

**CONTRATO CREG 051 DE 2020 ENTRE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS  
Y LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA**



**Consultoría que apoye la actualización de los procedimientos y requisitos técnicos de conexión para los generadores, cogeneradores y autogeneradores hasta de 5 MW establecidos en la regulación vigente, en particular las resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 106 de 2006 y 030 de 2018, de tal forma que se facilite el proceso de integración de estos recursos, de forma segura, confiable y con calidad al Sistema Interconectado Nacional**

**PRODUCTO 1**

**Revisión de información e identificación de alternativas de mejoras**

**Revisión 1**



**Universidad Tecnológica de Pereira  
Pereira – Colombia  
06 de noviembre del 2020**

## **RESPONSABLES POR LA ELABORACIÓN\***

### **UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA**

Carlos Julio Zapata Grisales

Ricardo Alberto Hincapié Isaza

Alexander Velásquez Piedrahita

Harold Salazar Isaza

Daniel Felipe Castañeda Marín

Darwin Aguirre Colorado

Cristhian Camilo Salazar Buitrago

Diego Fernando Álvarez Rendón

Nicolás Arias Bermúdez

---

\* Descargo de responsabilidad: Las opiniones indicadas en este informe son de los autores y no expresan una opinión institucional de la Universidad Tecnológica de Pereira.

### ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Índice de revisión	Sección modificada	Fecha	Observaciones
Versión original	---	Octubre 23 del 2020	Versión original
Revisión 1	Capítulos 1-4 y Anexos	Noviembre 06 del 2020	Se atienden los comentarios indicados por la Comisión a la versión enviada el 23 de octubre

## **LABORATORIO PARA ESTUDIO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

### **MISIÓN**

Prestar servicios de consultoría profesional y de educación no formal en el área de sistemas eléctricos a empresas del sector eléctrico nacional e internacional, entidades regulatorias, de planeamiento y de vigilancia e inspección vinculadas con el sector eléctrico.

### **VISIÓN**

Para el año 2020, el Laboratorio para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia - ESEP - será un referente en la ejecución de proyectos de educación no formal y consultorías profesionales para empresas, entidades regulatorias y de planeación del sector eléctrico.

### **SERVICIOS**

Forman parte del alcance de las actividades del laboratorio los siguientes servicios de consultoría profesional y de educación no formal definidos en el artículo 4 del Acuerdo 21 del 04 de julio de 2007 del Consejo Superior de UTP:

- Educación no formal: Cursos, talleres, capacitaciones, seminarios, diplomados, jornadas, Encuentros, conferencias, presentaciones, congresos.
- Consultorías profesionales: Asesorías, consultorías, asistencia técnica, interventorías, veedurías, gerencia de obras o de proyectos, dirección, programación y ejecución de diseños, planos, anteproyectos y proyectos, estudios para proyectos de inversión, estudios de diagnóstico, prefactibilidad o factibilidad para proyectos específicos.

## RESUMEN EJECUTIVO

Este documento corresponde a la revisión 1 del Producto 1 del Contrato CREG 051 -2020 el cual presenta los resultados de las actividades a y b del contrato: revisión de información e identificación de alternativas de mejora.

En la revisión de información se presentan los resultados de revisión de normatividad en Colombia, la experiencia en cuanto a procedimientos y requisitos de conexión en 6 países, las normas o guías IEEE y CIGRE sobre el tema de requisitos para conexión de generadores a sistemas de distribución y una síntesis de los comentarios realizados por operadores de red, gremios y desarrolladores de proyectos de generación a los procedimientos actualmente establecidos. Como resultado de estas actividades y sus hallazgos, por lo pronto se plantean las siguientes alternativas de mejora:

- Un procedimiento de conexión para autorizar generadores de cualquier capacidad que no inyectarán energía a la red, en el cual, se revisan los aspectos técnicos de los equipos que controlan la no inyección de energía al sistema.
- Un procedimiento de conexión para autorizar generadores que, si inyectarán energía a la red con capacidad menor o igual que 100 kW, en el cual, solo se revisa el cumplimiento del Hosting Capacity establecido y que la instalación y equipos cumplan las normas técnicas. Adicionalmente, el OR no realiza inspecciones ya que se exige instalación por parte de personal certificado.
- Un procedimiento dentro de los dos anteriores casos para autorizar generadores con capacidad menor o igual que 10 kW que estén basados en inversores y cuyos equipos estén certificados por la norma UL1741, donde el OR no tiene que hacer revisiones técnicas ni realiza inspecciones ya que se exige instalación por parte de personal certificado.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>10</b>
<b>2 EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN 6 PAÍSES.....</b>	<b>12</b>
<b>2.1 ESTADOS UNIDOS (HAWAII).....</b>	<b>13</b>
2.1.1 FUENTES DE ESTUDIO .....	13
2.1.2 RANGOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA .....	13
2.1.3 PROCEDIMIENTOS .....	13
2.1.4 OTROS ASPECTOS RELEVANTES .....	14
<b>2.2 ESTADOS UNIDOS (CALIFORNIA) .....</b>	<b>14</b>
2.2.1 FUENTES DE ESTUDIO .....	14
2.2.2 RANGOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA .....	15
2.2.3 PROCEDIMIENTOS .....	15
2.2.4 OTROS ASPECTOS RELEVANTES .....	15
<b>2.3 ESTADOS UNIDOS (TEXAS).....</b>	<b>15</b>
2.3.1 FUENTES DE ESTUDIO .....	15
2.3.2 RANGOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA .....	16
2.3.3 PROCEDIMIENTOS .....	17
2.3.4 OTROS ASPECTOS RELEVANTES .....	17
<b>2.4 ESTADOS UNIDOS (NEW YORK) .....</b>	<b>17</b>
2.4.1 FUENTES DE ESTUDIO .....	17
2.4.2 RANGOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA .....	18
2.4.3 PROCEDIMIENTOS .....	18
2.4.4 OTROS ASPECTOS RELEVANTES .....	20
<b>2.5 REINO UNIDO.....</b>	<b>20</b>
2.5.1 FUENTES DE ESTUDIO .....	20
2.5.2 RANGOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA .....	21
2.5.3 PROCEDIMIENTOS .....	21
2.5.4 OTROS ASPECTOS RELEVANTES .....	21
<b>2.6 ESPAÑA .....</b>	<b>21</b>
2.6.1 FUENTES DE ESTUDIO .....	21
2.6.2 RANGOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA .....	23
2.6.3 PROCEDIMIENTOS .....	24
2.6.4 OTROS ASPECTOS RELEVANTES .....	26
<b>2.7 MÉXICO .....</b>	<b>26</b>
2.7.1 FUENTES DE ESTUDIO .....	26
2.7.2 RANGOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA .....	28
2.7.3 PROCEDIMIENTOS .....	29
2.7.4 OTROS ASPECTOS RELEVANTES .....	29
<b>2.8 CHILE .....</b>	<b>30</b>

2.8.1	FUENTES DE ESTUDIO .....	30
2.8.2	RANGOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA .....	31
2.8.3	PROCEDIMIENTOS .....	31
2.8.4	OTROS ASPECTOS RELEVANTES .....	33
<b>2.9</b>	<b>NUEVA ZELANDA.....</b>	<b>33</b>
2.9.1	FUENTES DE ESTUDIO .....	33
2.9.2	RANGOS DE CAPACIDAD DE POTENCIA .....	34
2.9.3	PROCEDIMIENTOS .....	34
2.9.4	OTROS ASPECTOS RELEVANTES .....	35
<b>2.10</b>	<b>CONSOLIDADO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS .....</b>	<b>35</b>
<b>2.11</b>	<b>COMENTARIOS FINALES RELACIONADOS CON LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL .....</b>	<b>38</b>
<b>2.12</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>39</b>
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE COMENTARIOS DEL SECTOR A LA NORMATIVIDAD VIGENTE .....</b>	<b>42</b>
3.1	ANÁLISIS DE COMENTARIOS ENVIADOS A LA CREG.....	42
3.2	ANÁLISIS DE COMENTARIOS A LA CIRCULAR 088 DEL 2020 .....	44
3.3	COMENTARIOS RELACIONADOS A LA NORMATIVIDAD VIGENTE .....	46
3.4	REFERENCIAS.....	48
<b>4</b>	<b>IDENTIFICACIÓN DE UNAS PRIMERAS ALTERNATIVA DE MEJORA.....</b>	<b>50</b>
4.1	ALTERNATIVAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO PARA LA APROBACIÓN DE CONEXIONES .....	50
4.2	ALTERNATIVAS DE MEJORA EN REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA APROBACIÓN DE CONEXIONES .....	51
<b>5</b>	<b>ANEXO 1: RESUMEN DE LA REGULACIÓN VIGENTE EN COLOMBIA ASOCIADA AL OBJETO DE ESTE ESTUDIO.....</b>	<b>53</b>
5.1	RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995 - CÓDIGO DE REDES .....	53
5.2	RESOLUCIÓN CREG 070 DE 1998 .....	59
5.3	RESOLUCIÓN CREG 106 DE 2006 .....	63
5.4	RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018 .....	64
5.5	COMENTARIOS FINALES RESPECTO A LA REGULACIÓN VIGENTE EN COLOMBIA .....	74
5.6	REFERENCIAS.....	75
<b>6</b>	<b>ANEXO 2: RESUMEN DE DOCUMENTOS CONSULTADOS DEL CNO Y ASOCIADAS AL OBJETO DEL CONTRATO .....</b>	<b>76</b>
6.1	LINEAMIENTOS Y CONTENIDO ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO PARA AGPE EN EL RANGO DE CAPACIDAD ENTRE 0.1 Y 1, Y AGGE MENOR A 5 MW .....	76

<b>6.2</b>	<b>DOCUMENTACIÓN Y PRUEBAS REQUERIDAS PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES DISTRIBUIDOS, AUTOGENERADORES A PEQUEÑA ESCALA Y AUTOGENERADORES A GRAN ESCALA HASTA 5 MW EN EL SIN COLOMBIANO .....</b>	<b>77</b>
<b>6.3</b>	<b>PROCEDIMIENTO GENERAL PROPUESTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DE LA CURVA DE CAPACIDAD PARA AUTOGENERADORES CONSIDERANDO LA RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018.....</b>	<b>77</b>
<b>6.4</b>	<b>REQUISITOS DE PROTECCIONES PARA LA CONEXIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SIN COLOMBIANO PARA LOS NIVELES DE TENSIÓN 1, 2 Y 3 .....</b>	<b>77</b>
<b>6.5</b>	<b>PROCEDIMIENTO GENERAL PARA REALIZAR PRUEBAS A EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN CONSIDERADOS EN LA RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018.....</b>	<b>78</b>
<b>6.6</b>	<b>SOPORTE TÉCNICO ACUERDO CNO 1322 .....</b>	<b>78</b>
<b>6.7</b>	<b>REQUISITOS DE PROTECCIONES PARA LA CONEXIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) COLOMBIANO.....</b>	<b>78</b>
<b>6.8</b>	<b>FORMULARIO SIMPLIFICADO PARA SOLICITUD DE CONEXIÓN DE AUTOGENERADORES A PEQUEÑA ESCALA Y GENERADORES DISTRIBUIDOS CON POTENCIA INSTALADA MENOR O IGUAL A 0.1 MW .....</b>	<b>79</b>
<b>6.9</b>	<b>COMENTARIOS FINALES RESPECTO A LOS DOCUMENTOS DEL CNO .....</b>	<b>79</b>
<b>6.10</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>80</b>
<b>7</b>	<b>ANEXO 3: RESUMEN DE COMENTARIOS DE AGENTES DEL SECTOR.....</b>	<b>81</b>
<b>7.1</b>	<b>COMENTARIOS ASOCODIS .....</b>	<b>81</b>
<b>7.2</b>	<b>COMENTARIOS COLOMBIA INTELIGENTE.....</b>	<b>81</b>
<b>7.3</b>	<b>COMENTARIOS XM.....</b>	<b>86</b>
<b>7.4</b>	<b>COMENTARIOS FINALES.....</b>	<b>87</b>
<b>7.5</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>87</b>
<b>8</b>	<b>NORMAS Y GUÍAS TÉCNICAS INTERNACIONALES IEEE, CIGRE Y EL RETIE.....</b>	<b>88</b>
<b>8.1</b>	<b>IEEE STANDARD 1547 .....</b>	<b>88</b>
<b>8.2</b>	<b>COMENTARIOS FINALES RESPECTO A LA REVISIÓN DEL ESTÁNDAR IEEE 1547.....</b>	<b>93</b>
<b>8.3</b>	<b>CIGRE.....</b>	<b>94</b>
<b>8.4</b>	<b>COMENTARIOS FINALES RESPECTO A CIGRE .....</b>	<b>105</b>
<b>8.5</b>	<b>RETIE .....</b>	<b>105</b>
<b>8.6</b>	<b>COMPARACIÓN DE NORMATIVIDAD COLOMBIANA Y EXPERIENCIAS INTERNACIONALES .....</b>	<b>106</b>
<b>8.7</b>	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>111</b>



### ABREVIATURAS UTILIZADAS EN ESTE DOCUMENTO

ABREVIATURA	DEFINICIÓN
AGGE	Autogenerador a Gran Escala
AGPE	Autogenerador a Pequeña Escala
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
EPS	Sistema Eléctrico de Potencia
ESEP	Laboratorio para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovables
GD	Generador Distribuido
ICONTEC	El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación
IEEE	<i>The Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
NTC	Norma Técnica Colombiana
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OR	Operador de Red
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TN	Transmisor Nacional
UL	<i>Underwriters Laboratories</i>
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
UTP	Universidad Tecnológica de Pereira

## **1 INTRODUCCIÓN**

El 14 de septiembre de 2020 la CREG y la UTP firmaron en el sistema de contratación estatal SECOP II el contrato 051 de 2020. Las actividades iniciaron el 18 de septiembre de 2020 y terminarán el 11 de diciembre de 2020.

El objeto de este contrato es el desarrollo de una consultoría que apoye la actualización de los procedimientos y requisitos técnicos de conexión para los generadores, cogeneradores y autogeneradores hasta de 5 MW establecidos en la regulación vigente, en particular las resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 106 de 2006 y 030 de 2018, de tal forma que se facilite el proceso de integración de estos recursos, de forma segura, confiable y con calidad al Sistema Interconectado Nacional. El alcance de este contrato incluye las siguientes actividades:

### **a) Recopilación de la información**

Se deberá revisar la experiencia internacional relevante, en cuanto a los procedimientos y requisitos técnicos para la conexión de autogeneradores, cogeneradores y generadores hasta 5 MW, en por lo menos 6 países, incluyendo países de la Alianza Pacífico y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, OCDE.

Adicionalmente, se debe revisar la regulación vigente y los documentos elaborados por diferentes agentes del sector, entre ellos, el Consejo Nacional de Operación, las propuestas elaboradas por ASOCODIS, Colombia Inteligente, las consultas recibidas en la Comisión y los comentarios de los desarrolladores de proyectos. La comisión suministrará estos documentos.

### **b) Identificación de alternativas de mejora**

A partir de los resultados del literal a) y la experiencia del consultor, se deberá identificar aspectos de mejora en los requisitos técnicos y procedimientos para la aprobación de conexiones de autogeneradores, cogeneradores y generadores hasta 5 MW al SIN, de tal forma que se facilite el proceso de integración de estos recursos en condiciones seguras, confiables y con calidad.

### **c) Propuesta de requisitos técnicos y procedimientos**

Se deberá proponer el procedimiento que se debe aplicar para la conexión de autogeneradores, cogeneradores y generadores con una capacidad menor o igual a 100 kW, para más de 100 kW y hasta 1.000 kW y para más de 1.000 kW y hasta 5.000 kW.

Para cada rango de potencia, en el caso de los autogeneradores, se deberá establecer los requisitos técnicos necesarios a incluir en el formato de conexión simplificado, el estudio simplificado de conexión, los requisitos de los sistemas de protecciones, y la visita de verificación y pruebas.

Los anteriores documentos también deberán ser elaborados para los cogeneradores y generadores.

También deberá considerarse las particularidades de las diferentes tecnologías disponibles para generación, cogeneración y autogeneración.

Los documentos deben tener el detalle suficiente para ser publicados y aplicados de forma inmediata en la regulación.

#### **d) Contenidos didácticos**

Se deberá proponer los contenidos de un folleto y una cartilla en donde se explique de manera sencilla y didáctica el procedimiento y los requisitos técnicos para la conexión de los autogeneradores, cogeneradores y generadores. Estos contenidos deberán elaborarse para cada rango de potencia indicado en el literal c) de este numeral y considerando los diferentes públicos de interés.

Estos documentos serán la base de una estrategia de divulgación.

#### **e) Consulta pública**

Las propuestas deberán ser presentadas en un taller virtual a las partes interesadas, para lo cual, la Comisión realizará la respectiva convocatoria. En el documento final se atenderán los comentarios recibidos en la presentación de los resultados, y los productos publicados por la Comisión.

## 2 EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN 6 PAÍSES

Se realiza una recopilación de información de procedimientos de conexión para autogeneradores, generadores y cogeneradores en otros países con el fin de realizar comparaciones respecto a Colombia y así identificar alternativas de mejora. Los países estudiados se presentan en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Países consultados	
País	Asociación
Estados Unidos - Hawaii	OCDE
Estados Unidos - California	OCDE
Estados Unidos - Texas	OCDE
Estados Unidos - New York	OCDE
Reino Unido	OCDE
España	OCDE
México	Alianza Pacífico
Chile	Alianza Pacífico
Nueva Zelanda	OCDE

Como criterio de selección de países se tomaron estos aspectos:

1. Países de habla hispana o habla inglesa.
2. Se analiza Estados Unidos en 4 estados, los que más fomentan la generación distribuida.
3. Solo se utilizan fuentes primarias de información.

Es de aclarar que en los Estados Unidos de América la *Federal Regulatory Commision* (FERC), en la *Order No. 792 Process for interconnection* (8-FD-b), da unos requerimientos generales para conexión de pequeña generación, aquella con capacidad menor o igual que 20MW, pero son las *Public Utility Commissions* (PUC) de cada estado las que estipulan los requerimientos específicos de conexión en sus territorios.

## 2.1 Estados Unidos (Hawaii)

### 2.1.1 Fuentes de estudio

Los documentos analizados se presentan en la Tabla 2.2.

**Tabla 2.2 Fuentes que presentan información de Hawaii (USA)**

Fuentes	Descripción
[2.1] Public Utility Commission (PUC) RULE 14	Conexiones de servicio e instalaciones en las instalaciones del cliente
[2.2] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1547	Proporciona especificaciones técnicas y de prueba, y establece criterios y requisitos para la interconexión e interoperabilidad de recursos energéticos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia
[2.3] Underwriters Laboratories (UL) 1741	Inversores, convertidores, controladores y equipos de sistemas de interconexión para su uso con recursos energéticos distribuidos
[2.4] Public Utility Commission (PUC) ORDER 23121	Adopta el Marco para la Licitación Pública, el cual rige como mecanismo para adquirir o construir nueva generación de energía en Hawaii

En este estado consideran como generación distribuida una instalación de generación localizada en el inmueble del usuario y que está interconectada al sistema de distribución. Definen un sistema de distribución como todos los cables y equipos propios o provistos por la empresa, a través de los cuales presta el servicio a sus usuarios, con niveles de tensión de 25 kV, 12 kV, 4 kV o 2,4 kV.

### 2.1.2 Rangos de capacidad de potencia

Se encuentra la clasificación por capacidad de potencia en dos tipos: pequeña instalación de generación con capacidad menor o igual que 10 kW y capacidad mayor que 10 kW.

### 2.1.3 Procedimientos

Se presentan a continuación algunos requerimientos técnicos encontrados para el estado de Hawaii [2.1], [2.2]:

1. Todo usuario con instalaciones de generación distribuida interconectada al sistema de distribución debe tramitar el acuerdo de interconexión.
2. Procedimiento simplificado para plantas menores a 10 kW basadas en inversores.
3. Interconexión simplificada para plantas con capacidad menor o igual que 100 kVA.

4. Se realiza revisión adicional cuando la capacidad agregada de generación por sección de línea de distribución supera el 15% de la carga anual pico en kVA de la sección de línea.
5. Para plantas con capacidad mayor a 1 MW se requiere control supervisado computarizado; puede solicitarse para plantas con capacidad mayor a 250 kW y hasta 1 MW. No se solicita para plantas con capacidad menor o igual que 250 kW.
6. Las unidades mayores a 1% del total de capacidad firme instalada en el sistema o capacidad mayor a 5 MW deben participar en licitaciones para asignar capacidad firme (aplica el menor de los valores).

#### 2.1.4 Otros aspectos relevantes

Se estipulan los procedimientos y tiempos de respuesta por el operador, razón por la cual se establece cada paso de revisión.

## 2.2 Estados Unidos (California)

### 2.2.1 Fuentes de estudio

Los documentos analizados se presentan en la Tabla 2.3.

**Tabla 2.3 Fuentes que presentan información de California (USA)**

Fuentes	Descripción
[2.5] Public Utility Commission (PUC) RULE 21	Aprueba el lenguaje de la Regla 21 adoptado por la Comisión de Energía de California
[2.2] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1547	Proporciona especificaciones técnicas y de prueba, y establece criterios y requisitos para la interconexión e interoperabilidad de recursos energéticos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia
[2.3] Underwriters Laboratories (UL) 1741	Inversores, convertidores, controladores y equipos de sistemas de interconexión para su uso con recursos energéticos distribuidos

En California consideran como generación distribuida la generación de potencia eléctrica por cualquier medio, incluida el almacenamiento de energía, que está interconectado a una corporación eléctrica en un punto de acoplamiento común.

Definen un sistema de distribución como todos los cables eléctricos, equipos e instalaciones propiedad de o suministrados por la corporación eléctrica mediante el cual la corporación provee el servicio de distribución a sus clientes.

### **2.2.2 Rangos de capacidad de potencia**

Se encuentra la clasificación por capacidad de potencia en dos tipos: pequeños sistemas con capacidad menor o igual que 11 kVA y capacidad mayor que 11 kVA sin límites.

### **2.2.3 Procedimientos**

Algunas características para requerimientos técnicos se muestran a continuación [2.5]:

1. Un productor de electricidad tiene que hacer un acuerdo de conexión y recibir el permiso escrito de la empresa antes de conectar u operar en paralelo.
2. Procedimiento de interconexión simplificado para plantas menor o igual que 11 kVA.
3. Para plantas con capacidad mayor o igual que 1 MW se exige telemetria. Si la planta opera a 10 kV o menos se puede pedir telemetria si la capacidad mayor o igual que 250 kW.
4. Procedimiento simplificado para equipo certificado.
5. Si la planta no exporta energía se establecen los mecanismos de protección.
6. Si la planta exporta energía, se revisa si la capacidad agregada de generación por sección de línea de distribución supera el 15% de la carga anual pico en kVA de la sección de línea.

### **2.2.4 Otros aspectos relevantes**

- Se encuentran los modelos para contrato de conexión y las garantías a firmar.
- Se estipulan los procedimientos y tiempos de respuesta por el operador, razón por la cual se establece cada paso de revisión.

## **2.3 Estados Unidos (Texas)**

### **2.3.1 Fuentes de estudio**

Los documentos analizados se presentan en la  
Tabla 2.4.

**Tabla 2.4 Fuentes que presentan información de Texas (USA)**

<b>Fuentes</b>	<b>Descripción</b>
[2.6] Regla §25.211 Interconexión de la generación distribuida On-Site (GD)	Incluye la declaración de los términos y condiciones que rigen la interconexión y el funcionamiento paralelo de generación distribuida
[2.7] Regla §25.212 Requisitos técnicos para la interconexión y el funcionamiento en paralelo de la generación distribuida On-Site	Describe los requerimientos y procedimientos para una conexión y un funcionamiento seguro y efectivo de generación distribuida
[2.8] Regla §25.221 Separación del costo de la electricidad	Identifica los costos soportados por los servicios eléctricos que prestan servicios de utilidad eléctrica. Se separan en cuatro categorías.
[2.2] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1547	Proporciona especificaciones técnicas y de prueba, y establece criterios y requisitos para la interconexión e interoperabilidad de recursos energéticos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia
[2.3] Underwriters Laboratories (UL) 1741	Inversores, convertidores, controladores y equipos de sistemas de interconexión para su uso con recursos energéticos distribuidos

En este estado consideran como generación distribuida la Instalación de generación eléctrica situada en el punto de entrega de un cliente (punto de acoplamiento común) de 10 MW o menos, y conectada a un voltaje menor o igual a 60 kV que puede conectarse en funcionamiento paralelo al sistema de servicios públicos [2.6].

Definen un sistema de distribución como un servicio que garantiza el suministro seguro y fiable de energía eléctrica desde el sistema de transmisión a los clientes minoristas, generalmente, pero no exclusivamente, por debajo de los 60 kV. El servicio de distribución no incluye el servicio de generación, el servicio de transmisión o el servicio al cliente [2.8].

### **2.3.2 Rangos de capacidad de potencia**

Se encuentra la clasificación por capacidad de potencia de la siguiente forma: plantas con capacidad menor o igual que 10 kW, plantas con tensión monofásica con capacidad menor o igual que 50 kW, plantas con capacidad menor o igual que 150 kW, plantas con capacidad menor que 500 kW, plantas con capacidad entre 500 kW y 2000 kW y plantas con capacidad entre 2000 kW y 10000 kW.



### **2.3.3 Procedimientos**

Se presentan algunos procedimientos técnicos y requerimientos de conexión [2.6], [2.7]:

1. Instalaciones que requieren de estudios previos a ser interconectados.
2. Propuestas para los límites de capacidad que deben cumplir con tarifas para estudios. Algunas organizaciones se reúnen con el fin de amortiguar los aspectos de tarifas para estudios de acuerdo con los límites de capacidad.

### **2.3.4 Otros aspectos relevantes**

- Para solicitar la interconexión, el cliente deberá presentar a la empresa de servicios públicos una solicitud completa de interconexión y funcionamiento en paralelo con el sistema de servicios públicos.
- Una empresa de servicios públicos no puede cobrar a un cliente una tasa por realizar un estudio de pre-interconexión para unidades de generación distribuida pre-certificadas hasta 500 kW que exporten no más del 15% de la carga total en un solo alimentador radial y que contribuyan no más del 25% de la máxima corriente de cortocircuito en un solo alimentador radial. El cliente recibirá una estimación del costo del estudio antes de que la empresa de servicios públicos lo inicie.
- La empresa de servicios públicos aprobará las solicitudes para las instalaciones de generación distribuida que utilicen funciones de protección basadas en inversores, a menos que la generación distribuida total (incluida la nueva instalación) en los alimentadores afectados represente más del 25% de la carga total de la red secundaria considerada.

## **2.4 Estados Unidos (New York)**

### **2.4.1 Fuentes de estudio**

A continuación, se presentan los documentos públicos analizados Tabla 2.5.

**Tabla 2.5 Fuentes que presentan información de New York (USA)**

<b>Fuente</b>	<b>Descripción</b>
[2.9] New York State Public Service Commission	Presenta los requisitos de interconexión estandarizados y procesos de aplicación para nuevos generadores distribuidos y sistemas de almacenamiento de energía de 5 MW o menos, conectados en paralelo con sistemas de distribución de servicios públicos
[2.10] National Grid Bulletin No.756 Requirements for Parallel Generation Connected to a National Grid owned EPS	Hace referencia a todos los requisitos para la generación en paralelo conectada a las instalaciones de <i>National Grid</i> ubicadas en jurisdicciones de transmisión en el norte del estado de Nueva York, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island y Vermont, y para las jurisdicciones de distribución en el norte del estado
[2.2] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1547	Proporciona especificaciones técnicas y de prueba, y establece criterios y requisitos para la interconexión e interoperabilidad de recursos energéticos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia
[2.3] Underwriters Laboratories (UL) 1741	Inversores, convertidores, controladores y equipos de sistemas de interconexión para su uso con recursos energéticos distribuidos

Consideran como generación distribuida una pequeña instalación de producción eléctrica que proporciona electricidad a un hogar o negocio, y el exceso de electricidad se vende a una empresa de servicios públicos. Estas instalaciones de producción pueden generar electricidad a partir de una variedad de fuentes de energía como el viento, los desechos agrícolas, el agua o la luz solar.

Definen un sistema de distribución como el conjunto de elementos del sistema eléctrico que opera con niveles de tensión de 4 kV, 13 kV, 25 kV y 34,5 kV.

#### **2.4.2 Rangos de capacidad de potencia**

La interconexión estándar del estado de Nueva York existente tiene como requisitos para generación distribuida tres rangos: 50 kW o menos, 50 kW a 300 kW y 300 kW a 5 MW.

#### **2.4.3 Procedimientos**

A continuación, se presenta la lista de verificación [2.9]:

1. Completar el formulario de solicitud estándar.

2. Formulario de consentimiento estandarizado de reconocimiento del propietario de la propiedad del estado de Nueva York: para sistemas por encima de 50 kW hasta 5 MW solamente (Apéndice H).
3. Para sistemas residenciales de 50 kW o menos, una copia firmada del contrato estándar (Apéndice A).
4. Carta de autorización, firmada por el cliente, para disponer que el contratista actúe como agente del cliente, si es necesario.
5. Si solicita un nuevo servicio, un plano del sitio con el punto de interconexión propuesto identificado por un *Google Earth*, *Bing Maps* o una imagen satelital similar. Para aquellos proyectos sobre servicios existentes. Se proporcionarán números de cuenta y medidor.
6. Descripción / Narrativa del proyecto y sitio propuesto. Si se están utilizando varios sistemas de generación distribuida propuestos en el mismo sitio / ubicación, esta información debe identificarse y explicarse en detalle.
7. Tipo de tecnología de generación distribuida.
8. Configuración / fuente de combustible de generación distribuida.
9. Tamaño propuesto del proyecto en kW (AC).
10. El proyecto se mide en red, es remoto o comunitario.
11. Configuración de medición.
12. Copia del certificado de conformidad con referencia a UL 1741.
13. Copia de la hoja de datos del fabricante del equipo de interfaz.
14. Copia de los procedimientos de prueba de verificación del fabricante, si es necesario.
15. Diagrama del sistema: diagrama de tres líneas para los diseños propuestos en sistemas trifásicos, que incluyen información detallada sobre la configuración del cableado en el punto común de acoplamiento y una representación exacta del servicio público existente. Se aceptará un diagrama unifilar para instalaciones monofásicas.

Para sistemas de 50 kW o menos, si se considera necesario realizar alguna actualización, la empresa de servicios públicos la detallará en su notificación de aceptación para continuar con la instalación propuesta. Actualizaciones comunes para los sistemas de 50 kW o menos incluyen actualizaciones de transformadores y actualizaciones de servicios secundarios. Para sistemas superiores a 50 kW y menores a 5 MW, esto se analiza durante el procedimiento de detección preliminar que puede requerir una revisión complementaria y / o coordinada de interconexión del sistema eléctrico *Coordinated Electric System Interconnection Review* para finalizar las actualizaciones necesarias para interconectar el sistema propuesto.

Para recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) de 50 kW o superior (independiente o en conjunto), la compañía puede limitar la operación, desconectar o requerir la

desconexión del DER de una distribución o transmisión del sistema eléctrico de potencia (EPS por sus siglas en inglés) en cualquier momento, con o sin previo aviso, de modo que se preserve la seguridad y confiabilidad del EPS. Por eventos de mantenimiento planificados y programados, se notificará previamente, generalmente con 48 horas de anticipación.

#### 2.4.4 Otros aspectos relevantes

El solicitante deberá proporcionar una tarifa no reembolsable con su solicitud para completar el informe previo a la solicitud, el cual se entregará al solicitante dentro de los diez días hábiles siguientes a la recepción del formulario y al pago de la tarifa.

### 2.5 Reino Unido

#### 2.5.1 Fuentes de estudio

Los documentos analizados se presentan en la Tabla 2.6.

**Tabla 2.6 Fuentes que presentan información del Reino Unido**

Fuentes	Descripción
[2.11] Engineering Recommendation (EREC) G98	Requisitos para la conexión de microgeneradores totalmente probados (hasta 16 A por fase inclusive) en paralelo con las redes públicas de distribución de baja tensión
[2.12] Engineering Recommendation (EREC) G99	Requisitos para la conexión del equipo de generación en paralelo con las redes de distribución
[2.13] Distribution code	Código de distribución de los operadores de la red de distribución autorizada de Gran Bretaña
[2.14] Energy act	La ley tiene como objetivo mantener un suministro eléctrico estable a medida que se retiran las centrales eléctricas de carbón

Consideran como generación distribuida una planta de generación de electricidad que está conectada a una red de distribución.

Definen un sistema de distribución como al sistema que consiste total o principalmente de líneas eléctricas que son propiedad y operadas por el operador de red, y son utilizadas para la distribución de electricidad entre los puntos de suministro de la red o módulos de generación a los puntos de entrega de los usuarios.

### **2.5.2 Rangos de capacidad de potencia**

Se encuentra la clasificación por capacidad de potencia de la siguiente forma: plantas con capacidades entre 0.8 kW y 1 MW conectadas a una red menor que 110 kV, plantas con capacidades entre 1 MW y 10 MW conectadas a una red menor que 110 kV y plantas con capacidades entre 10 MW y 50 MW conectadas a una red menor que 110 kV.

### **2.5.3 Procedimientos**

Algunos puntos del procedimiento se muestran a continuación [2.11], [2.12]:

1. Microgeneración: procedimiento simplificado para conexiones en baja tensión y 16 A por fase (3,68 kW monofásica o 11,04 kW trifásica).
2. El operador del sistema de distribución debe ser informado de la conexión de microgeneración a más tardar 28 días luego de la puesta en servicio.
3. Se estipula el contrato de conexión para aquellos diferentes a microgeneración.

### **2.5.4 Otros aspectos relevantes**

- Para microgeneración, en instalaciones individuales sólo es necesario informar a la empresa distribuidora la realización de la instalación. Para instalaciones que involucran equipos en varios predios se debe informar a la empresa distribuidora y esta evalúa el impacto sobre el sistema de distribución.
- Se tienen formatos estandarizados para hacer la solicitud de conexión de las diferentes categorías de generación distribuida.
- Se estipula el contrato de conexión para aquellos diferentes a microgeneración.

## **2.6 España**

### **2.6.1 Fuentes de estudio**

Los documentos analizados se presentan en la Tabla 2.7

**Tabla 2.7 Fuentes que presentan información de España**

<b>Fuente</b>	<b>Descripción</b>
[2.15] Ley 54/1997 del Sector eléctrico	Regula las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. Integró el Régimen Especial para la generación eléctrica con energías renovables, de potencia inferior a 50 MW, de carácter voluntario, otorgando competencias a las comunidades autónomas para su autorización. La Ley también garantizó el acceso a la red de las instalaciones en el régimen especial
[2.16] Real-decreto 1955/2000	Rige los procedimientos de autorización de instalaciones de producción y redes eléctricas de transporte y distribución, cuando su aprovechamiento afecte a más de una comunidad autónoma, o cuando la potencia eléctrica a instalar supere los 50 MW
[2.17] Real decreto 842/2002	Aprueba el reglamento electrotécnico para baja tensión junto a sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51, que resulta de aplicación a todas las instalaciones generadoras de energías renovables conectadas en baja tensión
[2.18] Real decreto 661/2007	Regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, desarrolla la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y establece el régimen jurídico y económico de las instalaciones generadoras de energía eléctrica de cogeneración y aquellas que utilicen como materia prima energías renovables y residuos, con el objetivo fundamental de establecer un sistema estable y predecible que garantice una adecuada rentabilidad a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
[2.19] Real decreto 1578/2008	Define un nuevo régimen económico para las instalaciones fotovoltaicas
[2.20] Real decreto-ley 6/2009	Establece el registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, el cual fija las condiciones para el acceso a dicho registro que es requisito necesario para obtener el derecho a la percepción del régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007
[2.21] Real decreto 1565/2010	Establece los requisitos técnicos para determinar la consideración de modificación sustancial de instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración y con energía eólica
[2.22] Real decreto 1614/2010	Regula y modifica determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. Este decreto establece un límite de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente o prima, así como una disminución de la prima para instalaciones eólicas
[2.23] Real decreto-ley 14/2010	Limita las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas con derecho al régimen económico primado
[2.24] Ley 2/2011	Las energías renovables que deben estar presentes para garantizar la sostenibilidad de su crecimiento futuro, como son estabilidad, flexibilidad, progresiva internalización de los costos y priorización en la incorporación de aquellas instalaciones que incorporen innovaciones tecnológicas que optimicen la eficiencia de la producción, el transporte y la distribución, efecto invernadero, garantizando la suficiencia y estabilidad en el suministro energético

Fuente	Descripción
[2.25] Real-decreto 413/2014	Regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
[2.26] Orden IET/1045/2014	Aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
[2.27] Real Decreto 900/2015	Regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo
[2.87] Real Decreto 244/2019	Regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica

Consideran generación distribuida como aquella que está acogida al régimen especial (Artículo 27 de [2.15]), donde la actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos: cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW, autoproduktores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético, cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en régimen ordinario.

Definen como sistema de distribución los niveles de tensión definidos en dos categorías en el Artículo 3 de [2.16]. Se considera primera categoría cuando la tensión nominal es superior a 66 kV e inferior a 220 kV, o las tensiones normalizadas son 110 kV, 132 kV y 150 kV. Se considera segunda categoría cuando la tensión nominal es superior a 30 kV e igual o inferior a 66 kV, o las tensiones normalizadas son 45 kV y 66 kV.

## 2.6.2 Rangos de capacidad de potencia

Podrán acogerse al régimen especial las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el Artículo 27.1 de la Ley 54/1997. Dichas instalaciones se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos como se evidencia en el Real Decreto 661/2007. El artículo Plan de Energías Renovables 2011-2020 sugiere para tipos de tecnología solar y eólica a pequeña escala, las siguientes capacidades que se observan en la Tabla 2.8. y en la Tabla 2.9, respectivamente.

**Tabla 2.8 Clasificación de capacidad para solares**

Tipo		Potencia	Tipología
1	1.1	$P < 20\text{kW}$	Cubiertas o fachadas con usos residencial, servicios, comercial, industrial o agropecuario
	1.2	$20\text{kW} < P < 2\text{MW}$	
2	2	$P \leq 10\text{MW}$	Los demás, no incluidas en el tipo 1

**Tabla 2.9 Clasificación de capacidad para eólicas**

Aspecto		$P < 10\text{ kW}$	$10\text{ kW} < P < 100\text{ kW}$
Aplicaciones		Doméstico	Industrial
		Comercial	Residencial colectivo
		Agrícola	Terciario
Tratamiento normativo		Procedimiento abreviado	Procedimiento abreviado, excluidas del régimen de autorización administrativa previa
		con menores requisitos	
		Mayor agilidad en la tramitación administrativa	

### 2.6.3 Procedimientos

Para el régimen especial se definen estos procedimientos según criterios específicos en función de la tecnología del grupo. El Real Decreto 244/2019 [2.28], completa el marco regulatorio sobre autoconsumo, impulsado con el Real Decreto-ley 15/2018 que derogó el denominado impuesto al sol, aportando certidumbre y seguridad a los usuarios. En particular desarrolla:

1. Las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
2. Define las instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.
3. Desarrolla el autoconsumo individual y colectivo.

Establece un sistema de compensación simplificada entre los déficits de los consumidores y los excedentes de sus instalaciones de autoconsumo, y organiza el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, así como su procedimiento de inscripción que no supondrá carga administrativa para los consumidores.

Habilita diversas posibles configuraciones para las instalaciones de generación que pueden ser:



- Individuales: cuando exista un único consumidor asociado a la instalación.
- Colectivos: cuando existan varios consumidores asociados a la misma instalación de generación. La figura del autoconsumo colectivo permite, por tanto, las instalaciones de autoconsumo en las comunidades de propietarios o en polígonos industriales.

Las instalaciones de generación podrán conectarse de diferentes formas, de manera que serán:

- Instalaciones próximas en red interior: cuando se conecten en la red interior de los consumidores.
- Instalaciones próximas a través de red: cuando se conecten a las redes de baja tensión que dependan del mismo centro de transformación, o se conecten a menos de 500 m del consumidor, o estén ubicadas en la misma referencia catastral que el consumidor.

Además, introduce un mecanismo de compensación simplificada que permitirá a los consumidores reducir su factura eléctrica, compensando sus excedentes de la energía producida y no auto consumida.

Las modalidades de autoconsumo son:

- Sin excedentes: cuando existen sistemas anti vertido que impiden la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En estas instalaciones el desarrollo tecnológico se alía con el progreso comercial del almacenamiento con baterías, que permite una mejor gestión de los picos de demanda mientras reduce la presión sobre las redes de distribución. En este caso existe un único tipo de sujeto: el consumidor.
- Con excedentes: cuando las instalaciones de generación pueden, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existen dos tipos de sujetos: consumidor y productor.

Las instalaciones con excedentes pueden ser:

- Con excedentes acogidas a compensación: en esta modalidad la energía que no se autoconsume de forma instantánea se inyecta a la red de manera que al final del periodo de facturación (como máximo un mes) el valor de esa energía excedentaria se compensará en la factura del consumidor. Pueden optar a esta modalidad las instalaciones individuales y colectivas conectadas en red interior que cumplan las condiciones descritas en el Real Decreto.

- Con excedentes no acogidas a compensación: en esta modalidad la energía que no se autoconsume de forma instantánea se inyecta a la red y se vende obteniendo por ella el precio del mercado eléctrico.

Con cualquiera de las modalidades, las instalaciones de autoconsumo ofrecen a los consumidores interesantes ahorros en su factura eléctrica. En la guía profesional de tramitación del autoconsumo se presenta el procedimiento paso a paso.

#### **2.6.4 Otros aspectos relevantes**

- Descripción de la instalación, tecnología utilizada y características técnicas de la misma, entre las que se incluirán las potencias pico y nominal de la instalación, modos de conexión y, en su caso, características del inversor o inversores, descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos, así como los certificados de cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad a que hace referencia el artículo 16 del mismo RD 1699/2011.
- Justificante de haber depositado la garantía económica correspondiente de 40 euros/kW, ante el órgano de la administración competente (según lo previsto en el RD 1955/2000).
- La regulación obliga al distribuidor a presentar en su sitio web: formatos para aplicar, normas técnicas, valor de los derechos, términos utilizados en la regulación y cómo se aplican, políticas de cortes e interrupciones, información de contacto y lista de inversores aprobados para conexión por cumplir la norma técnica.
- Una vez aceptada la propuesta, el solicitante deberá realizar la instalación, pero al ser menor de 100 kW, estará exenta de realizar la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción. Si el solicitante indica que no va a realizar la instalación, se producirá la cancelación del punto de conexión.

### **2.7 México**

#### **2.7.1 Fuentes de estudio**

Los documentos analizados se presentan

**Tabla 2.10.**

<b>Tabla 2.10 Fuentes que presentan información de México</b>	
<b>Fuentes</b>	<b>Descripción</b>
[2.29] Manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5MW	Establece los lineamientos generales en materia administrativa y de infraestructura que deberán cumplir los distribuidores, generadores exentos y generadores que representen centrales eléctricas con capacidad menor a 0,5 MW para realizar la interconexión de sus centrales eléctricas a las redes generales de distribución de manera ágil y oportuna, garantizando las condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico nacional
[2.30] RES/054/2010	Expide el modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en mediana escala, y sustituye el modelo de contrato de interconexión para fuente de energía solar en pequeña escala por el modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala
[2.31] Ley de transición energética	Regula el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos
[2.32] RES/151/2016 Código de Red	Expide las disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico nacional
[2.33] Ley de la Industria Eléctrica (LIE)	Promueve el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantiza su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes
[2.34] Ley de promoción y desarrollo de los bioenergéticos	Promueve y desarrolla los bioenergéticos con el fin de coadyuvar a la diversificación energética y el desarrollo sustentable como condiciones que permiten garantizar el apoyo al campo mexicano

En México la generación distribuida es considerada según dos características: si se realiza por un generador exento en los términos de la ley o si se realiza en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga, en los términos de las reglas del mercado [2.29].

Definen un sistema de distribución como la actividad que se realiza en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga, en los términos de las reglas del mercado [2.29].

## 2.7.2 Rangos de capacidad de potencia

A continuación, en la Tabla 2.11 se presentan los rangos de capacidad definidos en México [2.29].

**Tabla 2.11 Rangos de capacidad con limitantes de tensión para México [2.29]**

Nivel de tensión	Capacidad neta de la central eléctrica (P) (kW)		Clasificación
Baja tensión ( $\leq 1$ kV)	Sistemas trifásicos	$P \leq 50$	Tipo BT
	Sistemas monofásicos	$P \leq 30$	
Media tensión ( $1 \text{ kV} < V \leq 35 \text{ kV}$ )	$P \leq 250$		Tipo MT1
	$250 < P < 500$		Tipo MT2

Definen generación distribuida considerando los siguientes aspectos:

- Generadores con fuente de energía renovable y generadores con sistema de cogeneración en pequeña escala con capacidad hasta 30 kW, que se interconecten a la red eléctrica del suministrador en tensiones inferiores a 1 kV.
- Generadores con fuente de energía renovable y generadores con sistemas de cogeneración en mediana escala con capacidad hasta 500 kW, que se interconecten a la red eléctrica del suministrador en tensiones mayores a 1 kV y menores a 69 kV [2.30].
- Energías Renovables: aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes. Se consideran fuentes de energías renovables las que se enumeran a continuación [2.31]:

1. El viento.
2. La radiación solar, en todas sus formas.
3. El movimiento del agua en cauces naturales o en aquellos artificiales con embalses ya existentes, con sistemas de generación de capacidad menor o igual a 30 MW o una densidad de potencia, definida como la relación entre capacidad de generación y superficie del embalse, superior a 10 [W/m<sup>2</sup>].

4. La energía oceánica en sus distintas formas: de las mareas, del gradiente térmico marino, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal.
5. El calor de los yacimientos geotérmicos.
6. Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

Los bioenergéticos se definen como los combustibles obtenidos de la biomasa provenientes de materia orgánica de las actividades, agrícola, pecuaria, silvícola, acuicultura, agricultura, residuos de la pesca, domésticas, comerciales, industriales, de microorganismos, y de enzimas, así como sus derivados, producidos, por procesos tecnológicos sustentables [2.34].

### **2.7.3 Procedimientos**

Se presentan algunos procedimientos:

1. Las centrales generadoras con capacidad mayor a 0,5 MW requieren permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (en adelante “CRE”).
2. Las centrales eléctricas que destinen parte de su producción para fines de Abasto Aislado podrán ser interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para la venta de excedentes y compra de faltantes que resulten de su operación.
3. Se cuenta con límites de capacidad de generación para el alimentador de MT (13,8 kV-23 kV-34,5 kV) y para transformadores (80% de la capacidad).

### **2.7.4 Otros aspectos relevantes**

- Se estipula el manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0,5 MW donde se encuentran cada uno de los tiempos de atención para la interconexión y los diferentes tipos de esquemas de conexiones.
- Se considera un contrato que tiene por objeto establecer los términos y las condiciones entre las partes, para realizar la interconexión física entre la central eléctrica, y las redes generales de distribución.
- Cuando se hayan concluido la construcción de la central eléctrica con capacidad menor a 0,5 MW y las obras para su interconexión a las redes generales de distribución, el solicitante contratará por su cuenta una unidad de inspección aprobada por la Comisión Reguladora de Energía para certificar que la instalación para la interconexión cumple con las características específicas de la infraestructura requerida establecidas por el Centro Nacional de Control de Energía y de acuerdo con el esquema de interconexión propuesto.

## 2.8 Chile

### 2.8.1 Fuentes de estudio

Los documentos analizados se presentan en la Tabla 2.12.

**Tabla 2.12 Fuentes que presentan información de Chile**

<b>Fuente</b>	<b>Descripción</b>
[2.35] Norma técnica de seguridad y calidad de servicio	Establece cada una de las exigencias de seguridad y calidad de los servicios para los sistemas interconectados
[2.36] Ley 19.940	Regula el sistema de transporte de energía eléctrica y establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos
[2.37] Decreto Supremo 71	Aprueba el reglamento de la Ley No. 20.571, el cuál regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales
[2.38] Decreto con fuerza de ley 4/2018	Rige la producción, el régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y las funciones del estado relacionados con esta materia
[2.39] Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación en baja tensión (NETBILLING)	Establece cada uno de los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de equipamientos de generación
[2.40] Decreto Supremo 244	Aprueba el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación
[2.41] Norma técnica de conexión y operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en instalaciones de media tensión	Establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los pequeños medios de generación distribuidos, en redes de media tensión de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad o de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público

Consideran como generación distribuida un sistema que permite la autogeneración de energía en base a energías renovables no convencionales y cogeneración eficiente con capacidad menor o igual que 100 kW [2.35]. La actual normativa permite la conexión a redes de distribución de medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 MW para cualquier tipo de proyecto de energía [2.41].

De acuerdo con la normatividad en Chile, los medios de generación renovables no convencionales son los que presentan cualquiera de las siguientes características:

1. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
2. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.
3. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
4. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
5. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
6. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
7. Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento [2.38].

Definen sistema de distribución como un conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV, que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros [2.35].

### **2.8.2 Rangos de capacidad de potencia**

Se encuentra la clasificación por capacidad de potencia en tres tipos: plantas con capacidad menor o igual que 100 kW, plantas con capacidad menor o igual que 1,5 MW y plantas con capacidad menor o igual que 9 MW.

### **2.8.3 Procedimientos**

Las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión de los equipamientos de generación a sus redes, para que el usuario final inyecte los excedentes de energía a éstas, verificando el

cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes, y el cumplimiento de la normativa vigente.

Los equipamientos de generación deben ser instalados y operados en conformidad con la normativa vigente de manera que operen adecuadamente conectados al sistema de distribución de la empresa distribuidora y se elimine toda posible repercusión fuera de los rangos establecidos, ya sea sobre la red o sobre otros clientes o usuarios finales.

La instalación de un equipamiento de generación deberá ejecutarse por un instalador debidamente autorizado por la Superintendencia, en conformidad a lo establecido en los reglamentos y normas técnicas vigentes e instrucciones de carácter general de la Superintendencia, y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en las cosas.

El proceso de conexión, todas sus gestiones y etapas asociadas, se realizará por medio de la plataforma que para el efecto disponga la Superintendencia, a través de los formularios digitales, de las distintas etapas del proceso, definidos por la Superintendencia y de acuerdo a lo establecido en la norma [2.39]. En su defecto, se podrá realizar el proceso con el usuario final a través de formularios físicos. no obstante, lo anterior, en tales casos, la empresa distribuidora deberá registrar la información de manera digital y adjuntar los formularios en las plataformas señaladas, en un plazo no superior a cinco días desde la recepción o envío del formulario.

A continuación, se presentan algunos procedimientos técnicos:

1. Aquellos usuarios o clientes finales que dispongan para su consumo un equipamiento de generación por medios renovables no convencionales o instalaciones de cogeneración y además inyecten excedentes a la red, deben cumplir con los requisitos de la ley y Norma Técnica NETBILLING.
2. Procedimiento simplificado para capacidad menor o igual que 100 kW.
3. Procedimiento para capacidad entre 1,5 MW y 9 MW. En dichos sistemas se aplicarán las normas pertinentes respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, así como las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas.
4. Estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 MW y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el Centro de Despacho Económico de Carga respectivo.
5. Criterio límite de inyección: la capacidad instalada del equipamiento de generación deberá ser menor o igual a la capacidad del empalme y menor a 10 kW para baja tensión y 30 kW para media



tensión. En cuanto a la capacidad del empalme, solamente se argumenta que la instalación para baja tensión debe ser con capacidad menor que 10kW, de igual manera el usuario con su número de cliente, R.U.T y clave personal, podrá tener acceso a la capacidad del empalme en kW en el punto donde se conectará.

Los procedimientos o exigencias técnicas para la conexión de los equipamientos de generación al sistema de distribución con capacidades menores a 100 kW se encuentran en [2.39] y los procedimientos o exigencias técnicas para la conexión de los equipamientos de generación al sistema de distribución con capacidades menores a 9 MW se encuentran en [2.41].

#### **2.8.4 Otros aspectos relevantes**

- Se presentan normas técnicas de obligatorio cumplimiento estipuladas por la ley: norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación para capacidad menor o igual a 100 kW (NETBILLING) y norma técnica de conexión y operación de pequeños medios de generación distribuida en instalaciones de media tensión para inyección de excedentes menor a 9 MW.
- Se describen todos y cada uno de los procedimientos a seguir por parte del solicitante y el distribuidor para una óptima instalación de los equipos y, por ende, su funcionamiento con el sistema.
- Se presentan las solicitudes de conexión de múltiples equipamientos de generación simultáneas asociadas a un mismo transformador, donde estas podrán ser presentadas en una única solicitud donde se deberán ingresar todos los equipamientos de generación a conectar. Se estipulan contratos de conexión donde se presentan garantías para el cumplimiento obligatorio de las partes interesadas.

### **2.9 Nueva Zelanda**

#### **2.9.1 Fuentes de estudio**

Los documentos analizados se presentan en la Tabla 2.13.

**Tabla 2.13 Fuentes que presentan información de Nueva Zelanda**

<b>Fuentes</b>	<b>Descripción</b>
[2.42] Electricity Industry ACT 2010	Proporciona un marco para la regulación de la industria eléctrica
[2.43] Electricity Industry Participation Code 2010	Establece las responsabilidades de los participantes de la industria, incluidas propias obligaciones y responsabilidades
[2.44] Electricity (Safety) Regulations 2010	Promueve la salud y la seguridad de los miembros del público y promueven la prevención de daños a la propiedad, en torno al suministro y uso de electricidad en Nueva Zelanda
[2.45] Health and Safety in Employment Act 1992	Evita que los empleados, visitantes, contratistas y subcontratistas sufran daños mientras se encuentran en su lugar de trabajo. Lo hace imponiendo una amplia gama de responsabilidades legales a empleadores y empleados

Consideran generación distribuida como el equipo para generar electricidad que está conectado directa o indirectamente a una red de distribución.

Define sistema de distribución como las líneas y equipos asociados que son de propiedad u operados por el distribuidor. Distribución se define como el paso de electricidad en líneas que son las de la red nacional.

## **2.9.2 Rangos de capacidad de potencia**

Se encuentra la clasificación por capacidad de potencia en dos tipos: plantas de generación de pequeña escala con capacidad menor o igual que 10 kW y plantas con capacidad mayor que 10 kW.

## **2.9.3 Procedimientos**

Algunos requerimientos técnicos son [2.42]:

1. Toda persona que genera electricidad que sea entregada a la red, es un participante de la industria y tiene que registrarse y cumplir el código.
2. Procedimiento simplificado para capacidad menor o igual que 10 kW debe cumplir el código, norma técnica y norma de seguridad. El procedimiento es más sencillo si se usa generación basada en inversores que ya estén certificados. Se consideran o una planta individual o un conjunto de equipos separados por una distancia (500 m o todo en un mismo circuito secundario) que conforman una central.
3. Procedimiento para capacidad mayor que 10 kW con diferencia en los rangos en cuanto a tiempo de respuesta por el distribuidor. Además del código, normas técnicas y norma de seguridad, debe cumplir seguridad y salud en el trabajo.
4. Para capacidad mayor o igual que 10 MW debe hacer ofertas de precio y participar en despacho central.
5. La capacidad del sistema para recibir generación distribuida se define mediante la congestión por exportación. Esta situación existe si una unidad adicional de electricidad inyectada en la red causará que un componente de la red (circuito, transformador, etc.) operará más allá de su valor nominal de capacidad o causará una elevación inaceptable de voltaje en el punto de conexión.

#### **2.9.4 Otros aspectos relevantes**

- La regulación obliga al distribuidor a presentar en su sitio web: formatos para aplicar, normas técnicas, valor de los derechos, términos utilizados en la regulación y cómo se aplican, políticas de cortes e interrupciones, información de contacto, lista de inversores aprobados para conexión por cumplir la norma técnica y lista de los puntos donde hay actualmente congestión para exportación o la que se espera habrá en los próximos 12 meses.
- El interesado debe pagar los derechos por la solicitud, adicionar información por deficiencias en la solicitud inicial y la inspección, si es requerida. A estos valores se adiciona un impuesto del 15% (GST). Los derechos dependen de las siguientes capacidades: menor o igual que 10 kW basada en inversores, menor o igual que 10 kW basada en otras tecnologías, menor o igual que 100 kW y mayor o igual que 1 MW.
- Si hay congestión por exportación en la zona donde se pretende hacer una nueva conexión, el distribuidor puede imponer restricciones de exportación en algunas horas y valorar con el proponente las soluciones existentes para mitigar esta congestión.
- No se estipula contrato de conexión para instalaciones con capacidad menor o igual que 10 kW basadas en inversores.

#### **2.10 Consolidado de requerimientos técnicos**

A continuación, en la Tabla 2.14 se presenta un resumen de los requerimientos técnicos de los países (o estados) presentadas en la Tabla 2.1.

**Tabla 2.14 Resumen de requerimientos técnicos**

<b>País (Estado)</b>	<b>Aspectos técnicos</b>
<b>USA (Hawai)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todo usuario con instalaciones de generación distribuida interconectada al sistema de distribución debe tramitar el acuerdo de interconexión.</li> <li>• Procedimiento simplificado para plantas menores a 10 kW basadas en inversores.</li> <li>• Interconexión simplificada para plantas con capacidad menor o igual que 100 kVA.</li> <li>• Se realiza revisión adicional cuando la capacidad agregada de generación por sección de línea de distribución supera el 15% de la carga anual pico en kVA de la sección de línea.</li> <li>• Para plantas con capacidad mayor a 1 MW se requiere control supervisado computarizado; puede solicitarse para plantas con capacidad mayor a 250 kW y hasta 1 MW. No se solicita para plantas con capacidad menor o igual que 250 kW.</li> <li>• Las unidades mayores a 1% del total de capacidad firme instalada en el sistema o capacidad mayor a 5 MW deben participar en licitaciones para asignar capacidad firme (aplica el menor de los valores).</li> </ul>
<b>USA (California)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Un productor de electricidad tiene que hacer un acuerdo de conexión y recibir el permiso escrito de la empresa antes de conectar u operar en paralelo.</li> <li>• Procedimiento de interconexión simplificado para plantas menor o igual que 11 kVA.</li> <li>• Para plantas con capacidad mayor o igual que 1 MW se exige telemedida. Si la planta opera a 10 kV o menos se puede pedir telemedida si la capacidad <math>\geq</math> que 250 kW.</li> <li>• Procedimiento simplificado para equipo certificado.</li> <li>• Si la planta no exporta energía se establecen los mecanismos de protección.</li> <li>• Si la planta exporta energía, se revisa si la capacidad agregada de generación por sección de línea de distribución supera el 15% de la carga anual pico en kVA de la sección de línea.</li> </ul>
<b>USA (Texas)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalaciones que requieren de estudios previos a ser interconectados.</li> <li>• Propuestas para los límites de capacidad que deben cumplir con tarifas para estudios. Algunas organizaciones se reúnen con el fin de amortiguar los aspectos de tarifas para estudios de acuerdo con los límites de capacidad.</li> </ul>
<b>USA (New York)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Completar el formulario de solicitud estándar.</li> <li>• Formulario de consentimiento estandarizado de reconocimiento del propietario de la propiedad del estado de Nueva York: para sistemas por encima de 50 kW hasta 5 MW solamente (Apéndice H).</li> <li>• Para sistemas residenciales de 50 kW o menos, una copia firmada del contrato estándar (Apéndice A).</li> <li>• Carta de autorización, firmada por el cliente, para disponer que el contratista actúe como agente del cliente, si es necesario.</li> <li>• Si solicita un nuevo servicio, un plano del sitio con el punto de interconexión propuesto identificado por un <i>Google Earth</i>, <i>Bing Maps</i> o una imagen satelital similar. Para aquellos proyectos sobre servicios existentes. Se proporcionarán números de cuenta y medidor.</li> </ul>

País (Estado)	Aspectos técnicos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Descripción / Narrativa del proyecto y sitio propuesto. Si se están utilizando varios sistemas de generación distribuida propuestos en el mismo sitio / ubicación, esta información debe identificarse y explicarse en detalle.</li> <li>• Tipo de tecnología de generación distribuida.</li> <li>• Configuración / fuente de combustible de generación distribuida.</li> <li>• Tamaño propuesto del proyecto en kW (AC).</li> <li>• El proyecto se mide en red, es remoto o comunitario.</li> <li>• Configuración de medición.</li> <li>• Copia del certificado de conformidad con referencia a UL 1741.</li> <li>• Copia de la hoja de datos del fabricante del equipo de interfaz.</li> <li>• Copia de los procedimientos de prueba de verificación del fabricante, si es necesario.</li> <li>• Diagrama del sistema: diagrama de tres líneas para los diseños propuestos en sistemas trifásicos, que incluyen información detallada sobre la configuración del cableado en el punto común de acoplamiento y una representación exacta del servicio público existente. Se aceptará un diagrama unifilar para instalaciones monofásicas.</li> </ul>
Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Microgeneración: procedimiento simplificado para conexiones en baja tensión y 16 A por fase (3,68 kW monofásica o 11,04 kW trifásica).</li> <li>• El operador del sistema de distribución debe ser informado de la conexión de microgeneración a más tardar 28 días luego de la puesta en servicio.</li> <li>• Se estipula el contrato de conexión para aquellos diferentes a microgeneración.</li> </ul>
España	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Descripción de la instalación, tecnología utilizada y características técnicas de la misma, entre las que se incluirán las potencias pico y nominal de la instalación, modos de conexión y, en su caso, características del inversor o inversores, descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos, así como los certificados de cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad a que hace referencia el artículo 16 del mismo RD 1699/2011.</li> <li>• Justificante de haber depositado la garantía económica correspondiente de 40 euros/kW, ante el órgano de la administración competente (según lo previsto en el RD 1955/2000).</li> <li>• La regulación obliga al distribuidor a presentar en su sitio web: formatos para aplicar, normas técnicas, valor de los derechos, términos utilizados en la regulación y cómo se aplican, políticas de cortes e interrupciones, información de contacto y lista de inversores aprobados para conexión por cumplir la norma técnica.</li> <li>• Una vez aceptada la propuesta, el solicitante deberá realizar la instalación, pero al ser menor de 100 kW, estará exenta de realizar la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción. Si el solicitante indica que no va a realizar la instalación, se producirá la cancelación del punto de conexión.</li> </ul>
México	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las centrales generadoras con capacidad mayor a 0,5 MW requieren permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía.</li> <li>• Las centrales eléctricas que destinen parte de su producción para fines de Abasto Aislado podrán ser interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para la venta de excedentes y compra de faltantes que resulten de su operación.</li> <li>• Se cuenta con límites de capacidad de generación para el alimentador de MT (13,8 kV-23 kV-34,5 kV) y para transformadores (80% de la capacidad).</li> </ul>
Chile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aquellos usuarios o clientes finales que dispongan para su consumo un equipamiento de generación por medios renovables no convencionales o instalaciones de cogeneración y</li> </ul>

País (Estado)	Aspectos técnicos
	<p>además inyecten excedentes a la red, deben cumplir con los requisitos de la ley y Norma Técnica NETBILLING.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Procedimiento simplificado para capacidad menor o igual que 100 kW.</li> <li>• Procedimiento para capacidad entre 1,5 MW y 9 MW. En dichos sistemas se aplicarán las normas pertinentes respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, así como las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas.</li> <li>• Estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 MW y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el Centro de Despacho Económico de Carga respectivo.</li> <li>• Criterio límite de inyección: la capacidad instalada del equipamiento de generación deberá ser menor o igual a la capacidad del empalme y menor a 10 kW para baja tensión y 30 kW para media tensión. En cuanto a la capacidad del empalme, solamente se argumenta que la instalación para baja tensión debe ser con capacidad menor que 10kW, de igual manera el usuario con su número de cliente, R.U.T y clave personal, podrá tener acceso a la capacidad del empalme en kW en el punto donde se conectará.</li> </ul>
Nueva Zelanda	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Toda persona que genera electricidad que sea entregada a la red, es un participante de la industria y tiene que registrarse y cumplir el código.</li> <li>• Procedimiento simplificado para capacidad menor o igual que 10 kW debe cumplir el código, norma técnica y norma de seguridad. El procedimiento es más sencillo si se usa generación basada en inversores que ya estén certificados. Se consideran o una planta individual o un conjunto de equipos separados por una distancia (500 m o todo en un mismo circuito secundario) que conforman una central.</li> <li>• Procedimiento para capacidad mayor que 10 kW con diferencia en los rangos en cuanto a tiempo de respuesta por el distribuidor. Además del código, normas técnicas y norma de seguridad, debe cumplir seguridad y salud en el trabajo.</li> <li>• Para capacidad mayor o igual que 10 MW debe hacer ofertas de precio y participar en despacho central.</li> <li>• La capacidad del sistema para recibir generación distribuida se define mediante la congestión por exportación. Esta situación existe si una unidad adicional de electricidad inyectada en la red causará que un componente de la red (circuito, transformador, etc.) operará más allá de su valor nominal de capacidad o causará una elevación inaceptable de voltaje en el punto de conexión.</li> </ul>

## 2.11 Comentarios finales relacionados con la experiencia internacional

- En todos los países consultados existe un procedimiento para autorizar la conexión de plantas que no inyectaran energía a la red; la exigencia está sobre los dispositivos para controlar la no inyección de energía.
- En todos los países consultados existen procedimientos expeditos para la conexión de generación con capacidad menor o igual que 10 kW que es basada en inversores; solo se pide el cumplimiento de la respectiva norma técnica y la instalación por parte de personal certificado.

- En todos los países consultados existen procedimientos simplificados para plantas con capacidad menor o igual que 100 kW.
- En todos los países consultados, con excepción de Chile donde para capacidad menor que 10 kW se estipula que la fuente de generación sea renovable no convencional, no se hace distinción sobre el recurso primario para generar.
- En todos los países consultados no se estipula la capacidad máxima de plantas que pueden conectarse al sistema de distribución.
- En todos los países consultados no se encuentra que se considere límites de capacidad de plantas que puedan ser conectadas por niveles de tensión, excepto en el nivel de baja tensión donde si se habla de la máxima capacidad que puede conectarse por fase.
- En todos los países consultados se cobra al interesado por el estudio de la solicitud de conexión.
- En todos los países consultados se presentan procedimientos basados en internet para dar información y facilitar los procedimientos.
- En todos los países consultados para el caso de exportación se solicita un contrato de conexión y garantías.
- En todos los países consultados se estipulan los procedimientos para que el OR atienda las solicitudes y para que el interesado revise los procedimientos.
- Respecto al *Hosting Capacity*, se encuentra que en Estados Unidos se aplica un 15%, en Chile se aplica el 20%, en España el 25% y México el 80%. En Reino Unido y Nueva Zelanda se aplica el concepto de congestión: esta situación existe cuando al inyectar generación se excede la capacidad de algún equipo del SDL o se producen sobre voltajes.
- En todos los países consultados se encuentra que los procedimientos para autorizar conexiones de generadores están separados por capacidad, tamaño de planta o si inyectarán a la red o no.
- En todos los países consultados los estudios de conexión solo se solicitan para plantas mayores a 100 kW.
- En Inglaterra, España y Estados Unidos promueven el desarrollo de proyectos comunitarios donde usuarios en predios separados hasta 500 m desarrollan en conjunto un solo proyecto de generación.

## 2.12 Referencias

- [2.1] Public Utility Commission (PUC) RULE 14
- [2.2] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1547
- [2.3] Underwriters Laboratories (UL) 1741
- [2.4] Public Utility Commission (PUC) ORDER 23121
- [2.5] Public Utility Commission (PUC) RULE 21
- [2.6] Regla §25.211 Interconexión de la generación distribuida On-Site (GD)

- [2.7] Regla §25.212 Requisitos técnicos para la interconexión y el funcionamiento en paralelo de la generación distribuida On-Site
- [2.8] Regla §25.221 Separación del costo de la electricidad
- [2.9] New York State Public Service Commission
- [2.10] National Grid Bulletin No.756 Requirements for Parallel Generation Connected to a National Grid owned EPS
- [2.11] Engineering Recommendation (EREC) G98
- [2.12] Engineering Recommendation (EREC) G99
- [2.13] Distribution code
- [2.14] Energy act
- [2.15] Ley 54/1997 del Sector eléctrico
- [2.16] Real-decreto 1955/2000
- [2.17] Real decreto 842/2002
- [2.18] Real decreto 661/2007
- [2.19] Real decreto 1578/2008
- [2.20] Real decreto-ley 6/2009
- [2.21] Real decreto 1565/2010
- [2.22] Real decreto 1614/2010
- [2.23] Real decreto-ley 14/2010
- [2.24] Ley 2/2011
- [2.25] Real-decreto 413/2014
- [2.26] Orden IET/1045/2014
- [2.27] Real Decreto 900/2015
- [2.28] Real Decreto244/2019
- [2.29] Manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5MW
- [2.30] RES/054/2010
- [2.31] Ley de transición energética
- [2.32] RES/151/2016 Código de Red
- [2.33] Ley de la Industria Eléctrica (LIE)
- [2.34] Ley de promoción y desarrollo de los bioenergéticos
- [2.35] Norma técnica de seguridad y calidad de servicio
- [2.36] Ley 19.940
- [2.37] Decreto Supremo 71.
- [2.38] Decreto con fuerza de ley 4/2018
- [2.39] Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación en baja tensión
- [2.40] Decreto Supremo 244



- [2.41] Norma técnica de conexión y operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en instalaciones de media tensión
- [2.42] Electricity Industry ACT 2010
- [2.43] Electricity Industry Participation Code 2010
- [2.44] Electricity (Safety) Regulations 2010
- [2.45] Health and Safety in Employment Act 1992

### **3 ANÁLISIS DE COMENTARIOS DEL SECTOR A LA NORMATIVIDAD VIGENTE**

#### **3.1 Análisis de comentarios enviados a la CREG**

La información enviada por la CREG a la UTP está asociada a comunicaciones recibidas por la Comisión en el periodo comprendido entre la entrada en vigencia de la Resolución CREG 030 de 2018 y agosto de 2020 [3.1]. Esta información contiene 56 archivos que incluyen consultas recibidas por la Comisión y comentarios de desarrolladores de los proyectos, los cuales se encuentran divididos por fechas.

Una vez depurada la información, se encontraron 97 comunicaciones relacionadas con el objeto de este estudio. Se observa que al principio las comunicaciones se centraban en inquietudes sobre aspectos técnicos y de interpretación de la resolución. Luego, las comunicaciones se enfocaban en las dificultades de los desarrolladores para implementar los proyectos, y al igual que las primeras comunicaciones, en preguntas técnicas relacionadas con dicha resolución.

Las 97 comunicaciones se dividieron en dos grupos: i) 72 comunicaciones asociadas a los usuarios y ii) 25 comunicaciones relacionadas con la resolución. Se decidió dividir en estos dos grupos debido a que las comunicaciones del primer grupo son imputables a desconocimiento o inadecuada interpretación de la normatividad por parte de los usuarios y las del segundo grupo a aspectos relacionados con el proceso de solicitud y conexión. Este segundo grupo fue dividido por la UTP en las siguientes cinco categorías:

- A. Barrera competitiva
- B. Vacío normativo
- C. Ambigüedades
- D. Reprocesos por parte del OR
- E. Requerimientos técnicos ajustables

Se propuso esta clasificación con el fin de verificar los comentarios desde diferentes perspectivas que pueden ser de utilidad para identificar posibles oportunidades de mejora.

En las comunicaciones del primer grupo se encuentran preguntas sobre aclaración de resoluciones y circulares que estudian la autogeneración y cogeneración, y otras relacionadas con interpretación de la resolución en mención. Es preciso aclarar que las respuestas a todas las preguntas fueron aclaradas por la Comisión.

Las comunicaciones del segundo grupo al ser divididas en las cinco categorías mencionadas previamente, arrojaron los aspectos de la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1 Clasificación de comunicaciones del segundo grupo [3.1]**

<b>Clasificación</b>	<b>Número de comunicaciones</b>	<b>Porcentaje</b>
A. Barrera competitiva	3	12
B. Vacío normativo	3	12
C. Ambigüedades	1	4
D. Reprocesos por parte del OR	8	32
E. Requerimientos técnicos ajustables	10	40

Algunos casos encontrados se comentan a continuación. En la clasificación A (Barrera competitiva) se encuentra un descontento de los desarrolladores al ver que el OR es juez y parte en este proceso, es decir, es quien aprueba los proyectos de conexión, pero también puede ser desarrollador.

Algunas inquietudes de los desarrolladores relacionadas con la clasificación D (Reprocesos por parte del OR), establecen que los OR solicitan información adicional y en diferentes estados del proceso, lo cual genera demoras durante el trámite desarrollado.

Finalmente, en la clasificación E (Requerimientos técnicos ajustables), solicitan aclarar en detalle los aspectos relacionados con certificaciones RETIE solicitados para los proyectos con diferentes capacidades, y especificar mejor los aspectos alrededor de los sistemas de inyección de potencia cero.

Algunos de los comentarios enviados a la Comisión son:

- ¿Es necesaria el dictamen RETIE, si la potencia instalada de los GD o AGPE es menor a 100 kW?
- ¿La certificación debe ser para el proyecto o para los elementos utilizados?
- ¿Es necesario certificar bajo RETIE los elementos importados?
- ¿La certificación RETIE debe ser emitida por un ente certificador acreditado por el ONAC?

### **3.2 Análisis de comentarios a la circular 088 del 2020**

Se revisó la Circular 088 de 2020, la cual fue publicada el 15 de septiembre de este año. Este documento está dirigido a operadores de red del SIN, usuarios de energía eléctrica y público en general, y tiene como tema central la conexión de autogeneradores hasta 5 MW de acuerdo con la Resolución CREG 030 de 2018.

Los documentos enviados por la Comisión a la UTP y que fueron revisados son:

1. Lineamientos y contenido del estudio de conexión simplificado para AGPE en el rango de capacidad entre 0.1 y 1, y AGGE menor a 5 MW [3.2].
2. Documentación y pruebas requeridas para la conexión de generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala hasta 5 MW en el SIN colombiano [3.3], con sus Anexos:
  - a) Anexo 1: Procedimiento General Propuesto para la Realización de Pruebas de Verificación de la curva de capacidad para autogeneradores considerando la resolución CREG 030 de 2018 [3.4].
  - b) Anexo 2: Lista de Chequeo de los Requisitos de Protecciones para la Conexión de Sistemas de Generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano para los Niveles de Tensión 1, 2 y 3 [3.5].
  - c) Anexo 3: Procedimiento general para realizar pruebas a equipos de protección de sistemas de generación considerados en la resolución CREG 030 de 2018 [3.6].
3. Acuerdo 1322 del C.N.O de 2020 sobre protecciones y el documento que soporta y justifica los requisitos solicitados [3.7].
4. Formato de solicitud de conexión simplificada para autogenerador a pequeña escala (AGPE) y generador distribuido, el cual se había publicado previamente en la Circular 108 de 2018 [3.8].
5. Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano [3.9].

Se recibieron 16 comunicaciones que incluyen 81 comentarios. Estos comentarios fueron divididos en dos grupos: *i)* emitidos por un OR (30 comentarios) y *ii)* otros agentes del sector (51 comentarios). Esta división se realizó con el fin de verificar los requerimientos o necesidades del sector desde diferentes perspectivas. Adicionalmente, los comentarios de cada grupo fueron clasificados en dos categorías: *i)* comentarios dirigidos a un documento del CNO y *ii)* una clasificación asumida por la UTP.

La clasificación adoptada por la UTP se ilustra en la Tabla 3.2.

**Tabla 3.2 Clasificación de los comentarios a la Circular 088 de 2020**

Clasificación	Explicación
Aclaración de información	Se solicita que una información dentro de los formatos o resoluciones sea más específica
Esquema de protecciones	Hace referencia a cualquier solicitud que involucre los esquemas de protección propuestos en el Acuerdo 1322
Incluir documentación o requerimientos	Adicionar estándares que no se encuentran en la documentación del CNO
Modelo de la red eléctrica	Sugiere delimitar el área de influencia donde se conecta el generador
Modificar redacción	Se recomienda modificar o adicionar una frase, o incluir la definición de un término
Modificar tiempo de Revisión o diseño	Recomienda ampliar el tiempo de revisión del proyecto por parte del OR o disminuir el de estudio de conexión para estudios simplificados de conexión
Retirar documentación o requerimientos	Hace referencia a solicitar el retiro de algún requerimiento para un tipo de generación
Simulación de fallas	Sugiere indicar el tipo y ubicación de las fallas a simular
Sistemas de medición, control o comunicaciones	Hace referencia a cualquier solicitud que involucre el sistema de medición, control o comunicaciones

De acuerdo a los comentarios realizados a un documento del CNO, se encontraron los porcentajes ilustrados en la Tabla 3.3.

**Tabla 3.3 Clasificación de los comentarios realizados a un documento del CNO**

Documento	Comentarios realizados por:	
	OR	Otros agentes
Formato de solicitud de conexión simplificado	10,00%	3,92%
Lineamientos estudio conexión simplificado	43,33%	31,37%
Anexo 1. Pruebas Curva de Capacidad	6,67%	7,84%
Anexo 2. Lista de chequeo Protecciones	13,33%	3,92%
Anexo 3. Procedimiento pruebas protecciones	10,00%	1,96%
Acuerdo 1322	6,67%	21,57%
Soporte de acuerdo 1322	3,33%	9,80%
Documentación y pruebas requeridas	6,67%	19,61%

De la Tabla 3.3 se observa que el mayor porcentaje para ambos grupos se encuentra en los comentarios enfocados al documento “Lineamientos estudio conexión simplificado”. Los siguientes porcentajes más altos para el OR son de los documentos “Lista de chequeo de protecciones” y “Formato de conexión simplificado” con 13,33% y 10%, respectivamente. En cambio, para los otros

agentes, los siguientes porcentajes son de los documentos “Acuerdo 1322” y “Documentación y pruebas requeridas” con 21,57% y 19,61%, respectivamente.

Por otro lado, para la clasificación de los comentarios realizados de acuerdo a las categorías definidas por la UTP, se encontró la información consignada en la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4 Clasificación de los comentarios realizados a un documento del CNO**

Clasificación	Comentarios realizados por:	
	OR	Otros agentes
Aclaración de información	46,67%	45,10%
Esquema de protecciones	0,00%	17,65%
Incluir documentación o requerimientos	26,67%	11,76%
Modelo de la red eléctrica	3,33%	3,92%
Modificar redacción	6,67%	5,88%
Modificar tiempo de revisión o diseño	0,00%	3,92%
Retirar documentación o requerimientos	6,67%	3,92%
Simulación de fallas	0,00%	1,96%
Sistemas de medición, control o comunicaciones	10,00%	5,88%

De la Tabla 3.4 se observa que el mayor porcentaje para ambos grupos se encuentra en la clasificación “Aclaración de información”. El siguiente porcentaje más alto para el OR es de la clasificación “Incluir documentación o requerimientos” con 26,67%. Para los otros agentes, la siguiente clasificación con mayor porcentaje es “Esquema de protecciones” con 17,65%.

### 3.3 Comentarios relacionados a la normatividad vigente

- En las comunicaciones enviadas a la Comisión se pueden apreciar los siguientes aspectos generales:
  - Se evidencia un desconocimiento de aspectos normativos o regulatorios y problemas de entendimiento e interpretación de la regulación por parte de los usuarios.
  - Por parte de los desarrolladores se observa descontento respecto a: *i)* desventaja frente a OR que son desarrolladores, *ii)* no hay uniformidad en la documentación exigida por los OR, y *iii)* no hay criterios claros en la forma como se debe certificar un elemento.
- Se observa que el documento del CNO que presenta mayor interés de los OR y otros agentes es el de “Lineamientos y contenido del estudio de conexión simplificado”. Sin embargo, cuando se comparan los comentarios emitidos se encuentra que no hay comentarios comunes o

coincidencias. Esto evidencia dos aspectos importantes: *i)* es un documento de interés general para verificar oportunidades de mejora y *ii)* los intereses de los OR y otros agentes son diferentes.

En forma general se aprecia que los comentarios de los OR se centran en incluir o solicitar una mayor información sobre los estudios de conexión. Algunos de estos comentarios son:

- Ampliar el objetivo y el ámbito de aplicación para los cogeneradores hasta 5 MW.
- Al respecto, es necesario que dentro del ámbito de aplicación se consideren los proyectos de generación entre 0,1 MW y 1 MW de capacidad instalada.
- En las causales de rechazo del estudio de conexión simplificado incluir cuando la información entregada esté incompleta o desactualizada.
- Añadir una causal de rechazo cuando no se entreguen los escenarios de estudio (numerales 1.6.2.2 y 1.6.2.3) en la potencia real del proyecto que es dada por las características técnicas del sistema de generación o autogeneración.
- Incluir la máxima entrega de energía que proyecta entregar al sistema.
- En los casos de los proyectos AGGE con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW, con y sin entrega de excedentes de energía a la red (incluyendo los proyectos de generación CREG 106 de 2006), se debe analizar el impacto que tiene esta generación. Es por ello que debe aplicarse un estudio de modelo completo del SIN para estos casos y así revisar con mayor detalle la entrada de toda esta generación en el sistema.

Por otro lado, los comentarios de otros agentes apuntan a tener una mayor claridad en la documentación y requisitos exigidos. Algunos de estos comentarios son:

- No se especifica el tipo de fallas que se deben simular para los estudios de estabilidad.
- El acuerdo debe definir de forma expresa el término generador con el fin de distinguir si se refiere a una máquina rotativa o un grupo de máquinas (solares, eólicas u otros).
- El capítulo 6 incluye un detalle mayor respecto a los requisitos y requerimientos de la selección y ajuste de protecciones que lo señalado en el Capítulo 5, para nivel de tensión 4 o superiores.
- En este documento no se aclaran los tamaños de proyectos para los cuales aplica dicho formato de chequeo de protecciones. Se sugiere aclarar que este formato de protecciones no es necesario para proyectos menores a 250 kW.
- En el anexo de documentación y pruebas se expresan algunos requisitos que son contradictorios con el resto de la normatividad y por ello se sugiere aclarar que el cuadro del numeral 5 no aplica en particular para proyectos menores a 100 kW.

- De acuerdo con este anexo los generadores de hasta 100 kW deberán presentar estudio de conexión. Se solicita la revisión de este requerimiento dado que los costos asociados a este tipo de estudios hacen onerosa la inversión dada la escala del proyecto, llegando incluso a convertirse en una barrera de entrada para este tipo de soluciones.
  - Es contradictorio el criterio de no aceptación de un proyecto dado que pueden existir restricciones desde el caso base o ante contingencia ( $n-1$ ) con el ítem “1.6.8 Evaluación Económica”, pues en este último se dice que se pueden proponer obras que mitiguen este tipo de violaciones de la red.
- Como ejercicio adicional se compararon las comunicaciones dirigidas a la Comisión (numeral 3.1) y los comentarios realizados a la Circular 088 de 2020 (numeral 3.2), encontrando los siguientes aspectos comunes los cuales permiten identificar algunas posibles oportunidades de mejora:
    - Se requiere aclarar si los escenarios de estudio son los únicos que se pueden solicitar por parte de los OR.
    - Aclarar los tiempos que posee el OR para todos los pasos del proceso.
    - Verificar la necesidad del estudio de conexión y dictamen RETIE para generadores menores a 100 kW.

### 3.4 Referencias

- [3.1] Comunicaciones enviadas a la CREG en el periodo comprendido entre la entrada en vigencia de la Resolución CREG 030 de 2018 y agosto de 2020.
- [3.2] Consejo Nacional de Operación, “Lineamientos y contenido del estudio de conexión simplificado para AGPE en el rango de capacidad entre 0.1 y 1, y AGGE menor a 5 MW”.
- [3.3] Consejo Nacional de Operación, Documentación y pruebas requeridas para la conexión de generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala hasta 5 MW en el SIN colombiano”.
- [3.4] Consejo Nacional de Operación, “Anexo 1: Procedimiento General Propuesto para la Realización de Pruebas de Verificación de la curva de capacidad para autogeneradores considerando la resolución CREG 030 de 2018”.
- [3.5] Consejo Nacional de Operación, “Anexo 2: Lista de Chequeo de los Requisitos de Protecciones para la Conexión de Sistemas de Generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano para los Niveles de Tensión 1, 2 y 3”.
- [3.6] Consejo Nacional de Operación, “Anexo 3: Procedimiento general para realizar pruebas a equipos de protección de sistemas de generación considerados en la resolución CREG 030 de 2018”.



- [3.7] Consejo Nacional de Operación, “Acuerdo 1322 sobre protecciones y el documento que soporta y justifica los requisitos solicitados”.
- [3.8] Consejo Nacional de Operación, “Formato de solicitud de conexión simplificada para autogenerador a pequeña escala (AGPE) y generador distribuido, el cual se había publicado previamente en la Circular 108 de 2018”.
- [3.9] Consejo Nacional de Operación, “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano”.

#### **4 IDENTIFICACIÓN DE UNAS PRIMERAS ALTERNATIVA DE MEJORA**

Como resultado de la actividad de revisión de información, se proponen a la CREG las alternativas de mejora para los procedimientos y requisitos para conexión de generación en los sistemas de distribución colombianos que se describen a continuación, aclarando que el detalle de los procedimientos y requisitos se detallará en el desarrollo de la Actividad c del contrato.

##### **4.1 Alternativas de mejora en procedimiento para la aprobación de conexiones**

En la Figura 4.1 se presenta un diagrama con la propuesta macro de los procedimientos a realizar para la conexión de generadores al SIN con diferentes capacidades de potencia, diferenciando si inyecta o no potencia a la red.

1. Se definen 3 rangos de potencia a ser conectada al SIN: 10 kW, 100 kW y mayor a 100 kW, con las cuales se definen los procedimientos para aprobar la conexión. Es decir, no se consideran procedimientos especiales para plantas en los rangos 100 kW-1000 kW y 1000 kW-5000 kW; todas estas últimas estarán contenidas en la categoría mayor a 100 kW.
2. No es necesario establecer procedimientos especiales para autogeneradores, cogeneradores y generadores ni por plantas basadas en energías renovables y no renovables.
3. Se propone crear procedimientos especiales para las plantas conectadas al SIN que no exportarán energía a la red.
4. Crear una lista de equipos basados en inversores certificados con la norma UL1741 o equivalentes para facilidad del proceso de compra y conexión por parte de los interesados. Por ejemplo, los constructores de viviendas pueden entregarlas con los equipos ya instalados.
5. Crear una lista de instaladores certificados para plantas con capacidades menores o iguales a 100 kW. De esta manera no se requiere revisión ni pruebas por parte del OR.
6. Aplicar un mecanismo de garantías para el desarrollo de proyectos para que se evite un acaparamiento y especulación de los puntos de conexión.

7. Incorporar en el mapa de información de disponibilidad de la red (estipulada en el Artículo 6 de la Resolución CREG 030 del 2018) que el OR identifique aquellos puntos en donde es más benéfico para el sistema la ubicación de AGPE o GD.

#### **4.2 Alternativas de mejora en requisitos técnicos para la aprobación de conexiones**

1. Para plantas conectadas al SIN que no inyecten energía a la red se propone aprobar su conexión exigiendo un dispositivo controlador de no exportación.
2. Para plantas con capacidad menor o igual a 10 kW basadas en inversores con certificación de fabricación con respecto a norma UL 1741 o equivalente: *i)* en caso de no exportar, aprobar su conexión demostrando lo indicado en el punto anterior y su instalación por parte de personal certificado y *ii)* en caso de exportar, aprobar su conexión si no supera los límites del *Hosting Capacity* y demostrando su instalación por parte de personal certificado.
3. Para plantas con capacidad menor o igual a 10 kW basadas en otras tecnologías: *i)* en caso de no exportar, aprobar su conexión demostrando lo indicado en el punto anterior, si el diseño y equipo cumplen las normas técnicas y demostrando su instalación por parte de personal certificado y *ii)* en caso de exportar, aprobar su conexión si no supera los límites del *Hosting Capacity*, el diseño y equipo cumplen las normas técnicas y demostrando su instalación por parte de personal certificado.
4. Para plantas con capacidad menor o igual a 100 kW: *i)* en caso de no exportar, aprobar su conexión demostrando lo indicado en el punto anterior, si el diseño y equipo cumplen las normas técnicas y demostrando su instalación por parte de personal certificado y *ii)* en caso de exportar, aprobar su conexión si no supera los límites del *Hosting Capacity*, el diseño y equipo cumplen las normas técnicas y demostrando su instalación por parte de personal certificado.
5. Plantas con capacidad mayor a 100 kW que si exportan energía a la red, se aplica el estudio de conexión como primera instancia para establecer su factibilidad técnica.
6. Para plantas cuya capacidad es mayor que la potencia que pretenden inyectar a la red, se debe utilizar un dispositivo que controle la cantidad de potencia inyectada.

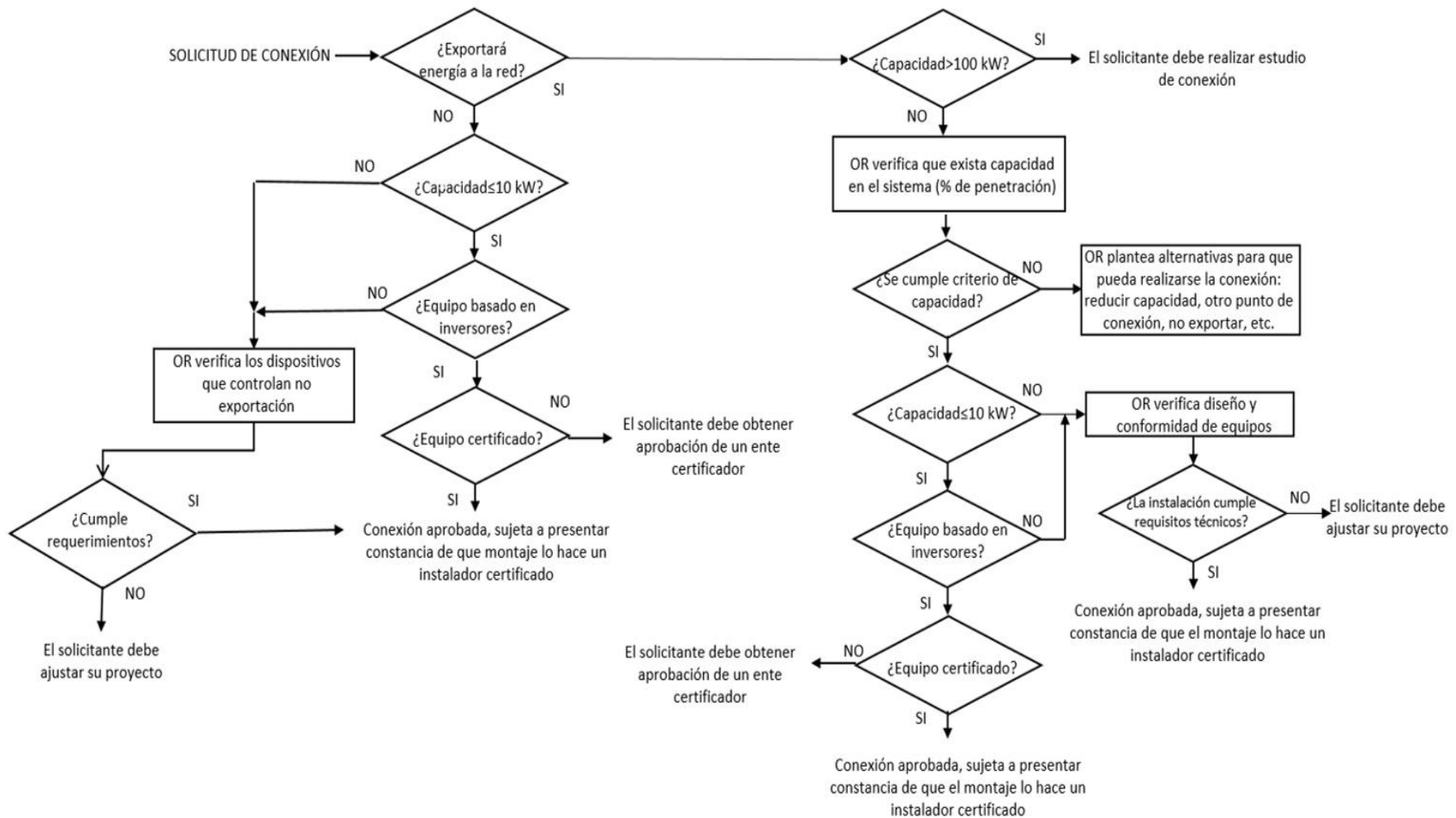


Figura 4.1 Diagrama macroproceso para definir procedimientos de conexión de generadores al SIN

## **5 ANEXO 1: RESUMEN DE LA REGULACIÓN VIGENTE EN COLOMBIA ASOCIADA AL OBJETO DE ESTE ESTUDIO**

En este capítulo se presentan los aspectos de las Resoluciones CREG 025 de 1995 [5.1], 070 de 1998 [5.2], 106 de 2006 [5.3] y 030 de 2018 [5.4], relacionados con conexión de generadores menores a 5 MW al sistema eléctrico colombiano.

### **5.1 Resolución CREG 025 de 1995 - Código de Redes**

- Esta resolución en el “Numeral 3. Aplicación” establece:

“Este Código se aplica a los Transportadores, la UPME y los siguientes Usuarios:

-Generadores conectados directa o indirectamente al STN...”

- En el Código de Redes en el Código de Conexión en el “Numeral 8.1. Requisitos particulares para la conexión de generadores al STN” establece:

- Numeral 8.1.1. Equipo de Interrupción.

Toda conexión entre un Generador y el STN debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el Punto de Conexión. En los estudios indicados en el Código de Planeamiento se darán los valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del STN en puntos de conexión existentes y futuros.

- Numeral 8.1.2. Equipo de Protección.

Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al STN deben cumplir los siguientes requisitos para reducir a un mínimo el impacto en el STN por fallas en los circuitos de propiedad de los Generadores:

- Los tiempos de despeje de las protecciones primarias por fallas en los equipos del Generador directamente conectado al STN y por fallas en la parte de la STN directamente conectada al equipo del Generador, desde el inicio de falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que:

80 ms en 500 kV

100 ms en 220 kV

- En el evento de no operación de los sistemas de protección primarios, el Generador debe proveer una protección de respaldo con tiempo de despeje de falla no mayor de 300 ms por fallas en la conexión de alta tensión del Generador.
  - Cuando la unidad de generación está conectada a los niveles de 220 kV o tensiones superiores del STN, el Generador debe proveer una protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores de potencia locales o remotos que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable entre 100 ms y 500 ms después de detectada la condición de falla de interruptor.
  - Adicionalmente, el Generador debe proveer las siguientes protecciones que minimizan el impacto sobre el STN: protección por deslizamiento de polos, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del STN y protección de alta y baja frecuencia según los límites especificados en el Código de Operación.
- Numeral 8.1.3. Equipo de Medición Comercial.

El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de medición tarifaria de acuerdo con lo establecido en el Código de Medida.

- Numeral 8.1.4. Equipos de Telecomunicaciones.

Para asegurar el correcto control operativo entre Generador y Centro Regional de Despacho (CRD) y/o CND, según se consigne en el Contrato de Conexión, se deben establecer servicios de telecomunicaciones, según los siguientes requisitos:

- Servicio de Telefonía Operativa.  
La telefonía operativa es el servicio por el cual el ingeniero/operador del Generador y el ingeniero/operador del CRD o CND, responsables del control del sistema, se comunican entre sí, tanto en condiciones de operación normal como de emergencia. Debe haber como mínimo un abonado telefónico de la red operativa del CND o CRD en el Sitio de Conexión - lado Generador.
- Teleprotección.
- Servicio de Comunicación de Emergencia.  
En general, la comunicación de emergencia podrá ser servida por una estación base de la red móvil del Transportador, u otros medios como red pública conmutable, telefonía celular, que provea comunicación para actividades de mantenimiento y respaldo en los

casos de colapso de la telefonía operativa. Su implementación en el Sitio de Conexión del lado Generador se determina en el Contrato de Conexión.

- Servicio de Telefax.

Se debe instalar un servicio de telefax en el Sitio de Conexión del lado Generador, para la circulación de documentos durante el control operativo. En el Contrato de Conexión se debe consignar el medio para el servicio de telefax.

Además de los anteriores servicios de telecomunicaciones requeridos, se debe proveer la infraestructura en las comunicaciones para llevar la información siguiente desde el Punto de Conexión al CND o CRD que pertenezca:

- Equipo de supervisión y control, según Anexo CC.6.
- Equipo de registro de fallas, según Numeral 8.1.5 y Anexo CC.5
- Información comercial, según Código de Medida.

El Generador debe garantizar un sistema de comunicaciones confiable entre su instalación y el CND o CRD respectivo. Si el Transportador requiere que el Generador instale, como parte de su equipo de conexión al STN, equipo de protecciones cuyo esquema contemple una o varias teleseñales, deberá hacer las previsiones del caso en su equipo de telecomunicaciones. Los anteriores requisitos se complementan con lo establecido en el Anexo CC.3. 8.1 .5.

– Numeral 8.1.5. Equipo Registrador de Fallas.

El Generador debe proveer un sistema registrador de fallas que permita al Transportador supervisar el desempeño de los circuitos de conexión del Generador al STN en el Punto de Conexión. Los requisitos técnicos del sistema registrador de fallas son los especificados en el Anexo CC.5.

– Numeral 8.1.6. Equipo de Supervisión y Control.

El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de supervisión y control al CND o CRD respectivo, de acuerdo con lo establecido en el anexo CC.6 del CC.

- En el Código de Redes en el Código de Conexión en el “Numeral 8.2. Requisitos técnicos del generador” establece:

Como mínimo se deben tener en cuenta los siguientes requisitos:

- Numeral 8.2.1. Puesta a Tierra del Neutro.

Los devanados de alta tensión del transformador conectado al STN de cada unidad (o grupo de unidades) de generación, deben estar conectados en estrella (Y) con el punto neutro accesible y efectivamente puesto a tierra, como se definió en el numeral 7.6.

- Numeral 8.2.2. Relés de Frecuencia.

Las unidades de generación se deben proveer con relés de frecuencia con rangos de operación que estén dentro de los límites estipulados en el Código de Operación. Estos deben operar para umbral de frecuencia y rata de cambio de frecuencia definidos en el Código anterior.

- Numeral 8.2.3. Ajuste de Relés.

El ajuste de los relés será coordinado (tanto en el momento de la conexión como en el futuro) con referencia al Punto de Conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva de los equipos involucrados en una falla.

El Generador realizará los estudios de coordinación de protecciones y los someterá a aprobación del Transportador. Estos ajustes no podrán ser modificados unilateralmente por el Generador ni por el Transportador.

- En el Código de Redes en el Código de Conexión en el “Numeral 13. Servicios prestados por los usuarios para operación del SIN” establece:

- Numeral 13.1. Servicios que los generadores deben proveer

- Control de tensión y potencia reactiva.
- Control de frecuencia mediante regulador de velocidad.
- Estabilización de potencia.
- Regulación secundaria de frecuencia con AGC.



– Numeral 13.2. Servicios que los generadores pueden proveer, si son requeridos por el CND

- Control de frecuencia mediante unidades turbogeneradoras de arranque rápido.
- Capacidad de arranque en condiciones de colapso del STN.

**Nota:** En los Anexos ilustran la ficha técnica para los generadores, equipos para registros de fallas y sistemas de supervisión y control.

- En el Código de Redes en el Código de Operación en el “Numeral 2.2.5. Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación del SIN” establece:

El CND especifica los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia de acuerdo con los estudios de análisis de seguridad.

En términos generales, los fabricantes de turbinas para plantas térmicas no recomiendan operarlas a bajas frecuencias, para no deteriorar su vida útil. Sin embargo, a este respecto en el SIN se consideran las siguiente dos normas.

- Las unidades térmicas no pueden operar por debajo de 57.5 Hz un tiempo superior a 0.8 minutos (48 segundos) durante su vida útil.
- Las unidades térmicas pueden trabajar con frecuencias de 58.5 Hz hasta 30 minutos durante su vida útil.

Se considera que el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, implementado en el SIN ha sido diseñado teniendo en cuenta estas dos normas y los criterios establecidos en el Numeral “2.2.4 Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia”. Por lo tanto, las unidades de generación deben cumplir con los siguientes requisitos para el ajuste de los relés de baja frecuencia:

- No deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz. En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.
- Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad.
- Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobrevelocidad con una temporización mínima de 15 segundos.

- Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección por sobrevelocidad.
- En el Código de Redes en el Código de Operación en el “Numeral 6.1. Parámetros de las unidades de generación” establece:

Los parámetros de las unidades de generación descritos a continuación deben ser declarados por las empresas de generación al CND, al inicio de cada período estacional o cuando se presenten modificaciones:

- Descripción de restricciones operativas especiales de las unidades.
- Generación mínima por unidad.
- Capacidad efectiva de la unidad.
- Velocidad de toma de carga o descarga de unidades (MW/minuto).
- Máxima generación y absorción de potencia reactiva (MVARs).
- Tiempo mínimo en operación (horas).
- Tiempo mínimo de apagado (horas).
- Tiempos de arranque en frío de unidades térmicas (horas).
- Información de ciclos combinados.

La información de parámetros debe ser suministrada de acuerdo con el formato “Declaración de parámetros de unidades de generación”. Anexo CO-3. Las modificaciones de parámetros se deben enviar al CND, de acuerdo con el formato “Modificación de parámetros de unidades de generación”. Anexo CO-3.

- En el Código de Redes en el Código de Operación en el “Numeral 7.4.1. Prueba de Potencia Reactiva” establece:

La prueba es iniciada dentro del lapso mencionado anteriormente con el objeto de verificar todos los parámetros que la empresa generadora declara de acuerdo al Anexo CO-2. La duración de la prueba es hasta de 60 minutos, período durante el cual el voltaje en el punto frontera es sostenido por el generador al voltaje especificado según se declara en el Anexo CO-2 mediante el ajuste de la potencia reactiva y si es necesario de otros generadores conectados a la red.

La generación de potencia de la unidad de generación es grabada en un registrador y las mediciones son tomadas en los terminales del estator con la presencia de representantes de la empresa auditora y de la empresa generadora. La unidad de generación pasa la prueba si la

capacidad registrada es igual a la capacidad declarada por la empresa generadora, con un margen de tolerancia del  $\pm 1\%$ .

## 5.2 Resolución CREG 070 de 1998

- En el “Numeral 1. Definiciones” establece:
  - Activos de Conexión. Son aquellos activos que se requieren para que un Generador, un Usuario u otro Transmisor, se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional, o a un Sistema de Distribución Local.
  - Autogenerador. Persona que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.
  - Carga o Capacidad Instalada. Es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.
  - Cogeneración. Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte del proceso productivo cuya actividad principal no es la producción de energía eléctrica, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y cuya utilización se efectúa en procesos industriales o comerciales.
  - Cogenerador. Persona que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, y puede o no, ser el propietario del sistema de cogeneración.
  - Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central o unidad generadora conectada al SIN.
  - Planta Menor. Es toda planta y/o unidad de generación con capacidad efectiva inferior a 20 MW. Se excluyen de esta definición los Autogeneradores o Cogeneradores.
  - Punto de Conexión. Es el punto de conexión eléctrico en el cual el equipo de un usuario está conectado a un STR y/o SDL para propósito de transferir energía eléctrica entre las partes.
  - Unidad Generadora. Puede ser un Generador, Planta Menor, Autogenerador o Cogenerador.
- En el “Numeral 4.2.2. Distorsión de ondas” establece:

Para limitar los efectos de las distorsiones en la forma de las ondas de tensión y de corriente de los STR's y/o SDL's, el contenido de armónicos de los equipos de los Usuarios conectadas en los niveles de tensión I, II, III y IV deberán cumplir con lo establecido en la Norma IEEE 519/92 o aquella que la modifique o sustituya.

Las normas técnicas nacionales o en su defecto las internacionales que regulan esta materia primarán sobre las normas internas de las empresas y serán de obligatorio cumplimiento como norma mínima.

- En el “Numeral 4.2.3. Protecciones” establece:

El Usuario en su conexión deberá disponer de esquemas de protecciones compatibles con las características de su carga que garantice la confiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez de desconexión necesarias para mantener la estabilidad del Sistema. El Usuario deberá instalar los equipos requeridos de estado sólido, de tecnología análoga o digital que cumplan con la Norma IEC 255.

Para garantizar una adecuada coordinación y selectividad en la operación de las protecciones del STR y/o SDL que opera el OR, los sistemas de protección y los tiempos de operación de las protecciones del Usuario, deberán ser acordadas con el OR durante el proceso de aprobación de diseños y para la puesta en servicio y conexión, y pueden ser revisados periódicamente por el OR, con la participación del Usuario.

Para el diseño de la conexión al STR y/o SDL, el Usuario deberá tener en cuenta las características técnicas de las protecciones que el OR tiene en su Sistema, para las operaciones de conmutación secuencial o para la reconexión automática.

Cuando las características de la carga de un Usuario que se conectará al STR y/o SDL requiera equipos de protección de respaldo, el OR exigirá la instalación de los mismos. Dichos equipos deberán cumplir con las normas aplicables a las protecciones principales.

El Usuario no podrá instalar equipos para limitar la corriente de falla en el punto de frontera o en las instalaciones del mismo, a menos que sea autorizado por el OR. En caso de autorización, el Usuario deberá garantizar la operación satisfactoria de los equipos de protección de su Sistema.

- En el “Numeral 4.2.3. Dimensionamiento del diseño” establece:

El OR no podrá exigir especificaciones mayores a las requeridas para la conexión del Usuario. En caso de que el OR prevea que los Activos de Conexión del Usuario se puedan convertir en Redes de Uso General, deberá reconocer al Usuario los sobrecostos en que éste incurra por el sobredimensionamiento de sus Activos de Conexión.

- En el “Numeral 4.4.1. Solicitud de factibilidad del servicio y puntos de conexión” establece:

El OR podrá especificar un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado por el Usuario por razones técnicas debidamente sustentadas.

- En el “Numeral 4.5. Procedimiento para la conexión de generadores” establece:

En el caso de Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores o Cogeneradores que proyecten conectarse directamente a un STR y/o SDL, el procedimiento para la conexión se rige en lo que aplique a lo dispuesto en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 030 de 1996 y demás normas que las modifiquen o sustituyan.

- En el “Numeral 4.5.1. Procedimiento para las solicitudes de conexión” establece:

Todo Generador, Planta Menor, Autogenerador o Cogenerador que pretenda conectarse directamente a un STR y/o SDL, o modificar una conexión existente, deberá presentar ante el OR la información relacionada en el numeral 1.4 del Anexo RD-1 de la presente Resolución.

- En el “Numeral 4.5.2. Otros requisitos para solicitar la aprobación de una conexión” establece:

Los proyectos deberán ser realizados por un ingeniero electricista con matrícula profesional vigente o una firma de ingeniería especializada en el tema.

- En el “Numeral 4.5.3. Plazos y procedimientos para la aprobación o improbación de las solicitudes de conexión por parte del OR” establece:

El OR tendrá un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días hábiles para aprobar o improbar una solicitud de conexión o la modificación de una conexión existente.

- En el “Numeral 4.5.6.1. Pruebas” establece:

Para las pruebas de puesta en servicio de una estación generadora se aplicarán las siguientes normas: a) ANSI-IEEE 492, para hidrogeneradores, b) IEC-41, para turbinas hidráulicas, c) ASME PTC 23, para turbinas a gas, d) ASME para equipos mecánicos, e) API para instrumentación y f) ASTM para tuberías y materiales.

El OR exigirá al propietario de la conexión y/o la Unidad Generadora un programa de pruebas para la puesta en servicio, a fin de someterlo a su aprobación, de modo que estas puedan ser coordinadas con el STR y/o SDL o con el Sistema de Transmisión Nacional si es del caso.

Una vez efectuadas las pruebas sobre las Unidades Generadoras y su acción sobre los equipos de conexión de la unidad con el STR y/o SDL, el Generador, Planta Menor, Autogenerador y Cogenerador deberá enviar al OR, un reporte con los protocolos de las pruebas efectuadas a los equipos definidos durante el proceso de conexión y los resultados obtenidos en ellas, debidamente certificados por un ingeniero especialista con matrícula profesional vigente.

- En el “Numeral 4.5.6.2. Coordinación de Protecciones” establece:

Tanto los Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores o Cogeneradores como el OR están en la obligación de cumplir con las siguientes disposiciones, las cuales deberán ser consideradas durante la puesta en servicio y en la fase de operación:

El esquema de protecciones eléctricas asociado a las Unidades Generadoras conectadas directamente al STR y/o SDL, debe coordinarse con las protecciones del STR y/o SDL en la siguiente forma:

- a) Las Protecciones de las Unidades de Generación conectadas directamente al STR y/o SDL, deben cumplir con los tiempos de despeje fijados para fallas en el respectivo Sistema.
- b) El ajuste de la(s) protección(es) eléctricas o los valores de operación no deben ser cambiados sin la autorización expresa del OR.
- c) Para la protección de la Unidad Generadora, será necesario coordinar cualquier política de recierre especificada por el OR.
- d) Las protecciones eléctricas de una Unidad Generadora deberán actuar cuando se presente sobrecargas de secuencia negativa.
- e) Las protecciones eléctricas de las Unidades Generadoras deberán estar ajustadas para situaciones de deslastre automático de carga por baja frecuencia y/o baja tensión.
- f) Toda Unidad Generadora deberá poseer un equipo de protección que la desconecte de la red del OR, en el momento en que se produzca una apertura por maniobra automática o manual del interruptor del circuito del STR y/o SDL.
- g) La Unidad Generadora deberá contar con un sistema de detección de tensión a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito del OR esté desenergizado.

Los estudios y la coordinación de las protecciones eléctricas son responsabilidad del propietario de la Unidad Generadora que se conecte.

- En el “Numeral 4.5.6.3. Requisitos para la Operación y Puesta en Servicio” establece:

Todas las Unidades Generadoras deben cumplir con las siguientes disposiciones:

- a) La puesta en servicio de una Unidad Generadora no debe producir sobrecargas en los elementos de la red.
  - b) El operador de la Unidad Generadora será exclusivamente responsable por la sincronización de su Unidad o subestación de potencia en el momento de su entrada en operación. En todo caso cualquier sincronización deberá coordinarse con el Centro de Control respectivo.
  - c) Una Unidad de Generación debe operar dentro del rango de frecuencia del SIN y no debe deformar las ondas de tensión y corriente del STR y/o SDL.
  - d) El control de voltaje de la Unidad Generadora se hará en coordinación con el respectivo Centro de Control.
  - e) El proceso de entrada en operación de una Unidad Generadora deberá coordinarse con el Centro de Control correspondiente.
- En el “Anexo RD-1. Sistema de información de la red de distribución” en el “Numeral 1.4. Información sobre conexiones de generadores” establece:

La Solicitud, Aprobación y Puesta en Servicio de una Conexión de Generación a un STR y/o SDL, deberá cumplir con lo dispuesto en la Resolución CREG-025 de 1995 y demás normas que la modifiquen o complementen, en lo que aplique.

Así mismo, deberá cumplir con las normas técnicas y procedimientos del respectivo OR, siempre y cuando no impliquen discriminación o abuso de posición dominante.

### **5.3 Resolución CREG 106 de 2006**

- En el “Artículo 1. Procedimiento y requisitos para la conexión de una planta o unidad de generación al Sistema Interconectado Nacional” establece:

Los generadores que proyecten conectar sus plantas o unidades de generación al Sistema de Transmisión Nacional (STN), a un Sistema de Transmisión Regional (STR) o a un Sistema de Distribución Local (SDL) deberán cumplir el procedimiento de conexión establecido en el Anexo de esta Resolución, suscribir el correspondiente Contrato de Conexión y cumplir los requisitos estipulados en la Resolución CREG 025 de 1995 - Código de Redes.

- En el “Artículo 2. Derecho a la capacidad de transporte asignada” establece:

El derecho a la capacidad de transporte asignada se obtiene para el proyecto específico que calificó para este fin. Por lo tanto, es intransferible a otro proyecto de generación.

#### **5.4 Resolución CREG 030 de 2018**

- En el “Numeral 3. Definiciones” establece:
  - Autogeneración: Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.
  - Autogenerador: Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de autogeneración.
  - Autogenerador a gran escala: Autogenerador con potencia instalada superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.
  - Autogenerador a pequeña escala, AGPE: Autogenerador con potencia instalada igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.
  - Capacidad instalada: Es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.
  - FNCER: Son las fuentes no convencionales de energía renovables tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.
  - Generador distribuido, GD: Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.
  - Potencia instalada de generación: Valor declarado al Centro Nacional de Despacho, CND, por el generador distribuido en el momento del registro de la frontera de generación expresado en MW, con una precisión de cuatro decimales. Este valor será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación. Para los AGPE este valor corresponde al nominal del sistema de autogeneración declarado al OR durante el proceso de conexión.
- En el “Artículo 4. Integración de los generadores distribuidos y autogeneración de pequeña escala al SIN” establece:



Cuando la cantidad de energía anual exportada por GD y AGPE supere el 4% de la demanda comercial nacional del año anterior, la CREG revisará y podrá modificar las condiciones de conexión y remuneración de las exportaciones de energía que se establecen en esta resolución.

- En el “Artículo 5. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1” establece:

Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de un GD o un AGPE a un sistema de distribución local en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar, en la página web del OR, que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con los siguientes parámetros:

- a) La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador.
- b) La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.
- c) La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm.

En caso de que en el punto de conexión deseado no se cumpla alguno de los parámetros, se deberá seguir el proceso de conexión descrito en el artículo 12.

**Parágrafo.** Los AGPE que no entregan energía a la red no serán sujetos de la aplicación de los límites de que trata este artículo.

- En el “Artículo 6. Información de disponibilidad de red” establece:

Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial AGPE o GD pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 5 y proceder a la solicitud de conexión al sistema.

Cada OR deberá disponer, en su página web, un sistema de información georreferenciado que permita a un potencial AGPE o GD observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado.

Con base en la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, se deberá desplegar la información asociada, considerando como mínimo la siguiente:

- a) Ubicación georreferenciada, según lo descrito en la Resolución de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.
- b) Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario.
- c) Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario.
- d) Sumatoria de la capacidad nominal de AGPE o GD instalada en el mismo circuito o transformador, clasificada en colores en función de la capacidad nominal del circuito o transformador, así:
  - Color verde cuando la relación sea igual o inferior al 9%.
  - Color amarillo cuando la relación se encuentre en el rango entre 9% y 12% incluido.
  - Color naranja cuando la relación se encuentre en el rango entre 12% y 15% incluido.
  - Color rojo cuando la relación sea superior a 15%.
- e) Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGPE o GD conectados al mismo circuito o transformador, clasificada en colores en función de la cantidad mínima de energía horaria acorde con lo establecido en los literales b) o c) del Artículo 5, así:
  - Color verde cuando la relación sea igual o inferior al 30%.
  - Color amarillo cuando la relación se encuentre en el rango entre 30% y 40% incluido.
  - Color naranja cuando la relación se encuentre en el rango entre 40% y 50% incluido.
  - Color rojo cuando la relación sea superior a 50%.

Este sistema de información debe estar disponible para el público a partir del primer día hábil del séptimo mes contado a partir del mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución y debe ser actualizado el día cinco (5) de cada mes con la información recibida hasta el último día del mes anterior al de actualización.

Durante el mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución y hasta que se encuentre disponible el sistema de información de que trata el presente artículo, el OR dispondrá, en su página web, la información en formato de hoja de cálculo de uso común que permita una búsqueda fácil para consulta de la ciudadanía.

- En el “Artículo 7. Condición para conectarse como AGPE o GD” establece:

Cualquier usuario que se encuentre conectado a la red y que quiera convertirse en un AGPE lo podrá hacer una vez cumpla con los requisitos establecidos en la presente resolución y se verifique la disponibilidad técnica del sistema al cual se va a conectar según los estándares definidos en el artículo 5. También aplica para nuevos usuarios y generadores distribuidos.

En el caso de un usuario cuyo consumo de energía se encuentre registrado en una de las fronteras comerciales para agentes y usuarios de que trata el parágrafo del artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya, y requiera convertirse en AGPE a pequeña escala, deberá realizar las adecuaciones en sus instalaciones para que sus consumos y entregas de excedentes no sean incluidos en la frontera que lo agregaba.

**Parágrafo.** Todos los AGPE y GD existentes al momento de expedición de esta resolución tienen la obligación de entregar la información que corresponda al OR que se conecten, de acuerdo con su capacidad nominal, dentro de los dos meses siguientes al de la fecha de disponibilidad del formato que defina el OR para tal fin. El OR debe diseñar y publicar este formato en su página web durante el mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Cuando un OR sea informado o detecte que un AGPE o GD no ha entregado la información, el AGPE o GD podrá ser desconectado de la red de manera inmediata, y no podrá reconectarse hasta tanto no subsane esta situación.

- En el “Artículo 8. Sistema de información para trámite en línea” establece:

Los OR deben disponer de un sistema de información computacional para que un potencial AGPE o GD pueda adelantar todo el trámite de conexión, pueda recibir notificaciones y requerimientos

por medios electrónicos y pueda conocer el estado de su trámite en todo momento a través de la página web.

Este sistema de información debe estar disponible para el público a partir del primer día hábil del séptimo mes contado a partir del mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución.

- En el “Artículo 9. Formatos de solicitud de conexión simplificada y estudios de conexión simplificados estándar” establece:

En el mes siguiente al de publicación de la presente resolución en el Diario Oficial, el OR diseñará los formatos y el contenido de los estudios de conexión simplificados para los AGPE y GD de que trata esta resolución. Los OR deberán enviar al CNO, a la SSPD y a la CREG los formularios elaborados en el término previsto.

El formulario de solicitud de conexión simplificada para conexión de AGPE con potencia instalada inferior o igual a 0,1 MW y GD debe contener, como mínimo, los datos asociados con el cliente, las características del generador y los elementos que limitan la inyección a la red en caso de AGPE que no exportarán energía, nivel de tensión de conexión, características del equipo de medición, datos del alimentador o subestación al cual requiere la conexión, características de protección anti-isla a instalar y fecha prevista para la entrada en operación de la AGPE o GD, diferenciando entre AGPE que entregan energía a la red de los que no, por potencia instalada de generación hasta 10 kW y mayor a 10 kW y hasta 100 kW, así como por tecnologías de generación.

El contenido del estudio de conexión simplificada para AGPE entre 0,1 MW y 1 MW y autogeneradores entre 1 MW y 5 MW deberá incluir las especificaciones precisas de cada uno de los análisis eléctricos que se requieren, incluyendo las características técnicas de los elementos que limitan la exportación de energía en los casos que se declare interés en no exportar, junto con las fuentes de información necesarias para llevarlo a cabo, así como también deberá precisar las posibles causales de rechazo.

En los tres meses siguientes al de publicación de la presente resolución en el Diario Oficial, el CNO estandarizará, tanto los formatos de solicitud de conexión simplificada como el contenido de los estudios de conexión simplificado, los pondrá a consulta del público en general y enviará a la CREG, para su revisión, el resultado de esta estandarización. Adicionalmente, el CNO deberá determinar las protecciones necesarias para la correcta operación de los AGPE y GD en el STR y SDL y las pruebas que sean requeridas durante el proceso de conexión.

En todos los casos se debe incluir el cálculo teórico de la energía anual producida por el AGPE.

La CREG publicará el formato y el contenido estándar de los estudios de conexión simplificados, los cuales deben ser integrados por parte del OR en el sistema de información de que trata el artículo 8. Hasta que sean publicados, la documentación para la solicitud de conexión será la que cada OR determine en el momento de expedición de la presente resolución para este tipo de conexión y, de cualquier forma, continuará el procedimiento y plazos que apliquen descritos en los artículos 10, 11 y 12.

- En el “Artículo 10. Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y GD” establece:

Posterior a la revisión de disponibilidad de red que el potencial AGPE o GD efectúe con base en lo establecido en el artículo 6, el procedimiento simplificado de conexión tiene las siguientes etapas:

- a) Diligenciamiento de la información del formulario de solicitud de conexión simplificada en la página web del OR.
- b) Respuesta del OR a la solicitud. El OR tendrá cinco (5) días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud en la página web para emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión.

De ser aprobada la conexión, en la respuesta del OR se deberán detallar las condiciones de conexión y la fecha de pruebas. La fecha de puesta en operación de la conexión será la que el solicitante haya especificado.

En caso de que la solicitud sea rechazada, el OR deberá justificar técnicamente la causa de la negación de la conexión, especificando el fundamento normativo o técnico que lo soporte, los parámetros verificables de indisponibilidad de red o de los requisitos incumplidos y se deberá recomendar con precisión los requisitos que deben ser cumplidos para poder otorgar la conexión o, en caso que el rechazo se deba a indisponibilidad de la red por incumplimiento a los parámetros descritos en el artículo 5, detallar las obras requeridas para hacer posible la conexión.

La vigencia de la aprobación de la conexión es de seis meses. Transcurrido este período sin que el usuario se haya conectado, por causas no imputables al prestador del servicio, el OR

actualizará la información de la red con la disponibilidad liberada y el solicitante solamente podrá presentar una nueva solicitud a partir del séptimo mes siguiente al de expiración de la capacidad aprobada no utilizada.

- c) Posterior a la aprobación de la conexión, el OR dispondrá de dos (2) días hábiles anteriores a la fecha prevista para la entrada en operación informada por el usuario, para verificar los parámetros declarados y efectuar las pruebas requeridas. El OR deberá informar la fecha de la visita con una antelación de dos (2) días hábiles. En caso de que se requieran ajustes, el OR deberá detallar los requerimientos y programará una nueva visita de pruebas dentro de los siete (7) días hábiles siguientes al de la primera visita. Si el resultado de la segunda visita no es satisfactorio, el OR detallará la razón por la cual no es posible efectuar la conexión y podrá programar visitas adicionales a costo del usuario. El OR en su página web, publicará el valor eficiente de cada visita adicional.
- d) Luego de la verificación de parámetros y efectuadas las pruebas pertinentes, el OR dispondrá de dos (2) días hábiles para efectuar la conexión. No obstante, la conexión puede efectuarse en la misma oportunidad del literal c) de este proceso. Las disposiciones de este literal podrán ser efectivas siempre y cuando el evento programado de la conexión no afecte a otros usuarios del SDL o STR, en cuyo caso el OR dispondrá del periodo adicional mencionado en el numeral 5.5.3.2 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la Modifique O Sustituya, Para Tal Efecto.
- e) El OR podrá verificar las condiciones de conexión en cualquier momento con posterioridad a la fecha de su entrada en operación. En caso de que al momento de la visita no se cumpla alguna de las características contenidas en la solicitud de conexión o que se incumpla la regulación de calidad de la potencia expedida por la Comisión, el OR procederá a deshabilitar la conexión del AGPE o GD hasta que sea subsanada la anomalía encontrada. De llegarse a encontrar diferencias entre las características pactadas en el formulario de solicitud de conexión aprobado por el OR o el contrato de conexión simplificado y las reales, los costos producidos por la visita serán cubiertos por el AGPE o GD.

En los casos en que el OR no ejecute alguna de las acciones aquí indicadas en los plazos otorgados para tal fin o que el informe de rechazo de conexión no contenga los elementos indicados, el potencial AGPE o GD deberá registrar dicho comportamiento en la página web del OR. Cualquier conducta llevada a cabo por un operador de red o comercializador que dificulte, excluya u obstruya la conexión de un AGPE o GD podrá ser investigada y sancionada en el marco de las competencias de la Superintendencia de Industria y Comercio. Igualmente, el usuario deberá En

los casos en que el OR no ejecute alguna de las acciones aquí indicadas en los plazos informar dicha situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia.

- En el “Artículo 11. Procedimiento simplificado para la conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW” establece:

Las condiciones para la conexión del AGPE al STR o SDL y cuya potencia instalada sea mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW, son:

- a) Estudio de conexión simplificado. El AGPE debe elaborar un estudio de conexión simplificado con el formato que sea publicado por la CREG. Mientras el formato no sea publicado, el estudio debe contener el análisis solicitado por el OR sin exceder los requisitos establecidos en la Resolución CREG 070 de 1998.

El estudio podrá ser elaborado por el interesado o por el OR a solicitud de aquél. En el caso de que el interesado haya realizado por su cuenta el estudio de conexión simplificado, el OR revisará dicho estudio adecuándolo, si es necesario, para que cumpla con los criterios establecidos en la normatividad aplicable.

De cualquier forma, los estudios de conexión y la coordinación de protecciones eléctricas son responsabilidad del AGPE que se conecta.

En caso de que las pérdidas de energía sean superiores a las reconocidas al OR en el nivel de tensión respectivo, el costo de las mismas podrá ser objeto de acuerdo entre las partes a ser incluido como parte del contrato de conexión.

- b) Diligenciamiento de la información del formulario de solicitud en la página web del OR y presentación del estudio de conexión simplificado.
- c) Respuesta del OR a la solicitud. El OR tendrá siete (7) días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud en la página web para emitir concepto sobre la viabilidad de la conexión.

Al finalizar este periodo, en caso de resultar viable la conexión, el OR deberá ofrecer el punto de conexión y suscribir el respectivo Contrato de Conexión.

En caso de que la solicitud sea rechazada, el OR deberá justificar técnicamente la causa de la negación de la conexión, especificando el fundamento normativo o técnico que lo soporte, los parámetros verificables de indisponibilidad de red o de los requisitos incumplidos y se deberá recomendar con precisión los requisitos que deben ser cumplidos para poder otorgar la conexión.

- d) El OR y el interesado firmarán el correspondiente Contrato de Conexión, a más tardar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de la remisión del resultado de viabilidad técnica.

El no cumplimiento del plazo para firmar el Contrato de Conexión, por parte del usuario o del agente que requiere la conexión, liberará al OR de mantener la potencia instalada de transporte asignada y ésta podrá ponerse a disposición de otro solicitante.

La potencia instalada de transporte asignada estará disponible durante seis (6) meses a partir de la fecha de aprobación y tendrá plenos efectos a partir de la fecha de puesta en servicio del proyecto de conexión.

- e) Si el AGPE desiste de la ejecución de su proyecto de conexión al OR o el proyecto no entra en operación en la fecha establecida en el contrato de conexión con por lo menos el 90% de la potencia instalada de autogeneración, se liberará la capacidad de transporte no empleada.
- f) Antes de efectuar la conexión del AGPE al sistema deben efectuarse las pruebas pertinentes a fin de asegurar el correcto funcionamiento de todos los dispositivos. En caso de encontrar deficiencias en su operación, el OR no podrá conectar al AGPE hasta tanto sea subsanada la falla. El OR deberá coordinar con el AGPE el plan de pruebas a realizar e informar con por lo menos 48 horas de antelación la fecha prevista para su realización.
- g) El OR podrá verificar las condiciones de conexión en cualquier momento. En caso de que durante la visita se encuentren incumplimientos en alguna de las características contenidas en el contrato de conexión o que el autogenerado incumpla alguna de las normas de calidad de la potencia, el OR procederá a deshabilitar la conexión del AGPE hasta que sea subsanada la anomalía encontrada. De llegarse a encontrar diferencias entre las características pactadas en el contrato de conexión y las reales, los costos producidos por la visita serán cubiertos por el AGPE.



En el evento en que, por cualquier circunstancia, el acceso del OR a las instalaciones del AGPE se limite, el OR podrá deshabilitar la conexión hasta tanto sea subsanado el hecho. En este caso, los costos de las visitas correrán a cargo del AGPE.

En los casos en que el OR no ejecute alguna de las acciones aquí indicadas en los plazos otorgados para tal fin o que el informe de rechazo de conexión no contenga los elementos indicados, el potencial AGPE deberá registrar dicho comportamiento en la página web del OR.

Cualquier conducta llevada a cabo por un operador de red o comercializador que dificulte, excluya u obstruya la conexión de un AGPE podrá ser investigada y sancionada en el marco de las competencias de la Superintendencia de Industria y Comercio. Igualmente, el usuario deberá informar dicha situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia.

**Parágrafo 1.** El procedimiento de conexión que debe seguirse para los autogeneradores a gran escala con capacidades entre 1 MW a 5 MW corresponde al indicado en este artículo.

**Parágrafo 2.** En caso de que se deba seguir este procedimiento para la conexión de AGPE o GD menores a 0,1 MW, se deberá diferenciar el contenido de los estudios de conexión a aplicar considerando el tamaño y su efecto sobre la red.

- En el “Artículo 12. Conexión al STR o SDL de AGPE y GD en caso de incumplimiento de los estándares técnicos de disponibilidad del sistema” establece:

En los casos que se haya identificado que no se cumplen los estándares establecidos en el artículo 5 se deberá seguir el procedimiento establecido en el artículo 11, diferenciando las condiciones a solicitar según el tamaño del potencial AGPE o DG.

En cualquier caso, los costos y gastos que se ocasionen para aumentar la capacidad de la red para poder atender la conexión del potencial usuario AGPE o GD serán cubiertos por el solicitante y podrán ser incluidos en el contrato de conexión.

- En el “Artículo 13. Sistema de medición para AGPE y GD” establece:
  - a) AGPE que entrega excedentes: debe cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, a excepción de las siguientes obligaciones: i) contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 de la Resolución CREG 038 de 2014, ii) la verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el artículo 23 de la

Resolución CREG 038 de 2014 y iii) el reporte de las lecturas de la frontera comercial al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.

En el caso de los consumos de energía, el sistema de medición debe cumplir los requisitos mínimos definidos en la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya de acuerdo con su condición de usuario regulado o no regulado.

En los casos que el AGPE sea atendido por el comercializador integrado con el OR, este comercializador tiene la obligación de reportar las medidas de los AGPE al ASIC dentro de las 48 horas del mes siguiente al de la entrega de energía.

- b) GD: Los generadores distribuidos deben cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, incluidas la obligación de contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 y la de la verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.

- En el “Artículo 14. Fronteras comerciales” establece:

Fronteras comerciales. El comercializador que represente al AGPE deberá cumplir con lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011 y demás normas que la modifiquen o sustituyan, para registrar su frontera de comercialización y su frontera de generación en las condiciones del artículo 4 de la mencionada resolución.

En el caso de aquellas fronteras que no tengan obligación de registro en el MEM, el comercializador que representa la frontera deberá informar al ASIC los valores de energía consumida y de energía generada en los formatos designados por el ASIC para tal fin. A partir del Artículo 15 se establecen los criterios para la comercialización de la energía para estos generadores.

## **5.5 Comentarios finales respecto a la regulación vigente en Colombia**

El Gobierno Nacional de Colombia por medio de la Ley 1715 de 2014 [3.5] promueve la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, teniendo por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente

aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.

Como resultado de este documento, entidades como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) han emitido una serie de documentos con el objetivo de facilitar la integración de dicha ley al contexto eléctrico colombiano.

Dentro de los documentos emitidos por la Comisión se encuentra la Resolución CREG 030 de 2018, la cual fue comentada en el numeral 5.4. Como se pudo observar, esta resolución regula las actividades de AGPE y de GD en el SIN. Sin embargo, existen antecedentes regulatorios de integración de generación menor a 5 MW al SIN [5.1 – 5.3], lo cual genera un interés por verificar la relación que existe entre estos documentos. Al observar la evolución normativa dentro de esta temática se aprecia que las resoluciones anteriores, en conjunto con la Resolución 030 de 2018, presentan coherencia respecto a las definiciones planteadas.

A pesar de que estas regulaciones facilitan la integración de AGPE, AGGE y GD al SIN, se observa un vacío normativo para la conexión de AGGE mayores a 5 MW y GD mayores a 0.1 MW. Sin embargo, al no estar dentro del alcance de este estudio, no se profundizará en el desarrollo de esta situación.

## **5.6 Referencias**

- [5.1] Resolución CREG 025 de 1995. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, 1995.
- [5.2] Resolución CREG 070 de 1998. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, 1998.
- [5.3] Resolución CREG 106 de 2006. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, 2006.
- [5.4] Resolución CREG 030 de 2018. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, 2018.

## **6 ANEXO 2: RESUMEN DE DOCUMENTOS CONSULTADOS DEL CNO Y ASOCIADAS AL OBJETO DEL CONTRATO**

Se revisaron los siguientes archivos:

1. Formato de solicitud de conexión simplificado [6.1].
2. Lineamientos estudio de conexión simplificado [6.2].
3. Anexo 1. Pruebas curvas de capacidad [6.3].
4. Anexo 2. Lista de chequeo de protecciones [6.4].
5. Anexo 3. Procedimiento pruebas de protecciones [6.5].
6. Acuerdo [6.6].
7. Soporte de Acuerdo 1322 [6.7].
8. Documentación y pruebas requeridas [6.8].

A continuación, se presentan algunos aspectos relacionados con cada documento.

### **6.1 Lineamientos y contenido estudio de conexión simplificado para AGPE en el rango de capacidad entre 0.1 y 1, y AGGE menor a 5 MW**

Este documento tiene como objetivo “Indicar las especificaciones de cada uno de los análisis eléctricos que se requieren para estudiar la solicitud de conexión de sistemas de Autogeneración en el rango de capacidad [0.1-5] MW, de acuerdo a lo dispuesto en la resolución CREG 030 de 2018”.

Tiene como ámbito de aplicación de las solicitudes de conexión nuevas y modificación de conexiones existentes:

- Autogeneradores de Pequeña Escala [AGPE] con potencia instalada entre 0.1 MW y 1 MW, con y sin entrega de excedentes de energía a la red.
- Autogeneradores de Gran Escala [AGGE] con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW, con y sin entrega de excedentes de energía a la red.
- Autogeneradores de pequeña escala [AGPE] con entrega de excedentes a la red menores o iguales a 0.1 MW y Generadores Distribuidos [GD], que no cumplan con los estándares técnicos de disponibilidad del sistema, establecidos en el artículo 5 de la resolución CREG 030 de 2018.

Está dividido en 6 numerales, como sigue: resumen ejecutivo, descripción y ubicación del proyecto, parámetros eléctricos de los equipos del proyecto y de operación declarados por el usuario interesado en conectarse, momento de entrega de la información por parte del Operador de Red-OR para la realización del estudio, información necesaria para elaborar el estudio y estudio eléctrico.

## **6.2 Documentación y pruebas requeridas para la conexión de generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala hasta 5 MW en el SIN colombiano**

Este documento contiene las pruebas requeridas para la conexión de la GD, AGPE y AGGE al SIN, y cubre el encargo regulatorio de la Resolución CREG 030 de 2018, mediante la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional-SIN.

Adicionalmente, está dividido en los siguientes numerales: alcance, definiciones, consideraciones, requisitos de documentación y verificaciones, y aplicación de los requisitos para los sistemas de generación.

## **6.3 Procedimiento general propuesto para la realización de pruebas de verificación de la curva de capacidad para autogeneradores considerando la resolución CREG 030 de 2018**

Este documento tiene como objeto documentar el procedimiento general para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad PQ para autogeneradores a gran escala con una capacidad entre 1 y 5 MW que entreguen excedentes a la red.

Adicionalmente, está dividido en los siguientes numerales: alcance, definición de puntos a probar, procedimiento, cálculo de tolerancias asociadas al resultado de las pruebas e informe de resultados.

## **6.4 Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional SIN colombiano para los niveles de tensión 1, 2 y 3**

Este documento es un archivo en formato en Excel que considera la lista de chequeo de los requerimientos de protecciones necesarios para la conexión de sistemas de generación en el SIN en niveles de tensión 1, 2 y 3.

Esta lista contiene los siguientes apartados: datos generales, características de la conexión del sistema de generación en la red del OR, requisitos para sistemas de generación sincrónicos, requisitos para sistemas de generación de inducción, requisitos para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable con agregado de generación potencia menor o igual que 250kW, requisitos para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable con agregado de generación potencia mayor que 250kW, protección anti-isla, tiempos de desconexión

y reconexión del sistema de generación, registro de eventos, documentación y comentarios generales.

#### **6.5 Procedimiento general para realizar pruebas a equipos de protección de sistemas de generación considerados en la resolución CREG 030 de 2018**

Este documento tiene como objeto presentar el procedimiento básico para realizar pruebas a las funciones de protección mínimas de sistemas de generación menores a 5 MW, enmarcados en la resolución CREG 030 de 2018.

Adicionalmente, está dividido en los siguientes numerales: consideraciones y procedimiento general de validación, el cual está dividido en validaciones iniciales básicas, pruebas básicas e informe de resultados.

#### **6.6 Soporte técnico Acuerdo CNO 1322**

Este documento contiene el soporte técnico para definir los requisitos de protecciones de sistemas de generación indicados en el Acuerdo CNO 1322.

Adicionalmente, está dividido en los siguientes numerales: alcance, definiciones, sistema de generación basados en inversores, simulaciones (simulaciones EMTP/ATPDraw y simulaciones PSS), requerimientos de los sistemas de protección (protección principal, protección anti-isla, transformadores de tensión y equipos de interrupción), resumen de requisitos de protecciones en otras regulaciones, coordinación de protecciones en el SDL, conexiones monofásicas de generadores, desafíos de los sistemas de protección en el SDL, conclusiones, referencias y anexos.

#### **6.7 Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano**

Los requisitos descritos en el presente documento están enfocados a cubrir los requerimientos de protecciones desde el punto de vista sistémico; el objetivo es asegurar que el sistema de potencia opere dentro de los rangos operativos establecidos en la regulación vigente y así, evitar riesgos en la operación del Sistema Interconectado Nacional. Es importante resaltar que este documento tiene cuatro revisiones desde el 2018 hasta el 2020.

Adicionalmente, está dividido en los siguientes numerales: alcance, definiciones, regulación aplicable, consideraciones, sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los

niveles de tensión 4 o superior, sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 o SDL, equipos de registro de eventos y referencias.

#### **6.8 Formulario simplificado para solicitud de conexión de autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos con potencia instalada menor o igual a 0.1 MW**

Este documento es un archivo en formato en Excel que considera: i) formulario simplificado para solicitud de conexión de autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos con potencia instalada menor o igual a 0.1 MW, y ii) anexo general del formulario simplificado para solicitud de conexión de autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos con potencia instalada menor o igual a 0.1 MW.

El Formato de Conexión Simplificado contiene los siguientes numerales: tipo de generación, información del cliente, información del inmueble, tipo de tecnología utilizada, información de la tecnología de generación de energía (aplica para generación basada en inversores), información de la tecnología de generación de energía NO basada en inversores, datos del punto de conexión, protección Anti-isla (características de la protección a instalar), documentos que debe aportar el solicitante para la aprobación de la solicitud de la conexión del proyecto, condiciones que debe tener en cuenta el solicitante para la aprobación de la conexión del proyecto, información del sistema de medición, proyecciones de energía generada y consumida (kWh-mes) y observaciones.

El Anexo General incluye un chequeo de requisitos de acuerdo al Artículo 10.1.1 del RETIE, para un rango de 0-100 kW con y sin entrega de excedentes a la red del SDL o STR. Esta lista está clasificada con las letras A y B, asociadas a los requisitos previos a la conexión (si así lo establece el Inspector de cumplimiento del RETIE) y a los requisitos necesarios para estudiar la solicitud de conexión, respectivamente.

#### **6.9 Comentarios finales respecto a los documentos del CNO**

De los documentos del CNO se observa:

- Los soportes técnicos para el Acuerdo 1322 (con el cual se crean los formatos de solicitud y estudio de conexión), se encuentran suficientemente documentados y sustentados en la normatividad colombiana, norma internacional y literatura especializada.
- Adicionalmente, se proporcionan en detalle las simulaciones necesarias para soportar las solicitudes descritas en todos los formularios.

## **6.10 Referencias**

- [6.1] Lineamientos y contenido estudio de conexión simplificado para AGPE en el rango de capacidad entre 0.1 y 1, y AGGE menor a 5 MW. Consejo Nacional de Operación.
- [6.2] Documentación y pruebas requeridas para la conexión de generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala hasta 5 MW en el SIN colombiano. Consejo Nacional de Operación.
- [6.3] Procedimiento general propuesto para la realización de pruebas de verificación de la curva de capacidad para autogeneradores considerando la resolución CREG 030 de 2018. Consejo Nacional de Operación.
- [6.4] Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional SIN colombiano para los niveles de tensión 1, 2 y 3. Consejo Nacional de Operación.
- [6.5] Procedimiento general para realizar pruebas a equipos de protección de sistemas de generación considerados en la resolución CREG 030 de 2018. Consejo Nacional de Operación.
- [6.6] Soporte técnico Acuerdo CNO 1322. Consejo Nacional de Operación.
- [6.7] Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano. Consejo Nacional de Operación.
- [6.8] Formulario simplificado para solicitud de conexión de autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos con potencia instalada menor o igual a 0.1 MW. Consejo Nacional de Operación.



## **7 ANEXO 3: RESUMEN DE COMENTARIOS DE AGENTES DEL SECTOR**

### **7.1 Comentarios ASOCODIS**

Se revisó el documento “Estatuto de generación distribuida (Propuesta de ASOCODIS)” [7.1]. Este documento es una propuesta de lineamientos generales para reglamentación de la Generación Distribuida en lo que denominan el “Estatuto de Generación Distribuida”, con el cual, desde la visión de los distribuidores-comercializadores de energía eléctrica del país, buscan plantear una serie de reglas comunes que permitan la estandarización de criterios y procedimientos de conexión. Este documento es de una fecha anterior a la emisión de la Resolución CREG 030 de 2018 (Julio de 2017), y se puede observar que los aspectos más relevantes recomendados por esta Asociación en este documento están involucrados en dicha resolución, razón por la cual no serán mencionados en este capítulo, ya que fueron documentados en el anexo 1.

### **7.2 Comentarios Colombia Inteligente**

Se revisaron los siguientes documentos:

1. Lineamientos estratégicos - Conexión GD/AG [7.2].
2. Recursos energéticos distribuidos - Lecciones aprendidas para su conexión [7.3].
3. Recursos energéticos distribuidos – Acciones para su integración [7.4].

El primer documento tiene como objetivo generar recomendaciones en busca de habilitar la inserción confiable, segura y ágil de la Generación Distribuida (GD) y Autogeneración (AG) en el sistema eléctrico colombiano considerando tópicos tecnológicos, normativos, regulatorios con base en propuestas sectoriales y las lecciones aprendidas de las empresas y entidades [7.2].

En el numeral “3.1. Habilitadores técnicos” se listan las acciones de carácter técnico, las cuales se refieren a aquellas acciones asociadas a procesos, normas y certificaciones que tienen impacto técnico en la conexión de generación distribuida. En este numeral presentan una tabla que condensa un listado de barreras para el desarrollo masivo de la GD, donde proponen una serie de acciones para superar dichas barreras, las cuales están categorizadas con prioridad alta, media o baja. Las acciones propuestas son:

1. Reportar la intención de conexión al OR (georeferenciación, potencia de consumo de la red, potencia de autogeneración, potencia de excedente, tipo tecnología).

2. Homologar terminología y características normativas respecto a la topología de la red donde se conecta la GD (alimentador, circuito, transformador, ramal, entre otras).
3. Simplificar el proceso de conexión para sistemas por debajo de 0,1 MW. Sin embargo, se debe tener en cuenta la capacidad instalada agregada en cada punto de conexión o en el área de influencia del proyecto por lo que el OR deberá validar el impacto sobre el sistema para la solicitud de estudios.
4. Homologar propuesta normativa para los requerimientos de conexión (estatuto ASOCODIS, IEEE 1547, IEC 61727).
5. Definir metodología de evaluación de impacto a la red (señal de eficiencia) en función de la característica de cada circuito o área de influencia donde se conectará la GD.
6. Definir que la exigencia del límite de capacidad instalada sea en función de la capacidad disponible a inyectar a la red (exigencia de cumplimiento para cualquier condición de la carga).
7. Implementar arquitecturas y protocolos estándar para la red de telecomunicaciones.
8. Normalizar la posibilidad de que el OR pueda intervenir activos del usuario, en escenarios donde se requiera garantizar la operación segura del sistema.
9. Definir criterios en los que el OR deben solicitar estudios adicionales para la GD.
10. Diseño de procedimiento estándar de conexión. Esquema de transición para adaptarse a las nuevas exigencias por tipo de tecnología y/o capacidad GD. Límites de tiempo en cada etapa (calidad vs planeación).
11. Implementar programas para viabilizar y empoderar la masificación en el uso de medidores inteligentes.
12. Caracterizar la GD por intención de ser o no ser autogenerador como criterio para exigir los estudios de conexión.
13. Validar que los procesos actuales de certificación incluyan la verificación de la normativa vigente para las funcionalidades definidas para la medición inteligente.

De estas acciones, las primeras nueve son categorizadas con prioridad alta, las siguientes dos con prioridad media y las últimas dos con prioridad baja.

Posteriormente, en el numeral 3.2 “Empoderamiento del usuario” presentan las barreras y acciones con impacto en las relaciones entre los usuarios finales y los demás agentes del sector, categorizadas con la misma prioridad definida anteriormente. Las acciones propuestas son:

1. Fortalecer la relación usuario-OR y formación al usuario.
2. Desarrollar mecanismos de difusión y obligación a los proveedores de informar los requerimientos para la conexión y operación. Definir lista de chequeo pública para el usuario.

3. Diseñar y socializar cartilla de seguridad de instalaciones GD (sistemas AC/DC, y civiles).
4. Fomentar planes tarifarios intra-diarios en función del tipo de GD (capacidad, disponibilidad) y consumo (energía, potencia).
5. Fomentar planes tarifarios intra-diarios en función del tipo de GD (capacidad, disponibilidad) y consumo (energía, potencia).

De estas acciones, todas son categorizadas con prioridad alta.

El segundo documento hace referencia a las lecciones aprendidas y algunas recomendaciones. En este documento, en el numeral “2.1. Formato de solicitud de conexión”, presentan la información de la Tabla 7.1.

**Tabla 7.1 Lecciones aprendidas y recomendaciones en formato de solicitud [7.3]**

Lección aprendida	Recomendación
Se ha observado un subregistro de las instalaciones de AGPE y GD, debido a que no son identificables por el operador de red y se encuentran en el interior de las instalaciones del cliente	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ampliar el periodo permitido de registro a sistemas ya instalados</li> <li>• Definir mecanismo con el debido proceso para intervenir las instalaciones de AGPE y GD sin legalización. Si bien, está previsto en la regulación, en la práctica es difícil de aplicar</li> <li>• Estandarizar formato simplificado y requerimientos para instalaciones mayores a 100 kW que impacten la seguridad y confiabilidad del sistema (alinear con los límites propuestos en la actualización del Acuerdo CNO 1071)</li> </ul>
La falta de información completa y oportuna por parte de algunos promotores ha generado apatía de los clientes por el procedimiento de conexión (tiempos y costos adicionales)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortalecer y fomentar programas de capacitación tanto a los usuarios como a los promotores de proyectos en AGPE y GD</li> <li>• Construir base de datos con promotores, diseñadores, distribuidores e instaladores de proyectos en AGPE y GD con niveles de capacitación mínima</li> </ul>

En el numeral “2.2. Tiempos asociados al proceso de conexión”, presentan la información de la Tabla 7.2.

**Tabla 7.2 Lecciones aprendidas y recomendaciones tiempos asociados [7.3]**

Lección aprendida	Recomendación
Para sistemas mayores a 100 kW, se han identificado solicitudes de conexión que muestran lentitud o poco interés para concretar su conexión bloqueando la instalación de otros usuarios que si tienen la intensión firme de conectarse	Implementar una mayor exigencia respecto al monto de la garantía de capacidad de transporte (hoy 1 USD/ kW es muy bajo), además de tiempos o criterios específicos para la liberación del punto de conexión si no se tiene avance en los hitos de control (la regla quedó bastante exigente para menores a 100 kW, pues a los 6 meses de aprobado el punto de conexión, si no entra en operación se pierde la capacidad y se libera el punto de conexión)
El proceso de revisión jurídica del contrato de conexión por parte de las partes interesadas ha generado retrasos no previstos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer un contrato estándar para que no sea a voluntad de las partes (símil contrato de condiciones uniformes)</li> <li>• Habilitar mecanismos digitales ágiles y simples para la formalización del contrato (por ejemplo, en telecomunicaciones los contratos se formalizan mediante una llamada, Ley 527 de 1999, Decreto 2364 de 2012)</li> </ul>
Las solicitudes presentadas por algunos autogeneradores pequeños no cumplen con los requerimientos mínimos exigidos o en exceso por la regulación y el operador de red (formatos, planos, información) lo cual genera retrasos y reprocesos por la falta de conocimiento del cliente	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fomentar la capacitación de los clientes acerca de los requerimientos específicos para realizar el proceso de solicitud de conexión</li> <li>• Validar los requisitos solicitados por parte de los OR para sistemas menores a 100 kW y eliminar aquellos que dificultan el trámite y no aportan (por ejemplo, planos que sean con el modelo propio de cada OR, radicación en físico de documentos, procesos administrativos, etc)</li> </ul>
Se presentan diversidad en los tiempos de respuesta a las solicitudes por parte de algunos Operadores de Red que conllevan a procesos no ágiles ni oportunos	Monitorear permanentemente el nivel de ejecución de los tiempos establecidos por la regulación y habilitar herramientas digitales para que los usuarios puedan de forma ágil y oportuna realizar quejas y reclamos cuando los operadores de red incumplan los tiempos definidos

En el numeral “2.3. Conexión de AGPE y GD”, presentan la información de la Tabla 7.3.

**Tabla 7.3 Lecciones aprendidas y recomendaciones conexión de los AGPE/GD [7.3]**

Lección aprendida	Recomendación
La coexistencia de instalaciones antiguas con las nuevas genera incertidumbre para el usuario respecto a la certificación RETIE (infraestructura existente se debe ajustar a los nuevos requerimientos). Sumado a que no se tiene una	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La exigencia de la certificación debe ser solo sobre el nuevo sistema instalado, no sobre toda la instalación</li> <li>• Definir requerimientos de certificación simplificados para instalaciones de baja capacidad, por debajo de 100 kW.</li> </ul>

Lección aprendida	Recomendación
cultura de certificación de las instalaciones y los productos utilizados.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Trabajar en la homologación de los criterios para certificación por parte de las entidades encargadas considerando que el RETIE debería definir una certificación especial para este tipo de instalaciones básicas de menor tamaño e inversión donde se garantice la seguridad eléctrica a costos eficientes</li> </ul>
El usuario desconoce las exigencias regulatorias o reglamentarias como el cumplimiento del acuerdo CNO 1071, respecto a las protecciones para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema	<ul style="list-style-type: none"> <li>Revisar la exigencia de reconectores para instalaciones de baja capacidad instaladas en el Nivel 2 (alinear con los límites propuestos en la actualización del Acuerdo CNO 1071)</li> <li>Avalar las pruebas en fábrica de los productos certificados, por ejemplo, los inversores, para no repetir pruebas que no agregan garantías adicionales, se evitan costos adicionales y procesos ineficientes</li> </ul>
El mercado esperaba mecanismos simplificado del RETIE, sin embargo, es necesario garantizar las condiciones de seguridad para las instalaciones y las personas que no son previstas por el mercado	Definir diseños e instalaciones estandarizadas, a las cuales no se les solicite certificación adicional. Es decir, si un cliente se acoge el diseño, productos y materiales certificado ya se estaría certificando la instalación
No se cuenta con capacitaciones exigibles en riesgos eléctricos derivados de la instalación de AGPE y GD, y los requisitos de seguridad industrial	Fomentar a nivel nacional el diseño de programas técnicos y tecnológicos que integren conocimientos en el nuevo tipo de instalaciones, principalmente en la seguridad de las instalaciones. No solo considerando la GD sino también otros recursos como las instalaciones para la respuesta de la demanda, los vehículos eléctricos y el almacenamiento de la energía
Los requerimientos de protecciones para instalaciones de autogeneración han llevado a los usuarios a desinteresarse acerca del desarrollo de la AGPE	Realizar estudio que evalúe y defina el balance entre lo técnico y lo económico, de tal forma que no se generen sobrecostos innecesarios para este tipo de instalaciones (alinear con los límites propuestos en la actualización del Acuerdo CNO 1071)
Se requiere realizar evaluaciones integrales, por ejemplo, la capacidad de la infraestructura civil y eléctrica (experiencias en estándares internacionales y el reglamento RITEL de telecomunicaciones)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se debe propender por la estandarización de techos y cubiertas en las construcciones futuras para facilitar la instalación de la infraestructura de paneles solares en techos y así lograr que los costos de adecuación de la obra civil para la instalación AGPE disminuya.</li> <li>Incluir en el análisis de resistencia, bajo la norma NSR-10, la consideración de la carga muerta kg/m<sup>2</sup> mínima requerida en las superficies que soporten las estructuras fotovoltaicas u otras</li> </ul>
Se han evidenciado productos con menor vida útil o baja calidad (paneles, celdas o inversores)	Implementar mecanismos de monitoreo para garantizar el cumplimiento de los requisitos de certificación de producto

En el numeral “2.4. Requerimientos de medición”, presentan lo siguiente ver Tabla 7.4.

**Tabla 7.4 Lecciones aprendidas y recomendaciones en medición [7.3]**

Lección aprendida	Recomendación
Se han presentado limitaciones asociados a equipos que generan costos no previstos por los clientes	Trabajar en la masificación del AMI, priorizando los usuarios con intención de instalar autogeneración y generación distribuida (en algunos casos se ha optado por suministrar el medidor por parte del OR y/o el comercializador incumbente para realizar monitoreo y seguimiento a la autogeneración y GD y reducirle los costos de inversión al usuario y mitigar los riesgos con la interoperabilidad y ciberseguridad de los equipos a costos eficientes)
Se evidencia la duplicación de equipos de medida por facturación de comercializadores que han generado sobrecostos para la instalación de AGPE y GD	Homologar y asignar la responsabilidad de la medida al operador de la red, definir los requisitos y funciones para suministrar datos a los clientes y agentes autorizados por este. Considerando que hay información que es de uso exclusivo para la operación del sistema eléctrico, información privada del usuario que no puede habilitarse a terceros e información asociada al servicio de índole comercial o para servicios de valor agregado que puede ser habilitada para generar procesos competitivos a nivel de la comercialización de la energía
Los requisitos en medición traen consigo que los dispositivos (individuales o concentrados) hagan un uso masivo de la red de telecomunicaciones, demandando servicios que garanticen altos niveles de seguridad y confiabilidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se requiere establecer los requisitos en telecomunicaciones para soportar el despliegue de la medida para AGPE y GD (se generan sobrecostos especialmente para instalaciones individuales y con limitaciones en la cobertura)</li> <li>• En el proceso de diseño de los sistemas de telecomunicaciones y gestión de la información, analizar las diferencias de los usuarios por ubicación y dispersión/concentración donde se puedan considerar protocolos menos robustos en infraestructura y plataformas pero que igual garantizan los niveles de interoperabilidad y ciberseguridad a costos eficientes</li> </ul>

El tercer documento tiene como objetivo brindar lineamientos estratégicos para la integración de los recursos energéticos distribuidos al sector eléctrico colombiano [7.4]. Este documento en los numerales 3.1.1., 3.1.2, 3.1.3 y 3.1.4 presentan la misma información de las 7.1, 7.2, 7.3 y 7.4, respectivamente.

### 7.3 Comentarios XM

Se revisa el documento “E-2020-011950 XM” con fecha de radicación del 30 de septiembre del 2020 [7.5], el cual hace referencia a la Circular 088. En este documento en el “Numeral 2.1. Anexo 1 - Pruebas Curva de Capacidad”, se realizan los siguientes comentarios:

- Se propone que se incluyan requerimientos mínimos de curva de carga para generadores y autogeneradores conectados a nivel de SDL.
- Se propone que se defina el punto para verificar la curva de carga para las unidades de generación o autogeneradores eólicos o solares fotovoltaicos conectados a nivel de SDL (punto de conexión, bornes de inversores, etc). En general se propone unificar el punto donde se solicite y se evalúe esta curva tanto para generación sincrónica como para generación renovable no convencional.
- Queda pendiente definir la transitoriedad para que los autogeneradores objeto de la Resolución CREG 030 de 2018 realicen las pruebas correspondientes

#### **7.4 Comentarios finales**

En los documentos revisados en este capítulo se observa que hay un interés general de los agentes y organizaciones del sector por proponer estudios que faciliten la integración de generadores, cogeneradores y autogeneradores hasta de 5 MW. Estos documentos focalizan sus comentarios y propuestas en aspectos técnicos, normativos y económicos, con el propósito de garantizar la seguridad, la calidad y la confiabilidad del SIN.

#### **7.5 Referencias**

- [7.1] Estatuto de generación distribuida – Propuesta de ASOCODIS. Bogotá, Julio de 2017.
- [7.2] Lineamientos estratégicos - Conexión GD/AG. Colombia Inteligente. Documento de trabajo. Abril de 2018.
- [7.3] Recursos energéticos distribuidos - Lecciones aprendidas para su conexión. Colombia Inteligente. Documento de trabajo. Noviembre de 2019.
- [7.4] Recursos energéticos distribuidos – Acciones para su integración. Colombia Inteligente. Documento de trabajo. Abril de 2020.
- [7.5] Documento E-2020-011950 XM del 30 de septiembre de 2020.

## 8 NORMAS Y GUÍAS TÉCNICAS INTERNACIONALES IEEE, CIGRE Y EL RETIE

### 8.1 IEEE Standard 1547

La norma IEEE 1547 es un estándar para la interconexión de recursos energéticos distribuidos en sistemas eléctricos de potencia. Este estándar fue el primero de una serie de estándares desarrollados por el Comité Coordinador de Normas IEEE 21, *IEEE Standards Coordinating Committee 21* (SCC 21), que desarrolla estándares en las áreas de pilas de combustible (*fuel cells*), energía fotovoltaica (*photovoltaics*), generación dispersa (*dispersed generation*) y almacenamiento de energía (*energy storage*). La Tabla 8.1 presenta la familia de estándares IEEE 1547, es decir, la norma IEEE 1547 y unos estándares, documentos, anexos o guías complementarias.

**Tabla 8.1 Familia de estándares IEEE 1547**

Norma IEEE	Título	Descripción
1547- 2018	Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces	Esta norma proporciona especificaciones técnicas y de prueba, establece criterios y requisitos, para la interconexión e interoperabilidad de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) con sistemas de energía eléctrica (EPS)
1547.1- 2020	Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces	Este estándar proporciona pruebas y procedimientos para verificar la conformidad de los recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) con IEEE Std 1547
1547.2- 2008	Application Guide for IEEE Std 1547, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems	Esta guía facilita el uso de IEEE Std 1547-2003 al caracterizar varias formas de tecnologías de recursos distribuidos (DR) y sus problemas de interconexión asociados
1547.3- 2007	Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems	Esta guía proporciona pautas para la supervisión, el intercambio de información y el control de recursos distribuidos (DR) interconectados con sistemas de energía eléctrica (EPS)
1547.4- 2011	Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems	Esta guía está destinada al diseño, operación e integración de los sistemas de isla de recursos distribuidos (DR) con sistemas de energía eléctrica (EPS)
1547.6- 2011	Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks	La norma proporciona recomendaciones relevantes para el desempeño, operación, pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión

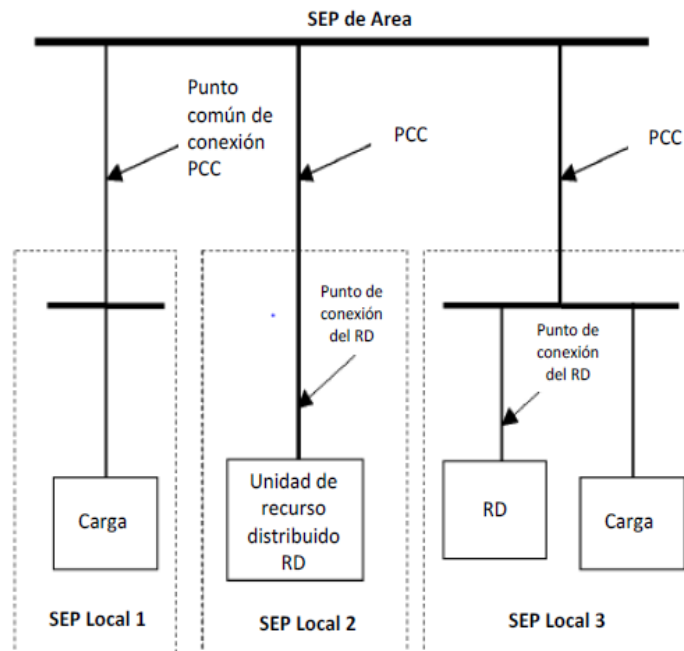


Norma IEEE	Título	Descripción
1547.7-2013	Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection	Esta guía describe una metodología para realizar estudios de ingeniería del impacto potencial de un recurso distribuido interconectado a un sistema de distribución de energía eléctrica
929-2000	Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems	Contiene las prácticas recomendadas para asegurar la compatibilidad de los sistemas fotovoltaicos (PV) que están conectados con la red eléctrica (EPS)

Las siguientes definiciones hacen parte del estándar IEEE 1547 [8.1]:

- Sistema Eléctrico de Potencia (SEP): instalaciones que entregan energía eléctrica a una carga. NOTA: Puede incluir unidades de generación.
- Sistema de energía eléctrica de área (Área SEP): un SEP que atiende a los SEP locales.
- Operador del sistema de energía eléctrica de área (operador de EPS de área): La entidad responsable de diseñar, construir, operar y mantener el Área SEP.
- Recurso Energético Distribuido (RED): una fuente de energía eléctrica que no está conectada directamente a una red de energía local. El incluye tanto generadores como tecnologías de almacenamiento de energía capaces de exportar energía activa a un SEP. Un sistema de interconexión o un dispositivo RED suplementario que es necesario para cumplir con esta norma es parte de un RED. NOTA: Las cargas controlables utilizadas para la respuesta a la demanda no se incluyen en la definición de RED.
- Operador de recursos energéticos distribuidos (operador RED): entidad responsable de operar y mantener el recurso energético distribuido.
- Unidad de recursos energéticos distribuidos (unidades RED): un dispositivo RED individual dentro de un grupo de RED que forma colectivamente un sistema.
- Entidad de gestión de recursos de energía distribuida (entidad de gestión de RED): una entidad que monitorea y administra el RED a través de interfaz de comunicación RED local. La entidad de gestión de RED podría ser, por ejemplo, una empresa de servicios públicos, un agregador, un sistema de gestión de energía de un edificio u otro.
- Dispositivo RED suplementario: cualquier equipo que se utilice para obtener el cumplimiento de algunos o todos los requisitos de interconexión de esta norma. NOTA: Se incluyen bancos de condensadores, filtros de armónicos que no forman parte de una unidad RED, dispositivos de protección, controladores de planta, etc.
- Interconexión: resultado del proceso de incorporación de RED a un SEP de Área, ya sea directamente o mediante instalaciones intermedias de SEP Local.

- Equipo de interconexión: dispositivos individuales o múltiples utilizados en un sistema de interconexión.
- Sistema de interconexión: la colección de todos los equipos y funciones de interconexión e interoperabilidad, tomados en conjunto, utilizados para interconectar un RED a una SEP de Área.
- Interoperabilidad: la capacidad de dos o más redes, sistemas, dispositivos, aplicaciones o componentes para intercambiar externamente y utilizar fácilmente información de forma segura y eficaz.
- Punto común de conexión (PCC): punto de conexión entre el Área SEP y el SEP Local (ver Figura 8.1 PCC y PoC [8.2]).
- Punto de conexión de recursos energéticos distribuidos (PoC): punto donde una unidad RED está conectada eléctricamente en un SEP local y cumple con los requisitos de esta norma excluyendo cualquier carga presente en la parte respectiva del SEP local (ver Figura 8.1 PCC y PoC [8.2]).



**Figura 8.1 PCC y PoC [8.2]**

La sincronización muestra los límites de los parámetros de sincronización planteados por la norma IEEE 1547.2-2008 [8.1], para la interconexión síncrona a un sistema eléctrico de potencia, ya sea local o de área. En la Tabla 8.2 se clasifican los RED en tres tamaños de potencia: menor a 500 kVA, entre 500 y 1500 kVA y mayor a 1500 kVA.

**Tabla 8.2 Parámetros de sincronización**

Capacidad instalada en RED (kVA)	Diferencial de frecuencia ( $\Delta f$ , Hz)	Diferencial de tensión ( $\Delta V$ , %)	Diferencial de ángulo de fase ( $\Delta \theta$ , O)
0 - 500	0,3	10	20
> 500 - 1500	0,2	5	15
> 1500	0,1	3	10

El estándar 1547-2018 menciona los siguientes recursos energéticos distribuidos:

1. Turbinas eólicas.
2. Motor sincrónico accionado por motor o turbina.
3. Generadores síncronos.
4. Generadores de inducción.
5. Hidro-generadores síncronos.
6. Inversores de energía solar FV.
7. Inversores de energía combustible.
8. Inversores de energía almacenada.
1. Otras aplicaciones con inversores.

Asimismo, el estándar lista el uso de RED para ciertas aplicaciones:

1. Autogeneración minorista (*retail self generation*).
2. Cogeneración (*combined heat and power*).
3. Recuperación de energía residual (*waste fuel recovery*).
4. Energía renovable.
5. Generación comercial (*merchant generation*).
6. Respaldo crítico (*critical backup*).
7. Autogeneración en horario pico (*peak shaving*).

En el anexo H de la guía IEEE 1547.2-2008 [8.1], se determina si un proyecto para interconectar recursos energéticos distribuidos con sistemas de energía eléctrica califica para un proceso acelerado, simplificado o completo. Para un proceso acelerado, generalmente se requiere que una instalación RED sea menor a 10 kVA, se base en un inversor, y cuente con los equipos certificados. Entre tanto, para que un proyecto realice un proceso simplificado el RED suele ser inferior a 2000 kVA. Para todos los casos se espera que el desarrollador del RED proporcione toda la documentación solicitada y los planos necesarios para la instalación. A continuación, se listan estos procesos [8.3]:

1. Proceso acelerado

- El RED suele ser inferior a 10 kVA y se basa en un inversor.
- La instalación utiliza equipo certificado.
- El RED pasa todas las pruebas requeridas.

2. Proceso simplificado (de vía rápida, *fast-track*)

- El RED suele ser inferior a 2000 kVA.
- El RED pasa todas las pruebas requeridas.
- La instalación utiliza equipo certificado.

3. Proceso completo

- El RED es típicamente más de 2000 kVA.
- El RED ha fallado en las pruebas anteriores.
- El RED no utiliza equipos certificados.

El siguiente es el procedimiento para interconectar recursos energéticos distribuidos con sistemas de energía eléctrica, de acuerdo con el anexo H de la guía IEEE 1547.2-2008 [8.3]:

- a) El desarrollador del RED se comunica con el operador del SEP del área local para conocer los requisitos iniciales para la instalación propuesta.
- b) El operador del SEP del área proporciona los requisitos de interconexión, el formulario de información inicial del proyecto y otra información general, como tablas de tarifas y opciones de medición.
- c) El desarrollador del RED completa el formulario de información del proyecto y proporciona información adicional sobre el proyecto, así como la documentación requerida para las pruebas de proceso acelerado y simplificado.
- d) El operador del SEP del área revisa la información proporcionada y proporciona comentarios si no cumple con los requisitos. El operador del SEP del área también proporciona comentarios al desarrollador del RED sobre los estudios requeridos.
- e) Existe un diálogo continuo entre el desarrollador del RED y el operador del SEP del área para proporcionar una comprensión completa del proyecto y su protección y controles asociados.
- f) El operador del SEP del área realiza los estudios necesarios e informa al desarrollador del RED de los resultados.
- g) Los sistemas tienen poco o ningún impacto y, por tanto, pasan directamente a las fases de construcción y puesta en marcha.

- h) El desarrollador del RED, en colaboración con el operador del SEP del área, completa las pruebas de puesta en servicio y proporciona los resultados al operador del SEP del área y a cualquier autoridad con jurisdicción que requiera los datos.
- i) El operador del EPS del área proporciona detalles de las modificaciones del sistema necesarias. Estos deben incluir el costo estimado, el tiempo estimado de finalización, las consideraciones de interrupción y otras limitaciones del proyecto o construcción.
- j) El desarrollador del RED, y el operador del SEP del área están de acuerdo con las modificaciones del sistema. Se completan las modificaciones del sistema necesarias anterior a la operación de la instalación RED. Todas las partes llegan a un acuerdo sobre el cronograma del proyecto tanto para el área de trabajo del SEP como para el del RED.
- k) El operador del área del SEP y cualquier requisito de la autoridad con jurisdicción se cumplen, se completan todas las pruebas y el área del SEP aprueba el proyecto para su operación completa.
- l) El desarrollador del RED comienza a operar y proporciona la documentación final y cierra el proyecto. La documentación final suele ser un conjunto de planos tal como se construyó para la instalación.

## **8.2 Comentarios finales respecto a la revisión del estándar IEEE 1547**

Los comentarios finales respecto a la revisión del estándar IEEE 1547 se presentan a continuación:

- Como comentario inicial, es valioso el esfuerzo del Regulador en Colombia de especificar los detalles en cuanto a tecnologías, capacidades, requisitos, niveles de tensión, procedimientos, cosas que no se especifican en el estándar IEEE 1547.
- La principal diferencia entre la normatividad colombiana y el estándar IEEE 1547 es el alcance de los términos de Generación Distribuida (GD) para Colombia y de Recursos Energéticos Distribuidos (RED) para el estándar internacional. Mientras que en Colombia la Generación Distribuida se refiere a la producción de energía cerca a los centros de consumo, y Generador Distribuido es la persona jurídica con capacidad menor o igual a 100 kW, la norma IEEE 1547 incluye en el concepto tanto generadores como tecnologías de almacenamiento de energía capaces de exportar energía activa a un sistema eléctrico de potencia, sin restringir su capacidad de generación. Esto último de no restringir la capacidad podría tener como consecuencia una mayor penetración de este tipo de Generador.
- De manera similar al establecimiento regulatorio colombiano que le da atributos al Generador Distribuido constituyéndolo como persona jurídica, el estándar IEEE 1547 responsabiliza de operar y mantener el recurso energético distribuido a una entidad denominada Operador RED u Operador de Recursos Energéticos Distribuidos.

- Un elemento claramente diferenciador es que el estándar IEEE 1547 propone como ente de gestión de recursos de energía distribuida a la: Entidad de Gestión de RED. Esta entidad es la encargada de monitorear y administrar el RED a través de interfaz de comunicación RED local. La Entidad de Gestión de RED podría ser, por ejemplo, una empresa de servicios públicos, un agregador, un sistema de gestión de energía de un edificio u otro. Un agregador es un nuevo tipo de proveedor de servicios energéticos que puede aumentar o moderar el consumo de electricidad de un grupo de consumidores de acuerdo con la demanda total de electricidad en la red.

### 8.3 CIGRE

El Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE), es una asociación internacional permanente, no gubernamental, sin fines de lucro, fundada en 1921, con sede en Francia. Se dedica al desarrollo del sector de suministro de energía a través de la identificación y el desarrollo de soluciones a problemas de la industria, por medio de comités de estudio. Estos comités están organizados en cuatro grupos: Equipos, tecnologías, sistemas, y nuevos materiales y tecnologías de información. A su vez existen varios subcomités de estudio, de los cuales se desprenden gran cantidad de grupos de trabajo [8.4], como se ilustra a continuación:

- Grupo A –Equipos

- A1. Máquinas eléctricas rotativas.
- A2. Transformadores y reactores de potencia.
- A3. Equipos de transmisión y distribución.

- Grupo B - Tecnologías

- B1. Cables aislados.
- B2. Líneas aéreas.
- B3. Subestaciones e instalaciones eléctricas.
- B4. Sistemas DC y electrónica de potencia.
- B5. Protección y automatización.

- Grupo C - Sistemas

- C1. Desarrollo y economía de sistemas de energía.
- C2. Operación y control del sistema de energía.

- C3. Desempeño ambiental del sistema de energía.
- C4. Rendimiento técnico del sistema de potencia.
- C5. Regulación y mercados eléctricos.
- C6. Sistemas de distribución activos y recursos energéticos distribuidos.

- Grupo D - Nuevos materiales y TI

- D1. Materiales y técnicas de prueba emergentes.
- D2. Sistemas de información y telecomunicaciones.

Las referencias consultadas en CIGRE se presentan en la Tabla 8.3.

**Tabla 8.3 Bibliografía consultada en CIGRE (*Technical Brochures*)**

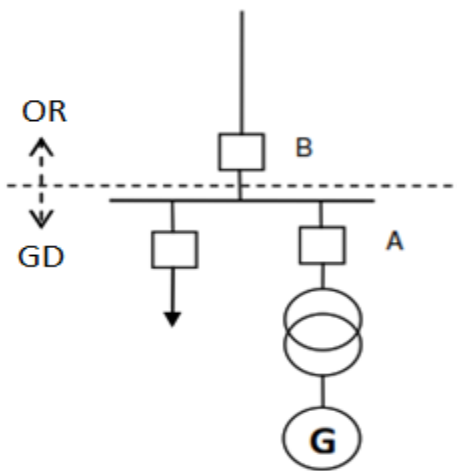
Documento	Título	Descripción
B5.421-2010	The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation	Revisa los métodos anti-isla, junto con la metodología para la evaluación del desempeño de la protección
C6.423-2010	Technical and Commercial Standardization of DER / MicroGrid Components	El objetivo principal es revisar los estándares de comunicación comercial y técnica aplicables a las tecnologías de generación distribuida de baja tensión
C6.450-2011	Grid Integration of Wind Generation	Analiza como la integración de energía eólica cambiará los métodos de planificación y operación de los sistemas de transmisión y distribución
C6.575-2014	Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources	Analiza en detalle los métodos y tecnologías utilizados para la integración de los recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) con la red
B5/C6.613-2015	Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources	Protección de sistemas de distribución con recursos energéticos distribuidos

Cabe aclarar que los documentos CIGRE no son estándares, corresponden a estudios, guías y recomendaciones basadas en los estándares internacionales y regulaciones de distintos países, en su mayoría, los que conforman la Comunidad Europea. Los grupos de estudio que son de interés para este proyecto corresponden a B5 y C6.

Los informes y/o folletos abordados tienen como objetivo identificar el impacto en los esquemas de conexión y protecciones de los sistemas de distribución y transmisión de las fuentes de generación

distribuida (GD) que incluye a todas las máquinas síncronas, asíncronas y basados en convertidores e inversores, es importante resaltar que no establece rangos de capacidad.

Respecto a la interfaz se puede decir que *“La interfaz de protección consiste en todos los elementos que protegen a la red y al GD en el punto de conexión. Esta interfaz debe proporcionar seguridad no solo al GD sino también a cualquier carga conectada a la red. De acuerdo con el esquema de la Figura 10.2, para garantizar el suministro a las cargas, la protección puede dispararse en A cuando el GD está conectado para operar en paralelo a la red, o en B cuando está habilitado para operar en modo isla”* [8.2].



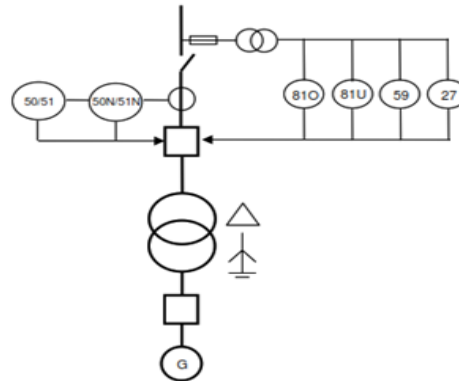
**Figura 8.2 GD con cargas embebidas. Tomado de [8.2]**

La mayoría de las interfaces de protección tienen como mínimo las siguientes funciones:

- Relés de sobre corriente (51-51N).
- Relés de sub o sobre frecuencia (81O-81U).
- Relés de baja o sobre tensión (59, 27).

La protección de baja tensión podría funcionar de respaldo a la protección de sobre corriente, ya que una tensión reducida conduce a un aumento de la corriente. Por lo tanto, estas protecciones pueden ser suficientes para actuar como protección anti-isla, debido a que un cambio hacia la operación en isla implica desviaciones en los valores de la tensión y frecuencia.





**Figura 8.3 . Ejemplo de esquema de protección de interfaz para unidades pequeñas. Tomado de [8.2]**

Respecto a estas protecciones se puede decir que “*Las protecciones internas del GD deben actuar antes que las protecciones de la red y deben eliminar todas las fallas en su unidad. En Europa, se ha usado tradicionalmente relés de frecuencia para evitar operaciones en modo isla con configuraciones muy sensibles (49/51Hz y 0,2s)*” [8.2].

Sin embargo, esta configuración puede ser inoportuna cuando se presentan fluctuaciones transitorias que desconectarían al GD y provocaría una pérdida de suministro a los clientes.

Los requisitos de la interfaz de protección son definidos por la entidad reguladora de cada país y se discriminan entre los niveles de distribución y transmisión. Aunque en la comunidad europea se manejan diferentes umbrales, los más populares son los de Tabla 8.4.

**Tabla 8.4. Umbrales de operación de relés. Tomada de [8.2]**

Función del relé	Distribución		Transmisión	
	Rango de tiempo	Tiempo (s)	Rango de tiempo	Tiempo (s)
<b>Baja tensión</b>	< 50% Vnom	< 0,5	< 80% Vnom	Varios segundos
	50 – 80% Vnom	0,5 – 2		
<b>Sobre tensión</b>	> 115% Vnom	0,1 – 1	> 115% Vnom	Varios segundos
	105 – 115% Vnom	1 – 60		
<b>Baja frecuencia</b>	47 – 49Hz	< 0,5	47 – 49Hz	0,1 – 180
	59,4Hz	0,5	59,4 – 56,4Hz	0,1 – 180
<b>Sobre frecuencia</b>	51 – 52Hz	< 0,5	50,5 – 52Hz	0,1 – 180
	60,5Hz	0,5	60,6 – 61,7Hz	0,1 – 180

Cuando se tienen unidades con capacidad mayor a 10 MW, una práctica que ha tomado fuerza ha sido la de extender el umbral de frecuencia con el fin de mantener la estabilidad del sistema cuando

hay variaciones de frecuencia y de este modo evitar deslastre de carga innecesario. Para las unidades eólicas, se requieren que se mantengan conectadas cuando se presentan caídas de tensión con el propósito de recuperar la estabilidad en el sistema. Por tanto, se requiere que los tiempos y rangos de baja tensión sean reajustados para una mejor coordinación teniendo en cuenta que, siempre la protección anti-isla debe ser más rápida que el retardo de reenganche automático para garantizar una operación exitosa y prevenir acoplamiento fuera de sincronismo.

“Cuando existen redes con baja penetración se ha utilizado con buenos resultados el esquema clásico de protección de GD basado únicamente en los relés 27, 59, 59N, 810 y 81U con ajustes sensibles y operación rápida, siempre que los disparos espurios no hayan representado problemas graves para la estabilidad del sistema” [8.2].

En la coordinación para reenganche, el disparo siempre debe ser más lento en el tramo de red que contiene GD en comparación con las líneas adyacentes. Sin embargo, elevar los umbrales o retrasar el disparo de la protección contra sobre corriente tiene algunos inconvenientes con respecto a la conveniencia de un apagado rápido y evitar la destrucción del equipo o la seguridad del personal.

Para escenarios de post falla, en los que el GD esté operando en modo isla alimentando la corriente de falla, cuando ocurra el reenganche automático si el disyuntor de la red se cierra antes de que se dispare los relés de la interconexión del GD, la falla no habrá sido eliminada y se pone en peligro la turbina del generador debido a un acoplamiento fuera de sincronismo. Es necesario que el GD se haya desconectado antes que se produzca el reenganche de la red. Retrasar el reenganche puede ser una solución aceptable para garantizar la desconexión del GD antes del reenganche.

Adicionalmente, la introducción de GD en el sistema eléctrico puede suponer un problema por el fenómeno de isla no intencional. *“Este fenómeno ocurre cuando una parte de la red de distribución o transmisión queda desenergizada y deja al GD supliendo la demanda de las cargas; esto puede traer problemas no solo a las cargas sino también a la unidad generadora provocadas por desviaciones de los valores nominales de tensión y/o frecuencia, también podría haber problemas al momento en se haga el reenganche de la red y esta no esté en sincronismo con el GD”* [8.2], [8.3].

Algunos expertos prefieren el término *“islas no controladas”* ya que durante la operación en isla los principales parámetros eléctricos (tensión y frecuencia) no están bajo control del operador de red (OR). Este término aún no ha sido implementado por los OR y organismos regulatorios por lo que se sigue denominando *“isla no intencionada”*.

La detección de una isla puede ser difícil en muchos casos, especialmente cuando la demanda local conectada a un GD coincide con la potencia entregada por el generador. Si no se detectara la isla, el generador podría permanecer conectado inadvertidamente causando un riesgo en la seguridad de la red; por ejemplo, podría causar lesiones al personal que trabajara en la red bajo el supuesto de que no hay ninguna parte energizada.

*“En condiciones normales de funcionamiento, la empresa de servicios públicos está legalmente obligada a suministrar energía de calidad a los usuarios, pero, en escenarios de isla, se vuelve físicamente imposible para el OR controlar la tensión y la frecuencia en la parte aislada del sistema. Se hace necesario establecer una definición clara de responsabilidades e incluirla en los documentos legales pertinentes, como los códigos de red si el OR permite la operación en isla de GD” [8.3].*

Al considerar la protección anti-isla es importante tener en cuenta la probabilidad de la formación de una isla dependiendo del escenario o la ubicación del GD. Existirán casos en los que sería casi imposible que un GD pueda operar en modo isla; por ejemplo, cuando la carga mínima conectada al GD sea mayor que la potencia nominal que puede entregar el GD. En este caso, la isla no podría darse debido a la imposibilidad de satisfacer la demanda en cualquier instante de tiempo y que las protecciones actuarían en los tiempos configurados. Se vuelve debatible exigir protecciones anti-isla para estos esquemas, con lo que bastaría con las protecciones básicas de baja o sobre tensión y baja o sobre frecuencia.

El Operador de Red debe considerar la probabilidad de que la demanda y la potencia generada se encuentren en un rango que dificultaría a la protección anti-isla determinar si se trata de una operación normal o se presenta una anomalía en el sistema. *“Se debe evaluar los perfiles los perfiles de carga y de generación del GD y así contar en términos de tiempo cuando la carga local permanece en la zona de no detección” [8.3].* Este enfoque puede ayudar a seleccionar el mejor esquema de protecciones.

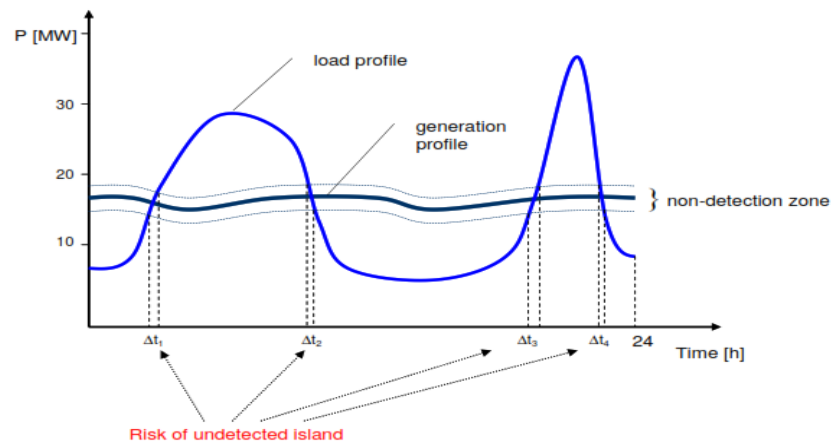


Figura 8.4 Zona de no detección y probabilidad de isla. Tomado de [8.3]

Con base a lo anterior, “los operadores de red no deben imponer los requisitos de protección para el peor de los casos, ya que esto sería innecesariamente costoso para los fabricantes y propietarios de la GD, lo ideal es desarrollar los requisitos basados en los casos más comunes y a los que se puede integrar otras características para satisfacer las necesidades específicas de cada escenario” [8.3].

Una protección anti-isla abarca los requisitos necesarios para evitar la operación en modo asilado, aunque actualmente no se tiene un esquema estándar, los métodos más utilizados se presentan a continuación [8.3]:

- **Protección basada en esquemas pasivos**

Las funciones de protección basada en esquemas pasivos son:

- Protección de baja y sobre tensión: relés de sub o sobre frecuencia (81O-81U). Estos elementos desconectan la planta ante condiciones de inestabilidad en la red y previene el funcionamiento en isla.
- Relés de baja o sobre tensión (59, 27): previenen la operación en isla del GD con una tensión anormal. Cuando hay algún cambio en la red (desconexión de un tramo de red), la GD lo ve como un cambio en la carga y resulta en un cambio en los parámetros eléctricos. Se utiliza la medición de tensión línea a línea en lugar de medición de tensión de fase.
- Tasa de cambio de frecuencia (ROCOF): la desviación de la frecuencia nominal del sistema indica un desequilibrio entre la potencia generada y la demanda de carga. Si la generación disponible es grande en comparación con el consumo de la carga conectada al sistema, entonces la

frecuencia estará por encima del valor nominal. Si el desequilibrio es grande, la frecuencia cambiará rápidamente. Esta razón de cambio es la base de esta función de protección.

- Desplazamiento del vector de tensión: el cambio en la salida de potencia del generador provoca un cambio del vector de tensión. Esta protección se basa en medir el período de la tensión, que se compara con la medida anterior. En operación isla, la duración del periodo cambia debido al desequilibrio entre generación y carga. El cambio de fase del relé es sensible a perturbaciones tales como fallas en otros alimentadores o transitorios de la red de transmisión y, por lo tanto, es difícil de coordinar con otras protecciones.
- Flujo de potencia reactiva inverso: cuando el factor de potencia de la planta es uno, por ejemplo, en unidades fotovoltaicas; cuando se produce desconexión, ocurre un transitorio mientras el GD proporciona energía reactiva a la red. La protección debe conectarse en el punto de conexión entre GD y la red.

- **Protección basada en esquemas activos**

Los métodos de protección activos interactúan con el sistema eléctrico, estos generan pequeñas perturbaciones que en estado normal son imperceptibles y no dispara el relé, mientras que, cuando hay una desconexión de la red estas variaciones se hacen significativas y el GD se desconecta. Las funciones de protección basadas en esquemas activos más comunes son [8.3]:

- Error de importación de potencia reactiva: el relé interactúa con el sistema, exigiendo de la red un nivel de potencia reactiva que se mantiene solo si la red está energizada, cuando existe una diferencia entre la potencia medida y el valor de referencia y ha pasado un tiempo predefinido, el GD es desconectado.
- Supervisión de la impedancia del sistema: este método detecta la impedancia del sistema usando una fuente de alta frecuencia (orden de kHz) con una fuente de tensión pequeña. La conexión se hace mediante un condensador en el punto de conexión y estará en serie con la impedancia de la red. Cuando el sistema eléctrico está operativo, la impedancia es baja y no se dispara la protección; cuando hay operación en isla la impedancia vista se incrementa y activa la protección.

- **Protección basada en esquema de comunicaciones**

En un método reciente que se pretende utilizar la gestión de la protección de las *Smart Grids*. Los nodos principales están conectados a una red de comunicaciones y a través de esta se puede dar la orden de desconexión a diferentes tramos o realizar la conmutación de carga entre redes. Los métodos basados en comunicaciones son más confiables en comparación con los métodos pasivos

y activos. Sin embargo, debe tenerse en cuenta el costo elevado de implementación y configuración de todos los equipos.

Respecto a la operación anti-isla, *“Hasta hace poco, no se permitía en ninguna circunstancia el funcionamiento en modo isla debido a varias razones técnicas, económicas y de seguridad. Sin embargo, el aumento en los niveles de penetración de GD ha cambiado el panorama permitiendo su funcionamiento en modo aislado, definiendo las responsabilidades del OR y del GD”* [8.3].

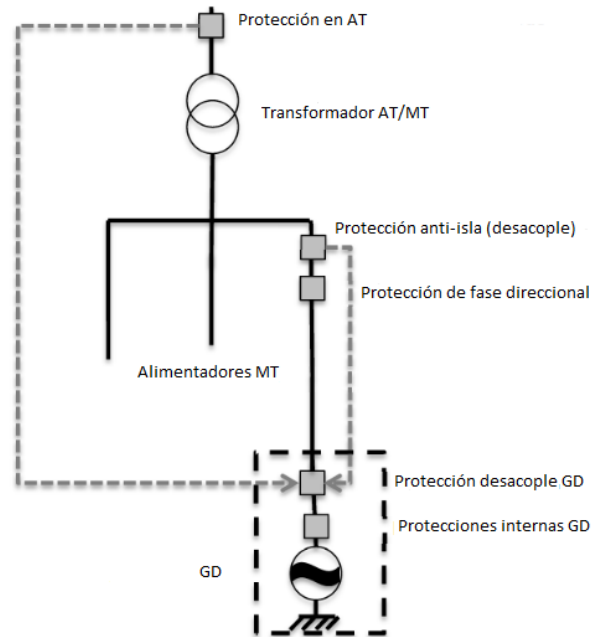
Se proponen tres requisitos fundamentales que deben ser satisfechos por el sistema de protección y control si alguna parte del sistema debe operar en modo aislado:

- Seguridad: debe garantizarse la desconexión oportuna de todas las fuentes de generación que podrían ocasionar flujos inversos de potencia en la red que puede ocasionar daños en los equipos o accidentes al personal cuando se realizan labores de mantenimiento.
- Calidad de energía: cuando el GD está interconectado con la red, ésta tiene influencia directa sobre la regulación de tensión y frecuencia; cuando se trabaja en modo isla, no hay control sobre los parámetros del sistema, por lo que deben existir mecanismos que obliguen al GD a mantener estables dichos valores cuando se trabaja en modo isla estable.
- Prevenir conmutación fuera de fase: en el peor de los casos, la tensión a través de los contactos de un interruptor automático podría duplicar el valor nominal. Por tanto, debe adecuarse una protección de sincronismo en los puntos de interconexión.

Por otro lado, uno de los cambios más importantes debidos a la integración masiva de GD en el sistema de distribución son las corrientes de falla bidireccionales. Esto implica la necesidad de desarrollar un esquema de protección más robusto que permita detectar y controlar dichas corrientes. Por lo tanto, todos los esquemas de protección donde se incluyan GD deben ser revisados y las partes involucradas (OR y GD) deben considerar algunas de las siguientes protecciones [8.3]:

- Protección en alta tensión: protección adicional de desacople al GD en caso de que ocurran fallas en el sistema de alta tensión.
- Protección anti-isla (tele-desacople): que detecte la apertura del alimentador en MT y saque de operación el GD.
- Protección de fase direccional: la cual detecta el sentido de la corriente de falla, lo que permite localizar la falla y evitar disparos innecesarios (por ejemplo, cuando la falla ocurre en otro alimentador).

- Protección de desacople del GD: que haga desconexión del GD cuando ocurren fallas en la red de distribución.
- Protecciones internas del GD: que protegen al GD ante fallas internas.

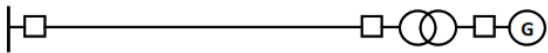
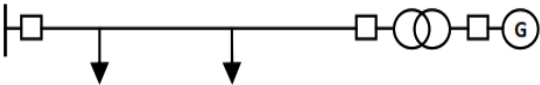
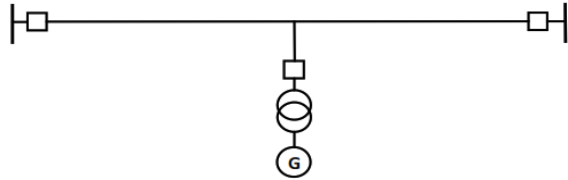
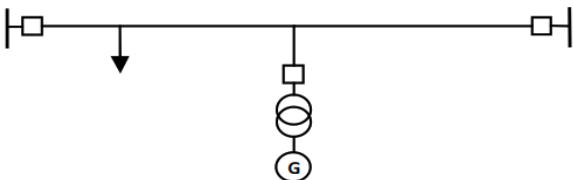
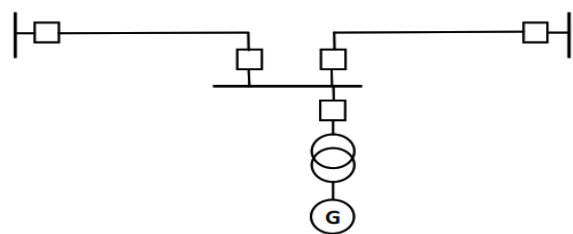
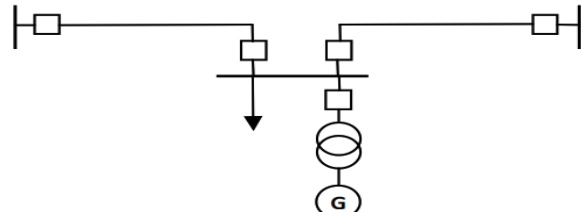


**Figura 8.5 Protecciones adicionales con integración de GD. Tomado de [8.3]**

Respecto a los esquemas de conexión de GD, es común establecer diferentes esquemas dependiendo del nivel de tensión de la red, sin descartar que diferentes países no puedan tener diferentes esquemas de conexión. Los siguientes son los niveles de tensión y el tipo de GD conectado típico para la comunidad europea [8.3]:

- Red local de distribución de MT (radial de 1 a 35 kV): GD medio.
- Red regional de subtransmisión de MT (35 a 100 kV principalmente radial, pero también enmallada en algunos casos): GD grande.
- Red de subtransmisión AT (100 a 170 kV).
- Red de transmisión de AT (170 a 345 kV): grandes concentraciones de GD (unidades eólicas).

**Tabla 8.5 Esquemas de conexión típicos para diferentes niveles de tensión. Tomado de [8.3]**

Conexión GD		1 kV a 35 kV	35 kV a 100 kV	110 kV a 400 kV
Línea dedicada (exclusiva)		X	X	X
No línea dedicada (exclusiva)		X	X	
Derivación a línea sin carga			X	X
Derivación a línea con carga			X	
Conexión directa a subestación dedicada (exclusiva)			X	X
Conexión directa a subestación no dedicada (exclusiva)			X	



#### **8.4 Comentarios finales respecto a CIGRE**

- CIGRE no hace diferenciación entre las diferentes tecnologías de generación, es decir, cuando se describe GD hace referencia a todos los generadores basados en máquinas síncronas, de inducción o basados en inversores.
- No presenta un rango específico para GD pequeño, mediano o grande, ya que, al tratarse de una organización continental, deja la responsabilidad a cada país definir estos valores.
- Los conceptos y recomendaciones presentados por CIGRE son sólo un compendio de las normativas en los países que conforman la Unión Europea, los valores mostrados en este texto corresponden a promedios o valores típicos.
- La probabilidad de operación en isla de un GD está relacionada con la capacidad de generación y las posibles cargas que quedan conectadas a este cuando la protección del alimentador se dispara. Cuando se garantice que la demanda es mayor que la generación, podría considerarse no pedir protecciones anti-isla, reduciendo los gastos para el instalador del GD.
- El término “isla no intencional” podría modificarse a “isla no controlada” debido a que los parámetros eléctricos salen del control del OR y serán responsabilidad del GD.
- La corriente de falla de un GD difiere de los valores tradicionales debido a la localización del GD, haciendo que la corriente de falla provenga de direcciones no consideradas por los esquemas tradicionales de protección. Y al hecho de que la mayoría de los GD se tratan de tecnologías basados en inversores. La magnitud de corriente de cortocircuito en estos equipos está limitada a valores no muy superiores a la corriente nominal, haciendo que las protecciones tradicionales operen en tiempo mayor, provocando daños al generador. Lo anterior expresa la necesidad de revisión a los esquemas de protección para adaptarlos a nuevas configuraciones de red.

#### **8.5 RETIE**

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), no plantea información específica de Autogeneradores o Generadores Distribuidos. La información que se aproxima al estudio en proceso aparece en el capítulo 8 (Requisitos para Instalaciones de Uso Final), en el ítem que trata el tema de: Instalaciones Especiales, específicamente el apartado 28.3.10: Sistemas Integrados y Sistemas Solares Fotovoltaicos, como sigue [8.4]:

- a) Las instalaciones de sistemas integrados en las que es necesaria una parada ordenada (programada) para lograr una operación segura, deben cumplir los requisitos de la sección 685 de la NTC 2050.
- b) Las instalaciones de sistemas fotovoltaicos de generación de energía eléctrica, incluyendo sus los reguladores de tensión, cargadores e inversores, deben cumplir lo establecido en la sección 690

de la NTC 2050. En unidades de vivienda o similares no se permite la conexión de sistemas solares a más de 220 V. Cuando la carga de acumulación en las baterías supere los 1000 A/h, se deben instalar en un cuarto aireado, independiente al lugar donde se alojen los demás equipos del sistema solar.

## 8.6 Comparación de normatividad colombiana y experiencias internacionales

A continuación, se presenta una comparación de los aspectos más relevantes de la normatividad colombiana y algunas experiencias internacionales consultadas.

En la Tabla 8.6 se presenta una recopilación de las siglas empleadas, para facilitar el entendimiento de las tablas que se ilustran posteriormente.

Tabla 8.6 Siglas empleadas		
País	Sigla	Significado
Colombia	CNO	Consejo Nacional de Operación
	Vn	Tensión Nominal
	MBT	Muy Baja Tensión
	BT	Baja Tensión
	MT	Media Tensión
	AT	Alta Tensión
	EAT	Extra Alta Tensión
	PC	Punto de Conexión
	UG	Unidad de Generación
Chile	CNE	Comisión Nacional de Energía
	RBT	Red de Baja Tensión
	RMT	Red de Media Tensión
	UG	Unidad Generadora
	GD	Medios de Generación Distribuida
	EG	Equipamiento de Generación
	PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuidos
	Protección RI	Protección de Red e Instalación
México	CRE	Comisión Reguladora de Energía
	CEGD	Central Eléctrica de Generación Distribuida:

En la Tabla 8.7 se presentan algunas definiciones consideradas por diferentes normatividades en Colombia y en el exterior.

Tabla 8.7 Aspectos generales

Aspecto	Acuerdo CNO 1322-2020 (Colombia)	Resolución CNE 338-2019 (Chile)	IEEE 1547-2018
<b>Sistema de Distribución</b>	Conjunto de aparatos y de circuitos asociados para transporte y transformación de la energía eléctrica, cuyas tensiones nominales sean iguales o superiores a 120 V y menores a 57,5 kV (RETIE 2013)	Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV. Comprende los sistemas de medición, monitoreo y control, y los sistemas de medida para transferencias económicas	-----
<b>Niveles de Tensión</b>	<b>SDL:</b> Nivel 1: Vn < 1 kV Nivel 2: Vn [1 - 30] kV Nivel 3: Vn [30 - 57,5] kV <b>STR:</b> Nivel 4: Vn [57,5 - 220] kV <b>RETIE 2013:</b> MBT: Vn < 25 V BT : Vn [25 V – 1000 V] MT : Vn (1000 V – 57,5 kV) AT : Vn [57,5 kV – 230 kV] EAT : Vn > 230 kV	-----           <b>RBT:</b> Vn < 1 kV <b>RMT:</b> Vn [1 kV– 23 kV]	-----           <b>Medium Voltage:</b> a class of nominal system voltages equal to or greater than 1 kV and less than or equal to 35 kV
<b>Punto de Conexión</b>	<b>Punto de conexión (PC):</b> es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL (Resolución 038/2014)	<b>Punto de Conexión:</b> punto de las instalaciones de distribución de energía eléctrica en el cual, un consumo, un EG o un PMGD se conecta al sistema de distribución	<b>Point of common coupling (PCC):</b> the point of connection between the Area EPS and the Local EPS. Equivalent, in most cases, to “service point” as specified in the National Electrical Code (NEC) and the National Electrical Safety Code (NESC)  Point of distributed energy resources connection ( <b>point of DER connection–PoC</b> ): the point where a DER unit is electrically connected in a Local EPS and meets the requirements of this standard exclusive of any load present in the respective part of the Local EPS
	-----	-----	

En la Tabla 8.8 se observa la comparación de los sistemas de protección entre el CNO y la IEEE, para el nivel de tensión 4.

**Tabla 8.8 Sistemas de Protección IEEE y CNO - Nivel 4**

Protección	IEEE	Acuerdo CNO 1322-2020 (en el PC)				Unidad de medición de fasor
		Protección de			Transformadores y reactores	
		Línea	Barras	Interruptor		
De línea 1	Std C37.113-1999	X				X
De línea 2	Std C37.113-1999	X				X
Sobrecorriente direccional a tierra	Std C37.113-1999	X				X
Sobretensión	Std C37.113-1999	X				X
Localizador de fallas	Std C37.113-1999	X				
Registrador de fallas	Std C37.113-1999	X			X	
disparo directo transferido	Std C37.113-1999	X				
Teleprotección	Std C37.113-1999	X				
Falla interruptor	Std C37.113-1999	X				
Doble protección diferencial	Std C37.91-2008		X		X	
Falla interruptor	Std C37.91-2008			X		
Supervisión circuitos de disparo	Std C37.91-2008			X		
Verificación de sincronismo	Std C37.91-2008			X		
Recierre y disparo con bloqueo	Std C37.91-2008			X		
Mecánicas y térmicas propias	Std C37.91-2008				X	

En la Tabla 8.9 se ilustra la comparación de los sistemas de protección entre el CNO y la ANSI, en la Tabla 8.10 entre ANSI, CNO y CNE, y en la Tabla 8.11 entre ANSI, CNO y CRE. Estas tres tablas hacen referencia a esquemas de protecciones en niveles de tensión 1, 2 y 3.

**Tabla 8.9 Sistemas de Protección ANSI y CNO – Niveles 1, 2 y 3**

Protección	ANSI	Acuerdo CNO 1322-2020									
		Generador síncrono		Generador de inducción		Inversor ≤ 250 kW		Inversor (250–1000] kW		Inversor > 1 MW	
		UG	PC	UG	PC	UG	PC	UG	PC	UG	PC
Anti-isla						X		X			X
Bajatensión	27				X	X			X		X
Sobrepotencia adelante	32		X		X		X		X		X
Pérdida de campo	40	X									
Sobrecorriente de secuencia negativa	46	X									
Sobrecorriente de fases y tierra	51/ 51N		X		X						X
Sobrecorriente controlada por tensión	51V	X									
Sobretensión	59	X		X		X			X		X
Sobretensión de secuencia cero	59N		X		X				X		X
Pérdida de paso	78	X									
Frecuencia	81U/ O	X		X		X		X			X
Verificación de sincronismo			X								

**Tabla 8.10 Sistemas de Protección ANSI, CNO y CNE – Niveles 1, 2 y 3**

Protección	ANSI	Acuerdo CNO 1322-2020					Resolución CNE 338-2019 (Chile)	
		Generador síncrono	Generador de inducción	Inversor ≤ 250 kW	Inversor (250–1000] kW	Inversor > 1 MW	EG	PMGD
Anti-isla						X	X	X
Verificación de sincronismo	25	X						
Bajatensión	27		X		X	X	X	X
Sobrepotencia adelante	32	X	X	X	X	X		
Sobrecorriente de fases y tierra	51/ 51N	X	X			X		X
Sobretensión	59				X	X	X	X
Sobretensión de secuencia cero	59N	X	X		X	X		X
Frecuencia	81U/ O					X	X	X

**Tabla 8.11 Sistemas de Protección ANSI, CNO y CRE – Niveles 1, 2 y 3**

Protección	ANSI	Acuerdo CNO 1322-2020					Resolución CRE 142-2017 (México)	
		Generador síncrono	Generador de inducción	Inversor ≤ 250 kW	Inversor (250–1000] kW	Inversor > 1 MW	CEGD	
Anti-isla						X		
Verificación de sincronismo	25	X						X
Bajatensión	27		X		X	X		X
Bajatensión en neutro	27N							X
Sobrepotencia adelante	32	X	X	X	X	X		

Protección	ANSI	Acuerdo CNO 1322-2020					Resolución CRE 142-2017 (México)
		Generador síncrono	Generador de inducción	Inversor ≤ 250 kW	Inversor (250–1000) kW	Inversor > 1 MW	CEGD
Sobrecorriente de fases y tierra	51/ 51N	X	X			X	X
Sobretensión	59				X	X	X
Sobretensión de secuencia cero	59N	X	X		X	X	X
Balance de tensión	60						X
Frecuencia	81U/ O					X	X

## 8.7 REFERENCIAS

- [8.1] IEEE, «Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,» IEEE Std. 1547.2, 2008.
- [8.2] CIGRE, «The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation,» CIGRE B5.421, 2010.
- [8.3] CIGRE, «Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources,» CIGRE B5/C6.613, 2015.
- [8.4] Ministerio de Minas y Energía, *Resolución No. 90708 Reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE)*, Bogotá, 2013.
- [8.5] IEEE, «Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,» IEEE Std. 1547, 2018.
- [8.6] IEEE, «Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces,» IEEE Std. 1547.1, 2020.
- [8.7] IEEE, «Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems,» IEEE Std. 1547.3, 2007.
- [8.8] IEEE, «Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems,» IEEE Std. 1547.4, 2011.

- [8.9] IEEE, «Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks,» IEEE Std. 1547.6, 2011.
- [8.10] IEEE, «Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection,» IEEE Std. 1547.7, 2013.
- [8.11] NREL, «An overview of distributed energy resources (DER) interconnection: current practices and emerging solutions,» NREL/TP-6A20-72102, 2019.
- [8.12] CIER, «Guía para el uso de la norma IEEE 1547,» 2016.
- [8.13] C. Oreamuno Leandro, «Aplicación del estándar IEEE Std 1547,» 2013.
- [8.14] IEEE, «Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems,» IEEE Std. 929, 2000.
- [8.15] CIGRE, «Technical and Commercial Standardisation of DER-microGrid Components,» CIGRE C6.423, 2010.
- [8.16] CIGRE, «Grid Integration of Wind Generation,» CIGRE C6.450, 2011.
- [8.17] CIGRE, «Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources,» CIGRE C6.575, 2014.

**FIN DEL DOCUMENTO**