calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, la configuración topológica del Sistema Eléctrico Nacional debe desarrollarse de manera integral, ordenada y acorde con su propio crecimiento, al aumento de la demanda de energía y potencia, a los requisitos tecnológicos de los usuarios y en armonía con el medio ambiente, de tal forma que se asegure su flexibilidad operativa y una estructura simple, pero adaptable a las condiciones actuales y futuras del país. En ese sentido debe potencializarse la configuración anillada de la red de transmisión y la redundancia de alimentación a los principales centros de carga, siempre y cuando, en este último caso, las obras cuenten con las justificaciones técnicas y económicas.

Artículo 38. Requisitos técnicos de las conexiones.

En este apartado se presentan los requisitos técnicos generales que deben cumplir todas las instalaciones y equipos del ICE, de las empresas de transmisión, de las empresas generadoras, de las empresas distribuidoras y de los abonados y usuarios en alta tensión, en las interconexiones al SEN. Los requisitos técnicos particulares de la conexión de empresas generadoras y de empresas distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión se establecen en los artículos 39 y 42 respectivamente.

A. Subestaciones.

La configuración de una nueva subestación o de la conexión a una subestación existente, debe ser tal que, como mínimo permita efectuar el mantenimiento al equipo de interrupción de cualquier circuito de la subestación, sin interrumpir la continuidad del flujo de energía para los usuarios y que permita la discriminación de propiedad entre el ICE, la empresa de transmisión, la empresa distribuidora y el usuario para efectos de operación y mantenimiento.

Los interruptores de potencia, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra, transformadores de potencia, transformadores de instrumento, reactores, pararrayos, equipo de neutro, condensadores, trampas de onda, acoplamientos de telecomunicaciones, protecciones, control análogo y digital y telecomunicaciones, y los requerimientos de aislamiento externo y coordinación de aislamiento en el sitio de conexión usuario – ICE o empresa de transmisión o empresa distribuidora, deben cumplir con las normas aplicables, en el momento de su diseño.

a. Selección de la configuración.

La configuración de subestaciones debe seleccionarse asegurando que se mantenga la flexibilidad operativa, la seguridad, la confiabilidad y la disponibilidad existente en el SEN; por tanto se debe cumplir con lo siguiente:

i. No se permitirá la configuración de “Barra Sencilla” debido a su baja flexibilidad y confiabilidad en la red de transmisión nacional. La configuración de “Barra Sencilla”, quedará supeditada, para el servicio a las empresas de distribución, a que se demuestre el respaldo de la carga en caso de contingencia a través de la interconexión con otras subestaciones en cumplimiento del punto iv siguiente. Así mismo se podrá aceptar una configuración de barra sencilla cuando en ella converja una única línea de transmisión con un único generador en su extremo.

ii. En subestaciones existentes con una configuración de barra sencilla, debe incluirse seccionamiento de la barra si los estudios técnicos y económicos así lo justifican. En barras a media tensión, pueden considerarse los aspectos de segmentación de usuarios y condiciones de calidad si los estudios técnicos y económicos lo justifican.

iii. En subestaciones compartidas por el ICE, la empresa de transmisión o la empresa de distribución y el usuario se debe dar preferencia a las configuraciones que faciliten los límites de propiedad y de responsabilidad en operación y mantenimiento.

iv. La configuración óptima de la subestación debe ser obtenida a partir de los estudios técnicos y económicos que demuestren la maximización de la confiabilidad y calidad del servicio.

b. Localización.

Se debe seleccionar la mejor localización considerando, entre otros, los aspectos siguientes:

- i. Disponibilidad de área.
- ii. Futuras ampliaciones.
- iii. Potencial de explotación energética de la zona.
- iv. Accesos.
- v. Necesidad de construir variantes de línea.
- vi. Topografía y características geológicas.
- vii. Contaminación.
- viii. Aspectos ambientales.

c. Línea de Transmisión para acometida al SEN.

Por confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional no se permiten conexiones en “T” en la red de transmisión nacional.

d. Calidad.

Se debe garantizar y comprobar con estudios técnicos que el equipamiento conectado al SEN cumple con los requisitos por contenidos de armónicas establecidos en el artículo 25 y con los de desbalance de fases y fluctuaciones de tensión.

e. Tensión y frecuencia

Se debe cumplir en el punto de conexión con las condiciones de tensión y frecuencia establecidas en los artículos 6 y 5 de esta norma según corresponda.

f. Sistema de puesta a tierra.

Las conexiones al SEN deben contar con un sistema de puesta a tierra de conformidad con lo que establezca el ICE o la empresa distribuidora según corresponda.

g. Parpadeo de tensión.

Las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión, con una carga variable directamente conectada al sistema de transmisión, no deben exceder los valores recomendados por la norma IEEE 1453 “IEEE Recommended Practice--Adoption of IEC 61000-4-15:2010, Electromagnetic compatibility (EMC)--Testing and measurement techniques--Flickermeter--Functional and design specifications”, en su versión más reciente. También debe considerarse en caso de excepción la aplicación de las normas internacionales: IEC-1000-3-7 “Electromagnetic compatibility (EMC). Limits Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems”, e IEC-868 “Flickermeter. Functional and design specifications”, en sus versiones más recientes.

Artículo 39. Requisitos técnicos para la conexión de generadores al SEN.

a. Equipo de interrupción.

Toda conexión entre un Generador y el SEN debe ser a través de interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Mediante los estudios indicados en el Capítulo III de esta norma, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora brindarán al usuario, en un plazo no mayor a 120 días naturales contados a partir del día siguiente a la formulación de la petitoria y como parte del estudio de conexión (artículo 30), la información necesaria de valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del sistema de transporte o de distribución en el punto de conexión.

b. Equipo de protección.

Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de transmisión deben cumplir con los requisitos que el ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema establezcan para reducir a un mínimo el impacto en el SEN por fallas en los circuitos propiedad de los generadores.

El ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema brindarán al Generador los tiempos de despeje de las protecciones primarias y de respaldo por fallas en los equipos del Generador conectados directamente al sistema de transmisión y por fallas en los equipos del ICE o de la empresa de transmisión conectados directamente al equipo del Generador, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia.

A criterio del ICE y del Operador del Sistema, el Generador debe proveer una protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores locales o remotos, que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable después de detectada la condición de falla de interruptor.

Adicionalmente y siempre a criterio del ICE o de la empresa de transmisión y del Operador del Sistema, el Generador deberá proveer las protecciones que minimizan el impacto de fallas sobre el SEN siguientes:

- i. Protección por deslizamiento de polos, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del SEN.
- ii. Protección de alta y baja frecuencia según los límites especificados en el plan de operación y el artículo 12 de esta norma.

Los sistemas de protección deberán contar con equipos de respaldo para garantizar la integridad de los esquemas de protección y deberán ser adecuadamente coordinados, según los requerimientos del ICE o de la empresa de transmisión y del Operador del Sistema y además instalados de común acuerdo con el ICE.

De igual forma, las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de distribución deben cumplir con los requisitos que la empresa distribuidora y el Operador del Sistema establezcan para reducir a un mínimo el impacto en el SEN y en la red de distribución por fallas en los circuitos de propiedad de los generadores.

c. Equipo de medición comercial.

El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario en el punto de conexión para llevar la información que se requiera de medición y registro de potencia, y de calidad, para efectos tarifarios, de conformidad con lo establecido en la norma técnica AR-NTCON "Uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos" y con el Sistema de Medición Comercial Regional, según corresponda.

d. Equipos de telecomunicaciones.

Para asegurar el correcto control operativo entre el Generador y el Operador del Sistema, según se consigne en el Contrato de Conexión y a criterio del Operador del Sistema establecidos en protocolos aprobados por la Autoridad Reguladora, se deben establecer uno o varios de los siguientes servicios de telecomunicaciones:

- i. Servicio de telefonía operativa.
- ii. Teleprotección.
- iii. Servicio de comunicación de emergencia (estación base de la red móvil del ICE, red pública conmutable, telefonía celular) que dé respaldo en los casos de colapso de la telefonía operativa.
- iv. Servicio de telefax

Además de los anteriores servicios y siempre a criterio del Operador del Sistema y del ICE, se debe proveer la infraestructura en las comunicaciones para llevar la información desde el punto de conexión a la red de transmisión siguiente:

- i. Datos generados por el equipo de supervisión y control, según inciso f) de este artículo.
- ii. Datos del equipo de registro de fallas, según inciso e) de este artículo.
- iii. Datos del equipo de medición comercial, según inciso c) de este artículo.

e. Equipo registrador de fallas.

El Generador debe disponer de un sistema registrador de fallas que permita al Operador del Sistema, supervisar el desempeño de los circuitos de conexión del Generador al SEN en el punto de conexión. Los requisitos técnicos del sistema registrador de fallas serán especificados por el Operador del Sistema en coordinación con el ICE.

f. Equipo de supervisión y control.

El Generador debe contar con la infraestructura y equipo necesario para transmitir la información que se requiera para supervisión y control por parte del Operador del Sistema.

Artículo 40. Requisitos técnicos del generador.

Como mínimo se establecen los requisitos siguientes:

a. Puesta a tierra del neutro.

El sistema de puesta a tierra del grupo turbina – generador y de los devanados de alta tensión del transformador de cada unidad se establecerá por el ICE o la empresa distribuidora, mediante los requisitos que establezca y apruebe la Autoridad Reguladora.

b. Relés de frecuencia y tensión.

Las unidades de generación deben contar con relés de frecuencia con rangos de operación que estén dentro de los límites estipulados en el planeamiento operativo del SEN y en concordancia con lo indicado en los artículos 10 y 27.

c. Ajustes de protecciones.

El ajuste de los relés del sistema de protección será coordinado (al momento de la puesta en servicio de la conexión y a futuro) con referencia al punto de conexión, para asegurar la desconexión rápida y selectiva de los equipos involucrados en una falla. Para la coordinación con otras protecciones de la red se utilizarán, según corresponda, los otros tipos de relé (por ejemplo de sobre corriente y sus tiempos, etc.). Los ajustes de protecciones deben de garantizar la selectividad, seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

El Generador realizará los estudios de coordinación de protecciones y los someterá a aprobación del ICE o la empresa distribuidora y del Operador del Sistema. Estos ajustes no podrán ser modificados unilateralmente por el Generador ni por el ICE, ni por la empresa de transmisión, ni por la empresa distribuidora.

Artículo 41. Servicios auxiliares que el Generador debe proveer.

Todos los Generadores con unidades de generación iguales o superiores a 5MW, a requerimiento del Operador del Sistema y bajo las condiciones que este establezca y apruebe la Autoridad Reguladora deben proveer:

- i. Control de tensión y de suministro de potencia reactiva.
- ii. Control de frecuencia.
- iii. Estabilización de potencia.
- iv. Capacidad de arranque en condiciones de colapso total del SEN (arranque en negro)
- v. Potencia reactiva suministrada por compensadores sincrónicos o estáticos.
- vi. Reserva rodante.
- vii. Reserva fría.

Los precios y tarifas por la prestación de estos servicios serán fijados por la Autoridad Reguladora conforme a la Ley 7593.

Artículo 42. Requisitos técnicos. Conexión de empresas distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión al SEN.

a. Equipo de interrupción.

Toda conexión entre un abonado o un usuario en alta tensión y una empresa distribuidora y el SEN debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Mediante los estudios indicados en el Capítulo III de esta norma, el ICE brindará a la empresa distribuidora y al abonado o usuario en alta tensión, los valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del sistema de transmisión, en puntos de conexión existentes y futuros.

b. Equipo y esquema de protección.

Si la conexión requiere la construcción de una nueva subestación para el seccionamiento de líneas del ICE o de la empresa de transmisión, los sistemas de protección a instalarse deben de ser compatibles técnicamente con los esquemas existentes en los extremos remotos de las líneas seccionadas. Los sistemas de protección a instalar por el abonado o usuario en alta tensión o por la empresa distribuidora, deberán ajustarse a los requerimientos del Operador del Sistema y del ICE.

c. Equipo de telecomunicaciones.

Se aplica lo establecido en el artículo 39, inciso d.

d. Equipo de medición.

Los requisitos técnicos del equipo de medición se ajustarán con lo establecido en la norma técnica AR-NT-CON, "Uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos" y con lo establecido en la reglamentación regional.

e. Equipo de registro de fallas.

Aplica lo indicado en el artículo 39 inciso e).

f. Equipo de supervisión y control.

Aplica lo estipulado en el artículo 39 inciso f).

g. Ajuste de protecciones.

Los ajustes de protecciones que inciden sobre el comportamiento de la red de transmisión deben hacerse de manera integrada por el Operador del Sistema y el ICE o por la empresa de transmisión y ser comunicados a las empresas distribuidoras o abonados y usuarios en alta tensión. Cuando fuere necesario, los ajustes de las protecciones se deben coordinar con referencia al punto de conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva del equipo en falla. El Operador del Sistema las empresas trasmisoras, los abonados y usuarios en alta tensión y las empresas distribuidoras, deberán acordar los medios y la periodicidad y el intercambio de información necesaria para la elaboración de los estudios de coordinación de protecciones, mediante los procedimientos que el Operador del Sistema establezca y apruebe la Autoridad Reguladora.

h. Trabajos en el equipo de protección.

Ningún sistema de protección (excepto aquellos con disparo asociado a equipo propio de los abonados o de los usuarios en alta tensión o de las empresas distribuidoras) puede ser intervenido o alterados por el personal de éstas, sin la anuencia de las empresas transmisoras y del Operador del Sistema.

i. Puesta a tierra del neutro.

El abonado o usuario en alta tensión o la empresa distribuidora, implementarán los sistemas de puesta a tierra de sus instalaciones de conformidad con los lineamientos que establezca el ICE.

j. Relés de frecuencia.

Cada abonado o usuario en alta tensión o empresa distribuidora, debe disponer la infraestructura y equipo necesario para la desconexión automática de carga por baja frecuencia de conformidad con lo indicado en el artículo 11.

CAPÍTULO IX.

RESPONSABILIDADES.

Artículo 43. Calidad de la operación del SEN.

Es responsabilidad del Operador del Sistema, en coordinación con el Ente Operador Regional (EOR), mantener la calidad del SEN en términos de la frecuencia, y la tensión dentro de los límites establecidos en esta norma.

El ICE, las empresas transmisoras y distribuidoras así como los abonados o los usuarios en alta tensión son responsables de mantener la calidad en la forma de onda y el desbalance de tensión conformidad con lo estipulado en esta norma.

Artículo 44. Disponibilidad, continuidad y seguridad.

La disponibilidad, continuidad y seguridad del SEN, en aras de mantener su operación óptima, asegurar la selectividad de los sistemas de protección y la seguridad en la ejecución correcta de las maniobras ordenadas por el Operador del Sistema, son responsabilidad de las empresas

generadoras, de las transmisoras, de las distribuidoras y de los abonados o de los usuarios en alta tensión.

Artículo 45. Protocolos y procedimientos:

El Operador del Sistema en coordinación con el ICE, el ICE, las empresas de transmisión, los generadores y las empresas distribuidoras, deberán en el plazo de un año, a partir de la puesta en vigencia de esta norma, proponer y mantener actualizados los protocolos y procedimientos establecidos en esta norma y los que consideren necesarios para equipar, desarrollar y operar al SEN dentro de los parámetros de calidad, seguridad y desempeño establecidos en esta norma y en la reglamentación regional, y someterlos a aprobación por parte de la Autoridad Reguladora:

Los protocolos y procedimientos deberán revisarse cuando las circunstancias lo ameriten. Los cambios deberán ser aprobados por la Autoridad Reguladora, de conformidad con los procedimientos que esta establezca.

CAPÍTULO X.

DESEMPEÑO DE LA RED DE TRANSMISIÓN NACIONAL.

Artículo 46. Eventos. Identificación, registro y conteo.

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con el ICE y de toda empresa de transmisión establecer y mantener un sistema para identificar, registrar y contar todos los eventos asociados con la disponibilidad, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa de su red de transmisión incluyendo la(s) causa(s) que dieron origen a los mismos.

Artículo 47. Integración de los sistemas de identificación y registro.

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con las empresas de transmisión establecer y mantener un sistema informático que integre la información sobre la identificación, registro y conteo de todos los eventos asociados con la disponibilidad, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa de la red de transmisión nacional. Para ello toda empresa de transmisión o que posea instalación que cumpla con la función de transmisión, está en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria conforme a los procedimientos que éste establezca y la Autoridad Reguladora apruebe.

Artículo 48. Naturaleza de los eventos.

Para identificar los eventos asociados a la red de transmisión nacional se considerará lo siguiente:

- a. Eventos propios:** Asociados a la operatividad propia del componente de la red de transmisión.
- b. Eventos indirectos:** Los producidos en un componente de la red de transmisión, como consecuencia de un fallo operativo de otro componente de la red de transmisión o distribución, en forma particular, o a consecuencia de la operatividad de la red de transmisión en su conjunto.
- c. Eventos programados:** Los planificados por la empresa eléctrica por actividades de mantenimiento preventivo, correctivo o por actividades de construcción o mejoramiento de la red de transmisión.
- d. Eventos forzados:** Los no previstos debidos a fallas o razones de seguridad operativa sin considerar.

Artículo 49. Clasificación de las indisponibilidades.

Las indisponibilidades se clasificarán así:

- a) Por su duración.

En función de la duración de las indisponibilidades, éstas se clasifican como se muestra en la Tabla N° 4:

Tabla N° 4
Clasificación de las indisponibilidades por su duración

Tipo de Indisponibilidad	Duración
Temporal	Inferior o igual a diez minutos
Prolongadas	Superior a diez minutos

- b) Por su origen

De acuerdo con el origen de las indisponibilidades, éstas se clasifican como se muestra en la Tabla N° 5:

Tabla N° 5
Clasificación de las indisponibilidades por su origen

Tipo de Indisponibilidad		Origen
Indirectas	Forzadas	Por falla de un componente ajeno a la línea de transmisión o por restricción operativa.
	Programadas	Eventos programados ajenos a la línea de transmisión.
Propias	Forzadas	Por falla o restricción operativa de la línea de transmisión.
	Programadas	Por eventos programados propios de la línea de transmisión

Serán “indisponibilidades indirectas” aquellas que se den como consecuencia de eventos indirectos y serán “indisponibilidades propias” aquellas que se den en el propio elemento de la red de transmisión.

Los periodos de tiempo en los cuales uno o varios elementos de la red de transmisión estén fuera de servicio por mejoras provenientes de la planificación a largo plazo no serán considerados para el cálculo de indisponibilidades.

Artículo 50. Caso fortuito y fuerza mayor.

Para el registro y cómputo de los indicadores de disponibilidad, cargabilidad y régimen de falla se excluirán los eventos suscitados por caso fortuito y fuerza mayor, que afecten de forma directa al elemento evaluado (línea de transmisión, subestación o equipo de transformación, etc.).

Artículo 51. Semestres operativos.

Para la clasificación y determinación de los diferentes indicadores, se establecen los semestres operativos siguientes:

a. Semestre 1: Comprendido del 1° de enero al 30 de junio, con una duración de 4 344 horas en año no bisiesto y 4 368 en año bisiesto.

b. Semestre 2: Comprendido del 1° de julio al 31 de diciembre, con una duración de 4 416 horas en año bisiesto y no bisiesto.

Artículo 52. Indicadores de disponibilidad.

Los indicadores de disponibilidad tienen como objeto evaluar, desde el punto de vista temporal, la utilización eficiente de la red de transmisión nacional. Para su determinación se tomarán todas las indisponibilidades prolongadas, sean propias o indirectas, forzadas o programadas, según corresponda, y son los estipulados en los artículos del 53 al 59.

Artículo 53. Disponibilidad de línea.

El indicador mide el porcentaje semestral de la disponibilidad total de la línea de transmisión y se define como:

$$DISL = \left[\frac{HD}{HS} \right] * 100$$

En donde:

HD = Número de horas semestrales disponibles de la línea de transmisión.

HS = Número de horas del semestre según corresponda.

Artículo 54. Disponibilidad global de líneas de transmisión nacional.

El indicador muestra la disponibilidad global de las líneas de transmisión y se define como:

$$DISGL = \left[\frac{\sum_{i=1}^N EXTLT_i * HD_i}{HS * \sum_{i=1}^N EXTLT_i} \right] * 100$$

En donde:

EXTLT _i	Extensión de la línea de transmisión i en Km.
=	
HD _i	Número de horas disponible de la línea de transmisión.
=	
HS	Número de horas del semestre según corresponda.
=	
N	Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión nacional.
=	

Artículo 55. Porcentaje de indisponibilidad forzada de una línea de transmisión.

El indicador muestra el porcentaje de horas semestrales en que una línea de transmisión estuvo indisponible por eventos forzados, sean estos propios o indirectos y se define como:

$$IDIFL = \left[\frac{HIDLF}{HS} \right] * 100$$

En donde:

HIDLF	Total de horas semestrales en que la línea estuvo indisponible por eventos forzados, propios o indirectos.
=	
HS	Número de horas del semestre según corresponda.
=	

Artículo 56. Disponibilidad propia de una línea de transmisión.

El indicador muestra el porcentaje de horas que una línea de transmisión estuvo indisponible debido a eventos propios, sean estos forzados o programados, y está definido por:

$$IDIPL = \left[\frac{HIDL P}{HS} \right] * 100$$

En donde:

HIDL P Total de horas semestrales en que la línea estuvo indisponible por eventos
= propios, sean estos forzados o programados.
HS Número de horas del semestre según corresponda.
=

Artículo 57. Porcentaje de indisponibilidad indirecta de una línea de transmisión.

Este indicador expresa el porcentaje de horas semestrales en que una línea de transmisión estuvo indisponible a consecuencia de eventos indirectos, sean programados o forzados, y está definido por:

$$IDIIL = \left[\frac{HIDLI}{HS} \right] * 100$$

En donde:

HIDLI Total de horas semestrales en que la línea estuvo indisponible por eventos
= indirectos, sean estos forzados o programados.
HS Número de horas del semestre según corresponda.
=

Artículo 58. Frecuencia de indisponibilidad.

Este indicador mide la frecuencia semestral con que se dan indisponibilidades en una línea de transmisión, sean forzadas o programadas, propias o indirectas.

$$FRIDI$$

En donde:

FRIDI Número total de indisponibilidades semestrales de una línea de transmisión.
=

Artículo 59. Frecuencia de indisponibilidad forzada.

Mide la frecuencia con que una línea de transmisión está indisponible por salidas forzadas, sean propias o indirectas.

$$FRIDF$$

En donde:

FRIDIF Número total de indisponibilidades forzadas semestrales de una línea de
= transmisión.

Artículo 60. Indicadores de cargabilidad.

Los indicadores de cargabilidad miden el desempeño en la utilización de la capacidad de transporte del sistema de transmisión nacional y además brindan información relacionada con su planificación integral y son los estipulados en los artículos 61 al 69.

Artículo 61. Energía máxima transportable de una línea de transmisión.

La energía máxima transportable semestralmente de una línea de transmisión corresponde al 85 % de su capacidad térmica nominal, por el total de horas del semestre, y está definido por:

$$EMAXTR = 0,85 * CTNL * HS \text{ (MVA-Horas)}$$

En donde:

CTNL Capacidad térmica nominal de la línea de transmisión en MVA.

=

HS Número de horas del semestre según corresponda.

=

Para efectos de este cálculo, se tomará como capacidad térmica nominal, la potencia máxima que produzca una dilatación tal que no se supere los claros mínimos permitidos para la línea de transmisión.

Artículo 62. Factor de carga de una línea de transmisión.

Este indicador refleja la utilización de una línea de transmisión en relación con su capacidad máxima de transporte de energía y se define por:

$$FCL = \frac{ESGE}{EMAXTR}$$

En donde:

ESGE Energía semestral transportada por la línea de transmisión.

=

EMAXTR Energía semestral máxima transportable.

=

Artículo 63. Porcentaje de restricción por seguridad operativa.

Este indicador mide el porcentaje relativo de la energía no trasegada por una línea de transmisión, ante restricciones por seguridad operativa, con respecto a la energía máxima transportable y la energía semestral transportada. Se define como:

$$RESTSEGOP = \frac{EGRESTOP}{EMAXTR - ESGE} * 100$$

En donde:

EGRESTOP Energía transportada semestralmente por una línea de transmisión operando en condiciones restrictivas por seguridad operativa.
=
EMAXTR Energía semestral máxima transportable por la línea de transmisión.
=
ESGE Energía semestral transportada por la línea de transmisión.
=

Artículo 64. Energía máxima transformable de una subestación.

La energía máxima transformable semestral de una subestación corresponde al 120 % de la sumatoria de las capacidades térmicas nominales de los transformadores de la subestación, menos la capacidad térmica nominal del transformador de mayor capacidad, por el total de horas del semestre, y está definido por:

$$EMAXSUB = 1,20 * \left(\sum_{i=1}^N CT_i - CTM \right) * HS \text{ (MVA-Horas)}$$

En donde:

CT_i Capacidad térmica nominal del transformador i, en MVA.
=
CTM Capacidad térmica nominal del transformador de mayor capacidad de la subestación, en MVA.
=
HS Número de horas del semestre correspondiente.
=
N Número de transformadores de potencia que conforman la subestación.
=

Para el cálculo de este índice se tomará en cuenta la capacidad de transformación para efectos de transporte de energía, sin considerar la transformación asociada a la actividad de distribución, salvo que a través de un circuito de distribución se esté inyectando generación.

Artículo 65. Factor de carga de una subestación.

Este indicador refleja la utilización de una subestación con respecto a su capacidad máxima de transporte de energía y se define por:

$$FCSUB = \frac{ESTR}{EMAXSUB}$$

En donde:

ESTR Energía semestral transportada por la subestación.
=
EMAXSUB Energía semestral máxima transportable por la subestación.
=

Artículo 66. Factor de utilización de una subestación.

Refleja la utilización de una subestación con respecto a su potencia máxima transportable y se define por:

$$FUSUB = \frac{DEMAXSUB}{CAPMAXSUB}$$

En donde:

DEMAXSUB Demanda máxima semestral exigida a la subestación, en un periodo
 = de integración de 10 minutos.
 CAPMAXSUB Capacidad máxima de la subestación, es igual al 85 % de la
 = sumatoria de las capacidades térmicas nominales de los transformadores menos la capacidad térmica nominal del transformador de mayor capacidad.

$$CAPMAXSUB = 0,85 \left(\sum_{i=1}^N CT_i - CTM \right)$$

En donde:

CT_i Capacidad térmica nominal del transformador i, en MVA.
 =
 CTM Capacidad térmica nominal del transformador de mayor capacidad de la subestación, en MVA.
 =
 N Número de transformadores de potencia de la subestación.
 =

Artículo 67. Factor de utilización de una línea de transmisión.

Refleja la utilización de una línea de transmisión con respecto a su potencia máxima transportable y se define por:

$$FULT = \frac{DEMAXILT}{CTNL}$$

En donde:

DEMAXILT Demanda máxima semestral registrada exigida a la línea de
 = transmisión en un período de integración de 10 minutos.
 CTNL Capacidad térmica nominal de la línea de transmisión en MVA.
 =

Artículo 68. Tasa de operación en condición restrictiva.

El indicador muestra la cantidad de veces en un semestre en que la línea de transmisión operó en condición restrictiva, sea por eventos forzados propios o impropios y se define por:

$$TOPREST$$

En donde:

TOPREST Cantidad de ocasiones durante el semestre en que una línea trabajó en
 = condición restrictiva.

Artículo 69. Duración promedio de la operación restrictiva.

Este indicador muestra la duración promedio en que una línea de transmisión opera en condición restrictiva y se define por:

$$DPOPRESTL = \frac{\sum_{i=1}^N DOPRESTL_i}{NOP}$$

En donde:

DOPRESTL _i	Duración en minutos de operación restrictiva de la línea de transmisión
=	i.
NOP	Número de operaciones restrictivas en el semestre evaluado.
=	
N	Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión
=	nacional.

Artículo 70. Indicadores de falla.

Estos indicadores muestran la cantidad de fallas que se dan en una línea de transmisión o en los diferentes elementos de una subestación. Para su determinación se considerarán las fallas que causen indisponibilidades prolongadas y son los estipulados en los artículos 71 al 76.

Artículo 71. Tasa de falla propia de la red transmisión.

El indicador muestra la cantidad de fallas propias semestrales por cada 100 km de línea y se define por:

$$TFLTP = \frac{\sum_{i=1}^N NFLTP_i}{\sum_{i=1}^N EXTLL_i} * 100$$

En donde:

NFLTP _i	Número de fallas semestrales de la línea de transmisión i, por evento propio.
=	
EXTLL _i	Extensión de la línea de transmisión i en Km.
=	
N	Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión nacional.
=	

Artículo 72. Tasa de falla indirecta de la red de transmisión.

El indicador refleja la cantidad de fallas indirectas semestrales por cada 100 km de línea y se define por:

$$TFLIND = \frac{\sum_{i=1}^N NFLT_i}{\sum_{i=1}^N EXTLL_i} * 100$$

En donde:

NFLT _i	Número de fallas semestrales de la línea de transmisión i, por eventos indirectos.
=	
EXTLL _i	Extensión de la línea de transmisión i en Km.
=	
N	Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión nacional.
=	

Artículo 73. Tasa de falla de transformador de potencia.

El indicador muestra la potencia de falla semestral por cada 100 MVA de capacidad instalada y se define por:

$$TFP = \frac{\sum_{i=1}^N PFTP_i}{\sum_{i=1}^N CT_i} * 100$$

En donde:

PFTP_i Potencia de falla (interrumpida) en el transformador de potencia i, en MVA.
 =
 CT_i Capacidad térmica nominal del transformador i, en MVA.
 =
 N Número de transformadores de potencia que conforman la red de
 = transmisión nacional.

Artículo 74. Duración promedio de las fallas en las líneas de transmisión.

Este indicador muestra la duración promedio de las fallas, durante un semestre, de las líneas de transmisión y se define por:

$$DPFLT = \frac{\sum_{i=1}^K DFLT_{i,j}}{N}$$

En donde:

DFLT_{i,j} Duración en minutos de la falla i, en la línea de transmisión j.
 =
 K Número de fallas totales en el semestre evaluado.
 =
 N Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión
 = nacional.

Artículo 75. Duración promedio de las fallas en equipos de transformación.

El indicador muestra la duración promedio de las fallas, en un semestre, de los transformadores que conforman la red de transmisión nacional y se define por:

$$DPFT = \frac{\sum_{i=1}^N DFT_{i,j}}{T}$$

En donde:

DFT_{i,j} Duración en minutos de la falla i, en el equipo de transformación j.
 =
 N Número de fallas totales en el semestre evaluado.
 =
 T = Número de transformadores que conforman la red de transmisión nacional.

Artículo 76. Rangos permisibles.

Los indicadores de disponibilidad, cargabilidad y de falla deberán encontrarse dentro de los rangos permisibles que para los efectos establezca en su oportunidad la Autoridad Reguladora, previa audiencia pública de conformidad con lo indicado en los artículos 25 y 36 inciso c) de la Ley 7593.

CAPÍTULO XI.

DESEMPEÑO DEL PARQUE DE GENERACIÓN NACIONAL.

Artículo 77. Eventos. Identificación, registro y conteo.

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con el ICE y de toda empresa generadora, establecer y mantener un sistema para identificar, registrar y contar todos los eventos asociados con los estados operativos, disponibilidad, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa de sus plantas generadoras con una capacidad igual o mayor que 5 MW.

Artículo 78. Sistema integral de registro y conteo

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con el ICE, las empresas de distribución con generación propia y las empresas generadoras establecer y mantener un sistema de información que integre los datos sobre la identificación, registro y contabilidad de todos los eventos asociados con los estados operativos, predespacho diario, disponibilidad, programas de mantenimiento, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa del parque de generación nacional. Para ello, el ICE, las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW, conforme con los procedimientos que éste establezca y la Autoridad Reguladora apruebe, en un lapso no mayor a seis meses después de la entrada en vigencia de esta norma técnica.

Para lo anterior, los generadores deberán instalar, en sus plantas de generación, un enlace de telecontrol con el sistema SCADA/EMS del Operador del Sistema para transmitir datos en tiempo real. Las empresas con varias centrales de generación, podrán centralizar y canalizar remotamente la información de todas sus plantas por medio de su propio Centro de Control desde el cual la transmitirán hacia el Operador del Sistema, siempre y cuando exista compatibilidad de los protocolos de comunicación y el Operador del Sistema acepte este tipo de implementación.

El enlace de telecontrol deberá cumplir con los requisitos que establezca el Operador del Sistema en coordinación con el ICE de conformidad con lo establecido en el artículo 39, incisos d y f.

Artículo 79. Naturaleza de los eventos.

Para identificar los eventos asociados al parque de generación nacional se considerará lo siguiente:

- a. Eventos propios:** Asociados a la operatividad propia de la planta o unidad de generación.
- b. Eventos indirectos:** Los producidos en una planta o unidad de generación, como consecuencia de una falla operativa de otro componente del Sistema Eléctrico Nacional (planta de generación, red de transmisión o red de distribución), en forma particular, o como consecuencia de la operatividad del Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto.
- c. Eventos programados:** Los planificados por la empresa generadora por actividades de mantenimiento preventivo, correctivo o por actividades de construcción o mejoramiento de la planta o unidad de generación, cumpliendo con los plazos establecidos por el Operador del Sistema para solicitar indisponibilidades programadas.
- d. Eventos forzados:** Los no previstos debido a fallas, razones de seguridad operativa no consideradas previamente y a mantenimientos programados no finalizados a tiempo.

Artículo 80. Clasificación de las indisponibilidades.

Las indisponibilidades se clasificarán de la siguiente manera:

a) Por su duración

De acuerdo con su duración, las indisponibilidades se clasifican como se muestra en la tabla N° 6:

b) Por su origen

De acuerdo con su origen, las indisponibilidades se clasifican como se muestra en la tabla N° 7:

**Tabla N° 6
Clasificación de las indisponibilidades por su duración**

Tipo de Indisponibilidad	Duración
Temporal	Inferior o igual a treinta minutos
Prolongadas	Superior a treinta minutos

**Tabla N° 7
Clasificación de las indisponibilidades por su origen**

Tipo de Indisponibilidad		Origen
Indirectas	Forzadas	Por falla de un componente ajeno a la unidad o planta de generación.
	Programadas	Eventos programados ajenos a la unidad o planta de generación.
Propias	Forzadas	Por falla o restricción operativa de la unidad o planta de generación.
	Programadas	Por eventos programados propios de la unidad o planta de generación.

Serán “indisponibilidades indirectas” aquellas que se den como consecuencia de eventos indirectos y serán “indisponibilidades propias” aquellas que se den en la propia unidad o planta de generación.

Artículo 81. Estados operativos de una planta de generación.

De acuerdo con sus condiciones de operación, una central de generación o unidad de generación puede estar en alguno de los estados indicados en la Tabla N° 8.

**Tabla N°8
Estados de las plantas de generación**

Estado	Condición	Situación
Disponible	Operativa	Operación Normal
		Con restricción
	Reserva	Reserva Fría
Indisponible	Indisponibilidad programada	Mantenimiento preventivo
	Indisponibilidad no programada	Salida Forzada
		Mantenimiento Correctivo

Artículo 82. Semestres operativos

Para la clasificación y determinación de los diferentes indicadores, se establecen los siguientes semestres operativos:

a. Semestre 1: Comprendido del 1° de enero al 30 de junio, con una duración de 4344 horas en año no bisiesto y de 4368 horas en año bisiesto.

b. Semestre 2: Comprendido del 1° de julio al 31 de diciembre, con una duración de 4416 horas en año bisiesto y no bisiesto.

Artículo 83. Indicadores de disponibilidad.

Los indicadores de disponibilidad tienen como objeto evaluar, desde el punto de vista temporal, la utilización eficiente del parque de generación nacional. Para su determinación se considerarán todas las indisponibilidades prolongadas, sean propias o indirectas, forzadas o programadas, según corresponda.

Artículo 84. Disponibilidad global de una planta de generación.

Muestra la disponibilidad global de una planta de generación en un semestre y se define como:

$$DGPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HDUG_i}{HS * N} \right] * 100$$

En donde:

- HDUG_i = Número de horas semestrales disponible de la unidad de generación i.
- HS = Número de horas del semestre según corresponda.
- N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 85. Indisponibilidad forzada global de una planta de generación.

Señala la indisponibilidad forzada global de una planta de generación en un semestre debido a eventos forzados, sean estos propios o indirectos y se define como:

$$INDFPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HINDFUG_i}{HS * N} \right] * 100$$

En donde:

- HINDFUG_i = Total de horas semestrales en que la unidad de generación i estuvo indisponible por eventos forzados, propios o indirectos.
- HS..... = Número de horas del semestre según corresponda.
- N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 86. Indisponibilidad propia-forzada global de una planta de generación.

Indica la indisponibilidad global semestral de una planta de generación debido a eventos propios-forzados y está definido por:

$$INDPFPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HINDPFUG_i}{HS * N} \right] * 100$$

En donde:

$HINDPFUG_i =$ Total de horas semestrales en que la unidad de generación i estuvo indisponible por eventos propios-forzados.
 $HS =$ Número de horas del semestre según corresponda.
 $N =$ Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 87. Indisponibilidad propia-programada global de una planta de generación.

Muestra la indisponibilidad global semestral de una planta de generación debido a eventos propios-programados y está definido por:

$$INDPPRPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HINDPPRUG_i}{HS * N} \right] * 100$$

En donde:

$HINDPPRUG_i =$ Total de horas semestrales en que la unidad de generación i estuvo indisponible por eventos propios-programados.
 $HS =$ Número de horas del semestre según corresponda.
 $N =$ Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 88. Indisponibilidad indirecta forzada de una planta de generación.

Expresa la indisponibilidad forzada de una planta de generación debido a eventos indirectos y está definido por:

$$INDIFPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HINDIFUG_i}{HS * N} \right] * 100$$

En donde:

HINDIFUG_i= Total de horas semestrales en que la unidad de generación i estuvo indisponible por eventos indirectos forzados.
 HS = Número de horas del semestre según corresponda.
 N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 89. Disponibilidad de potencia global de una planta de generación.

Muestra la potencia global disponible semestral con respecto a la potencia nominal de una planta de generación y se define por.

$$DPGPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HDUG_i * PNUG_i}{HS * \sum_{i=1}^N PNUG_i} \right] * 100$$

En donde:

HDUG_i= Total de horas semestrales en que la unidad de generación i estuvo disponible.
 HS = Número de horas del semestre según corresponda.
 PNUG_i= Potencia nominal de la unidad de generación i en MW.
 N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 90. Porcentaje de horas semestrales en mantenimiento de una planta de generación

Indica el porcentaje de horas promedio en que estuvieron en mantenimiento las unidades de una planta de generación:

$$IGPG = \frac{\sum_{i=1}^N HNDUG_i}{HS * N}$$

En donde:

HNDUG_i= Horas semestrales no disponible de la unidad de generación i
 HS = Horas del semestre que corresponda
 N = Número de unidades de generación de la planta

Artículo 91. Porcentaje de cumplimiento de mantenimientos programados.

Expresa el grado de cumplimiento semestral de los programas de mantenimiento programados y se define por:

$$CPMPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N PMCUG_i}{\sum_{i=1}^N PMPUG_i} \right] * 100$$

En donde:

PMCUG_i= Programa de mantenimiento programado cumplido, en tiempo y plazo, en la unidad de generación i.
PMPUG_i= Programa de mantenimiento programado de la unidad de generación i.
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 92. Porcentaje de cumplimiento de tiempo de mantenimiento por planta.

Muestra el cumplimiento temporal de los programas de mantenimiento programados y se define por:

$$CTPMPG = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^N (HMPUG_i - HMEUG_i)}{\sum_{i=1}^N HMPUG_i} \right] * 100$$

En donde:

HMPUG_i= Horas de mantenimiento semestral programado de la unidad de generación i.
HMEUG_i= Horas de mantenimiento semestral efectivas realizadas en la unidad de generación i.
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 93. Porcentaje promedio de cumplimiento de tiempo de mantenimiento por planta.

Muestra el cumplimiento promedio temporal de los programas de mantenimiento programados y se define por:

$$CTPMPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N \frac{HMPUG_i - HMEUG_i}{HMPUG_i}}{NUM} \right] * 100$$

En donde:

HMPUG_i= Horas de mantenimiento semestral programado de la unidad de generación i.
HMEUG_i= Horas de mantenimiento semestral efectivas realizadas en la unidad de generación i.
NUM = Número de unidades en mantenimiento
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 94. Factor de utilización de una planta de generación.

Expresa el porcentaje promedio de horas semestrales en que estuvieron en servicio las unidades de una planta de generación

$$PHM = \frac{\sum_{i=1}^N HMUG_i}{HS * N}$$

En donde:

HMUG_i= Horas semestrales que estuvo en mantenimiento la unidad de generación i
 HS horas del semestre que corresponda
 =
 N número de unidades de generación de la planta
 =

Artículo 95. Porcentaje promedio de operación restrictiva de una planta de generación.

Este indicador muestra el porcentaje de horas semestrales que en promedio estuvieron las unidades operando en condición restrictiva

$$FTPR = \frac{\sum_{i=1}^N HPRUG_i}{HS * N}$$

En donde:

HPRUG_i Horas semestrales que estuvo con la potencia restringida la unidad de
 = generación i
 HS Horas del semestre que corresponda
 =
 N Número de unidades de generación de la planta
 =

Artículo 96. Indicadores de cargabilidad.

Los indicadores de cargabilidad miden el desempeño en la utilización de la capacidad de producción del parque de generación y son los estipulados en los artículos 97 al 110.

Artículo 97. Potencia nominal de una planta de generación.

La Potencia nominal de una planta de generación es la suma de las potencias nominales que cada unidad generadora puede suministrar y se define por:

$$PNPG = \sum_{i=1}^N PNUG_i$$

En donde:

PNUG_i= Potencia nominal de la unidad de generación i en MW.
 N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 98. Proyecciones de potencia y energía estimadas y contratadas.

En los meses de enero y julio de cada año, las empresas de generación deberán remitir a la Autoridad Reguladora y al Operador del Sistema, sus proyecciones de potencia máxima, potencia y energía media estimada y contratada (en el caso de contratos de compra-venta entre generadores privados y las empresas) de sus centrales de generación, para cada mes del semestre inmediato siguiente según corresponda.

Artículo 99. Potencia máxima de una planta.

La potencia máxima de una planta de generación (PTMXPG) corresponderá a su potencia nominal (PNPG).

Artículo 100. Potencia media estimada.

La potencia media estimada de una central de generación corresponde a la potencia que las empresas eléctricas (ICE, CNFL, JASEC, ESPH y Cooperativas de Electrificación Rural) con base en criterios estadísticos de la disponibilidad del recurso energético primario, estiman mantener en promedio (con base a la energía estimada), en sus centrales de generación, durante el semestre siguiente y se define por:

$$PMEPG = \sum_{i=1}^N PMEUG_i$$

En donde:

$PMEUG_i$ = Potencia media estimada de la unidad de generación i en MW.
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 101. Energía máxima estimada.

La energía máxima estimada de una central de generación corresponde a la potencia media estimada por las horas semestrales y se define por:

$$EMEPG = \sum_{i=1}^N PMEUG_i * HS$$

En donde:

$PMEUG_i$ = Potencia media estimada de la unidad de generación i en MW.
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.
HS = Número de horas semestrales.

Artículo 102. Potencia máxima contratada.

La potencia máxima contratada de una central de generación corresponde a la potencia máxima especificada en los contratos suscritos entre los generadores privados y las empresas eléctricas y se define por:

$$PMCPG = \sum_{i=1}^N PCUG_i$$

En donde:

$PCUG_i$ = Potencia máxima contratada de la unidad de generación i en MW.
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 103. Energía máxima contratada.

La energía máxima contratada de una planta de generación corresponde a la potencia máxima contratada por las horas semestrales y se define por:

$$EMCPG = \sum_{i=1}^N PCUG_i * HS$$

En donde:

PCUG_i Potencia máxima contratada de la unidad de generación i en MW.
 =
 N Número de unidades de generación que conforman la planta de
 = generación.
 HS Número de horas semestrales.
 =

Artículo 104. Energía máxima generable de una planta de generación.

La energía máxima semestral generable de una planta de generación corresponde a la potencia máxima de la planta por el total de horas del semestre, y está definido por:

$$EMAXG = \sum_{i=1}^N PNUG_i * HS$$

En donde:

PNUG_i Potencia nominal de la unidad de generación i en MW.
 =
 HS Número de horas del semestre según corresponda.
 =
 N Número de unidades de generación que conforman la planta de
 = generación.

Artículo 105. Energía real generada de una planta de generación.

La energía real generada por una planta corresponde a la sumatoria de la energía real generada por cada unidad de generación en el semestre y se define por:

$$ERGP = \sum_{i=1}^N ERGUG_i$$

En donde:

ERGUG_i Energía semestral real producida por la unidad i en MWh.
 N Número de unidades de generación que conforman la planta de
 = generación.

Artículo 106. Factor de planta semestral de una planta de generación.

Este indicador refleja la utilización de una planta de generación en relación con su energía máxima generable y se define por:

$$FPPG = \frac{ERGPG}{EMAXG}$$

En donde:

ERGPG = Energía semestral producida por la planta de generación en MWh.
 =
 EMAXG = Energía semestral máxima generable por la planta de generación en MWh.

Artículo 107. Desviación del factor de planta de una central de generación.

Este indicador refleja la desviación del factor de planta de una central de generación en relación con el factor de carga contratado o estimado y se define por:

$$DFPPG = FPPG - \frac{EMAX}{EMAXG}$$

En donde:

EMAX = Energía máxima estimada (EMEPG) o contratada (EMCPG). de la planta de generación
 EMAXG = Energía semestral máxima generable por la planta de generación en MWh.

Artículo 108. Porcentaje de restricción por seguridad operativa.

Este indicador mide el porcentaje relativo de la energía no generada por una planta de generación, ante restricciones por seguridad operativa, con respecto a la energía máxima contratada o estimada y la energía real semestral generada. Se define como:

$$PRTSEGOPPG = \frac{ENGRESTSEG}{EMAX - ERGPG} * 100$$

En donde:

ENG RES TSE G = Energía no generada por condiciones de seguridad operativa.
 EMA X = Energía máxima semestral contratada (EMCPG) o estimada (EMEPG) de la planta de generación.
 =
 ERG PG = Energía real generada en el semestre por la planta de generación.
 =

Artículo 109. Desviación de la potencia contratada o estimada.

Este indicador muestra el porcentaje de desviación de la potencia media generada en el semestre con respecto a la potencia máxima contratada o estimada. Se define por:

$$DESPOTPG = \left(\frac{|P_{MAX} - P_{MGPG}|}{P_{MAX}} \right) * 100$$

En donde:

PMGPG = Potencia media semestral generada por la planta de generación.
 PMAX = Potencia máxima contratada (PMCPG) o potencia media estimada

(PMEPG) de la planta de generación.

La potencia media semestral generada por una planta es el valor promedio de la potencia media horaria registrada en el semestre, durante las horas de operación de la planta.

Artículo 110. Porcentaje de potencia restrictiva.

Este indicador muestra el porcentaje de restricción de la potencia de una planta de generación con respecto a la potencia máxima contratada o potencia media estimada. Se define por:

$$PPOTREST = \frac{P_{MINREST}}{P_{MPG}} * 100$$

En donde:

$P_{MINREST}$ = Potencia mínima operativa por condición restrictiva semestral de la planta
 P_{MPG} = Potencia máxima contratada (PMCPG) o potencia media estimada (PMEPG) de la planta de generación.

Artículo 111. Indicadores de operación.

Estos indicadores muestran la frecuencia y duración de las condiciones de operación de una planta de generación y son los estipulados en los artículos 112 al 117.

Artículo 112. Tasa de operación restrictiva de una planta de generación.

El indicador muestra la cantidad de veces que en un semestre, una planta opera en condición restrictiva por seguridad operativa. Se define por:

$$TOPRESPG$$

En donde:

$TOPRESPG$ = Número de ocasiones en que una planta operó en condición restrictiva durante el semestre de estudio sea por una o varias unidades o porque por seguridad no pudo despachar la totalidad de su capacidad disponible.

Artículo 113. Duración promedio de la operación restrictiva.

Este indicador expresa la duración promedio en que una planta de generación operó durante un semestre, en condición restrictiva por seguridad operativa. Se define por:

$$DPOPRESPG = \frac{\sum_{i=1}^N DOPRESPG_i}{TOPRESPG}$$

En donde:

$DOPRESPG_i$ = Duración en minutos de la ocasión i en que la planta operó en condición restrictiva por seguridad operativa.
 $TOPRESPG$ = Número de ocasiones en que la planta de generación operó en condición restrictiva durante el semestre.

Artículo 114. Tiempo en reserva fría de una planta de generación.

El indicador refleja la cantidad de horas (o minutos) en un semestre en que la central estuvo en condición de reserva fría. Se define por:

$$TOPRSFPG = \sum_{i=1}^N TOPRSFUG$$

En donde:

T
O
P
R
S
F
U
G
i
=
N
=

Duración en minutos de la ocasión i en que la planta estuvo en condición de reserva fría.

Número de ocasiones en que la planta de generación estuvo en condición de reserva fría durante el semestre.

Artículo 115. Duración promedio de la operación en reserva.

Este indicador muestra la duración promedio en que una planta de generación estuvo en condición de reserva fría. Se define por:

$$DPOPRSVPG = \frac{\sum_{i=1}^N DOPRSVPG}{TOPRSVPG}$$

En donde:

DOPRSVPG_i= Duración en minutos de la ocasión i en que la planta operó en condición de reserva fría.

TOPRSVPG = Número semestral de ocasiones en que la planta de generación estuvo u operó (parcialmente) con reserva fría sea una o más unidades en condición de reserva fría.

Artículo 116. Tiempo de toma de carga en reserva fría.

Indica el porcentaje de cumplimiento en la toma de carga respecto a los 10 minutos por una planta de generación.

$$PTDC = \frac{TTDC - 10}{10} * 100$$

En donde:

PTDC = Porcentaje de tiempo toma de carga.

TTDC = Tiempo que tarda en llegar a plena carga.

Artículo 117. Potencia promedio de operación en reserva fría.

Expresa la potencia media semestral de una central que estuvo en reserva fría durante el semestre evaluado. Se define por:

$$PPOPFCG = \frac{\sum_{i=1}^N PORF_i * DORF_i}{\sum_{i=1}^N DORF_i}$$

En donde:

PORF_i= Potencia de la central que estuvo en reserva fría durante la ocasión i.
DORF_i= Duración en minutos que la potencia PORF_i estuvo en reserva fría en la ocasión i.
N = Número semestral de ocasiones en que la planta de generación que operó en condición de reserva fría.

Artículo 118. Indicadores de despacho diario.

Los indicadores de despacho diario el cumplimiento del pre-despacho de las plantas del parque de generación nacional. Son indicadores que se calculan diariamente y son los estipulados en los artículos 119 y 120.

Artículo 119. Porcentaje de cumplimiento del pre despacho diario.

Mide el cumplimiento de pre despacho horario de cada planta del parque de generación nacional. Se define por:

$$PCDHPG = \frac{\sum_{j=1}^{24} \left[\sum_{i=1}^N EPHUG_i - \left| \sum_{i=1}^N [EPHUG_i - EDHUG_i] \right| + \sum_{i=1}^N ENGRESTSEG \right]_j}{\sum_{i=1, j=1}^{N, 24} EPHUG_{i,j}} * 100$$

En donde:

EPHUG_i = Energía horaria programada de la unidad de generación i.
EDHUG_i = Energía horaria despachada de la unidad de generación i.
EPHUG_{i,j} = Energía horaria programada de la unidad de generación i en la hora j.
i = 1, 2, 3, ..., N.
N = Número de unidades de la planta de generación.
j = 1, 2, 3, ..., 24.
ENGRESTSEG = Energía no generada por condiciones de seguridad operativa.

Artículo 120. Desviación neta de energía horaria programada.

Muestra la desviación neta diaria de la energía media horaria programada de una planta de generación. Se define por:

$$DNEMPG = \sum_{j=1}^{24} \left(\sum_{i=1}^N (EPHUG_i - EDHUG_i) \right)_j$$

En donde:

EDHUG_{i,j} = Energía horaria despachada en la unidad i durante la hora j.
EPHUG_{i,j} = Energía horaria programada en la unidad i durante la hora j.

=	
i	1, 2,3,..., N.
=	
N	Número de unidades de la planta de generación.
=	
j	1, 2, 3,...,24 (horas del día).
=	

Artículo 121. Rangos permisibles.

Los indicadores de disponibilidad, cargabilidad y de falla del parque de generación nacional deberán encontrarse dentro de los rangos permisibles que para los efectos establezca en su oportunidad la Autoridad Reguladora.

Artículo 122.Cálculo de los indicadores de desempeño.

El cálculo de los indicadores establecidos en esta norma técnica se efectuará a partir de los registros de energía y potencia de los sistemas de medición, instalados para cada unidad de generación, en los tableros de control local de las plantas de generación.

CAPÍTULO XII

GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA PARA AUTOCONSUMO

Artículo 123. Libre acceso a la red de distribución nacional.

El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, y las que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además deberá de contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.

Artículo 124. Interconexiones autorizadas.

Se autoriza la interconexión y operación en paralelo de micro generadores con la red de distribución a baja tensión y la de mini generadores a la red de distribución de media tensión a través de un transformador exclusivo cuya capacidad será mínimo un 10% superior a la capacidad del mini generador.

Artículo 125. Capacidad de acceso.

Las empresas eléctricas efectuarán los estudios técnicos necesarios para cuantificar la capacidad de sus redes de distribución para la operación en paralelo de micro y mini generadores, considerando que la operación de los mismos no interfiera con la seguridad, continuidad y calidad del suministro eléctrico, de conformidad con las normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora.

Artículo 126. Limitaciones de acceso.

En toda solicitud de conexión de un micro o mini generador a la red de distribución, la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, tomando en consideración el crecimiento de la demanda, la cargabilidad del circuito, la naturaleza del recurso energético primario (eólico, fotovoltaico, hidráulico, etc.) y los criterios normativos emitidos por la

Autoridad Reguladora en lo que respecta a continuidad y calidad del suministro, así como las siguientes consideraciones:

a. La capacidad de un micro o mini generador para conectarse a la red de distribución no debe ser superior al 50 % de la capacidad operativa de los conductores existentes en la red de distribución.

b. La suma de las potencias nominales de todos los micros y mini generadores conectados en un mismo alimentador no debe exceder el 15% de la máxima demanda de potencia anual del alimentador.

c. La capacidad agregada del micro generador conectado a un transformador debe ser menor o igual a la capacidad del mismo.

d. La interconexión de un micro generador conectado a la red de media tensión con capacidad superior a 50 kVA debe efectuarse a través de un transformador de uso exclusivo, conectado a la red de baja tensión.

Artículo 127. Adecuaciones de red.

Las adecuaciones de la red de distribución a baja tensión necesarias para la conexión de un micro generador, con una capacidad inferior a 50 kVA, a la red de distribución nacional, correrán por cuenta de la empresa distribuidora, salvo que la misma requiera de inversiones en la red de media tensión.

En el caso de que se requieran adecuaciones de red para la interconexión de mini generadores y de micro generadores con una capacidad superior a 50 kVA, los costos correrán por cuenta del interesado.

Artículo 128. Construcción de línea y equipos de conexión.

Los materiales, equipos y los costos de construcción necesarios para llegar de las instalaciones del generador (micro o mini generador), hasta la red de distribución, correrán a cargo del interesado, debiendo para ello cumplirse, en lo aplicable, con las normas y disposiciones emitidas por la Autoridad Reguladora.

Artículo 129. Punto de interconexión.

El punto de interconexión, para efectos comerciales, técnico y de responsabilidad, del generador con la red de distribución, lo será el punto de entrega.

Artículo 130. Contrato de conexión

Para la interconexión y operación de un micro o mini generador a la red de distribución, el interesado deberá suscribir un "Contrato de Conexión" con la empresa distribuidora, en el cual se especificarán las condiciones técnicas, comerciales y jurídicas, así como las obligaciones, bajo las cuales se regirá la puesta en servicio y operación de la conexión solicitada. La Autoridad Reguladora aprobará los formatos y prototipos de los contratos de conexión y las observaciones que haga serán de acatamiento obligatorio.

Artículo 131. Modalidades de régimen contractual.

Para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución y que suministre energía a la red de la empresa, se establecen dos modalidades:

a. Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.

b. Medición neta completa, con liquidación anual (venta de excedentes).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, vendiendo el saldo anual de excedentes a la empresa distribuidora, mediante una liquidación el día 1° de diciembre de cada año. Para tal efecto el periodo de liquidación comprende del 1° de diciembre del año anterior al 30 de noviembre del año de la liquidación.

Artículo 132. Costo de acceso a la red.

En ambas modalidades de régimen contractual, tanto en el caso de excedentes de producción como en el caso en que el consumo iguale a la producción, el generador a pequeña escala deberá cancelar mensualmente a la empresa, el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo con el pliego tarifario vigente.

Artículo 133. Cláusulas contractuales mínimas.

El contrato para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de la empresa distribuidora deberá contemplar al menos las cláusulas siguientes:

- a. Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse en el contrato.
- b. Objeto y alcance contractuales incluyendo obligaciones que se impongan a las partes.
- c. Normas jurídicas que forman parte del contrato y rige para su aplicación y alcances, con mención al menos de la Ley 7593 y sus reformas, los reglamentos y las leyes conexas, así como las normativas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Regulatoria, específicamente la presente norma.
- d. Régimen contractual elegido por el abonado-usuario, de acuerdo con el artículo 131 de esta norma.
- e. Obras y equipos que forman parte de la conexión así como los límites físicos de propiedad y responsabilidad.
- f. Los aspectos operacionales de la conexión y operación del generador en condiciones normal y de contingencia.
- g. Convenio de responsabilidad y de condiciones técnicas de operación y mantenimiento.
- h. Derechos y condiciones de acceso de personal de la empresa distribuidora a las instalaciones del generador.
- i. Especificaciones de duración, terminación, modificaciones y cancelaciones del contrato.
- j. Cualquier otro aspecto importante que regulen los deberes y derechos de las partes.

Artículo 134. Procedimiento para la puesta en servicio.

El procedimiento para la puesta en servicio de un micro o mini generador inicia con la solicitud de conexión y finaliza con la puesta en servicio permanente del generador, mediando la suscripción del “Contrato de Conexión”, como requisito indispensable para la operación comercial.

Será responsabilidad de las empresas distribuidoras diseñar e implementar el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de las conexiones de micro y mini generadores a

sus redes de distribución. Dicho procedimiento será remitido a la Autoridad Reguladora para su aprobación dentro del plazo máximo de seis meses contado a partir de la publicación de esta norma, incluyendo los prototipos de los contratos de conexión.

Artículo 135. Pruebas operativas.

El procedimiento de puesta en servicio de un micro o mini generador, deberá incluir las pruebas técnicas que la empresa distribuidora considere necesarias para resguardar la confiabilidad y seguridad operativas de su red, así como la continuidad y calidad del suministro eléctrico y la integridad física de usuarios del servicio y de transeúntes que eventualmente se desplacen cerca de donde están ubicados los generadores.

Artículo 136. Especificaciones técnicas de generadores. Generalidades.

Los micro y mini generadores que se interconecten y operen en paralelo con la red de distribución, deberán cumplir, según corresponda en cada caso, con las especificaciones constructivas y operativas contempladas en las normas siguientes:

- a. IEEE-1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” (Estándar para la interconexión de recursos distribuidos en sistemas eléctricos de potencia).
- b. IEEE-519 “Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”.
- c. IEEE-929 “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.
- d. UL-1741 “Inverters, Converters and Controllers and Interconnection System Equipment for use with Independent Power System.

Además se deberá considerar lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo No. 36979-MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” publicado en La Gaceta No. 33, del 15 de febrero de 2012 y estar en concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Artículo 137. Regulación de la tensión.

En concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas, y el estándar IEEE-1547, los micros y mini generadores que se operen en paralelo con la red de distribución nacional, tendrán los impedimentos siguientes:

- a. Regular la tensión en el punto de interconexión con la red de distribución.
- b. Causar sobre niveles de tensión o bajo niveles de tensión en la red de distribución, diferentes a los límites permisibles, según corresponda.
- c. Producir variaciones mayores al cinco por ciento (5%) de la tensión nominal de la red de distribución, al sincronizarse.
- d. Producir en la red de la distribuidora, huecos o picos de tensión con duraciones y magnitudes fuera de los rangos establecidos en la norma AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro”.

Artículo 138. Límites del Parpadeo.

Durante la sincronización y operación de un micro o mini generador con la red de distribución, no se excederán los límites de parpadeo establecidos en la norma AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Artículo 139. Distorsión armónica de la tensión.

Durante la sincronización y operación de un micro o mini generador con la red de distribución, no se excederán los límites de distorsión armónica de tensión establecidos, según corresponda, de la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Artículo 140. Otras consideraciones conformes al estándar IEEE 1547.

De conformidad con el estándar IEEE 1547, los micro y mini generadores que se interconecten y operen en paralelo con la red de distribución, deberán cumplir con lo siguiente:

- a. No interferir con la coordinación de protección del alimentador al que está conectado.
- b. Resistir a la interferencia electromagnética de acuerdo con el estándar IEEE-.90.1-1995 “Standard for Surge Withstand Capability”.
- c. Resistir sobre corriente y sobre tensión de acuerdo con los estándares IEEE C62.41.2-2002 “Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and less) AC Power Circuits” o IEEE C37.90.1-2002 “Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus”.
- d. No exceder, la inyección de corriente directa (C.D.) del generador al sistema de distribución, al cero coma cinco por ciento (0,5%) de la corriente máxima del equipo.

Artículo 141. Seguridad operativa. Bloqueo ante salidas operativas.

Los micro o mini generadores deberán contar con un sistema de bloqueo que inhabilite su conexión con la red de distribución cuando la misma se encuentre sin energía.

Artículo 142. Comportamiento ante salidas operativas.

Los micros o mini generadores dejarán de alimentar a la red de distribución ante una salida de operación de la red de distribución.

Artículo 143. Operación en isla.

No está permitida la operación en isla de micro generadores. En el caso de los mini generadores, capaces de operar en forma aislada, se requerirá de un canal de comunicación entre el sistema de protección de la empresa distribuidora y el mini generador.

La operación en isla, de ser técnicamente posible, será autorizada por la empresa distribuidora y deberá cumplir con las condiciones técnicas que para tales efectos, se le establezcan por parte de la empresa eléctrica y en concordancia con la normativa técnica emitida por la Autoridad Reguladora.

Artículo 144. Obligación de indicar el equipo de interrupción necesario.

Con fundamento en los estudios indicados en los artículos 125 y 126 de esta norma, la empresa distribuidora indicará al interesado las características técnicas del equipo de interrupción necesario para operar en paralelo el micro o mini generador.

Artículo 145. Equipo de protección.

Las protecciones de las unidades de micro y mini generación y sus conexiones a la red de distribución nacional, deberán cumplir con los requisitos que la empresa distribuidora establezca, de conformidad con los principios técnicos establecidos en esta norma.

Artículo 146. Protecciones a requerir.

Dentro de las posibles protecciones que la empresa eléctrica podrá requerir para la interconexión y operación paralela de un micro o mini generador, estarán las que a continuación se indican, de acuerdo con la capacidad del generador y su impacto en la red de distribución, según los estudios indicado en los artículos 125 y 126 de esta norma:

- a. Interruptor manual con bloqueo.
- b. Disparo por sobre tensión.
- c. Disparo por baja tensión.
- d. Disparo por sobre/baja frecuencia.
- e. Sincronismo (Automático o manual).
- f. Sobre corriente a tierra.
- g. Disparo por telemetría.
- h. Regulador automático de tensión.
- i. Otras de acuerdo con las necesidades específicas.

Artículo 147. Responsabilidad de la operación y mantenimiento.

El generador es responsable de la operación y el mantenimiento de sus equipos de producción, conexión, seguridad y protección. No obstante, en el caso de mini generadores la empresa distribuidora podrá realizar remotamente maniobras de conexión y desconexión, cuando la seguridad operativa de la red de distribución así lo requiera.

Artículo 148. Causales para la desconexión.

Las empresas podrán desconectar las instalaciones del generador a pequeña escala para autoconsumo, previo aviso de al menos 24 horas de antelación, en las siguientes situaciones:

- a. Por mantenimiento programado o no programado (no rige el pre aviso) de la red de distribución.
- b. Por fallas en la red de distribución provocadas por el generador.
- c. Por incumplimiento del generador a lo establecido en esta norma o en el contrato.
- d. A solicitud del generador.
- e. A solicitud de Autoridad Judicial.

Artículo 149. Póliza de responsabilidad civil.

El generador deberá, si la empresa distribuidora lo requiere, adquirir y mantener una póliza de responsabilidad civil por los daños que la operación de sus equipos o fallas de sus instalaciones pueda ocasionar a la empresa distribuidora o que ésta produzca a sus abonados o usuarios, a consecuencia de deficiencias o fallas operativas de sus instalaciones y equipos.

Artículo 150. Obligaciones de las empresas distribuidoras.

Será responsabilidad de las empresas distribuidoras:

- a. Cumplir con las disposiciones técnicas establecidas en esta norma que les correspondan.
- b. Efectuar los estudios indicados en los artículos 125 y 126 de esta norma.
- c. Suscribir y formalizar el “Contrato de Conexión” que regula las condiciones técnicas, administrativas y comerciales y someter el formato y prototipo de contrato a aprobación de la Autoridad Reguladora, debiendo implementar en él, las modificaciones que indique el Ente Regulador.
- d. Adecuar la red de distribución en baja tensión para la interconexión y operación en paralelo de los micro generadores.

e. Informar a los usuarios de los requisitos técnicos que deben cumplir los equipos de generación e instalaciones de interconexión y equipo asociado.

Artículo 151. Obligaciones de los generadores a pequeña escala para autoconsumo.

Será responsabilidad de los generadores:

- a. Cumplir con las disposiciones técnicas establecidas en esta norma, que les compete.
- b. Construir y mantener en buen estado las instalaciones de interconexión.
- c. Operar y mantener sus equipos de acuerdo con los requisitos establecidos en esta norma y con los que las empresas eléctricas establezcan con base en las disposiciones de esta norma.
- d. Adquirir y mantener la póliza de responsabilidad civil indicada en el artículo 149 de esta norma.
- e. Permitir a las empresas eléctricas, en forma debidamente coordinada, inspeccionar las instalaciones y equipos del generador en aras de la seguridad operativa y del resguardo de la calidad del suministro eléctrico.

Artículo 152. Aspectos comerciales. Preceptos normativos.

Serán aplicables, para los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, si no se contraponen con esta norma, lo establecido en la norma técnica emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-SDC “Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización del Servicio Eléctrico” y sus reformas.

Artículo 153. Liquidaciones contractuales.

Las empresas distribuidoras son responsables de implementar los mecanismos necesarios para efectuar las liquidaciones mensuales de energía para los contratos tipo “Medición Neta Sencilla” y anuales para los contratos tipo “Medición Neta Completa”, indicados en el artículo 131 de la presente norma.

Artículo 154. Sistema de medición.

El sistema de medición para el registro de la energía consumida y generada en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, correrá a cargo de la empresa eléctrica y cumplirá con lo indicado en la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CON “Uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica” y sus reformas.

Artículo 155. Control de equipo de medición.

En concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CON “Uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica” y sus reformas, las empresas distribuidoras llevarán un control de los medidores utilizados para el registro de la energía consumidas y generadas en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, de tal forma que no se confundan con los utilizados en servicios de los demás abonados o usuarios.

Artículo 156. Precios para la compensación de excedentes.

El precio aplicable para la compensación económica de los excedentes de producción, en el régimen contractual “Medición neta completa, con liquidación anual”, será el correspondiente al precio y estructura tarifaria que establezca la Autoridad Reguladora oportunamente.

Artículo 157. Facturación. Modalidad contractual “Medición Neta Sencilla”.

Para el caso de los generadores, bajo la modalidad contractual de “Medición Neta Sencilla”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero) la empresa eléctrica deberá indicarlo en la facturación (kWh excedentes) a efectos de compensar al generador por dicho excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al mes de diciembre de cada año.

En el caso de una igualdad entre el consumo y la producción (consumo neto igual a cero), la empresa eléctrica debe facturar al generador el monto correspondiente al costo de acceso, indicado en el artículo 132 de esta norma.

Artículo 158. Facturación. Modalidad contractual “Medición Neta Completa”.

En la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero), la empresa deberá indicarlo en la facturación y acumular el exceso de producción a efecto de descontar dicha energía en el mes o meses siguientes.

En cada mes la empresa deberá descontar del consumo del interesado la energía acumulada del mes o meses anteriores y cobrar al generador el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma, independientemente de que el consumo neto del mes facturado sea cero, o que exista un consumo neto menor a cero o un consumo neto mayor a cero que pueda compensarse del excedente de producción acumulado de meses anteriores.

Artículo 159. Liquidación anual.

Para la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador, los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que los mismos se produjeron.

CAPÍTULO XIII.

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EN RÉGIMEN DE RACIONAMIENTO.

Artículo 160. Participación en los racionamientos.

Todas las empresas distribuidoras, generadores privados y abonados o usuarios, salvo las excepciones establecidas en el artículo 172 de esta norma, están en la obligación de participar en los racionamientos eléctricos de acuerdo con la naturaleza de su función dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 161. Responsabilidad.

Es responsabilidad del Operador del Sistema, asegurar la debida participación de las empresas y abonados usuarios en los racionamientos programados, de acuerdo con las características propias de cada empresa eléctrica y abonados-usuarios, en cuanto a demanda de potencia y energía y al uso de la misma.

Artículo 162. Coordinación.

El Operador del Sistema, es responsable de establecer los mecanismos de coordinación con las empresas eléctricas de distribución y con los generadores privados, para establecer la programación de los racionamientos.

Consecuentemente las empresas distribuidoras y el ICE-Distribución, son responsables de establecer los mecanismos apropiados de coordinación con sus clientes, en lo que respecta a los racionamientos.

Artículo 163. Cumplimiento de la programación de los racionamientos.

Es responsabilidad de las empresas el fiel cumplimiento de los racionamientos programados previamente por el Operador del Sistema, en apego a esta norma técnica.

Artículo 164. Disponibilidad de plantas.

Salvo caso fortuito o fuerza mayor, los generadores privados y las empresas distribuidoras mantendrán en óptimo funcionamiento sus plantas de generación, de acuerdo con los niveles de capacidad de la fuente primaria existente al momento.

El Operador del Sistema, deberá ejercer una observancia constante, en tiempo real, de los embalses y de los caudales, así como establecer las proyecciones de los niveles de que pueda disponer, según tendencias y aportes de acuerdo con las condiciones hídricas existentes. Igual observancia deberá tener sobre cualquier otro recurso energético primario disponible.

La Autoridad Reguladora podrá directamente o por medio de terceros, verificar el grado de disponibilidad de las plantas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 165. Programa de racionamiento (magnitud y duración).

Es responsabilidad del Operador del Sistema, de conformidad con los estudios técnicos correspondientes, establecer la magnitud del déficit de potencia y energía del Sistema Eléctrico Nacional y determinar el correspondiente racionamiento en lo que respecta a su magnitud y duración. De conformidad con lo establecido en el artículo 9 el Operador del Sistema, como encargado de la operación del SEN, es responsable de determinar la necesidad de racionamiento en el sistema eléctrico nacional, de acuerdo con lo siguiente:

a. En los casos en que, de acuerdo con el planeamiento operativo de mediano plazo, se determine que la entrada tardía en operación de una o varias plantas de generación, impide satisfacer la totalidad de la demanda nacional de energía eléctrica, debe el Operador del Sistema informar con seis meses de anticipación a la fecha prevista en que potencialmente debe iniciarse el racionamiento. Esta condición se considerará como una alerta de racionamiento y no significará necesariamente que se ejecutará, por cuanto dependerá de las acciones de emergencia que se lleve para evitarlo. Si al término de dicho plazo se determina que el racionamiento es una condición insalvable, el Operador del Sistema debe informar la fecha prevista del racionamiento con 15 días naturales de antelación a su inicio.

b. Una segunda posibilidad de racionamiento se dará cuando el sistema presente un cuadro de insuficiencia de recursos de generación derivado de condiciones climatológicas extremas o situaciones de caso fortuito o de fuerza mayor presentadas tanto en el estado del parque de generación como en los inventarios de combustibles, en cuyo caso, el Operador del Sistema debe emitir una alerta de racionamiento cuando los embalses con reserva de seguridad alcancen una autonomía de 10 días naturales. Si esta autonomía llega a 5 días naturales, debe emitirse la orden de ejecución del racionamiento, cuyo inicio será 5 días naturales después de la orden de ejecución.

Artículo 166. Confiabilidad y estabilidad.

El Operador del Sistema en coordinación con el ICE y las empresas transmisoras y mediante los estudios pertinentes, programará, coordinará y supervisará los racionamientos eléctricos, y tomará las acciones pertinentes para que la magnitud, frecuencia, duración y distribución topológica de los

raconamientos, no sometan la operación del Sistema Eléctrico Nacional, a condiciones que pongan en peligro su seguridad y estabilidad. En ese sentido debe prevalecer el criterio de operación segura y confiable en contraposición a la magnitud del racionamiento.

Artículo 167. Información técnica de las distribuidoras hacia el Operador del Sistema.

Las empresas distribuidoras, deben brindar al Operador del Sistema, la información sobre sus perfiles de carga, proyecciones de demanda de energía y potencia, así como cualquier otra información técnica necesaria para la debida coordinación de los racionamientos. De igual forma, deben suministrar toda la información que se requiera, en la fase previa, durante y posterior a un período de racionamiento.

El Operador del Sistema debe tener en forma permanente las estrategias de racionamiento establecidas y para ello las empresas distribuidoras deben actualizar anualmente los programas de racionamiento en los términos y condiciones que el Operador del Sistema lo solicite. Esta solicitud será enviada por el Operador del Sistema durante el mes de noviembre de cada año y debe estar acompañada con los lineamientos de racionamiento establecidos para el año siguiente. Es obligación de las empresas distribuidoras enviar las actualizaciones solicitadas antes del 15 de diciembre de cada año.

Es obligación de las empresas distribuidoras cumplir con los formatos y plazos que en este sentido establezca el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora.

Artículo 168. Frecuencia y duración de los períodos de racionamiento.

Es responsabilidad y potestativo de las empresas distribuidoras, de acuerdo con lo que a ese efecto le señale el Operador del Sistema programar los racionamientos de acuerdo con la topología de distribución en su área de concesión.

La facultad potestativa de las empresas distribuidoras, comprende la selección de alimentadores u abonados-usuarios, de conformidad con el impacto que el racionamiento les cause en términos de la duración y frecuencia, salvo requerimiento expreso del Operador del Sistema por condiciones de seguridad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

La participación de cada empresa distribuidora en los programas de racionamiento, en términos de magnitud y duración, se establecerá conforme a lo estipulado en el artículo 165.

Artículo 169. Optimización de los racionamientos.

Los racionamientos deben cuantificarse y programarse, bajo los siguientes principios:

- . Maximización del uso de fuentes primarias de energía no contaminantes.
- . Minimización de la duración y frecuencia de los racionamientos.
- . Seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- . Minimización de los racionamientos nocturnos en cuanto a su duración y frecuencia.

Artículo 170. Condiciones de calidad de la tensión de suministro.

Durante los racionamientos, las condiciones de calidad y frecuencia de tensión de suministro, establecidas en la norma AR-NT-CVS "Calidad del voltaje de suministro", rigen en su totalidad, por lo que las empresas distribuidoras tomarán las medidas pertinentes de tal forma que la distribución topológica de los racionamientos no interfieran en la calidad de la tensión de suministro.

Artículo 171. Validación de los programas de racionamiento.

Una vez que las empresas distribuidoras han establecido su propio programa de racionamiento, en concordancia con la estrategia que el Operador del Sistema ha establecido de acuerdo con los diferentes escenarios de racionamiento, deben enviar dichos programas al Operador del Sistema para someterlos a verificación con la estrategia integral de racionamiento, en términos de magnitud y duración. El Operador del Sistema informará sobre el resultado de dicha verificación e indicará los ajustes que deban realizarse.

Artículo 172. Criterios de interrupción.

Las empresas distribuidoras, deberán programar, dimensionar y distribuir en el tiempo y en el espacio los racionamientos, de tal forma que: afecten de manera mínima la vida, la salud, la seguridad y las comunicaciones de los habitantes de la República, el desarrollo socio económico del país, y tengan una incidencia mínima en el bienestar general de la población del país. En cuanto a su frecuencia, duración y horario, y deben tomarse en consideración, cuando las condiciones técnicas y topológicas lo permitan, los criterios siguientes:

a. Horario de los racionamientos.

Los racionamientos deberán establecerse en horarios que comprendan de las 05:00 horas a las 22:00 horas de cada día, salvo condiciones extremas que obliguen a ampliar el rango de tiempo.

b. Racionamiento durante los fines de semana.

De ser posible no se programarán racionamientos los domingos. Por tanto se efectuarán, de lunes a sábado, durante las horas establecidas en el inciso a) de este artículo.

c. En hospitales y clínicas.

Son ininterrumpibles los alimentadores, circuitos, ramales, etc., que suministren energía eléctrica a hospitales y clínicas, donde se atiendan emergencias o existan salas de terapia intensiva y soporte vital, salvo casos en los cuales las empresas distribuidoras establezcan convenios con centros médicos que cuenten con plantas de generación eléctrica de respaldo, o en su defecto se negocien horarios de racionamiento de conveniencia para el centro médico, sin que se afecte la salud humana.

d. En estaciones de radio y comunicación.

Siempre que las características topológicas y de equipamiento lo permitan, son ininterrumpibles, los alimentadores, circuitos, ramales, etc., que suministren energía eléctrica a estaciones de radio y comunicación relacionadas con la coordinación de la seguridad pública y atención de emergencias en el ámbito nacional.

e. En sistemas de bombeo de agua potable.

Son ininterrumpibles los alimentadores, circuitos o ramales que suministren, de manera exclusiva, energía eléctrica a los sistemas de bombeo de agua potable.

Los sistemas de bombeo de agua potable alimentados con energía eléctrica a través de la red general de distribución serán ininterrumpibles, siempre y cuando la topología y equipamiento de la red lo permita y sin que afecte el cumplimiento de los programas de racionamiento.

Las empresas distribuidoras tienen la facultad de establecer convenios con el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, municipalidades y acueductos rurales, los posibles esquemas de racionamiento, basados en la operación de los sistemas de bombeo.

f. En sistemas de bombeo de combustibles.

Se considera prioritario el suministro eléctrico a las estaciones de bombeo que la Refinadora Costarricense de Petróleo posee para el suministro nacional de combustibles. Una posible afectación

estará basada en la debida coordinación que las empresas distribuidoras deban realizar con la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contemplando esquemas de operación de las estaciones de bombeo, así como aquellas que poseen plantas de generación eléctrica de respaldo.

g. En el sector Industrial.

Siempre que el déficit de energía y potencia sea factible subsanar en su totalidad con carga residencial, serán ininterrumpibles los alimentadores, circuitos o ramales de suministro de energía eléctrica a industrias productoras de bienes y servicios.

h. Iluminación de carreteras.

Cuando sea requerido el racionamiento nocturno, siempre que sea factible, serán ininterrumpibles los alimentadores, circuitos o ramales de uso exclusivo para la iluminación de autopistas, intersecciones y carreteras de alto tráfico vehicular.

i. Área metropolitana.

Dentro de lo posible, la selección de los alimentadores, circuitos y ramales a participar en los racionamientos, se hará tratando de minimizar la afectación a las áreas de mayor concentración de la población.

j. Áreas de concentración económica.

Dentro de la potestad facultativa de las empresas eléctricas en la selección, frecuencia y duración de los racionamientos dentro de su área de concesión, será prioritario el suministro energético de las áreas donde se concentre la actividad económica productiva y comercial de la región servida por la empresa distribuidora.

k. Generación privada.

Son ininterrumpibles, los alimentadores, circuitos o ramales, en los cuales se inyecte energía al Sistema Eléctrico Nacional por parte de Generadores Privados y empresas eléctricas de distribución, siempre y cuando exista un diferencial positivo de inyección mayor que el de retiro de energía.

l. Aeropuertos.

Son ininterrumpibles, los alimentadores, circuitos o ramales, en los cuales se brinde de manera exclusiva el servicio eléctrico a aeropuertos y puertos internacionales.

Artículo 173. Responsabilidad de abonados y usuarios. Medidas propias.

Los usuarios y abonados serán responsables de tomar las previsiones que consideren pertinentes, en la medida que los racionamientos de energía debidamente programados e informados, les afecten.

Artículo 174. Información del Operador del Sistema hacia la Autoridad Reguladora.

Durante el periodo de racionamiento, el Operador del Sistema, deberá informar semanalmente a la Autoridad Reguladora sobre la disponibilidad de todas las plantas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional, indicando las causas de las indisponibilidades que se presenten.

De igual forma deberá de presentar un balance de la generación programada versus la efectuada, con la debida explicación de las desviaciones, así como de los cambios en las proyecciones que pudiesen suscitarse.

Artículo 175. Información de las empresas distribuidoras hacia la Autoridad Reguladora.

De manera quincenal, las empresas distribuidoras brindarán un informe sobre los racionamientos programados y solicitados por el Operador del Sistema, versus los ejecutados con la debida justificación de los apartamientos o de los cambios.

Deben también presentar un cuadro estadístico que muestre información relacionada con la cantidad de usuarios afectados por los racionamientos, el tiempo de interrupción promedio que tuvieron los abonados afectados, la energía dejada de vender con la debida valoración económica, así como cualquier incidencia significativa sucedida en sus redes durante los racionamientos que deba conocer la Autoridad Reguladora.

Artículo 176. Información hacia los abonados y usuarios.

Las empresas distribuidoras deben informar por medio de los periódicos de mayor circulación nacional o regional, radio y televisión, a sus abonados y usuarios, sobre la duración, frecuencia y ubicación de los racionamientos programados en su área de distribución, al menos ocho días naturales de antelación.

CAPÍTULO XIV.

DISPOSICIONES FINALES.

Artículo 177. Intervención de la Autoridad Reguladora.

Cualquier usuario del Sistema Eléctrico Nacional, disconforme con la interpretación y aplicación de esta norma, podrá solicitar aclaración a la Autoridad Reguladora, la que resolverá sobre lo consultado.

Artículo 178. Principio de transparencia.

Todo estudio de planeación operativa o de expansión del Sistema Eléctrico Nacional será de carácter público para cualquier usuario del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 179. Transferencia de información.

Semestralmente, el Operador del Sistema deberá remitir a la Autoridad Reguladora, en las fechas y medios que ésta oportunamente comunique, los valores de los indicadores de desempeño de la red de transmisión nacional y del parque de generación nacional, con el análisis correspondiente en función de los principios de confiabilidad, estabilidad y selectividad, establecidos en el artículo 15 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto Ejecutivo N° 29847-MP-MINAE-MEIC).

Se establece un plazo de seis meses contados a partir de la puesta en vigencia de esta norma para que el Operador del Sistema desarrolle los procesos informáticos y de coordinación con los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional, para el cálculo de los indicadores establecidos en esta norma.

Artículo 180. Multas y Sanciones.

Las sanciones por el incumplimiento de los aspectos contemplados por la presente en la presente norma técnica, se aplicarán de conformidad con lo que dispone la Ley 7593 y leyes conexas.

Serán sujetos de multas los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional que:

- a. Incumplan en la prestación de los servicios auxiliares definidos en el artículo 41 de esta norma y en general que realicen u omitan acciones que atenten en contra de la calidad, confiabilidad, seguridad y desempeño del Sistema Eléctrico Nacional.
- b. Incumplan con la programación e instrucciones operativas dadas por el Operador del Sistema sin causa justificada, incluyendo incumplimiento en la entrada y retiro programado de instalaciones y la no notificación de cambios en el estado de equipos.
- c. Nieguen o presenten resistencia o falta de colaboración a entregar al Operador del Sistema la información técnica necesaria para la operación, segura, confiable y de calidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- d. Declaren indisponibilidades inexistentes que pongan en peligro la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Nacional o influyan negativamente en la satisfacción óptima económica de la demanda nacional.
- e. Incumplan con los requisitos establecidos por el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, el ICE y las empresas distribuidoras.

Artículo 181. Vigencia.

Esta disposición rige a partir de su publicación en el diario oficial.

Artículo 182. Derogación de la norma AR-NT-GT.

Se deroga la norma AR-NT-GT "Calidad del Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica" promulgada mediante la resolución RRG-2439-2001 del 21 de diciembre de 2001.

Publíquese en el Diario Oficial

Dennis Meléndez Howell, Sylvia Saborío Alvarado, Edgar Gutiérrez López, Pablo Sauma Fiatt, Adriana Garrido Quesada, Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario Junta Directiva.

1 vez.—(Solicitud N° 11832).—C-5241560.—(2014022188).

Junta Directiva

Anexo A.
Tabla N° 2

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN, DISEÑO Y OPERACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.

Contingencias				Límites y consecuencias aceptables de los componentes del sistema				
Categoría	Eventos	Componentes fallados	Componentes fuera de servicio	Límite de carga	Límite de voltaje	Sistema estable	Disparos en cascada	Pérdida de carga
A Sin contingencia	<ul style="list-style-type: none"> Todos los componentes en servicio. 	<ul style="list-style-type: none"> Ninguno. 	Ninguno	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
B Eventos que provocan la pérdida de un solo elemento Contingencia Única	<ul style="list-style-type: none"> Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. Disparo de un componente sin falla. 	<ul style="list-style-type: none"> Un generador. Un circuito de una línea de transmisión. Un transformador o un autotransformador. 	Uno (solo el componente fallado)	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
C Eventos que provocan la pérdida de dos o más componente Contingencia Múltiple	<ul style="list-style-type: none"> Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. Disparo sin falla. 	<ul style="list-style-type: none"> Una sección de barra. Todos los circuitos en una misma torre. 	Más de uno	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada
	<ul style="list-style-type: none"> Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria, o en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas). 	<ul style="list-style-type: none"> Un generador. Un circuito de una línea de transmisión. Un transformador o un autotransformador. Una sección de barra. 	Más de uno	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada
D Eventos extremos que provocan la pérdida de dos o más componentes Contingencia Extrema	<ul style="list-style-type: none"> Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria, o en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas). 	<ul style="list-style-type: none"> Todas las líneas en un derecho de paso. Dos secciones de barra en una misma subestación. Todas las unidades de una misma planta generadora. 	Más de uno	<p>Se debe identificar las contingencias extremas, utilizando información sobre eventos pasados y considerando otro tipo de eventos creíbles (por ejemplo una subestación con esquema de barra partida donde falla el esquema de protección de respaldo local).</p> <p>Se debe evaluar y documentar las contingencias extremas creíbles, los riesgos y las consecuencias.</p> <p>Se debe investigar, evaluar y recomendar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia.</p>				
	<ul style="list-style-type: none"> Eventos iguales a los de la categoría C, combinados con la operación incorrecta de un mecanismo de acción correctiva. 	<ul style="list-style-type: none"> Igual a los de categoría C más el mecanismo de acción correctiva. 	Más de uno					