



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DE INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE
BAJA TENSIÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

PATRICIO ANDRÉS GOYENECHÉ ROJAS

**PROFESOR GUÍA:
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ**

**MIEMBROS DE LA COMISION
LUIS VARGAS DÍAZ
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA**

Este trabajo fue elaborado en el marco del proyecto CONYCYT/FONDAP/15110019

**SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2013**

ANÁLISIS DE INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE BAJA TENSIÓN

La generación distribuida (GD) es un hecho en nuestros días. Los avances tecnológicos han posibilitado la introducción de unidades de GD que aprovechan los energéticos primarios convencionales, así como los no convencionales, para la producción de energía eléctrica, satisfaciendo de este modo las crecientes necesidades de los usuarios.

Bajo esta premisa, se hace estrictamente necesario conocer los efectos concretos que tiene este tipo de generación en las redes de distribución, la cual rompe el paradigma clásico de operación de los sistemas eléctricos. Dicho conocimiento permitirá mantener los estándares de calidad de servicio que exige la normativa técnica y también resguardar la seguridad de usuarios y de operadores de red.

El objetivo general de este trabajo de título corresponde a la formulación de una metodología para la definición de los niveles máximos agregados de GD dentro de una red baja tensión, o bien, los niveles de penetración. Dicha metodología debe prestar atención a los posibles problemas que se presenten por el aumento de la GD en una red: variación de la tensión en la barra de conexión y las adyacentes, restricciones de capacidad de los conductores y equipos, variación de las pérdidas, así como efectos sobre la tensión por conexión/desconexión intempestiva de unidades de generación y la contribución al nivel de cortocircuito.

La validación de la metodología se realizó con el software DIgSILENT Power Factory, a partir de la información provista por dos empresas de distribución. Se evaluaron dos casos de estudio, correspondientes a una red radial, de consumo residencial, ubicada en el área típica 1 y una red radial, urbana, presente en el área típica 3. El escenario analizado en las instalaciones fue de baja demanda, siendo éste el identificado como el caso crítico para la aplicación de la metodología. En ambas redes se realizó un análisis global y específico, tanto para introducción exclusiva de generación a partir de paneles fotovoltaicos como para un mix tecnológico que incluyó también tecnologías eólica y minihidro, verificando con ello la variación de todos los parámetros mencionados en el párrafo anterior. Los resultados obtenidos fueron 27% y 25% de penetración de GD (con respecto a la capacidad nominal del transformador de distribución de la red), respectivamente. Por otro lado, la experiencia internacional indica que el promedio permitido de penetración es de un 30%, mostrando que los valores obtenidos para cada red se hayan en el orden de lo desarrollado en otros países.

Es importante mencionar que la metodología formulada y detallada en este documento corresponde a un insumo para la determinación del reglamento asociado a la Ley 20.571, también conocida como “Ley Net Metering”.

Se propone como trabajo futuro la introducción de unidades de GD monofásicas en la red, analizando el efecto que tiene ello en los desbalances de potencia y tensión en las fases de los alimentadores de distribución.

"La ingeniería es, en abstracto,
la técnica social por excelencia;
en este sentido, solo compite con ella la política.
Su papel en la promoción del desarrollo,
del progreso y del bienestar es irremplazable;
además, debiera ser la tarea de cada día de los que la ejercen.
Para el ingeniero, a diferencia sobre todo de los economistas,
el desarrollo no es una abstracción: es,
o debiera ser, una realidad (...)"

Héctor Gallegos - ¿Por qué Ingeniero?

Agradecimientos

Al final de la realización de este trabajo de título no puedo dejar de agradecer a todos los que de un modo directo o indirecto fueron parte de él. Todos fueron significativamente importantes para finalmente arribar a buen puerto.

En primer lugar quiero agradecer a Paula, mi madre. Sin duda también mi mejor amiga y consejera. Gracias por el cariño y dedicación brindada tanto a mí como a mis hermanos durante todos estos años.

A Francisco, mi papá. Gracias por enseñarme (con tu particular modo de decir las cosas ja ja) que el cielo es el límite y que pese al cansancio, siempre podemos mantenernos en pie un round más.

A Maximiliano, Francisco y Mathia, mis tres pequeños hermanos, quienes se alegran más que nadie con cada uno de mis logros. Gracias por ser sin duda la gran compañía durante los momentos más duros dentro de este período.

También a Mario y María Angélica, mis abuelos. Gracias por siempre confiar en mí y brindarme parte de su infinita sabiduría a través de palabras cálidas y amistosas.

Un especial agradecimiento a Marianela. No tan sólo gracias por sugerirme nombres graciosos para titular este trabajo o intervenir las gráficas de este, sino que gracias también por las risas y la compañía. *Gracias por tu capacidad de aguantar el ritmo despiadado de mi mal humor.* Pero también gracias por todo lo malo y los sin sabores, pues creo han sido igualmente valiosos durante este proceso de aprendizaje mutuo que hemos compartido. ¡Por fin nos vamos a titular jaja!

A mi profesor guía, Guillermo Jiménez, quien desde el primer minuto me recibió con la mejor disposición para enfrentar este proyecto. Gracias por tu buen humor y por los certeros comentarios que ayudaron a dar forma a este documento.

Quiero agradecer especialmente a tres profesores que han sido parte importante de esto con las enseñanzas que han infundido en mí. Al señor Hugo Barrientos, por dotarme de disciplina desde los primeros años de mi enseñanza escolar; a Gabriel Fuenzalida, por proveerme de la increíble vocación que siento hacia los números y sus aplicaciones; y a Alfredo Schnell, quien sin duda ha sido el profesor más agradable que me tocó conocer durante los años de Universidad, quien en cada saludo de pasillo entrega una sonrisa y un comentario de ánimo para enfrentar el día.

A mis amigos de la U, quienes fueron parte del gran equipo de baby fútbol que vio nacer nuestro departamento: Divino Circuito F.C. A todos los que jugaron en este club: Piña, Tati, Niño Pola, Karel, Pepe Inostroza, Fallo, Ale, Tomás, Andrés, Wlady, Hugo y Tío Feli. También a quienes estuvieron en la sala de memoristas: Emilio, Chinito, Pelao, Dacu y Lucho. Mis más sinceros agradecimientos y deseos de éxito para cada uno de ustedes.

Por último, a mis grandes amigos de la vida: Perro, Mario, Yuyin, Dolly, Jugo, Mono, Torito. También a Consuelo, Camila, Karina, Muriel y Massel. ¡Gracias por ser verdaderos hermanos que la vida puso en mi camino!

Este trabajo fue elaborado en el marco del proyecto CONYCYT/FONDAP/15110019.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos Generales.....	2
1.3 Objetivos Específicos.....	2
1.4 Alcances.....	2
1.5 Estructura de la Memoria.....	3
Capítulo 2: Antecedentes Sobre Generación Distribuida.....	4
2.1 Generación Distribuida.....	4
2.2 Generación Distribuida en Chile.....	4
2.2.1 Definiciones Básicas.....	4
2.2.2 Condicionantes al Desarrollo de la Generación Distribuida en Baja Tensión.....	6
2.3 Generación Distribuida en el Mundo.....	7
2.3.1 Reglamentación de la Generación Distribuida.....	8
2.3.2 Esquemas Técnicos.....	8
2.3.3 Normativa Internacional.....	9
2.3.4 Requisitos Técnicos para la Conexión de GD.....	12
2.3.5 Procedimientos de Interconexión.....	15
2.4 Niveles de Penetración.....	18
2.5 Metodologías de Definición de Niveles de Penetración.....	21
2.5.1 Método de la Barra más Sensible.....	21
2.5.2 Método del Factor de Prioridad.....	23
2.6 Impacto de la Generación Distribuida en las Redes de Distribución Eléctrica.....	25
2.6.1 Flujo de Potencia y Capacidad Térmica.....	25
2.6.2 Regulación de Tensión.....	26
2.6.3 Contribución al Nivel de Corto Circuito.....	28
2.6.4 Coordinación de Protecciones.....	28
Capítulo 3: Metodología de Trabajo.....	30
3.1 Aspectos Generales.....	30
3.2 Metodología de Definición de los Niveles de Penetración.....	31
3.3 Validación de la Metodología.....	36
3.4 Procedimiento de Interconexión.....	38
3.4.1 Solicitud de la Conexión.....	38
3.4.2 Realización de Pruebas y Estudio.....	39
3.4.3 Modificación de la Red y/o Proyecto.....	41
3.4.4 Conexión y Puesta en Marcha.....	41
Capítulo 4: Análisis de Resultados.....	43
4.1 Chilectra – Red 12215.....	43
4.1.1 Análisis Global.....	44
4.1.2 Análisis Específico.....	47
4.1.3 Resumen de Indicadores.....	49
4.2 Conafe – Red Rural.....	51
4.2.1 Análisis Global.....	52
4.2.2 Análisis Específico.....	54
4.2.3 Resumen de Indicadores para la Red.....	56

Capítulo 5: Conclusiones y Trabajo Futuro.....	58
5.1 Discusión Final	58
5.2 Trabajo Futuro	59
Referencias	61
Anexo A: Análisis de la Normativa Nacional Relativa a GD	63
A.1 Reglamentación Asociada a GD.....	63
A.2 Normativa Técnica	69
Anexo B: Parámetros de las Redes de Distribución Estudiadas	73
B.1 Chilectra – Red 12215.....	73
B.2 Conafe – Red Rural.....	76
Anexo C: Detalle de Resultados para los Casos de Estudio.....	79
C.1 Chilectra – Red 12215.....	79
C.2 Conafe – Red Rural.....	82

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Esquema de Medios de Generación en Chile	5
Figura 2.2 - Condicionantes de un Proyecto de Generación Distribuida	6
Figura 2.3 - Estándar IEEE 1547	10
Figura 2.4 - Niveles de Penetración Alcanzados en los Países de la Unión Europea	19
Figura 2.5 - Esquema de Cálculo de VRI en Redes Balanceadas	22
Figura 2.6 - Resultados Obtenidos para el ALR en el IEEE 34 node feeder.....	23
Figura 2.7 - Resultado Obtenido para la Tensión en el IEEE 34 node feeder.....	23
Figura 2.8 - Red de Distribución en Kumamoto, Japón	24
Figura 2.9 - Flujos de Potencia con Generación Distribuida.....	26
Figura 2.10 - Tensión de un Alimentador bajo Distintos Perfiles de Demanda.....	27
Figura 2.11 - Comportamiento frente a falla	29
Figura 3.1 - Red de Distribución en Baja Tensión	31
Figura 3.2 - Red de Distribución en Presencia de GD	32
Figura 3.3 - Metodología de Definición de Nivel de Penetración para una Red.....	35
Figura 3.4 - Esquema de Simulación Global.....	37
Figura 3.5 - Esquema de Simulación Específica	37
Figura 3.6 - Proceso de Revisión de Conexión para un Generador Distribuido	40
Figura 3.7 - Procedimiento de Conexión.....	42
Figura 4.1 - Modelo en DIgSILENT, Red 12215 Chilectra	43
Figura 4.2 - Análisis de Variación en Tensión	44
Figura 4.3 - Pérdidas en la Red para Diferentes Niveles de Penetración	45
Figura 4.4 - Conexión/Desconexión de 45% de la GD en la Red, Análisis de Tensión	46
Figura 4.5 - Respuesta en Tensión para Conexión/Desconexión de Unidades de Generación	48
Figura 4.6 - Aporte al Nivel de Corto Circuito para Distintos Niveles de Penetración	49
Figura 4.7 - Modelo en DIgSILENT, Red Rural Conafe	51
Figura 4.8 - Análisis de Variación en Tensión	52
Figura 4.9 - Pérdidas en la Red para Diferentes Niveles de Penetración	53
Figura 4.10 - Conexión/Desconexión de 25% de la GD en la Red, Análisis de Tensión	54
Figura 4.11 - Respuesta en Tensión para Conexión/Desconexión	55
Figura 4.12 - Aporte al Nivel de Corto Circuito para Diferentes Niveles de Penetración	56

Índice de Tablas

Tabla 2.1 - Clasificación de los Medios de Generación y su Impacto en la Red	9
Tabla 2.2 - Resumen Estándar IEEE 1547	12
Tabla 2.3 - Resumen de los Requerimientos de Interconexión de Generadores Distribuidos en Redes de Baja Tensión	14
Tabla 2.4 - Niveles de Penetración Permitidos en Países con Alto Desarrollo en GD	20
Tabla 2.5 - Máxima Capacidad de GD Sugerida por Nivel de Tensión.....	28
Tabla 4.1 - Datos Generales Red 12215 Chilectra	43
Tabla 4.2 - Resumen de Indicadores para la Red 12215 Chilectra.....	50
Tabla 4.3 - Datos Generales Red Rural Conafe.....	51
Tabla 4.4 - Resumen de Indicadores para la Red Rural Conafe.....	56

Capítulo 1: Introducción

1.1 Motivación

El crecimiento de la industria y la tecnología parece no tener un techo. En la totalidad de los casos este crecimiento va aparejado con el desarrollo energético de los países. Los consumos aumentan su capacidad a tasas no despreciables, lo cual implica tener sistemas de transmisión y distribución dinámicos, capaces de adaptarse a las exigencias a las cuales se ven enfrentados. Así mismo, se deben construir nuevas centrales de generación que cumplan con criterios óptimos desde el punto de vista eléctrico y se constriñan a las restricciones técnicas y medioambientales.

Bajo el paradigma clásico de los sistemas eléctricos de potencia, se concebía la construcción de grandes centrales de generación para suplir la necesidad de los consumos. No obstante en Chile, la alta dependencia de los energéticos primarios y las trabas medioambientales han obligado a incursionar en nuevos métodos para dar solución a la problemática energética.

La generación distribuida (GD) constituye una nueva forma de generación, la cual ya está siendo utilizada por muchos países en el mundo. Posee amplios beneficios, a saber: dota de flexibilidad a las redes de distribución, permite retrasar las inversiones en el sector de transporte de energía, en ciertos casos ofrece reducción de las pérdidas eléctricas, reduce la capacidad de reserva que deben poseer los sistemas eléctricos y para los usuarios puede representar un servicio confiable y de mayor calidad, además de reportarle beneficios económicos bajo ciertas condiciones.

Las redes de distribución fueron confeccionadas bajo el paradigma clásico de los sistemas eléctricos de potencia, al cual se hizo alusión en párrafos previos: son sistemas radiales dispuestos a soportar flujos unidireccionales que van desde los centros de generación hasta los consumos. Es por ello que la introducción de GD puede provocar un impacto en ciertos parámetros de la red: estas evidenciarán flujos bidireccionales que podrían generar efectos en las pérdidas del sistema, afectar la coordinación de protecciones (estas nuevas unidades de generación ejercerán un aporte a las corrientes de cortocircuito), así como también, a través de la inyección de potencia en las redes, generar variaciones en los perfiles de tensión en el punto de conexión y en las barras cercanas.

Para sortear el problema medioambiental y de dependencia energética, el Ministerio de Energía y sus organismos asociados han propuesto una nueva ley [1] (la cual fue promulgada por el legislativo en Marzo del 2012) que permite la introducción de estas unidades de generación al sistema, reconociéndose su aporte de energía a nivel financiero si su fuente de energía primaria corresponde a energías renovables no convencionales (ERNC) o cogeneración eficiente. No obstante, es ahora necesario un reglamento que fije los criterios técnicos para abordar de manera correcta las eventuales problemáticas listadas previamente.

Los problemas ya señalados tienen directa relación con la definición del punto de conexión óptimo y el tamaño de las unidades de GD. Bajo esta premisa, la motivación de este trabajo de memoria es la definición de los niveles de penetración óptimos para las redes de distribución, o las metodologías para obtenerlos, ajustándose a las normativas técnicas nacionales, permitiendo

con ello la conexión rápida de las unidades de GD a las redes sin la necesidad de realizar cambios estructurales en el sistema.

1.2 Objetivos Generales

El objetivo general de este trabajo de título es formular una propuesta conceptual para una metodología cuyo fin sea la definición de niveles de penetración de GD en redes de distribución de baja tensión, entregando con ello un insumo para el reglamento asociado a la ley 20.571¹ [1], de modo que las empresas concesionarias de distribución puedan hacer un chequeo rápido del cumplimiento de los requerimientos técnicos para la conexión de unidades de generación a sus redes, sin la necesidad de realizar modificaciones de infraestructura ni a nivel de protecciones.

1.3 Objetivos Específicos

Dentro de los objetivos específicos que persigue la resolución de este trabajo, se listan:

- Realizar de una revisión del estado del arte a nivel internacional en cuanto a generación distribuida: requerimientos técnicos, procedimientos de interconexión a la red, niveles de penetración alcanzados y permitidos, metodologías para la determinación y efectos obtenidos en la red.
- Generar una propuesta conceptual para los procedimientos de interconexión de unidades de GD a las redes de distribución, identificando niveles de segmentación, etapas dentro del proceso y tiempos sugeridos para estas.
- Formular una propuesta conceptual para la definición de niveles de penetración de GD en las redes de baja tensión.
- Realizar una comparación de los valores obtenidos con los revisados en la experiencia internacional.
- Validar la propuesta previamente mencionada a través de la simulación de dos casos de estudio, los cuales presenten características representativas de los distintos escenarios que se posee a nivel nacional.
- Disponer de un análisis de los resultados obtenidos.

1.4 Alcances

En este documento se plantea el análisis de la incorporación de unidades de generación distribuida para el caso chileno, teniendo en cuenta la topología de sus redes y los parámetros técnicos asociados a ellas.

En particular, el estudio se realiza para redes de distribución alimentadas en baja tensión, lo cual acota las instalaciones a considerar.

¹ La Ley 20.571 es conocida también como Ley Net Metering, aunque técnicamente corresponde al criterio de Net Billing

El interés de este trabajo es el análisis de conexión de unidades de GD cuyos energéticos primarios sean ERNC, para lo cual se utilizarán tecnologías existentes y aplicables a la generación de pequeña escala (entendiendo que existe una cota por unidad de generación de 100 kW, establecido en la ley).

A partir de lo anterior, se realizan simulaciones y análisis de conexión a redes de distribución que resulten representativas, por lo cual se definieron dos casos de estudio a nivel urbano y rural, con características de consumo residencial y con topologías radiales (lo cual corresponde a más de un 90% de las redes de distribución presentes en el país). Con esto se persigue identificar para el caso de Chile cuales son los aspectos, tanto técnicos como de regulación, necesarios para resolver con resultados óptimos las problemáticas mencionadas en la motivación.

1.5 Estructura de la Memoria

Este documento se organiza conforme se indica en los párrafos sucesivos:

El capítulo 2 sienta las bases teóricas para este trabajo. Se presentan los principales elementos que rigen la generación distribuida, su definición y el desarrollo alcanzando a nivel nacional y mundial. Se plantea una revisión internacional de los temas fundamentales para el desarrollo de la metodología del trabajo, como lo son la normativa técnica que se utiliza (en particular, el estándar IEEE 1547), los requerimientos técnicos impuestos por las guías de conexión de distintos países, los procedimientos de interconexión con la red de distribución que deben enfrentar los proyectos de generación distribuida y los avances respecto a niveles de penetración de estos medios de generación: niveles alcanzados, permitidos y literatura relativa a los métodos de determinación de estos porcentajes.

Se finaliza la revisión con un análisis del impacto que posee la GD a nivel de las redes de distribución, lo cual servirá de puente para la definición de la metodología.

El capítulo 3 presenta la metodología utilizada en el trabajo para enmarcar el aporte del autor. Se indica el objetivo de la realización de pruebas y simulaciones, el origen de las bases de datos a utilizar en las mismas. Se indica cuáles son los elementos de juicio para establecer los niveles de penetración para los alimentadores de distribución de nuestro país y como estos restringen la interacción de los medios convencionales con las unidades de generación distribuida.

Por último, se plantea un procedimiento de interconexión a nivel conceptual que pretende ser insumo para el reglamento de generación distribuida en baja tensión que debe redactarse para el respaldo de la Ley Net Metering [1].

El capítulo 4 corresponde a la presentación de los resultados obtenidos: A partir de los lineamientos que se entregaron en el capítulo precedente, se entrega el desarrollo del trabajo y un estudio de la validez de los mismos. En el caso particular de este trabajo de memoria, se trabajó con dos casos de estudio, los cuales buscan representar la totalidad de casos en cuanto a topologías de redes de distribución en Chile.

El capítulo 5 cierra el documento y corresponde a las conclusiones. Junto con evaluar el cumplimiento de los objetivos dentro de los límites demarcados por los alcances del trabajo, se plantea algunos desafíos para trabajo futuro.

Capítulo 2: Antecedentes Sobre Generación Distribuida

2.1 Generación Distribuida

Este trabajo de título se enmarca dentro del ámbito de la Generación Distribuida. Es por tanto necesario comenzar la revisión bibliográfica con una acepción a este tópico.

Tal y como se sugiere en [2], no existe un consenso generalizado respecto a una definición de generación distribuida, no obstante se puede acuñar el concepto al uso integrado de pequeñas unidades de generación conectadas directamente a un sistema de distribución o a las instalaciones de un consumidor. Es posible encontrar en la literatura otras formas de hacer alusión a la GD, como lo son “Generación Embebida” o “Generación Dispersa”, no obstante, se ocupará el citado como título de este numeral a lo largo del trabajo.

Ciertas características de una instalación eléctrica como lo son el tamaño de su generación, el área de entrega, la tecnología, el modo de operación o el impacto ambiental, corresponden a aspectos propios de cada sistema, de modo que suelen añadirse como una característica adicional al nombre. (Por ejemplo, generación distribuida renovable, cuando la tecnología incluya el tratamiento de algún recurso renovable).

2.2 Generación Distribuida en Chile

2.2.1 Definiciones Básicas

Tal y como se mencionó, este estudio se circunscribe específicamente a la Generación Distribuida con inyecciones a nivel de baja tensión. El DS N° 327 indica que por baja tensión se entienden los niveles de voltaje fase – fase iguales o inferiores a los 400 V.

Si bien los medios de GDBT se han masificado a partir de su uso de insumos renovables, se verá que esto no es privativo, vale decir, hay generación de este tipo a partir de combustibles fósiles.

Bajo el marco normativo chileno actual se puede contextualizar a la Generación Distribuida según el siguiente esquema:

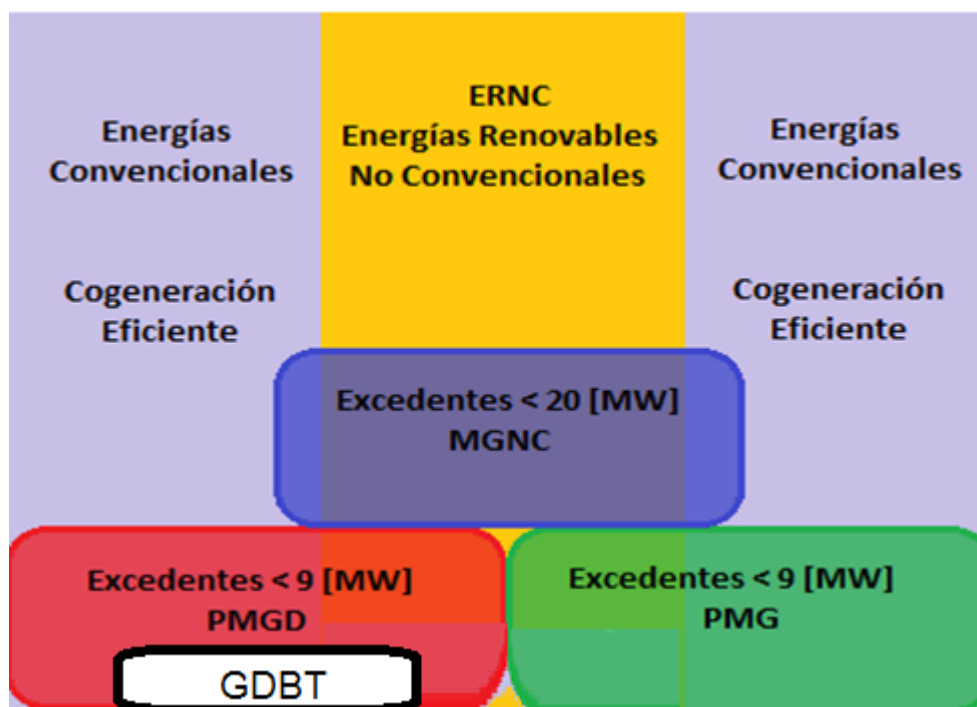


Figura 2.1 - Esquema de Medios de Generación en Chile

A partir del esquema anterior, se presentan las siguientes definiciones, importantes para este documento:

- GDBT (Generación Distribuida en Baja Tensión): Corresponde a los medios de generación que se conectan a la red a nivel de baja tensión, los cuales pueden ser de una empresa de distribución o de un cliente final. Así también, pueden tratarse de medios de generación convencional o no convencional.
- MGNC (Medios de Generación No Convencional): De acuerdo a la Ley 20.257, los medios de generación renovables no convencionales son aquellos que cumplen con alguna de las siguientes características:
 1. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
 2. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW.
 3. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
 4. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la solar, obtenida a partir de la radiación solar.
 5. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7. Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

8. Ligado a la interior, se incluye la cogeneración eficiente como toda aquella en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a los 20 kW y que cumpla con los requisitos establecidos en el reglamento.

- PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuida): Corresponden a los medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a los 9 MW. Estos deben estar conectados a instalaciones de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución que utilicen bienes de uso público.
- PMG (Pequeños Medios de Generación): Al igual que los PMGD, son aquellos medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a los 9 MW. La diferencia radica en que los PMG son conectados en instalaciones de transmisión, pudiendo ser estas pertenecientes al troncal, sub transmisión o transmisión adicional.

2.2.2 Condicionantes al Desarrollo de la Generación Distribuida en Baja Tensión

Bajo el marco de este trabajo, es de vital importancia analizar cuáles son las etapas en el desarrollo de un proyecto de GDBT y, por consiguiente, cuales son los elementos de riesgo para estos.

La Figura 2.2 entrega un esquema de los lineamientos generales que debe afrontar una instalación de generación distribuida.

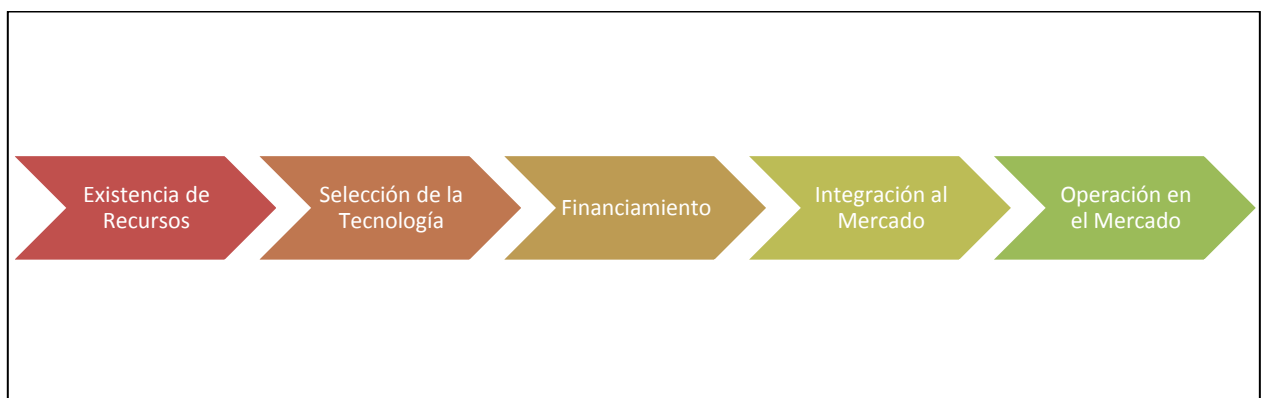


Figura 2.2 - Condicionantes de un Proyecto de Generación Distribuida

El primer elemento de juicio para un proyecto de GDBT, en particular si se trata de ERNC, es la existencia del recurso. El conocimiento del área geográfica para el emplazamiento permitirá definir el potencial de la central de generación, así como también la selección de la tecnología más idónea para su explotación, lo cual constituye el segundo punto.

Los puntos recién mencionados pueden graficarse mediante el siguiente ejemplo: Para la determinación de una central eólica es necesario un estudio previo de viento en la zona de emplazamiento. A partir de estos rangos, se podrá establecer correctamente cuales son las turbinas adecuadas para la central.

Un tercer aspecto dice relación con el modo de financiamiento para la central. A partir de los dos pasos previos se puede definir un presupuesto inicial, que deberá a su vez analizarse el cómo será cubierto.

El cuarto punto del esquema presentado tiene relación con la integración de la central de GDBT al sistema eléctrico. En este punto caben distintos aspectos a tomar en cuenta:

- Consideraciones técnicas de la instalación de la central.
- Consideraciones de costo de la instalación de la central.
- Consideraciones legales que deberá cumplir el proyecto para su posterior inserción.

La operación dentro del sistema eléctrico, que cierra el ciclo de condicionantes, tiene relación con los precios asumidos por la inyección de excedentes de energía y potencia, así como su modo de tarificación.

La central requiere contacto con el centro de despacho de carga correspondiente, así como también un régimen de contratos y precios estabilizados para su rentabilización.

2.3 Generación Distribuida en el Mundo

En el mundo, la GD corresponde a un foco de atención atractivo para la exploración y explotación de fuentes de energía renovables. No obstante, para tener su correcta performance se hace vital la definición de toda la normativa técnica y reglamentaria para la obtención de la energía, transmisión y posterior entrega a los puntos de consumo. Es por ello que la labor normativa no es para nada sencilla, pues como ya se mencionó, debe establecer requisitos técnicos y reglamentarios para cumplir con los criterios de suficiencia, seguridad y eficiencia en los sistemas eléctricos de los cuales sean parte.

Si bien al comienzo de este capítulo se estableció una definición para la GD en conformidad con [2], hay temáticas sobre las cuales poder establecer delimitaciones, como lo son el tamaño, el tipo de tecnología, el punto de conexión, entre otros.

Respecto al tamaño, en [2] se menciona la siguiente clasificación:

Micro Generación Distribuida: $\sim 1 \text{ W} \rightarrow 5 \text{ kW}$
Pequeña Generación Distribuida: $5 \text{ kW} \rightarrow 5 \text{ MW}$
Media Generación Distribuida: $5 \text{ MW} \rightarrow 50 \text{ MW}$
Gran Generación Distribuida: $50 \text{ MW} \rightarrow \sim 300 \text{ MW}$

2.3.1 Reglamentación de la Generación Distribuida

La generalidad indica que las centrales de generación distribuida son tanto instaladas como operadas por entes ajenos a las distribuidoras. Estos pueden ser clientes finales, centros comerciales, industria de manufactura y otros de origen gubernamental y/o sin fines de lucro.

Al cambiar el paradigma convencional de los sistemas eléctricos, la inclusión de GD conlleva también a la fijación de nuevas consideraciones técnicas y legales que versen sobre propiedad, control y responsabilidad.

Por consiguiente, la problemática de interconexión de GD a los sistemas eléctricos puede enmarcarse en tres ámbitos:

- **Ámbito Técnico:** Dentro de esta área están las normas de seguridad para las personas y equipos. Estándares de calidad del servicio eléctrico y el impacto sobre los sistemas con los que se interconectan.
Al ser la inclusión de GD a sistemas eléctricos de potencia una problemática reciente, la estandarización de las especificaciones ya mencionadas se halla en constante revisión.
- **Ámbito Económico:** Definición de tarifas y su ajuste con el paso del tiempo. Metodologías de pago y relación entre el propietario del medio de GD y la distribuidora.
- **Ámbito Legislativo:** Clara normativa que permita la regulación de la inclusión de GD a sistemas eléctricos. Fijación de reglamentos asociados.

Dentro de este marco teórico, se hace especial hincapié en lo que se refiere a la reglamentación del aspecto técnico ligado a la generación distribuida.

Sin perjuicio de lo anterior, el anexo A posee un estudio detallado de la normativa chilena asociada a generación distribuida, proponiendo modificaciones en terminología, así como mencionar o resaltar aquellos puntos que son de vital importancia para la confección de una Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) para GD en baja tensión.

2.3.2 Esquemas Técnicos

Como se mencionó ya en el numeral anterior, el ámbito técnico incluye los aspectos de seguridad, calidad de servicio y los impactos que ejerzan las unidades de GD sobre el sistema eléctrico. Los dos primeros aspectos se entrecruzan completamente con los detalles de operación, en tanto el impacto está predefinido por el diseño de interconexión y las modificaciones que sean necesarias en la red eléctrica para posibilitar esta.

Los medios de generación distribuida, desde el punto de vista de la red, son clasificados entre inversores de estado sólido o estático, máquinas de inducción y máquinas sincrónicas. La siguiente tabla presenta un resumen de los aspectos fundamentales sobre los sistemas mencionados y sus efectos en la red.

Ítem	Inversor	Máquina Inducción	Máquina Sincrónica
Características Generales	En modo de conexión a la red se presenta como una fuente de corriente. En modo aislado de la red se presenta como una fuente de voltaje. Baja inercia (rápida respuesta).	Por defecto fuente de corriente. Su actuar puede asemejarse a una fuente de voltaje si se le alimenta externamente. Presenta alta inercia (respuesta lenta).	Fuente de voltaje. Alta inercia
Contribución a la Corriente de Falla	Baja. Típicamente menor a 1.2 veces la corriente nominal	Media Típicamente 6 veces la corriente nominal.	Alta Típicamente 10 veces la corriente nominal.
Incidencia sobre la Calidad de Suministro	Se debe controlar la inyección armónica. Factor de potencia controlable.	Baja distorsión armónica total. Factor de potencia debe ser corregido.	Baja distorsión armónica total. Factor de potencia controlable.

Tabla 2.1 - Clasificación de los Medios de Generación y su Impacto en la Red

2.3.3 Normativa Internacional

En cuanto a la normativa internacional, aquella que cuenta con mayor relevancia para el desarrollo de la generación distribuida en baja tensión y con amplia aplicación en diversos países (en especial en EE.UU.) es la norma IEEE 1547 [3], la cual se resume en el esquema a continuación.

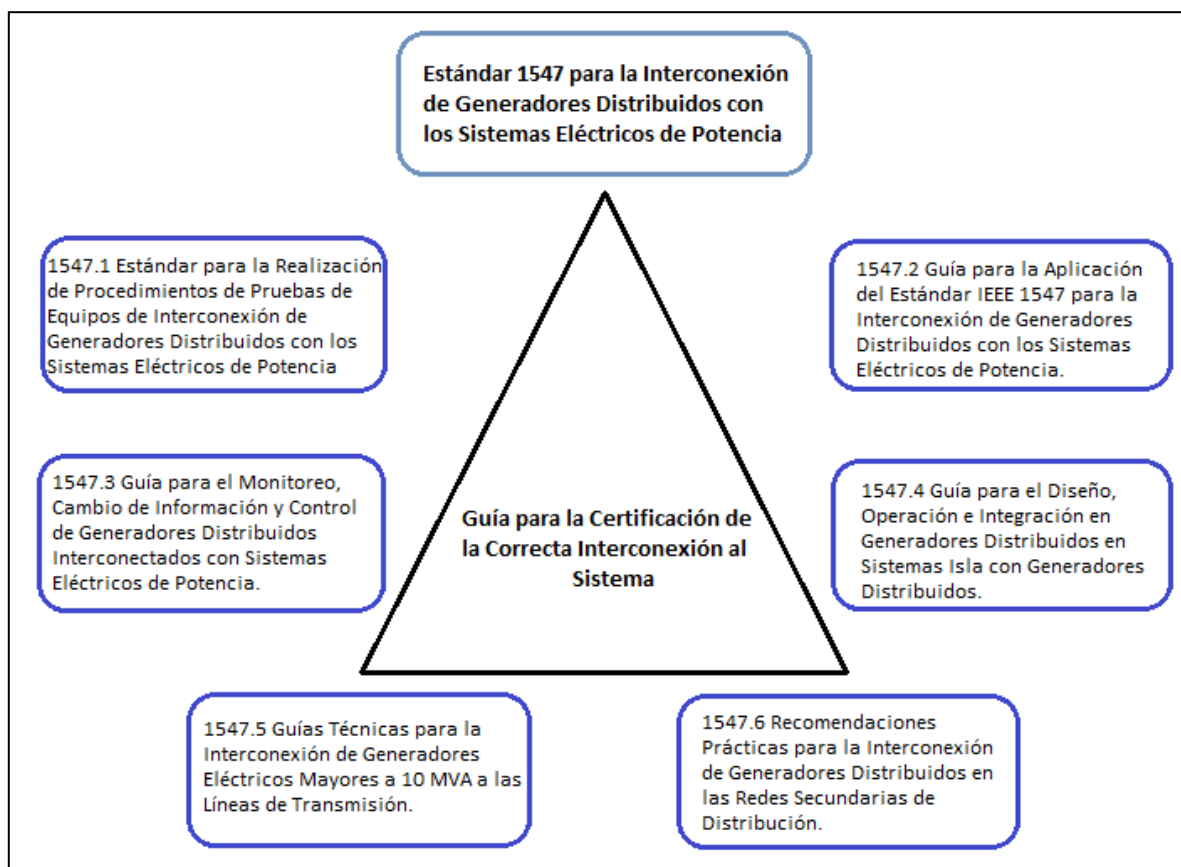


Figura 2.3 - Estándar IEEE 1547

Del esquema anterior se desprende que el estándar IEEE 1547 consta de 6 partes o capítulos, los cuales versan sobre diversos tópicos técnicos a considerar a la hora de la interconexión al sistema de potencia de las instalaciones de generación distribuida. La Tabla 2.2 presenta una síntesis de los capítulos de los cuales consta el IEEE 1547 para la integración de generadores distribuidos a los sistemas eléctricos de potencia. Se da importancia plena a este documento por la universalidad de la cual goza.

Título	Propósito
IEEE 1547 – Estándar para la Interconexión de Generadores Distribuidos con Sistemas Eléctricos de Potencia	<p>Establece criterios y requerimientos para la interconexión que cita el título.</p> <p>Provee de un estándar universal para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas eléctricos. Se manifiesta respecto a performance, operación, testeo, seguridad y mantención de la interconexión.</p>
IEEE 1547.1 – Estándar para la Realización de Pruebas de Equipos de Interconexión de Generadores Distribuidos con Sistemas Eléctricos de Potencia	<p>Especificación del tipo, producción y pruebas de puesta en servicio que se realizarán para demostrar que las funciones de interconexión y el equipo de la generación distribuida cumplen con el estándar principal. Los procedimientos estandarizados de prueba son necesarios para establecer y verificar el cumplimiento de dichos requisitos. Estos procedimientos de ensayo deben proporcionar tanto los resultados repetibles, independientes de la ubicación de la prueba, y la flexibilidad para dar cabida a una variedad de tecnologías.</p>
IEEE 1547.2 – Guía para la Aplicación del Estándar IEEE 1547 para la Interconexión de Generadores Distribuidos con Sistemas Eléctricos de Potencia	<p>Esta guía proporciona información técnica y los detalles de aplicación para apoyar la comprensión de la norma IEEE 1547.</p> <p>En este documento se facilita el uso de IEEE 1547 mediante la caracterización de las diversas formas de las tecnologías de los recursos distribuidos y los temas de interconexión correspondientes. Además, el fondo y la razón de los requisitos técnicos se discuten en términos de la operación de la interconexión de los recursos distribuidos con el sistema de energía eléctrica. Presentado en el documento son las descripciones técnicas y esquemas, guías y ejemplos de aplicaciones de interconexión para mejorar el uso de IEEE 1547.</p>
IEEE 1547.3 – Guía para el Monitoreo, Intercambio de Información y Control de Generadores Distribuidos Interconectados con Sistemas Eléctricos de Potencia	<p>Este documento proporciona directrices para la vigilancia, el intercambio de información y control de los recursos distribuidos interconectados con los sistemas de energía eléctrica.</p> <p>En este documento se facilita la interoperabilidad de uno o más recursos distribuidos interconectados con los sistemas de energía eléctrica. En él se describe la funcionalidad, parámetros y metodologías para el intercambio de información, seguimiento y</p>

	control de los recursos distribuidos interconectados con, o asociados con sistemas eléctricos de potencia. Recursos distribuidos incluyen sistemas en las áreas de los acumuladores, la energía fotovoltaica, turbinas eólicas, microturbinas y otros. Esta guía proporciona información técnica y los detalles de aplicación para apoyar la comprensión de la norma IEEE 1547.
IEEE 1547.4 – Guía para el Diseño, Operación e Integración en Generadores Distribuidos en Sistemas Isla con Generadores Distribuidos	Este documento proporciona criterios y buenas prácticas para el diseño, operación e integración de recursos distribuidos de la isla con sistemas de energía eléctrica. Esto incluye la capacidad de separar y volver a conectar a una parte de los sistemas eléctricos de potencia en la zona mientras que proporciona energía a los sistemas eléctricos locales aislados. Esta guía incluye los recursos distribuidos, sistemas de interconexión, y que participan sistemas de energía eléctrica.
IEEE 1547.5 – Guía Técnica para la Interconexión de Generadores Eléctricos Mayores a 10 MVA a las Líneas de Transmisión	Este documento provee las directrices para el diseño, construcción, pruebas de recepción, exigencias de funcionamiento y mantenimiento para las interconexiones de generadores eléctricos de estas características a líneas de transmisión.
IEEE 1547.6 – Recomendaciones Prácticas para la Interconexión de Generadores Distribuidos a los Sistemas Eléctricos de Potencia	Este capítulo versa sobre el desempeño, la operación, las pruebas, seguridad y mantenimiento que se debe efectuar sobre las interconexiones de generadores distribuidos con sus respectivos sistemas eléctricos de potencia, en pos de cumplir con el estándar IEEE 1547.

Tabla 2.2 - Resumen Estándar IEEE 1547

2.3.4 Requisitos Técnicos para la Conexión de GD

La experiencia internacional presenta interesantes contribuciones respecto a las normas de seguridad que imponen para la interconexión de una central de generación distribuida a las redes de distribución de baja tensión. En algunos casos hacen consideraciones sobre los equipos necesarios, especialmente a nivel de protecciones. También indica los estándares de calidad de energía y sincronización que se requieren al momento de la puesta en marcha. A partir del documento [4] se presenta la Tabla 2.3 de síntesis para los requerimientos de algunos países, considerando la empresa concesionaria de distribución que los especifica en algunos de estos casos.

Requerimiento	Compañía de Distribución / País			
	Comisión de Servicios Públicos de New York	COPEL - Brasil	BC Hydro - Canadá	Saskatoon – Australia
Interruptor	<ul style="list-style-type: none"> - Visible, accesible y manual - Tripolar, con capacidad de apertura en corto 	<ul style="list-style-type: none"> - Visible. accesible (ubicado cerca del panel de medidas) y manual - Interruptor tripolar 	<ul style="list-style-type: none"> - Visible, accesible (ubicado cerca del panel de medidas) y manual - Interruptor tripolar con operación bajo carga 	<ul style="list-style-type: none"> - Visible, accesible (ubicado cerca del panel de medidas) y manual. - Enclavamiento - Interruptor tripolar con operación bajo carga
Transformador Dedicado	No es requerido si la instalación es designada y coordinada con la empresa de distribución	Conexión de GD es permitida sólo a través de un transformador dedicado.	Información no encontrada	Información no encontrada
Protecciones	- Sub/Sobre Frecuencia, Sub/Sobre Tensión y anti islas (< 2 segundos).	- Sub/Sobre Frecuencia, Sub/Sobre Tensión, sobrecorriente (50/51 y 50/51N) y anti isla.	- Sub/Sobre Frecuencia, Sub/Sobre Tensión y anti islas (< 2 segundos).	- Sub/Sobre Frecuencia, Sub/Sobre Tensión y anti islas (< 2 segundos).
Índices de Calidad de Potencia	<ul style="list-style-type: none"> - Medidas de corrección para fp son necesarias si $fp < 0.9$. - IHD < 3% y THD < 5%. - Flicker conforme con VDE-AR-N-4105. 	<ul style="list-style-type: none"> - $fp < 0.92$ (se requiere compensación reactiva para GD). - Armónicos y flicker según norma NTC 905100. - Desbalance voltaje < 1.5% 	<ul style="list-style-type: none"> - fp: 0.9 adelanto – 0.9 atraso - THD < 5% - Desbalance voltaje < 3% - Inyección DC < 0.5% de la corriente nominal del GD 	<ul style="list-style-type: none"> - fp: 0.95 adelanto – 0.9 atraso - Armónicos y flicker según norma interna - Desbalance voltaje < 3% - Inyección DC < 0.5% de la corriente nominal del GD
Sincronización	Se requiere esquema de chequeo de sincronismo.	Relé de chequeo de sincronismo.	<ul style="list-style-type: none"> - $\Delta f < 0.5$ Hz - $\Delta V < 4\%$ - $\Delta \phi < 15^\circ$ 	Se requiere esquema de chequeo de sincronismo.

Requerimiento	Compañía de Distribución / País			
	Hydro One - Canadá	UK	Alemania	Australia
Interruptor	- Visible, accesible y manual - Tripolar, con capacidad de apertura en corto	- Visible. accesible (ubicado cerca del panel de medidas) - Fases y neutros aislados - Debe fijarse en posición de apertura	- Visible, accesible (ubicado cerca del panel de medidas) - Interruptor tripolar con operación bajo carga y aislación galvánica	- Visible, accesible (ubicado cerca del panel de medidas) y manual. - Debe fijarse en posición de apertura
Transformador Dedicado	Información encontrada no	Información encontrada no	No se requiere	En caso de utilizar inversores se debe contar con un transformador dedicado para conectarse.
Protecciones	- Sub/Sobre Frecuencia, Sub/Sobre Tensión y anti islas (< 2 segundos).	- Sub/Sobre Frecuencia, Sub/Sobre Tensión, sobrecorriente y anti isla	- Sub/Sobre Frecuencia, Sub/Sobre Tensión y anti islas (< 5 segundos).	- Sub/Sobre Frecuencia, Sub/Sobre Tensión y anti islas (< 2 segundos).
Índices de Calidad de Potencia	- fp: 0.9 adelanto – 0.9 atraso - Límites de armónicos según norma interna - Fluctuaciones voltaje < 4% - Desbalance voltaje < 2% - Inyección DC < 0.5% de la corriente nominal del GD	- fp: 0.95 adelanto – 0.95 atraso - Límites de armónicos según norma interna - Desbalance voltaje < 2% - Inyección DC < 20 mA	- fp: 0.9 adelanto – 0.8 atraso - Armónicos y flicker según norma de ENA - Inyección DC < 1 A	- fp: 0.8 adelanto – 0.95 atraso - Límites de armónicos según norma interna - Inyección DC < 5 mA
Sincronización	- $\Delta f < 0.3$ Hz - $\Delta V < 0\%$ - $\Delta \phi < 10^\circ$	Se requiere esquema de chequeo de sincronismo.	- $\Delta f < 0.5$ Hz - $\Delta V < 0\%$ - $\Delta \phi < 10^\circ$	Información encontrada no

Tabla 2.3 - Resumen de los Requerimientos de Interconexión de Generadores Distribuidos en Redes de Baja Tensión

2.3.5 Procedimientos de Interconexión

La mayoría de los países con un avance considerable en cuanto a la introducción de generación distribuida en sus redes cuentan con algún código o reglamento que explicita el procedimiento a seguir a la hora de realizar la conexión de un proyecto de GD en sus redes. El objetivo del mismo es determinar la relación contractual que tendrán las partes involucradas (en este caso, usuario – generador y la empresa de distribución), todos los organismos de regulación y fiscalización que pueden intervenir durante el proceso, y los plazos con los que cuentan cada uno desde la solicitud de conexión hasta la puesta en marcha de la central de interés. Así mismo, estos reglamentos versan también sobre los requisitos técnicos para las centrales, presentados en [4].

A partir de [5], se entrega una síntesis de los procedimientos utilizados en algunos de los países más relevantes en materia de GD en la Unión Europea.

- España

Los procedimientos en materia de acceso y conexión a la transmisión y redes de distribución se establecen en el Real Decreto 1995/2000, que regula la actividad de transporte, distribución y generación, así como las autorizaciones administrativas necesarias para la instalación del equipo eléctrico.

Disposiciones adicionales para las fuentes de energías renovables y de cogeneración se establecen en el Real Decreto 2818/1998, y un Decreto totalmente independiente (RD 1663/2000) se refiere al caso específico de la energía fotovoltaica conectada a la red de baja tensión.

Los requisitos de conexión detallados se suelen determinar en forma conjunta entre la distribuidora y el usuario de la GD, en base a los requisitos y definiciones del código de la red y las normas nacionales. Para los generadores pequeños es más fácil encontrar prácticas simplificadas para la evaluación de la conexión y los requisitos son estándar para las protecciones. La conexión de las unidades más grandes generalmente se evalúa caso por caso, teniendo en cuenta la configuración de la red en el punto de acoplamiento previsto, la capacidad y la tecnología de la planta, así como las condiciones de la operación.

El productor debe enviar una solicitud de acceso al operador de la red de distribución, incluyendo toda la información técnica necesaria para que este agente determine si existe capacidad disponible para realizar la conexión. El operador tiene que dar una respuesta en un plazo de dos semanas. En el caso que la conexión tenga influencia no deseable en las redes de transmisión, la solicitud pasa desde el operador de red de distribución a la REE (Red Eléctrica de España), que deberá pronunciarse en un plazo de dos meses.

La Comisión Nacional de Energía (CNE), organismo regulador, podrá resolver cualquier conflicto sobre los derechos de acceso. Una vez que un punto de acceso preliminar sea concedido, el productor puede obtener el permiso de conexión, lo que implica un examen más a fondo por el operador de distribución (e incluso, del de transmisión) del proyecto presentado por el productor y el programa de ejecución del mismo. Tanto el acceso y las solicitudes de conexión se pueden enviar simultáneamente, pero el permiso de conexión final no se concederá a menos que la solicitud de acceso ya haya recibido una respuesta favorable.

Tan pronto como el permiso de conexión se obtiene, el contrato de conexión podrá ser firmado por las partes. El procedimiento se simplifica en el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y deberá haber concluido dentro de un mes desde la solicitud inicial, dando a España uno de los procesos más rápidos de conexión en Europa. La ley subraya el derecho de los productores a un acceso no discriminatorio a la red, y dibuja el marco general para

los procedimientos de conexión, pero el proceso de conexión en sí es puramente una negociación entre el productor y el operador de la red de distribución.

- Reino Unido

La guía general de procedimiento para la interconexión en el Reino Unido corresponde a la “Guía Técnica para la Conexión de la Generación a la Red de Distribución”, emitida por el Grupo Coordinador de Generación Distribuida de Reino Unido, en Febrero del 2004.

Las tareas detalladas que permiten obtener una conexión varían con el tamaño del generador de interés, de modo que las plantas de mayor capacidad tienen por lo general requisitos de conexión más complejos. Los GD de pequeña escala, por ejemplo, no están obligados a entrar en discusiones detalladas sobre conexión con el operador de la red de distribución antes de la puesta en marcha de sus plantas. Aun así, deben notificar de la puesta en marcha a dicho agente.

Este no es el caso para instalaciones mayores, cuyo proceso de conexión comprende un número clave de etapas.

La primera fase es la planificación del proyecto, donde el desarrollador expone su plan para el esquema de conexión y operación. Esto normalmente implica el análisis de desarrollo a largo plazo por parte del distribuidor (LTDS). La fase posterior es informativa, donde el productor presenta los detalles de la planta de generación al agente de la red. A cambio, el distribuidor cuenta con la obligación de proporcionar información sobre la configuración local de la red para el sitio de conexión propuesto en conjunto con un resumen de los posibles problemas de diseño y costos involucrados en la conexión de la generación en ese punto.

A continuación, comienza la fase de diseño: El usuario de la unidad de GD presenta una solicitud de conexión formal a la concesionaria de distribución. Con esta información, el distribuidor produce diseños detallados de conexión con sus costos implicados, determinando que parte de los trabajos de conexión pueden ser efectuados por una tercera parte y aquellos que él debe realizar.

Durante la fase de construcción, el usuario (o un tercer contratado) lleva a cabo la confección de la nueva planta. Esto es posterior a la celebración formal del contrato con la empresa distribuidora. Por último, hay una fase de pruebas y puesta en servicio, donde el usuario y el distribuidor completan la conexión necesaria. Este último realiza las pruebas necesarias para la puesta en marcha y si estas cumplen con los estándares definidos, se energiza la instalación mediante la conexión a la red.

En el caso de instalaciones con capacidad superior a los 50 MW, el usuario debe también participar en una serie de otros procesos que reflejen el aumento de la complejidad de su participación en el mercado británico de electricidad. En este caso, los principales temas involucrados son la posible necesidad de una licencia de generación, la potestad de ser parte en los procesos de compensación (BSC – Balance and Settlement Code), y la necesidad de ser parte de la conexión y uso del sistema (Connection and Use System Code), en caso que el generador haga uso de la red nacional de transmisión.

- Francia

El procedimiento para la interconexión de un generador en Francia es más bien complejo y puede ser visto como una carga administrativa indebida para los generadores distribuidos. Además de los varios pasos claves detallados a continuación, la función principal del procedimiento de interconexión francés radica en el uso de las listas de espera en relación con el medio y la

infraestructura de alta tensión (transformadores y red) que han demostrado tener efectos adversos sobre los proyectos en el pasado.

Los generadores distribuidos que deseen conectarse a la red pública de distribución en Francia, operadas por FED, tienen que presentar una solicitud de conexión. El documento denominado “Procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d’électricité aux réseaux publics de distribution” (cuya identificación es NOP-RES_18E, versión V4, del 13 de mayo del 2005) detalla el procedimiento. En particular, entrega las normas relativas a la gestión de la lista de espera y los principios de las relaciones contractuales entre el propietario del proyecto y el distribuidor, a partir de la solicitud de conexión hasta la entrada en funciones de la instalación a la producción de electricidad.

En el caso de los proyectos con una capacidad instalada inferior a 2.5 MW, FED puede enviar una solicitud de información (“demande de renseignement”) a la que se responde con un estudio de factibilidad (“étude de faisabilité”). Este documento da una estimación única y no es vinculante para FED. Una vez que el proyecto está más avanzado, el dueño del proyecto tiene la opción de solicitar un estudio detallado (“étude détaillée”) a FED. Una vez que el proyecto ha sido validado por la administración, el dueño del proyecto tiene que solicitar una propuesta detallada (“Proposition Technique et Financière”) para la conexión de su instalación. FED luego llevará a cabo, dentro de los 3 meses siguientes a la recepción de los documentos necesarios, un estudio detallado. Este paso es obligatorio y los resultados técnico-financieros son vinculantes para ambas partes, si el proyecto quiere llevarse a cabo. Tan pronto como el propietario del proyecto ha aceptado la propuesta detallada y pagó la suma inicial, el distribuidor lleva a cabo los estudios de realización final. En base a estos estudios, FED prepara los convenios de conexión/contrato.

Los convenios de interconexión y el funcionamiento, o el contrato de suministro deben especificar todas las comprobaciones a las que se puede someter una instalación antes de su conexión a la red y durante la operación, a fin de verificar que el generador distribuido cuente con los requisitos solicitados. En caso de incumplimiento, se puede afectar la seguridad y la calidad de servicio prestada por la red, de modo que el operador de la red de distribución no puede permitir la conexión de la instalación, o bien, solicitar la desconexión de la instalación en caso de que ya se encuentre en operación.

- Alemania

Para la conexión a las redes de baja y media tensión, el operador del generador distribuido deberá confirmar que el diseño de su unidad cumple con las normas pertinentes y cumple con todas las directrices. El funcionamiento en paralelo por primera vez se ha de ajustar con las normas del operador de la red de distribución y se aplica un procedimiento determinado para ello.

Durante la inspección, el sistema construido se compara con las especificaciones de diseño y la accesibilidad del dispositivo de conexión se debe comprobar. En cuanto a la medición, también el diseño del dispositivo de medición se puede comparar con las instrucciones técnicas y contractuales (esto sólo en caso de conexión a redes de baja tensión). Se efectúa un control de la puesta en marcha de los contadores para el suministro y la entrega tiene que ser llevada a cabo por parte del dueño de la GD.

Se verifica que la unidad de desconexión se activa bajo las consignas requeridas y que los tiempos de desconexión se cumplan a cabalidad.

- Italia

Cuando un productor desea instalar un nuevo generador distribuido debe suministrar al operador de la red de distribución toda la información sobre la planta, los esquemas de interconexión, las protecciones y los dispositivos que serán utilizados, así también como un detalle de los principios de funcionamiento de la planta en condiciones normales y de emergencia. La empresa de distribución debe comprobar que las características de la planta, junto con el punto de conexión y los procedimientos son capaces de satisfacer sus propios reglamentos y las normas técnicas y de funcionamiento de la red, para luego decidir si autoriza o no la conexión de la nueva generación distribuida. Si las comprobaciones preliminares muestran que, de acuerdo con el distribuidor, la conexión a un punto existente no cumple los requisitos o necesidades de una mejora de la red, la conexión es rechazada y el productor de GD puede volver a pedir permiso de instalación previa realización de las inversiones necesarias en la red para las mejoras pertinentes.

En cualquier caso, el distribuidor posee y administra los equipos de conexión, excepto si la línea sirve a un solo productor/usuario. En tal caso, el distribuidor puede dejar una porción de la interconexión en virtud de la propiedad y responsabilidad del productor. El punto de entrega es el punto de la frontera entre el productor y el distribuidor, sitio en el cual se deben instalar los equipos y dispositivos de medición.

2.4 Niveles de Penetración

El nivel de penetración (NP), para la generación distribuida, es definido según [6] mediante la ecuación siguiente.

$$NP = \frac{P_{GD}}{P_{Cargas}} * 100 \quad (2.1)$$

Donde P_{GD} corresponde a la potencia inyectada por el medio de generación distribuida y P_{Cargas} la potencia determinada en el alimentador o la potencia zonal, dependiendo del tipo de conexión.

A nivel académico, existen métodos basados en diversas herramientas para la definición de un nivel de penetración para la generación distribuida en una red, así como la ubicación óptima de dichas unidades de generación. Tratamientos estadísticos como PSO, algoritmos genéticos o métodos de optimización convencionales son ampliamente utilizados en estos casos.

Pese a esto, existe poca literatura que indique cuales son los niveles de penetración permitidos en los países con mayor desarrollo en lo que respecta a conexión de GD, así como tampoco se indica cuáles son las metodologías utilizadas para definir los niveles recién mencionados.

La Figura 2.4 contiene los niveles de penetración alcanzados en los países de la Unión Europea. Un caso llamativo a mencionar es Dinamarca. A mediados de los años 1980, las tarifas de electricidad en el país estaban consideradas las más altas de Europa. Tanto así que se proyectaba al año 2010 un costo de 0.7 €/kWh, lo cual fácilmente llevaría a la quiebra a todo el país. A esto se sumaba que la energía se traía en su mayoría desde Alemania y Suecia, debido a que las centrales térmicas danesas no tenían capacidad suficiente para suplir la demanda.

Aprovechando sus ventajas comparativas en la empresa tecnológica, supieron combinar la producción eléctrica de sus recursos eólicos con la instalación de varias plantas pequeñas de ciclo combinado. El sistema que se diseñó permitía compensar la disminución del viento aumentando

la producción de electricidad en las plantas de cogeneración CHP (Combined Heat and Power Plant). Y así, con el paso del tiempo, a lo largo de los últimos 20 años, han pasado de tener unas pocas centrales térmicas grandes a tener un sistema energético muy distribuido. Utilizan plantas CHP de 4, 10 y 25 MW distribuidas geográficamente por todo el país.

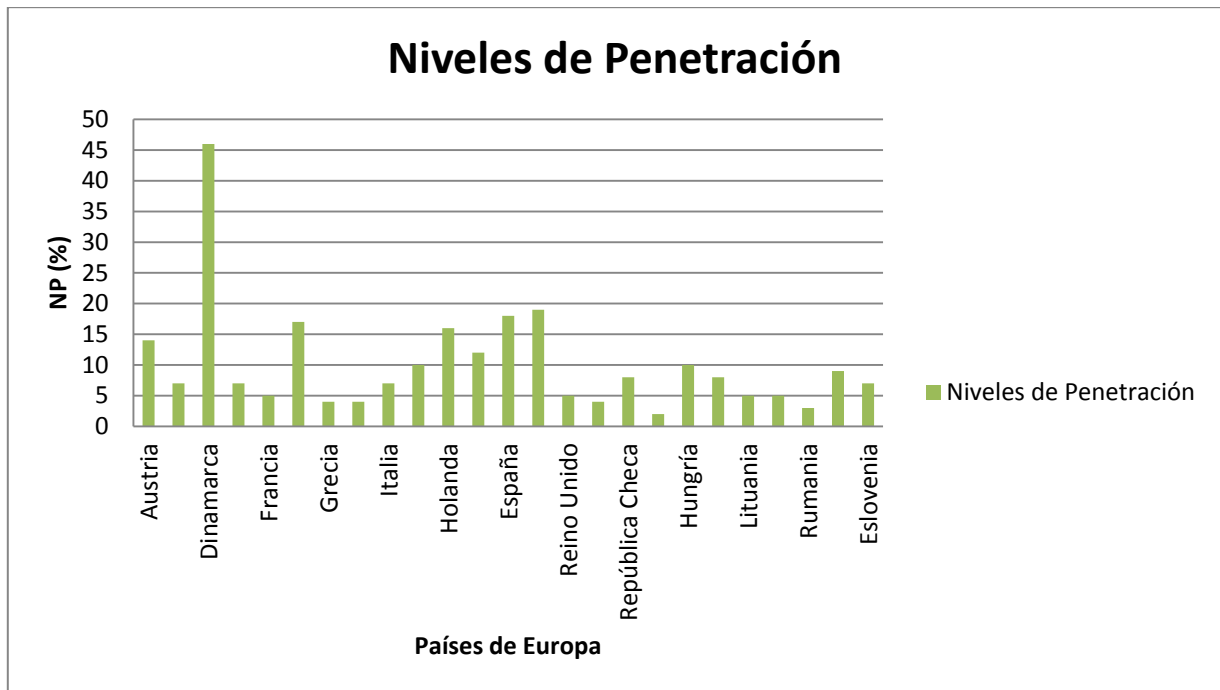


Figura 2.4 - Niveles de Penetración Alcanzados en los Países de la Unión Europea²

Así mismo, la Tabla 2.4 indica los niveles de penetración permitidos en algunos países, conforme indican sus normativas o alguna literatura específica.

² Cossent Rafael, Gómez Tomás, Frías Pablo, “Towards a Future with Large Penetration of Distributed Generation”. Elsevier, Energy Policy. Enero 2009.

País	Nivel de Penetración	Fuente
Brasil	40% de la demanda mínima del alimentador respectivo	Manual de Acceso para la Generación Distribuida en el Sistema de Copel
Australia	20% de la demanda en punta	
California	15% de la demanda en punta	
Uruguay	No definido	Instalaciones de Microgeneración conectadas en baja tensión a las redes de UTE
Bélgica	Menor que la capacidad del transformador de MT/BT en escenario (n-1)	Thong Vu Van, Driesen Johans, Belman Ronnie. 2007. "Overview and Comparisons of Existing DG". IEEE
España	50% de la capacidad de la S/E en BT	Thong Vu Van, Driesen Johans, Belman Ronnie. 2007. "Overview and Comparisons of Existing DG". IEEE
Italia	65% en BT y MT	Thong Vu Van, Driesen Johans, Belman Ronnie. 2007. "Overview and Comparisons of Existing DG". IEEE
Irlanda	10% de la demanda máxima	Ireland Distribution Code
Francia	15% de la demanda en punta	Guidelines for improvement on the short term of electricity distribution network regulation for enhancing the share of DG
Colorado y New Jersey (EE.UU.)	Tipo 1: No existe especificación. Tipo 2: 15% de la demanda en punta en la sección de la línea Tipo 3: Se define mediante estudios de impacto en la red	Code of Colorado Regulations (CCR) 723-3 Part3 : Rules Regulating Electric Utilities
Grecia	30% de la demanda horaria máxima del año previo	Ley 2244/99 asociada a decisiones ministeriales

Tabla 2.4 - Niveles de Penetración Permitidos en Países con Alto Desarrollo en GD

En el caso de Colorado y de New Jersey [7] se realiza un análisis desagregado en el cual se hace diferenciación por capacidades o tipo de instalación en la cual se conecta el generador distribuido. Además, dependiendo de la topología de la red en la cual se efectúa la conexión, se observan restricciones adicionales, como las siguientes:

- Sistemas tipo Spot que sirven a un solo cliente (ej.: Hospitales), el límite será impuesto por el valor mínimo entre 300 kW o el 5% de la mayor demanda de dicha red.

- En el caso de conexión en una red tipo “network area” mediante inversores, la capacidad instalada deberá ser menor al 10% de la carga mínima de la protección o 500 kW, tomando el parámetro más restrictivo como referencia.

Las anteriores aplicando sobre medios de GD de Tipo 2³. En el caso de New Jersey, en el “Code of New Jersey Regulations”, se presenta que:

- La capacidad de generación total (incluida la generación de la instalación en cuestión) conectadas por el lado de baja tensión de la subestación, que alimenta al circuito que contiene al punto común de acoplamiento, no deberá exceder los 10 MW.
- Los sistemas de generación conectados en una sección monofásica secundaria (fase de red de distribución secundaria o de baja tensión) no pueden superar los 20 kVA de capacidad instalada.

Si un generador se instala en un alimentador radial, la capacidad de generación agregada al sistema eléctrico de potencia (sin incluir las fuentes que son parte de la distribuidora) no debe exceder el 10% (15% para la energía solar) de la máxima carga anual que se produzca en ese alimentador.

2.5 Metodologías de Definición de Niveles de Penetración

A partir de la información anterior, se realizó una búsqueda de metodologías provistas por la academia para la determinación del nivel de penetración óptimo para una red. Es importante mencionar que por dicha imposición de optimalidad, el nivel de penetración va ligado a una correcta determinación de la ubicación óptima de los medios de generación distribuida, lo cual en la práctica es complejo de establecer, considerando que los incentivos de instalación son unipersonales y determinados por el cliente-generador.

2.5.1 Método de la Barra más Sensible

Este método [8] nace de la visión relativa al impacto que tienen los medios de generación en los niveles de tensión presentados por una red. La generación distribuida no escapa a este fenómeno: la introducción de medios de GD en una red de distribución provocará desviaciones en las tensiones asociadas al alimentador donde se realizó la conexión. Bajo la consideración previa, surge la necesidad de ubicación de las unidades de generación de tal modo que no se violen las restricciones de tensión en las barras próximas de la red, así como tampoco en la misma barra de conexión.

El método se basa en encontrar aquellas barras que son más sensibles a las variaciones de voltaje por efecto de inyecciones de potencia, estableciendo un “ránking” entre estas. Dicho ordenamiento se realiza en redes trifásicas desbalanceadas, mediante un análisis de flujos de potencia, lo cual permite definir los niveles de tensión en las barras para dos distintos regímenes de carga. Las tensiones mencionadas permiten ampliar el concepto de “Voltage Ranking Index”, utilizado en casos monofásicos, como sigue a continuación:

³ Los GD de tipo 1 corresponden a residenciales pequeños, los GD de Tipo 2 corresponden a residencial mayor y comercial menor, y los GD de Tipo 3 corresponden a comercial mayor e industrial.

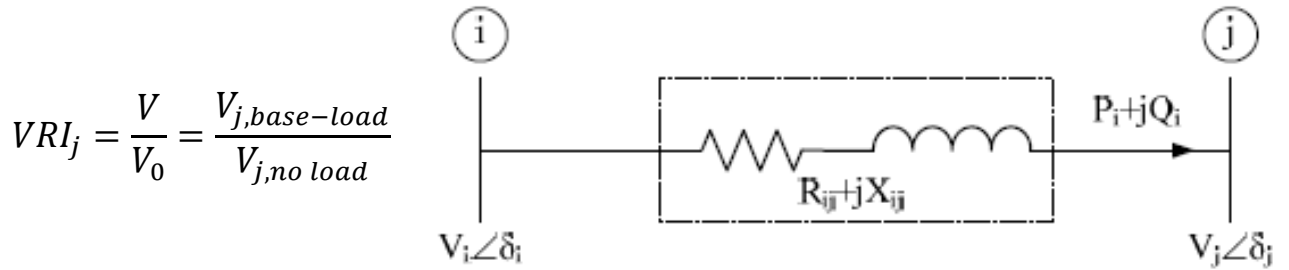


Figura 2.5 - Esquema de Cálculo de VRI en Redes Balanceadas

Donde $V_{j,base-load}$ es la tensión que se tiene bajo un régimen esperado de carga, mientras que $V_{j,no\ load}$ es la tensión de la barra sin presencia de carga.

Para el caso de redes trifásicas desbalanceadas, que es lo usual en sistemas de distribución, se utilizan mallas de secuencia, obteniéndose el indicador:

$$VRI_j^{unbalanced} = \frac{V_{j,collapse}^+}{V_{j,no-load}^+} \quad (2.2)$$

En donde el término $V_{j,collapse}^+$ es aquel que anula el Jacobiano asociado al flujo de potencia calculado mediante Newton-Raphson.

Calculando el índice de cada barra se puede establecer un ordenamiento entre ellas, determinando así la barra más débil como aquella con menor valor del índice VRI, siendo esta también la óptima para la ubicación de GD.

Para la determinación del nivel de penetración, se calcula la disminución de pérdidas en la red:

$$ALR = \frac{P_{loss} - P_{loss}^{GD}}{P_{loss}} * 100 \quad (2.3)$$

En donde P_{loss} es la pérdida total de potencia activa, sin la conexión del generador distribuido y P_{loss}^{GD} representa las pérdidas totales de potencia activa con la consideración de la unidad de generación distribuida.

En un estudio sobre el alimentador estandarizado IEEE-34 node, se obtuvieron los resultados mostrados en la Figura 2.6 y Figura 2.7. Una visualización rápida de los gráficos indica que para un nivel de penetración del 40% se minimiza el indicador, pero hay barras que exceden el límite superior de tensión sugerido (1.05 pu.).

Bajo esa consideración, se adopta un nivel de penetración del 30%, teniendo así dentro del límite todas las tensiones estudiadas.

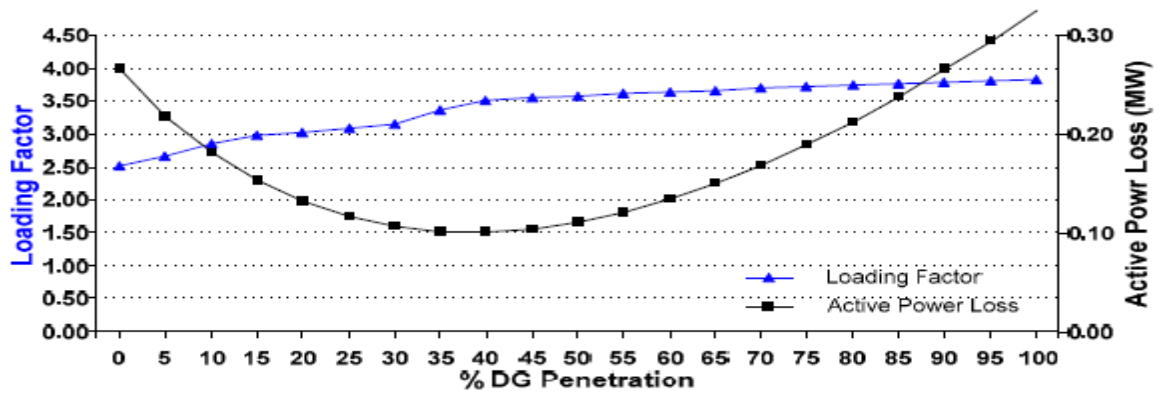


Figura 2.6 - Resultados Obtenidos para el ALR en el IEEE 34 node feeder

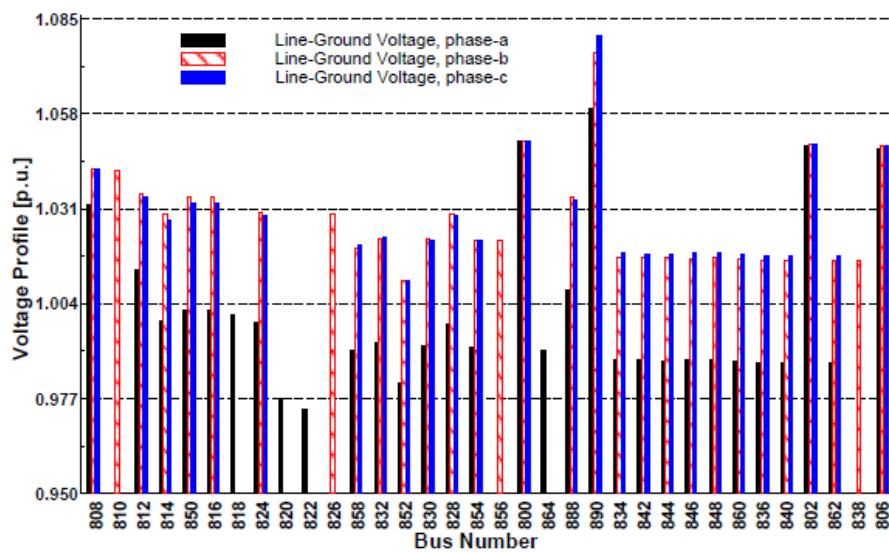


Figura 2.7 - Resultado Obtenido para la Tensión en el IEEE 34 node feeder

2.5.2 Método del Factor de Prioridad

El factor de prioridad [9] corresponde al resultado obtenido mediante un método de optimización para la determinación de la ubicación óptima de las unidades de GD en una red de interés. A diferencia del método anterior, en donde primero se realizaba una ubicación óptima, y con dicho valor se buscaba minimizar las pérdidas (o maximizar el indicador ALR), en este método la búsqueda de ubicación óptima y la determinación del nivel de penetración adecuado están directamente relacionadas, lo cual se desprende de la función objetivo de la optimización.

$$FO = \sum_{i=1}^n P_{GD_i} \quad (2.4)$$

En tanto, las restricciones que constriñen la maximización de la función, son:

1. Capacidad de corriente máxima por el conductor que conecta la GD con la red.
2. Restricciones de niveles de corto-circuito por la barra.
3. Restricción en la relación de niveles de corto-circuito.
4. Regulación de voltaje en las barras ante las inyecciones de potencia de la GD.
5. Restricción correspondiente a los límites del recurso energético y las iniciativas del usuario.

Dicho problema fue resuelto con una rutina de programación lineal en MATLAB. La prueba fue efectuada en una red de Kumamoto, Japón. Dicha red cuenta con 15 barras, con 14 de ellas en presencia de carga (Figura 2.8).

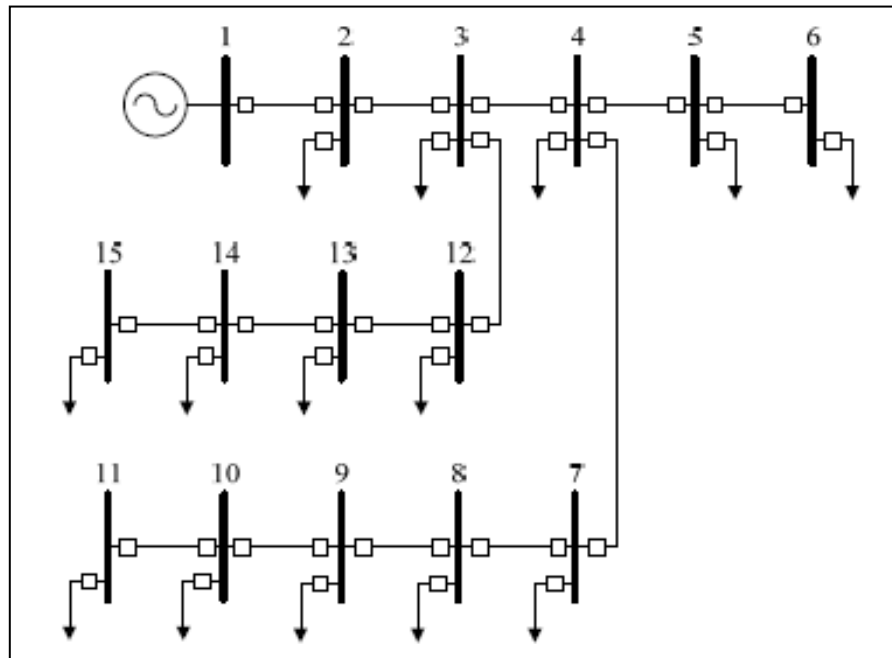


Figura 2.8 - Red de Distribución en Kumamoto, Japón

El resultado fue que la ubicación óptima establece un factor de prioridad entre las barras (de ahí el nombre del método). El factor de prioridad aumenta con el nivel de demanda presente en la barra, siendo óptimo, por consiguiente, ubicar generación distribuida en las barras que tengan mayor demanda.

Así mismo, si se desea realizar un despacho centralizado de la GD, resulta óptimo el despacho inicial de la generación ubicada en las barras de mayor carga hasta terminar despachando la barra menos demandada.

Analizando diferentes escenarios de carga, el autor encontró en promedio un nivel de penetración del 25%.

2.6 Impacto de la Generación Distribuida en las Redes de Distribución Eléctrica

La introducción de un generador a un sistema eléctrico tiene un impacto de orden técnico y económico. En el caso particular de los generadores distribuidos esta situación no es diferente: su operación al interior de las redes de distribución genera cambios en las variables eléctricas de esta. El correcto conocimiento del mencionado efecto permite un manejo adecuado de las alteraciones en la red y de las acciones a tomar en caso de que estas hagan insostenible la operación convencional, los cuales pueden ser el cambio de elementos presentes en la red o ampliaciones de capacidad de los ya existentes.

Los cambios de tipo estático que se considerarán en el análisis, de acuerdo con el documento [10], son:

- Flujo de Potencia y Capacidad Térmica
- Regulación de Tensión
- Contribución al Nivel de Corto Circuito
- Coordinación de Protecciones

2.6.1 Flujo de Potencia y Capacidad Térmica

La introducción de un generador tiene una directa influencia en los flujos de potencia que se tienen dentro del sistema. Dependiendo del tamaño del generador y de su factor de carga, los flujos pueden volverse bidireccionales, e incluso invertirse. Esto trae consigo una serie de efectos.

La primera consecuencia de lo anterior está ligada a los perfiles de carga. Al introducir GD, el distribuidor ve una reducción de la carga. Si se considera que los medios de accionamiento basados en energías renovables tienen incorporado una componente de intermitencia, sumada a las propias fluctuaciones de los consumos, propicia dificultades para la estimación de requerimientos de energía de los mismos. Esto se traduce en un problema para la concesionaria de distribución.

Al incorporar GD a las redes también hay una influencia en las pérdidas que se experimentan en el proceso de transporte de energía. La variación puede ser favorable si las inyecciones de generación distribuida permiten abastecer el consumo local, pueden ser nulas en el caso que se invierta el flujo, o bien, que la generación sea idéntica a la demanda del alimentador, o puede tenerse variaciones negativas en el caso que la penetración de GD sea muy grande y por ello se exporte energía.

En este último caso, se puede alterar el correcto funcionamiento de los dispositivos del sistema de distribución. Más bien, dañar los dispositivos en sí, considerando que todos ellos poseen una capacidad máxima de transporte.

Un esquemático de lo anterior se presenta en la Figura 2.9.

Por último, una variación en los flujos de potencia puede traer consigo problemáticas a nivel transformadores y de las protecciones. El ajuste de tap en los transformadores puede verse

alterado producto de la inversión de flujos, evidenciando disminución considerable en su capacidad de transferencia. Lo mismo ocurre con los cambiadores de tap automáticos. En el caso de las protecciones, la coordinación eficiente entre interruptores, reconectores y fusibles puede no ejecutarse, evitando la eliminación efectiva de fallas en el sistema.

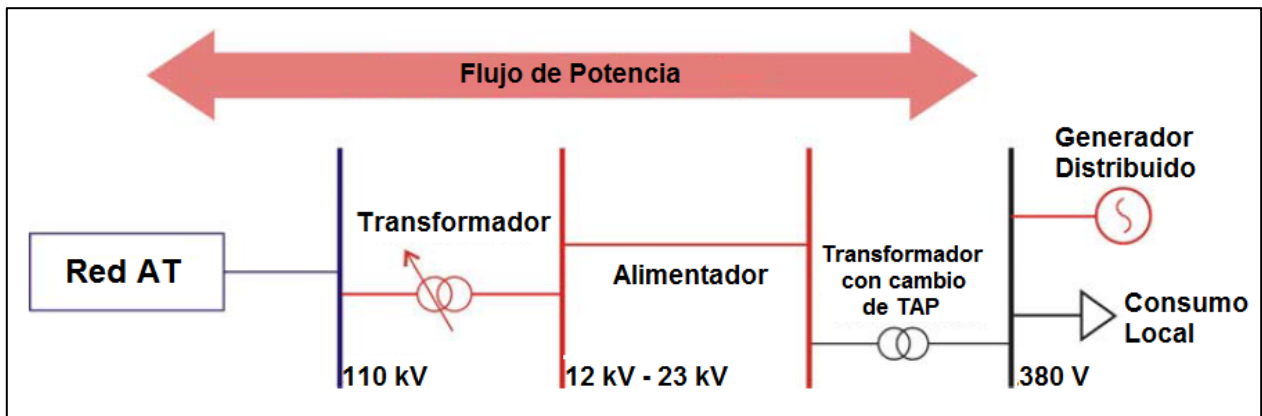


Figura 2.9 - Flujos de Potencia con Generación Distribuida

2.6.2 Regulación de Tensión

La tensión existente en un punto cualquiera de la red eléctrica afecta directamente a los equipos allí conectados, tanto en lo que respecta a su aislamiento como a su correcta operación. En vista de ello, se han normalizado los niveles de tensión posibles de ocupar (tensiones nominales o de servicio) en algunos pocos valores internacionalmente aceptados. Con ello se consigue una mayor calidad y seguridad de servicio, así como abaratar y simplificar la fabricación de distintos equipos eléctricos.

En el caso de las redes de distribución nacionales, estas tienen la restricción en sus variaciones de tensión en un rango del 6%.

En los sistemas de distribución, la relación existente entre la reactancia y la resistencia es cercana a 1, teniéndose incluso casos en los cuales es superior a la unidad. Esto repercute en que los efectos que se observan sobre la tensión no sólo dependen de la potencia reactiva en las líneas, sino que también de la potencia activa. Lo anterior se ve reflejado en la ecuación de regulación de tensión:

$$\Delta V = \frac{RP - XQ}{V} \quad (2.5)$$

Donde R y X son la resistencia y reactancia de la línea, P y Q las potencias activas y reactivas que esta transporta y V la tensión en el extremo del consumo.

De aquí se desprende que la tensión de un alimentador está influenciada por el perfil de carga que este posea, teniéndose casos críticos de alzas de voltaje cuando la demanda es baja, o caídas de tensión bruscas cuando el perfil de carga es máximo. La Figura 2.10 esquematiza la situación ya descrita en este párrafo.

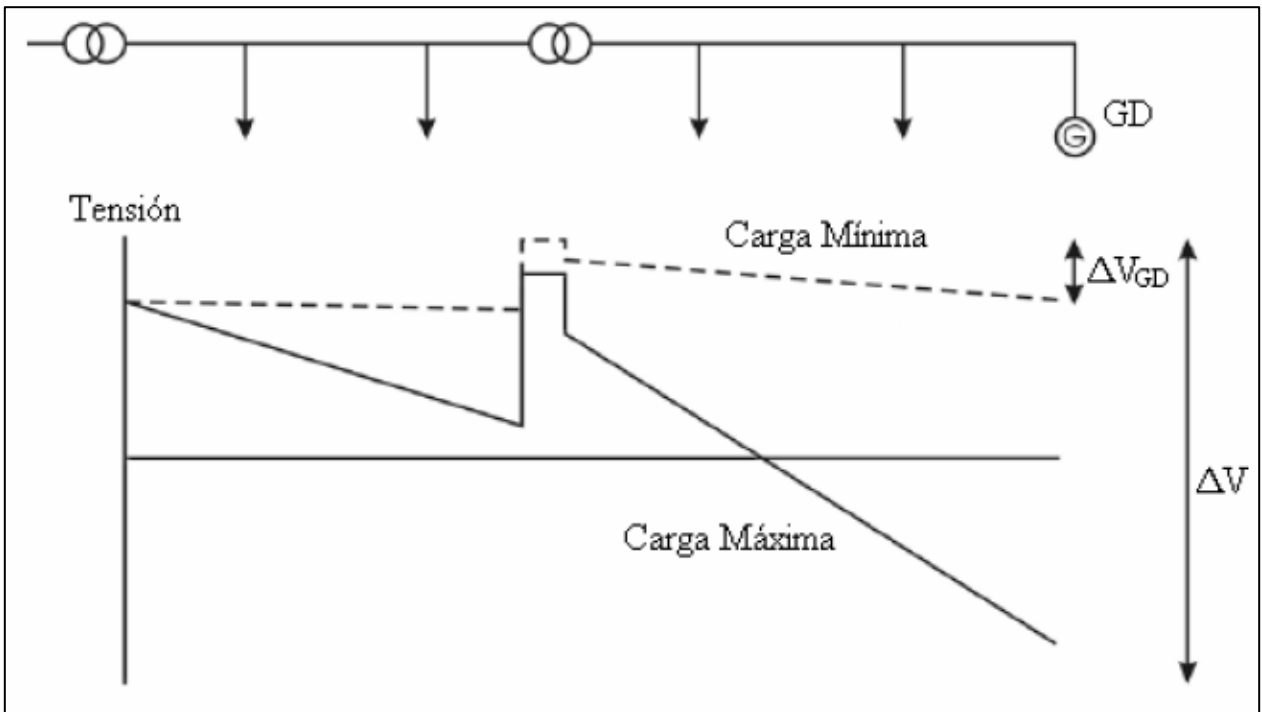


Figura 2.10 - Tensión de un Alimentador bajo Distintos Perfiles de Demanda⁴

Donde ΔV_{GD} es la variación de tensión provocada por la introducción del generador y distribuido y ΔV es el rango permitido de tensión en un sistema de distribución.

Al introducir un generador distribuido, como se mencionó en el numeral anterior, se traduce en una disminución de la carga efectiva en el alimentador, con lo cual también se disminuye la potencia activa y reactiva en este. Con dicha reducción se provoca también un alza en la tensión a la cual están sometidos los consumos. Esto en muchos casos resulta beneficioso, pues en operación normal, la tensión al final de los alimentadores suele estar muy cerca de su cota inferior.

No obstante, en escenarios de alta penetración de GD, o bien, de baja demanda, puede obtenerse inversión de flujos, lo que implicará aumentos de tensión en las barras. Dicho aumento puede llegar incluso a superar los rangos establecidos por la norma.

Las líneas con sección de conductor pequeña y alta impedancia son más sensibles a variaciones de tensión ante la conexión de unidades de generación. Es por ello que existe una limitación de la introducción de generación en niveles de distribución.

La tensión a la que un generador puede ser conectado en las redes de distribución depende del tamaño y características de operación del generador, la topología de la red y los parámetros del sistema, así como la proximidad a la carga. La Tabla 2.5, extraída de [10], presenta una sugerencia de las máximas capacidades permitidas por nivel de tensión en un sistema eléctrico.

⁴ International Siemens Power Technologies, "Technical Assesments of Sri Lanka's Renewable Resource Based Electricity Generation", 2005.

Nivel de Tensión	Máxima Capacidad de GD
400 V red	50 kVA
400 V barra	200 -250 kVA
11 – 11,5 kV red	2 – 3 MVA
11 – 11,5 kV barra	8 MVA
15 – 20 kV red o barra	6,5 – 10 MVA
63 – 90 kV red	10 -40 MVA

Tabla 2.5 - Máxima Capacidad de GD Sugerida por Nivel de Tensión

2.6.3 Contribución al Nivel de Corto Circuito

El nivel de corto circuito se define como la magnitud de la corriente que en situación de falla se observaría en un punto de interés. Las corrientes de falla suelen ser considerablemente superiores a las corrientes nominales, de modo que pueden provocar daños permanentes en los equipos eléctricos presentes en el sistema. De este modo, el diseño debe considerar la eventual aparición de estas corrientes y, por ende, que sean capaces de soportarlas por breves períodos de tiempo, durante los cuales las protecciones se accionen y logran aislar las fallas.

Dependiendo del tipo de generador que se conecte, se tendrán distintos efectos sobre el nivel de corto circuito. La contribución de los generadores síncronos, generadores de inducción e inversores se presenta en la Tabla 2.1.

Para el cálculo de las corrientes de falla se consideran las impedancias entre la falla y los respectivos generadores que aportan a esta, para redes de baja impedancia se tienen corrientes de falla mayores. En media tensión se tiene impedancias menores que en baja tensión, por lo cual las corrientes de corto circuito son mayores.

El nivel de corto circuito se utiliza como un indicador de cuan robusta es una red eléctrica, lo que trae consigo que un generador aportará mucha más corriente a un corto circuito cercano que a uno lejano y que dicho indicador decae con el nivel de tensión.

2.6.4 Coordinación de Protecciones

En aquellos casos en que la penetración de la GD sea significativa, los esquemas de protección con que cuentan hoy las distribuidoras eléctricas probablemente no sean los más adecuados y se requiera cambiarlos. El solo estudio de este tipo de casos de rediseño de protecciones es un proyecto de gran complejidad, claramente incompatible con la simplicidad que se busca en este estudio y los alcances del mismo.

Sin perjuicio de lo anterior, la instalación de sistemas de generación en baja tensión (BT) debe considerar aspectos de seguridad relevantes que no se logran abarcar con la tecnología utilizada actualmente en ese nivel de la red de distribución. El elemento de protección más común de la red de baja tensión es el fusible. Este elemento no posee inteligencia y eventualmente permitiría una operación bidireccional, es decir, no actuaría en forma errónea al invertir el flujo en el empalme de BT. Sin embargo, en caso de falla, la operación de este dispositivo no es la más adecuada en términos de seguridad y aporte a la corriente de corto circuito por cuanto en su diseño se ha definido un umbral de corte considerando una dirección del flujo hacia el cliente. De esta forma, frente a una falla aguas arriba del generador en BT, el fusible no operará si el nivel de

corriente está por debajo de su umbral, aportando de esta forma a la corriente de cortocircuito. La Figura 2.11(a) ilustra la situación para la cual se ha escogido el umbral del fusible y la Figura 2.11(b) presenta el caso en que el fusible no opera, produciendo un aporte a la corriente de cortocircuito.

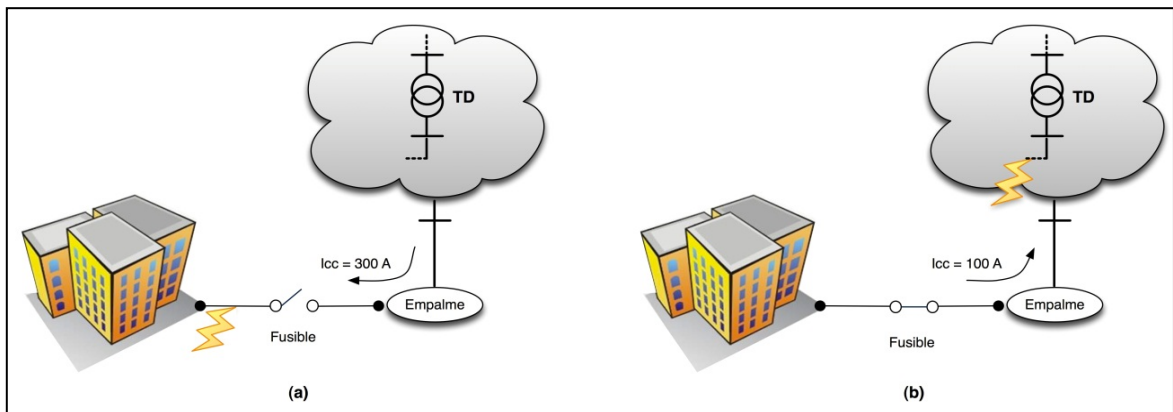


Figura 2.11 - Comportamiento frente a falla

(a) Ejemplos de operación del fusible de BT, (b) Caso en que no opera el fusible de BT

Considerando el problema anterior, es necesario entonces disponer de una protección que distinga el sentido del flujo y que para ambas situaciones opere con distintos umbrales. En el caso del ejemplo, el fusible se ha diseñado para un umbral de 280 A y no operará con corrientes menores a ese valor. Para lograr una operación segura que no genere aportes a la corriente de cortocircuito es necesario utilizar un elemento inteligente. En media tensión (MT) se utilizan comúnmente las protecciones de potencia inversa y de sobre corriente direccional. Las funcionalidades de estas protecciones son las necesarias para operar en forma segura en baja tensión.

La protección de potencia inversa permite regular la potencia que se inyecta en un punto específico de la red. Ésta se utiliza actualmente en MT con el fin de limitar la generación, en caso de haber límites máximos de generación comprometidos con la empresa. Sin embargo, es posible operar de forma más conservadora y limitar por completo la inyección de potencia restringiendo la generación en BT al autoconsumo. Por su parte las protecciones de sobre corriente direccional tienen la posibilidad de operar a distintos umbrales dependiendo del sentido del flujo en caso de falla. Finalmente, las protecciones deben evitar la operación en isla del o de los generadores ya que ésta pone en riesgo la seguridad de las personas que restituyen el servicio.

Capítulo 3: Metodología de Trabajo

3.1 Aspectos Generales

A partir del marco teórico presentado en el capítulo anterior, el presente numeral del trabajo da a conocer la metodología con la cual se realiza el aporte al tema abarcado.

El objetivo principal de este trabajo de título corresponde a la definición de niveles de penetración para la introducción de generación distribuida en redes de baja tensión, insumo que servirá de propuesta para una normativa técnica y reglamentaria específica para estas unidades de generación. Bajo esta consideración, el orden lógico para desarrollar este trabajo es el siguiente:

- Realizar una revisión de las actuales normativas técnicas y reglamentarias para GDBT en los países que han realizado proyectos de estas características, estableciendo semejanzas y diferencias entre ellas. Hacer especial hincapié en lo relativo a guías de conexión de generación distribuida y niveles de penetración.
- Establecer un criterio metodológico que permita definir niveles de penetración apropiados para la introducción de generación distribuida en las redes de baja tensión. Dicho criterio debe ser pensado para procesos de rápida conexión o “fast track”, por consiguiente, debe ser sencillo, de modo que la empresa de distribución a partir de pocos parámetros pueda ver la factibilidad de conexión de una unidad de GD sin efectuar modificaciones a las instalaciones que posee.
- Con todo lo anterior, plantear una propuesta conceptual para el desarrollo de un protocolo de interconexión de unidades de generación distribuida en redes de baja tensión. Dicho protocolo debe integrar responsabilidades de las partes involucradas y en lo posible detallar plazos para el correcto desarrollo del proceso.
- Validar las metodologías previas con el estudio de casos reales. Para dicha labor, se seleccionaron dos casos que buscan ser representativos de las diversas topologías y zonas de servidumbre en las cuales intervienen las redes de distribución.
- A partir de los resultados, plantear un análisis de factibilidad de la metodología adoptada, comparando con los valores obtenidos a partir de la revisión internacional.

La revisión planteada en el punto 1 se presenta en el Capítulo 2. Los posteriores dos puntos son objeto de este capítulo.

3.2 Metodología de Definición de los Niveles de Penetración

El primer paso o elemento de juicio que concierne a esta metodología es la definición de nivel de penetración a utilizar (observe que en la sección 2.4 se indicó que la potencia de referencia varía caso a caso, pudiendo ser esta la del alimentador, la potencia zonal, entre otras).

Pensando en la calidad de los datos obtenidos mediante la medición en baja tensión y los parámetros de red de los cuales disponen las empresas de distribución, se decide que la mejor referencia a utilizar corresponde a la potencia nominal del transformador de distribución asociado al alimentador de interés para la introducción de GD, siendo por tanto el nivel de penetración máximo un porcentaje de la capacidad de dicho transformador.

De este modo, se tiene que:

$$NP = \frac{\sum_i P_{GD_i}}{P_{TDj}} * 100 \quad (3.1)$$

Dónde:

P_{TDj} = Potencia nominal del Transformador de Distribución j en kVA.

P_{GD_i} = Potencia nominal del Generador Distribuido i en kVA.

Con lo anterior, considere la Figura 3.1, la cual corresponde a un esquema para una red de distribución tipo. En ella se puede reconocer:

P_{TDj} : Potencia nominal del transformador de distribución j

D_i : Demanda en potencia del consumo i

CE_i : Capacidad del empalme del consumo i

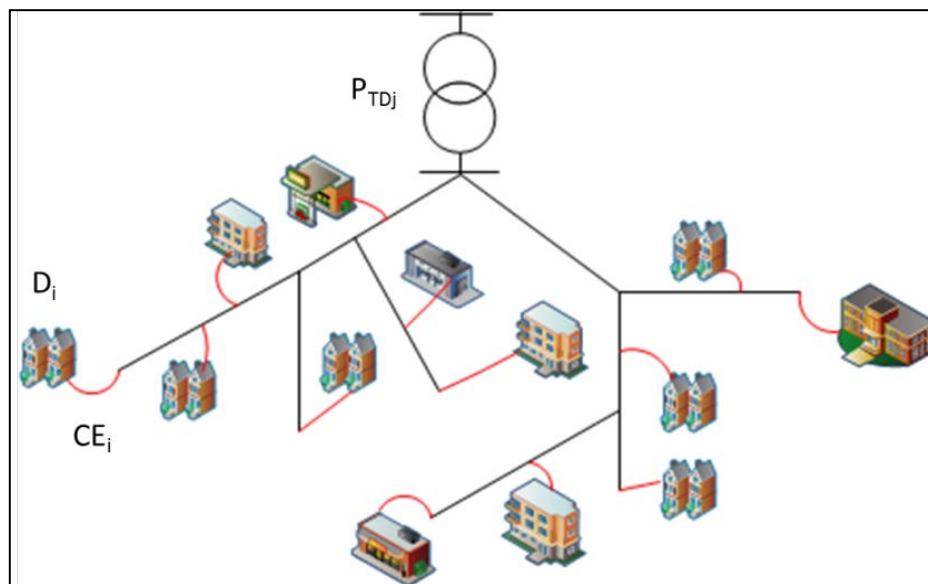


Figura 3.1 - Red de Distribución en Baja Tensión

Como se vio en detalle en la sección 2.6 de este informe, la definición de la capacidad agregada máxima para una red de distribución está en directa relación con los impactos que provoca la introducción de estas unidades de generación al interior de dichas redes.

Además, se debe prestar atención a los posibles inconvenientes asociados a la introducción de armónicos (caso de generadores conectados a la red mediante dispositivos de inversión), como también los efectos de balance de red, producto de la integración de máquinas de una fase.

A partir de lo anterior, considere la figura a continuación y las restricciones sobre los parámetros de la red:

1. Tensión. Fluctuaciones permitidas: $\Delta V < 7.5\%$
2. Frecuencia. Fluctuaciones permitidas: $\Delta f < 5\%$
3. Capacidad. Restricción de capacidad térmica en los conductores
4. Aporte al Nivel de Corto Circuito. Capacidad y coordinación de protecciones

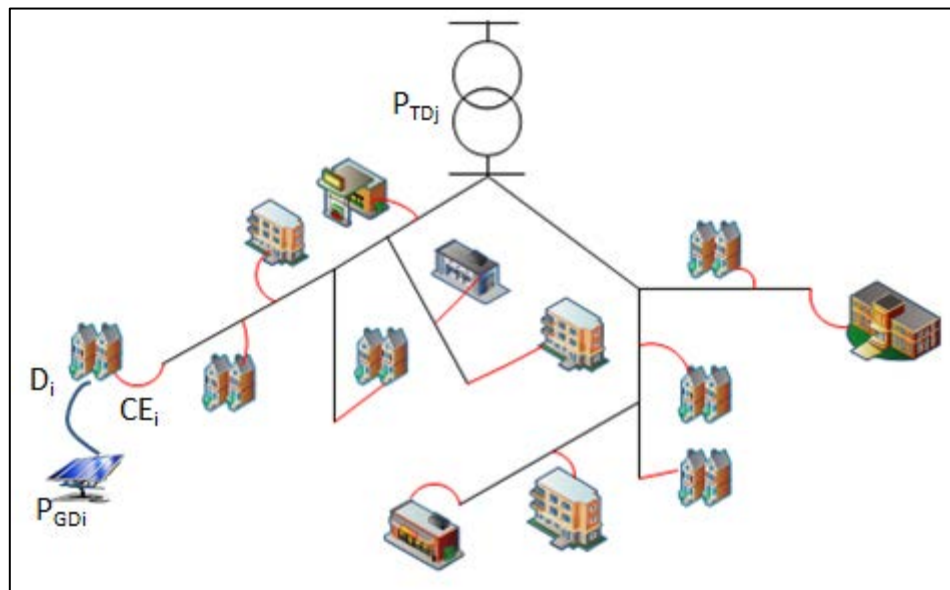


Figura 3.2 - Red de Distribución en Presencia de GD

En la Figura 3.2 se incluyó un generador distribuido GD_i , cuya potencia nominal es P .

Ahora bien, el impacto de esta unidad y del agregado de GD se puede cifrar mediante formulaciones teóricas que servirán de base para la metodología. Dichas fórmulas analíticas se ligan a los efectos ya listados con anterioridad.

1. Tensión: En conformidad con la sección 2.6.1, la introducción de GD provoca alzas en los perfiles de tensión a lo largo de un alimentador. Dichas alzas pueden observarse en el tiempo (régimen estacionario). Así mismo, la conexión/desconexión intempestiva de unidades puede generar bruscas variaciones en voltaje, sacando a esta de los rangos permitidos.

Para medir el efecto de un GD se hará uso de la relación cortocircuito – potencia. Este indicador mide la robustez de una red y en consideración de los máximos rangos de variación permitidos para la tensión puede establecerse, con ayuda del valor de corto circuito de la red, un nivel de penetración para esta.

La relación corto circuito – potencia se formula como sigue:

$$K_{kl} = \frac{S_{kV}}{S_{GDmax}} \geq K \quad (3.2)$$

Dónde:

K_{kl} : Relación cortocircuito potencia

S_{kV} : Potencia de cortocircuito de la barra de baja tensión del transformador de distribución asociado

S_{GDmax} : Potencia agregada máxima permisible de GD

K : Relación entre potencia de cortocircuito y potencia de unidades de GD. Se define en función de la máxima regulación de voltaje permitida en redes de baja tensión.

De acuerdo a la NTCO de PMGD, un alimentador de distribución no requiere obras adicionales si la relación corto circuito – potencia es superior a 20, siendo este el valor a definir para K . Dicho valor además permitirá un resguardo para las variaciones de tensión, que no deben superar el 7.5%.

2. Capacidad y Flujos de Potencia: Este punto hace énfasis en el efecto de las unidades de GD en los flujos al interior de una red. Por un lado, la posible inversión del sentido de los flujos, por otro, la vulneración del límite de la capacidad de transporte de los elementos presentes, como conductores y transformador de distribución.

La situación anterior es crítica durante horarios de valle, en donde la demanda disminuye a un mínimo y el potencial de inyección de GD aumenta (específicamente en el caso de generadores solares fotovoltaicos, los cuales obtienen los mayores índices de radiación en estos períodos).

La inversión de flujo va aparejada con la necesidad de nuevos esquemas de protecciones⁵, los cuales puedan ayudar frente a escenarios de falla. Como se analizó en la sección 2.6.4, si bien los fusibles (protección más utilizada en BT) goza de cierta bidireccionalidad, su umbral de acción está definido por el flujo hacia el cliente, esto refuerza la idea de nuevas protecciones frente a una penetración de GD que supere el perfil de demanda presente en el alimentador.

⁵Otro elemento significativo en este análisis es el tipo de tecnología de generación conectada a la red, lo que se traduce en diferentes contribuciones a corrientes de falla.

La capacidad se evalúa en términos de que el flujo circulante por la red no supere las condiciones térmicas de transporte de los conductores existentes. Para efectos de un análisis teórico y que permita definir niveles de penetración, se considera el conductor de cabecera de la red. Luego, el límite de penetración en función de la capacidad se puede definir como:

$$IC = \frac{P_C \cdot fs - \sum P_{GD} \cdot fs_{GD}}{VBT \cdot \cos \varphi} \leq I_{cond} \leq I_{cond} \quad (3.3)$$

Dónde⁶:

IC: Corriente neta que circula por el conductor

P_C: Demanda de la carga en Watts, en escenario bajo

fs: Factor de simultaneidad (coincidencia) de la demanda para el mismo escenario

ΣP_{GD}: Penetración agregada de GD

fs_{GD}: Factor de coincidencia de la GD para el mismo escenario

VBT: Tensión nominal de la red de BT

cosφ: Factor de potencia

I_{cond}: Máxima capacidad de transporte de corriente del conductor de cabecera

3. Contribución al nivel de corto circuito: De acuerdo a la Tabla 2.1, el aporte a las corrientes de falla depende directamente de la tecnología del generador distribuido. Esto puede tener repercusiones sobre la coordinación de protecciones, como se vio en el numeral anterior.

El aporte a corto circuito de las unidades, según la normativa alemana VDE, se resumen en:

Generadores Sincrónicos → I_{CC} ~ 10* I_N

Generadores de Inducción → I_{CC} ~ 6* I_N

Generadores con Inversor → I_{CC} ~ 1.2* I_N

De donde I_{CC} corresponde a la corriente de corto circuito e I_N a la corriente nominal de la unidad de generación.

Pese a lo anterior, resulta difícil cautelar en términos teóricos y con antelación el efecto definitivo que pudiera tener o no la contribución a cortocircuito de un equipo de GD con miras a poder definir el límite de penetración. Por ello, se sugiere que en una aplicación de esta metodología, la verificación de este efecto se realice en función de la capacidad del equipo de generación y su tecnología se evalúe para el caso de conexión específico.

⁶ La ecuación mostrada es sólo representativa de redes monofásicas.

Con todo lo anterior, la metodología puede definirse mediante el esquema en la Figura 3.3. Se distinguen tres niveles de trabajo, descritos a continuación.

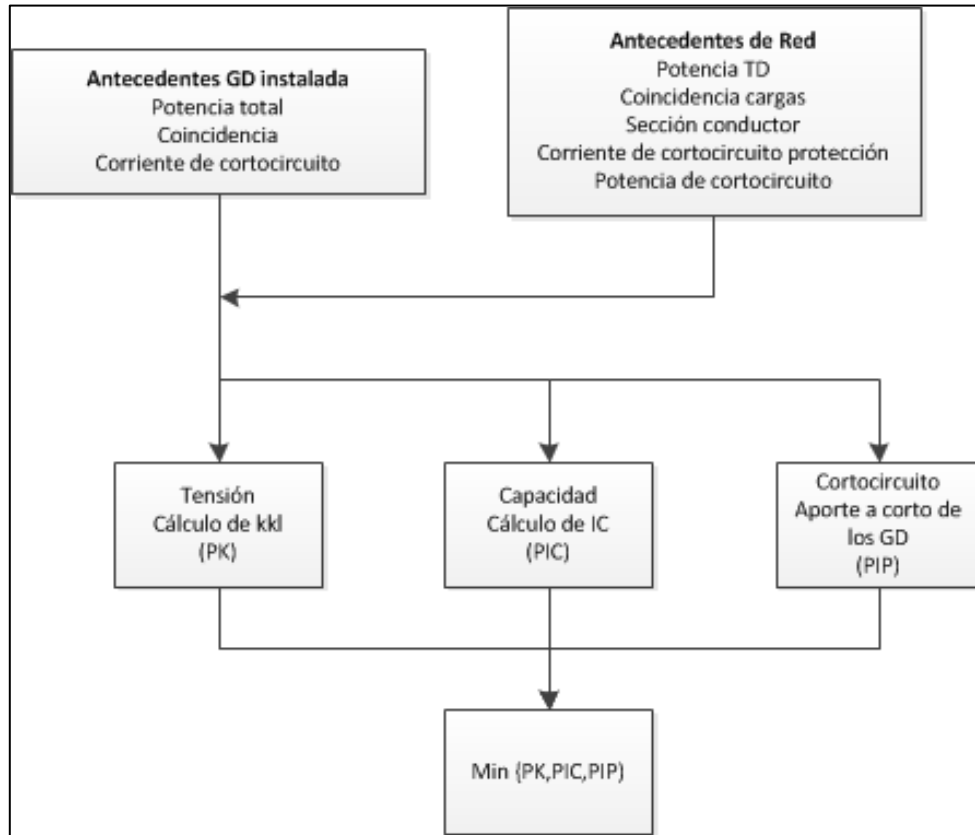


Figura 3.3 - Metodología de Definición de Nivel de Penetración para una Red

1. Levantamiento de datos. Corresponde al manejo de toda la información relativa a la red de baja tensión en la cual se instalará la unidad de generación distribuida y el generador mismo, destacándose:
 - Potencia total de GD instalada a la fecha
 - Coincidencia de los generadores distribuidos en horarios de baja demanda
 - Contribución agregada al nivel de corto circuito
 - Potencia del transformador asociado al alimentador
 - Coincidencia de las cargas en horarios de baja demanda
 - Parámetros de conductores y transformador de distribución
2. Cálculo de indicadores. Mediante las formulaciones analíticas ya descritas, se define el impacto que se tendrá sobre la red con la introducción de GD.
3. Definición del NP. Se elige el valor mínimo obtenido mediante los indicadores IC y K_{kl} .

3.3 Validación de la Metodología

Para la validación de la metodología de definición de niveles de penetración, se estableció como prudente la evaluación, mediante herramientas computacionales, de la performance que mostrasen un conjunto de instalaciones con la inclusión de generación de distribuida bajo los valores establecidos.

Dicho conjunto de redes debe ser representativo, intentando cubrir las posibles topologías que se observan dentro del país. Por todo lo anterior, se definió la simulación de 2 redes correspondientes a:

- CHILECTRA: Red Urbana Radial, Consumo Residencial
- CONAFE: Red Rural Radial

Para realizar las simulaciones se utilizó el software DIGSILENT Power Factory. En él se modelaron las 2 redes recién listadas a partir de la información provista por las empresas de distribución mencionadas.

El proceso de simulación consta de dos etapas:

- Análisis Global
- Análisis Específico

El Análisis Global se divide en un análisis de tipo estático y en un análisis dinámico, como indica la Figura 3.4. Dentro del análisis estático, se consideró la inclusión de generación distribuida dentro de cada red de distribución de modo aleatorio en las barras. Las unidades a integrar poseen una capacidad de inyección del 5% respecto a la potencia nominal del transformador de distribución. En la etapa de análisis global se trabajó con unidades de generación fotovoltaicas trifásicas, con las cuales se cuidó, a medida que se agregaban al modelo, la revisión de las siguientes restricciones:

- Mantenimiento de la tensión dentro de los rangos permitidos por la normativa vigente (vale decir, no tener variaciones superiores al 7.5%).
- No violación de la capacidad de transporte de las líneas de distribución.
- Análisis de pérdidas para cada nivel de penetración utilizado.
- Inversión de los flujos, aguas arriba del transformador de distribución.

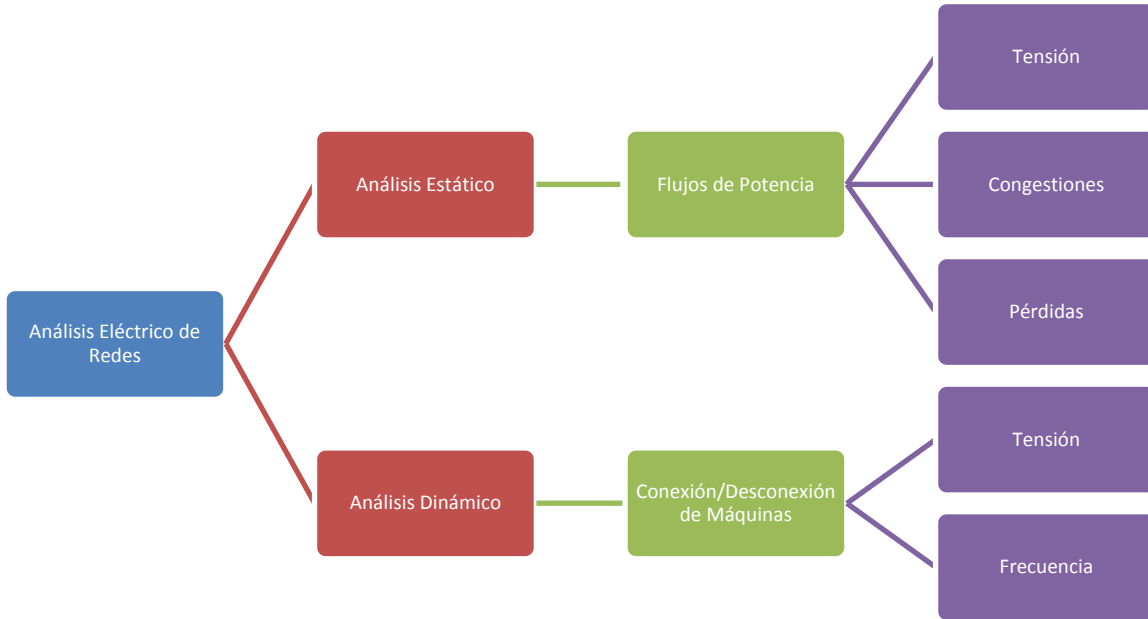


Figura 3.4 - Esquema de Simulación Global

Para el análisis dinámico, se consideran los efectos de conexión/desconexión de máquinas. Se busca verificar los niveles de penetración con los cuales se provocan caídas de tensión fuera de lo permitido en la norma (es decir, superiores al 7.5%).

Para el análisis específico, el estudio sigue el esquema de la figura siguiente:

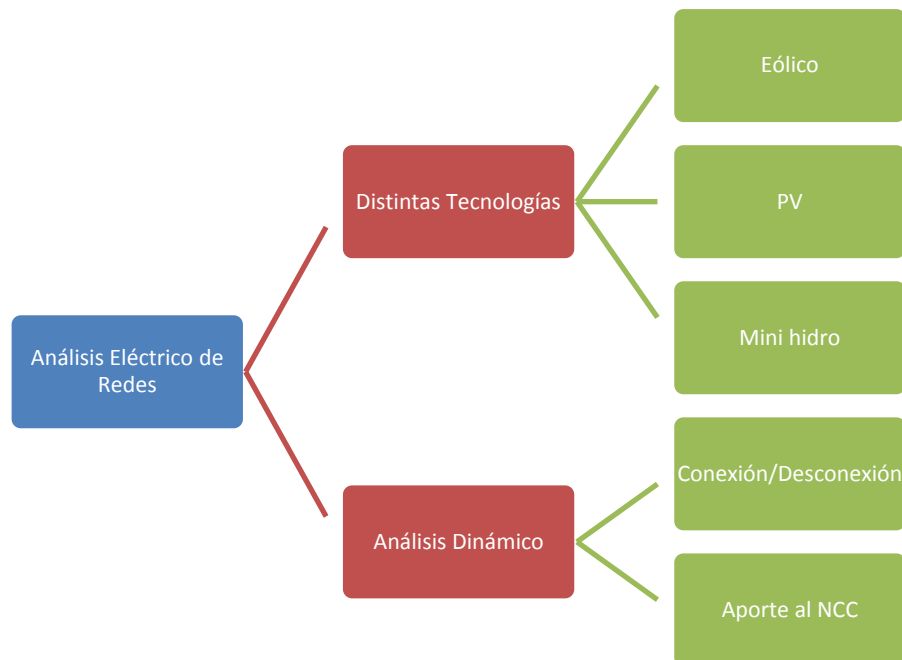


Figura 3.5 - Esquema de Simulación Específica

En términos generales corresponde a la introducción de máquinas de GD considerando otras tecnologías (desde sistemas PV a eólico y/o mini hidro), con las cuales se reanalizarán las pruebas de conexión/desconexión intempestiva de unidades y se medirá el aporte al nivel de corto circuito que efectúan las máquinas en caso de fallas monofásicas y trifásicas a la salida del transformador de distribución.

Debido a que como ya se mencionó con anterioridad, el caso crítico lo establece el escenario de mínima demanda, se procuró trabajar con los perfiles mínimos por usuario de la red de distribución.

Finalmente, una comparación de los niveles de penetración obtenidos mediante la metodología (índices k_{kl} e Ic) y los resultados que arroja la simulación computacional servirá de medición de la validez de los indicadores teóricos planteados en la sección 3.2.

3.4 Procedimiento de Interconexión

Una vez definido el nivel de penetración permitido por alimentador, existirá una serie de pasos que permitirán que un proyecto de inserción de GD se concrete.

El procedimiento a sugerir, conforme con la revisión bibliográfica atinente, se separará en 4 etapas. Estas son:

- Solicitud de Conexión
- Realización de Pruebas y Estudios
- Modificación de la Red y/o Proyecto
- Conexión y Puesta en Marcha

Una descripción de cada una de estas etapas se entrega a continuación, sin perder el foco de interés que son los procesos de conexión rápida.

3.4.1 Solicitud de la Conexión

Etapas inicial del proceso. Los interesados en instalar un sistema de generación deberán llenar y enviar a la Distribuidora un formulario de solicitud estándar. Se sugiere ampliamente que dicho formulario sea diferenciado entre niveles de capacidad, siendo una división adecuada:

- Nivel 1: Instalación de capacidad menor o igual a 100 kW
- Nivel 2: Instalación de capacidad superior a los 100 kW e inferior a 1 MW
- Nivel 3: Instalación de capacidad superior a 1 MW y menor a 9 MW

Junto con la solicitud, el interesado deberá entregar información relativa a la tecnología de generación a utilizar y el energético primario, los parámetros nominales del generador (tensión nominal, potencia activa y aparente), información sobre el sistema de inversores en caso que aplique, protecciones y una estimación de la producción de energía anual.

Se desprende de la división por niveles de potencia que la información requerida es cada vez más detallada conforme el nivel aumenta.

3.4.2 Realización de Pruebas y Estudio

Una vez recibida la solicitud de conexión, el distribuidor comienza una etapa de pruebas y revisión de la información suministrada. A partir de los datos nominales, deberá calcular la inyección de potencia, la tensión en barras y la contribución al nivel de cortocircuito de la unidad de generación distribuida.

Para el caso de conexiones rápidas hay un elemento que es imprescindible en esta etapa del proceso: La certificación de equipos. Al contar con una certificación, la revisión de cumplimiento de restricciones se agiliza, debido que:

- Se conoce de antemano los efectos del generador en el sistema (contribución al nivel de CC, tensión, etc.).
- Se definen automáticamente los esquemas de medición para la tecnología
- Se puede establecer instaladores certificados por equipamiento.

Una vez aprobados los parámetros que tienen que ver con el equipamiento y su operación, se pasa al análisis de cumplimiento de restricciones en el sistema.

Existen cuatro posibles situaciones a las cuales se enfrentará el proyecto de inserción de GD:

1. $P_{GD_i} < CE_i$ y $\sum_i P_{GD_i} < NP$

Es el escenario ideal. No se violan las restricciones particulares por empalme y existe holgura respecto a la cota agregada que implica el nivel de penetración definido para el alimentador de interés. En este caso, no hay trabas para la conexión.

2. $P_{GD_i} > CE_i$ y $\sum_i P_{GD_i} < NP$

En este caso, pese a tener capacidad de aceptación de inyecciones en el alimentador, el empalme se ve superado por el nivel de inyecciones propuesto en el proyecto. Por consiguiente, se requiere de una revisión complementaria.

3. $P_{GD_i} < CE_i$ y $\sum_i P_{GD_i} > NP$

Similar al caso 2, salvo que ahora la holgura viene del lado del empalme del usuario, pese a que las cotas de potencia a inyectar por generadores distribuidos en el agregado se ven violadas. Este caso obliga a una revisión complementaria del proyecto.

4. $P_{GD_i} > CE_i$ y $\sum_i P_{GD_i} > NP$

Constituye el escenario más complejo para la introducción de unidades de generación distribuida. La capacidad de inyección del generador es superior a la del empalme al cual se desea conectar y más aún, la inyección agregada de potencia por parte de los generadores distribuidos conectados a las barras del alimentador superaría el nivel de penetración definido para este. Al igual que con los casos 2 y 3, este caso deriva en una revisión complementaria.

En el caso de proyectos de generación distribuida correspondientes a los casos 2, 3 y 4, en este paso del procedimiento se incluirán pruebas más específicas, como es el análisis de la coordinación de protecciones de la sección de la línea a la cual el sistema se conecta. Estos estudios serán realizados por la distribuidora y costeados por el usuario.

Un buen esquema de la revisión y pruebas que realizará la empresa de distribución se propone en Figura 3.6, a continuación. Como se evidencia aquí, la estandarización es clave, restando los grados de libertad que poseerá el concesionario frente a la petición de solicitud de conexión del interesado.

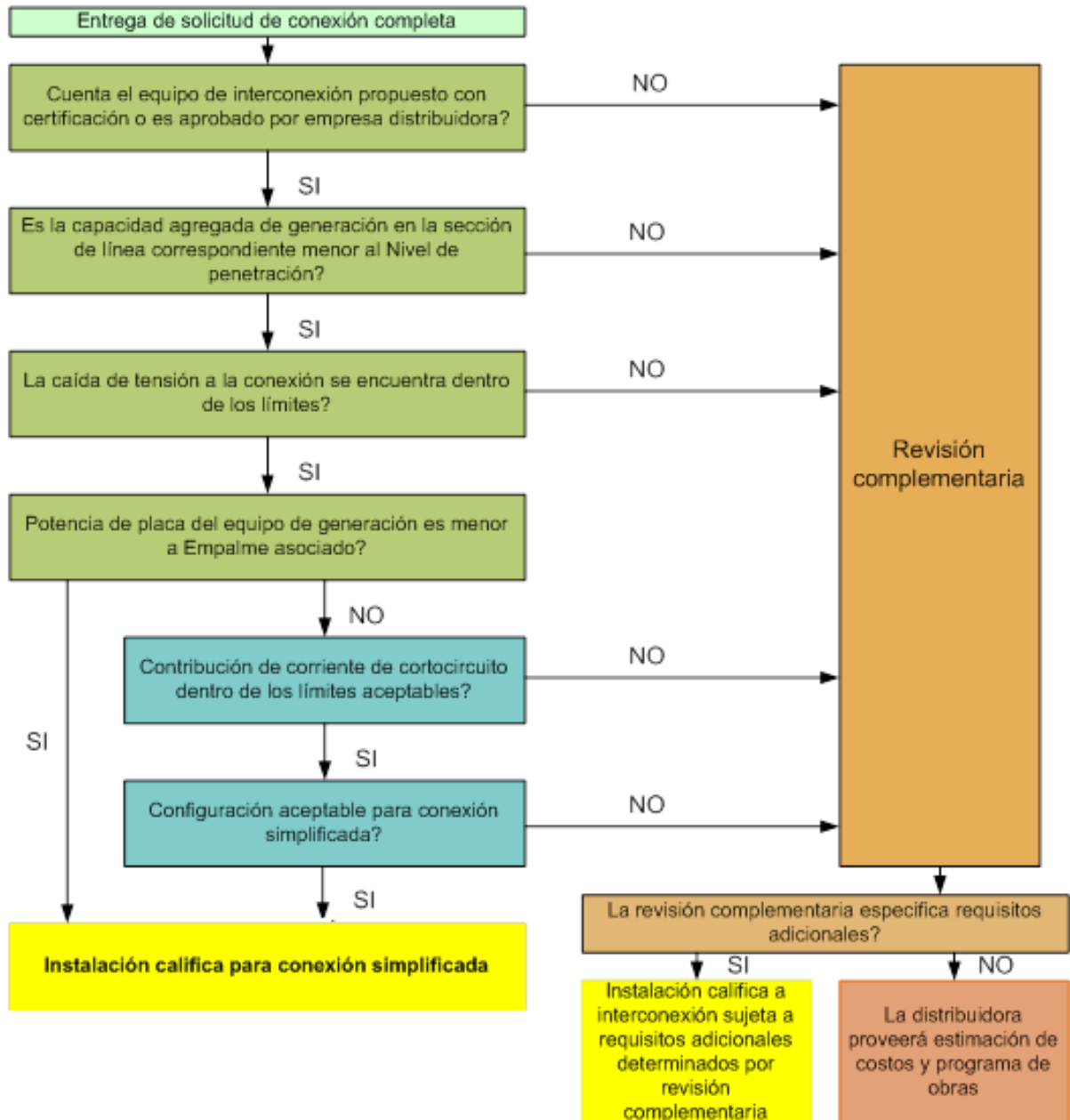


Figura 3.6 - Proceso de Revisión de Conexión para un Generador Distribuido

3.4.3 Modificación de la Red y/o Proyecto

Corresponde al paso a seguir de estar en presencia del escenario 2, 3 o 4 listados con antelación. Algunas de las modificaciones a la red que se deberían realizar, son:

- Cambio del empalme (ampliación).
- Refuerzo del conductor del alimentador.
- Cambios en las protecciones.

La solución alternativa, específicamente para el escenario 2 es la reducción de la capacidad de la unidad de generación distribuida a conectar.

Como ya fue mencionado, en el caso de realizarse alguna de las modificaciones a la red y/o al proyecto, estos deberán ser desarrollados por la empresa de distribución y costeados por el usuario-generador.

3.4.4 Conexión y Puesta en Marcha

Para el caso de haber sorteado positivamente los 3 pasos previos del procedimiento, el usuario y el distribuidor están en condiciones de celebrar el contrato de conexión y el proyecto estará listo para introducirse a la red. En esta etapa se deberán considerar los parámetros de sincronismo (los recogidos de la experiencia internacional se pueden hallar en [4]), de modo de insertar el generador en las condiciones de seguridad mínimas y no afectar la calidad de suministro de otros consumos en las cercanías del alimentador.

Se sugiere fijar períodos de revisión en los cuales algún organismo de la distribuidora pueda revisar que la instalación cuenta con los estándares de calidad mínimos para seguir conectado a sus instalaciones.

La Figura 3.7 ilustra el procedimiento de conexión aquí sugerido. En ella se sugieren algunos tiempos estimados para cada una de las etapas del proceso, que podrán ser tomados como referencia.

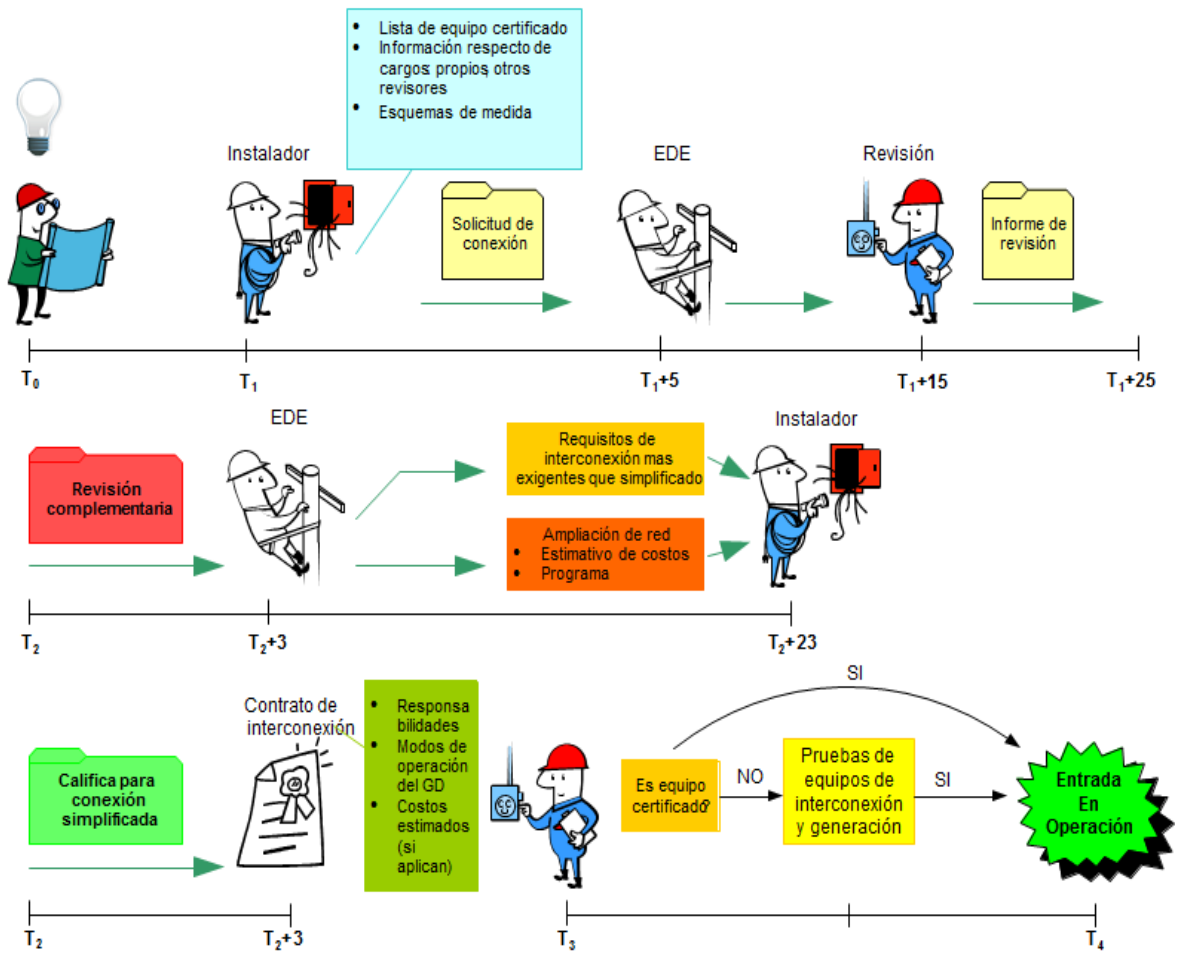


Figura 3.7 - Procedimiento de Conexión

Capítulo 4: Análisis de Resultados

De acuerdo a lo planteado en el capítulo previo, el objetivo de este apartado es la presentación de resultados para la simulación de dos redes de distribución en baja tensión, correspondientes a los análisis globales y específicos. Así mismo, se contrasta con los indicadores teóricos en pos de la definición de un valor adecuado para la penetración de GD en estas instalaciones.

4.1 Chilectra – Red 12215

La primera instalación seleccionada para el análisis mediante simulaciones es la red 12215, provista por Chilectra. Esta instalación corresponde a una red de tipo residencial, de modo que representa de modo adecuado la generalidad de los casos de integración de generación distribuida a nivel domiciliario en sectores urbanos.

Los datos generales que presenta la red se entregan a continuación:

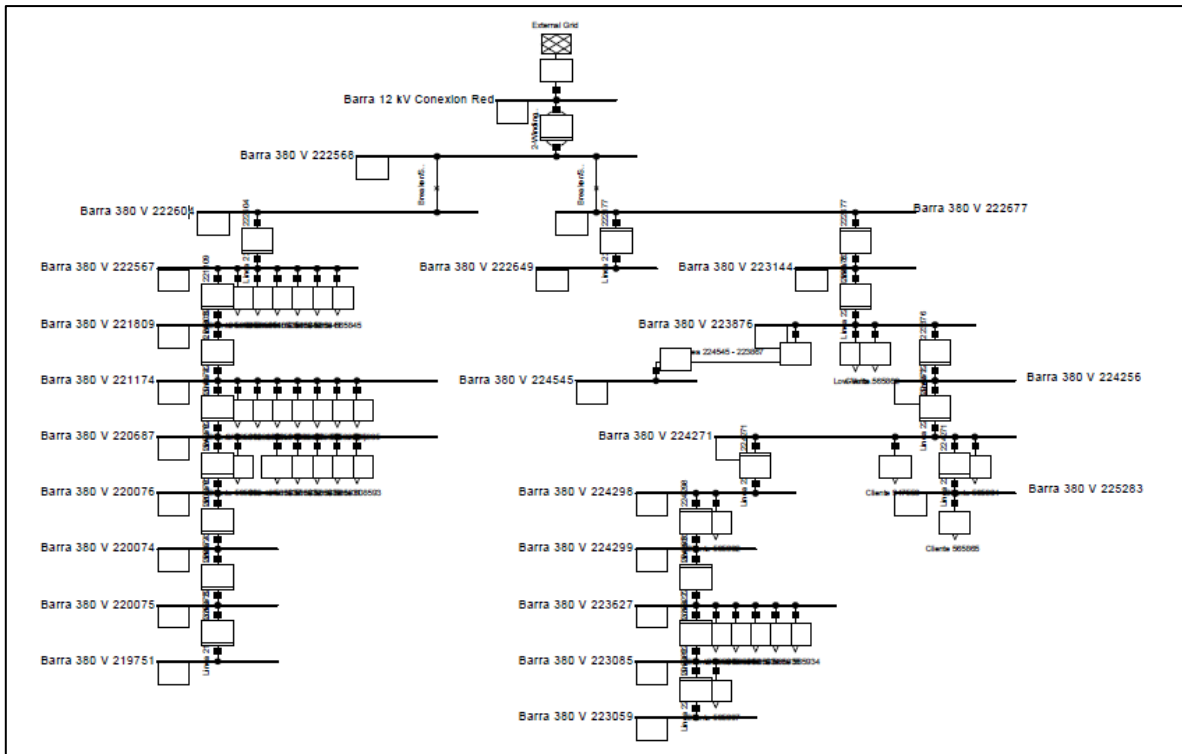


Figura 4.1 - Modelo en DigSILENT, Red 12215 Chilectra

Característica	Valor
Transformador	150 kVA
Factor de Carga	0.4
N° de Clientes	51
Potencia Instalada Empalmes	181,9 kW

Tabla 4.1 - Datos Generales Red 12215 Chilectra

4.1.1 Análisis Global

4.1.1.1 Análisis Estático

El análisis estático, fundamentalmente la realización de flujos de potencia, permitió la observación de variaciones de tensión, análisis de pérdidas, congestiones e inversión de flujo.

4.1.1.1.1 Análisis de Variación en Tensión

Se estudió la variación en tensión conforme se introdujo generación distribuida de modo aleatorio en las barras. El objetivo es revisar la sensibilidad de los puntos de conexión a la introducción de generación, así como obtener una cota de penetración para la cual la tensión se eleve por sobre los valores permitidos por normativa técnica (aumentar por sobre los 1.075 p.u.).

La figura a continuación entrega una comparación de las tensiones para diferentes niveles de penetración.

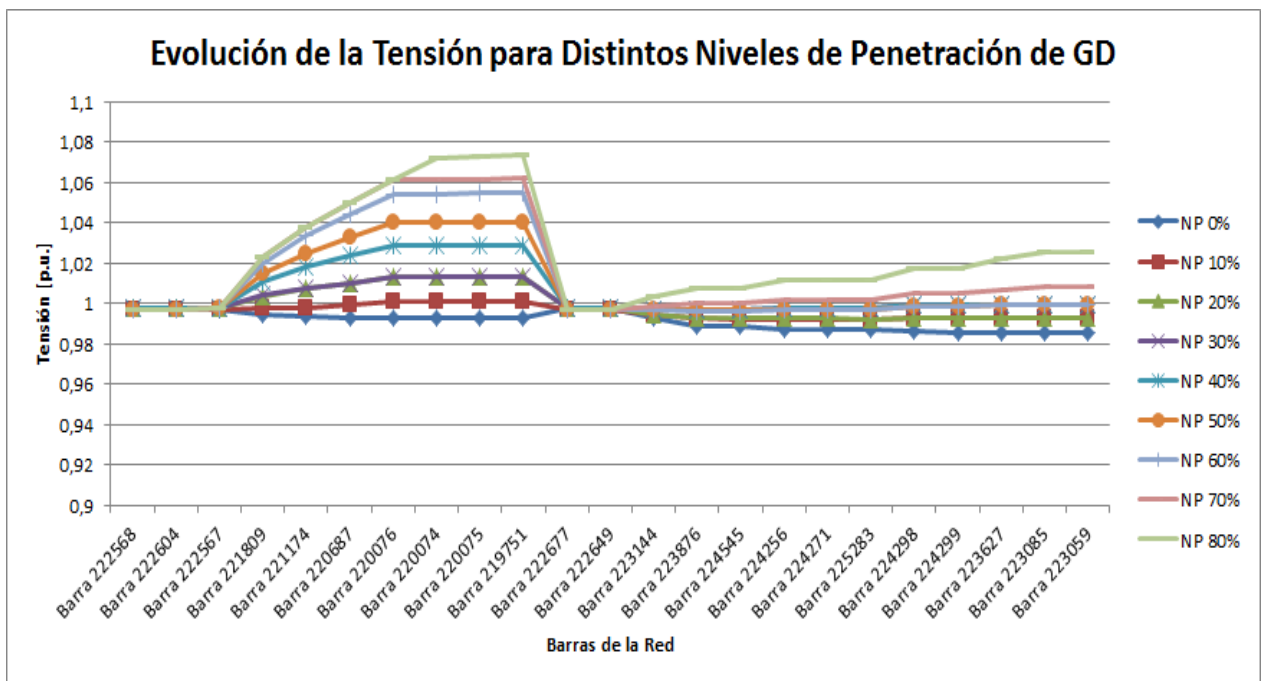


Figura 4.2 - Análisis de Variación en Tensión

Como se espera, conforme aumenta la generación distribuida, la tensión sufre alzas en la barra de conexión de la unidad de generación y en las cercanas, siendo mayor el alza conforme más cerca se encuentre la barra en cuestión al punto de conexión.

Cuando la introducción de generación está en el orden del 80%, se obtienen tensiones superiores al 1.075 p.u., siendo este el valor crítico asociado a este parámetro.

4.1.1.1.2 Análisis de Pérdidas en la Red

Se realizó un estudio de las pérdidas evidenciadas en la red conforme el nivel de penetración se aumentaba de modo progresivo. En el caso de la red 12215, la Figura 4.3 muestra la evolución de las pérdidas.

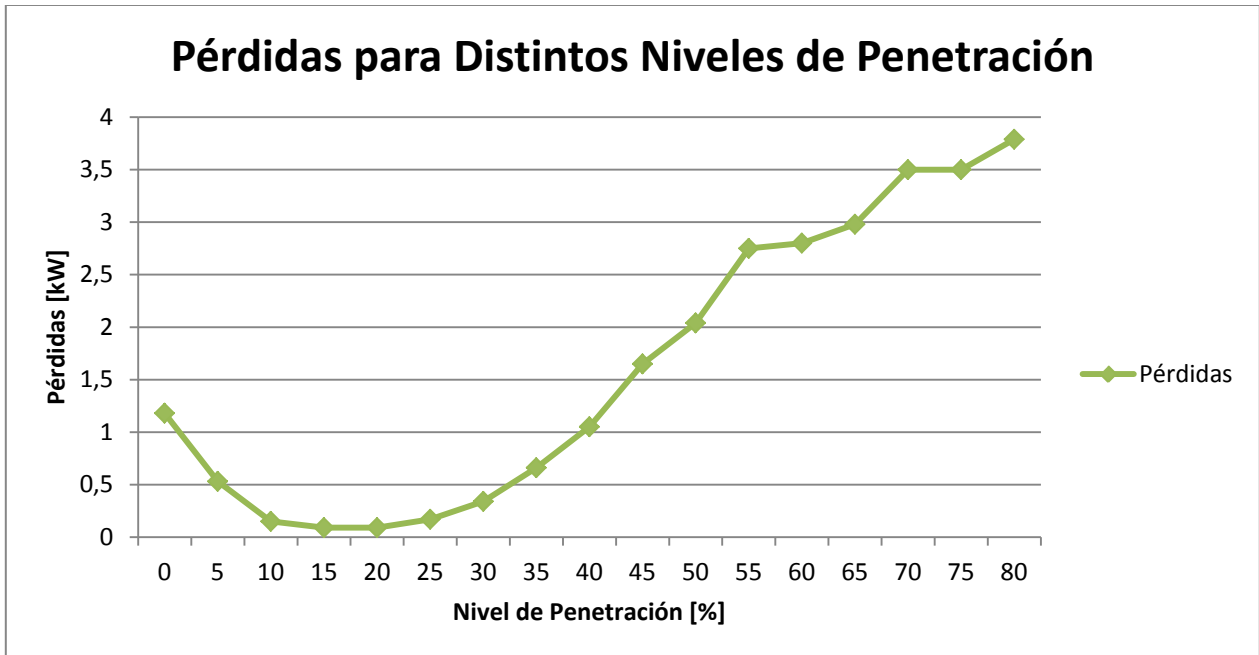


Figura 4.3 - Pérdidas en la Red para Diferentes Niveles de Penetración

Las pérdidas siguen fielmente la evolución del flujo de potencia a través del transformador: Cuando no hay generación distribuida, el flujo va unidireccionalmente desde el transformador hacia las cargas. En la medida que aumenta el nivel de penetración, existe un flujo neto, que es la diferencia entre aquel que proviene del transformador y el flujo que emiten las unidades de generación distribuida. Este flujo neto va haciéndose cada vez más pequeño, de modo que las pérdidas disminuyen hasta alcanzar un valor mínimo. Dicho valor, para la red 12215, es de 0.09 kW, alcanzado a un 20% de penetración de GD. Observese además que el nivel de carga sobre el transformador es cercano también al 20% de su capacidad nominal.

Luego, al seguir aumentando la penetración, el flujo neto vuelve a aumentar, aumentando con ello las pérdidas. Estas últimas alcanzan valores bastante superiores a los obtenidos cuando no hay generación distribuida, cuando la penetración está por sobre el 40%.

4.1.1.2 Análisis Dinámico

Ya mencionado en el capítulo previo, el análisis dinámico contempla el estudio de los efectos de conexión y desconexión de unidades de generación de modo intempestivo sobre la tensión de servicio.

4.1.1.3 Conexión y Desconexión de Unidades de Generación

Dentro del estudio de respuesta de la red de distribución frente a la conexión/desconexión intempestiva de las unidades de generación, el objetivo fue encontrar el porcentaje de GD que es necesario manipular de modo que las tensiones de las barras migren fuera de los rangos permitidos por la normativa técnica.

Para ello, se realizaron pruebas progresivas en las cuales dicho porcentaje de GD fue aumentando, hasta hallar una cota.

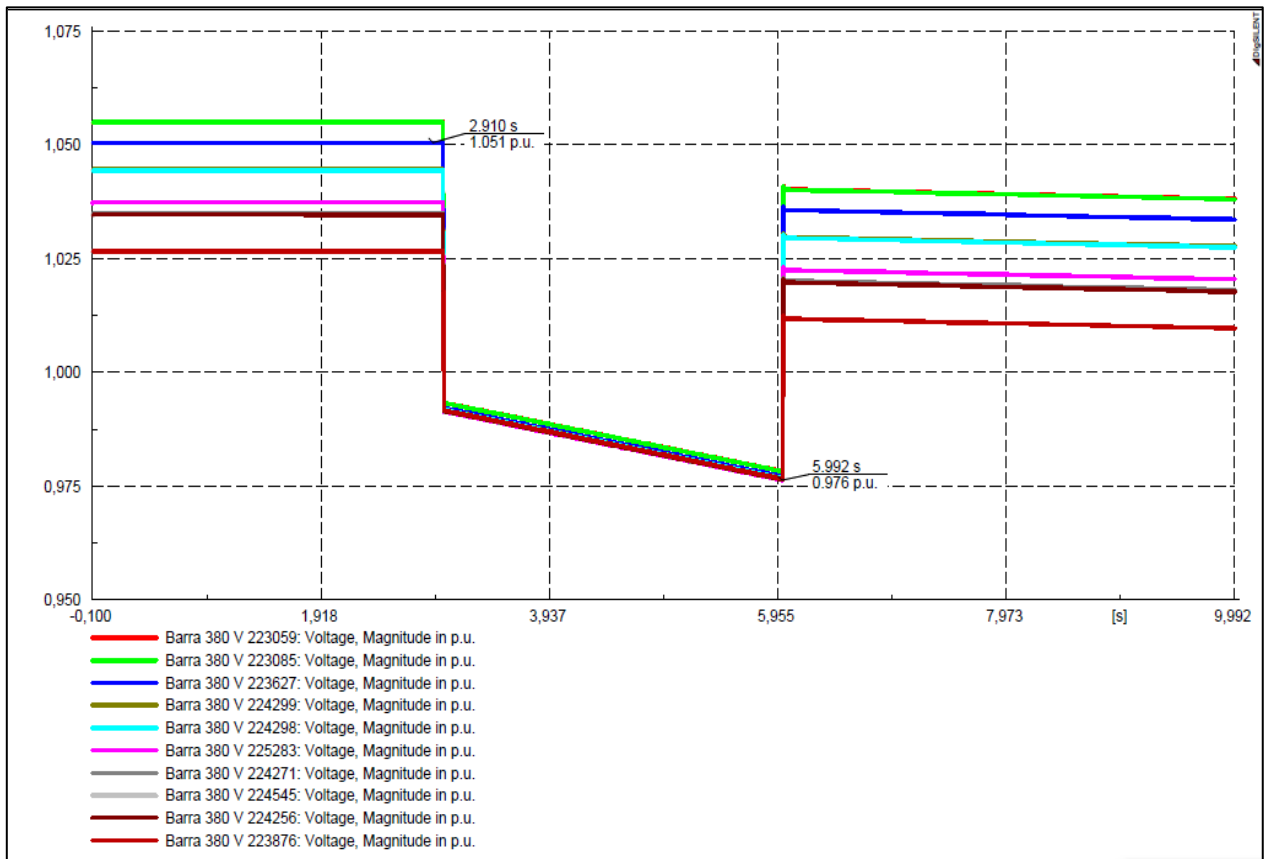


Figura 4.4 - Conexión/Desconexión de 45% de la GD en la Red, Análisis de Tensión⁷

Para la red 12215, se obtuvo que para una conexión/desconexión de un 45% de la generación presente, la caída de tensión es exactamente de un 7.5%, lo cual podría provocar que ciertas barras excedan los límites establecidos por la normativa.

Un detalle no menor es que la tensión, una vez que se repone el servicio de aquellas unidades que fueron desconectadas bruscamente, se estabiliza en un valor menor al que se poseía previo a la desconexión. Dicho valor es aproximadamente 2% menor que el previo a la desconexión de generación. Esto indica que la red apalanca la situación acaecida (conforme sus parámetros de cortocircuito le permiten), pero el esquema de conexión/desconexión tiene finalmente una

⁷ Este Figura, al igual que todas aquellas que corresponden a gráficos obtenidos directamente del Software DIGSILENT, fueron intervenidas gráficamente para permitir apreciar de modo más claro los valores relevantes en sus ejes y/o hitos

consecuencia en los niveles de tensión de las barras en donde esta se realizó y las que se encuentran geográficamente cercanas.

Así mismo, se analizó el caso de la frecuencia, la Figura C.1.1 (Anexo C) muestra el comportamiento de la red.

Cuando se alcanzó el valor caso crítico para la conexión/desconexión de unidades, se estudió en paralelo el comportamiento de la frecuencia. Para un 45% de unidades en conexión/desconexión, la frecuencia presenta una caída que va desde los 50 Hz a los 49.65 Hz, por consiguiente, no logra sacarla del rango establecido (el mínimo de frecuencia permitido por la norma técnica es de 49.5 Hz).

Además, el comportamiento de la red se asemeja al de grandes sistemas de potencia frente a esquemas de falla de este tipo: La frecuencia cae hasta un cierto valor, posterior a ello el sistema emite una respuesta de control que provoca una nueva alza en el parámetro, permitiendo que esta se estabilice conforme sus constantes de tiempo indiquen. No obstante, dicho valor es siempre menor al que se tenía para la frecuencia previa a la desconexión de las máquinas de generación. En el caso de la red 12215, la frecuencia se estabilizó en un valor ligeramente inferior a los 49.9 Hz, de modo que no existen problemas respecto a lo que las normas restringen.

4.1.2 Análisis Específico

El análisis específico consta principalmente de pruebas de tipo dinámico en la red, pero con mayor número de tecnologías cumpliendo rol de generación. En particular, además de las unidades fotovoltaicas se incluyó generadores eólicos, los cuales basan su tecnología en generadores de inducción.

Es importante mencionar que ambas tecnologías se ven reflejadas en igual proporción al momento de realizar la introducción de unidades de generación en la red.

Los resultados se indican a en los numerales a continuación.

4.1.2.1 Conexión y Desconexión de Unidades de Generación

Dentro del análisis específico se repitió las pruebas efectuadas para conexión y desconexión de unidades de generación, esta vez analizando el resultado mediante la inclusión de otras tecnologías.

Los resultados para la tensión se presentan en la Figura 4.5, respectivamente.

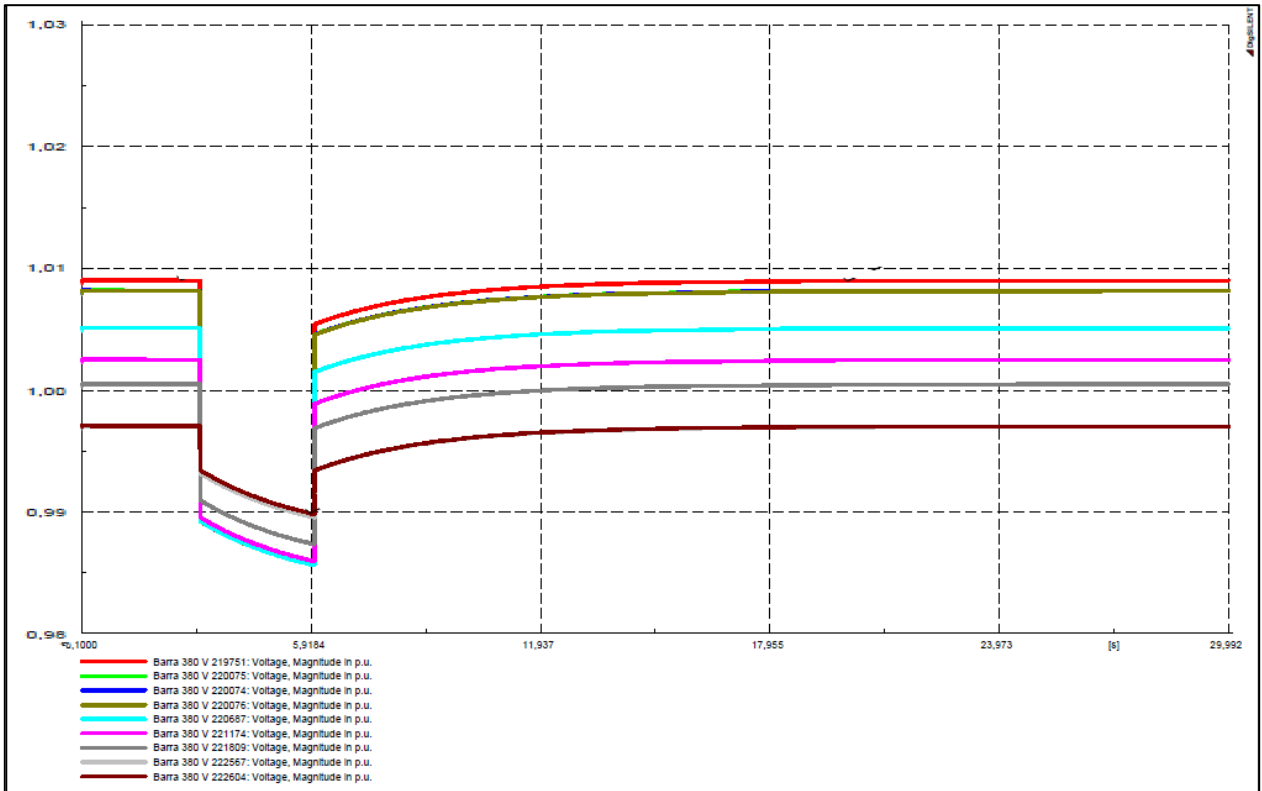


Figura 4.5 - Respuesta en Tensión para Conexión/Desconexión de Unidades de Generación

El tiempo de simulación fue aumentado para visualizar con mayor facilidad lo que ya fue analizado para esta prueba dentro del análisis global. Se observa que las tecnologías no influyen mayormente dentro del comportamiento de la red frente a la conexión y desconexión de unidades de generación.

Para la tensión, la caída es pronunciada, alcanzando un mínimo pocas milésimas de segundo previo a la entrada en operación de aquellas máquinas que fueron bruscamente desconectadas. Una vez efectuada la reconexión, la tensión nuevamente se eleva, estabilizándose en un valor menor al que se tuvo antes de la salida de operación de las unidades.

La cota alcanzada mediante conexión/desconexión para tener excursiones de tensión fuera de los rangos permitidos es de 45%.

4.1.2.2 Aporte al Nivel de Corto Circuito

Para verificar el comportamiento de la red frente a fallas, se definió una falla a la salida del transformador de distribución, buscando con esto obtener el aporte a las corrientes de corto circuito conforme se aumentó la introducción de unidades de generación distribuida.

Se realizaron pruebas de corto circuito monofásico y trifásico, teniéndose que el aporte a las corrientes no varía significativamente, aumentando ligeramente en este último caso.

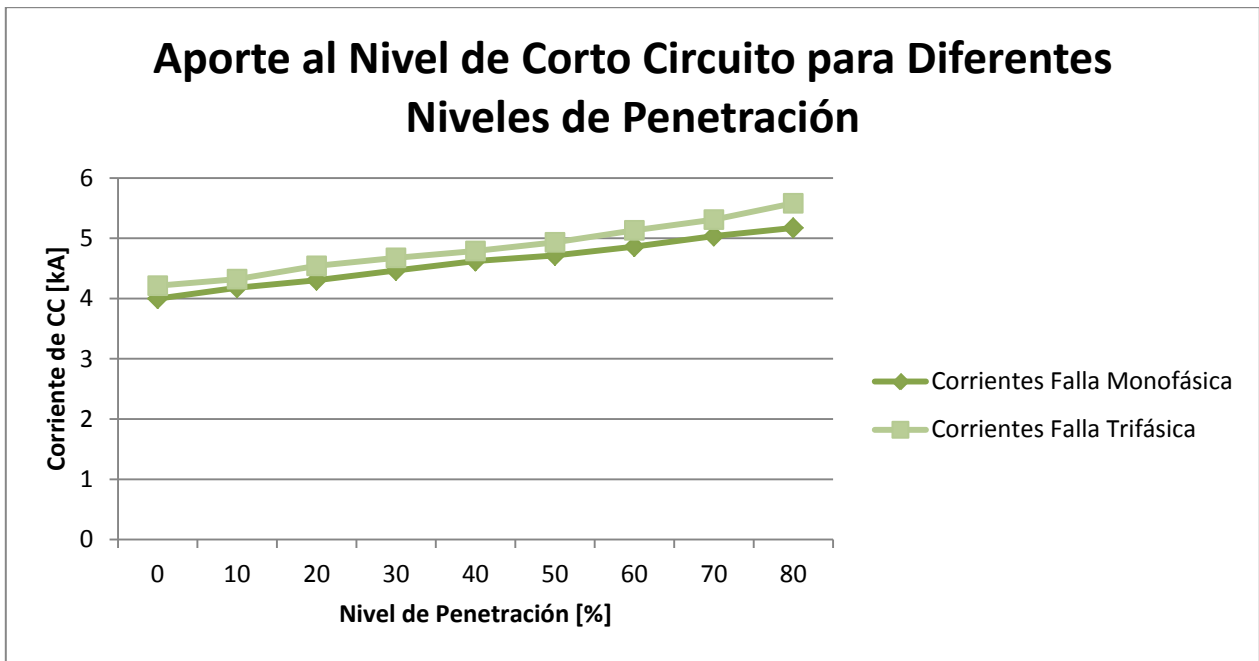


Figura 4.6 - Aporte al Nivel de Corto Circuito para Distintos Niveles de Penetración

En el caso de la falla monofásica, el aumento porcentual de la corriente de corto circuito desde una penetración nula de GD hasta un 80% de integración de esta, es de un 29,3%. Para el caso de la falla trifásica, el aumento porcentual de la corriente de corto circuito entre los dos escenarios extremos es de 32.5%.

El análisis sugiere una evaluación de la coordinación de fusibles en la red, debiendo implementarse eventualmente protecciones de respaldo de mayor capacidad.

Una observación interesante fue la evaluación de fallas, tanto monofásicas como trifásicas, cuyo punto de repercusión fuese más cercano a los puntos de conexión del mayor número de unidades de generación.

El ejercicio indicó que las corrientes de corto circuito pueden aumentar, en promedio, hasta 30%, lo cual muestra la necesidad de evaluar la pertinencia de los fusibles que se utilizan a lo largo del alimentador, prestando especial atención en aquellos ubicados en puntos cercanos a las áreas con alta densidad de unidades de generación.

4.1.3 Resumen de Indicadores

Ya revisadas con detalle todas las pruebas de simulación efectuadas sobre la red 12215 de Chilectra, a modo de síntesis se presenta la Tabla 4.2. Dentro de la tabla, también se incluyen los valores obtenidos para los índices K_{kl} e I_C , lo cual permite concluir la pertinencia de la teoría frente a la experimentación mediante el software de simulación.

Índice Teórico	Valor de NP [%]
K_{kl}	27,71
I_c	26,86

Índice Experimental	Valor de NP [%]
Inversión de Flujo	20
Sobretensión	80
Congestión de Líneas	-
Mínimo de Pérdidas	20
Conexión/Desconexión	45

Tabla 4.2 - Resumen de Indicadores para la Red 12215 Chilectra

Considere los índices K_{kl} e I_c . Adoptando el menor de ellos como cota de penetración para la red estudiada, es decir un 27% aproximado, se logra evitar los efectos de transitorio sobre la instalación. Es decir, la red permanecería robusta frente a los efectos de conexión/desconexión de las unidades de generación monofásica y los aportes al nivel de corto circuito que estas mismas puedan efectuar.

No obstante, la inversión de flujo se obtendría si la red contiene un porcentaje similar de unidades de generación al que indica el nivel de penetración máximo, así mismo, las pérdidas tendrían un valor superior al que se obtiene por análisis de minimización.

Este último aspecto no es crítico: las pérdidas para un 27% son cercanas a los 0.2 kW, valor ligeramente superior a los 0.09 kW que corresponden al mínimo sobre la red. La variación no es considerable como para desestimar la cota obtenida mediante el cálculo de I_c .

Ahora bien, en cuanto a lo que la inversión de flujo implica, el análisis puede ser más decidor. Si la red posee fusibles y otras protecciones que acepten flujos bidireccionales, no existe problema y se acepta por completo lo que indica el cálculo de I_c , esto considerando que la inversión de flujo al 27% de penetración no es demasiado relevante respecto al flujo que se tiene para el caso base, vale decir, para la situación actual que implica una no integración de GD en la red 12215. De no ser de esta forma lo que respecta a la coordinación de protecciones y sus cualidades, es necesario adoptar como nivel de penetración máximo para la red el nivel mínimo de demanda que presenta el transformador de distribución. Como las demandas tienden al alza año a año, se sugiere la adopción de nivel de penetración máximo para la red el nivel de demanda, en potencia, mínimo que se tuvo en la red 12215 durante el año previo. Con esto se tiene un dato real de las condiciones de operación de la red.

4.2 Conafe – Red Rural

La segunda red seleccionada para realizar los análisis mediante el software de simulación fue una red rural provista por Conafe. El motivo de la selección dicta relación con la posibilidad de análisis del comportamiento de las instalaciones rurales ubicadas fuera del área típica 1 de distribución, las cuales suelen ser menos robustas y pequeñas en cuanto a demanda de potencia y número de clientes. Así mismo, la calidad de la información entregada por la empresa de distribución ya citada, permitió la confección de un modelo en DIGSILENT mucho más adecuado al estudio.

Los datos generales para la red se entregan a continuación.

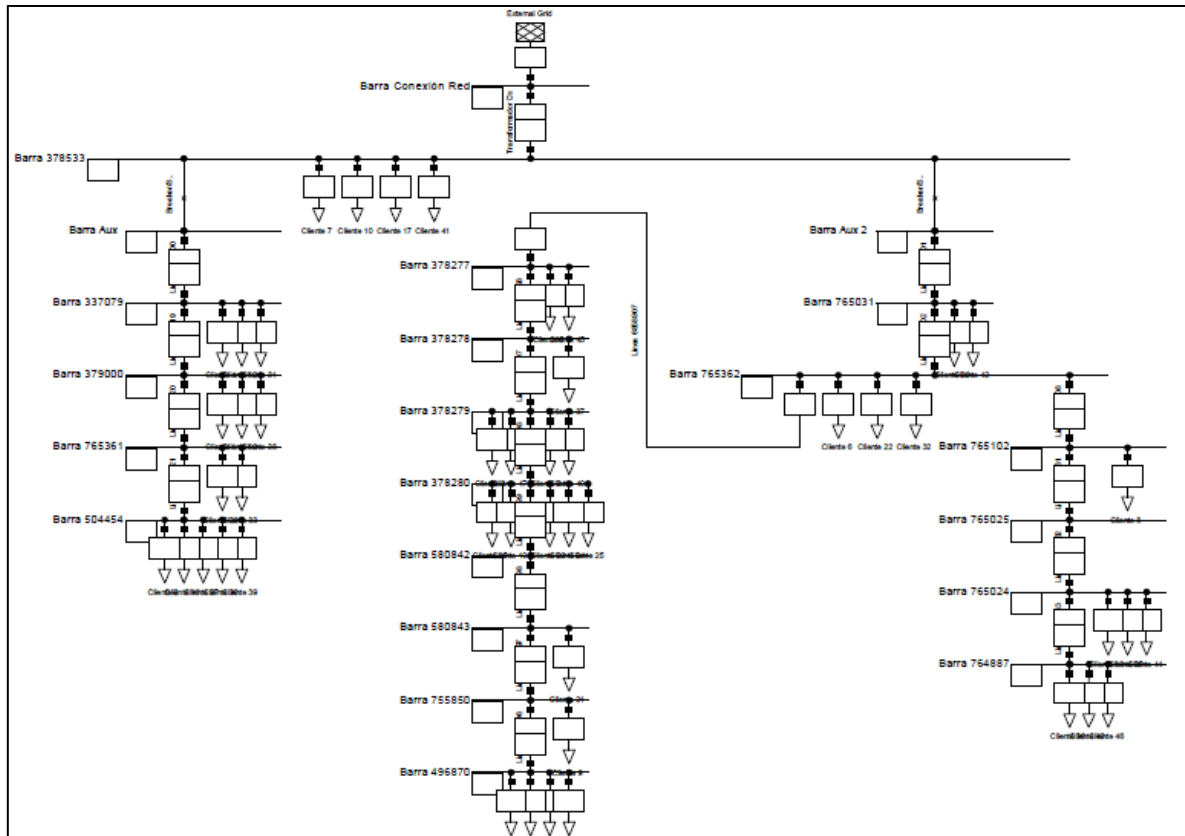


Figura 4.7 - Modelo en DIGSILENT, Red Rural Conafe

Característica	Valor
Transformador	150 kVA
Factor de Carga	0.451
N° de Clientes	47
Potencia Instalada Empalmes	193,6 kW

Tabla 4.3 - Datos Generales Red Rural Conafe

4.2.1 Análisis Global

El análisis global contempla una serie de estudios realizados para la red, en la cual la intervención de GD es materializada a través de unidades de generación fotovoltaica. Como ya se explicó en el capítulo de metodología, la estrategia de análisis global busca entregar un resultado rápido para las tendencias de integración de GD en redes de baja tensión

4.2.1.1 Análisis Estático

Al igual que para la red urbana estudiada para Chilectra, se realizaron flujos de potencia sobre la red de Conafe, prestando principal atención a los parámetros presentados en los numerales a continuación.

4.2.1.1.1 Análisis de Variación en Tensión

La variación de tensión en las barras sigue al aumento porcentual del nivel de penetración de GD en la red: A mayor GD en las barras, mayor es el valor del perfil de voltajes en la red. La Figura 4.8 entrega el detalle de la evolución de las tensiones vía aumento del nivel de penetración de GD. En esta red, con un porcentaje de generación del 65% respecto la capacidad nominal del transformador de distribución, se obtienen barras con tensiones de 1.08 p.u. y superior, excediendo lo que dictamina la norma.

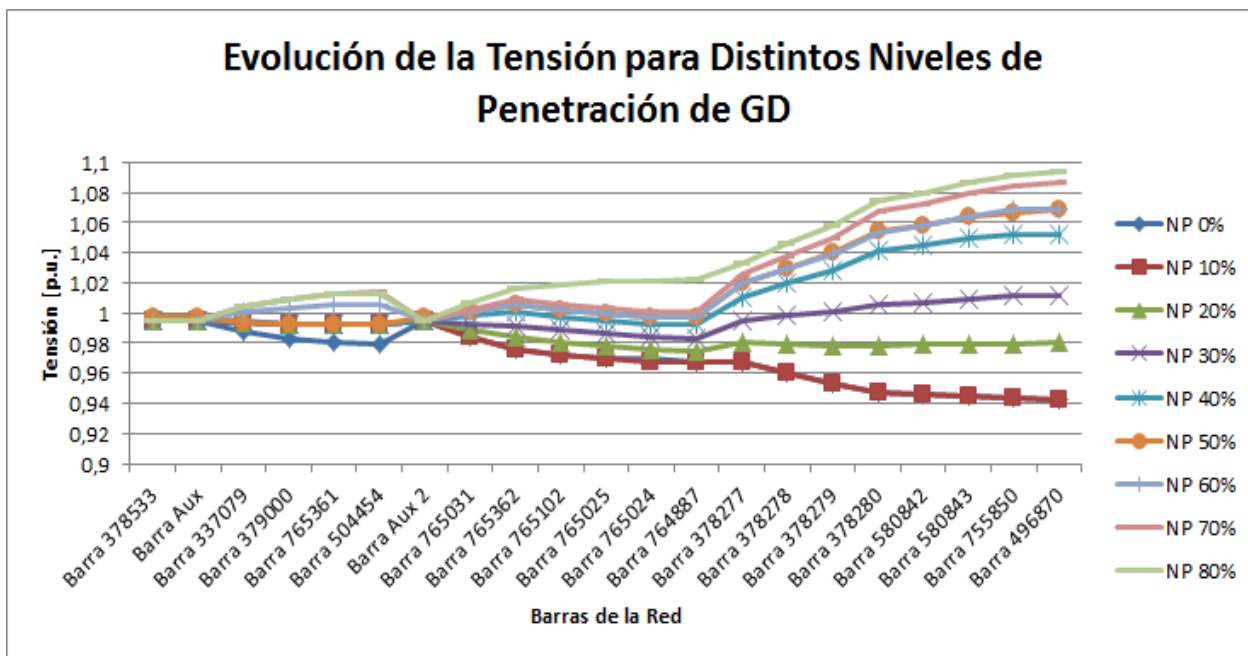


Figura 4.8 - Análisis de Variación en Tensión

El detalle para las tensiones, con valores de penetración intermedios (los cuales no se presentaron en esta gráfica netamente por una decisión de visualización de la información) se encuentra en el Anexo C.

4.2.1.1.2 Análisis de Pérdidas en la Red

El análisis de pérdidas para la red de Conafe nuevamente se materializa en una curva convexa conforme se aumenta el nivel de penetración. Esto quiere decir que cuando la GD en la red es nula, las pérdidas son de 0.99 kW, los cuales se disminuyen hasta un mínimo, alcanzado cuando la penetración es de un 30%. El valor en potencia de las pérdidas mínimas es de 0.21 kW.

Cuando la penetración aumenta por sobre el 30% de la capacidad del transformador de distribución, las pérdidas vuelven a crecer, llegando a 2.35 kW cuando la introducción de GD es del 80%.

Es relevante mencionar que la inversión del flujo en la red, es decir, cuando se exporta potencia fuera de la instalación, se aprecia para la penetración del orden de 35%. Con ello se vuelve a reflejar que el comportamiento de las pérdidas está íntimamente ligado con el valor del flujo neto, situación que se explicó en el caso de la red de Chilectra.

La Figura 4.9 presenta una gráfica para el comportamiento de las pérdidas obtenidas en la red rural de Conafe. Es claro que el crecimiento de las pérdidas es pronunciado posterior a la obtención del mínimo valor para ellas.

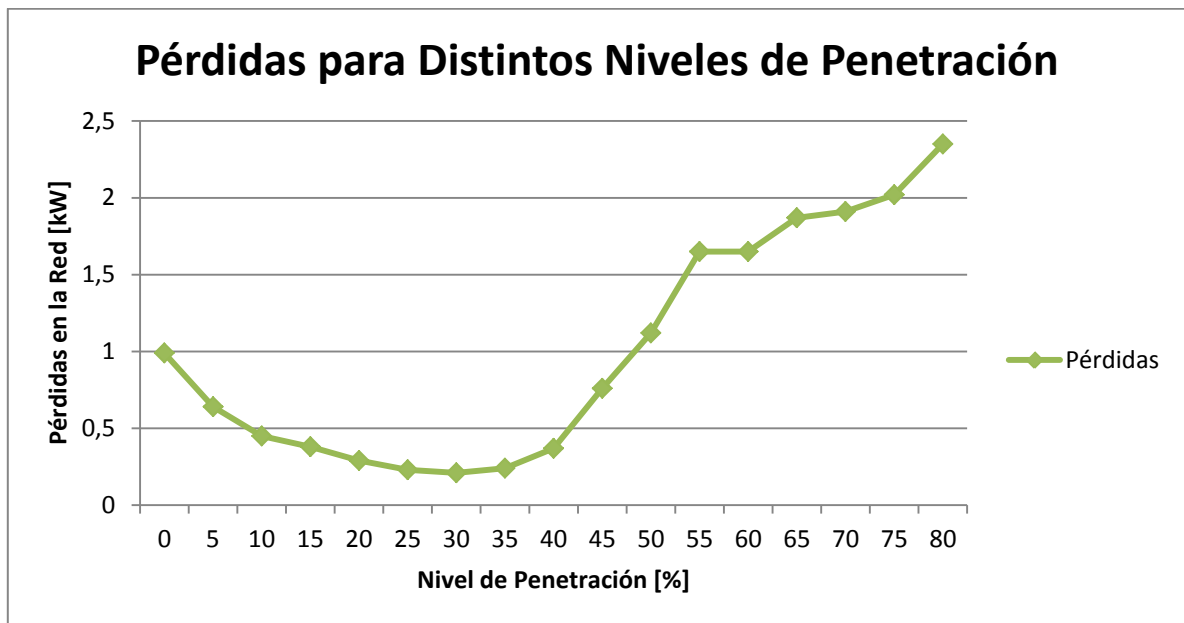


Figura 4.9 - Pérdidas en la Red para Diferentes Niveles de Penetración

4.2.1.2 Análisis Dinámico

Como ya se vio en el caso de Chilectra, el análisis dinámico corresponde al estudio del comportamiento de la red frente a situaciones intempestivas. En particular, se prestó atención a la respuesta que presenta la instalación frente a la conexión y desconexión de un cierto porcentaje de la GD ubicada dentro de las barras.

4.2.1.2.1 Conexión y Desconexión de Unidades de Generación

La realización de esta prueba tiene directa relación con la búsqueda de un porcentaje de GD que sea necesario sacar de operación de modo tal que la excursión que presenten la tensión y/o la frecuencia no esté permitida por los valores establecidos.

En este caso, se realizaron simulaciones en las cuales se fue aumentando la cantidad de unidades fotovoltaicas que salen y entran en operación, obteniendo con ello caídas de tensión. La cota de penetración saldrá del porcentaje que sea necesario manipular de tal modo que la tensión caiga un 7.5% en p.u.

Considere la figura presentada a continuación, la cual indica el comportamiento del voltaje en las barras de la red para un proceso de conexión/desconexión

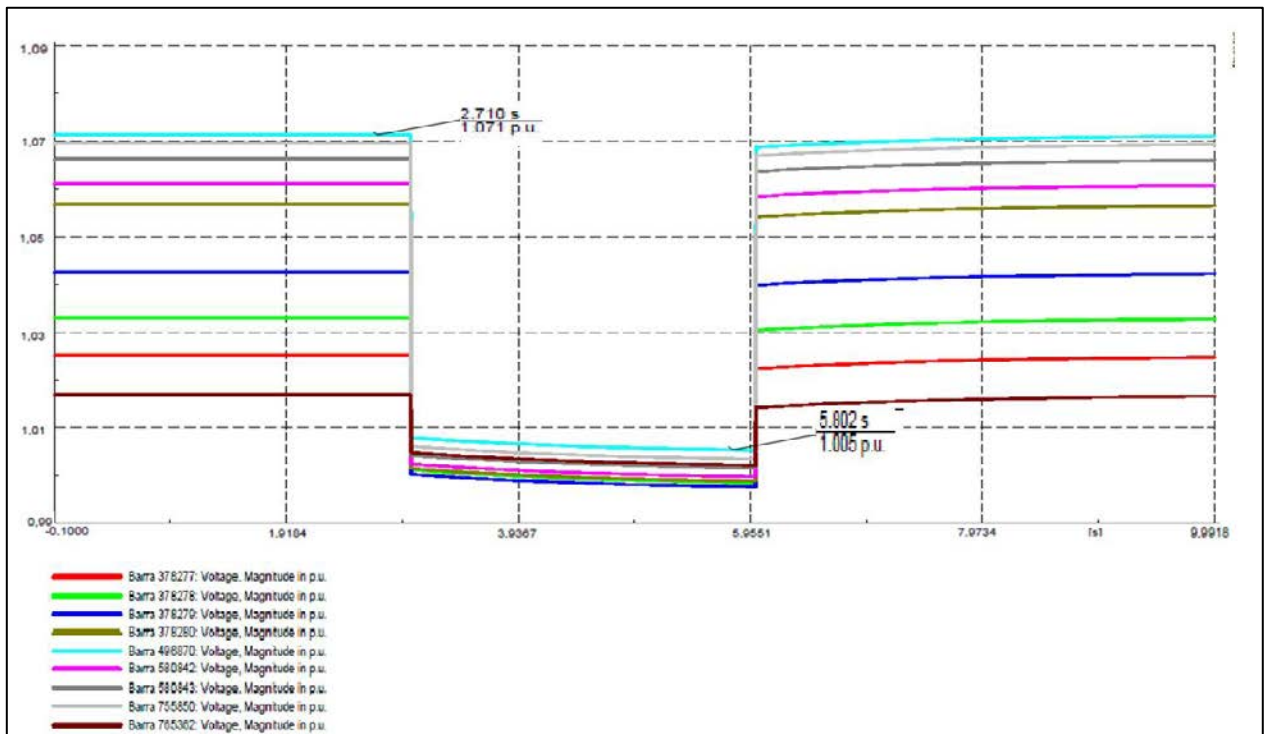


Figura 4.10 - Conexión/Desconexión de 25% de la GD en la Red, Análisis de Tensión

Para la red en cuestión, una conexión y desconexión de un 25% de la generación distribuida instalada en ella provoca una caída en tensión de aproximadamente 7.3%, siendo este el valor cota. Se subentiende así que con una mayor cantidad de unidades que salgan de operación, la caída de tensión supera el porcentaje que está técnicamente permitido.

4.2.2 Análisis Específico

Una vez más, el análisis específico indica el comportamiento de la red frente a fenómenos dinámicos, como lo son situaciones de falla y conexión/desconexión de unidades de generación.

En el caso particular de este análisis específico, las tecnologías empleadas en las simulaciones fueron solar fotovoltaica, mini hidro y eólica, las cuales se introdujeron en igual proporción al momento de verificar la penetración de GD.

4.2.2.1 Conexión y Desconexión de Unidades de Generación

Se volvieron a realizar los análisis de conexión y desconexión, esto con el objetivo de reflejar el efecto de la tecnología de generación eólica y mediante celdas de combustible en el comportamiento de la red.

La Figura 4.11 entrega una gráfica del comportamiento de los perfiles de tensión en la red.

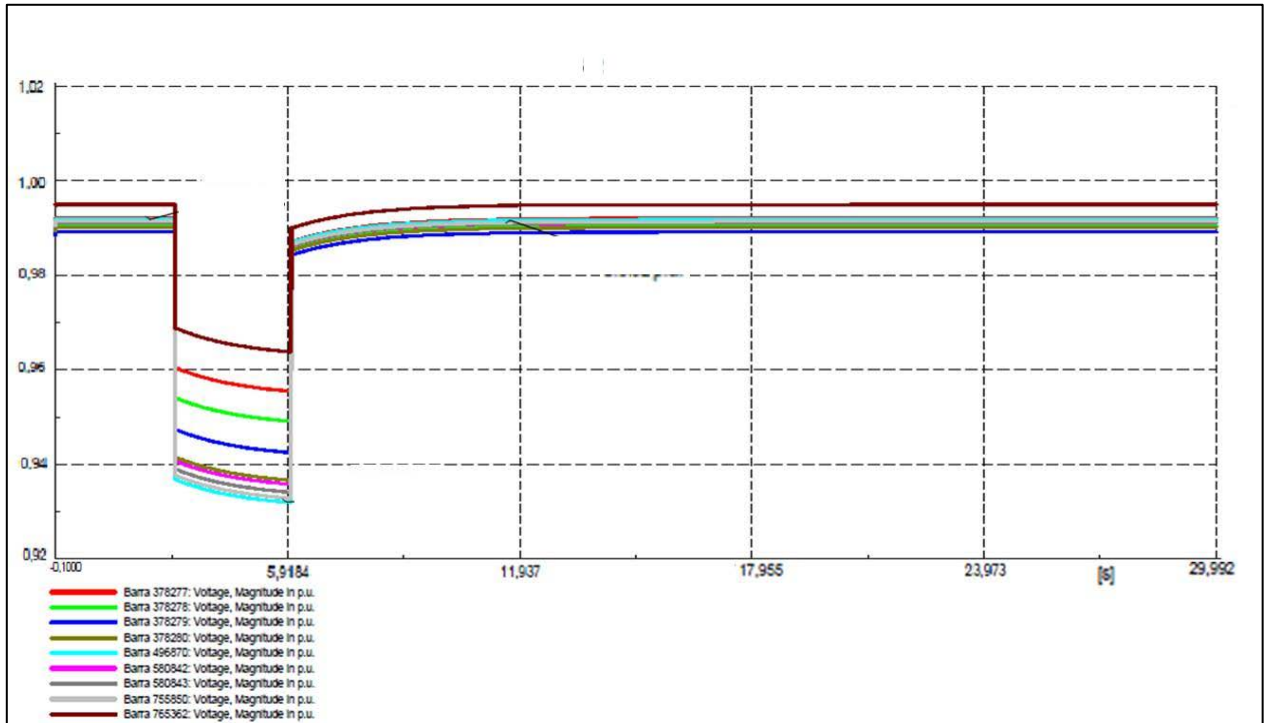


Figura 4.11 - Respuesta en Tensión para Conexión/Desconexión

Se concluye de las gráficas que las tecnologías seleccionadas para el análisis no ofrecen mayores diferencias respecto a lo que se expuso en el análisis global. La cota de penetración mediante la cual se vislumbran caídas en la tensión superiores al 7.5% en p.u. es cercana al 25%.

4.2.2.2 Aporte al Nivel de Corto Circuito

Para la red de Conafe se efectuó un análisis de la respuesta del sistema frente a contingencias monofásicas y trifásicas. El punto de repercusión de la falla fue bajo el transformador de distribución.

Los resultados son muy similares a lo obtenido en la red de Chilectra. Una explicación plausible está en los parámetros de corto circuito (potencia y corriente) asociadas a los transformadores de distribución presentes en ambas redes, debido a que dichos equipos poseen igual capacidad nominal de potencia, asemejándose por consiguiente los parámetros asociados.

En el caso de Conafe, se tiene un aumento del aporte a las corrientes de corto circuito conforme el nivel de penetración aumenta, teniéndose que en el caso de la falla monofásica, el aporte crece en un 25% desde el escenario sin GD hasta un escenario con un 80% de GD inserta. Así mismo, para el contraste de los dos escenarios ya mencionados bajo una falla trifásica, el aporte a las corrientes varía en un 27%.

Sin embargo, entre las corrientes que se presentan para la falla monofásica y la trifásica, la diferencia en valor es pequeña, del orden de algunos amperes.

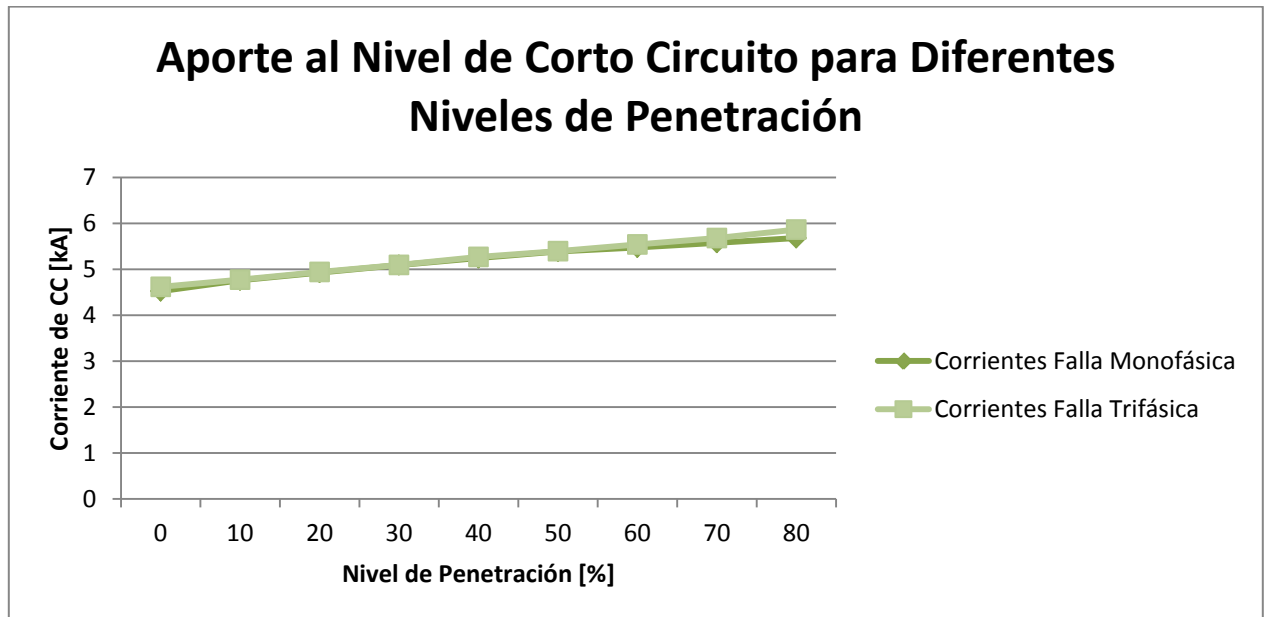


Figura 4.12 - Aporte al Nivel de Corto Circuito para Diferentes Niveles de Penetración

La diferencia porcentual entre el escenario actual de estas redes, vale decir, sin unidades de generación distribuida inserta en sus barras, frente a un escenario de alta penetración de GD (del orden del 80%), indica la necesidad de una redefinición de las protecciones a emplear a lo largo de la red, pensando en la utilización de fusibles de mayor capacidad.

4.2.3 Resumen de Indicadores para la Red

Para concluir el estudio sobre la red rural de Conafe, la Tabla 4.4 sintetiza toda la información ya analizada para los índices experimentales, además de incluir las cotas calculadas mediante K_{kl} e I_c .

Índice Teórico	Valor de NP [%]
K_{kl}	25.97
I_c	44.94

Índice Experimental	Valor de NP [%]
Inversión de Flujo	35
Sobretensión	55
Congestión de Líneas	-
Pérdidas	30
Conexión/Desconexión	25

Tabla 4.4 - Resumen de Indicadores para la Red Rural Conafe

En esta red, tomando el mínimo entre los índices K_{kl} e I_c , se tiene una muy buena conclusión: todos los efectos no deseados en la red se presentan a porcentajes de penetración superiores que el 25% que sugiere K_{kl} . Esto quiere decir, que para esta red, la adopción del criterio mediante indicadores teóricos es un muy buen modo de definir la penetración máxima de la red.

Para el caso de las pérdidas, que presentaron un mínimo cuando la red posee un 30% de integración de GD, la situación no es crítica si se define un nivel de penetración del 25%. Considere que para el 30% de penetración, las pérdidas son de 0.21 kW, mientras que para el 25%, alcanzan un valor de 0.25 kW.

Se concluye entonces que la adopción de la metodología en el caso de esta red es suficiente para la determinación del nivel de penetración máximo. Dicho nivel, en este caso, es de 25%.

Capítulo 5: Conclusiones y Trabajo Futuro

5.1 Discusión Final

La inminente masificación de la generación distribuida a nivel mundial y los llamativos resultados que se han obtenido mediante su integración a las redes, proporciona una alternativa para el sistema eléctrico nacional.

Los avances tecnológicos posibilitan la generación a pequeña escala mediante insumos renovables, lo cual presenta beneficios no sólo del orden medioambiental, sino que también de tipo económico, permitiendo la independencia de los energéticos primarios, los cuales son importados en su mayoría, así como también el retraso de las obras en el sector de transmisión.

De la mano con lo anterior, en Chile se han realizado iniciativas legislativas progresivas que permiten y facilitan la conexión de estos medios de generación a las redes de forma competitiva, pudiendo incluso rentar mediante la inyección de sus excedentes.

Se promulgó la Ley 20.571, la cual justamente trata sobre lo ya planteado. No obstante, es urgente la confección del reglamento asociado a dicha ley, cuya finalidad será la de normar todos los aspectos técnicos sobre los cuales esta no se pronuncia.

En este contexto, es de suma necesidad la determinación adecuada del impacto que producirá la introducción masiva de unidades de GD en las redes de distribución, pudiendo encontrar el nivel de penetración máximo que garantice la seguridad y calidad de suministro para todos los usuarios. Lo anterior, debido a que la GD influye elevando los niveles de tensión, aumentando el nivel de corto circuito, invirtiendo la dirección del flujo y con ello pudiendo incluso aumentar las pérdidas en la red respecto al caso base, entendido como el escenario sin penetración

Uno de los tópicos que no explicita la ley 20.571 es la determinación de un nivel de penetración máximo de la GD en las redes de baja tensión. Dicha metodología fue el objetivo principal de este trabajo de título.

A partir de la revisión bibliográfica realizada, la metodología propuesta busca incentivar el uso de GD, maximizando con ello la capacidad total instalada en un alimentador sin soslayar las restricciones técnicas impuestas por las normativas actuales, como lo son la mantención de la tensión y la frecuencia dentro de sus rangos válidos, evitando vulnerar por consiguiente la seguridad del sistema. Así mismo, se prestó atención a los niveles de cortocircuitos obtenidos, evitando desajustar los sistemas de protecciones, exponiendo tanto a los generadores como a la red a daños significativos.

Junto con obtener los indicadores teóricos provistos por la metodología, se confeccionaron dos casos de estudio en DIgSILENT Power Factory, a partir de la información provista por Chilectra y Conafe. Con estos casos de estudio, se analizó lo que ocurre en la práctica cuando se introduce GD en redes de distribución desde el punto de vista de la tensión, la frecuencia, las pérdidas, la congestión de líneas y el aporte al nivel de corto circuito. Los casos de estudio plasmados en esta memoria fueron los que se consideraron más genéricos para la distribución chilena, con los cuales se cubrió la totalidad de topologías y tipos de alimentadores, obteniendo un buen desempeño de la metodología propuesta.

En el caso de la red de Chilectra, indicada en la Figura 4.1, se obtuvo que todos los efectos “indeseables” sobre el alimentador se presentan por sobre el nivel de penetración que indica la metodología, salvo la inversión de flujo. Para dicha situación, se sugiere un análisis de los dispositivos de protección presentes en el alimentador, respecto al comportamiento bidireccional que faculden. En el caso que su capacidad sea suficientemente grande, no existirán problemas al adoptar el nivel de penetración teórico. En caso contrario, se sugiere utilizar como nivel de penetración el porcentaje mínimo de carga que presentó el transformador de distribución durante el año anterior al estudiado. Esto pues las demandas aumentan año a año, siendo así una cota inferior para la determinación de la dirección del flujo de potencia.

En el caso de la red de Conafe, correspondiente a la Figura 4.7, se obtuvo una óptima performance de la metodología diseñada, observándose todos los efectos indeseables sobre las variables eléctricas por sobre el nivel de penetración teórico encontrado para la red.

Para la red 12215 de Chilectra, se determinó un nivel de penetración del 27%, en tanto, para la red rural de Conafe, el resultado es de un 25%. Ambos porcentajes son medidos respecto a la capacidad nominal del transformador de distribución presente en la red de baja tensión.

Un rápido vistazo a la Tabla 2.4 permite verificar que los valores obtenidos para las redes de distribución chilenas se hayan en el orden de niveles de penetración permitidos a nivel mundial, los cuales en promedio se encuentran en un 30%. Haciendo un análisis más acucioso, con respecto a los niveles establecidos en Colorado y New Jersey (EE.UU.), estados que realizan un desglose más profundo en cuanto a tipos de redes y sus cotas, es posible establecer que los niveles de penetración encontrados se encuentran en el orden de las instalaciones Tipo 2, que corresponden a instalaciones residenciales mayores y comerciales menores.

La metodología de determinación del nivel de penetración para las redes de distribución de baja tensión complementa perfectamente la propuesta conceptual de procedimiento de interconexión para las unidades de GD. Dicha propuesta, en 4 grandes pasos, norma la relación que existe entre el usuario-generador y los organismos que debiesen intervenir en el proceso. Además, entrega un proceso lógico para la integración mediante fast track o rápida conexión para las unidades de pequeño tamaño (entendiendo por pequeñas, aquellas de hasta 100 kW de capacidad, lo cual resulta razonable en la instalación fotovoltaica a nivel domiciliario, por citar un caso).

Se concluye de este modo que los objetivos generales y específicos planteados al comienzo de este documento se cumplen, considerando plenamente los alcances que restringieron el desarrollo de este trabajo.

5.2 Trabajo Futuro

Una evaluación que no se abordó dentro de esta memoria de título corresponde a la evaluación de los desbalances que se pueden introducir en la red producto de la integración de unidades de generación tanto monofásicas como trifásicas.

Los desbalances en los parámetros eléctricos fundamentales de la red (tensión, corrientes, potencias) podrían gatillar problemas para los usuarios finales, por consiguiente, son otro tópico de estudio del cual obtener información para la determinación de niveles de penetración.

El desafío está en la determinación de una restricción analítica para la determinación de un desbalance máximo tolerado por las redes de distribución sin provocar con ello perjuicios en la calidad de suministro eléctrico ni en la seguridad de los usuarios como tampoco para las empresas concesionarias de distribución.

Referencias

- [1] Chile, Ministerio de Energía, «Ley N° 20.571 (Ley Net Metering): Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas a las Generadoras Residenciales,» 22 de Marzo del 2012.
- [2] Ackermann T, «Distributed Generation: A Definition, Electric Power System Research,» Vol. 57, p. 195 – 204, Electric Power Systems Research, Elsevier, 2000.
- [3] IEEE, «Std. 1547: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,» Jul 2003.
- [4] Torquato Ricardo, «Review of International Guides for the Interconnection of Distributed Generation into Low Voltage Distribution Networks», Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE.
- [5] ELEP, «Interconecction of Decentralised Generation: A review of Standards, Technical, Requirements and Procedures in EU-15,» 2008.
- [6] Ippolito G., «Risk based optimization for strategical planning of electrical distribution systems with dispersed generation,» *Power Tech Conference Proceedings, IEEE Bologna*, vol. 1, p. 7, 2003.
- [7] D. Watts, «Generación Distribuida y Cogeneración: Diagnóstico y Propuestas para Chile», *planificacionenergetica.com*, Grupo Energía UC, 2012.
- [8] M. A. Masoum, «Voltage Analysis for Placement of DG in Multiphase Distribution Networks,» *IEEE PES*, 2012.
- [9] Longatt F., «Metodología para la Ubicación Óptima de Fuentes de Generación Distribuida empleando Programación Lineal», I Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica, Noviembre 2007.
- [10] S. P. T. International, «Technical Assessment of Sri Lanka's Renewable Resource Based Electricity Generation,» 2005.
- [11] Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Decreto con Fuerza de Ley N° 4 (DFL N° 4): Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía,» 12 de Agosto del 2006.
- [12] Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Ley N° 19.940 (Ley Corta I): Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de Tarifas de Sistemas Eléctricos Medianos e Introduce Adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos,» 13 de Marzo del 2004.
- [13] Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Ley N° 20.018 (Ley Corta II): Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico,» 19 de Mayo del 2005.
- [14] Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción «Ley N° 20.257 (Ley ERNC): Introduce Modificaciones a la Ley de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energía Renovables No Convencionales,» 1 de Abril del 2008.
- [15] Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Decreto Supremo N° 244: Aprueba Reglamento de Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos,» 2 de Septiembre del 2005.

- [16] Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Decreto Supremo N° 291: Aprueba Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho,» 4 de Agosto del 2008.
- [17] Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Decreto Supremo N° 62: Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley de Servicios Eléctricos,» 1 de Febrero del 2006.
- [18] Chile, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «NCH Elec. 4/2003: Instalaciones de Consumo en Baja Tensión,» Octubre del 2003.
- [19] Chile, Ministerio de Minería, «Decreto Supremo N° 327: Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos,» 12 de Diciembre de 1997.

Anexo A. Análisis de la Normativa Nacional Relativa a GD

La normativa nacional se puede dividir en la normativa regulatoria o legal y la normativa técnica. En el caso de la normativa legal, existen diversas leyes y decretos generales sobre los cuales se hace análisis en cuanto a su influencia en un futuro reglamento que regule la instalación y operación de generación distribuida en baja tensión.

En tanto, la normativa técnica analizada es el NCH Elec. 4/2003 “Instalaciones de Consumo en Baja Tensión”. A partir de este se extraen las principales definiciones y se analiza el grado de coherencia de estas con un reglamento exclusivo para GDBT.

A.1 Reglamentación Asociada a GD

A.1.1 DFL N° 4

El Decreto con Fuerza de Ley N° 4 [11], conocido con el nombre de Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), fue promulgado el 12 de Mayo del 2006. Corresponde a todas las modificaciones que ha sufrido la LGSE original, o DFL N°1, creado el año 1982.

Es por ello el texto fundamental para la regulación del mercado eléctrico en Chile. Se diseñó con el objeto de organizar el sector eléctrico nacional, siguiendo un modelo de prestación de los servicios eléctricos a través de empresas privadas que operan tanto en mercados competitivos, como en segmentos no competitivos, sometidos a regulación de precios y de calidad de suministro.

Por lo mencionado en el anterior párrafo, el DFL N° 4 hace alusión a múltiples aspectos. Se hará reparo en aquellos artículos que dicten relación con la generación en pequeña escala y a nivel distribuido.

Bajo la anterior consigna, el artículo con mayor relevancia para los pequeños medios de generación es el 149°, el cual en síntesis hace hincapié en los siguientes aspectos:

- Todo propietario de medios de generación podrá vender los excedentes de energía que evacúa al sistema al costo marginal instantáneo del sistema eléctrico. De mismo modo, los excedentes de potencia podrán ser vendidos al precio de nudo.
 - Todo propietario de medios de generación podrá participar en las transferencias de energía y potencia que resultan de la coordinación de la operación del sistema eléctrico.
 - El reglamento asociado a esta ley deberá definir el mecanismo de determinación de costos marginales instantáneos como precios de nudo cuando exista una conexión al sistema de transmisión troncal, al sistema de sub transmisión o a la red de distribución.
- Del mismo modo, el reglamento determinará el modo de estabilización de precios para aquellos medios de generación cuyos excedentes no superen los 9 MW.
- El reglamento será también el indicado de la definición del modo de realización del despacho y la coordinación de la producción de estas centrales por parte del CDEC.
 - Las empresas concesionarias de distribución deben permitir la conexión de los medios de generación cuyo excedente no supere los 9 MW, estando a cargo de las primeras todas las obras de instalación que se requieran y a costo de los propietarios de las instalaciones citadas.

Un aspecto interesante que se puede rescatar de aquí es que la ley menciona excedentes de energía y potencia, de modo que implícitamente considera a los autoprodutores dentro de los preceptos del artículo 149°, quienes generan energía para satisfacer la demanda de su propio

consumo y quienes quedan así facultados para vender los remanentes que presenten con su generación.

El artículo 150° indica que las exigencias de calidad y servicio para cada sistema deberán ser establecidos por una norma técnica a cargo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Debido a que en el artículo 149° ya se indicó un régimen de precios diferenciado según el segmento de la red en el cual se conectara el medio de generación, se permite la situación en la cual se dicte una norma técnica de calidad y servicio propia, diferenciada para la generación distribuida.

Otro elemento de juicio que deberá considerarse y analizarse a partir de la ley dicta relación con los peajes por uso de los sistemas de transmisión. El artículo 78° indica que los peajes serán asociados a todas las empresas que inyecten energía y potencia al sistema eléctrico, o bien, que haga retiro de esta a partir del mismo.

Una empresa eléctrica se entiende como aquella que posee el giro de “generadora eléctrica” en el Servicio de Impuestos Internos (SII). Por lo anterior, posee activos de generación y puede facturar por eso.

Como el objeto de este trabajo puede perfectamente incluir a personas naturales que sean poseedoras de instalaciones de generación eléctrica, estas quedarán exentas del pago de peajes. Al contrario de lo anterior, los pequeños medios de generación si caben dentro de la definición del artículo 78°, debiendo incurrir en gastos asociados al uso de las instalaciones del troncal.

En el caso de los peajes de sub transmisión, la ley menciona el costo sólo para aquellas centrales de generación directamente conectadas a este segmento de transporte y que además inviertan el flujo con sentido hacia el sistema troncal.

En distribución la ley no contempla el pago de peajes. Sólo indica la existencia de un cargo asociado a los requerimientos de obras adicionales. Si bien los trabajos efectuados para las obras adicionales son de responsabilidad de la empresa concesionaria de distribución (como se indicó en el artículo 149°), estos corresponden a servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica y por consiguiente están sujetos a régimen de fijación de precios (artículo 147°).

Bajo esta premisa, el artículo 184° del DFL N° 4 indica que las tarifas para los servicios sujetos a régimen de fijación de precios serán calculados según la base de estudios de costo y criterios de eficiencia. Además, estos valores no formarán parte del Valor Agregado de Distribución (VAD) y se actualizarán mensualmente según el Índice de Precios al Consumidor (IPC).

Finalmente, el reglamento debe incluir la definición del despacho y coordinación de actividades a realizar por el CDEC. Ciñéndose al artículo 138°, en pos de mantener la seguridad global del sistema, optimizar los procesos de despacho y asegurar el régimen de acceso abierto a los medios de transmisión eléctrica, todos los medios que generen energía deberán proveer la información técnica necesaria al CDEC.

Se concluye así que es posible establecer una reglamentación especial para la generación distribuida en baja tensión, con la única salvedad de que los precios de venta de la energía que se evacua al sistema deben ser establecidos en base a los costos marginales instantáneos de producción, pero tomado en cuenta el punto de conexión. Adicionalmente la ley establece que el reglamento debe definir mecanismos para que los medios de generación cuya potencia instalada sea inferior a 9 MW puedan vender también su energía a precios estabilizados.

A.1.2 Ley 19.940 y 20.018 (Leyes Cortas I y II)

Las Leyes 19.940 [12] y 20.018 [13], en adelante Ley Corta I y II respectivamente, constituyen las modificaciones más importantes del DFL N° 1 y por tanto están enmarcadas dentro del DFL N° 4 pertinentemente analizado en el numeral previo.

La Ley Corta I realiza modificaciones principalmente para el segmento de Transmisión, buscando la definición de precios acorde a los requerimientos de seguridad y eficiencia estipulados.

Las principales consideraciones rescatadas para este trabajo, corresponden a:

- Se crean condiciones beneficiosas para el desarrollo de proyectos de medios de generación no convencional. Bajo esta línea, se considera la exención parcial o total del pago de peajes por uso del Sistema Troncal. Además, se permite la conexión de pequeñas centrales de generación (entendiendo por pequeñas aquellas con excedentes de generación menores a 9 MW) al sistema de distribución.
- Se permite el acceso a clientes libres, ubicados en las zonas de concesión de empresas distribuidoras, por parte de oferentes distintos a estas últimas, definiendo normativas de peaje.

En tanto, la Ley Corta II tiene importancia para este documento en cuanto fija que las empresas de distribución pueden licitar el suministro de energía para cumplir con la demanda de sus clientes regulados mediante contratos de largo plazo. El precio de energía se fija para el punto de compra y el precio para la potencia viene determinado por el informe de precio de nudo vigente para el período de la licitación.

Lo anterior constituye un método para la estabilización de precios, al reemplazar la fijación de venta de energía a precio nudo por precio de licitación (o precios de nudo de largo plazo).

Además, esta ley entrega la potestad a pequeños medios de generación y medios de generación no convencional a suministrar el 5% de la demanda determinada por clientes regulados.

A.1.3 Ley 20.257 (Ley ERNC)

La Ley 20.257 [14] o Ley de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) fue promulgada el 1 de Abril del 2008.

Su principal precepto es exigir a las empresas eléctricas que realizan retiros en el sistema eléctrico con la finalidad de comercializar energía con distribuidoras o clientes finales deben acreditar que la procedencia del 10% de ella se debe a generación con insumos de tipo renovables no convencionales. Entre los años 2010 y 2014 deberá ser el 5%, aumentando a una tasa del 0.5% anual. De este modo, poder asegurar que para el año 2024 se trate del 10% primeramente mencionado.

Bajo la definición presentada en el análisis del DFL N° 4, una persona natural con propiedad de instalaciones para la generación no está sujeta a cumplir con el porcentaje de inyección mediante fuentes renovables que indica esta ley. No obstante, la ley tampoco lo faculta para realizar en sí sus inyecciones de excedentes.

La ley no discrimina por nivel de tensión en el cual se encuentren conectadas las instalaciones de generación eléctrica. Por consiguiente, cualquier medio de generación asociado a una empresa eléctrica o empresa eléctrica cuya tecnología de generación sea de tipo renovable deberá ser considerada para el cumplimiento de la tasa mínima de inyecciones de este tipo que indica la ley ERNC.

A.1.4 Ley 20.571 (Net Metering)

La Ley 20.571 [1], cuyo nombre es “Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales”, conocida también como Ley Net Metering, tiene directa injerencia en el desarrollo de la generación distribuida en Chile. Fue emitida el 19 de Enero del 2012 y aprobada por el congreso el 22 de Marzo del mismo año. No obstante, su entrada en vigencia aún depende de la emanación de un reglamento al cual hace alusión uno de sus artículos.

La ley busca la modificación del artículo 149 del DFL N° 4. En particular, sigue la línea de eliminación de las barreras de entrada no económicas para la generación de energía mediante energías renovables no convencionales.

Consta de una corrección a un artículo, en la cual se exenta del seguimiento de los preceptos del artículo 149 a las instalaciones con condiciones y características descritas en el artículo 149 bis; y cuatro artículos nuevos, sintetizados a continuación:

- Artículo 149 bis: Permite las inyecciones de energía a la red por parte de usuarios que posean capacidad de generación con fuentes renovables, o bien, con cogeneración eficiente. A su vez, indica la necesidad de emanación de un reglamento que defina las condiciones de conexión de dichas instalaciones, las normas que deberá seguir para asegurar a personas, bienes y servicios y la continuidad del suministro. Así también, versará sobre las condiciones técnicas y de seguridad para el equipamiento a emplear, el mecanismo de determinación de costos para las adecuaciones a la red y la capacidad instalada permitida por usuario final o conjunto de usuarios en una red de distribución o un área de ella.

La capacidad instalada será definida considerando la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución, no pudiendo exceder los 100 kW por usuario.

Indica también que la empresa concesionaria de distribución deberá velar por la correcta habilitación de las instalaciones que deseen realizar inyecciones. En tanto, la SEC deberá velar por el cumplimiento de todos los preceptos de la ley, además de definir eventuales discrepancias entre los usuarios finales y su empresa de distribución asociada.

Por último, para las inyecciones efectuadas por el usuario define su modo de valorización, siendo este a precio que las empresas de distribución traspasan a sus clientes regulados (el cual se indica en el artículo 158 del DFL N° 4). La valorización deberá incluir además las pérdidas eléctricas en las redes de distribución que se asocien a las inyecciones. Las inyecciones serán descontadas de la facturación del mes donde fueron ejecutadas y en el caso de presentarse remanentes, estos serán descontados de la facturación del mes o los meses siguientes, posterior a reajustarlos según el IPC.

La empresa de distribución deberá disponer de un contrato con el cual se debe especificar el equipamiento de generación del usuario y sus características técnicas esenciales, su capacidad instalada, la opción tarifaria del cliente, la propiedad del medidor, el mecanismo de pago de los remanentes no descontados y la periodicidad de dicho pago.

- Artículo 149 ter: Menciona que los excedentes no descontados pasado el plazo definido para ello deberán ser cancelados por la empresa de distribución al cliente. Dicho pago deberá realizarse en conjunto con la entrega de un documento que especifique las obligaciones de dinero emanadas. Lo anterior se efectuará salvo que el cliente defina otro mecanismo de pago en su contrato con la empresa concesionaria de distribución eléctrica.

- Artículo 149 quáter: Indica que aquellas instalaciones de usuarios que realicen inyecciones de energía a partir de la generación con fuentes renovables no convencionales podrán ser consideradas por empresas que efectúen retiros con capacidad instalada superior a los 200 MW, a objeto de cumplir con el artículo 150 bis del DFL N° 4.

Para lo anterior, el distribuidor remitirá al cliente un certificado que indique las inyecciones realizadas a partir de ERNC, con copia a la dirección de peajes del CDEC. Ello con finalidad de incorporación al registro indicado en el inciso sexto del artículo 150 bis. Dicha entrega de certificado se realizará mensualmente.

El certificado de inyecciones leídas comprenderá la validez necesaria para que el usuario establezca el traspaso de sus inyecciones a cualquier empresa que realice retiros dentro del sistema eléctrico. El reglamento mencionado en 149 bis definirá el procedimiento para el traspaso de los certificados y de las inyecciones.

- Artículo 149 quinquies: Hace alusión a los pagos, compensaciones o ingresos por inyección que perciba el usuario, los cuales no constituirán renta. A raíz de lo anterior, no estarán sujetos a IVA.

A.1.5 Decreto Supremo N° 327

El Decreto Supremo N° 327, o simplemente DS N° 327, fue promulgado el 12 de Septiembre de 1997. Constituye el reglamento orgánico que pretende abarcar íntegramente todas las materias normadas en el DFL N° 4, así como también complementarlo y actualizarlo en su reglamentación. Así mismo, deroga aquellos preceptos que aparecen de modo disperso o parcial. Se rescata la definición de la figura del autoproducer, la cual puede ser integrada en una normativa que norme a los consumidores residenciales que formen parte de un sistema de generación distribuida en baja tensión.

A.1.6 Decreto Supremo N° 244

El Decreto Supremo N° 244 [15] (DS 244) fue promulgado el 2 de Septiembre del 2005. Su función es entregar las disposiciones que se aplicarán a las empresas propietarias de medios de generación conectados a un sistema eléctrico, las cuales pueden ser medios de generación no convencionales, pequeños medios de generación, o bien, pequeños medios de generación distribuida.

Se incluye explícitamente en el reglamento que todos los procedimientos, metodologías y requisitos técnicos para la conexión y sincronización de estos medios debe ser definida mediante una norma técnica.

Si bien en el reglamento se habla de la necesidad de una norma técnica de cooperación y operación para medios de generación (NTCO) en media tensión, el documento aplica para medios de generación conectados en cualquier nivel de tensión, evidenciando por tanto la necesidad de la normativa para la conexión en niveles de baja tensión.

Se hacen por tanto necesarias las modificaciones a la actual NTCO para cubrir los aspectos propios de la conexión de medios de generación en baja tensión, o bien, la realización de una nueva norma técnica que cubra los mencionados elementos.

A.1.7 Decreto Supremo N° 291

El Decreto Supremo N° 291 [16] fue promulgado el 4 de Agosto del 2008. En este se aprueba el reglamento para el funcionamiento, estructura y financiamiento de los Centros de Despacho de Carga (o CDEC).

Existen algunos aspectos indicados en este reglamento que deberán ser considerados en un reglamento para GDBT. Entre ellos, se tiene:

- Abstenerse a integrar el CDEC se considera permitido, previa comunicación de esta situación al CDEC respectivo.
- El CDEC se encuentra facultado para que sus direcciones de operación soliciten información directamente a los medios de generación.
- Se requiere indicar con seis meses de anticipación una interconexión de medios de generación al sistema eléctrico. Dicho aviso debe realizarse al CDEC, al SEC y a la CNE.

Frente a estos aspectos remarcados, es preciso hacer algunos comentarios. En primera instancia, pareciera ser poco útil que un medio de generación distribuido en baja tensión presentara información al CDEC. Esto porque el medio de GDBT tendrá poco dominio sobre sus cualidades de producción (más aún si su tecnología es una ERNC). Así mismo, los excedentes de potencia que inyecta serán pequeños, de modo que su operación no tendrá un impacto considerable en el sistema.

Con respecto a la facultad de integrar el CDEC, parece adecuada la posibilidad de abstención. El reglamento puede así definir un sistema de clustering de la GDBT a nivel zonal, de modo que un representante de estos centros de generación cumpliera la función de integración del CDEC. Lo anterior se torna mucho más idóneo tratándose de autoprodutores de energía con excedentes menores o iguales a los 9 MW.

A.1.8 Decreto Supremo N° 62

El Decreto Supremo N° 62 [17] fue promulgado el 16 de Junio del año 2006. En él se aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley. En lo relativo a la a la generación distribuida y su conexión a baja tensión, es válido resaltar los artículos mencionados a continuación.

El artículo 19° indica que para el cálculo de potencia inicial, potencia de suficiencia preliminar y definitiva de los medios de generación no sujetos a la coordinación del CDEC, se deberá aplicar la metodología equivalente a las generadoras sujetas a la coordinación del CDEC.

Así mismo, se permite al CDEC realizar simplificaciones como el tratamiento individual o grupal de las centrales generadoras de estas características. Dicha agrupación podrá ser por tecnología o por punto de conexión al sistema.

El artículo 34° se refiere a los autoprodutores y la necesidad de demostración a la Dirección de Operaciones del CDEC respecto a su capacidad de aportar excedentes a partir de su capacidad instalada y su demanda, de procesos dependientes e integrados, de modo de ser representados como una central de potencia igual a su excedente de potencia.

Algunas precisiones:

- El artículo 19° pareciera referirse a “medios no integrantes del CDEC”, en lugar de “medios no sujetos a la coordinación del CDEC”. Esto pues la ley indica que todos los medios de generación, propietarios o que exploten los medios están obligados a participar de la coordinación del centro de despacho.

- Dada la redacción del artículo 34°, este pareciera referirse a cogeneración en lugar de autoproducción. Se refiere a “una central de potencia con procesos independientes e integrados”.

Por consiguiente, es preciso definir al autoproducer como todo cliente final, cuyo giro principal no es la producción de energía eléctrica. Produce energía eléctrica para abastecer su propio consumo, ya sea con unidades generadoras independientes de su consumo o con unidades generadoras en procesos dependientes e integrados al consumo. Eventualmente tiene excedentes de potencia para entregar al sistema, los cuales pueden ser determinados por la potencia de suficiencia.

Así, debiesen realizarse correcciones al reglamento y en particular al artículo 50°, de modo que indique que para el caso de los autoproduceres se deben reconocer como retiros las compras netas. De no ser así, debiera establecerse una potencia de suficiencia para las unidades y descontarles a estas la demanda máxima que posean los consumos.

El artículo 50° ya citado indica que “Para la Potencia de Suficiencia preliminar, la Potencia Inicial determinado conforme al presente reglamento, será reducida en un factor proporcional a los propios consumos de cada unidad generadora. Los consumos propios de una unidad generadora corresponden a la porción de su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares. Los consumos que no estén dedicados exclusivamente a los servicios auxiliares de una unidad generadora, deberán ser considerados como un Retiro de Potencia y por ende deberán ser reconocidos por la empresa que corresponda, conforme el presente Título”.

A.2 Normativa Técnica

Siguiendo la línea del trabajo ya presentado, en este numeral se hará mención de aquella normativa técnica que tiene directa injerencia en la generación distribuida de baja tensión.

Se presenta así el análisis de la NCH Elec. 4/2003, “Instalaciones de Consumo en Baja Tensión” [18], la Normativa Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y la Normativa de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión.

A.2.1 NCH Elec. 4 /2003: “Instalaciones de Consumo en Baja Tensión”

A partir de esta norma de la SEC pueden extraerse algunas definiciones y preceptos que posteriormente serán de interés en la definición de la integración de GDBT.

Las definiciones a remarcar son las siguientes:

- Sistemas de Cogeneración: Es aquel sistema que pueda operar interconectado permanentemente con la red pública para abastecer parte o todas las necesidades de energía de las instalaciones de

consumo e incluso entregar excedentes de generación a dicha red, si ello se conviene entre las partes.

Se desprende del entendimiento de esta definición el que la normativa denomina por Sistemas de Cogeneración con el concepto aquí tratado para GDBT.

- Sistemas de Autogeneración: Los sistemas de autogeneración están destinados a proporcionar energía a instalaciones eléctricas en forma independiente de la red pública o en combinación con esta. Según su finalidad se clasificarán en: Sistemas de Emergencia, Sistemas de Corte de Puntas y Sistemas de Cogeneración.

Con respecto al punto 14 de la norma, se pueden extraer algunos puntos de relevancia para los proyectos de GDBT:

14.0.2 Todo sistema de autogeneración deberá ser construido de acuerdo a un proyecto, el cual deberá ser presentado ante SEC o ante el organismo inspectivo que ésta designe, para su revisión antes de iniciarse su etapa de construcción.

14.0.8 La Superintendencia llevará un registro nacional actualizado de todos los sistemas de cogeneración o de corte de puntas con transferencia cerrada en operaciones, el cual será puesto en conocimiento de las Empresas Eléctricas Concesionarias locales. En este registro se consignarán: el período de operación del sistema, horario de conexión y desconexión y el tiempo estimado de permanencia de la condición paralelo entre el sistema y la red pública. La actualización de los datos de dicho registro será semestral.

14.0.9 Cualquier puesta en paralelo del sistema con la red pública fuera del período acordado en los términos del registro que se deberá coordinar en cada oportunidad con la Empresa Eléctrica Concesionaria local; de no ser posible esta coordinación no podrá efectuarse la puesta en paralelo.

14.0.10 La Empresa Eléctrica Concesionaria local, en caso de trabajos en sus líneas que signifiquen la desenergización de ellas, deberá prevenir su posible reenergización por la presencia de cogeneradores, cumpliendo con el siguiente procedimiento:

- Verificando en el registro mencionado en 14.0.8 la existencia de cogeneradores en la zona en cuestión.
- En caso afirmativo, avisará a cada uno de los clientes cogeneradores de la zona de la desconexión, aún cuando ésta se produzca fuera del horario y período de paralelismo consignado en el registro.
- Desconectando a todos los clientes cogeneradores de la zona por todo el tiempo que duren los trabajos que mantengan desenergizada la línea. Esta desconexión se hará por la operación de las protecciones del empalme y la reposición de éstas sólo podrá ser efectuada por personal autorizado de la Empresa Eléctrica, una vez terminados los trabajos que originaron la desconexión.

14.6.1 Un sistema de cogeneración está destinado a funcionar en paralelo con la red pública por períodos de tiempo prolongados e indefinidos; por ello debe contar en su implementación con todo el equipamiento y protecciones necesarias para un adecuado funcionamiento, tanto desde el punto de vista técnico como el de seguridad, sean éstos del propio sistema de cogeneración como los de la red a la cual se va a conectar.

14.6.2 Un sistema de cogeneración forma parte de la instalación de consumo respaldada, por lo tanto, administrativamente debe ser incluido en la declaración del Anexo 1 como parte integrante de ésta y sus características de equipamiento y disposición de montaje deberán quedar registrados en los planos y memorias del proyecto correspondiente.

Además, esta condición deberá ser comunicada expresamente a la Empresa Eléctrica de Distribución correspondiente, en esta comunicación se deberá dejar constancia de:

14.6.2.1 Período de operación del sistema.

14.6.2.2 Horario de conexión del sistema.

14.6.2.3 Horario de operación del sistema.

14.6.2.4 Tiempo máximo de permanencia en paralelo, en caso de sistemas de corte de puntas con transición cerrada.

14.6.3 Para el control de sus parámetros de funcionamiento y de sincronización con la red, un sistema de cogeneración debe contar a los menos con los siguientes equipos:

- Voltímetros que midan simultáneamente las tensiones de red y de fuente.
- Frecuencímetros que midan simultáneamente las frecuencias de red y de fuente.
- Medidor del factor de potencia del consumo.
- Sincronoscopio, para sistemas de puesta en paralelo manual se aceptará como alternativo el uso de luces de sincronización.

14.6.4 Para la protección y el control de la puesta en paralelo o separación de la fuente y la red en forma manual o automática el sistema de cogeneración deberá contar con los siguientes equipos.

- Contactores o interruptores de mando motorizado remoto.
- Disyuntores de fuente y de red que permitan su desconexión por sobrecarga cortocircuito.
- Un relé de potencia inversa de alta sensibilidad para prevenir la energización de la red por la fuente de cogeneración cuando la red se desenergice por cualquier motivo programado o accidental.
- Un relé de sincronismo que permita la puesta en paralelo automática cuando se alcance las condiciones de paralelismo.
- Un control de repartición de cargas de accionamiento manual o automático.

14.6.5 El relé de potencia inversa exigido en 14.6.4 deberá ser del tipo de regulación de potencia; no serán aceptables para estos fines los relés de potencia inversa de ventana porcentual. No obstante lo anterior se podrá instalar un relé de ventana porcentual, adicional al relé exigido, si esta condición es técnicamente recomendable.

14.6.6 La sensibilidad de disparo del relé, medida en potencia, se fijará asumiendo que el relé operará contra una puesta a tierra de operación en la red de una resistencia de 150 Ω .

A partir de los puntos recién resaltados, se extrae que la norma abordada trata múltiples aspectos atinentes a GDBT. Se presentan lineamientos asociados a procedimiento, modos de relación con las distribuidoras, normativa de conexión y de operación. En términos del modelo de negocios, se plantea que las inyecciones de energía son sólo posibles con acuerdo previo establecido con la empresa distribuidora. No se refiere mayormente a los esquemas de fijación de tarifas.

Respecto a procedimientos de conexión, la SEC es la encargada de mantener el registro completo de GDBT, el cual estará a disposición de las empresas concesionarias de distribución. Asimismo, dentro de sus funciones también se apunta la fiscalización de las instalaciones y puestas en servicio.

En cuanto a los criterios técnicos de conexión y operación se establecen requerimientos con un nivel de detalle mayor, detallando interruptores, protecciones y sincronización.

Se concluye por consiguiente que todo reglamento para la GDBT debe proponer algunas modificaciones al NCH Elec. 4/2003, vigente hoy en el sector eléctrico. Algunos de los criterios propuestos son:

- Mantener las definiciones básicas de equipos autogeneradores de emergencia, recorte de punta y de cogeneración (MGBT), cambiando esta última denominación por GDBT o similar.
- Agregar las definiciones necesarias.
- Eliminar de la norma los procedimientos relacionados con equipos de emergencia y recorte de punta, verificando con ello que no existan incompatibilidades respecto de los dispositivos de GDBT.
- Eliminar todas las referencias a los equipos de cogeneración (GDBT) del texto, señalando la norma que contendrá las definiciones para este tipo de unidades, evitando así las redundancias.
- Rescatar el rol atribuido a la SEC en esta norma.

Anexo B. Parámetros de las Redes de Distribución Estudiadas

B.1 Chilectra – Red 12215

- Transformador de Distribución

Descripción	T/D
Tipo	Aéreo
Capacidad Nominal	150
Nodo	222568
Demanda [kVA]	93
Voltaje f-n [V]	219

- Detalle de Clientes

Número de Cliente	Distancia [m]	Potencia [kW]	Barra de Conexión
565830	111,288	1	220687
565933	106,380	6	223627
565936	122,537	2	223627
565836	62,349	2	221174
565850	11,379	10	222567
1281019	76,761	6	221174
565837	76,761	2	221174
565852	4,002	1	222567
565853	4,002	2	222567
565854	4,002	2	222567
565858	4,002	2	222567
565861	4,002	2	222567
565856	4,002	2	222567
565857	4,002	2	222567
565860	4,002	2	222567
565851	4,002	2	222567
565832	102,694	2	220687
565833	98,630	1	220687
565932	100,568	3	224298
565849	51,957	2	221174
565864	77,519	10	224271
565931	115,703	9	223627
947558	76,502	4	224271
1596107	59,228	6	221174
565848	55,445	2	221174
565862	51,302	2	223876

565862	51,302	2	221174
565937	113,385	1	223085
565863	64,302	27	223876
565865	126,510	2	225283
1107354	6,168	4	222567
565835	68,166	3	221174
565840	8,732	2	222567
565844	8,732	1	222567
565846	8,732	2	222567
565842	8,732	2	222567
565843	8,732	2	222567
565838	8,732	1	222567
565839	8,732	2	222567
565847	8,732	2	222567
565935	109,674	10	223627
565934	119,068	2	223627
565831	106,888	2	220687
565855	4,002	2	222567
565859	4,002	1	222567
608593	91,285	1	220687
565931	115,703	9	223627
565834	73,666	1	221174
565841	8,732	2	222567
565845	8,732	2	222567
618358	65,608	9,99	223876

- Detalle de Conductores

La tabla a continuación da cuenta de todos los parámetros utilizados en el armado de los conductores presentes en el alimentador.

Largo [m]	Descripción del Conductor	Sección	Material	R1	X1	Coefficiente Térmico	R0	X0
0,156	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	170	1,198	1,659
27,928	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
26,977	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
34,04	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM5 - 70.0 - XLPE	70	AL	0,609	0,349	175	0,75	1,62
32,079	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
39,911	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
1,436	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM5 - 70.0 - XLPE	70	AL	0,609	0,349	175	0,75	1,62
3,016	CONECTOR DE T/D BT - 400.0 - DES	400	OT	0,1	0,17	800	0,25	1,85
2,664	CONECTOR DE T/D BT - 400.0 - DES	400	OT	0,1	0,17	800	0,25	1,85
21,7	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
17,554	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
26,751	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
25,207	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
46,731	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
0,125	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM2 - 25.0 - XLPE	25	AL	1,617	0,389	87	1,764	1,653
0,906	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
0,825	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
27,14	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM5 - 70.0 - XLPE	70	AL	0,609	0,349	175	0,75	1,62
15,17	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
0,73	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659
1,529	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM5 - 70.0 - XLPE	70	AL	0,609	0,349	175	0,75	1,62
1,414	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM5 - 70.0 - XLPE	70	AL	0,609	0,349	175	0,75	1,62
31,376	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1,05	0,394	180	1,198	1,659

B.2 Conafe – Red Rural

- Transformador de Distribución

Descripción	T/D
Tipo	Aéreo
Capacidad Nominal	150
Nodo	378533
Demanda [kVA]	87,31
Voltaje f-n [V]	220

- Detalle de Clientes

Número de Cliente	RUT	Potencia [kW]	Barra de Conexión
11345	400100355	4,4	379000
11355	400097634	3,3	504554
22980	7916030	4,4	378279
24184	12583153	3,3	337079
11343	400097631	4,4	378277
11342	400100354	4,4	765362
11353	7140714	4,4	378583
11339	400095554	3,3	765102
27395	3659084	4,4	755850
11622	69041400	4,4	378583
11421	5734720	4,4	496870
11347	6891640	4,4	337079
11349	400097632	4,4	379000
27303	8451936	4,4	496870
39171	12428170	3,3	378280
11362	4904664	4,4	504554
11352	400096873	4,4	378583
11338	7140714	4,4	765024
11417	4811313	3,3	378280
11351	400101868	4,4	765031
11419	8974631	3,3	580843
11341	400096872	3,3	765362
11414	9509845	4,4	378280
11415	400095090	4,4	378280
11418	3072695	3,3	378280
36936	8490023	3,3	496870
20638	90635000	4,4	504554
11435	400103541	4,4	765361

27491	3819737	4,4	496870
11357	69041400	4,4	504554
11350	400100356	4,4	337079
22067	7753722	4,4	765362
11346	5034718	3,3	765361
11344	5325649	4,4	378279
11336	400098391	4,4	765024
36114	6850175	3,3	764887
11330	6321320	4,4	378278
11348	400101867	4,4	379000
11354	69041400	4,4	504554
17925	6634198	4,4	378279
11480	2853586	4,4	378583
11340	400096871	3,3	765031
11334	4651497	4,4	764887
11337	400101234	4,4	765024
22739	7887015	4,4	378277
11335	6580681	4,4	764887
25120	8382869	4,4	378279

- Detalle de Conductores

La tabla a continuación da cuenta de todos los parámetros utilizados en el armado de los conductores presentes en el alimentador.

Id Componente	Etiqueta	Longitud (m)	Corriente max a 30° C (kA)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
6858900	DES BT CU 3F 013/013	72,8	0,120	1,355	0,405	1,503	1,693
6858819	DES BT CU 3F 013/013	47,4	0,120	1,355	0,405	1,503	1,693
2400996	DES BT CU 3F 013/013	54,3	0,120	1,355	0,330	1,503	1,693
6858907	DES BT CU 3F 013/013	62,7	0,120	1,355	0,330	1,503	1,693
2400997	DES BT CU 3F 013/013	61,1	0,120	1,355	0,330	1,503	1,693
2400998	DES BT CU 3F 013/013	75,9	0,120	1,355	0,330	1,503	1,693
6858901	DES BT CU 3F 013/013	45,6	0,120	1,355	0,405	1,503	1,693
6858820	DES BT CU 3F 013/013	48,4	0,120	1,355	0,405	1,503	1,693
2485599	DES BT CU 3F 016/016	19,3	0,140	1,077	0,398	1,503	1,693
2485598	DES BT CU 3F 016/016	39,3	0,140	1,077	0,398	1,503	1,693
2485597	DES BT CU 3F 016/016	34,9	0,140	1,077	0,398	1,503	1,693
2485596	DES BT CU 3F 016/016	30,1	0,140	1,077	0,398	1,503	1,693
6858933	DES BT CU 3F 013/013	29,2	0,120	1,355	0,330	1,503	1,693
6858932	DES BT CU 3F 013/013	46,4	0,120	1,355	0,330	1,503	1,693
6858902	DES BT CU 3F 013/013	37,5	0,120	1,355	0,405	1,503	1,693
6858931	DES BT CU 3F 013/013	54,1	0,120	1,355	0,330	1,503	1,693
6858821	DES BT CU 3F 013/013	48,8	0,120	1,355	0,405	1,503	1,693
6858908	DES BT CU 3F 013/013	59,1	0,120	1,355	0,330	1,503	1,693

Anexo C. Detalle de Resultados para los Casos de Estudio

C.1 Chilectra – Red 12215

- Detalle de Pérdidas en la Red

NP [%]	Pérdidas [kW]	Evento
0	1,18	
5	0,53	
10	0,15	
15	0,09	
20	0,09	Inversión de flujo
25	0,17	
30	0,34	
35	0,66	
40	1,05	
45	1,65	
50	2,04	
55	2,75	Sobre tensión en barras
60	2,8	
65	2,98	
70	3,5	
75	3,5	
80	3,79	

- Detalle de Corrientes de Corto Circuito

NP	Corriente 1-f [kA]	Corriente 3-f [kA]
0	3,9987	4,2122
10	4,178	4,321
20	4,3026	4,5423
30	4,4667	4,6743
40	4,623	4,7901
50	4,7149	4,932
60	4,8603	5,1327
70	5,0356	5,3098
80	5,1719	5,5811

- Detalle de Tensiones

Las dos tablas a continuación muestran los valores de tensión (módulo) para cada una de las barras conforme el nivel de penetración se aumentó. El nivel de penetración se representa según el porcentaje de introducción de GD con respecto a la capacidad nominal del transformador de distribución, tal y como se definió en la sección 3.2 de este documento.

Barra	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%
Barra 222568	0,9972041	0,9971749	0,9971941	0,9972057	0,9972231	0,9972478	0,9972678	0,9973186	0,9973778
Barra 222604	0,9972041	0,9971749	0,9971941	0,9972057	0,9972231	0,9972478	0,9972678	0,9973186	0,9973778
Barra 222567	0,9969352	0,9970465	0,9970459	0,9971805	0,9973211	0,9973461	0,997487	0,9976648	0,9978518
Barra 221809	0,9946854	0,997655	0,9976572	1,000785	1,003726	1,003798	1,003947	1,007132	1,010346
Barra 221174	0,9932611	0,9979408	0,9979451	1,00274	1,007554	1,007592	1,007748	1,012744	1,017785
Barra 220687	0,9929271	0,9990774	0,9990834	1,005381	1,010216	1,010257	1,010417	1,016961	1,023564
Barra 220076	0,9929271	1,0006	1,000608	1,008463	1,013318	1,013363	1,013526	1,021675	1,028319
Barra 220074	0,9929271	1,00061	1,000617	1,008472	1,013328	1,013373	1,013536	1,021695	1,028339
Barra 220075	0,9929271	1,00062	1,000628	1,008483	1,013339	1,013384	1,013547	1,021717	1,02836
Barra 219751	0,9929271	1,00062	1,000628	1,008483	1,013339	1,013384	1,013547	1,021717	1,02836
Barra 222677	0,9972041	0,9971949	0,9971941	0,9972057	0,9972231	0,9972478	0,9972678	0,9973186	0,9973778
Barra 222649	0,9972041	0,9971949	0,9971941	0,9972057	0,9972231	0,9972478	0,9972678	0,9973186	0,9973778
Barra 223144	0,9924215	0,9924137	0,9946776	0,9946926	0,9947133	0,9970402	0,9970651	0,9971211	0,9971855
Barra 223876	0,9885391	0,9885319	0,9925341	0,9925516	0,9925749	0,9966736	0,9967029	0,9967636	0,9968328
Barra 224545	0,9885391	0,9885319	0,9923026	0,9925516	0,9925749	0,9966736	0,9967029	0,9967636	0,9968328
Barra 224256	0,987356	0,9873489	0,9923026	0,9923213	0,9923459	0,9974145	0,9974461	0,9975092	0,9975809
Barra 224271	0,9873004	0,9872934	0,9922917	0,9923105	0,9923351	0,9974494	0,9974811	0,9975443	0,997616
Barra 225283	0,9871718	0,9871648	0,9921632	0,992182	0,9922067	0,9973209	0,9973527	0,9974159	0,9974877
Barra 224298	0,9861563	0,9861494	0,992514	0,9925346	0,992561	0,9990686	0,9991035	0,9991701	0,9992453
Barra 224299	0,9850151	0,986112	0,9925258	0,9925464	0,9925728	0,999081	0,9991159	0,9991826	0,9992578
Barra 223627	0,9850151	0,9850084	0,9928725	0,992895	0,9929232	0,999445	0,9994817	0,9995503	0,9996274
Barra 223085	0,9849852	0,9849785	0,9928427	0,9928651	0,9928934	0,9994152	0,9994519	0,9995205	0,9995976
Barra 223059	0,9849852	0,9849785	0,9928427	0,9928651	0,9928934	0,9994152	0,9994519	0,9995205	0,9995976

Barra	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%
Barra 222568	0,997064	0,9970179	0,9969651	0,9969061	0,99688	0,9968133	0,9967754	0,9967283
Barra 222604	0,997064	0,9970179	0,9969651	0,9969061	0,99688	0,9968133	0,9967754	0,9967283
Barra 222567	0,9976183	0,9976837	0,9977409	0,9977907	0,9977647	0,9978056	0,9977678	0,9977207
Barra 221809	1,012034	1,014745	1,017415	1,020048	1,020024	1,022619	1,022584	1,022539
Barra 221174	1,02059	1,024886	1,029121	1,033302	1,033278	1,037404	1,037371	1,037328
Barra 220687	1,027387	1,033051	1,038639	1,044157	1,043134	1,049583	1,049591	1,04951
Barra 220076	1,033283	1,040373	1,04737	1,054281	1,054259	1,061087	1,067056	1,061017
Barra 220074	1,033311	1,04041	1,047415	1,054336	1,054314	1,061151	1,06712	1,07208
Barra 220075	1,033311	1,04043	1,047436	1,054365	1,054344	1,06119	1,067159	1,073112
Barra 219751	1,033311	1,04043	1,047436	1,054365	1,054344	1,061972	1,061941	1,0731901
Barra 222677	0,997064	0,9970179	0,9969651	0,9969061	0,99688	0,9968133	0,9967754	0,9967283
Barra 222649	0,997064	0,9970179	0,9969651	0,9969061	0,99688	0,9968133	0,9967754	0,9967283
Barra 223144	0,9968228	0,9967827	0,9967299	0,9966709	0,9988925	0,998826	1,000995	1,003117
Barra 223876	0,9934362	0,9963901	0,9963372	0,9962781	1,000227	1,00016	1,004024	1,007812
Barra 224545	0,9934362	0,9963901	0,9963372	0,9962781	1,000227	1,00016	1,004024	1,007812
Barra 224256	0,9971668	0,9971907	0,9970678	0,9970088	1,0019	1,001833	1,006623	1,01132
Barra 224271	0,9972012	0,9971551	0,9971022	0,9970432	1,001978	1,001912	1,006745	1,011485
Barra 225283	0,9970723	0,9970262	0,9969733	0,9969143	1,00185	1,001784	1,006618	1,011358
Barra 224298	0,9988076	0,9987615	0,9987087	0,9986498	1,004937	1,00487	1,011031	1,017077
Barra 224299	0,9988176	0,9987736	0,9987208	0,9986618	1,004998	1,004931	1,01114	1,017233
Barra 223627	0,9991752	0,9991262	0,9990764	0,9990174	1,006797	1,006731	1,014359	1,021848
Barra 223085	0,9991454	0,9990993	0,9990465	0,9989875	1,007942	1,007876	1,015668	1,025282
Barra 223059	0,9991454	0,9990993	0,9990465	0,9989875	1,007942	1,007876	1,016697	1,02536

- Gráficas de Frecuencia

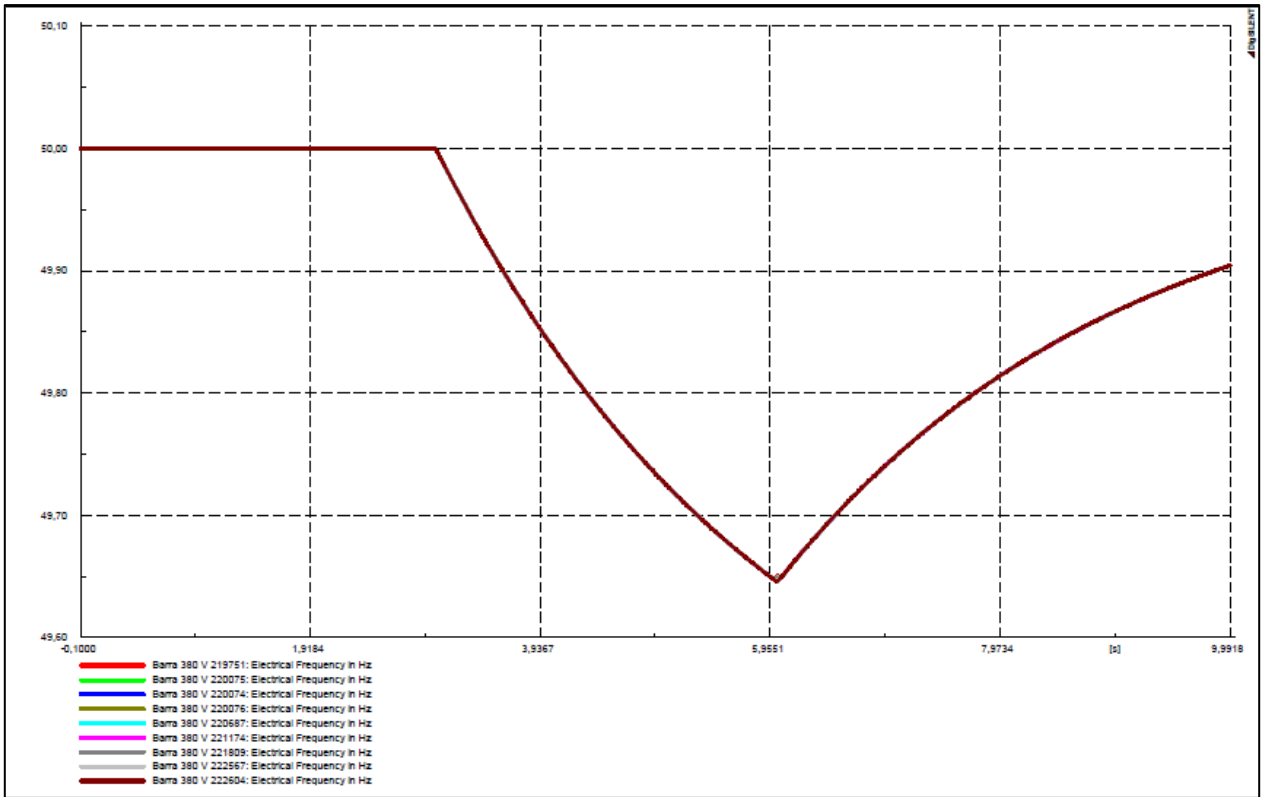


Figura C.1.1 - Conexión/Desconexión de 45% de la GD en la Red, Análisis de Frecuencia

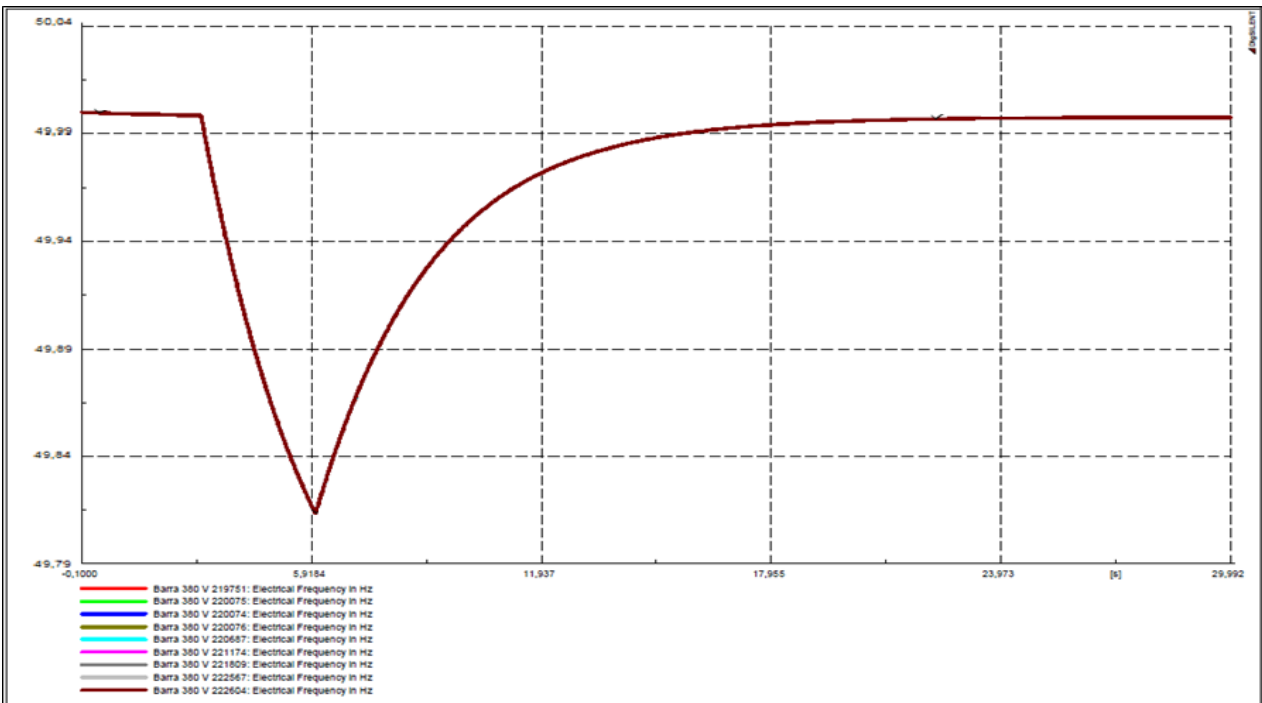


Figura C.1.2 - Respuesta en Frecuencia para Conexión/Desconexión de Unidades de Generación en Análisis Específico

C.2 Conafe – Red Rural

- Detalle de Pérdidas

NP [%]	Pérdidas [kW]	Evento
0	0,99	
5	0,64	
10	0,45	
15	0,38	
20	0,29	
25	0,23	
30	0,21	
35	0,24	Inversión de flujo
40	0,37	
45	0,76	
50	1,12	
55	1,65	Sobre tensión en barras
60	1,65	
65	1,87	
70	1,91	
75	2,02	
80	2,35	

- Detalle de Corrientes de Corto Circuito

NP	Corriente 1-f [kA]	Corriente 3-f [kA]
0	3,9987	4,2122
10	4,178	4,321
20	4,3026	4,5423
30	4,4667	4,6743
40	4,623	4,7901
50	4,7149	4,932
60	4,8603	5,1327
70	5,0356	5,3098
80	5,1719	5,5811

- Detalle de Tensiones

Las dos tablas a continuación muestran los valores de tensión (módulo) para cada una de las barras de la red rural de Conafe, conforme el nivel de penetración se aumentó. El nivel de penetración se representa según el porcentaje de introducción de GD con respecto a la capacidad nominal del transformador de distribución, tal y como se definió en la sección 3.2 de este documento.

Barra	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%
Barra 378533	0,9949916	0,9949722	0,9949573	0,9949628	0,9949897	0,9950368	0,9950766	0,9951564	0,9952526
Barra Aux	0,9949916	0,9949722	0,9949573	0,9949628	0,9949897	0,9950368	0,9950766	0,9951564	0,9952526
Barra 337079	0,9873926	0,9909418	0,9941309	0,9941433	0,9941794	0,9942352	0,9942834	0,9943725	0,9944782
Barra 379000	0,9835561	0,9891	0,9925017	0,992518	0,992556	0,9926149	0,9926663	0,9927587	0,9928679
Barra 765361	0,980876	0,9886615	0,9920755	0,9920944	0,9921352	0,992197	0,9922512	0,9923467	0,9924591
Barra 504454	0,9789175	0,9889452	0,9923712	0,9923925	0,9924359	0,9925004	0,9925572	0,9926556	0,992771
Barra Aux 2	0,9949916	0,9949722	0,9949573	0,9949628	0,9949897	0,9950368	0,9950766	0,9951564	0,9952526
Barra 765031	0,9842095	0,9841925	0,9841802	0,98625	0,988425	0,9907216	0,9929861	0,9954615	0,9980319
Barra 765362	0,9759038	0,9758887	0,9758783	0,9796473	0,9835911	0,9877404	0,9918376	0,9962867	1,000896
Barra 765102	0,9727072	0,9726931	0,9726837	0,9764546	0,9804001	0,9845513	0,9886503	0,9931114	0,9977127
Barra 765025	0,970119	0,9701058	0,9700972	0,9738695	0,9778165	0,9819692	0,9860698	0,9905224	0,9951353
Barra 765024	0,9698994	0,9678869	0,9678791	0,9716526	0,9756009	0,9797549	0,9838568	0,9883107	0,992925
Barra 764887	0,9672271	0,9672168	0,9672073	0,9709831	0,9749318	0,9790862	0,9831885	0,9876428	0,9922576
Barra 378277	0,9671657	0,9671534	0,9671459	0,9737571	0,9806572	0,9879009	0,99506	1,002802	1,010811
Barra 378278	0,9605942	0,9604941	0,9604887	0,9695632	0,9790258	0,9829522	0,9987664	1,0009364	1,020321
Barra 378279	0,9535189	0,9535111	0,953508	0,9653532	0,9777049	0,9906539	1,000574	1,014353	1,028596
Barra 378280	0,9473678	0,947362	0,9473611	0,9626552	0,9785905	0,9952946	1,005347	1,02308	1,041496
Barra 580842	0,9464856	0,9464801	0,9464795	0,9626496	0,9794966	0,9951776	1,00724	1,025979	1,045343
Barra 580843	0,9446893	0,9446845	0,9446845	0,9608568	0,9795264	0,9990926	1,009222	1,02997	1,049456
Barra 755850	0,9433118	0,9433075	0,9433079	0,9594819	0,9797683	1,00103	1,011199	1,032025	1,051583
Barra 496870	0,942374	0,9423699	0,9423707	0,9585459	0,9802274	1,001025	1,011711	1,03257	1,05216

Barra	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%
Barra 378533	0,9948206	0,9977754	0,9947659	0,9947504	0,9946952	0,9946689	0,9946428	0,9946096
Barra Aux	0,9948206	0,9977754	0,9947659	0,9947504	0,9946952	0,9946689	0,9946428	0,9946096
Barra 337079	0,9940441	0,9939998	0,9974049	1,000773	1,000718	1,004013	1,003987	1,003995
Barra 379000	0,9924214	0,9923759	0,9980133	1,003592	1,003538	1,009005	1,008979	1,008947
Barra 765361	0,9920106	0,9919651	0,999876	1,005445	1,00539	1,013084	1,013059	1,013026
Barra 504454	0,992304	0,9922819	1,00019	1,005758	1,005703	1,013395	1,013369	1,013337
Barra Aux 2	0,9948206	0,9977754	0,9947659	0,9947504	0,9946952	0,9946689	0,9946428	0,9946096
Barra 765031	0,9985584	1,000411	1,000403	1,000389	1,0022	1,002175	1,00425	1,006284
Barra 765362	1,00222	1,005639	1,005361	1,005618	1,008969	1,008946	1,012754	1,016495
Barra 765102	0,9990094	1,002439	1,002432	1,002419	1,00578	1,005758	1,012332	1,018796
Barra 765025	0,9964085	0,9998476	0,9998432	0,9998269	1,003197	1,003174	1,01228	1,021236
Barra 765024	0,994178	0,9976248	0,9976174	0,9976041	1,000982	1,000959	1,010085	1,021198
Barra 764887	0,9935042	0,9969533	0,9969459	0,9969327	1,000313	1,00029	1,009422	1,021889
Barra 378277	1,013552	1,019584	1,019578	1,019567	1,025488	1,025468	1,029237	1,032946
Barra 378278	1,021775	1,030085	1,030081	1,030071	1,038233	1,038216	1,041297	1,045636
Barra 378279	1,028743	1,03964	1,039637	1,039621	1,050335	1,05032	1,054035	1,057692
Barra 378280	1,03988	1,053973	1,053972	1,053905	1,067817	1,067802	1,07148	1,075099
Barra 580842	1,043372	1,058271	1,05827	1,058264	1,075978	1,072897	1,07656	1,080197
Barra 580843	1,046944	1,063527	1,063527	1,063522	1,07982	1,07981	1,083457	1,087049
Barra 755850	1,048749	1,066857	1,066827	1,068552	1,084635	1,084626	1,088261	1,091844
Barra 496870	1,049214	1,068634	1,068634	1,06863	1,086393	1,086385	1,090016	1,093596

- Gráficas de Frecuencia

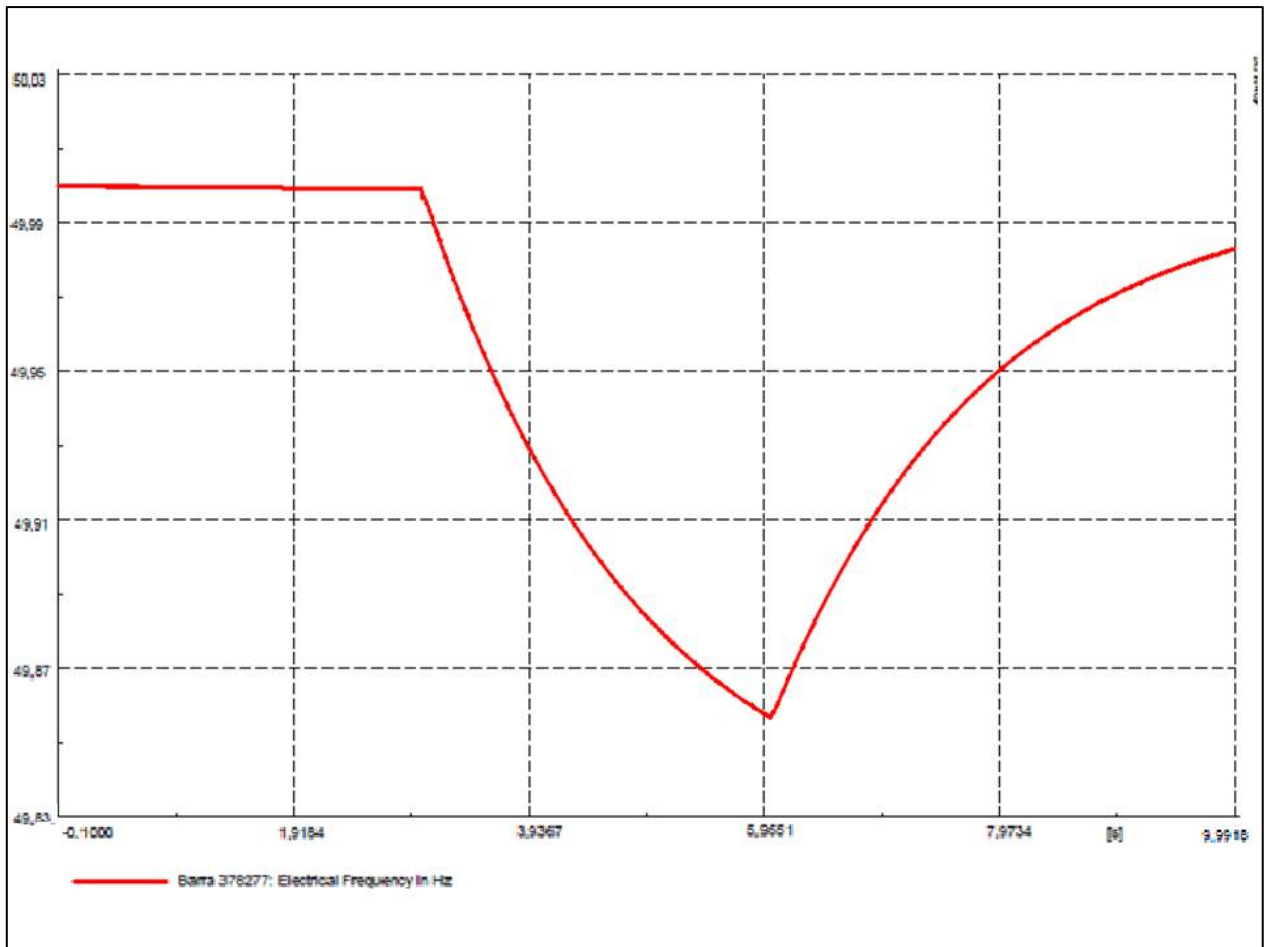


Figura C.2.1 - Conexión/Desconexión de 25% de la GD en la Red, Análisis de Frecuencia

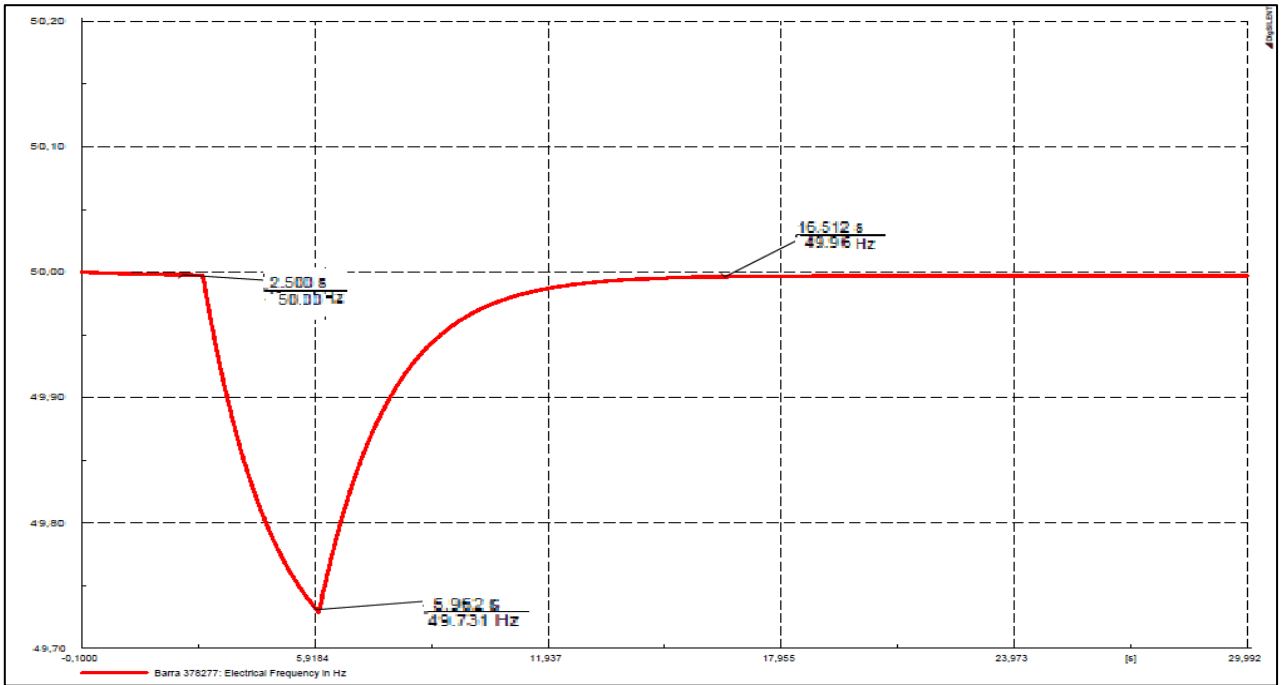


Figura C.2.2 - Respuesta en Frecuencia para Conexión/Desconexión dentro del Análisis Específico