

**LINEAMIENTOS Y CONTENIDO ESTUDIO DE  
CONEXIÓN SIMPLIFICADO EN EL MARCO DE LA  
RESOLUCIÓN CREG 174 DE 2021**

**Comité de Distribución**



<b>Revisión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Descripción</b>
0	2022-02-18	Presentación Primer borrador
1	2022-03-14	Recomendación de aprobación del documento
<b>2</b>	<b>2022-04-05</b>	<b>Cambios en el ámbito de aplicación de acuerdo con concepto CREG</b>

## 1. Objetivo

Indicar las especificaciones de cada uno de los análisis eléctricos que se requieren para estudiar la solicitud de conexión al SDL de:

- Sistemas de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) con capacidad instalada o nominal mayor a 0.1 MW y menor o igual a 1 MW y entrega de excedentes a la red.
- Sistemas de Autogeneración a Gran Escala (AGGE) con potencia máxima declarada menor a 5 MW y entrega de excedentes.
- Sistemas de Generación Distribuida (GD) con capacidad instalada o nominal mayor a 0.1 MW y menor a 1 MW.
- Sistemas de autogeneración y generación distribuida que sean objeto del Artículo 17 de la resolución CREG 174 de 2021 o aquella que lo modifique o sustituya.

## 2. Ámbito de aplicación de las solicitudes de conexión nuevas y modificación de conexiones existentes

- Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) con capacidad instalada o nominal mayor a 0.1 MW y entrega de excedentes de energía a la red.
- Autogeneración a Gran Escala (AGGE) con potencia máxima declarada menor a 5 MW y entrega de excedentes de energía a la red.
- Generación Distribuida (GD) con capacidad instalada o nominal mayor a 0.1 MW.

## 3. Referencias (Leyes, resoluciones y normas técnicas nacionales):

i) Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995); ii) Resolución CREG 070 de 1998 (Reglamento de Distribución); iii) Resolución CREG 024 (Normas de calidad de la potencia eléctrica, aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica); iv) Resolución CREG 016 de 2007 (Modificación a normas de calidad de la potencia); v) Resolución CREG 005 de 2010 (Requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de cogeneración); vi) Resolución 90708 de agosto 30 de 2013 (Anexo General RETIE. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas); vii) Resolución CREG 038 de 2014 (Código de Medida); viii) Ley 1715 del 13 de mayo de 2014, que promueve el desarrollo de las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales; ix) Decreto MME 2469 del 02 de diciembre de 2014 (Lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración); x) Resolución UPME 281 de 2015, por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala; xi) Resolución CREG 024 de 2015 (Regula la actividad de autogeneración a gran escala); xii) NTC 1340 (Electrotecnia. Tensiones y Frecuencias Nominales En Sistemas De Energía Eléctrica En Redes De Servicio Público); xiii) NTC 5000 (Calidad De La Potencia Eléctrica. Definiciones Y Términos Fundamentales); xiv) NTC 5001 (Calidad De La Potencia Eléctrica. Límites Y Metodología); xv) NTC 2050 (Código Eléctrico Colombiano) xvi) Resolución CREG 174 de 2021 (Regula la actividad de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida):

## 4. Estándares internacionales

i) UL 1741-2010 Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources; ii) IEEE 1547 Standard for

Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems; iii) IEEE 519-Recommended practices for controlling the harmonics in electrical power systems; iv) IEC 61727 Photovoltaic (PV) systems-Characteristics of the utility interface; v) IEC 61000-3-13-“Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems”; vi) IEC/IEEE PAS 63547- “Interconnecting distributed resources with electric power system”; vii) IEC 60909-“Short circuit currents in three-phase a.c. systems IEC 60909”.

## 5. Definiciones y acrónimos

Acrónimo y palabras clave	Descripción
Acometida	Derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble.
Activos de conexión	Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red-OR se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional, STR, o a un Sistema de Distribución Local, SDL de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.
Activos de Uso de STR y SDL	Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario y son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL.
Año t	Año previsto para la puesta en servicio de un proyecto específico.
Año t+x	<p>Años después, posterior a la puesta en servicio del proyecto. Ejemplo, (t+2) serían dos (2) años después de la puesta en servicio de un proyecto específico.</p> <p>Para los estudios de conexión simplificados cuyos lineamientos se definen en este documento, los Operadores de Red-OR definirán antes del 15 de diciembre de cada año el valor de x, el cual estará vigente durante el <u>primer semestre</u> del año posterior, ello para todas las solicitudes de punto de conexión y estudio asociado. Para el <u>segundo semestre</u> del año, el valor de x será definido por cada OR durante el primer semestre, antes del 15 de junio.</p> <p><b>NOTA:</b> En los casos en los que por la dinámica del área del SDL en que se va a conectar un proyecto se requiera evaluar un periodo diferente al valor de x definido para el semestre, el OR podrá seleccionar un momento t+x</p>

Acrónimo y palabras clave	Descripción
	diferente al publicado, siempre y cuando desde la entrega de información el interesado en conectarse sea informado del periodo t+x a usar.
Autogeneración	Actividad realizada por usuarios, sean estas personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atiende la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red.
Autogenerador	Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de generación para realizar la actividad de autogeneración.
Autogenerador a gran escala (AGGE)	Autogenerador con capacidad instalada o nominal 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 capacidad instalada o nominal 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 o nominal	<p>Es la capacidad continua a plena carga del sistema de generación del autogenerador o el generador que se conecta al SIN, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante.</p> <p>Cuando la conexión al SIN sea a través de inversores, esta capacidad corresponde a la suma de las capacidades nominales de los inversores en el lado de corriente alterna o con conexión al SIN. La capacidad nominal de un inversor corresponde al valor nominal de salida de potencia activa indicado por el fabricante.</p> <p>Si el valor de placa se encuentra en unidades de kVA o MVA, se deberá asumir un factor de potencia unitario.</p>
Circuito	Es la red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red, que suministra energía eléctrica a un área específica. Cuando un circuito tenga

Acrónimo y palabras clave	Descripción
	varias secciones o tramos, cada uno de ellos se considera como un circuito (fuente Resolución CREG 070 de 1998).
Críticidad	Situación donde un elemento de la red, para un determinado escenario, tiene al menos un parámetro eléctrico por fuera de los rangos establecidos por la regulación actual.
Condición N	Estado permanente de la red, en configuración normal, con todos los elementos disponibles.
Condición N-1	Estado temporal de la red, con configuración modificada debido a la indisponibilidad de un elemento de la red.
Escenarios de estudio eléctrico	Consideraciones topológicas de la red, demanda, carga, generación y consignas operativas a tener en cuenta en la elaboración de los estudios eléctricos.
Estudio de conexión	Estudio que establece la viabilidad técnica para la conexión que se solicita, con el propósito de revisar si se cumplen los criterios de cargabilidad y perfiles de tensión en los alimentadores y transformadores, tanto en condición normal como en condición de contingencia (N y N-1), lo anterior cumpliendo los criterios definidos por la regulación actual. Adicionalmente, debe contener los análisis técnico-económicos que se describen a lo largo de este documento.
Estudio de coordinación y ajuste de protecciones (EACP)	Estudio que tiene en cuenta las características del proyecto a conectar. En él se identifican las corrientes máximas que circulan en caso de falla en cada elemento del proyecto y del sistema, permitiendo evaluar y especificar la capacidad de los equipos de maniobra, responsables de despejar las corrientes de falla, así como determinar los ajustes requeridos en las protecciones existentes.
Generación Distribuida	Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).
Generador Distribuido (GD)	Empresa de Servicios Públicos (ESP) que realiza la actividad de generación distribuida. Para todos los efectos, es un agente generador sujeto a la regulación vigente para esta actividad, con excepción de los procedimientos de conexión y comercialización definidos en la resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya.
Inversor	Es el equipo encargado de convertir la energía recibida del generador o sistema de almacenamiento (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones

Acrónimo y palabras clave	Descripción
	requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna para el posterior suministro a la red.
Niveles de Tensión en el SDL	<p>Los sistemas de Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nivel III (MT): Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.</li> <li>▪ Nivel II (MT): Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.</li> <li>▪ Nivel I (BT): Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.</li> </ul>
Operación en Isla	Condición en el SDL donde uno o más autogeneradores, generadores convencionales o distribuidos, energizan una red eléctrica aislada del resto del SDL, durante un periodo de tiempo, ya sea por fallas en la red o mantenimiento.
Operador de Red (OR)	Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional, STR, o de un Sistema de Distribución Local, SDL, incluidas sus conexiones al Sistema de Transmisión Nacional, STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos, son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios, ESP. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.
Potencia máxima declarada para AGPE y AGGE	<p>Corresponde a la potencia que es declarada por el AGPE o AGGE ante el OR, en el momento del registro de la frontera comercial para entrega de excedentes de energía, cuando aplica, y declarada durante el procedimiento de conexión.</p> <p>Para el GD se entiende que es la capacidad efectiva neta aplicable a los agentes generadores de acuerdo con la regulación vigente, declarada ante el OR en el procedimiento de conexión y en el momento de registro de la frontera comercial.</p> <p>La potencia máxima declarada será igual a la potencia establecida en el contrato de conexión, en caso de que este aplique. Así mismo, esta deberá ser menor o igual a la capacidad instalada o nominal, y será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera comercial.</p>
Punto de conexión (PC)	Punto asignado por el Operador de Red-OR para realizar la conexión del proyecto al sistema de distribución .

Acrónimo y palabras clave	Descripción
Red	Red de distribución: Red eléctrica de Alta Tensión-AT, Media Tensión-MT o Baja Tensión-BT, gestionada por una empresa de distribución, por la que se puede dar suministro a los usuarios conectados a la misma.
Sistema de Distribución Local (SDL)	Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.
Sistema de Transmisión Regional (STR)	Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el Transportador Regional TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los Usuarios, según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994.
Unidad de generación o Unidad generadora (UG)	Mínima unidad constitutiva que inyecta potencia en una planta de generación, por ejemplo: Inversores en el caso de plantas fotovoltaicas, aerogeneradores en el caso de plantas eólicas o generadores síncronos en el caso de plantas que usen tecnología convencional.

## 6. Estructura de presentación del informe del estudio de conexión simplificado

En esta sección se presentan los elementos básicos que debe contener el informe del estudio de conexión simplificado que se entregue a los OR.

### 6.1 Resumen ejecutivo

En este aparte del estudio el interesado en conectarse describe brevemente:

- Antecedentes y el alcance del proyecto.
- Supuestos principales para la elaboración del estudio de conexión, incluyendo información sobre las herramientas de modelamiento y simulación utilizadas.
- Resumen de los principales resultados obtenidos a través de las simulaciones.
- Conclusiones del estudio de conexión.

### 6.2 Descripción y ubicación del proyecto

En este aparte se indica la descripción del proyecto, tipo de fuente de energía, vida útil, ubicación en coordenadas geográficas aportando una imagen de su ubicación, diagrama

unifilar general con esquema de conexión, así como las consideraciones adicionales que se estimen convenientes.

En el numeral 9.3 de este documento, se presentan como referencia algunos posibles esquemas de conexión de los proyectos a la red eléctrica.

### **6.3 Parámetros eléctricos de los equipos del proyecto, y de operación declarados por el usuario interesado en conectarse**

En este aparte del estudio se presentan los parámetros eléctricos de los equipos objeto de la conexión (líneas de transmisión, cables, transformadores, bancos de condensadores etc.) y de las fuentes de generación (paneles, inversores, generadores), así como los unifilares de la conexión y la red interna del proyecto.

Las tablas del 1 a 5 presentan una referencia de la información básica requerida. Es importante tener en cuenta que:

- La información presentada en las tablas del 1 a 4 es únicamente de referencia, dado que la información definitiva depende de los equipos específicos a utilizar en el proyecto.
- El diseño definitivo de la planta puede cambiar con respecto al que se tiene al momento de presentar el estudio de conexión. En el informe se debe reportar la mejor información disponible en el momento, para permitir identificar cualquier potencial impacto en la operación confiable y segura del sistema donde se conecte la nueva planta.

<b>Especificación de parámetros – Transformadores</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Capacidad en MVA.</li> <li>▪ Numero de devanados.</li> <li>▪ Grupo de conexión.</li> <li>▪ Niveles de tensión nominal.</li> <li>▪ Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero (o voltajes de corto circuito).</li> <li>▪ Pérdidas en el cobre o relación aproximada X/R.</li> <li>▪ Información sobre el cambiador de tomas de transformador (si se cuenta con el mismo). <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Tamaño del paso de cada posición del cambiador de tomas (TAP) del transformador.</li> <li>○ Posición neutra máxima y mínima del cambiador de tomas.</li> <li>○ Ubicación (devanado) donde se conecta en cambiador de tomas.</li> <li>○ Indicar si cambiador de tomas opera bajo carga y con regulación automática.</li> </ul> </li> </ul>

*Tabla 1: Datos para transformadores.*

<b>Especificación de parámetros – líneas de conexión y cableado principal</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Longitud.</li> <li>▪ Tipo (cable subterráneo o línea aérea).</li> <li>▪ Calibre.</li> </ul>

*Tabla 2: Datos líneas de conexión y cables.*

<b>Especificación de parámetros – Generadores</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fuente de energía (hidráulica, térmica, entre otras).</li> </ul>

- Tipo de generador (asíncrono, síncrono).
- Datos de placa: Capacidad, frecuencia, tensión nominal.
- Datos para modelo:
  - ✓ Potencia aparente nominal.
  - ✓ Potencia activa nominal.
  - ✓ Máxima generación activa.
  - ✓ Mínima generación activa.
  - ✓ Máxima generación reactiva.
  - ✓ Mínima generación reactiva.
  - ✓ Reactancia sincrónica de eje directo –  $X_d$ .
  - ✓ Reactancia transitoria de eje directo -  $X_d'$ .
  - ✓ Reactancia sub transitoria de eje directo -  $X_d''$ .
  - ✓ Reactancia de secuencia negativa -  $X(2)$ .
  - ✓ Reactancia de secuencia cero -  $X(0)$ .
  - ✓ Resistencia del estator –  $R$ .
  - ✓ Reactancia característica –  $X_c$ .
  - ✓ Reactancia de dispersión del estator –  $X_l$ .
  - ✓ Reactancia sincrónica de eje en cuadratura –  $X_q$ .
  - ✓ Reactancia sub transitoria de eje en cuadratura -  $X_q''$ .
  - ✓ Inercia –  $H$ .
  - ✓ Constante de tiempo transitoria de circuito abierto de eje directo -  $T_{do}'$ .
  - ✓ Constante de tiempo sub transitoria de circuito abierto de eje directo -  $T_{do}''$ .
  - ✓ Constante de tiempo sub transitoria de circuito abierto de eje en cuadratura -  $T_{qo}''$ .

*Tabla 3: Datos de placa para generadores.*

### Especificación de parámetros – Unidades de Generación solares o eólicas

- Fuente primaria de energía (solar o eólica).
- Numero de inversores/aerogeneradores, fabricante y modelo
- Datos de entrada/lado DC (solar):
  - Tensión de arranque.
  - Máxima tensión y corriente de entrada.
  - Tensión y corriente de entrada nominal.
  - Máxima corriente de cortocircuito de los paneles solares.
- Datos de salida/lado AC (solar o eólica):
  - Potencia de salida nominal.
  - Máxima potencia de salida.
  - Tensión de red nominal.
  - Rango de tolerancia a desviaciones con respecto a la tensión nominal AC.
  - Máxima corriente de salida con Voltaje Nominal- $V_{nom}$ .
  - Máxima corriente de salida durante fallas.
  - Frecuencia de salida nominal y rango de frecuencia tolerado.

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Capacidad para aportar potencia reactiva (Curvas PQ o rango factor de potencia en el que se puede operar).</li> <li>○ Dispositivos de protección integrados.</li> </ul> |
|--|

*Tabla 4: Datos de placa para generadores eólicos y solares*

#### Especificación de parámetros – Equipos adicionales

- |   |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Indicar si se cuenta con control central de planta (PPC).</li> <li>▪ Indicar si se cuenta con algún tipo de compensación reactiva (bancos de condensadores o reactores) y su capacidad.</li> <li>▪ Información sobre cualquier otro tipo de equipo que se considere relevante reportar.</li> </ul> |
|---|

*Tabla 5: elementos adicionales.*

### 6.4 Presentación información de entrada y supuestos para el análisis

Este aparte del informe debe incluir la información de entrada y los supuestos utilizados para hacer el estudio de conexión simplificado.

La siguiente información deberá ser incluida en el estudio, considerando los detalles y condiciones descritos en el numeral 7 del presente documento.

1. Modelación de la zona de influencia del proyecto de generación (ver detalles en el numeral 7.1).
2. Horizonte de análisis (ver detalles en el numeral 7.2).
3. Información de demanda de potencia (ver detalles en el numeral 7.3).
4. Información de despachos de generación (ver detalles en el numeral 7.4).
5. Información de compensación reactiva en el área (ver detalles en el numeral 7.5).
6. Información de la energía producida.

Cada uno de los puntos listados arriba deberá presentarse en el informe como una sección o capítulo. Con respecto al punto 6 de la lista de arriba (Información de la energía producida), para el primer año posterior a la entrada en la operación del proyecto, se deberá indicar por parte del interesado en conectarse la energía estimada que producirá el sistema de generación de manera mensual. Para los años siguientes y hasta que se cumpla la vida útil, se deberá indicar la energía anual producida estimada.

### 6.5 Presentación de los análisis

La presentación de los análisis que componen el estudio de conexión simplificado debe incluir:

1. Validación de la correcta modelación.
2. Presentación de los escenarios de estudio.
3. Perfiles de tensión y nivel de carga en líneas y transformadores obtenidos mediante los análisis de flujo de carga.
4. Contribución del proyecto a la corriente de corto circuito.
5. Análisis para evitar el funcionamiento en isla.

6. Análisis de pérdidas.
7. Evaluación económica (en caso que se requiera).

Cada uno de los puntos listados arriba deberá presentarse en el informe como una sección o capítulo aparte, siguiendo los lineamientos establecidos, para cada punto, en el numeral 8 del presente documento.

## **6.6 Conclusiones**

En este aparte se deben listar las principales conclusiones del estudio de conexión simplificado.

## **7. Información de entrada necesaria para realizar el estudio de conexión simplificado**

La información de entrada presentada en este numeral debe ser suministrada por el OR al interesado en los plazos definidos en el Anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que lo modifique o sustituya.

La información de entrada deberá ser incluida en el informe del estudio de conexión simplificado, que presente el interesado en la conexión (ver numeral 6.4).

### **7.1 Modelación de la zona de influencia del proyecto de generación**

El Operador de Red-OR suministrará al interesado en conectarse la siguiente información para los años  $t$  y  $(t+x)$ , según corresponda, para modelar la conexión del generador interesado.

Los OR definirán antes del 15 de diciembre de cada año el valor de  $x$ , el cual estará vigente durante el primer semestre del año posterior, ello para todas las solicitudes de punto de conexión y estudio asociado. Para el segundo semestre del año, el valor de  $x$  será definido por cada OR durante el primer semestre, antes del 15 de junio (para más detalles ver definición en 5).

#### **7.1.1 Para solicitudes de conexión al nivel de tensión N1**

- Equivalente en el lado de alta del transformador de distribución.
- Parámetros del transformador de distribución.
- Características del conductor entre el transformador de distribución y el interesado en conectarse.
- Demanda equivalente del transformador de distribución.
- Características de los generadores conectados en el mismo transformador de distribución (ver Tablas 2, 3 y 4 del numeral 6.3).
- Principales condiciones operativas.

#### **7.1.2 Para solicitudes de conexión al nivel de tensión N2**

- Equivalente de la subestación.

- Demanda equivalente de la subestación y del circuito a modelar.
- Parámetros de la red troncal principal.
- Demandas agregadas que se conectan a la red troncal principal.
- Características de los generadores conectados en el mismo circuito y/o que impacten a la subestación.
- Principales condiciones operativas.
- Capacidad de cortocircuito de los interruptores en el circuito donde se hace la solicitud.

### 7.1.3 Para solicitudes de conexión al nivel de tensión N3 en sistemas enmallado

- Equivalentes de todas las subestaciones aledañas del punto de conexión (sin incluir conexiones en T) del proyecto del interesado, para todos los posibles caminos hasta configurarse el “enmallamiento” (ver Figura 1).
- Conexiones en T que impacten la zona de influencia del proyecto del interesado en conectarse.
- Demanda equivalente de la subestación aledañas y parámetros de las redes asociadas.
- Características de los generadores conectados en las subestaciones aledañas y/o que impacten a la zona de influencia de la conexión del interesado.
- Principales condiciones operativas y despachos típicos.
- Capacidad de cortocircuito de los interruptores en el circuito donde se hace la solicitud.
- Para aquellos casos donde se inyecten excedentes al STR y/o STN, se suministrará la información de la red impactada del SIN.

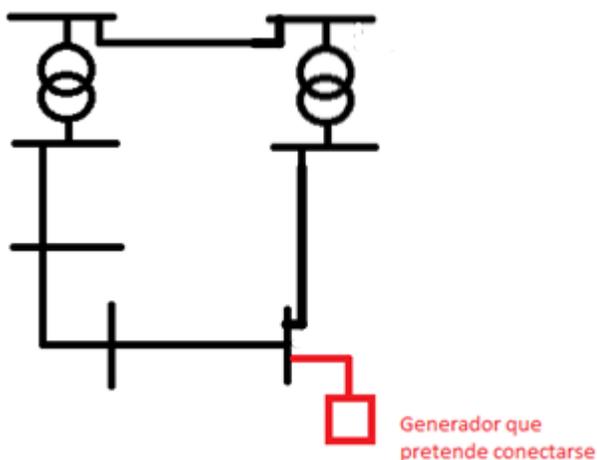


Figura 1 Red enmallada de referencia.

### 7.1.4 Para solicitudes de conexión al nivel de tensión N3 en sistemas radiales

- Mismas condiciones de las solicitudes de conexión al nivel de tensión N2.
- Equivalente de la subestación de respaldo.

**Nota:** Para todos los casos descritos en este numeral, es decir las solicitudes de conexión en los niveles N1, N2, N3 y , el Operador de Red-OR suministrará la información necesaria para la realización del estudio en los términos establecidos en el Anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que lo modifique o sustituya. De todas formas, si el usuario interesado en conectarse lo requiere, este podrá solicitar la base de datos del software de modelación utilizado por el Operador de Red.

Así mismo, si el OR lo identifica como necesario, la información a suministrar incluirá los desbalances de fases existentes para que estos sean tenidos en cuenta en los análisis.

### **7.2 Horizonte de análisis**

Se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), y un año posterior definido por el Operador de Red (t+x). Según el análisis correspondiente, el horizonte puede variar, como se especificará más adelante.

### **7.3 Información de demanda de potencia**

La información de la demanda deberá presentarse en forma de curvas de demanda con resolución horaria, sea basada en información histórica o por medio de curvas típicas esperadas para los circuitos, corrigiendo o eliminando las contingencias, comprobando que no correspondan con situaciones atípicas, como averías o transferencias temporales de carga.

Para la proyección de crecimiento de la demanda de potencia en la zona de influencia del proyecto, se deben utilizar las demandas reportadas por el Operador de Red-OR para su sistema, las cuales serán suministradas por este último al interesado en conectarse.

### **7.4 Información de despachos de generación**

Para las solicitudes de conexión al nivel de tensión N3, se debe considerar la información publicada en las bases de datos de XM para los diferentes despachos de generación, buscando la simulación de los casos críticos que se presentan más adelante (numeral 8.2 de este documento). Dicha información deberá ser suministrada por el Operador de Red-OR al interesado en conectarse.

### **7.5 Información de compensación reactiva en el área**

El Operador de Red-OR suministrará, para diferentes condiciones de demanda, la inyección de potencia reactiva típica por cada uno de sus elementos de compensación.

## **8. Lineamientos para la realización de los análisis que componen el estudio de conexión simplificado**

El estudio de conexión simplificado debe incluir los análisis presentados a continuación. Los análisis deberán llevarse a cabo utilizando herramientas de modelamiento y simulación adecuadas para cada caso.

## 8.1 Validación de la correcta modelación

Para asegurar la correcta modelación del sistema en la zona de influencia de la solicitud de conexión, y considerando que el OR entregará toda la información del numeral 7, incluyendo el modelo de red en el punto de conexión; el interesado en conectarse deberá establecer en su modelo de estado estacionario (y presentar en el informe) para el año t, sin el proyecto de generación, para el escenario de carga pura del numeral 8.2, con taps fijos en posición central, nodo slack en uno de los equivalentes de red (el resto en modo PV) y la generación típica de la zona de influencia del proyecto (sin producción de potencia reactiva):

- Topología del sistema modelado, teniendo en cuenta lo indicado en el numeral 7.1.
- Nivel de cortocircuito en las subestaciones de la zona de influencia del proyecto, teniendo en cuenta lo indicado en el numeral 7.1.
- Tensiones y nivel de carga en las subestaciones y elementos de la zona de influencia del proyecto, teniendo en cuenta lo indicado en el numeral 7.1.

## 8.2 Definición de escenarios

Es importante mencionar que las condiciones que se simulan son aquéllas que representen las más desfavorables, en términos de requerimientos de red para cada uno de los escenarios.

Respecto a la carga objeto de simulación, información suministrada por el OR de acuerdo con las condiciones del numeral 7.1, en la modelación se tendrá en cuenta las curvas de demanda de los usuarios y circuitos MT (resolución horaria), y de los transformadores MT/BT (resolución horaria). Si no se cuenta con dicha información se utilizarán las curvas típicas por tipo de usuario, o la curva de carga de la cabecera del circuito (suministradas también por el Operador de Red), corrigiendo o eliminando las contingencias, comprobando que no correspondan con situaciones atípicas, como averías o transferencias temporales de carga.

Para realizar los análisis requeridos deben considerarse como mínimo los siguientes escenarios para la zona de influencia del proyecto, en los términos del numeral 7.1:

### 8.2.1 Carga pura

Demanda máxima con mínima generación, es decir, 0 MW para la generación no gestionable (no controlable como la tecnología solar fotovoltaica), y valores mínimos históricos para la generación gestionable (controlable como las plantas térmicas con disponibilidad de combustibles o hidroeléctricas con capacidad de regulación).

### 8.2.2 Momento de máxima diferencia

**Para sistemas de autogeneración:** En el caso de generación solar o eólica, considerar valores de máxima generación y mínima demanda del usuario coincidentes en el tiempo (máxima diferencia coincidente en el tiempo entre las dos variables). En el caso de generación gestionable el escenario debe plantearse con máxima generación y mínima demanda del usuario sin considerar la coincidencia en el tiempo entre estas dos variables. En ambos casos la demanda del circuito/transformador a considerar es la que coincide en el tiempo con la demanda del usuario seleccionada.

**Para sistemas de generación distribuida:** En el caso de generación solar o eólica, considerar valores de máxima generación y mínima demanda del circuito/transformador coincidentes en el tiempo (máxima diferencia coincidente en el tiempo entre las dos variables). En el caso de generación gestionable el escenario debe plantearse con máxima generación y mínima demanda del circuito/transformador sin considerar la coincidencia en el tiempo entre estas dos variables.

### **8.2.3 Máxima demanda y máxima generación:**

En el caso de generación solar o eólica, considerar valores de máxima generación y máxima demanda en el circuito/transformador coincidentes en el tiempo. Para proyectos de autogeneración la demanda del usuario será la que coincida en el tiempo con la demanda del circuito/transformador seleccionada.

En el caso de generación gestionable el escenario debe plantearse con máxima generación y máxima demanda del circuito/transformador sin considerar coincidencia en el tiempo. Para proyectos de autogeneración la demanda del usuario será la que coincida en el tiempo con la demanda del circuito/transformador seleccionada.

### **8.3 Cálculo perfiles de tensión y nivel de carga en líneas y transformadores (flujos de carga BT y MT)**

En primer lugar, se debe establecer el estado de la red actual (dependiendo de la modelación presentada en el numeral 7.1), evaluando el nivel de carga de los distintos tramos y transformadores que intervienen eléctricamente en el punto de conexión, así como las variaciones de tensión en la subestaciones y líneas de la zona de influencia del proyecto. El objetivo de este análisis es determinar el cumplimiento de los criterios establecidos en la regulación actual, considerando la conexión del sistema de generación (Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 070 de 1998 o aquellas que las modifiquen o sustituyan).

Asimismo, se evaluará el estado de la red contemplando la conexión del sistema de generación a analizar, tanto en condición N, como en contingencia simple de los elementos de la zona de influencia del proyecto (N-1).

Los escenarios que se simularan son los descritos en el numeral 8.2., se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t) y un año posterior a la entrada del mismo definido por el Operador de Red-OR (t+x).

Inicialmente se modela la planta objeto del análisis operando con factor de potencia unitario.

Es importante mencionar que, dependiendo del tipo de conexión del sistema de generación, el análisis de flujo de carga podría ser desbalanceado. En este caso el Operador de Red-OR será el encargado de notificar sobre esta situación al interesado, y tendrá que suministrarle toda la información necesaria para la realización del análisis.

### **8.4 Cálculo contribución a la corriente de cortocircuito**

Este análisis se realiza para comprobar que la incorporación del sistema de generación no suponga un incremento en la corriente de cortocircuito en las subestaciones de influencia del proyecto (de acuerdo con lo descrito en el numeral 7.1), que supere la capacidad de corte de los interruptores existentes.

En este sentido, se calculará en el escenario de red previsto, tras incorporar el nuevo generador, los nuevos valores de intensidad de fase máxima ante cortocircuito (icc) en el punto de conexión y en las barras de AT y MT de las subestaciones de la zona de influencia, ya sea ante cortocircuito polifásico o ante falla a tierra. Una vez determinados, se contrastarán estos valores máximos de icc, en barras de AT, MT o BT con la capacidad de corte de todos los interruptores afectados, ello para comprobar la idoneidad de los interruptores o, en su defecto, la necesidad de su sustitución por equipos con mayor poder de corte.

Los escenarios que se simularán son los descritos en los numerales 8.2.2 y 8.2.3, que consideran toda la generación de la zona en línea, independientemente que entreguen o no excedentes a la red. Se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t) y un año posterior a la entrada del mismo definido por el OR (t+x).

### 8.5 Análisis para evitar el funcionamiento en isla

El funcionamiento en isla de una red de distribución consiste en la posible alimentación temporal del sistema de generación a usuarios en ausencia de la red principal. Este funcionamiento debe ser evitado con el fin de mantener la seguridad de la operación y la calidad de suministro dentro los límites establecidos.

En los casos donde la generación es capaz de mantener autónomamente los valores de tensión y frecuencia, existirá riesgo de funcionamiento en isla cuando se cumpla la siguiente relación:

$$\left( \sum_{i=1}^N P_{maxgi} \right) + P_{gnuevo} \geq P_{min dem}$$

Donde:

- *P<sub>maxgi</sub>*: Potencia instalada del generador i.
- *P<sub>gnuevo</sub>*: Potencia máxima del generador a estudiar.
- *P<sub>min dem</sub>*: Potencia demandada mínima.

En este numeral se deberá calcular la expresión definida arriba y presentar el mecanismo para evitar el funcionamiento en isla implementado para la planta.

Adicionalmente, en la etapa de pruebas durante la conexión, se deberá certificar que se cumple con lo establecido en el Acuerdo 1522 de 2022, o aquel que lo modifique o sustituya, desde el punto de vista de la protección anti-isla.

### 8.6 Análisis de pérdidas

Este análisis se realiza para todos los elementos en la zona de influencia del proyecto de generación, teniendo en cuenta la modelación descrita en el numeral 7.1 y los escenarios del numeral 8.2. Para establecer el incremento o disminución del nivel de pérdidas por la conexión del sistema de generación, solamente para este numeral se deberá calcular por parte del interesado el nivel de pérdidas con y sin el proyecto.

Se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), y un año posterior a la entrada del mismo definido por el OR (t+x).

### 8.7 Evaluación económica (opcional)

Para aquellos estudios de conexión que identifiquen el incumplimiento de los criterios técnicos establecidos en la regulación actual (resoluciones CREG 025 de 1995 y 070 de 1998, o aquellas que las modifique o sustituya), por ejemplo, sobrecargas, sobre y sub tensiones por fuera de los límites permitidos, el interesado en conectarse podrá proponer la obra necesaria para posibilitar su conexión al sistema. En este sentido, tendría que identificar los activos de

uso objeto de repotenciación o de incorporación, causados por la conexión del proyecto, los cuales deben ser valorados en unidades constructivas de acuerdo con la metodología y precios descritos en la resolución CREG 015 de 2018, o aquella que la modifique o sustituya.

## 9. Información técnica adicional y condiciones para la presentación y elaboración de los estudios de conexión simplificados

### 9.1 Plazos para la entrega de la información y de los resultados de los estudios

Una vez el interesado haga su solicitud de conexión en el aplicativo web de cada Operador de Red-OR y reciba por parte del mismo la documentación necesaria para elaborar el estudio de conexión simplificado (dentro de los plazos y bajo las condiciones establecidas en el Anexo 5 de la resolución CREG 174 de 2021 o aquella que lo modifique o sustituya), este deberá entregar los estudios dentro de los plazos y bajo las condiciones establecidas en el Anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya.

### 9.2 Estudios de coordinación y ajuste de protecciones

Los estudios de coordinación de protecciones deberán cumplir con lo previsto en el Acuerdo 1522 de 2022, o aquel que lo modifique o sustituya.

### 9.3 Esquemas de conexión de referencia

A manera de referencia en esta sección se presentan algunos posibles esquemas de conexión de los proyectos a la red eléctrica.

#### 9.3.1 Esquemas de conexión a la red BT

Los tipos de configuración más comunes para la conexión de los GD's, AGPE's o AGGE's a la red de baja tensión son los siguientes:

- **Conexión radial desde una subestación secundaria MT/BT**

El esquema de conexión implica la construcción de una línea desde la subestación MT/BT para permitir la conexión de un usuario.

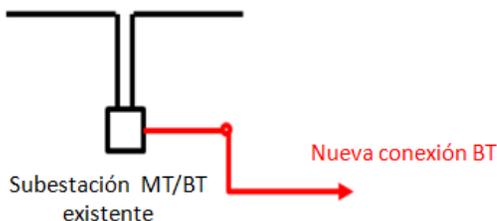


Figura 2 Conexión radial desde una subestación secundaria.

- **Conexiones desde línea de BT**

a) **Conexión de derivación de línea (sólo en la línea aérea)**

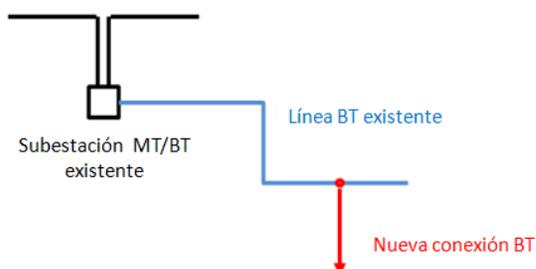


Figura 3 Conexión de derivación en T.

b) **Desde caja de derivación de acometidas (redes aéreas)**

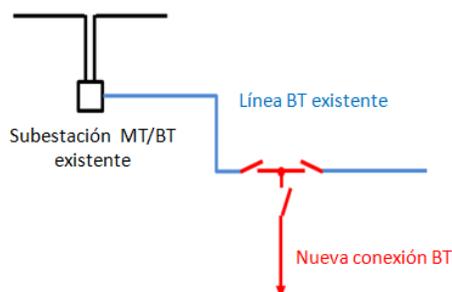


Figura 4 Inserción de ramal en la caja de derivación de acometidas de BT.

### 9.3.2 Esquemas de conexión a la red MT

- **Derivación radial doble**

La conexión implica la construcción de dos líneas dedicadas (respaldo), ya sea directamente desde la subestación primaria, o desde otro punto (figuras 5 y 6, respectivamente). Dicho esquema no garantiza la continuidad del servicio cuando las dos alimentaciones provienen de la subestación primaria y en esta se produce una falla.

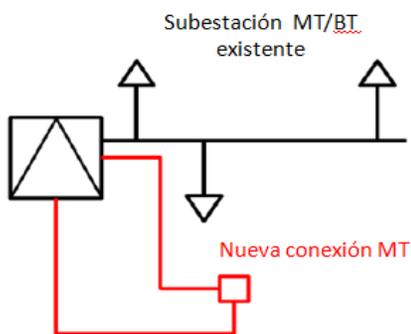


Figura 5 Derivación radial doble desde la subestación AT/MT.

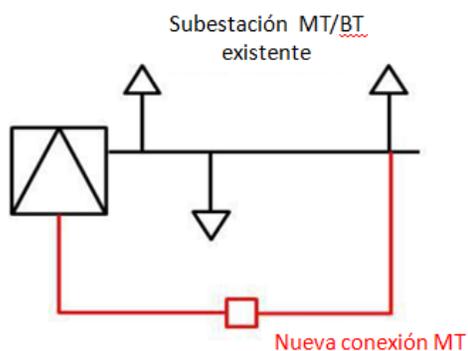


Figura 6 Derivación línea de realimentación dedicada.

- **LILO (entrada/salida) en la derivación de la línea MT**

Este esquema se usa generalmente en líneas subterráneas para implementar conexiones radiales o de anillo.

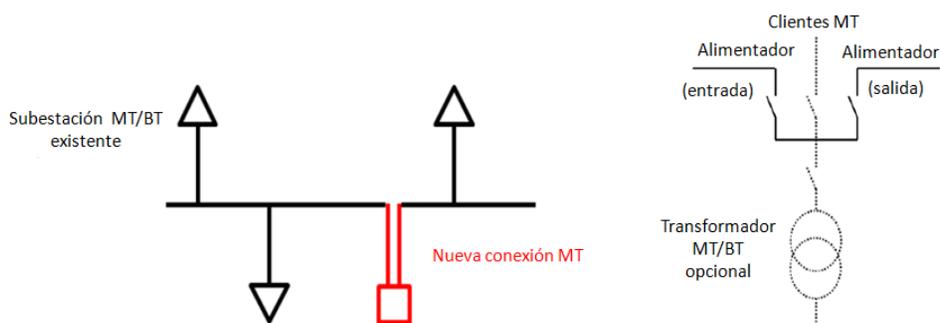


Figura 7 Conexión LILLO en línea MT.

- **Radial desde la derivación de la subestación primaria**

Este tipo de conexión puede adoptarse si a lo largo de una línea existente no es factible la conexión desde un punto de vista técnico, por ejemplo, por baja capacidad.

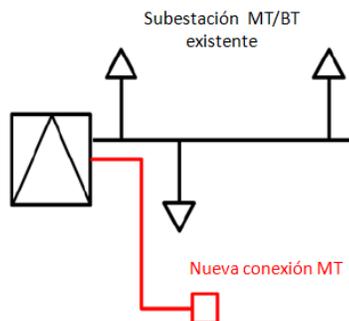


Figura 8 Conexión radial desde una subestación primaria.

- **Derivación en T (con o sin seccionamiento)**

Este esquema se usa para redes aéreas. Puede instalarse un seccionamiento inmediatamente debajo de la derivación en T, con el fin de facilitar las actividades de mantenimiento. En caso de derivaciones aéreas muy largas o cargas muy grandes, el seccionamiento debe estar siempre instalado.

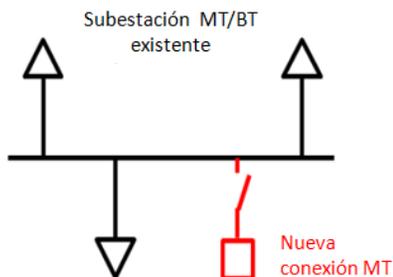


Figura 9 Derivación en T ramificada con seccionamiento.

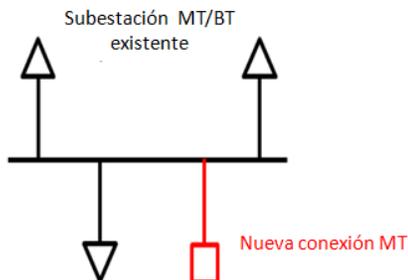


Figura 10 Derivación en T ramificada

## 10. Causales de Rechazo del estudio de conexión simplificado

Las siguientes serán causales de rechazo al estudio de conexión simplificado:

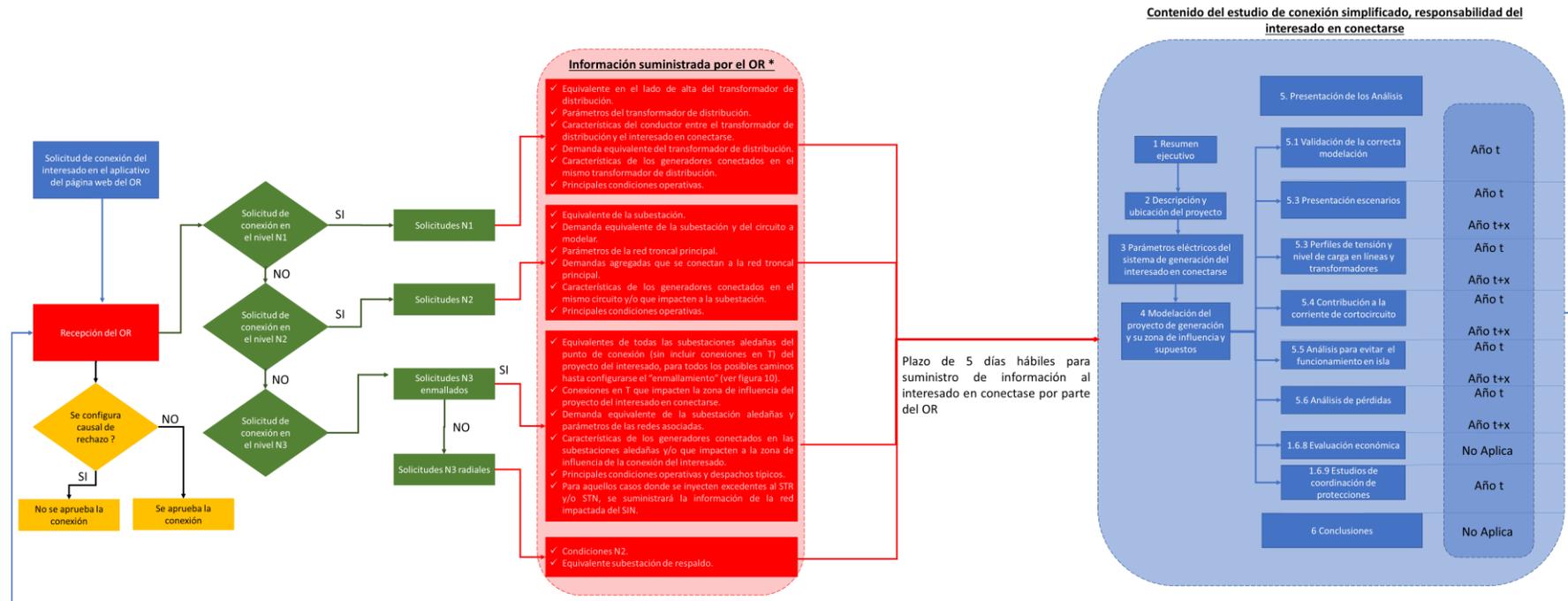
1. Si la validación del numeral 8.1 no es satisfactoria, es decir, los valores calculados por el interesado tienen una desviación superior al 10 % respecto a los cálculos del Operador de Red-OR (niveles de tensión, nivel de carga de elementos y niveles de cortocircuito).
2. Si el interesado a conectarse entrega el estudio de conexión simplificado posterior al plazo definido en el Anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que lo modifique o sustituya (numeral 9.1).
3. Si no se desarrollan todos los análisis contenidos en este documento para los años  $t$  y  $t+x$ , según corresponda.
4. Si no se especifica el mecanismo para evitar el funcionamiento en isla (numeral 8.5). Tener en cuenta que en la etapa de pruebas durante la conexión del proyecto se verificará el cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo 1522 de 2022 o aquel que lo sustituya.
5. Si se supera la capacidad de corto circuito en alguna de las subestaciones cercanas a la zona de influencia (ver numeral 8.4) por la conexión del sistema de generación, ello en los años  $t$  y  $t+x$ , según corresponda.
6. Si el nivel de carga bajo condiciones normales de operación de alguno de los elementos de la red cercana a la zona de influencia del proyecto es superior al 100 %, considerando la conexión del sistema de generación, ello en los años  $t$  y  $t+x$ , según corresponda (numeral 8.3).
7. Si bajo condiciones de contingencia sencilla (N-1), el nivel de carga de alguno de los elementos de la red cercana a la zona de influencia del proyecto es superior al límite de emergencia (ya sea que este último sea la misma capacidad nominal), ello en los años  $t$  y  $t+x$ , según corresponda (numeral 8.3).
8. Si por la conexión del sistema de generación se observan sobretensiones en alguna de las subestaciones de la zona de influencia del proyecto, que violen los límites establecidos por la regulación actual ( $V > 1.1$  p.u.). Lo anterior bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla N-1, y en los años  $t$  y  $t+x$ , según corresponda (numeral 8.3).

Resumen de los análisis del estudio eléctrico y causales de rechazo:

Tipo Análisis (con su numeral en este documento)	Causal de Rechazo
8.1 Validación de la correcta modelación	Si la validación no es satisfactoria, es decir, los valores calculados por el interesado tienen una desviación superior al 10 % respecto a los cálculos del Operador de Red-OR.
8.3 Perfiles de tensión y nivel de carga en líneas y transformadores (flujos de carga BT y MT)	<p>Si el nivel de carga bajo condiciones normales de operación de alguno de los elementos de la red cercana a la zona de influencia del proyecto es superior al 100 %, considerando la conexión del sistema de generación, ello en los años t y t+x, según corresponda.</p> <p>Si bajo condiciones de contingencia sencilla (N-1), el nivel de carga de alguno de los elementos de la red cercana a la zona de influencia del proyecto es superior al límite de emergencia (ya sea que este último sea la misma capacidad nominal), ello en los años t y t+x, según corresponda.</p> <p>Si por la conexión del sistema de generación se observan sobretensiones en alguna de las subestaciones de la zona de influencia del proyecto, que violen los límites establecidos por la regulación actual (<math>V &gt; 1.1</math> p.u.). Lo anterior bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla N-1, y en los años t y t+x, según corresponda.</p>
8.4 Contribución a la corriente de cortocircuito	Si se supera la capacidad de corto circuito en alguna de las subestaciones cercanas a la zona de influencia por la conexión del sistema de generación, ello en los años t y t+x, según corresponda.
8.5 Análisis para evitar el funcionamiento en isla	Si no se especifica el mecanismo para evitar el funcionamiento en isla. Tener en cuenta que en la etapa de pruebas durante la conexión del proyecto se verificará el cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo 1522 de 2022 o aquel que lo modifique o sustituya.

*Tabla 6 Contraste entre los análisis eléctricos y las causales de rechazo.*

## Anexo I Resumen esquemático procedimientos y contenidos para las solicitudes de conexión a través de estudios simplificados



Plazo de 5 meses para entrega de estudio de conexión al OR, contados a partir de la solicitud de conexión en el aplicativo web

**Notas:**

\* Para todos los casos descritos en este numeral, es decir las solicitudes de conexión en los niveles N1, N2, N3, el Operador de Red-OR suministrará la base de datos del software de modelación utilizado por este, si el interesado en conectarse así lo requiere.