

## ANEXO 1. AL FORMATO ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO PARA GD-AGPE Y AGGE HASTA 5MW

### 1 Alcances, requisitos y descripción de los ítem contemplados en la estructura de presentación

#### 1.1 Introducción

En este aparte del estudio el interesado describe brevemente los antecedentes y el alcance del proyecto.

#### 1.2 Descripción y ubicación del proyecto

En este capítulo el interesado indica la descripción del proyecto, tipo de fuente a utilizar, vida útil del proyecto ubicación del proyecto en coordenadas geográficas aportando una imagen de su ubicación, diagrama unifilar general con esquema de conexión así como las consideraciones adicionales que estime convenientes. Los posibles esquemas de conexión a la red eléctrica pueden ser los siguientes:

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

Los tipos de configuración de conexión de los GD o AGPE a la red baja tensión son:

##### Conexión radial desde una subestación secundaria MT/BT

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

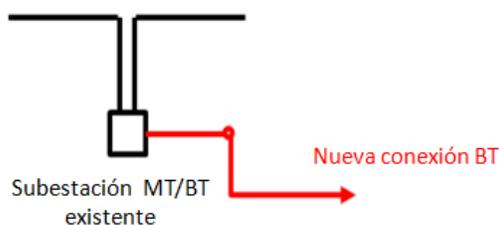
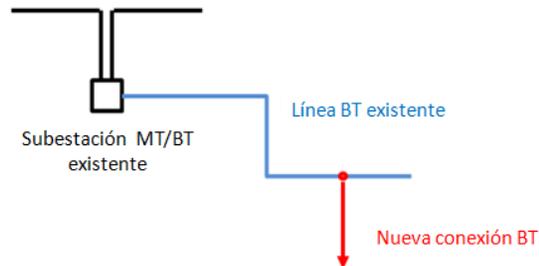


Figura 1. Conexión radial desde una subestación secundaria.

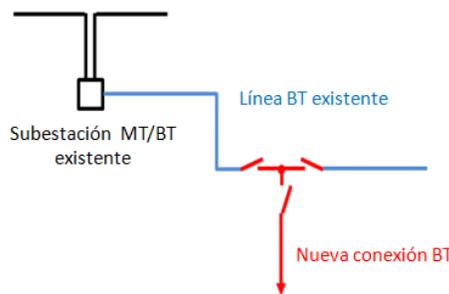
**Conexiones desde línea BT**

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



**Figura 2.** Conexión de derivación en T.

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

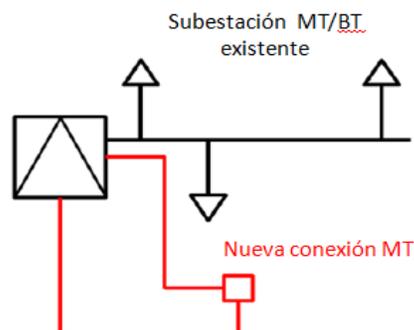


**Figura 3.** Inserción de ramal en caja de derivación de acometidas de BT.

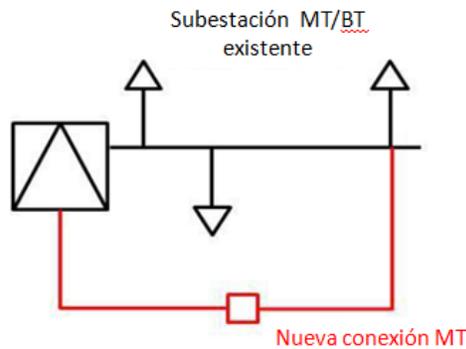
**1.2.2 Esquemas de conexión a la red MT**

**Derivación radial doble desde la subestación AT/MT de la línea de re-alimentación dedicada**

La conexión implica la construcción de dos líneas dedicadas directamente desde la subestación primaria. Dicho esquema, a la vez que ofrece un buen nivel de confiabilidad, no garantiza la continuidad del servicio en caso de interrupciones del servicio en la subestación primaria.



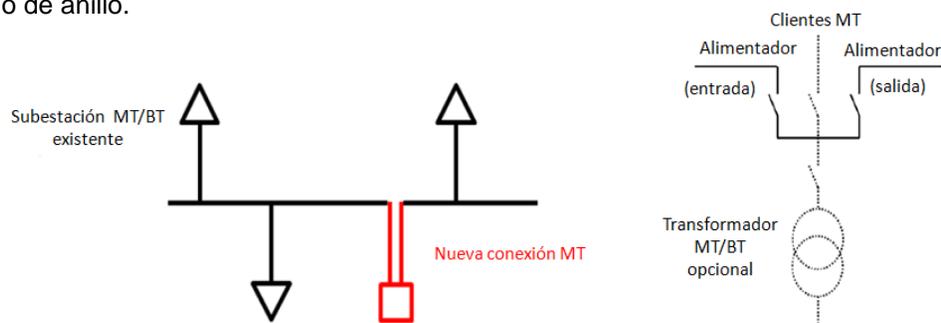
**Figura 4.** Derivación radial doble desde la subestación AT/MT.



**Figura 5.** Derivación línea de re-alimentación dedicada.

**LILO en la derivación de la línea MT**

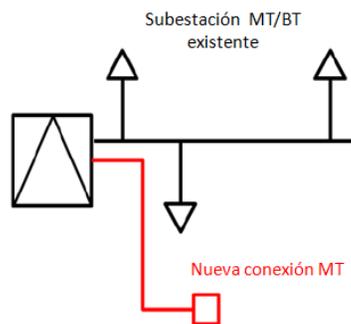
Este esquema se usa generalmente en líneas subterráneas para implementar conexiones radiales o de anillo.



**Figura 6.** Conexión LILO 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 de la línea existente.

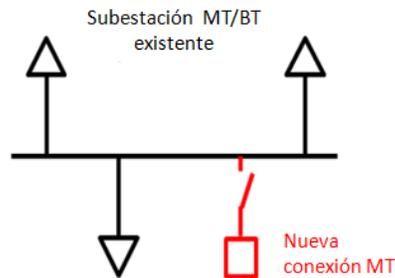


**Figura 7.** Conexión radial desde una subestación primaria.

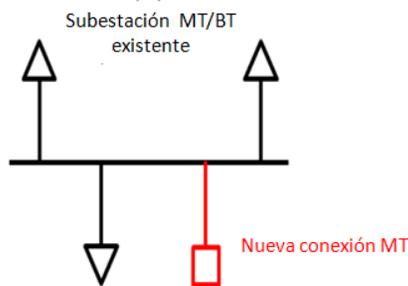


**Derivación en T (con o sin seccionamiento)**

Este esquema se usa para redes aéreas. Deberá instalarse un seccionamiento inmediatamente abajo 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 8.** Derivación en T ramificada con seccionamiento.



**Figura 9.** Derivación en T ramificada.

**1.3 Parámetros de los equipos del proyecto y los criterios de operación declarados por el cliente**

En este aparte del estudio se aportan los parámetros eléctricos de los equipos objeto de la conexión, fuentes de generación (paneles, inversores, generadores, transformadores en caso de que apliquen, etc), así como los criterios de operación del sistema indicando si entregará o no excedentes de energía a la red.

Especificación de parámetros – Transformadores
Capacidad, nivel de tensión, Impedancia de secuencia positiva, impedancia de secuencia cero, grupo de conexión, TAP máximo y mínimo, paso de TAPs, ente otros.

**Tabla 1.** Datos de placa para transformadores.



Especificación de parámetros – Generadores
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fuente de energía (solar, eólica, hidráulica, térmica, etc).</li> <li>- Tipo de generador (estático, asíncrono, síncrono).</li> <li>- Datos de placa, capacidad, frecuencia, tensión.</li> <li>- Datos para modelo:               <ul style="list-style-type: none"> <li>o Potencia aparente nominal</li> <li>o Potencia activa nominal</li> <li>o Máxima generación activa</li> <li>o Mínima generación activa</li> <li>o Máxima generación reactiva</li> <li>o Mínima generación reactiva</li> <li>o Reactancia sincrónica de eje directo - <math>X_d</math></li> <li>o Reactancia transitoria de eje directo - <math>X_d'</math></li> <li>o Reactancia subtransitoria de eje directo - <math>X_d''</math></li> <li>o Reactancia de secuencia negativa - <math>X(2)</math></li> <li>o Reactancia de secuencia cero - <math>X(0)</math></li> <li>o Resistencia del estator – R</li> <li>o Reactancia característica – <math>X_c</math></li> <li>o Reactancia de dispersión del estator - <math>X_l</math></li> <li>o Reactancia sincrónica de eje en cuadratura - <math>X_q</math></li> <li>o Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura - <math>X_q''</math></li> <li>o Inercia – H</li> <li>o Constante de tiempo transitoria de circuito abierto de eje directo - <math>T_{do}'</math></li> <li>o Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto de eje directo - <math>T_{do}''</math></li> <li>o Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto de eje en cuadratura - <math>T_{qo}''</math></li> </ul> </li> </ul>

**Tabla 2.** Datos de placa para generadores.

Especificación de parámetros – Inversores y paneles solares
<p><b>Datos de entrada:</b> Serie de tensión, tensión de arranque, máxima tensión y corriente de entrada, tensión y corriente de entrada nominal, máxima corriente de cortocircuito de los paneles solares.</p> <p><b>Datos de salida:</b> Potencia de salida nominal, máxima potencia de salida, tensión de red nominal, tolerancia de tensión AC del inversor, máxima corriente de salida con <math>V_{nom}</math>, protección contra sobrecorriente, numero de fases, frecuencia de salida nominal, márgenes de frecuencia, dispositivos de protección integrados.</p>

**Tabla 3.** Datos de placa para inversores y paneles solares.



## 1.4 Información utilizada para el estudio

**1.4.1 Modelo de simulación:** Se debe utilizar el modelo completo del sistema interconectado nacional SIN, o los equivalentes de red de acuerdo al alcance del proyecto, acordados con Codensa, se debe informar el software con el cual se realizará el estudio. La elaboración de los estudios deberá contemplar la siguiente información:

- Equivalente de red AT
- Información tramos de red de MT
- Impedancias Transformadores
- Demandas de potencia, despachos de generación y consignas operativas

**1.4.2 Horizontes de análisis:** Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes a la red de distribución mayores a 0.1MW y hasta 5MW se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), el año siguiente (t+1), y el 5 año posterior a la entrada del proyecto (t+5).

**1.4.3 Información de demanda de potencia:** Se deben utilizar las demandas de potencia máximas, medias y mínimas proyectadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y las demandas reportadas por Codensa para su sistema.

**1.4.4 Información de despachos de generación:** Para el despacho de generación a nivel nacional se utiliza la información publicada en las bases de datos de XM. sin embargo, para los despachos de generación con influencia sobre el área de Cundinamarca, se actualizarán de acuerdo con los despachos indicativos más probables reportados por Codensa.

**1.4.5 Información de consignas operativas:** Se utilizaran las cercanas al proyecto de acuerdo a las condiciones definidas previamente por Codensa.

## 1.5 Estudio eléctrico

### 1.5.1 Nivel de tensión requerido

De acuerdo a la potencia instalada de generación, se deberá indicar el nivel de tensión requerido de acuerdo a lo siguiente:

Potencia instalada (kW)	Nivel de tensión	Sistema eléctrico
1 – 10	Baja tensión	Monofásico bifilar Monofásico trifilar



Potencia instalada (kW)	Nivel de tensión	Sistema eléctrico
10 – 100	Baja o Media tensión <sup>(1)</sup>	Trifásico
100 – 1000	Media tensión	Trifásico
1000 – 5000	Media tensión	Trifásico
<sup>(1)</sup> Prevalecerá la conexión en baja tensión acorde con la disponibilidad de capacidad de la red.		

**Tabla 4.** Nivel de tensión requerido según la potencia instalada del sistema de generación.

### 1.5.2 Cálculo teórico de la energía producida

Para el primer año posterior a la entrada en la operación del proyecto se deberá indicar la energía estimada que producirá el sistema de manera mensual, para los años siguientes y hasta que se cumpla la vida útil estimada del sistema o la fecha de duración establecida en el contrato de conexión se deberá indicar la energía anual producida.

### 1.5.3 Escenarios de estudio

En este apartado se detallan los escenarios de estudio (red, generación y carga) a considerar para cada verificación:

#### Escenario de Red

Se considerará la red de MT o BT afectada por la conexión desde el transformador AT/MT hasta el punto de conexión en el año de entrada en operación del proyecto. La red de AT se considera el equivalente de red del nodo de AT al cual se conecte dicha red de MT; para cada escenario se debe actualizar el equivalente de red.

#### Escenarios de generación y demanda

Este escenario considerará el equivalente de red (corriente de cortocircuito y voltaje) del nodo AT donde se conecte la red de MT analizada. Las condiciones a considerar serán aquellas más desfavorables en términos de requerimientos de la red para cada uno de los análisis a realizar, que significa generación nula para las plantas (en Codensa toda la autogeneración y generación distribuida actual es “no gestionable”).

Para a la conexión estudiada, se considerarán las solicitudes de inyección y demanda de potencia. La demanda de partida se basará en las curvas de demanda de los clientes de MT, de los circuitos de MT y de los transformadores MT/BT cuando se pueda. Si no fuera posible este cálculo se utilizarán curvas de demanda típicas por tipo de cliente o la curva de carga de la cabecera del circuito, corrigiendo o eliminando las contingencias comprobando que no se corresponde con situaciones atípicas como averías o transferencias temporales de carga.

Para realizar las verificaciones requeridas, deben considerarse los siguientes escenarios:



**Carga pura:** Carga máxima con mínima generación, esto es cero para la generación no gestionable y valores históricos (correspondientes a la situación analizada) para la generación gestionable.

**Momento de máxima diferencia:** Valores de generación y carga en el momento de máxima diferencia entre la potencia inyectada en la red por la generación y la carga demandada por los clientes.

**Máxima carga – máxima generación:** Valores de carga máxima y generación máxima.

#### 1.5.4 Cargabilidad de líneas y transformadores (Flujos de carga BT y MT)

##### Cargabilidad de Líneas

Se realiza la comprobación del estado de saturación de la línea de MT para determinar la capacidad previa y posteriormente se evalúa el nivel de saturación de los distintos tramos que intervienen eléctricamente en el punto de conexión, una vez conectado el cliente (consumo o generación). Así mismo, se realiza la comprobación previa del estado de las tensiones de la línea y, posteriormente, se evalúan las variaciones de tensión originadas una vez conectada la carga (consumo o generación), comprobando que las variaciones de tensión, tanto en el punto de conexión, como en la línea en general, cumplen los criterios de fiabilidad.

El punto de conexión definitivo dado al peticionario será aquel que cumpliendo los criterios de fiabilidad de red le resulte más ventajoso.

##### Cargabilidad de Transformadores

Se analiza la capacidad disponible de la transformación AT/MT, MT/MT o MT/BT desde la subestación de las redes de Uso de Codensa que conecta al cliente, Para ello, se analiza el nivel de carga de los transformadores AT/MT o MT/MT y el impacto de la nueva conexión en dicha transformación en los diferentes escenarios de demanda y/o generación, tanto en situación de plena disponibilidad (N) como en situación de contingencia simple del mayor transformador (N-1). Para conexiones de autogeneración sin entrega de excedentes a la red menores o iguales a 1 MW solo se realiza el análisis en situación de plena disponibilidad.

Los escenarios en que se realizaran en estos estudios son los descritos en el numeral 1.5.3. Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes a la red de distribución mayores a 0.1 MW y hasta 5 MW se deberá analizar el año de



entrada de operación del proyecto (año t), el año siguiente (t+1), y el 5 año posterior a la entrada del proyecto (t+5).

### 1.5.5 Contribución a la corriente de cortocircuito

Este análisis se realiza para comprobar que la incorporación del cliente no supone un incremento en la corriente de cortocircuito máxima en barras de subestación que supere el poder de corte de los interruptores existentes. para ello se calcularán, en el escenario de red previsto tras incorporar del nuevo cliente, los nuevos valores de intensidad de fase máxima ante cortocircuito ( $i_{cc}$ ) en el punto de conexión a la red 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  $i_{cc}$ , en barras AT, MT o BT con el poder de corte inventariado de todos los interruptores afectados para comprobar la idoneidad de los interruptores o, en su caso, la necesidad de su sustitución por equipos con mayor poder de corte

Los escenarios en que se realizaran en estos estudios son los descritos en el numeral 1.5.3. Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes a la red de distribución mayores a 0.1 MW y hasta 5 MW se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), el año siguiente (t+1), y el 5 año posterior a la entrada del proyecto (t+5).

### 1.5.6 Incremento de corriente de falla a tierra

El objetivo de esta verificación es evaluar, si la conexión del cliente lleva consigo modificaciones estructurales de la red que pueden afectar el valor de la corriente de falla a tierra. Se realizará el cálculo de los nuevos valores de intensidad de defecto a tierra máxima en el punto de conexión a la red y en las barras de subestación de la red MT donde se realiza la nueva conexión en el escenario de red previsto tras incorporar el nuevo cliente y los desarrollos de red asociados a sus condiciones de conexión.

Para ello se determinará la máxima circulación de intensidad ante una falla a tierra en caso de aparición de un defecto franco a tierra en barras.

Los escenarios en que se realizaran en estos estudios son los descritos en el numeral 1.5.3. Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes a la red de distribución mayores a 0.1 MW y hasta 5 MW se deberá analizar el año de



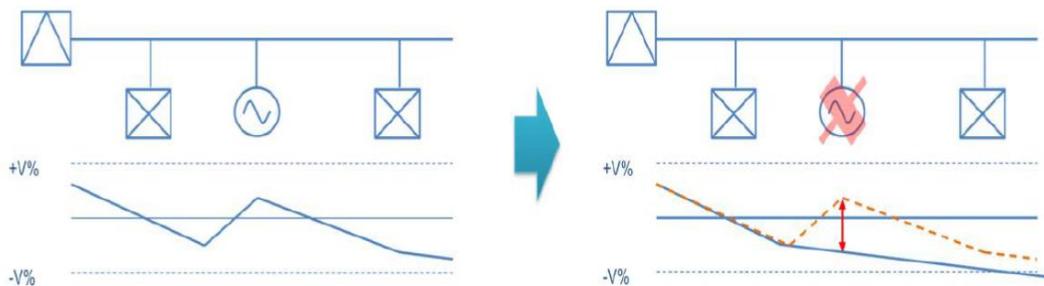
entrada de operación del proyecto (año t), el año siguiente (t+1), y el 5 año posterior a la entrada del proyecto (t+5).

### 1.5.7 Variaciones rápidas de tensión

El análisis consiste en determinar la diferencia de tensión de un determinado nodo de la red de distribución al considerar conectado y desconectado una demanda o generación (variaciones de tensión estáticas entre conexión y desconexión). El análisis se realizará normalmente en el punto en el que se conectará la demanda o generación, aunque cuando proceda, podrá realizarse también en otros puntos de la red que presenten un comportamiento más desfavorable.

Las variaciones de tensión en conexión/desconexión son directamente atribuibles a la potencia de cortocircuito; se puede decir que, un nodo de la red es capaz de tolerar mayores o menores variaciones, en función de la potencia de cortocircuito del nodo.

En el caso de clientes pasivos, estas variaciones se asocian a cambios bruscos de carga (inserción de motores asíncronos o desconexiones bruscas de carga), que pueden ocurrir con frecuencia en instalaciones industriales. En el caso de generadores, estas variaciones se asocian principalmente a la desconexión repentina de la instalación. En la siguiente figura se muestra el perfil de tensión sujeto a la desconexión repentina de un generador.



**Figura 10.** Variaciones rápidas de tensión (desconexión repentina de un generador).

En el caso de generadores conectados a la red sin interposición de convertidores estáticos, pueden producirse variaciones de tensión durante los transitorios cuando se encuentran conectados en paralelo, con mayor probabilidad, en el caso de desconexión repentina durante el suministro de una potencia significativa.

Cuando los generadores estén conectados a la red por medio de inversores, el transitorio más relevante se produce únicamente por la desconexión repentina, ya que no hay fenómenos significativos cuando están funcionando en paralelo.

Dado que las variaciones de tensión ocurren en un periodo de pocos segundos, el regulador automático de tensión, si existe, no tendría tiempo para actuar, por lo que se tendrá que verificar que la desconexión del cliente en estudio no causa variaciones de tensión en los nodos mayores de un determinado umbral (V) referido a la tensión nominal de funcionamiento:

$$\frac{[V_{S1} - V_{S2}]}{V_N} \times 100 \leq V$$

Este valor no superará el 6%, valor máximo de referencia propuesto por la IEC 61000-3-7 para MT.

Los escenarios en que se realizarán en estos estudios son los descritos en el numeral 1.5.3. Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes a la red de distribución mayores a 0.1 MW y hasta 5 MW se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), el año siguiente (t+1), y el 5 año posterior a la entrada del proyecto (t+5).

### 1.5.8 Variaciones lentas de tensión

Las variaciones lentas de tensión son determinadas por la evolución en el tiempo de la potencia en los nodos MT de la red, debido a las variaciones en la carga y/o generación. Esta verificación pretende asegurar que el rango de tensiones en el nivel MT en cada punto de la red, y en particular en los bornes de los transformadores MT/BT, está dentro de un rango así como disminuir la variación de la tensión en el nivel BT a la salida de los centros de transformación, donde no hay posibilidad de regulación automática de voltaje.

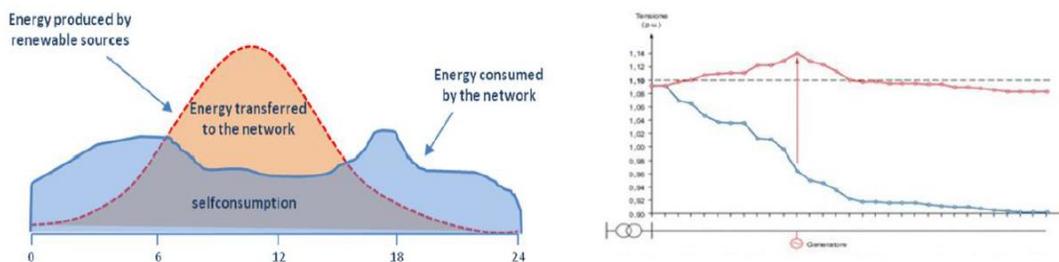


Figura 11. Variaciones lentas de tensión (efecto diario sobre el perfil de tensión).



Un caso típico de este fenómeno es el que se muestra en la figura anterior, debido a la presencia en la red de generación distribuida, que podría estar en su punto máximo de producción durante las horas en las que la red absorbe menos, y ser nulo cuando la red requiere mayor inyección.

Obsérvese cómo la presencia de la generación distribuida es capaz de alterar el perfil de tensión a lo largo de la línea, causando variaciones de tensión en cada nodo de la red que superan los límites permitidos.

En conexiones en la red MT, debido a que los transformadores MT/BT no tienen regulación en carga, habrá que comprobar las variaciones de tensión en los nodos afectados de la red MT. Se deberá considerar la generación y el consumo por separado. Las desviaciones de tensión en estado estacionario deben estar comprendidas en el rango de +/- 10% de la tensión nominal en el Punto de Conexión

$$\frac{[V_{S1} - V_{S2}]}{V_N} * 100 \leq 10\%$$

$V_{S1}$ : Tensión máxima de la red en el punto de conexión considerando el escenario Máxima Diferencia.

$V_{S2}$ : Tensión mínima de la red en el punto de conexión considerando el escenario Carga Pura.

$V_N$ : Tensión nominal de la red en el punto de conexión.

Los escenarios en que se realizaran en estos estudios son los descritos en el numeral 1.5.3. Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes a la red de distribución mayores a 0.1 MW y hasta 5 MW se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), el año siguiente (t+1), y el 5 año posterior a la entrada del proyecto (t+5).

### 1.5.9 Análisis para evitar el funcionamiento en isla

El funcionamiento en isla en una red de distribución consiste en el posible funcionamiento temporal de la generación alimentando a clientes en ausencia de la red. Este funcionamiento debe ser evitado con el fin de mantener la calidad de suministro dentro los límites reglamentarios, no siendo posible que los clientes sean alimentados directamente por los generadores.

El uso de teledisparo es el método más eficaz para evitar este funcionamiento en isla. En los casos en los que 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:

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

Donde:

$P_{maxgi}$ : Potencia instalada del generador i.

$P_{gnuevo}$ : Potencia máxima de generación del cliente a estudiar.

$P_{min dem}$ : Potencia demandada mínima.

En este análisis se deberá indicar el mecanismo para evitar el funcionamiento en isla. Los escenarios en que se realizara este estudio son los descritos en el numeral 1.5.3. Para todas las conexiones solo se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t).

Las fuentes de GD, AGPE o AGGE deben estar equipados con detección efectiva de las condiciones de entrada en “operación en isla” en todas las configuraciones del sistema y con capacidad de desconectar el equipo de generación en menos de 2 s. En caso que se tengan dichas fuentes con sistema de interconexión a base de inversores deben tener una protección anti-isla bajo la norma IEC-62116.

### 1.5.10 Análisis de pérdidas

Se efectúa una evaluación de pérdidas en todo el sistema ubicado en la zona de influencia del Proyecto. La evaluación es el acumulado de las pérdidas en todos los componentes inventariados en esta zona a nivel de STN, STR y SDL.

Los escenarios en que se realizaran en estos estudios son los descritos en el numeral 1.5.3. Para conexiones sin entrega de excedentes a la red se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), para conexiones con entrega de excedentes a la red de distribución mayores a 0.1 MW y hasta 5 MW se deberá analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t), el año siguiente (t+1), y el 5 año posterior a la entrada del proyecto (t+5).

### 1.6 Evaluación económica

En este apartado del estudio se deben 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 a la metodología y precios descritos en la resolución CREG 015 de 2018.



### 1.7 Estudio de calidad de potencia

Para determinar los efectos producidos en calidad de potencia por la conexión sobre el SDL de Codensa, el cliente debe realizar un estudio técnico teórico antes de realizarse la conexión del proyecto con el fin de verificar el cumplimiento de los límites de calidad de la potencia eléctrica en el punto de conexión establecidos en la Figura 12.

 <b>Límites Calidad de la Potencia Eléctrica en Punto de Conexión (Pcc)</b>						
Parámetro Referencia			Nivel de tensión Pcc: 120V a 69,000V			
<b>Límites Distorsión de Corriente</b>						
Máxima Distorsión de Corriente Armónica en porcentaje [%] de IL						
Armónicos Impares de orden h						
Isc/IL	<11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	TDD
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0
<b>Armónicos pares de orden h</b>						
Isc/IL	< 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	
<20	1,0	0,50	0,38	0,15	0,08	
20<50	1,8	0,88	0,63	0,25	0,13	
50<100	2,5	1,13	1,00	0,38	0,18	
100<1000	3,0	1,38	1,25	0,50	0,25	
>1000	3,8	1,75	1,50	0,63	0,35	
IL: Máxima corriente de carga a 60Hz en punto de conexión (Pcc)						
Isc: Máxima corriente de corto circuito en Pcc h: Orden del armónico TDD: Índice de distorsión total de la demanda						
<b>Límites Distorsión de Tensión</b>						
Distorsión Individual de Voltaje (%)			Distorsión Total de Voltaje THDv (%)			
3,0			5,0			
<b>Desbalance de Tensión</b>						
V2/V1 (%)					2,00	
<b>Factor de Potencia</b>						
FP					≥ 0,9 Inductivo	
<b>Fluctuación de tensión - Flicker</b>						
Max. PST (percentil_95)					1,0	
Max. PLT (Percentil_95)					0,8	
<b>Eventos de tensión (sags, swell e interrupciones menores a 1 minuto)</b>						
Instalaciones eléctricas internas cumplen RETIE						
Fuente: IEEE Std 519-1992 Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems & sistema de autocontrol de CODENSA						
Versión 2.0						

**Figura 12.** Límites de calidad de potencia eléctrica en el Punto de Conexión (Pcc) de MT-BT.

Cuando la fuente de GD, AGPE o AGGE está alimentando cargas lineales balanceadas, la inyección de corrientes armónicas al Sistema de Distribución en el punto de conexión controlado (PCC) no deben exceder los límites establecidos en la Figura 12. El análisis de la distorsión armónica debida a la fuente de GD, AGPE o AGGE deberá excluir



cualquier corriente debida a la distorsión armónica de voltaje presente en el Sistema de Distribución sin la fuente de GD, AGPE o AGGE conectada.

El cliente debe determinar la necesidad de instalar y operar la compensación de reactivos requeridos en la Planta, y adicionalmente diseña, instala, administra, opera y mantiene a su costo los filtros de atenuación de armónicas y prevención de resonancia de los bancos de compensación a instalar, en cumplimiento de las Resoluciones CREG 024 de 2005 y 016 de 2007, según las normas internacionales IEC 61000-4-7, 61000-4-15 y 61000-4-30 e IEEE 519 y aquellas que las modifiquen y complementen.

No se permite la generación de eventos de tensión (Sags, Swell ó interrupciones menores a 1 minuto) que puedan afectar cargas sensibles, de acuerdo con la curva cbema).

Las desviaciones de tensión en estado estacionario deben estar comprendidas en los siguientes rangos de la tensión nominal en el Punto de Conexión:

Tensión nominal (kV)	Desviación (%V)
< 1	+ 5 / - 10
11.4	+ 5 / - 10
13.2	+ 5 / - 10
34.5	± 5

**Tabla 5.** Tensión nominal y desviación de la misma en el punto de conexión.

Orden armónico individual h (armónicos impares) <sup>b</sup>	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	Distorsión (TDD)
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

<sup>a</sup>l = La mayor demanda integrada de corriente máxima de carga del sistema de potencia local (15 o 30 min) sin la fuente GD, AGPE o AGGE, o con la capacidad nominal de corriente de ésta (transformada al punto de conexión cuando existe un transformador entre la fuente de generación y el punto de conexión).

<sup>b</sup>Los armónicos pares son limitados por encima del 25% de los límites de armónicos impares.

**Tabla 6.** Máxima distorsión armónica de corriente (I)<sup>a</sup>, tomada de la Tabla 3 de la IEEE Std. 1547 – 2003.

Los escenarios en que se realizara este estudio son los descritos en el numeral 1.5.3. Para todas las conexiones solo se debe analizar el año de entrada de operación del proyecto (año t). Todos los equipos de generación deben cumplir con los límites de máxima distorsión que se muestran en la Tabla 6.



Para la elaboración del estudio se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

**Limitaciones de inyección DC:** Las fuentes de GD, AGPE o AGGE que entregan energía a la red deben de interrumpir el suministro de energía a la red en un tiempo máximo de 1 [s], si hay inyección de componente de C.C. superior al 0,5 % de la corriente nominal del DR que entrega energía a la red.

**Limitaciones de flicker inducido por las fuentes de GD, AGPE o AGGE:** Las fuentes de GD, AGPE o AGGE no debe generar flickers para los demás clientes conectados al sistema de distribución.

## 1.8 Estudios de coordinación de protecciones

El estudio de coordinación de protecciones es responsabilidad del cliente y podrá solicitar la elaboración del estudio a Codensa. El estudio deberá incluir los lineamientos indicados en las “Guías para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del STN”, evaluando los esquemas de protección de los equipos intervenidos para la conexión del proyecto, y en caso de requerirse, el promotor del proyecto deberá realizar las modificaciones requeridas en los esquemas y equipos de protección. En cualquier caso, los costos y gastos que se ocasionen con la modificación de los esquemas protección en la red existente para atender la conexión del generador, estos deberán ser cubiertos por el solicitante y podrán ser incluidos en el contrato de conexión.

Los ajustes y/o modificaciones de las protecciones del punto de conexión deberán ser coordinadas entre CND (en los casos que aplique), cliente y operador de red.

La coordinación de protecciones no debe interferir los esquemas de protección de CODENSA, incluidos los tiempos asociados a los esquemas de re-cierres del sistema de distribución. Los ajustes de los sistemas de protección de la conexión deben ser coordinados y supervisados por CODENSA.

Toda fuente de generación distribuida o autogeneración que tenga planeado conectarse a la red de CODENSA debe cumplir los siguientes requerimientos en el punto de acople común por sus siglas en inglés (PCC) a la red de Codensa, sin importar la ubicación del equipo usado para cumplirlos, para esto el cliente debe presentar un estudio que contemple las siguientes consideraciones:

### 1.8.1 Especificaciones y requerimientos técnicos generales de interconexión

**Regulación de Voltaje:** La fuente de GD, AGPE o AGGE no debe regular activamente el voltaje en el PCC debido a que estas no deben causar que el voltaje de los nodos de



pertenecientes a la red del sistema de potencia principal del OR (Sistema De Distribución) salgan de los requerimientos de la norma ANSI C84.1-1995, Rango A.

**Integración de puesta a tierra con el sistema de distribución:** El esquema de tierra de la interconexión de la GD, AGPE o AGGE no debe causar sobretensiones que excedan los límites de los equipos conectados en el sistema de distribución y no debe provocar descoordinaciones de las protecciones de fallas a tierra.

**Sincronización:** La fuente de GD, AGPE o AGGE debe funcionar en paralelo con el sistema de distribución sin causar fluctuaciones de tensión en el PCC mayores a  $+ 5\%$  de la tensión nominal y cumplir con los requerimientos de flicker del numeral 1.7.

**Fuentes de GD, AGPE o AGGE en sistema de distribución:** Las protecciones de la red no deben ser usadas para separar, switchear, servir como respaldo de la falla interruptor o aislar de alguna manera un área del sistema de distribución del resto del sistema de distribución a menos que la protección sea diseñada y probada para cumplir con los estándares para dicha aplicación.

La salida de la fuente de generación no debe causar arranques de ninguna protección.

La cargabilidad de los equipos de la red y la capacidad de interrupción no debe ser excedida con la inclusión de la fuente de GD, AGPE o AGGE.

La instalación de la fuente de GD, AGPE o AGGE en cualquier lugar del sistema de distribución, usando un esquema de transferencia automática en el cual la carga es transferida entre la fuente de GD, AGPE o AGGE y el sistema de distribución con operación momentánea Make – Before – Break, debe cumplir todos los requerimientos de este documento independiente del tiempo que duren en paralelo la red y la fuente de generación.

**Energización inadvertida del sistema de potencia:** La fuente de GD, AGPE o AGGE no debe energizar la red cuando la fuente principal (sistema de distribución) esté desenergizada.

**Monitoreo:** Cada fuente de GD, AGPE o AGGE de 250 kVA o mayor en un mismo PCC, debe monitorear su estado de conexión, salida de potencia activa, salida de potencia reactiva y el voltaje en el punto de conexión de la DR.

**Dispositivo de aislamiento:** Se debe ubicar un dispositivo de aislamiento fácilmente accesible, bloqueable, de apertura visible entre el sistema de distribución y la fuente de GD, AGPE o AGGE.



**Interferencia electromagnética:** El sistema de interconexión debe tener la capacidad de convivir con ambientes en el que se tengan interferencias electromagnéticas (EMI) en concordancia con el standard IEEE Std C37.90.2-1995. La influencia de las interferencias electromagnéticas no debe resultar en cambios de estado o errores de operación del sistema de interconexión.

**Desempeño del sistema:** El sistema de interconexión debe tener la capacidad de resistir las sobre tensiones y sobre intensidades en concordancia de lo descrito en el estándar IEEE Std C62.41-2002 o IEEE Std C37.90.1-2002 según aplique.

**Dispositivo de paralelo:** El dispositivo de paralelo del sistema de interconexión debe ser capaz de soportar el 220 % del voltaje nominal del sistema de distribución.

## 1.8.2 Respuesta a condiciones de anormales

Condiciones anormales pueden ocurrir en el sistema de distribución que requieran una respuesta determinada de la fuente de GD, AGPE o AGGE conectada. Esta respuesta contribuye a la seguridad del personal de mantenimiento y del público en general, así como a prevenir daños en los equipos incluyendo la fuente de energía distribuida. Todos los parámetros de tensión y frecuencia especificados en este documento deben ser cumplidos en el PCC, a menos que se indique lo contrario.

**Fallas en el sistema de distribución:** La fuente de GD, AGPE o AGGE debe dejar de aportar energía al sistema de distribución ante la presencia de fallas en el circuito del sistema de distribución al cual está conectado.

**Coordinación de reconexión:** La fuente de GD, AGPE o AGGE debe dejar de aportar energía al circuito del sistema de distribución al cual esté conectada antes de que se produzca una reconexión en el circuito.

En los casos que la coordinación de las protecciones no sea la adecuada y ponga en riesgo la red de distribución, CODENSA podrá solicitar el cambio de valores o ajustes en los sistemas de protección. La coordinación de protecciones no debe interferir los esquemas de protección de CODENSA, incluidos los tiempos asociados a los esquemas de re-cierres del SDL. Los ajustes de los sistemas de protección de la conexión deben ser coordinados y supervisados por CODENSA.

**Voltaje:** La función de protección del sistema de interconexión debe medir el valor efectivo (RMS) o el valor de frecuencia fundamental de cada voltaje entre fases, excepto donde el transformador conectado entre el sistema de potencia del generador (LEPS) y el sistema de distribución tenga un grupo de conexión Yy aterrizado o se tenga una



instalación monofásica, casos en los que se debe medir el voltaje fase-neutro. Cuando cualquier valor de tensión medido se encuentre en los rangos dados en la Tabla 7, La fuente de GD, AGPE o AGGE debe dejar de aportar energía al sistema de distribución con tiempos de despeje indicados (El tiempo de despeje es el tiempo que va desde cuándo empieza la condición anormal en el sistema hasta cuando la fuente de GD, AGPE o AGGE deja de aportar energía al sistema). Para fuente de GD, AGPE o AGGE de capacidad acumulada pico menor o igual a 30 kW, los ajustes de pick-up de voltaje y tiempo de despeje deben ser fijos o ajustables en campo, para las fuentes de GD, AGPE o AGGE de capacidad pico mayor a 30 kW los ajustes deben ser programables en campo. Los voltajes deben ser medidos en el PCC o en el punto de conexión de la fuente de GD, AGPE o AGGE con el LEPS cuando cualquiera de las siguientes condiciones se presente: La capacidad acumulada de diferentes fuentes de GD, AGPE o AGGE conectadas a un mismo PCC sea menor o igual a 30 kW.

El equipo de interconexión está certificado para pasar la prueba de que no sea isla para la red del sistema de distribución al cual está conectada.

La capacidad acumulada de las fuente de GD, AGPE o AGGE es menor al 50% de la demanda eléctrica mínima integrada anual total del LEPS durante un periodo de 15 minutos, y no se permite la exportación de potencia real o reactiva por parte de la fuente de GD, AGPE o AGGE al sistema de distribución.

Rango de tensión (% $V_{Base}$ )	Tiempo de despeje (s)	Tiempo de despeje ajustable hasta (s)
$V < 45$	0.16	0.16
$45 \leq V < 60$	1.00	11.00
$60 \leq V < 88$	2.00	21.00
$110 \leq V < 120$	1.00	13.00
$V \geq 120$	0.16	0.16

**Tabla 7.** Tiempos de despeje tomados de la IEEE Std. 1547 – 2003 modificada.

**Frecuencia:** Cuando la frecuencia del sistema está en uno de los rangos dados por la tabla 2, la fuente de GD, AGPE o AGGE debe dejar de aportar energía al SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN dentro de los tiempos de despeje consignados en dicha tabla. Para las fuentes de GD, AGPE o AGGE de capacidad pico menor o igual 30 [kW], los ajustes de frecuencia y de despeje deben ser fijos o programables en campo, mientras que para DR mayores de 30 [kW] los ajustes deben ser programables en campo.



Función	Tiempo por defecto		Rangos de ajuste	
	Frecuencia	Tiempo de despeje	Frecuencia	Tiempo de despeje:
	(Hz)	(s)	(Hz)	ajustable hasta (s)
UF1	< 57	0,16	56 – 60	10
UF2	< 59,5	2	56 – 60	300
OF1	> 60,5	2	60 – 64	300
OF2	> 62	0,16	60 - 64	10

**Tabla 8.** Tiempos de despeje y rangos de ajuste tomados de la IEEE Std. 1547 – 2003 modificada.

**Pérdida de sincronismo:** Protección de pérdida de sincronismo no es necesaria a menos que la fuente de GD, AGPE o AGGE induzca flicker al sistema de distribución.

Después de que ocurra una falla en el sistema de distribución, no se debe reconectar ninguna fuente de GD, AGPE o AGGE hasta que el voltaje del sistema de distribución esté en los rangos B expuestos en la tabla 1 de la norma ANSI C84.1-1995 rango de 59.3 Hz a 60.5 Hz. El sistema de interconexión de la fuente de GD, AGPE o AGGE debe incluir un retardo de tiempo ajustable (o retardo de tiempo fijo de 5 minutos) el cual reconecte el DR en un tiempo mayor a 5 minutos después de que los parámetros de tensión y frecuencia del sistema de distribución sean restablecidos.

### 1.8.3 Equipos requeridos

En general todas las fuentes de GD, AGPE o AGGE para conectarse a la red deben disponer de un sistema de protecciones debidamente acoplados a los interruptores o equipos de corte, el cual debe disponer por lo menos de los siguientes dispositivos:

Descripción	Sin entrega de excedentes			Con entrega de excedentes			
	AGPE ≤ 0.1MW		0.1 < AGGE ≤ 5 (MW)	GD	AGPE ≤ 0.1 MW		0.1 < AGGE ≤ 5 (MW)
Contra cortocircuitos	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Contra sobrecargas	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Contra sobretensiones	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Contra descargas eléctricas	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Relé de sincronismo (25)	-	Si	Si	Si	-	Si	Si
Control para realizar sincronización con la red	Si	-	-	-	Si	-	-
Relé de subtensión (27)	-	Si	Si	Si	-	Si	Si
Relé de sobretensión (59)	-	Si	Si	Si	-	Si	Si



Descripción	Sin entrega de excedentes			Con entrega de excedentes			
	AGPE ≤ 0.1MW		0.1 < AGGE ≤ 5 (MW)	GD	AGPE ≤ 0.1 MW		0.1 < AGGE ≤ 5 (MW)
Mecanismo para evitar inyección de energía a la Red	Si	-	-	-	-	-	-
Relé de potencia inversa (32R)	-	Si	Si	-	-	-	-
Relé de sobrecorriente instantánea (50)	-	-	-	Si	-	Si	Si
Relé de sobrecorriente instantánea de neutro (50N)	-	-	-	Si	-	Si	Si
Relé de sobrecorriente AC (51)	-	-	-	Si	-	Si	Si
Relé de subfrecuencia (81U)	-	-	-	Si	-	Si	Si
Relé de sobrefrecuencia (81O)	-	-	-	Si	-	Si	Si
<b>Nivel de tensión que aplica</b>	<b>Nivel I</b>	<b>Mayor a nivel I</b>	<b>Todos</b>	<b>Todos</b>	<b>Nivel I</b>	<b>Mayor a Nivel I</b>	<b>Todos</b>

**Tabla 9.** Equipos requeridos para las fuentes de GD, AGPE y AGGE.

### 1.9 Plan de pruebas

El cliente deberá aportar un plan de pruebas que incluya como mínimo: equipo a probar, fecha prevista para la prueba, pruebas a realizar, normas que rigen la prueba, tipo de prueba, procedimiento, formato, equipos e instrumentos de prueba y criterios de aceptación de la prueba.

Los requerimientos que deben cumplir las pruebas para demostrar que el sistema de interconexión cumple con los requerimientos previamente establecidos deben estar basados en el estándar IEEE1547 de 2003. Los requerimientos de las pruebas de puesta en marcha indicados en ese documento son obligatorios para todos los sistemas de interconexión de todas las clases de fuentes de GD, AGPE o AGGE (Maquinas síncronas, máquinas de inducción, inversores/conversores estáticos) y los resultados obtenidos de las pruebas deben ser formalmente documentados.



### 1.10 Diseño eléctrico y memorias de calculo

El diseño eléctrico, memorias de cálculo y plano para la presentación de proyectos deberá ser realizado con las indicaciones del anexo 2 “presentación de diseño eléctrico”.

### 1.11 Conclusiones

El diseño eléctrico, memorias de cálculo y plano para la presentación de proyectos deberá ser realizado con las indicaciones del Anexo 2 “presentación de diseño eléctrico”.

### 1.12 Anexos

Además de anexar la información que el cliente estime conveniente se deberán aportar los resultados de los análisis de cargabilidad de líneas y transformadores, cortocircuito y falla a tierra de los escenarios analizados obtenidos del software de modelación.

