



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

IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA OPERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERIA CIVIL ELECTRICISTA

GUILLERMO ANDRÉS CAMPUSANO GODOY

PROFESOR GUÍA:
JUAN ALBERTO BRAVO CERDA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
FERNANDO FLATOW GARRIDO
NELSON MORALES OSORIO

SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2013

“IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA OPERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN”

Chile actualmente necesita expandir su oferta de electricidad, ya que año tras año aumenta de manera considerable su demanda. Por lo anterior, se requiere definir constantemente una matriz energética confiable y sustentable a largo plazo, promoviendo de esta forma la generación eléctrica por medio de recursos renovables no convencionales.

La aparición de estas tecnologías, pone en duda el real impacto que ellas provocarán en la forma de operar en las empresas distribuidoras. Por otra parte, las condiciones de calidad de suministro eléctrico se encuentran meridianamente establecidas en la normativa vigente, se espera que próximamente sean complementadas.

El presente trabajo de título entrega, en forma clara y simplificada, una clasificación de los principales tipos de generación por medio de Energías Renovables No Convencionales, junto con introducir el concepto de Generación Distribuida (GD). Además, se efectúa una revisión detallada de las leyes, decretos y normas nacionales que se relacionan con la GD, abarcando desde su comienzo con la Ley Corta I hasta la Ley 20.571 aprobada en el Congreso en el año 2012, pasando por la propuesta de Norma Técnica de Calidad y Servicio para los Sistemas de Distribución.

Para establecer el impacto que causa la interconexión de dos generadores distribuidos en cada uno de los alimentadores rurales implementados, se efectúan simulaciones con el programa Power Factory de DigSILENT. Para esto se realiza un cálculo de flujo de carga, un cálculo de cortocircuito y un estudio de transientes.

De los resultados y análisis se obtiene lo siguiente:

Al conectar los GD al final de los alimentadores, se observa que las pérdidas en las líneas son aproximadamente un 50% menos.

Al aplicar el cortocircuito trifásico en la cabecera de los alimentadores interconectados con GD igual o menor al 20% de la capacidad del conductor, no es necesario invertir en nuevos equipos de protección pues estos, ya despejan fallas mayores a las establecidas.

Se constata la necesidad de desconectar los GD antes de los 2 [s]. El motivo corresponde a la pérdida de la calidad de suministro ya que los límites de voltaje y frecuencia se salen bruscamente de los rangos establecidos de la normativa vigente.

Como trabajos futuros, se propone el estudio detallado de la interacción entre GD, incorporando coordinación de protecciones, equipos reguladores e integración de las redes inteligentes. Sobre la base de lo anterior, este trabajo entrega una guía que permite operar técnicamente más de un GD y establece nuevos lineamientos para aprovechar las virtudes que trae consigo los GD en las redes de distribución.

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	8
1.1.	Motivación	8
1.2.	Objetivo General	8
1.3.	Objetivos Específicos	8
1.4.	Alcance	9
1.5.	Estructura del Documento	9
2.	ANTECEDENTES	10
2.1.	Situación Actual de Generación Eléctrica en Chile	10
2.2.	Medios de Generación No Convencionales	11
2.2.1.	Mini-hidro	12
2.2.2.	Energía Eólica	12
2.2.3.	Energía Solar	14
2.2.4.	Energía por medio de Biomasa	14
2.2.5.	Resumen	16
2.3.	Generación Distribuida	17
2.4.	Revisión de la normativa nacional relacionada con la GD	18
2.5.	Estándares IEEE para la conexión de GD	21
3.	IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	22
3.1.	Requisitos del Mercado para la operación de GD	22
3.1.1.	Condiciones necesarias de la GD según el estándar IEEE 1547	22
3.1.2.	Condiciones necesarias de las PMGD según la NTCO	25
3.2.	Propuesta de Norma Técnica de Calidad de Servicio de Distribución.	28
3.2.2.	Análisis de los índices de continuidad	28
3.2.3.	Penalizaciones por Calidad de Servicio	29
3.3.	Reglamento de operación actual de una empresa de distribución	30
3.3.1.	Programar intervenciones	30
3.3.2.	Gestionar los sistemas para la operación	31
3.3.3.	Controlar la operación	31
3.3.4.	Relación con el CDEC y otras empresas eléctricas	31
3.5.	Resumen del Capítulo	33

4.	IMPLEMENTACIÓN	35
4.1.	Representación del problema.....	35
4.1.1.	Supuestos de la simulación	36
4.1.2.	Casos a estudiar	37
4.1.4.	Estudio de flujos y estabilidad.....	38
4.2.	Software de Modelación	40
4.3.	Modelación	40
4.3.1.	Caso base	41
4.3.2.	Caso con GD.....	44
4.4.	Resultados.....	45
4.4.1.	Caso base	45
4.4.2.	Caso con GD.....	51
5.	ANÁLISIS	57
5.1.	Estudio de Resultados	57
5.1.1.	Comparación y seguimiento de las variables observadas	57
5.2	Propuestas al Diseño Regulatorio	62
6.	CONCLUSIONES.....	64
7.	REFERENCIAS	66
	ANEXO 1	69
	ANEXO 2	71
	ANEXO 3	75
	ANEXO 4	78
	ANEXO 5	80

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Evolución del CMg de Energía Mensual del SIC [1].	10
Figura 2.2: Precio FOB Spot Europeo Diario del Petróleo Brent - USD/Barril [1].	11
Figura 2.4: Evolución de la capacidad instalada de ERNC [22].	17
Figura 2.3: Categorías de los MGNC según el DS N°244.	19
Figura 4.1: Ilustración Caso Base.	37
Figura 4.2: ilustración Caso con GD.	38
Figura 4.3: Algoritmo del análisis.	39
Figura 4.4: Caso base implementado en DIgSilent.	43
Figura 4.5: Caso con GD en DIgSilent.	44
Figura 4.6: Sentido del flujo de potencia caso base.	46
Figura 4.7: Variación de tensión en la barra del sistema del caso base.	50
Figura 4.8: Variación de frecuencia en la barra del sistema del caso base.	51
Figura 4.9: Sentido del flujo de potencia caso con GD.	52
Figura 4.10: Variación de tensión en la barra del sistema del Caso con GD.	55
Figura 4.11: Variación de frecuencia en la barra del sistema del caso con GD.	56

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Capacidad instalada [22] y su potencial en Chile.	16
Tabla 2.2: Futuros proyectos de ERNC en cartera [22].	16
Tabla 3.1: Tiempo de despeje de un GD al variar el Voltaje según IEEE.	23
Tabla 3.2: Tiempo de despeje de un GD al variar la frecuencia según NTCO.....	24
Tabla 3.3: Tiempo de despeje de un PMGD al variar la frecuencia según NTCO.....	26
Tabla 3.4: Límites admitidos por zona.	28
Tabla 3.5: Comparación entre las Normas IEEE y la NTCO.	33
Tabla 4.1: Consumos por alimentador.	46
Tabla 4.2: Inyección de la red en el caso base.	47
Tabla 4.3: Pérdidas en la línea.	47
Tabla 4.4: Aporte a la falla en la barra del sistema del caso base.	48
Tabla 4.5: Falla en el nodo de unión del R1 en el caso base.	49
Tabla 4.6: Falla en el nodo de unión del R2 en el caso base.	49
Tabla 4.7: Inyección de la red en el caso con GD.....	53
Tabla 4.8: Pérdidas en la línea del caso con GD.....	53
Tabla 4.9: Falla en la barra del sistema en el caso con GD.	53
Tabla 4.10: Falla en nodo de unión del R1 en el caso con GD.	54
Tabla 4.11: Falla en nodo de unión del R2 en el caso con GD.	54
Tabla 5.1: Pérdidas en la línea según lo diferentes casos	58
Tabla 5.2: Ahorro de pérdidas entre ambos casos.....	59
Tabla 5.3: Falla aplicada en la barra principal.	60
Tabla 5.4: Falla en el nodo del AR1.	60
Tabla 5.5: Falla en el nodo del AR2	60

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

AT	: Alta Tensión, Voltaje superior a 23 [kV].
CA	: Corriente Alterna.
CC	: Corriente Continua.
CDEC	: Centro de Despacho Económico de Carga.
CNE	: Comisión Nacional de Energía.
DFL	: Decreto con Fuerza de Ley.
DS	: Decreto Supremo.
ERNC	: Energías Renovables No Convencionales.
FMIK	: Frecuencia Media de Interrupción por [kVA] instalado.
FMIT	: Frecuencia Media de Interrupción por Transformador instalado.
GD	: Generador Distribuido.
IEEE	: <i>The Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
KV	: Kilo Volt, unidad de medida de la tensión.
LGSE	: Ley General de Servicios Eléctricos.
MGNC	: Medios de Generación No Convencionales.
MT	: Media Tensión. Voltaje comprendido entre 1[kV] y 23[kV]
MVA	: Mega Volt Ampere, unidad de medida de la potencia aparente.
MVA _r	: Mega Volt Ampere Reactivo, unidad de medida la potencia reactiva.
MW	: Mega Watt, unidad de medida de la potencia activa.
NT	Norma Técnica.
NTCO	: NT de Conexión y Operación de PMGD en redes de MT.
PMGD	: Pequeño Medio de Generación Distribuido. Generador con excedentes de potencia activa ≤ 9 [MW] que se conecta al sistema de distribución.
R	: Alimentador Rural.
R1	: Alimentador Rural tipo 1.
R2	: Alimentador Rural tipo 2.
RCA	: Resolución de Calificación Ambiental.
S/E	: Subestación.
SCADA	: <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> , computadores que permiten supervisar y controlar a distancia una instalación, un proceso o un sistema de características variadas.
SD	: Sistema de Distribución.
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustible.
SEIA	: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.
SIC	: Sistema Interconectado Central.
TTIK	: Tiempo Total de Interrupción por [kVA] instalado
TTIT	: Tiempo Total de Interrupción por Transformador instalado.
U	: Alimentador Urbano.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación

La aparición de nuevas tecnologías de generación distribuida, en adelante GD, pone la duda respecto del impacto que ellas provoquen en la forma de operar de las distribuidoras. Por otro lado, las condiciones de calidad de suministro eléctrico se encuentran meridianamente establecidas en la normativa vigente, se espera que próximamente sean complementadas con un paquete adicional de normas.

1.2. Objetivo General

El objetivo general del trabajo es evaluar el impacto de la incorporación de generación distribuida en la operación de la distribución eléctrica.

1.3. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos del trabajo son:

- Investigar el estado actual de los medios de generación eléctrica no convencionales en Chile.
- Verificar la normativa existente referida a la GD, tanto a nivel nacional como internacional.
- Establecer los requisitos normativos para insertar GD en la distribución primaria.
- Análisis de las limitaciones de la estructura nacional para el ingreso competitivo de la GD.
- Estudiar el impacto de la GD en la operación de los sistemas primarios de Distribución.
- Evaluar la factibilidad técnica y regulatoria al incorporar GD.
- Generar propuestas al diseño regulatorio chileno.

1.4. Alcance

La investigación del presente trabajo desarrollará un estudio técnico y regulatorio que permitirá evaluar el impacto de la GD no convencional en la operación de la distribución primaria, particularmente, se simulará dos alimentadores con capacidad de transferir carga entre ellos. Lo anterior permitirá analizar el comportamiento de la GD frente a perturbaciones en la red. Asimismo, se pretende extender este procedimiento para distintos casos de GD.

1.5. Estructura del Documento

En el capítulo 2: Se realiza una revisión de la Generación Distribuida, enmarcando el contexto chileno de esta materia. Además, se definen los conceptos que se utilizarán en este estudio.

En el capítulo 3: Se establecen los requisitos del mercado Nacional e Internacional para la inserción de la GD, haciendo hincapié en la estructura de los mercados internacionales y efectos de la GD en la operación de las redes de distribución.

En el capítulo 4: Se presenta un modelo de red para realizar simulaciones del efecto de la inserción de GD en éstos. Asimismo, se definen las características de sus alimentadores, los suministros de energía y los equipos de red a utilizar. Posteriormente se aplican un set de contingencias y se obtiene información de la red, la cual se contrasta con el escenario en presencia de GD.

En el capítulo 5: Se analizan los resultados del capítulo anterior, se establece la necesidad de nuevas inversiones y se indican propuestas al modelo regulatorio actual.

En el capítulo 6: Se entregan conclusiones del trabajo, destacando los resultados importantes proponiendo alternativas para continuar con este trabajo de título.

2. ANTECEDENTES

2.1. Situación Actual de Generación Eléctrica en Chile

Chile en la actualidad necesita una relevante expansión de la oferta de electricidad debido al inminente crecimiento de la demanda, es por esto, que está obligado a definir y revisar periódicamente una matriz de energía eléctrica, confiable y sustentable.

El modelo regulatorio chileno pretende alcanzar la eficiencia económica, por medio del desarrollo de nuevas tecnologías. Consecuentemente el Estado incentiva al sector privado a invertir, desarrollar y opera los sistemas eléctricos. No obstante lo anterior, el Estado regula las actividades monopólicas, tanto de transmisión como de distribución, y tan solo vigilando la planificación de las empresas generadoras.

A mediados de los noventa, el país se enfrentó a problemas de suministro eléctrico debido a desajustes y escasez de recursos primarios, resultando en altos precios a los clientes finales, lo que repercute a la sociedad en general. En la figura 2.1 se observan tal efecto, desde el año 2007 al 2010 se incrementan los marginales considerablemente alcanzando valores históricos de 340 US\$/MWh.

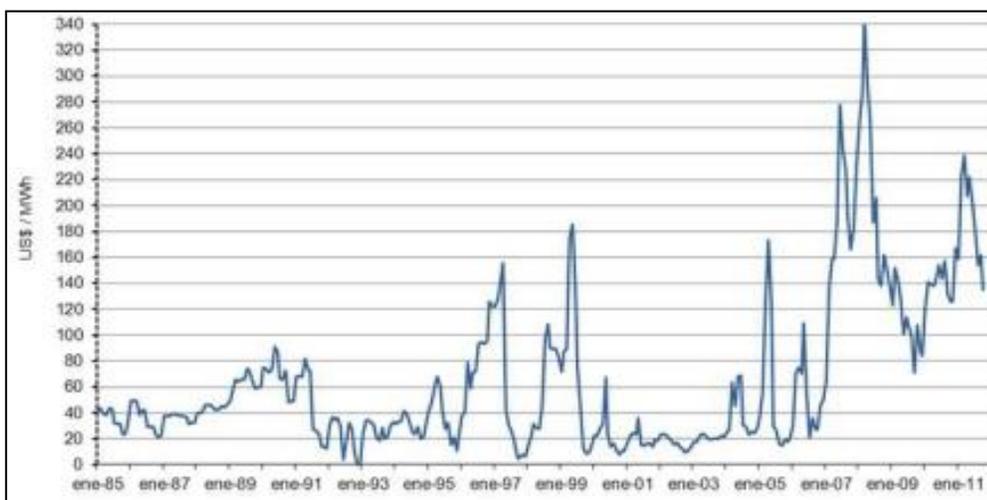


Figura 2.1: Evolución del CMg de Energía Mensual del SIC [1].

Cabe señalar que el gráfico anterior tiene íntima relación con el alza de precios del petróleo pues al aumentar la demanda año tras año, se ha requerido el servicio de las centrales diesel. Por tanto, estas generadoras marginan e imponen sus altos precios.

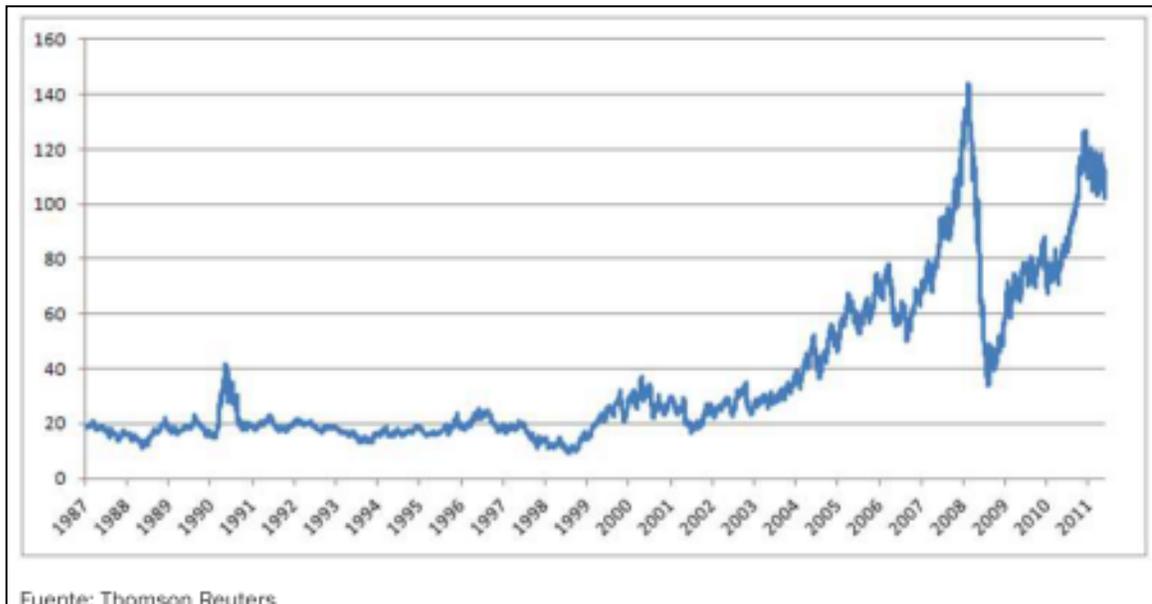


Figura 2.2: Precio FOB Spot Europeo Diario del Petróleo Brent - USD/Barril [1].

En vista de lo anterior, el Estado ha creado nuevos incentivos para el ingreso de generación que no dependan de energéticos extranjeros de alta variabilidad como el petróleo, gas natural o carbón. Este nuevo tipo de tecnologías, ha ido en aumento a partir de la Ley Corta I. Fue tan efectiva su promulgación que desde su creación hasta la actualidad se han originado un paquete de leyes y normas que fomentan la generación por medios no convencionales, como la Ley de Energías Renovables No Convencionales, que obliga a las empresas generadoras mayores a 200[MW] a comercializar un 10% de energía provenientes de fuentes Energía Renovables No Convencionales (ERNC), tales como: Mini-Hidro, Eólica, Solar, entre otras.

2.2. Medios de Generación No Convencionales

Bajo el escenario del punto anterior, se observa que el Estado necesita diversificar su cartera de generación creando leyes y normas que impulsen los MGNC. A continuación se procederá a definir los principales MGNC presentes en el país con el objetivo de dar a conocer su potencial, estableciendo las bases de esta memoria.

2.2.1. Mini-hidro

Las centrales Mini-Hidro, también conocidas como centrales hidráulicas menores a 20 [MW], se orientan a la generación de energía eléctrica por medio de la energía potencial almacenada en los cauces de agua. Este tipo de generación aprovecha la energía proveniente del caudal de los ríos o del embalse, conociéndose también como centrales de pasada.

Las centrales mayores a 20 [MW], aprovechan grandes caídas de agua para generar electricidad, mientras que las mini hidráulicas generan electricidad con una caída de tan sólo pocos metros. Como todas las centrales hidráulicas, es la inversión inicial, la más significativa en comparación con los costos de mantención y operación.

La principal diferencia entre una central de pasada y una de embalse, consiste en que la segunda tiene la capacidad de almacenar agua. En ese sentido, la desventaja primordial de las mini- hidro es la dependencia estacional de las lluvias y deshielos. Otro aspecto importante es el valor del recurso hídrico de las centrales de pasada ya que éste es nulo, por ello, sus unidades siempre están despachadas.

Finalmente, el potencial de las Mini-Hidro en Chile, sólo por obras de riego, se podría instalar, alrededor de 1,3 GW adicionales según lo establecido por la Comisión Nacional de Energía [2], en adelante CNE. Cabe destacar que al instalar estas centrales, se reduce el impacto al medio ambiental producido en las cuencas, a diferencia de las grandes centrales, que hoy en día están en conflicto.

2.2.2. Energía Eólica

El funcionamiento de las turbinas eólicas se debe al desplazamiento de las masas de aire. El origen de la energía eólica se debe a la transformación de la energía solar ya que son las diferencias de temperatura entre distintas zonas geográficas de planeta, los que producen la circulación del aire.

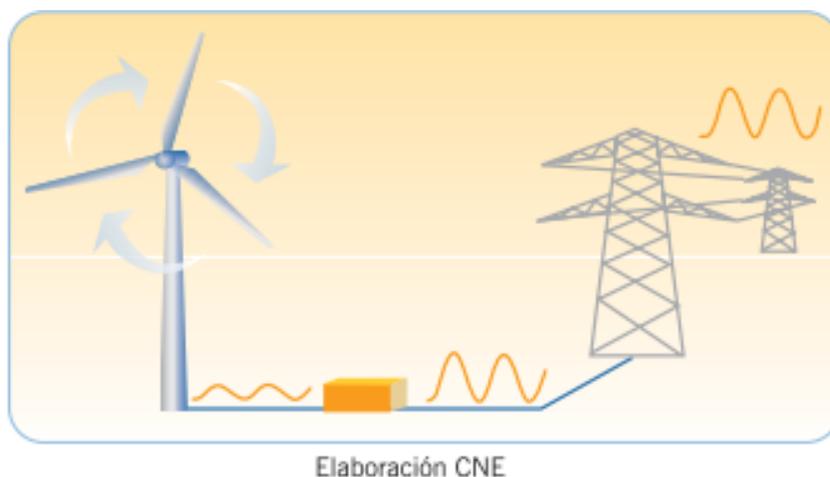


Figura 2.3: Esquema simplificado del funcionamiento de un aerogenerador [4].

En la figura 2.3 se puede apreciar un esquema simplificado del funcionamiento de un aerogenerador. El mecanismo es muy simple, en la medida que el viento impacta a las aspas estas giran en conjunto con el rotor de inducción, controlando la frecuencia de giro ajustándola a la velocidad del generador, obteniendo el máximo de potencia. La energía mecánica producida hace girar al generador inyectando energía eléctrica, que a su vez, se conecta a un sistema de inversión que permite cambiar de energía continua a alterna.

Los aerogeneradores instalados en tierra generan entre 200 [kW] y 3 [MW] por medio de aspas entre 40 y 80 metros. En la actualidad, existen sistemas eólicos integrados, es decir, incluyen rotor, generador, aspas y un sistema necesario para conectarse a la red.

El recurso eólico no es constante ya que depende de muchos factores, principalmente: el lugar, las horas y la estacionalidad. Por lo anterior, es difícil predecir la velocidad del viento a la hora de requerir esta energía. Cabe destacar que el viento no es un recurso acumulable y sus factores de planta típico para un aerogenerador va entre los 25 y 30 [%] [5].

Tabla 2.1: Parques eólicos - Factores de planta mensuales y anual [21].

Ubicación	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	Ago	sep	oct	nov	dic	Anual
SING	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
SIC 4ª R	0,30	0,28	0,28	0,22	0,26	0,23	0,28	0,21	0,33	0,37	0,37	0,32	0,28
SIC 8ª R	0,47	0,39	0,39	0,16	0,16	0,44	0,25	0,25	0,27	0,37	0,37	0,44	0,31

En la tabla 2.1 se observa los factores de planta mensuales de los parques eólicos en Chile acotados por zona. Estos valores fluctúan entre los 16 a 47 [%], mientras que los factores anuales varían entre el 28 y 31 [%] [21].

La energía eólica en Chile se observa en las áreas costeras, llanuras interiores abiertas, valles transversales y zonas montañosas donde existe mayor potencia de viento. Las zonas con mayor potencial eólico, en el SIC, son: La costa de la región de Coquimbo al sur de Tongoy, con alrededor de 2800 MW instalados; la Costa sur de la Región de Atacama, con 1650 MW; y al sur de Concepción [2].

2.2.3. Energía Solar

En la actualidad se puede obtener energía eléctrica del sol por medio de dos formas: Paneles Fotovoltaicos y Colectores Solares. En virtud del alcance de la memoria se analizarán solamente los Paneles Fotovoltaicos.

Las celdas fotovoltaicas transforman la luz solar en electricidad, por medio del efecto fotoeléctrico, el cual los fotones solares inciden en un semiconductor de silicio (placa), liberando electrones en el proceso. Todo el proceso anterior, produce corriente continua, por lo que se necesita de inversores para su uso en sistemas alternos.

Los paneles fotovoltaicos tienen una eficiencia de hasta el 24% en laboratorios, pero en aplicaciones reales alcanzan tan sólo el 10%. La potencia que se genera depende principalmente de la radiación solar existente, además de la orientación y el lugar donde se instalen. Este tipo de tecnologías tienen la ventaja que no producen emisiones de ningún tipo [3].

Chile posee uno de los mayores índices de radiación solar del mundo, y por lo mismo, parece recomendable hacer uso de esta energía. El gran inconveniente son los costos asociados, pues al tener un bajo rendimiento, hoy en día, no es rentable su inversión a mediano plazo.

2.2.4. Energía por medio de Biomasa

La biomasa considera la materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o de su transformación. Se considera energía renovable porque el recurso se obtiene por el proceso de fotosíntesis. El proceso descrito anteriormente se puede observar en la figura 2.4.

El recurso primario se pueden clasificar de tres formas: Biomasa Natural, Biomasa Residual y Cultivos Energéticos. La Biomasa Natural es toda aquella que se encuentra de manera natural sin ningún tipo de intervención humana. La Biomasa Residual corresponde a los desechos no utilizados por el ser humano, por ejemplo: el estiércol, la paja, aserrín, residuos ganaderos, entre otros. Finalmente, los cultivos energéticos son extensas áreas agrícolas donde se cultiva: maíz, raps¹ y girasol, para transformarlos en biocombustible.

La energía extraíble de la biomasa dependerá esencialmente del potencial calorífico que posee la materia. Por eso, el rendimiento de las calderas de biomasa es inferior a la que se utiliza en los combustibles fósiles. Además hay que considerar que la recolección de biomasa es costosa, no sólo eso y el transporte limita su tamaño a generar.

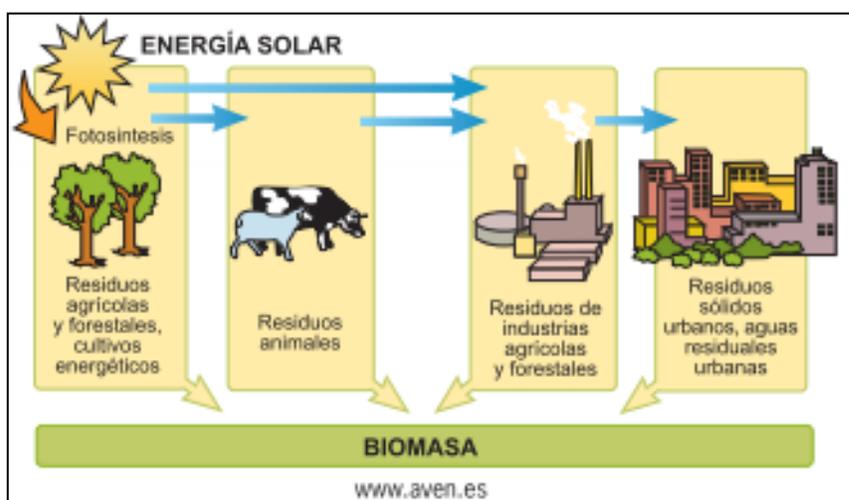


Figura 2.5: Procesos de generación de biomasa [6].

La generación por medio de biomasa se efectúa de dos formas: por combustión directa y por producción de biogás. La combustión directa hace relación a la quema de biomasa mientras que la producción de biogás corresponde a la fermentación de la materia prima por medio de la acción de bacterias y microorganismos, generando este tipo de gas.

El potencial del biogás directo en Chile se estima de unos 150 [MW] para generar electricidad correspondiente a la producción de reactores ya existentes. Además, se observa que el potencial de desarrollo de este tipo de tecnologías podría llegar los 400 [MW] de capacidad instalable, lo que significa aproximadamente el 3,5 % de la capacidad actual del país [7].

¹ Raps: planta de cultivo de la familia de las Brassicaceae con flores de color amarillo brillante.

2.2.5. Resumen

La capacidad instalada de ERNC ha ido en aumento, actualmente existen 732 [MW] conectados a los principales sistemas eléctricos, incorporando la primera planta solar fotovoltaica en Chile, completando un total de 70 proyectos en operación [22]. El estado de las ERNC en operación y su potencial se refleja en la tabla siguiente:

Tabla 2.1: Capacidad instalada [22] y su potencial en Chile.

Generación	Operación [MW]	Potencial [MW]
Mini – Hidro	260	1300
Eólica	201	4450
Biomasa	270	550
Solar	1	<2873
Total	732	≈9173

Actualmente los proyectos de generación Mini-Hidro y Biomasa son los que tienen una mayor capacidad instalada. Los futuros proyectos que se encuentran aprobados o en calificación por el SEIA muestran un aumento considerable en la generación solar, si se considera que actualmente está en operación 1 [MW].

Tabla 2.2: Futuros proyectos de ERNC en cartera [22].

Estado	Construcción [MW]	SEIA		Total [MW]
		RCA² aprobada [MW]	En Calificación [MW]	
Mini - Hidro	64	229	115	408
Eólica	100	2813	927	3840
Biomasa	170	69	7	246
Solar	0,3	685	2188	2873
Total	334	3796	3237	7367

En base a lo anterior, la generación Eólica corresponde aproximadamente al 50% del total de los proyectos de ERNC que se encuentran en el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). La generación por Biomasa y Mini-Hidro aumentan, pero en relación con las otras tecnologías se observa un estancamiento.

² RCA: Resolución de Calificación Ambiental.

La generación eólica aumento considerablemente a partir del año 2006, superando a los distintos tipos de tecnologías. En relación a la generación por medio de biomasa se observa un aumento en el 2003 con tendencia a estabilizarse a partir del 2011. La mini-hidro duplica su capacidad cada seis años, mientras que la generación solar recién comienza a operar en el año 2012.

A continuación se muestra la evolución desde el año 2000 hasta el año 2012 de la capacidad instalada de ERNC.

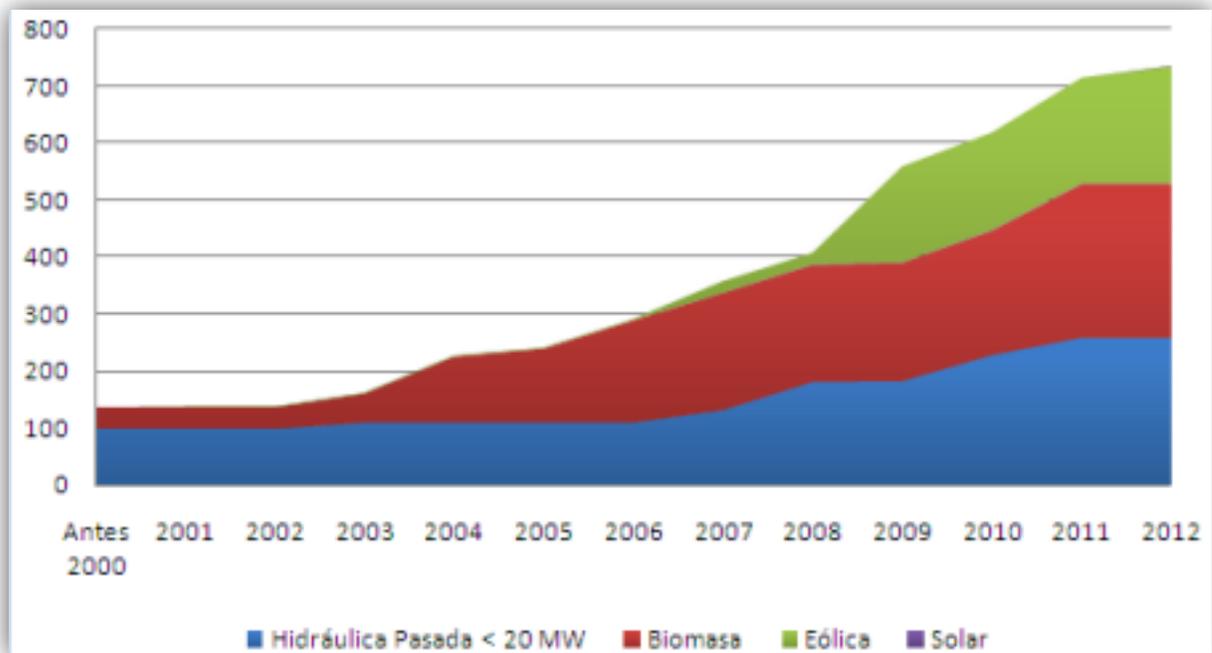


Figura 2.3: Evolución de la capacidad instalada de ERNC [22].

Se ha observado que todos los medios de generación por medio de ERNC van en aumento. Este incremento difiere por tecnología ya que depende del potencial recurso a utilizar. Como se señaló anteriormente el potencial de ERNC depende del lugar que no necesariamente se encontrará en las redes de alta tensión sino que podrían estar en pleno centro de una ciudad. Por lo anterior, la generación en redes cercanas a los suministros se conoce como Generación Distribuida.

2.3. Generación Distribuida

El término Generación Distribuida, en adelante GD, no tiene una definición única sino que depende de la regulación de cada país. Una definición general al término se puede encontrar en "*Distributed generation: a definition*" de Thomas Ackermann, Göran Andersson y Lennart Söder [8]. Para definir el concepto, el grupo

de trabajo denota que en cada país se describe la GD principalmente por la capacidad de la central a conectar, más que por su propósito, ubicación, área de suministro, tecnología empleada, impacto ambiental, modo de funcionamiento o penetración en el mercado. En consecuencia el grupo analiza el concepto en las variantes antes mencionadas y concluyen lo siguiente:

"En general, la Generación Distribuida puede ser definida como una fuente de generación eléctrica conectada en las redes de distribución primaria, secundaria o terciaria"

Por lo tanto, se plantea la GD en términos de conexión y ubicación, en vez de su capacidad a generar. En la legislación chilena, según el Decreto Supremo N°244, se definen los pequeños medios de generación distribuida como aquellos que se conectan a la red de distribución primarias y secundarias con excedentes de potencia menores a 9 [MW].

2.4. Revisión de la normativa nacional relacionada con GD

A continuación se revisará la normativa nacional relacionada con la GD con el objeto de dar cuenta al lector el desarrollo este tipo de tecnologías, principalmente qué significa la sigla MGNC, cómo afectan las leyes actuales a la GD y cómo ha fomentado el Estado este tipo de centrales.

El primer cuerpo legal que modifica la regulación eléctrica en términos de GD corresponde a la Ley N°19.940 del año 2004, conocida como Ley Corta I. Un año más tarde, ingresa la Ley N°20.018, o también llamada Ley Corta II. La Ley Corta I y Corta II son parte del decreto con Fuerza de Ley N°4 (DFL N°4) del año 2006 que unifica las leyes eléctricas creadas hasta el momento modificando la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) desde su creación con el Decreto con Fuerza de Ley N°1 (DFL N°1) del año 1982.

El DFL N°4 está en una constante actualización desde su creación ya que va incorporando nuevas leyes, tales como la Ley N°20.257, conocida como la Ley de Energía Renovable No Convencionales; o la Ley N°20.273 en el año 2008. En la actualidad el DFL N°4 rige el sector eléctrico de Chile, regulando a todos los agentes que participan del Mercado Eléctrico.

La Ley N°19.940 (Corta I) crea las condiciones propicias para el desarrollo de proyectos de generación no convencionales, se establecen la exención parcial o total del pago peajes por uso del Sistema de Transmisión Troncal. Asimismo permite la conexión de pequeños medios de generación al sistema de distribución (PMGD).

La Ley N°20.018 (Corta II) establece que los propietarios de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) y Medios de Generación No Convencionales (MGNC), tienen derecho a suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados. Para los objetivos de la memoria, esta ley es importante pues los MGNC ubicados cerca de las distribuidoras tendrán un cliente fijo además de incentivar la disminución de pérdidas como se muestra en los capítulos siguientes.

La Ley N°20.257 (Energías Renovables No Convencionales) obliga a las empresas que comercializan energía eléctrica con distribuidoras u otros clientes, a realizar una oferta mínima del 10% de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales o de centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 40 [MW]. Lo anterior se efectúa gradualmente, primero se establece una cuota de generación de ERNC en un 5% entre los años 2010 y 2014. Para el segundo tramo, se deberá aumentar las ERNC en 0.5% anual comprendidas entre el 2015 y 2024, alcanzando el 5% restante [11]. Con esto, se incentiva la creación de centrales renovables motivando el estudio de estas tecnologías.

Otra ley importante que modifica DFL N°4 es la Ley N°20.571, que regula la generación residencial (Ver Anexo 2). Este documento se ha dejado fuera del alcance de esta memoria pues considera a clientes pertenecientes al segmento de baja tensión de distribución.

El Decreto Supremo N°244 especifica las categorías y disposiciones legales de los medios de generación menores a 20 MW que inyecten por medios de energía no convencionales. En el gráfico 2.3 se observan las definiciones establecidas en el decreto (Ver Anexo 2).

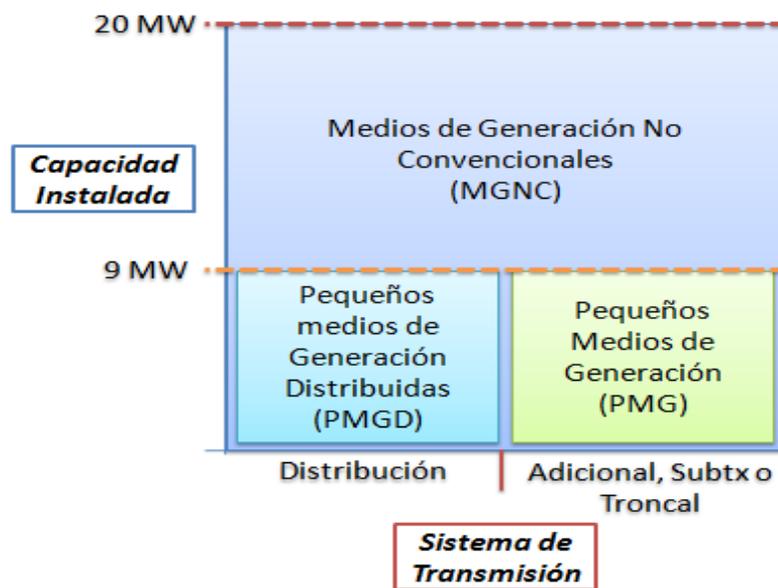


Figura 2.4: Categorías de los MGNC según el DS N°244.

La Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión (NTCO) se indican las metodologías, procedimientos y demás exigencias para la conexión y operación de los PMGD, en las redes de media tensión de las empresas distribuidoras de electricidad o aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público [15].

La resolución CNE N° 53 de 26.10.2006 distingue dos tipos de zonas rurales: Zona Rural tipo 1 y Zona Rural tipo 2.

a) Zona rural tipo 1

Una zona rural tipo 1 debe cumplir con las siguientes condiciones:

Condición 1:

- Población total inferior a 70.000 habitantes o tener una población mayor pero la relación entre viviendas urbanas y superficie total, inferior a 350 viviendas /km²;

Condición 2:

- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna inferior a 10.000 o tener más clientes con una relación entre potencia total vendida y kilómetros de línea de MT inferior a 15kW/km

b) Zona rural tipo 2

La zona rural tipo 2 son aquellas zonas que cumplen con las condiciones de una zona rural tipo 1 y en forma simultánea las siguientes condiciones:

Condición 1:

- Ser suministradas por un alimentador cuya longitud total conectada a través de líneas de media tensión sea superior a 75 km;

Condición 2:

- Ser suministradas por un alimentador cuya relación entre la suma de las potencias de las subestaciones de distribución (transformación MT/BT), conectadas a dicho alimentador mediante líneas de MT y medidas en [kVA], respecto de la suma de las longitudes de esas líneas sea inferior a 50 [kVA/km].

2.5. Estándares IEEE para la conexión de GD

Para visualizar el avance internacional en la materia en estudio se revisan los estándares IEEE que analizan la generación distribuida (Ver Anexo 3).

El estándar IEEE Std. 1547-2003 se centra en las especificaciones técnicas para la regulación de la propia interconexión. Proporciona requerimientos pertinentes para la ejecución, operación, pruebas, consideraciones de seguridad, mantenimiento de la interconexión. El documento está enfocado a medios de generación menor o igual a 10[MVA], no hace diferencia de la tecnología usada. Algunas de las consideraciones señaladas en el documento son: regulación de voltaje, sincronización, puesta a tierra, protecciones en presencia de variaciones de voltaje o frecuencia, entre otras.

El IEEE Std. 1547.3-2007 tiene como objetivo facilitar la interoperabilidad de los recursos distribuidos y ayuda a definir aspectos de supervisión y monitoreo de los proyectos en GD. Este documento proporciona directrices en lugar de una obligación [19].

3. IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En el presente capítulo se dedica a investigar, en mayor detalle los requisitos del mercado para la operación de la GD en los sistemas de media tensión, principalmente se establecen los criterios técnicos necesarios que debe requerir la incorporación de la GD en la distribución eléctrica en Media Tensión, tanto a nivel internacional (normas IEEE) como nacional (NTCO).

Además efectúa una revisión de la propuesta de Norma Técnica de Calidad de Servicio para los sistemas de distribución, producto de un estudio de investigación realizado por la CNE en 2010, haciendo hincapié en las propuestas que realiza al sistema actual de identificación de zonas rurales, como también los índices de continuidad de suministro.

Finalmente se muestra lo que realiza actualmente una empresa existente en la región, en términos de operación de las redes distribuidas. Principalmente se establecen los criterios y maneras de enfrentar anomalías en el sistema primario.

3.1. Requisitos del Mercado para la operación de GD

En esta sección se establecerán los requisitos en la operación eléctrica que deben cumplir los propietarios de GD y las empresas distribuidoras en las redes de media tensión. Lo anterior visto según el estándar IEEE y la NTCO.

3.1.1. Condiciones necesarias de la GD según el estándar IEEE 1547

Los criterios y requerimientos de este documento son aplicables a todas la tecnología de generación distribuida, con capacidad menor a 10 [MVA] en el punto común de conexión³. Este estándar es escrito considerando una frecuencia de 60 [Hz] y sus condiciones de operación se describen a continuación:

3.1.1.1. Sincronización

La GD no debe causar fluctuaciones de voltaje en el punto común de conexión mayores a $\pm 5\%$ del voltaje nominal de la red a conectar.

³ Punto común de conexión: Corresponde al punto donde se encuentra el equipamiento para entregar energía eléctrica a una carga perteneciente a una empresa que entrega aquellos servicios.

Cualquier GD conectado a la red no debe causar la operación de cualquier protección instalada en el sistema.

3.1.1.2. Disposiciones de monitoreo

Cada GD mayor a 250 [kVA] dispondrá de medios para monitorear los estados de sus conexiones: salida de potencia activa, salida de potencia reactiva y voltaje en el punto de conexión del GD.

3.1.1.3. Voltaje

Las funciones de protección del sistema de interconexión deberán detectar el valor de frecuencia efectiva o fundamental de cada tensión de fase a fase, excepto cuando el transformador de conexión posee una configuración Y-Y aterrizada, la tensión entre fase y neutro deberá ser detectada.

Cuando el voltaje está en el rango de la tabla siguiente, el GD deberá dejar de energizar a la red del sistema.

Tabla 3.1: Tiempo de despeje de un GD al variar el Voltaje según IEEE.

Rango de Voltaje ([%] del V_n^4)	Tiempos de Despeje [s]
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2
$110 < V < 120$	1
$V \geq 120$	0,16

3.1.1.4. Frecuencia

Para una GD menor o igual a 30 [kW] en su máxima capacidad, los puntos de ajuste de frecuencia y los tiempos de compensación deberá ser fijo o ajustable en terreno. Para una GD mayor a 30 [kW], los puntos de frecuencia serán ajustables en terreno.

Cuando la frecuencia está en el rango de la tabla siguiente, el GD deberá dejar de energizar a la red del sistema.

⁴ V_n : Voltaje nominal de la red.

Tabla 3.2: Tiempo de despeje de un GD al variar la frecuencia según NTCO.

Tamaño del GD	Rango de Voltaje [Hz]	Tiempos de Despeje [seg]
≤ 30 [kW]	< 60,5	0,16
	< 59,3	0,16
> 30 [kW]	> 60,5	0,16
	< {59,8 – 57} (puntos ajustable)	Ajustable 0,16 a 300
	≥ 57	0,16

3.1.1.4. Reconexión

Después de una perturbación, la GD no debe reconectarse a menos que se encuentre en los rangos de voltaje de $\pm 5\%$ del voltaje nominal de la red y una frecuencia entre los 59,3 Hz y 60,5 [Hz].

El sistema de interconexión del GD incluirá un retardo ajustable (o un retardo fijo de cinco minutos) que puede retrasar la reconexión de hasta cinco minutos después que los voltaje y frecuencia de la red son restaurados a los intervalos señalados anteriormente.

3.1.1.5. Calidad de servicio

El GD y su sistema de interconexión no deben inyectar corrientes continuas mayores al 0,5% del nominal en el punto de conexión. Además no debe crear parpadeos observables por otros clientes de la red.

3.1.1.6. Fallas

En caso de oscilaciones en el sistema, la interconexión del GD debe detectar la condición de falla y desconectarse del sistema, en un tiempo máximo de 2 segundos.

3.1.2. Condiciones necesarias de las PMGD según la NTCO

En la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de MT establece que las Empresas Distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su sistema de distribución con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales. Además se señala que si las condiciones de operación del PMGD están fuera de los límites establecidos en la NT, se deberá realizar las correspondientes obras adicionales. Los costos asociados a las obras adicionales serán de cargo del propietario del PMGD. Las condiciones de operación de los PMGD se establecen a continuación:

3.1.2.1. Maniobras de conexión o desconexión

Las maniobras que involucren la conexión o desconexión de un PMGD del sistema distribuido, deberá ser coordinada entre el Operador del PMGD y la empresa correspondiente de acuerdo a los procedimientos establecidos para dichas maniobras en conformidad con la normativa vigente.

3.1.2.2. Regulación de Tensión

Un PMGD no debe regula activamente la tensión en el punto de repercusión⁵. En el caso en que la empresa distribuidora necesite que el PMGD regule tensión, se deberá acordar entre las partes.

La elevación de tensión originada por los PMGD que operan en una red de media tensión no debe exceder, en el punto de repercusión asociado a cada uno de ellos, el 6% de la tensión existente sin dichas inyecciones.

En relación a la sincronización al sistema, el PMGD no originará oscilaciones de tensión en el punto de repercusión mayores que un $\pm 6\%$ de la tensión previa a la sincronización. En el caso de los generadores sincrónicos, los ajustes máximos del equipo de sincronización automática serán los siguientes:

- | | |
|-----------------------------|---------------------------------|
| a) Diferencia de tensión | $\Delta V < \pm 10\%$ |
| b) Diferencia de frecuencia | $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$ |

⁵ Punto de repercusión: punto del sistema distribuido más cercano a un PMGD, en que están conectados otros clientes o en que existe la posibilidad real de que se conecten otros clientes.

c) Diferencia de ángulo de fase

$$\Delta\varphi < \pm 10^\circ$$

El PMGD no podrá energizar la red de media tensión o parte del sistema, cuando la red se encuentre desenergizada, salvo autorización y coordinación previa con la Empresa Distribuidora.

3.1.2.3. Frecuencia

La conexión de un PMGD deberá efectuarse cuando la frecuencia en el punto de conexión esté en los rangos 49,6 y 50,4 [Hz].

Cuando la frecuencia nominal del sistema está en los rangos señalados a continuación, el PMGD deberá separarse de la red de media tensión. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 3.3: Tiempo de despeje de un PMGD al variar la frecuencia según NTCO.

Rango de Frecuencia [% de F_n]	Tiempo de despeje [seg]
> 50,5	0,16
(48 a 49,5)	De 16 a 300
< 48	0,16

3.1.2.4. Continuidad de suministro

La conexión de un PMGD no debe hacer que se sobrepasa la capacidad de los equipos existentes en el sistema distribuido. La conexión de un PMGD no debe causar la operación de interruptores o desconectores existentes, ni impedir su cierre o recierre.

3.1.2.5. Fallas

La conexión de un PMGD no debe hacer que se sobrepasa la capacidad de interrumpir cortocircuitos en la red de media tensión. Tampoco debe obligar a un cambio en las prácticas de despeje de fallas.

Las medidas de protección para el PMGD tales como protección contra cortocircuitos, protección contra sobrecargas y protección contra descargas eléctricas, deberán ser implementadas respetando las normas vigentes.

Un PMGD deberá separarse automáticamente de la red de media tensión, durante fallas en el circuito al cual está conectado en un tiempo máximo de 2 segundos.

El PMGD deberá estar separado de la red de media tensión, cuando ésta sea reconectada al Sistema Interconectado. La conexión del interruptor de acoplamiento deberá ser impedida mientras la tensión de la red de media tensión del SD se mantenga por debajo del valor de operación de la protección contra caídas de la tensión, es decir hasta que la tensión y la frecuencia en el punto de conexión estén en los rangos 0,94 a 1,06 V_c y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente.

3.1.2.5. Calidad de Servicio

Un PMGD y su instalación de conexión no deberán inyectar una CC superior al 0,5% del valor de la corriente nominal en el punto de conexión.

El PMGD no deberá crear una severidad de parpadeo molesta para otros usuarios. Además no inyectará corrientes y tensiones armónicas mayores a los límites dispuestos en la normativa vigente.

3.1.2.6. Sistema de Información y Comunicación

Los PMGD deberán disponer en todo momento de sistemas de comunicaciones, correspondientes a los vínculos telefónicos y/o de radiocomunicaciones necesarios para establecer las comunicaciones de voz entre los PMGD y la empresa respectiva.

Si los PMGD cuentan con un sistema SCADA para la operación del SD, esta última podrá convenir con el propietario del PMGD que efectúe las inversiones necesarias para incorporar a sus instalaciones a este sistema SCADA.

3.2. Propuesta de Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

El documento analizado corresponde a una propuesta que la CNE está valuando para establecer la Norma técnica definitiva. El objetivo principal es elaborar norma técnica con exigencias y estándares de Calidad de Servicio para los sistemas de Distribución.

Los objetivos específicos que se destacan en la propuesta y que tienen relación con el trabajo de título serían:

- Exigencias y estándares para equipos e instalaciones pertenecientes a usuarios conectados a un sistema de distribución eléctrica, incluyendo los PMGD.
- Establecer las condiciones de aplicación y plazos de las nuevas exigencias que requieran implementación gradual.

Los índices de calidad de suministro son primordiales para determinar contablemente las interrupciones que ocurrieron en cada alimentador perteneciente a las distribuidoras. Los índices de calidad de suministro son interrupciones internas en la redes primarias y se identifican como: Frecuencia Media de Interrupción por Transformador instalado (FMIT), Frecuencia Media de Interrupción por KVA instalado (FMIK), Tiempo Total de Interrupción por Transformador instalado (TTIT) y Tiempo Total de Interrupción por KVA instalado (TTIK).

3.2.2. Análisis de los índices de continuidad

Actualmente los límites admitidos por la normativa vigente para cada tipo de zona de los índices de continuidad se muestran a continuación.

Tabla 3.4: Límites admitidos por zona.

Tipo de Zona	FMIK [veces/año]	FMIT [veces/año]	TTIK [horas/año]	TTIT [horas/año]
Urbano	3.5	5.0	13.0	22.0
Rural tipo 1	5.0	7.0	18.0	28.0
Rural tipo 2	8.0	11.0	27.0	42.0

Según el análisis acucioso efectuado en la propuesta de norma, las curvas de distribución de los índices de continuidad poseen diferencias significativas para las tres zonas hoy definidas.

Estas diferencias, en términos generales, implican que los alimentadores ubicados en zonas rurales tipo 2 tienen valores más elevados para los índices de continuidad con respecto a los que se observan en los alimentadores clasificados como zonas rurales tipo 1. A su vez, los valores de estos últimos son mayores a los que se indican para los alimentadores ubicados en zonas definidas como urbanas. El proyecto de norma propone nuevas clasificaciones de zonas urbanas y rurales, debido a que este contenido no forma parte de la memoria se adjunta dentro del anexo 4.

3.2.3. Penalizaciones por Calidad de Servicio

La empresa que efectúa el estudio propone establecer penalizaciones para los siguientes aspectos de la Calidad de Servicio de Distribución:

- Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor:
 - a. Regulación de Tensión,
 - b. Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos,
 - c. Distorsión Armónica, y
 - d. Flicker en la red del distribuidor.
- Exigencias y estándares para equipo e instalaciones pertenecientes a usuarios conectados a un sistema de distribución eléctrica.
- Exigencias y estándares para equipo e instalaciones pertenecientes a PMGD conectados a un sistema de distribución eléctrica.
- Calidad del Servicio Técnico:
 - a. Estándares para interrupciones de suministro a usuarios finales,
 - b. Índices de continuidad de empresas concesionarias de distribución.
- Calidad del Servicio Comercial

En la propuesta de norma se establecen criterios de penalización y fórmulas para calcular las compensaciones al usuario o a la empresa distribuidora en el caso de no cumplir con la normativa vigente. Cabe destacar que el cálculo de las penalizaciones no es parte del trabajo de título. Sin embargo, el impacto de estas exigencias podría traer nuevas barreras a la Generación Distribuida pues requerirá una mayor inversión para cumplir con la normativa.

3.3. Reglamento de operación actual de una empresa de distribución

Actualmente las distribuidoras se están preocupando de entregar un servicio de calidad, tanto a nivel comercial como técnico. Una de ellas ha creado un reglamento que aborda la forma de operar de estas empresas. A continuación se muestra algunas partes relevantes que serán de ayuda para el presente documento.

El reglamento de operaciones tiene por objetivo establecer las normas que permitan efectuar las intervenciones en el sistema eléctrico de forma segura, tanto para las personas como las instalaciones. Asimismo, pretende definir responsabilidades y obligaciones de los individuos involucrados en la operación.

Los conceptos y definiciones que son propios de la operación de los sistemas eléctricos son definidos en el documento. Si existen situaciones que no están consideradas en el reglamento, estas deberán ser estudiadas por el personal y comentadas a sus superiores para su posterior evaluación e incorporación en el documento.

Para evitar accidentes cuando se ejecuten un trabajo en instalaciones y/o equipos del sistema eléctrico se establecen cinco reglas, conocidas como las reglas de oro:

- 1.- Realizar corte efectivo de todas las fuentes de tensión.
- 2.- Bloquear y señalizar los equipos de corte o seccionamiento.
- 3.- Comprobar ausencia de tensión.
- 4.- Poner a tierra la zona desconectada.
- 5.- Delimitar la zona a trabajar.

La gestión de la operación del sistema eléctrico es responsabilidad de los encargados de la operación de la red. Para cumplir con lo anterior, se definen las siguientes actividades:

3.3.1. Programar intervenciones

Analizar y autorizar intervenciones en el sistema eléctrico, determinando las condiciones óptimas de conectividad que permitan efectuar la intervención. Se debe coordinar y programar la secuencia lógica de maniobras que permitan la realización de la intervención, informando las modificaciones a los responsables. Finalmente se analiza y valida la información resultante de la programación.

3.3.2. Gestionar los sistemas para la operación

Para asegurar el correcto funcionamiento de las herramientas de apoyo a la operación se debe gestionar una permanente actualización de los sistemas técnicos, en condiciones normales y de contingencia. Junto con el manejo de los recursos de operación y tramitar los avisos de suspensiones programadas del suministro a los clientes. Analizando y certificando toda la información resultante de la operación para el uso en la organización.

3.3.3. Controlar la operación

Con el fin de mantener la calidad y continuidad del suministro a los clientes se les debe gestionar las instalaciones y controlar el sistema eléctrico.

3.3.4. Relación con el CDEC y otras empresas eléctricas

Ante eventuales contingencias del Sistema Interconectado Central se deberá establecer con el CDEC acciones coordinadas. En el caso que exista una indisponibilidad programada del sistema eléctrico, se gestionará con el CDEC y con empresas de transporte y distribución de energía lo acontecido.

A continuación se observarán los procedimientos necesarios para operar el sistema eléctrico, para ello, se debe definir el personal que está acreditado para operar. Por ejemplo si existe un riesgo inminente a la seguridad de las personas o equipos, cualquier persona acreditada podrá ejecutar maniobras de desconexión sin previa coordinación con el despachador. Será obligación de la persona que ejecute esta maniobra, informar a la brevedad al despachador.

Cabe destacar, que las maniobras de conexión de equipos se realizarán solamente por orden del despachador. La ejecución de las maniobras las efectuará el despachador a través de controles remotos y/o mediante controles locales, coordinado con las personas acreditadas para este efecto.

En el caso de controles remotos, el despachador deberá advertir al personal que se encuentre en el entorno del equipo de destino del telecontrol, la intención de ejecutar la maniobra. En el caso de las maniobras locales, serán realizadas por las personas acreditadas, y lo harán solamente a solicitud del despachador.

Cuando ocurren anomalías, por falla u otra contingencia, los despachadores efectuarán las acciones que permitan:

- Identificar los equipos que tienen la anomalía.
- Determinar las consecuencias directas e inmediatas del evento.
- Comunicar a los encargados del mantenimiento.
- Identificar las protecciones que se activaron y que dieron origen a la desconexión.
- Evaluar el impacto a clientes.
- Identificar y aislar los componentes que presentan signos de falla.
- Reponer los servicios interrumpidos que no presentan signos de falla.
- Corregir la violación de límites de parámetros, si se produce y procurar mantener la calidad de servicio.

En el anexo N°10 del Reglamento en "Atención de anomalías del Reglamento de Operaciones", se puede obtener en mayor detalle, cuándo ocurre una anomalía en la red eléctrica. El principal objetivo consiste en definir los planes de actuación ante fallas o anomalías, coordinaciones y recursos necesarios, para abordar las distintas situaciones que se pueden presentar en las redes de la distribuidora o en sus sistemas de apoyo, de forma de reponer los consumos en el menor tiempo posible, haciendo uso eficiente de los recursos de operación.

Los procedimientos de atención de fallas se aplican a todas las redes aéreas y subterráneas de alta, media y baja tensión. Además considera instalaciones de otras empresas eléctricas o clientes, cuya operación y/o mantenimiento esté asignada a la distribuidora.

En el caso de una anomalía en la red de media tensión el despachador del Centro de Control es informado de la falla en la red por medio de los sistemas técnicos en tiempo real o por los avisos de los clientes. La estrategia de atención, será aplicada por el despachador, los cuales deben estar acordados entre las áreas de Mantenimiento y de Operación.

La reparación de la red estará coordinada por el área de Mantenimiento, mientras que el despachador del centro de control, entregará los permisos de trabajo una vez que se haya creado la zona desconectada e instalado la puesta a tierra, ambas condiciones acordadas con el encargado del permiso. Al encontrarse despejada la falla, el encargado del permiso informará al despachador del Centro del Control, la reparación efectuada y las posibles restricciones operativas. Una vez efectuado lo anterior el encargado cancelará los permisos y el Centro de Control, realizará las maniobras necesarias para la normalización.

En general, el reglamento de Operación establece los cimientos necesarios que deben cumplir todo el personal involucrado, para salvaguardar la vida de las personas y las mismas instalaciones en caso de eventuales anomalías en la red.

En el siguiente capítulo se aplicarán todos los conocimientos vistos para determinar el efecto práctico en las redes de MT cuando se incorpora GD en sus líneas.

3.5. Resumen del Capítulo

Actualmente en Chile la GD en la distribución eléctrica en MT o PMGD se rigen por los criterios de la NTCO, y a su vez, estos criterios son similares a los que se dictan en las normas de la IEEE. A continuación se presenta un cuadro comparativo entre las normas que establece la IEEE con las de la NTCO.

Tabla 3.5: Comparación entre las Normas IEEE y la NTCO.

Criterio	Normas IEEE	NTCO
Capacidad	Menor a 10[MVA]	Menor a 9 [MVA]
Monitoreo/Comunicación	Para GD mayores a 250 [kVA] se dispondrá de medios para monitoreos sin hacer referencias a los medios de comunicación	Dispone en todo momento de sistemas de comunicaciones y monitoreas sin distinción
Regulación Voltaje	No hace referencia	No debe regular tensión pero puede hacerlo.
Frecuencia	GD a 60 [Hz] Hace diferencias entre GD mayores y menores a 30kW	PMGD a 50 [Hz] No hace distinción de capacidad
Maniobras	Variaciones permitidas entre $\pm 5\%$ de la tensión nominal Cuando el voltaje y frecuencia sean estables se podrá reconectar a los 5 min	Variaciones permitidas entre $\pm 6\%$ de la tensión previa La reconexión es coordinada por el Operador del PMGD y la distribuidora, según los procedimientos establecidos.
Calidad de Servicio	Corrientes continuas menores	PMGD y su instalación no

	<p>a 0,5% sin crear parpadeos en otros clientes</p> <p>Cualquier GD no debe causar la operación de alguna protección del sistema</p> <p>No debe crear parpadeos a otros cliente de la red</p>	<p>debe inyectar un CC superior al 0,5%</p> <p>No debe sobrepasar la capacidad de operación de equipos de protección existente</p> <p>No crea parpadeo en otros usuarios</p>
Fallas	<p>GD debe detectar la falla y desconectarse del sistema en 2 [s] como máximo</p> <p>Se subentiende que el GD no debe estar conectado si no existe suministro pero no lo enuncia textualmente</p>	<p>PMGD debe desconectarse a los 2 [s] tras la falla</p> <p>No debe estar conectado cuando se establezca el suministro</p>

En términos generales, la NTCO es consiste con lo dictado en las normas de la IEEE e incluso detallan algunos puntos que no se encuentra bien definidos en esta última.

La NTCO como las normas de la IEEE no establece criterios de penalización en el caso de no cumplir con cada uno de los puntos escritos en la tabla anterior, es por esto que se investiga la norma técnica que regula la Calidad de Servicio para los sistemas de distribución. En ella se establecen fórmulas de penalización en donde se las compensaciones al usuario o empresa distribuidora.

Finalmente se cierra el capítulo con un reglamento de operación vigente en Chile que tiene como objetivo intervenir de forma segura las instalaciones de la empresa y de sus trabajadores. Para efectos de la memoria, se muestra parte de este reglamento, a modo informativo, puesto que en las visitas que el memorista pudo presenciar los despachadores seguían minuciosamente este reglamento.

4. IMPLEMENTACIÓN

Para determinar el impacto de la GD en la operación de la distribución, se implementa un modelo de red con dos alimentadores conectados al sistema. Estos alimentadores se encuentran unidos en sus terminales por medio de un interruptor sobre el cual se efectúan simulaciones para determinar dos cálculos: flujo de carga y cortocircuito trifásico, junto con un estudio de transientes. La simulación sirve para observar los efectos que provoca este tipo de generación en las redes primarias.

La metodología utilizada consiste en definir: el problema, los supuestos, los casos a estudiar y las variables a observar. Establecido lo anterior, se investigan tres de programas que puede ser de utilidad para la simulación y se elige el más indicado. Finalmente se implementan los casos y se muestran los resultados.

4.1. Representación del problema

El problema a enfrentar consiste en prever los conflictos o beneficios que podrían provocar el desarrollo de PMGD en la operación de una empresa distribuidora. Para esto se establece un modelo representativo de las redes reales del sistema de distribución primaria.

Actualmente la gran mayoría de los alimentadores poseen la opción de traspasar carga entre ellos, con el objetivo de disminuir la interrupción de suministro de los clientes finales. Bajo el mismo concepto, la GD podría ser de ayuda en caso de una desconexión programada o no programada para abastecer a los posibles clientes que queden sin suministro.

La gran inquietud que trae consigo este tipo de generación para los operadores de las redes de distribución es si efectivamente las redes actuales satisfacen las posibles dificultades al incorporar GD, como ejemplo los procedimientos a seguir en caso de alguna anomalía en las redes o si realmente los equipos eléctricos (protecciones, reguladores de tensión, transformadores, entre otros) se coordinan entre ellos para efectuar una determinada acción o maniobra cuando exista un PMGD en sus redes.

Para observar este efecto, se implementarán dos alimentadores con capacidad de transferir carga entre ellos, sólo por simplicidad ambos alimentadores estarán conectados a una misma barra, que a su vez, va conectada al sistema.

A continuación, se establecen los supuestos de la simulación, los casos a efectuar y se indican las variables que serán analizadas. Cabe destacar que se pretende realizar un modelo genérico que puede ser modificado en futuros trabajos relacionados en el tema.

4.1.1. Supuestos de la simulación

Se busca estudiar los efectos de los GD en las redes de media tensión de las distribuidoras. Para esto no se considera el tipo de tecnología, aunque se sabe que existe diferencia en régimen permanente; por ejemplo, las turbinas eólicas consumen reactivos de la red, mientras que los generadores síncronos pueden controlar reactivos. El principal motivo de este supuesto se debe a que el tiempo de simulación será inferior a dos segundos, según lo señalado en la NTCO cuando el PMGD se enfrente a una anomalía.

El equipamiento de la S/E no se implementa pues su diseño no debiese influir en la operación de los alimentadores, cuando se consideran tiempos tan pequeños.

Se simulan dos tipos de alimentadores: uno rural tipo 1 y otro rural tipo 2. Dada la mayor longitud de las líneas rurales se propone considerar una tensión de 23 [kV] trifásicos. Al ser líneas rurales se consideran aéreas ya que no se justifica considerar líneas subterráneas dadas la baja densidad de carga presente en los sectores rurales.

Los tramos serán de igual longitud. Se define un tramo como la distancia equi-espaciada entre dos nodos. La longitud de cada tramo corresponderá al largo del alimentador dividido por la cantidad de nodos.

Cada nodo representa un consumo, indiferentemente del tipo de cliente que sea (residencial, comercial o industrial). Se consideran consumos regulados cuya dependencia con la energía no sea sensible, como es el caso de hospitales o cárceles.

La energía inyectada por el GD será consumida en el mismo alimentador o en otra rama de la S/E. La S/E es de bajada y abastece a dos alimentadores con capacidad de transferir carga entre ellos. Esto, por simplificación y por considerarse una buena aproximación cuando se requiera evaluar redes interconectadas.

La ubicación de los GD se implementará al final de los alimentadores, debido al mayor efecto que pueda provocar en las líneas. Un efecto que se quiere observar corresponde a la inversión de flujos en el alimentador.

4.1.2. Casos a estudiar

El principal objetivo es evaluar el impacto de la GD en las redes actuales. Para esto se propone simular un caso base que cuente con todos los supuestos descritos anteriormente. Una vez implementado el caso, se aplica una anomalía en el sistema y se observan las variables definidas en 4.1.3.

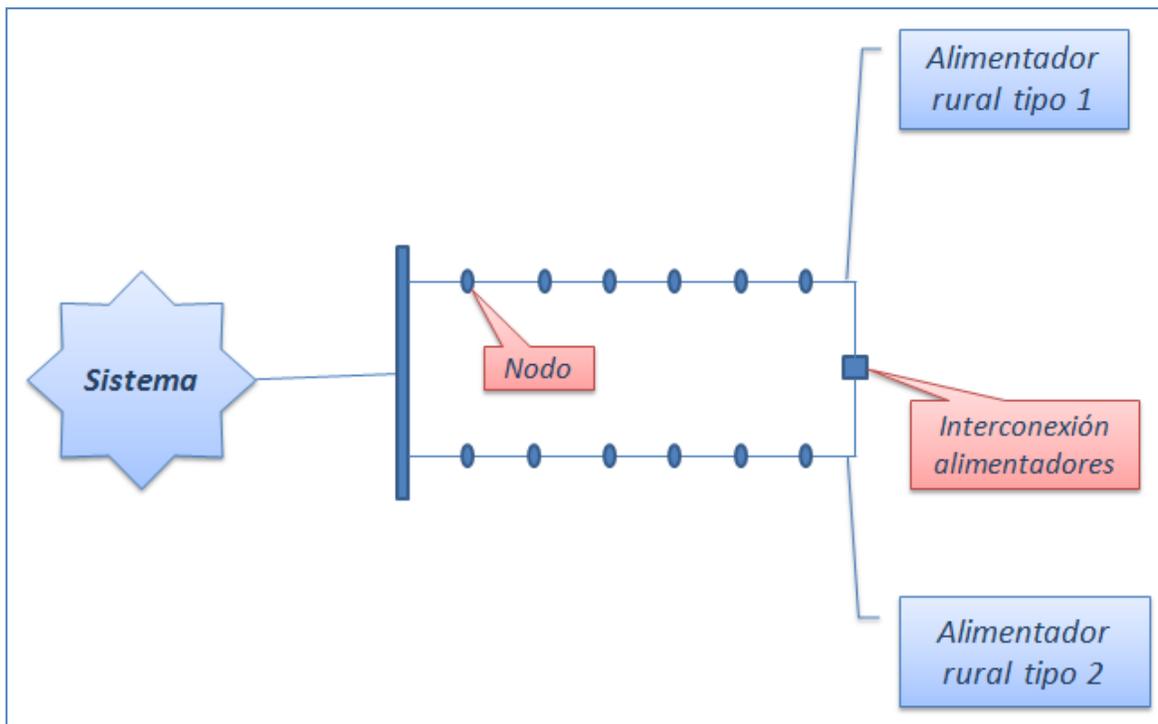


Figura 4.1: Ilustración Caso Base.

La figura 4.1 muestra una representación gráfica del circuito que se modela para el caso base. Donde no se incluye GD ni ramales.

Para efectuar una comparación de las variables se incorporan dos PMGD en el caso base. Cada PMGD se conecta al final de cada alimentador, se aplica una anomalía en el sistema y se observan las mismas variables que se tienen para el caso base. La conexión del PMGD se implementa según lo establecido en la NTCO.

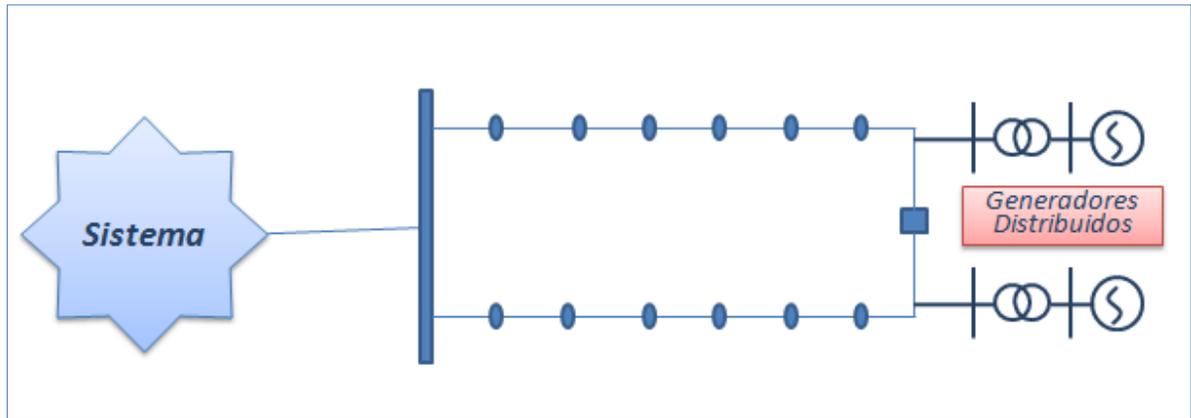


Figura 4.2: ilustración Caso con GD.

Al igual que la figura 4.1, la figura 4.2 muestra una representación gráfica del circuito que se implementa para el caso con GD.

4.1.4. Estudio de flujos y estabilidad

En esta etapa se observan las variables más relevantes cuando ocurra una contingencia en el sistema. La contingencia a simular corresponde a una falla trifásica en la línea que se conecta al sistema para un escenario con alta demanda.

Para este estudio se analizarán las siguientes variables:

- Sentido del Flujo de Potencia.
- Nivel de cortocircuito.
- Pérdidas en la Línea.
- Variación de Tensión.
- Frecuencia.

El sentido del flujo de potencia y el nivel de cortocircuito se utilizan para elegir qué tipo de protecciones requerirá el sistema de potencia. Algunas protecciones no están fabricadas para observar cambios de flujo y por lo tanto en caso de fallas o perturbaciones graves, el circuito podría quedar gravemente dañado.

El peligro para los equipos afectados proviene principalmente del efecto sobre los aislamientos resultantes de la aplicación de sobretensiones elevadas. Cualquiera sea el origen de la falla, los materiales sufrirán un envejecimiento acelerado provocando un acortamiento de su vida útil o en

algunos casos un daño permanente que impedirá el funcionamiento del equipo, obligando a la empresa distribuidora a invertir en nuevos dispositivos.

Además del riesgo en los equipos, existe peligro para el personal o para el público en general, provocados por la inducción de tensión, por conductores energizados que se encuentren a su alcance o explosiones de alguno de los dispositivos.

La carga del sistema está cambiando constantemente, debido a la variación de los requerimientos de cada uno de los clientes. Esta variación puede requerir cambios considerables en la inyección de los centrales, para ello se equilibra la potencia entregada por los generadores con la demanda eléctrica. Por lo tanto, se hace indispensable regular constantemente la frecuencia con la que se genera pues es esta variable una excelente medida de calidad entre la generación y el consumo. Este equilibrio no es perfecto, por lo que la frecuencia debería oscilar sutilmente en torno al valor nominal, que en el caso chileno es de 50 [Hz].

Por lo anterior, en la operación de sistemas eléctricos siempre se debe observar estas variables para prevenir accidentes, advertir posibles desperfectos en los equipos y entregar una mejor calidad de servicio.

El algoritmo que se utiliza para mostrar los resultados que se utilizan en el capítulo siguiente, se aprecia en el siguiente diagrama:

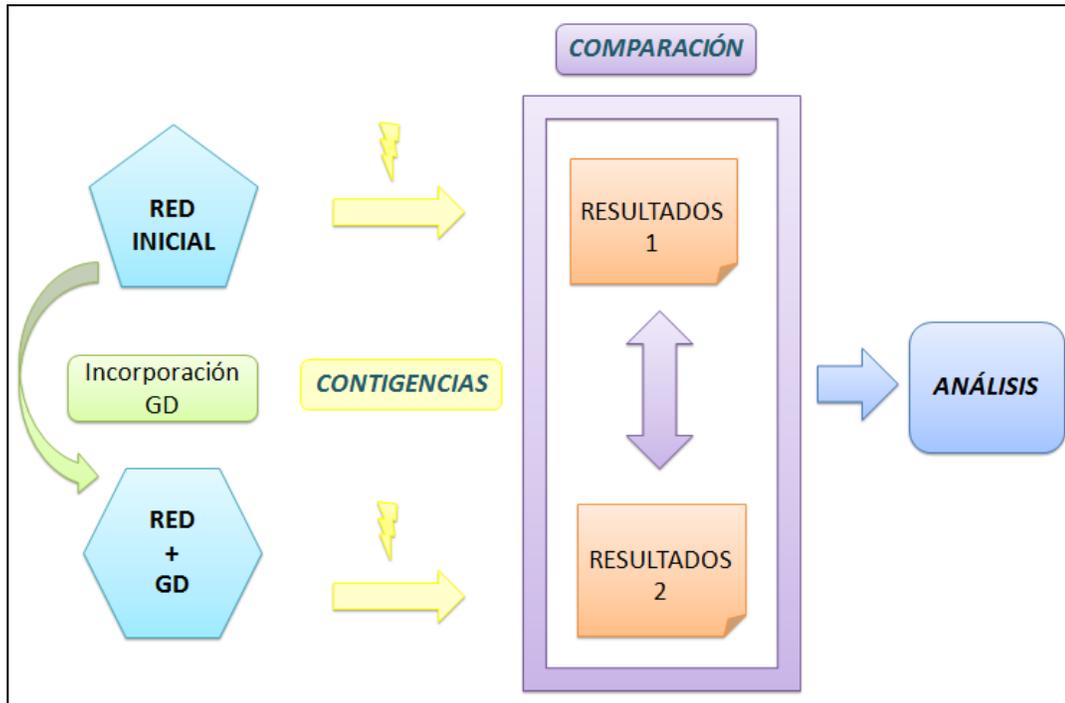


Figura 4.3: Algoritmo del análisis.

El algoritmo de la figura 4.3 consiste en modelar la red inicial sobre el cual se aplica un set de contingencias que permiten mostrar los primeros resultados. Luego a la red inicial se incorpora GD y se simula el mismo set de contingencias, obteniéndose un segundo resultado. Al tener ambos resultados se comparan y se efectúa el análisis.

4.2. Software de Modelación

El software a utilizar debe tener la capacidad de efectuar flujos de cargas, calcular cortocircuitos y realizar estudios de transientes. Además, la información resultante debe ser clara, precisa y de fácil manejo.

Entre los software que cumplen con los requisitos anteriores son: *Power System Software* de ETAP, *DeepEdit* y *PowerFactory* de DIgSILENT.

Para seleccionar el programa se evaluaron dos aspectos: Accesibilidad y Proyecciones del software. *Power System Software* de ETAP es una plataforma pagada que no se puede acceder libremente, en cambio los otros programas no necesitan ser costeados. Entre los dos software restante se selecciona *PowerFactory* de DIgSILENT para la simulación, por ser un programa con una gran trayectoria en las empresas nacionales dedicadas a este rubro y la facilidad de acceso a simulaciones de alimentadores de distribución en este programa.

4.3. Modelación

En los sistemas de potencia, *PowerFactory* de DIgSilent permite calcular flujos de carga en condiciones normales o anormales. Dentro de las funciones que presenta el software se destaca para este trabajo, la simulación de transientes capaces de analizar el comportamiento dinámico de los sistemas de potencia en el dominio del tiempo. Estas funciones por lo tanto hacen posible modelar sistemas complejos, tales como redes de distribución.

La biblioteca global del programa proporciona un gran número de modelos predefinidos, se incluyen modelos de generadores, motores, reguladores, cargas dinámicas y elementos pasivos de la red. Como ejemplo, la biblioteca contiene modelos de centrales eléctricas del estándar IEEE.

Utilizando las herramientas de la plataforma se implementan los siguientes casos:

a) Caso base: consiste en simular el modelo de red inicial, el cual consta de dos alimentadores contactados al sistema que a su vez se encuentran unidos en sus terminales. A este modelo, se le aplica un cortocircuito y se evalúan las variables antes mencionadas. El modelo posee ciertas características que se definen en el punto 4.3.1.

b) Caso con GD: se utiliza el caso base pero se incorpora GD cerca de sus terminales. Se aplica y se evalúan las mismas condiciones que en el caso base. Este caso se especifica en el punto 4.3.2.

4.3.1. Caso base

Para simular el caso base, primero se establecen las condiciones necesarias que debe cumplir los alimentadores, tanto para el alimentador rural tipo 1, en adelante R1, como el alimentador rural tipo 2, en adelante R2.

En el R1 se señalan las siguientes condiciones:

- El largo del alimentador es de 24 [km].
- El alimentador posee 8 consumos representativos.
- Se supone una población inferior a 70.000 habitantes.
- La potencia activa que abastece a todos los consumos es de 7,1 [MW].
- La potencia reactiva que abastece a todos los consumos es de 0,74 [MVar].

En el R2 se implementa con las siguientes condiciones:

- El alimentador cumple con las condiciones necesarias para ser catalogado como rural tipo 1.
- Se supone una relación entre la potencia de los transformadores de distribución por kilometro inferior a 50 [kVA/km].
- El largo del alimentador es de 80[km].
- El alimentador posee 6 consumos representativos.
- La potencia activa que abastece a todos los consumos es de 5,4 [MW].
- La potencia reactiva que abastece a todos los consumos es de 0,61 [MVar].

Antes de implementar el circuito se procede a definir el troncal y los ramales de los alimentadores en este caso en particular. El troncal del alimentador corresponde a la línea eléctrica que se inicia en la conexión con la barra de la S/E y finaliza en la unión de los alimentadores, tiene la misma capacidad. Los ramales corresponden a las líneas eléctricas que se conectan al troncal y no necesariamente tendrán la misma capacidad.

Con respecto al sistema de protecciones se supone que existe un interruptor que conecta el sistema con la barra. Cada alimentador está conectado a la S/E por medio de un interruptor. En el caso de ambos alimentadores se suponen que existen protecciones bidireccionales conectadas cada 25% de la capacidad de la línea del troncal, es decir que en el primer cuarto existe un desconector, en la mitad del alimentador un reconector y finalmente a los $\frac{3}{4}$ de la línea se encuentra otro desconector.

Puede verse en la figura 4.4 el caso base implementado en DigSILENT. Además se observa la separación de ambos alimentadores, estos se encuentran interconectados en la barra principal (barra más próxima al sistema) y en los terminales (Unión alimentadores).

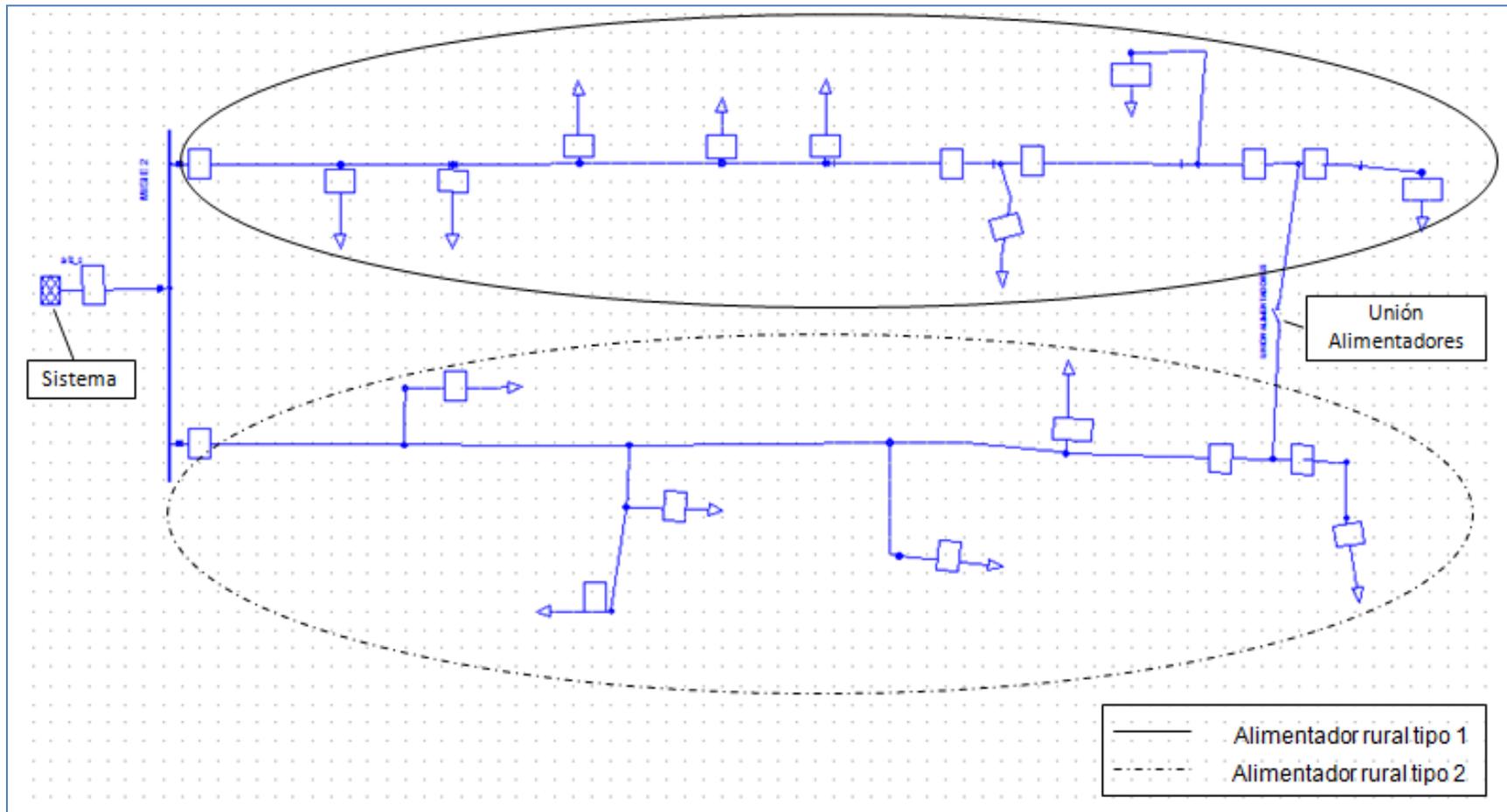


Figura 4.4: Caso base implementado en DIgSilent.

4.3.2. Caso con GD

Para simular este caso se requiere establecer las condiciones con las cuales el GD inyectará a la red. Estas condiciones se presentan a continuación:

- La potencia nominal del GD corresponderá al 20%⁶ del total de la demanda del alimentador respectivo, es decir en el R1 existirá un generador de 1,42 [MW], en adelante GD1, mientras que el R2 se conecta un generador de 1,08 [MW], en adelante GD2.
- La tensión nominal de cada generador será de 13,8 [kV].
- El transformador del GD tiene una relación 13,8 / 23 [kV].
- La conexión de cada transformador es Δ/Y aterrizada.
- Los generadores son síncronos y trifásicos.
- En caso de una anomalía, los interruptores de conexión (Ver figura siguiente) se desconectan a los 2 [seg].

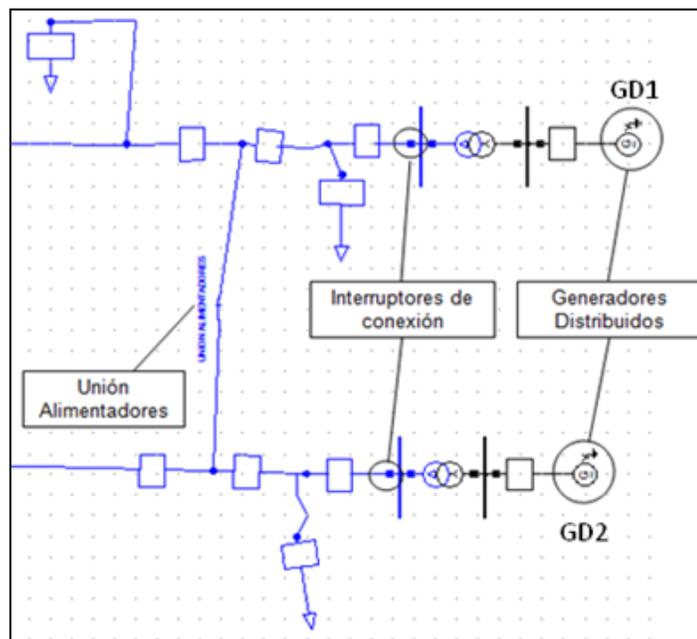


Figura 4.5: Caso con GD en DIgSilent.

En la figura 4.5 se aprecia el caso con GD implementado en DigSILENT. Estos GD se conectan por medio de transformadores de subida que están acoplados a los alimentadores por medio de los interruptores de conexión.

⁶ El 20% se estima debido a las variadas pruebas que se efectuaron en el modelo con el objetivo de invertir el flujo presente en el caso base.

4.4. Resultados

Para observar las variables antes mencionadas se utiliza las funciones del programa para efectuar dos tipos de cálculos y un estudio de transientes.

En relación a los cálculos, se debe efectuar un flujo de carga y un cortocircuito trifásico en tres puntos de la red: en la barra del sistema, en el nodo del R1 que une ambos alimentadores y en el nodo del R2 que interconecta a los dos alimentadores. Del primer procesamiento de datos se obtiene el sentido del Flujo de Potencia y las Pérdidas en la línea, mientras que del segundo desarrollo se obtiene el nivel de cortocircuito. Del estudio de transientes se observa la variación tensión y frecuencia en el sistema cuando ocurre una falla trifásica en la barra principal.

Los resultados obtenidos por cada caso se presentan a continuación.

4.4.1. Caso base

Definidos los cálculos y el estudio a realizar se obtienen los siguientes resultados:

4.4.1.1. Cálculo de Flujo de Carga

El programa realiza los cálculos necesarios para determinar el flujo de carga para una sola fase de secuencia positiva, simétrica y balanceada.

Utilizando la función que realiza el flujo de carga se obtienen los siguientes resultados:

- Sentido del Flujo de Potencia.

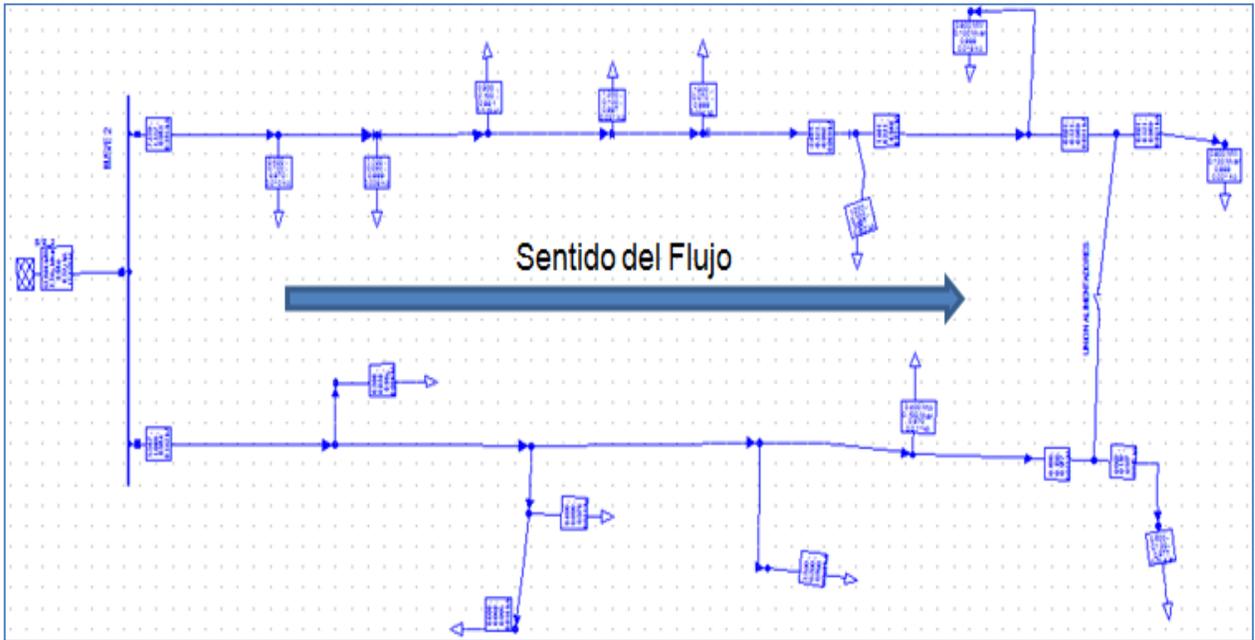


Figura 4.6: Sentido del flujo de potencia caso base.

Como era de esperar, en la figura 4.6 se muestra que el sentido del flujo parte del sistema y finaliza en cada consumo. Generalmente este resultado se da en la mayoría de los alimentadores, por ello las empresas distribuidoras diseñan la capacidad de la línea en forma cónica, puesto que en la cabecera del alimentador se necesita una mayor capacidad (se suministra a todos los clientes), mientras que al final del alimentador se requiere energizar a unos pocos.

- Pérdidas en la Línea.

Para determinar las pérdidas por cada línea se realiza el siguiente procedimiento: primero se establecen los consumos de cada alimentador, luego la inyección del sistema y finalmente se restan ambos resultados y se obtienen las pérdidas por cada alimentador y en su totalidad.

En la siguiente tabla se muestra el total de los consumos por tipo de alimentador y en su conjunto.

Tabla 4.1: Consumos por alimentador.

	Consumo total del R1	Consumo total del R2	Total consumido
Potencia Activa [MW]	7.1	5.4	12.5
Potencia Reactiva [MVar]	0.74	0.61	1,35

En la siguiente tabla se presenta la inyección del sistema a los alimentadores.

Tabla 4.2: Inyección de la red en el caso base.

Potencia inyectada del sistema	Suministrada al R1	Suministrada al R2	Total inyectado
Potencia Activa [MW]	7.239	5.567	12.806
Potencia Reactiva [MVar]	1.337	1.009	2.345

De las tablas anteriores se obtiene las siguientes pérdidas por alimentador y en el total del circuito.

Tabla 4.3: Pérdidas en la línea.

Pérdidas de Potencia	Pérdidas en el R1	Pérdidas en el R2	Pérdidas totales
Potencia Activa [MW]	0,139	0,167	0,306
Potencia Reactiva [MVar]	0,597	0,399	0,996

Finalmente se compara el porcentaje de pérdidas de la energía retirada (E_R) respecto a los factores de pérdidas de un área típica 6 (AR6) del Decreto de VAD:

Tabla 4.4: Comparación de los factores de pérdidas con el VAD.

Pérdidas de Potencia	Pérdidas de la E_R en R1	Pérdidas de la E_R en R2	Pérdidas totales	Pérdidas de VAD AR6
Pérdidas [%]	1.958	3,09	2,45	2,66

Los alimentadores emulados son rurales por lo que se consideraron dentro de esta zona ya que en las otras áreas las pérdidas permitidas son menores, por ejemplo para el área típica 1 las pérdidas deben ser menores a 0,5%. El objetivo de ellos es incentivar a las empresas a ser eficientes, si poseen menos pérdidas que las descritas en el VAD se obtienen mayores ganancias, si no se pagan los costos.

4.4.1.2. Cálculo de Cortocircuito

Los cortocircuitos son provocados por un contacto entre conductores, o entre un conductor y tierra. Generalmente el contacto se provoca por medio de un arco eléctrico, esencialmente de carácter transitorio. Son muy peligrosos, por sus elevadas corrientes que provocan sobrecalentamientos y esfuerzos en los equipos afectados.

Para despejar este tipo de fallas se utilizan los sistemas de protecciones. A grandes rasgos, el sistema de protección se encarga de detectar la anomalía, alertar y/o aislar los equipos, dependiendo de si es una falla o una perturbación. En caso de fallas las protecciones actúan y desconectan el lugar del imprevisto. En caso de perturbaciones que pueden ser aceptadas durante un tiempo, las protecciones alertan de la anomalía para su posterior revisión.

En este caso, para determinar el cálculo de cortocircuito se utiliza una de las funciones del programa que se basa en la norma IEC60909 publicada el 2001. La falla simulada corresponde a un cortocircuito trifásico en la barra del sistema. Por medio de este cálculo se determina el nivel de cortocircuito y la corriente *peak* que pasa por el circuito.

Los resultados de este cálculo se presentan a continuación.

- Nivel de cortocircuito.

Tabla 4.4: Aporte a la falla en la barra del sistema del caso base.

	Sistema	R1	R2
Nivel de Cortocircuito [MVA]	246.99	0	0
Corriente <i>peak</i> [KA]	15.31	0	0

El siguiente cortocircuito ocurre en el nodo del R1 que une ambos alimentadores, del cual se desprende los siguientes resultados.

Tabla 4.5: Falla en el nodo de unión del R1 en el caso base.

	Aguas arriba de la falla	Aguas abajo de la falla
Nivel de Cortocircuito [MVA]	37.73	0
Corriente <i>peak</i> [KA]	2.08	0

El último cortocircuito ocurre en el nodo del R2 que conecta ambos alimentadores, del cual se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 4.6: Falla en el nodo de unión del R2 en el caso base.

	Aguas arriba de la falla	Aguas debajo de la falla
Nivel de Cortocircuito [MVA]	35.85	0
Corriente <i>peak</i> [KA]	1.71	0

La corriente que fluye a través del cortocircuito depende de los siguientes factores: las características y el número de generadores que inyecten al circuito, como también la oposición que presente el mismo circuito al flujo de la corriente.

Cuando ocurre la falla en la barra del sistema, los alimentadores al no tener ningún tipo de generación en sus redes, no aportan a la falla. El sistema es el único que contribuye alcanzando niveles peligrosos para el equipamiento. Por lo tanto, al ocurrir la primera anomalía sólo opera el interruptor de la S/E.

En el caso de la segunda anomalía, se observa que el alimentador debería operar el reconectador que se encuentra en la mitad del troncal del R1. Una vez desenergizada la mitad del alimentador que finaliza en la unión de los alimentadores, se abre el desconectador que se encuentra al $\frac{3}{4}$ de línea puesto que este tipo de protección no tiene capacidad de ruptura de suministro. Finalmente se cierra el reconectador quedando sin suministro solamente el 25% final del alimentador.

En el caso del tercer cálculo, ocurre lo mismo que la segunda falla. La diferencia radica en la magnitud del cortocircuito, esto se debe a las diferencias constructivas de los alimentadores.

No obstante, por temas de simplicidad y alcance de esta memoria se supone que las protecciones tienen un funcionamiento correcto frente a este nivel de cortocircuito, se despeja las fallas y se logra aislar la anomalía.

4.4.1.3. Estudio de Transientes

En este estudio se quiere observar gráficamente la tensión y la frecuencia en la barra del sistema cuando ocurre la misma anomalía efectuada en el punto anterior.

Para determinar esta variación se utilizan la simulación de transientes de DigSILENT. Esta función permite graficar las variables que se deseen observar.

A continuación se muestra el desarrollo de transientes cuando ocurre una falla externa al primer segundo de simulación.

- Variación de Tensión.

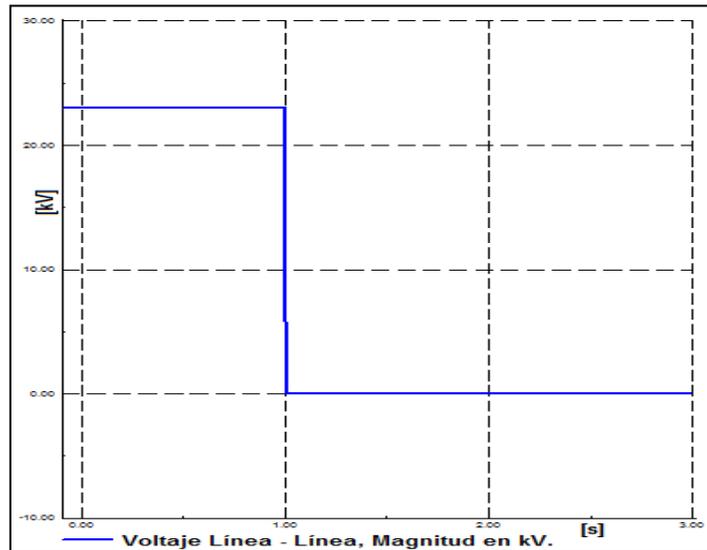


Figura 4.7: Variación de tensión en la barra del sistema del caso base.

Como se aprecia en la gráfica, existe una caída de tensión drástica a partir de la falla en el sistema. Esta caída se debe a la actuación oportuna del interruptor existente entre la barra el sistema. Cabe destacar que no se observa ningún deceso exponencial pues en los alimentadores no existen fuentes que inyecte energía. Por lo tanto, al desconectarse el interruptor de la barra, los consumos quedan sin suministro.

- Frecuencia.

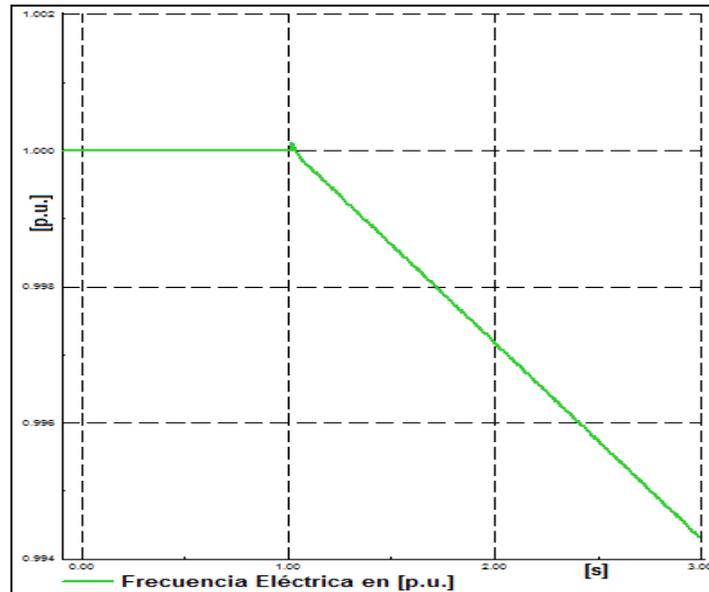


Figura 4.8: Variación de frecuencia eléctrica en la barra del sistema del caso base.

Al ocurrir la falla, los alimentadores no tienen suministro debido a la rápida acción de las protecciones por lo que no se puede satisfacer la demanda. El equilibrio entre demanda y generación no existe pues la generación es menor al consumo y, por lo tanto, la frecuencia decae.

Cabe destacar que el voltaje y frecuencia cae linealmente pues la red no existen generadores, condensadores u otro dispositivo que altere el circuito. Este tipo de configuración es típico de una red pasiva.

4.4.2. Caso con GD

Siguiendo el mismo procedimiento que el caso anterior, se obtienen los siguientes resultados:

4.4.1.1. Cálculo de Flujo de Carga

- Sentido del Flujo de Potencia.

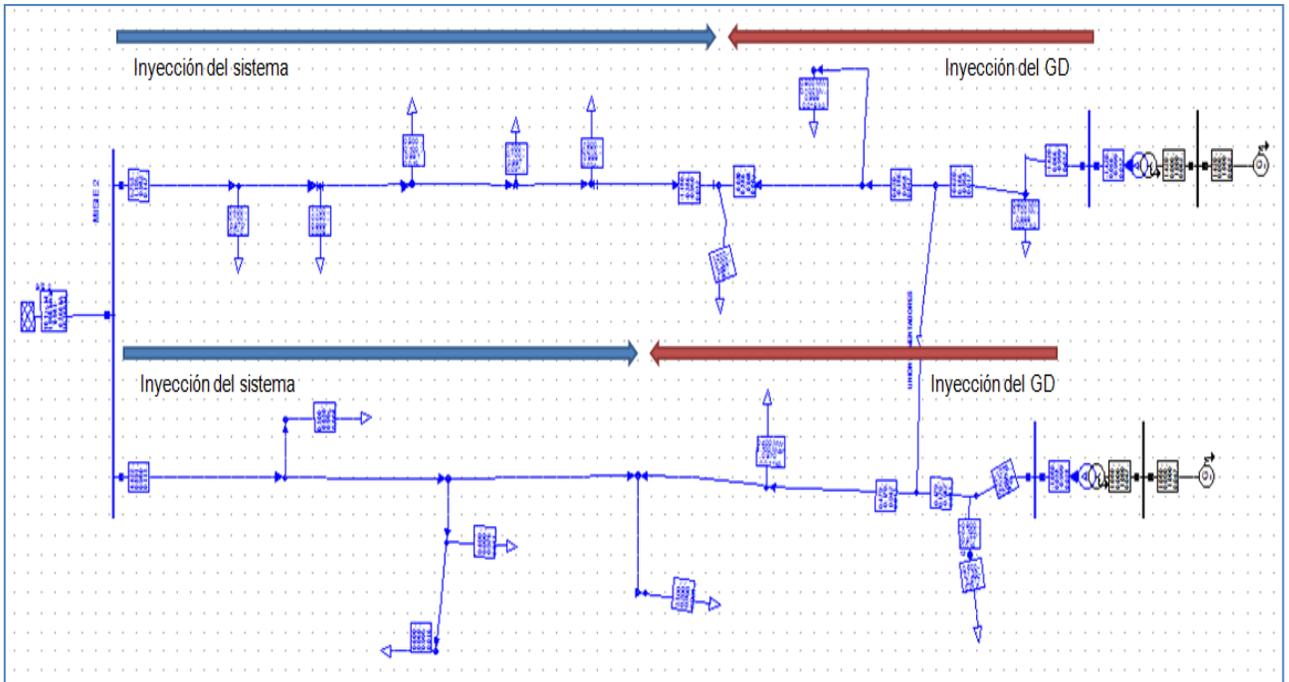


Figura 4.9: Sentido del flujo de potencia caso con GD.

En el caso del R1, la inyección del sistema llega hasta el kilómetro 18 debido a que los otros consumos son alimentados por el GD. Lo mismo ocurre en el R2, la inyección del sistema llega al kilómetro 24 considerando solamente el largo del troncal.

Cabe destacar que la generación se efectuó de forma tal que existiera un cambio en el sentido del flujo. Este cambio ocurre cuando la inyección del GD es mayor que el consumo del cliente más cercano.

- Pérdidas en la Línea.

Se utiliza el procedimiento descrito anteriormente, pero ahora el sistema inyecta menos energía debido a la presencia de los GD. Por lo tanto, se tiene que sumar las inyecciones de los GD a la del sistema y luego restar ésta a los consumos. Los consumos por cada alimentador se mantienen (ver tabla 4.1).

En la siguiente tabla se presenta la inyección del sistema y de los GD a los alimentadores.

Tabla 4.7: Inyección de la red en el caso con GD.

Potencia inyectada	Suministrada al R1			Suministrada al R2			Total inyectado
	Sistema	GD1	Total R1	Sistema	GD2	Total R2	
Potencia Activa [MW]	5.753	1.42	7.173	4.422	1.08	5.502	12.675
Potencia Reactiva [MVA_r]	1.105	-0.07	1.035	0.891	-0.04	0.851	1.886

De las tablas anteriores se obtiene las siguientes pérdidas por alimentador y en conjunto.

Tabla 4.8: Pérdidas en la línea del caso con GD.

Pérdidas de Potencia	Pérdidas en el R1	Pérdidas en el R2	Pérdidas totales
Potencia Activa [MW]	0,073	0,102	0,175
Potencia Reactiva [MVA_r]	0,295	0,241	0,536

4.4.1.2. Cálculo de Cortocircuito

Utilizando el mismo método que en el caso base, se tienen los siguientes resultados.

- Nivel de cortocircuito.

Tabla 4.9: Falla en la barra del sistema en el caso con GD.

	Aporte del Sistema	Aporte del R1	Aporte del R2
Nivel de Cortocircuito [MVA]	246.99	7.82	5.13
Corriente <i>peak</i> [KA]	15.31	0.49	0.32

Tabla 4.10: Falla en nodo de unión del R1 en el caso con GD.

	Aguas arriba de la falla	Aguas abajo de la falla
Nivel de Cortocircuito [MVA]	32,64	5,77
Corriente <i>peak</i> [KA]	1,827	0,32

Tabla 4.11: Falla en nodo de unión del R2 en el caso con GD.

	Aguas arriba de la falla	Aguas abajo de la falla
Nivel de Cortocircuito [MVA]	27,5	4,63
Corriente <i>peak</i> [KA]	1,362	0,23

Al incorporar GD, se aprecia un aumento en nivel de cortocircuito de cada alimentador ya que existen máquinas generadoras que aportan a la corriente de cortocircuito.

Las protecciones existentes en los alimentadores deberían alertar la existencia de una falla aguas arriba, pero sólo en el caso de que las protecciones soporten este nivel de cortocircuito y corriente *peak*.

4.4.1.3. Estudio de Transientes

- Variación de Tensión.

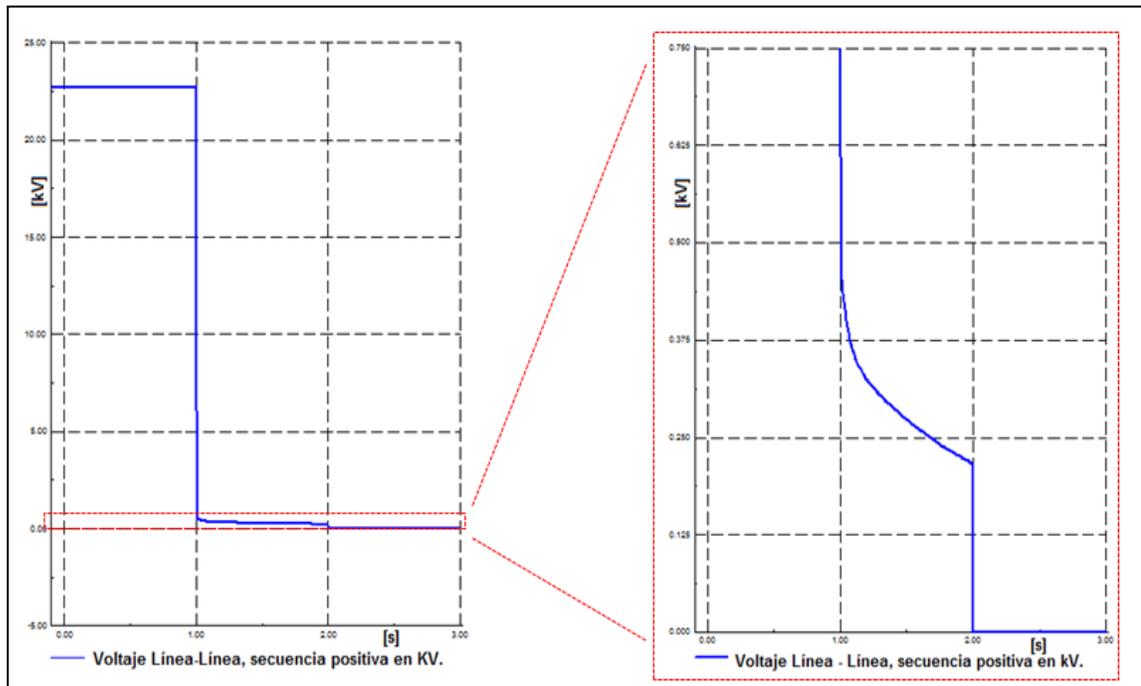


Figura 4.10: Variación de tensión en la barra del sistema del Caso con GD.

Existe una caída de tensión hasta los 500[V], donde se amortigua. La caída de tensión es cercana al 97% de valor nominal, considerado como un evento grave en las redes y, por lo tanto, los GD deben desconectarse.

Cómo se describió anteriormente los GD deben desconectarse antes de los 2[s], según lo establecido en la NTCO. En la gráfica se puede apreciar la desconexión de estos generadores ya que la tensión decae completamente.

- Frecuencia.

Transcurrida la falla, el consumo es mayor que la inyección en la red, por lo que la frecuencia decae. Esta disminución es sinusoidal debido a la inercia en las máquinas generadoras. Los GD siguen suministrando energía a los alimentadores pero la inyección no satisface a todos los clientes, por lo que decae paulatinamente (ver figura 4.10).

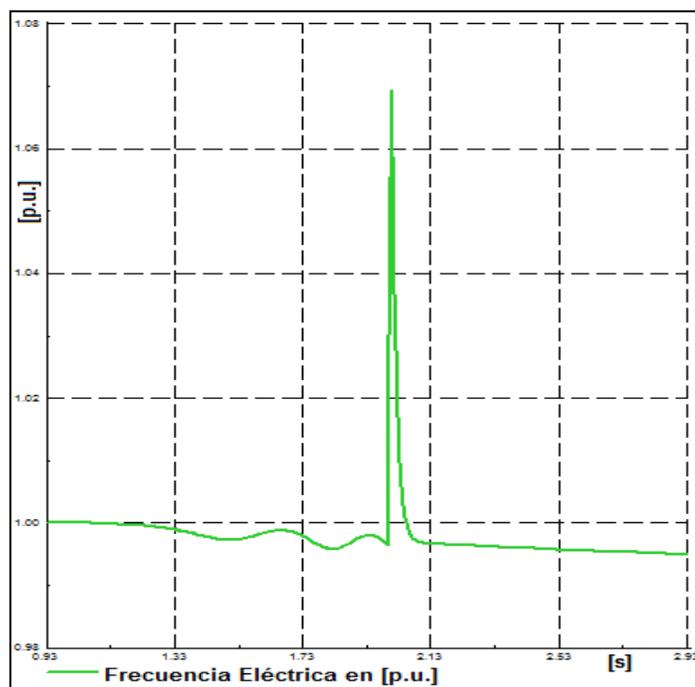


Figura 4.11: Variación de frecuencia eléctrica en la barra del sistema del caso con GD.

El aumento de frecuencia presente en el gráfico, se debe a la desconexión de los GD pues al desconectar el interruptor de conexión las máquinas quedan girando en vacío, provocando incremento sustancial en la frecuencia de la red. Luego de este instante, la frecuencia sigue disminuyendo.

La falla simulada corresponde a una situación no deseada, imprevista, de una magnitud y gravedad superiores a una perturbación. Las perturbaciones son también una situación indeseada, imprevista, pero de menor magnitud, por lo que puede ser reparada con equipamientos de la misma red o dispositivos dedicados. En el siguiente capítulo, además de comparar los resultados obtenidos en cada caso, se analiza teóricamente los posibles efectos en la estabilidad del voltaje ante pequeñas oscilaciones en el sistema cuando se incorpora de GD en la distribución (ver anexo 5).

5. ANÁLISIS

En el presente capítulo se analizarán los resultados obtenidos del capítulo precedente, particularmente se comparan los resultados de ambos casos para evaluar el impacto de la GD en las redes de distribución en MT.

Finalmente se desarrolla una propuesta al actual diseño regulatorio que hacer referencia a GD.

5.1. Estudio de Resultados

De los resultados obtenidos en ambos casos de la simulación, se procede a comparar y verificar el impacto de los GD en las redes simuladas en el caso base.

5.1.1. Comparación y seguimiento de las variables observadas

El procedimiento establecido para analizar el efecto de la incorporación GD en los alimentadores se muestra a continuación: Primero se verifica que los resultados obtenidos sean coherentes a la realidad. Una vez hecho esto, se compara cada variable observada y se analiza los resultados.

A continuación se analiza cada resultado obtenido, según la variable observada.

5.1.1.1. Sentido del Flujo de Potencia

Esta variable se observa principalmente como referente para los siguientes análisis ya que si notamos que el flujo cambia, los equipos que estén en la línea podrían funcionar incorrectamente, por ejemplo: medidores, interruptores, seccionadores, entre otros.

En la implementación del caso base se tiene un flujo en un sólo sentido (ver figura 4.5), desde la barra del sistema al final de cada alimentador. Mientras que en el caso con GD, el sentido se invierte debido a la inyección de los generadores (ver figura 4.8).

Los GD inyectan dependiendo del recurso que se tenga a disposición. En algunos momentos, el sentido del flujo puede ser igual que en el caso base, esto sucede cuando el consumo más cercano al generador es más grande que lo suministrado por el generador. Cabe destacar que la simulación es estacionaria y no refleja estos cambios, por lo que el modelo implementado se efectúa tomando consumos e inyecciones en régimen permanente.

5.1.1.2. Pérdidas en la Línea

Antes de comenzar el análisis se plantea que las pérdidas disminuyen cuando existe GD. El sustento de esta hipótesis se debe principalmente al largo de los alimentadores pues las pérdidas son proporcionales a la distancia, mayor es la distancia entre generación-demanda, mayor serán las pérdidas en las líneas. Al bajar la corriente en presencia de los GD, bajan sus pérdidas cuadráticamente.

A continuación se presenta un resumen de las pérdidas en la línea de ambos casos.

Tabla 5.1: Pérdidas en la línea según lo diferentes casos

	Pérdidas de Potencia	Pérdidas en el R1	Pérdidas en el R2	Pérdidas totales
Caso sin GD	Potencia Activa [MW]	0,139	0,167	0,306
	Potencia Reactiva [MVar]	0,597	0,399	0,996
Caso con GD	Potencia Activa [MW]	0,073	0,102	0,175
	Potencia Reactiva [MVar]	0,295	0,241	0,536

De la tabla anterior se puede estimar el ahorro que se tendrá por conceptos de pérdidas. Para esto, se restan los datos y se obtienen las diferencias de potencia. Además se muestra en la tabla 5.2 , los ahorros de potencia de pérdida, en términos porcentuales, cuando se incorpora este tipo de tecnologías.

El R2 tiene un largo de 80 [km], en donde se produce un ahorro del 38,9% de las pérdidas, mientras que R1 tiene un largo de 24[km] y se ahorra un 47,5% de las pérdidas, en consecuencia se valida la hipótesis antes mencionada.

Tabla 5.2: Ahorro de pérdidas entre ambos casos.

Ahorro de Pérdidas	R1	R2	Pérdidas totales
Potencia Activa [MW]	0,066	0,065	0,131
Potencia Activa [%]	47,5%	38,9%	42,8%
Potencia Reactiva [MVA_r]	0,302	0,158	0,536
Potencia Reactiva [%]	50,6%	39,6%	46,18%

En términos generales, al incorporar GD en los sistemas de distribución, las pérdidas disminuyen entre un 40% a 50%, cuando se incorpora GD al final del alimentador. Al disminuir estas pérdidas, existe una mayor holgura para inyectar potencia y, por lo tanto, las inversiones en carpeta por conceptos de aumento en la capacidad de la línea podrían ser aplazadas. En este sentido, el GD debería tener una retribución monetaria tanto en el aplazamiento de las obras, así como un reconocimiento por la disminución de pérdidas.

En relación a las pérdidas totales del circuito, se puede señalar que estas pérdidas equivalen al 2,39% del total inyectado en el caso base. A su vez, en el caso con GD las pérdidas disminuyen al 1,38% del total inyectado (sistema más GD). Por lo tanto, se estaría ahorrando un 1,01% en el sistema general.

5.1.1.3. Nivel de Cortocircuito

El objetivo de esta sección es determinar, a grandes rasgos, si se necesita invertir en equipos adicionales de protección cuando se tiene una inyección del 20% de la capacidad del alimentador.

Un aspecto importante corresponde a la coordinación de protecciones. Debido a la gran complejidad que puede traer consigo esta materia se propone como tema a futuro. Por otro lado, la NTCO impone el principal requisito para esta coordinación ya que la protección de acoplamiento (protección requerida para conectar el PMGD con la red) debe ver la falla y despejarla, aún más rápido que en el caso sin GD pues si no se despeja, el GD contribuirá a dicha falla.

La metodología utilizada consiste en calcular las tres fallas (en la barra principal y en los nodos de los alimentadores donde se conectan los GD) aplicadas en el caso base, de esa simulación se desprenden los niveles de cortocircuito estimados, aguas abajo y aguas arriba de cada falla.

En las tablas 5.3, 5.4 y 5.5 se puede observar los resultados y sus respectivas comparaciones.

Al aplicar la falla en la barra principal se observa que el aporte del sistema en el caso sin GD tiene la misma magnitud que en el caso con GD. La red aguas abajo es muy pequeña respecto a la red infinita (sistema) por lo cual los cambios en la topología hacen que su aporte de corriente sea despreciable al lado del aporte del sistema.

Además se observa que el aporte aguas abajo para todos los casos sin GD es nulo ya que al ser una red pasiva no aporta a la falla.

Tabla 5.3: Falla aplicada en la barra principal.

Corrientes de falla	Caso s/GD		Caso c/GD	
	Aguas arriba	Aguas abajo	Aguas arriba	Aguas abajo
Nivel de cortocircuito [MVA]	246.99	0	246.99	12.95
Corriente Peak [kA]	15.31	0	15.31	0.81

En las tablas 5.4 y 5.5. se observan diferencias tanto aguas arriba como aguas abajo. Al tener una red de similares características en punto particular y con cierta resistencia de falla, la corriente de falla $I_f = I_{aguas\ arriba} + I_{aguas\ abajo}$ va a ser de un valor determinado por lo que si varía el aporte de un extremo necesariamente va a modificarse el aporte del otro (cambia su topología).

Tabla 5.4: Falla en el nodo del AR1.

Corrientes de falla	Caso s/GD		Caso c/GD	
	Aguas arriba	Aguas abajo	Aguas arriba	Aguas abajo
Nivel de cortocircuito [MVA]	37.73	0	32.64	5.77
Corriente Peak [kA]	2.08	0	1.827	0.32

Tabla 5.5: Falla en el nodo del AR2

	Caso s/GD		Caso c/GD	
Corrientes de falla	Aguas arriba	Aguas abajo	Aguas arriba	Aguas abajo
Nivel de cortocircuito [MVA]	35.85	0	27.5	4.63
Corriente <i>Peak</i> [kA]	1.71	0	1.362	0.23

Cabe destacar de las tablas 5.4 y 5.5 que los aportes de las fallas aguas arriba disminuyen y aguas abajo aumentan.

En relación a las protecciones que se encuentran aguas debajo de la falla, se observa que tanto el nivel de cortocircuito y la corriente *peak* es menor que la establecida en la falla en el nodo de unión del R1 y considerando el supuesto que las protecciones son bidireccionales (protegen el circuito de la misma forma en ambos sentidos) se deduce que también se debería mantener las protecciones del caso base, es preciso señalar que todo este supuesto se hizo considerando una penetración de GD del orden del 20% de la capacidad del alimentador.

5.1.1.4. Variación de Voltaje

La tensión presente en cualquier nodo de un Sistema Eléctrico de Potencia afecta directamente a la operación de la distribución. Por ende, los estándares internacionales y normativos nacionales han normalizado los niveles de calidad. Esto implica una mayor seguridad y calidad de servicio, como también una fácil y económica producción de los equipos utilizados en la red.

No obstante, la corriente que circula desde los generadores hasta los consumos provocará caídas de tensión en toda la línea, haciendo que las tensiones instantáneas con las tensiones medias en los distintos nudos no sean similares al voltaje nominal.

Los resultados entregados para este análisis, muestran que las tensiones medias en la barra de la S/E presentan, en ambos casos, una caída de tensión abrupta mayor al 90% del voltaje nominal. La diferencia de los casos radica en el escenario, en el caso con GD el descenso de tensión es suavizado por los GD a partir de los 500 [V], mientras que en el caso base no existe tensión media al instante posterior.

Cabe destacar que el tiempo de desconexión del GD se puso al límite ya que los GD deben desconectarse en un tiempo máximo de 2 [s], luego de transcurrida

una falla. Visto los gráficos se observa que al producirse la anomalía, la calidad de suministro no se encuentra dentro de los estándares, debido a que la tensión no cumple con los requisitos. Por tal motivo, se justifica que los GD deben desconectarse cuando ocurra una falla en el sistema.

Un tópico relevante analizar corresponde al análisis voltaje frente a pequeñas perturbaciones, debido al alcance de la memoria se efectúa una descripción de éstas en presencia de GD. Esto se puede encontrar en el anexo 3 de la presente memoria.

5.1.1.5. Frecuencia

En la operación de la distribución controlar la frecuencia eléctrica no es de gran relevancia porque los responsables de entregar una frecuencia dentro de los márgenes son los generadores y no los distribuidores. En distribución es importante observar la frecuencia porque su variación gatilla la activaciones de dispositivos de seguridad, tales como los EDAC.

Adicionalmente los GD al estar tan cerca de los consumos resulta complicado verificar que efectivamente se esté regulando frecuencia por lo que responsabilidad debería recaer en los distribuidores.

Al comparar ambos resultados se observa que existe un cambio considerable en la frecuencia cuando ocurre la falla. En el caso base la frecuencia decae linealmente, mientras que en otro caso la frecuencia decae sinusoidalmente hasta que se desconectan los GD.

Cuando se separan de la red los GD, instantáneamente los generadores comienzan a girar velozmente pues no existe ningún consumo que alimentar y, en consecuencia, la frecuencia aumenta abruptamente. Después, la frecuencia baja y se comporta como si fuera el caso base.

5.2 Propuestas al Diseño Regulatorio

Al efectuar un estudio exhaustivo de las leyes, decretos y normas relacionadas con los GD y al observar fehacientemente el impacto de los GD en la red de media tensión, se establecen las siguientes propuestas:

En virtud de la eficiencia, se estima que los PMGD podrían tener un mayor derecho a vender su inyección a los distribuidores pues es sólo 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados que se asegura actualmente. Se observó en la simulación que al incorporar GD en el alimentador, las pérdidas en las líneas

disminuyen considerablemente provocando una mayor eficiencia en la red en beneficio de las distribuidoras. Esta cifra deberá ser recalculada y estimada dependiendo de algunos factores tales como la ubicación del GD, del desempeño horario, del recurso disponible, entre otros.

La futura Norma Técnica de Calidad de Servicio para los sistemas de distribución establece penalizaciones concretas a las empresas concesionarias por no cumplir con las exigencias de calidad establecidas. En relación a esto, en la propuesta se podría agregar un ítem que permita flexibilizar las penas económicas cuando en sus redes exista generación distribuida. Esto traería consigo una mejor recepción por parte de las Distribuidoras cuando se quiera incorporar este tipo de centrales e incluso las fomentaría.

En la NTCO se señalan algunas condiciones de ingreso de un GD al sistema. Por ejemplo cuando un GD requiere obras adicionales para poder inyectar a la red, la encargada de efectuar estas obras corresponde a la empresa distribuidora pero sus costos son de cargo del propietario del GD. En primera instancia, esta obligación afecta directamente al propietario pues se le solicita una mayor inversión, por lo tanto desincentiva su participación. Para resolver este problema se propone, establecer algún tipo de convenio o préstamo flexible, el cual se asegure al inversionista solventar los gastos adicionales con promesa de reembolso a mediano o largo plazo.

La comunicación entre las partes es una variable muy importante cuando se requiera obtener el mejor beneficio de los GD. Para ello, se propone que el Estado debe dar los incentivos y regular lo necesario para que las empresas concesionarias implementen inteligencia en sus redes (*Smart Grid, ver anexo 1*). Al tener una red activa, se puede lograr tomar decisiones rápidamente tanto en régimen permanente como en transientes.

Finalmente, se propone establecer un reglamento estándar de operaciones para todas las empresas encargadas de distribuir la energía eléctrica. Este reglamento conseguiría mayores desempeños en la calidad de suministro, además de evitar accidentes laborales. Se debería especificar cómo mínimo los pasos necesarios para intervenir una línea, elaborar tácticas para enfrentar anomalías en la red, instaurar condiciones necesarias de comunicación entre los agentes relevantes, definir cuáles son las personas acreditadas para efectuar los trabajos y establecer los procedimientos necesarios cuando se requieran conectar nuevas instalaciones.

6. CONCLUSIONES

El presente trabajo de título establece una guía para evaluar el impacto de la generación distribuida en las redes de distribución en media tensión, por medio de diversos estudios necesarios para la correcta operación de un GD en los sistemas primarios.

Los GD en los sistemas de distribución presentan una gran oportunidad para solventar el incremento inmediato de la demanda. No obstante, las exigencias que deben cumplir este tipo de centrales son altas y las deben sortear ellos mismos.

Las normas y reglamentos actuales en Chile fomenta el ingreso de los PMGD, pero aún faltan mayores incentivos que permitan reducir las barreras a la entrada de este tipo de centrales. Por lo que se requiere en un comienzo ayuda a las empresas que deseen invertir en este sector, sobre todo aquellas agrupaciones de menor envergadura.

Al ser centrales pequeñas y amigables con el medio ambiente la generación distribuida no sólo afecta a las empresas distribuidoras, sino que también a los sistemas de transmisión y a los grandes proyectos de generación.

El potencial que presentan los GD son múltiples, se distinguen entre ellos el rendimiento de las redes de distribución, el retraso de inversiones, dinamismo frente a fallas, mejora los índices de calidad de suministro y el otorgamiento de mayor facilidad para ocupar los recursos energéticos no convencionales.

La metodología en esta memoria se encarga de visualizar algunos beneficios y perjuicios que podrían enfrentar los operadores de las empresas distribuidas cuando exista generación distribuida en dos alimentadores simples. Cabe señalar que el trabajo no analiza redes más complejas.

Para llevar a cabo lo señalado, se diseña un modelo de red en *PowerFactory* de DigSilent que puede simular redes distribución, en donde se aplican estudios que permiten obtener variables que se puede observar y comparar. Una vez establecido el circuito base y observadas sus variables se incorpora en sus redes GD y se repite el mismo procedimiento.

A partir de los resultados y análisis efectuados en cada uno de los estudios realizados, se pudo verificar que los GD no son un perjuicio para las redes de distribución, sino más bien son un beneficio para las empresas distribuidoras.

Por medio del cálculo de flujo de carga se pudo constatar que los GD al invertir el sentido del flujo de potencia generan menores pérdidas en las líneas disminuyendo hasta el 47,5% de ellas.

A través del cálculo de cortocircuito se obtuvo que para un GD que tenga una inyección equivalente al 20% de la demanda del alimentador, no se necesita un recambio en los sistemas de protección cercanos a la barra de la S/E. Por lo tanto puede ser una buena recomendación fomentar los GD hasta una cierta penetración dependiendo de las capacidades del alimentador.

Del análisis de transientes se demuestra fehacientemente que los GD no puede seguir conectados por un tiempo mayor a los 2 [s], cuando ocurre una falla en el sistema.

Finalmente se efectúan propuestas al sistema normativo y regulatorio actual, que tienen relación con los GD. Se proponen una serie de medidas que permiten fomentar el desarrollo de estas centrales, entre ellas se plantea aumentar los derechos que poseen los PMGD para vender su energía a los distribuidores, reducir las penalizaciones a los concesionarios de distribución si en sus redes existen GD y se solicita la creación de un reglamento de operaciones estándar para todas las distribuidoras.

El desarrollo del trabajo de título permite definir ciertas guías de investigación en la operación de las distribuidoras cuando se incorporan PMGD en sus líneas.

Uno de los principales trabajos a futuro consiste en efectuar un análisis más acabado de las protecciones requeridas cuando exista presencia de GD en las redes primarias, este trabajo debería enfocarse en encontrar las protecciones adecuadas así como también la coordinación entre ellas. En segunda instancia se propone un análisis detallado del impacto de la generación distribuida cuando existan redes inteligentes en los sistemas distribuidos. Finalmente se plantea un estudio económico que haga referencia a las penalizaciones que tiene una empresa distribuida por conceptos de calidad de servicio, al incorpora PMGD en los sistemas eléctricos.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Energía. [en línea] Ministerio de Energía, Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, <<http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/informe-de-la-comision-asesora-para-el.html>>
- [2] Comisión Nacional de Energía. [en línea] Comisión Nacional de Energía, Avances en los estudios de potenciales de ERNC en Chile, <http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/conferencia_ernc_chileno_aleman/1_Juan_Antezana.pdf>
- [3] Hammond R., Everinham, S. 2002. Fundamentals of PV Systems: Tutorial Arizona State University.
- [4] Comisión Nacional de Energía. [en línea] Comisión Nacional de Energía, Proyectos Eólicos, <http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/GUIA_EOLICA.pdf>
- [5] Gomelsky, R. 2003, Energía y Desarrollo Sostenible: posibilidades de financiamiento de las tecnologías limpias y eficiencia energética en el Mercosur, CEPAL 2003.
- [6] Comisión Nacional de Energía. [en línea] Comisión Nacional de Energía, Proyectos de Biomasa, <http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/GuiaBiomasaEIA.pdf>
- [7] Comisión Nacional de Energía, GTZ, 2007, Potencial de Biogás, Santiago, Octubre 2007.
- [8] Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L. *Electric Power Systems Research*, "Distributed generation: a definition", Junio 2000.
- [9] Chile. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2004. Ley 19940: "Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo

- régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos”, Marzo de 2004.
- [10] Chile. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2005. Ley 20018: “Modifica el marco normativo del sector eléctrico”, Mayo de 2005.
- [11] Chile. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2008. Ley 20257: “Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales”, Abril de 2008.
- [12] Chile. Ministerio de Energía. 2009. Ley 20571: “Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales”, Marzo de 2012.
- [13] Chile. Ministerio de Minería. 1997. DS N°327. 1997. Decreto Supremo N°327: “Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, 12 de Diciembre de 1997. Actualizado por Decreto N°62, Ministerio de Minería”, 28 de Abril de 2007.
- [14] Chile. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2005. Decreto Supremo N°244: “Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos”, Septiembre de 2005.
- [15] Chile. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2007. “Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión”, Mayo 2007.
- [16] *The Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA 2003. IEEE Std. 1547-2003: “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, Julio 2003.*
- [17] *The Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA 2005. IEEE Std. 1547.1-2005: “IEEE Standard Conformance Test Procedures for*

equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, Julio 2005.

- [18] *The Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA 2009. IEEE Std. 1547.2-2008: “Guide for IEEE Std. 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, Abril 2009.*

- [19] *The Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA 2007. IEEE Std 1547.3-2007: “Guide for Monitoring Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems”, Noviembre 2007.*

- [20] Anónima, Gerencia Operaciones. Chile. Reglamento de Operaciones, Abril de 2011.

- [21] Comisión Nacional de Energía, Consorcio Synex – Mercados Energéticos, “Análisis Técnico y Económico de una Interconexión SING–SIC”, Santiago, Marzo 2012.

- [22] Centro de Energías Renovables, Reporte CER “Estado de proyectos ERNC en Chile”, Santiago, Mayo 2012.

- [23] Comisión Nacional de Energía, Consorcio Synex – Mercados Energéticos, “Propuesta de Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución”, Santiago, Marzo 2010.

- [24] Philip Brandy, Chansong Dai, Y. Baghzouz. *Need to Revise Switched Capacitor Control on Feeders with Distributed Generation. IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Septiembre 2003.*

Anexo 1

1. Red Inteligente

1.1. Descripción del concepto

Una red inteligente, o también conocida como *Smart Grid*, corresponde a una red eléctrica que recoge información de todos los agentes y actúa inteligentemente en relación a la conducta de sus participantes con el fin de mejorar fiabilidad, economía y sostenibilidad de los servicios de electricidad. En esta memoria el concepto se entenderá en el ámbito de la distribución eléctrica.

1.2. Características de una red inteligente

Una red eléctrica inteligente representa un conjunto completo de respuestas y propuestas a los problemas de suministro de electricidad. Debido a la amplia gama de factores, se requiere definir sus principales características:

1.2.1. Fiabilidad

La red inteligente hará uso de tecnologías que mejoran la detección de fallas y permiten la auto-sanación de la red sin la intervención de los técnicos. Esto asegurará que el suministro eléctrico sea más confiable, reduciendo de esta forma la vulnerabilidad a los desastres naturales o fallas provocadas por terceros.

1.2.2. Flexibilidad y Sostenibilidad

Los equipamientos futuros en la distribución estarán en mejores condiciones para controlar los posibles flujos de energía bidireccionales, permitiendo de esta forma la GD.

La flexibilidad de la red inteligente permite una mayor penetración de las fuentes de energía renovables, altamente variables, tales como la energía solar y eólica, incluso sin la adición de almacenamiento de energía. Por ejemplo cuando existen fluctuaciones rápidas del clima, se obtienen desafíos significativos para los ingenieros que necesitan garantizar un nivel estable de energía a través del ingreso de generadores más controlables, tales como turbinas de gas y generadores hidroeléctricos.

1.2.3. Proyecciones

Numerosas contribuciones al desarrollo de la infraestructura energética se prevé a partir de la implementación de redes inteligentes, particularmente gestión de la demanda y medición inteligente (*Smart Metering*).

Anexo 2

NORMATIVA NACIONAL RELACIONADA CON LA GD

1. Ley N°19.940 – 2004 (Ley Corta I)

La Ley Corta I regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, estableciendo un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos⁷ e introduce modificaciones a la LGSE [9].

En relación a la GD, la Ley N°19.940 crea las condiciones propicias para el desarrollo de proyectos de generación no convencionales, se establecen la exención parcial o total del pago peajes por uso del Sistema de Transmisión Troncal. Asimismo permite la conexión de pequeños medios de generación al sistema de distribución (PMGD).

2. Ley N°20.018 - 2005 (Ley Corta II)

La Ley Corta II modifica el marco normativo del sector eléctrico, estableciendo que las empresas distribuidoras puedan licitar el suministro necesario para abastecer los consumos de los clientes regulados mediante contratos de largo plazo [10].

Esta ley establece que los propietarios de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) y Medios de Generación No Convencionales (MGNC), tienen derecho a suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados.

3. Ley N°20.257 - 2008 (Ley de Energías Renovables No Convencionales)

La Ley de Energías Renovables No Convencionales obliga a las empresas que comercializan energía eléctrica con distribuidoras u otros clientes, a realizar una oferta mínima del 10% de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales o de centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 40.000 [kW]. Lo anterior se efectúa gradualmente, primero se establece una cuota de generación de ERNC en un 5% entre los años 2010 y 2014. Para el segundo tramo, se deberá aumentar las ERNC en 0.5% anual comprendidas entre el 2015 y 2024, alcanzando el 5% restante [11].

⁷ Sistemas medianos: Sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 [MW] y superior a 1.500[kW].

4. Ley N°20.571 - 2012

La Ley N°20.571 modificará el decreto con fuerza de ley N°4, fijando un nuevo hito en la GD. Los usuarios finales sujetos a fijación de precio que dispongan del equipamiento de generación de energía eléctrica, tendrán derecho a inyectar la energía a través de sus respectivos empalmes [12]. La capacidad instalada no podrá superar los 100 [kW], estableciendo que las inyecciones de energía serán valorizadas al precio que los concesionarios de distribución traspasan a sus clientes regulados. En relación a las obras adicionales y adecuaciones necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación, deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes. La Ley estará en aplicación cuando se promulgue el reglamento que regula este sector.

Este documento no está dentro del alcance de la memoria pues considera a clientes pertenecientes al segmento de baja tensión de las distribuidoras.

5. Decreto Supremo N°327 - 1997

El Decreto Supremo N°327 (DS N°327), es un reglamento orgánico que detalla y facilita los contenidos presentes en el DFL N°4. Actualiza la reglamentación del DFL N°4, derogando y complementando algunas disposiciones que se encontraban ambiguas en aquel reglamento [13].

Las materias que contempla el DS N°327 son: Concesiones, permisos y servidumbres, interconexión de instalaciones, instalaciones y calidad de servicio. Asimismo, incluye temas relacionados con los clientes finales de la distribución, como por ejemplo: conexión de servicio, tarifas, reclamos, entre otros.

6. Decreto Supremo N°244 - 2005

El Decreto Supremo N°244 (DS N°244) aprueba el reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos [14].

En el DS N°244 se especifican las categorías y disposiciones legales de los medios generación, a pequeña escala, conectados y sincronizados a un sistema eléctrico:

Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD): *Medios de generación con excedentes de potencia menores o iguales a 9 MW conectados a sistemas eléctricos de distribución.*

Pequeños Medios de Generación (PMG): *Medios de generación con excedentes de potencia menores o iguales a 9 MW conectados a sistemas eléctricos adicional, subtransmisión o troncal.*

Medios de Generación No Convencionales (MGNC): *Medios de generación cuya fuente sea no convencional, con excedentes de potencia menores o iguales a 20 MW conectados a un sistema eléctrico.*

7. Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión – 2007.

La Norma técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión (NTCO) indica las metodologías, procedimientos y demás exigencias para la conexión y operación de los PMGD, en las redes de media tensión de las empresas distribuidoras de electricidad o aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público [15].

La NTCO considera los siguientes puntos:

- a) La terminología y marco técnico.
- b) Procedimientos técnicos de conexión y entrada en operación de un PMGD.
- c) Exigencias técnicas para la conexión de un PMGD.
- d) Exigencias técnicas para la operación de PMGD.
- e) Exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD.

En el caso de existir discrepancias o conflicto entre un PMGD y la empresa distribuidora y/o CDEC respectivo que no se enmarque en la normativa vigente, serán resueltas por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC).

Anexo 3

1. Estándares IEEE para la conexión de GD

1.1. IEEE Std. 1547-2003

El estándar IEEE Std. 1547-2003 "*IEEE Standar for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*" es el primer modelo creado por esta grupo mundial dedicados a la estandarización, *the Institute of Electrical and Electronics Engineers*. Al ser la primera de la serie 1547, efectúa un hito de referencia [16].

Esta norma se centra en las especificaciones técnicas para la regulación de la propia interconexión. Proporciona requerimientos pertinentes para la ejecución, operación, pruebas efectuadas, consideraciones de seguridad, mantenimiento de la interconexión.

El estándar está enfocado a medios de generación menor o igual a 10[MVA], no hace diferencia de la tecnología usada. Algunas de las consideraciones señaladas en el documento son: regulación de voltaje, sincronización, puesta a tierra, protecciones en presencia de variaciones de voltaje o frecuencia, entre otras.

1.2. IEEE Std. 1547.1-2005

El documento IEEE Std. 1547.1-2005 "*IEEE Standard Conformance Test Procedures for equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*" especifica el tipo, la ejecución, las pruebas de puesta en marcha que se realizan a los equipos distribuidos para cumplir con el estándar 1547-2003 [17].

1.3. IEEE Std. 1547.2-2008

El documento IEEE Std. 1547.2-2008 "*Guide for IEEE Std. 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*" entrega los antecedentes técnicos y detalles de aplicación para apoyar la comprensión del estándar IEEE 1547-2003. La guía facilita el uso del estándar mediante la caracterización de las diversas formas de los recursos distribuidos y sus tecnologías asociadas a las anomalías de interconexión. Además se presentan los antecedentes y justificación de los requisitos técnicos del estándar. Finalmente ofrece consejos, técnicas y reglas generales que se ocupan en temas generales con la ejecución de proyectos con recursos distribuidos [18].

1.4. IEEE Std. 1547.3-2007

El documento IEEE Std. 1547.3-2007 "*Guide for Monitoring Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*" su objetivo es facilitar la interoperabilidad de los recursos distribuidos y ayuda a definir aspectos de supervisión y monitoreo de los proyectos en GD, intercambio de información y control para apoyar las operaciones técnicas y comerciales de los recursos distribuidos. Este documento proporciona directrices en lugar de una obligación, o las preferencias en orden de prioridad [19].

Anexo 4

1. Propuesta de clasificación de zonas urbanas y rurales

La CNE manifiesta una preocupación por la clasificación de las zonas urbanas ya que adopta a la comuna como una unidad de clasificación. En consecuencia, esto no permite diferenciar zonas rurales dentro de comunas con localidades urbanas que determinan la zona como tal.

Para resolver este problema se proponen dos nuevas alternativas para clasificar las zonas:

1.1. Alternativa 1

Se considerarán urbanos los usuarios de localidades con más de 2000 habitantes o los centros de turismo y recreación que cuenten con más de 250 viviendas concentradas, sin necesidad de cumplir con el requisito de población.

Se excluye de la definición de usuarios urbano a la población dispersa dentro de lo límites legales de las localidades. La diferencia para definir si corresponde a un usuario urbano o rural se dará cuando a partir del primer punto del alimentador en el que se cumpla que el cociente entre la potencia total vendida a los usuarios conectados al resto del alimentador y los correspondientes kilómetros de línea de media tensión del mismo sea inferior a 15 kW/km.

En relación a la zona rural tipo 2 se mantiene solamente las dos condiciones descritas en 3.2.2.2.

1.2. Alternativa 2

Se propone considerar como variables representativas de cada transformador MT/BT las siguientes: Número de clientes, carga media por cliente (sólo carga residencial y comercial) y distancia a la subestación primaria.

La población de transformadores se clasificaran en *cluster* (grupo de tres transformadores), utilizando las variables antes indicadas. El procedimiento estadístico de agrupación se propone evaluar al menos dos alternativas: realizar un análisis por cada variable o construir un indicador sintético que resuma de manera óptima la información de las tres variables.

Se recomienda verificar la razonable asociación de cada *cluster* con la actual clasificación U-R1-R2 y ajustar la clasificación de los transformadores para garantizar la continuidad geográfica con transición gradual de mayor a menor densidad, evitando de esta forma saltos U-R-U sobre un alimentador.

Anexo 5

1. Estabilidad de voltaje ante pequeñas perturbaciones

Las perturbaciones en la red son de carácter transitorio, no afectan inmediatamente la integridad de algún equipamiento, por lo que pueden ser permitidas durante un corto periodo de tiempo. El descontrol de estas anomalías puede provocar graves daños a los equipos de línea e incluso reducir su vida útil.

Una de las principales variables que afectan a la operación en la distribución es la regulación de tensión. Para mantener el rango de voltaje en $\pm 6\%$ del voltaje nominal, se implementan una serie de medidas o equipamientos que solucionan estos inconvenientes.

Dentro de los equipos que ayudan al control de la tensión en las redes de distribución se encuentran principalmente: los transformadores con cambiadores de derivación, transformadores reguladores, condensadores shunt y compensadores.

Los cambiadores de derivación, o también conocido como cambiadores de *taps*, son incorporados en sistema con diferentes niveles de tensión. Dentro de los cambiadores de derivación se distinguen dos de ellos: Cambiadores en vacío y los cambiadores bajo carga. Los primeros sirven para mantener la tensión media en los transformadores de poder, pero para modificar su relación se deben desconectar de la red. Los segundos poseen un cambiador automático que neutralizan las fluctuaciones de tensión, su funcionamiento se debe a que se cortocircuiten las entradas de corriente o en su defecto las derivaciones involucradas, para no interrumpir el suministro.

Los transformadores reguladores a diferencia de los cambiadores de derivación, requieren un menor mantenimiento, por lo que mejora las condiciones de seguridad de servicio a los clientes suministrados.

En alimentadores rurales, líneas consideradas de gran longitud, se puede requerir un regulador de voltaje. Sin embargo, coordinarlos con los GD resulta complejo. El regulador puede confundir al GD, modificando su rango de operación, que a su vez limita la inyección de los GD o en su defecto requiere de sofisticados algoritmos para su coordinación [24].

Los condensadores shunt se conectan a nivel de distribución en MT, usualmente poseen dos partes; una fija que inyecta reactivos y otra variable que reacciona en horarios de alta demanda. Idealmente estos condensadores se deben conectar cerca de una carga inductiva, por ejemplo un GD eólico. Su propósito es compensar las pérdidas de potencia reactiva de los transformadores y regular tensión en líneas de subtransmisión muy cargadas. En general, estos condensadores no son utilizados en los alimentadores, sino en la S/E.

Los compensadores se pueden dividir en tres tipos: síncronos, estáticos y dinámicos. De los tres tipos, el que resalta para ser aplicado con GD en redes de MT sería los compensadores síncronos pues si el GD genera por medio de una máquina síncrona, esta puede ser sobreexcitada y entregar potencia reactiva o ser subexcitada y absorber reactivos. Su desempeño radica en S/E muy alejadas de las centrales o cuando existen cargas fluctuantes importantes.

Cabe destacar que los GD que inyectan energía por medio de energías renovables, distinguidos por su intermitencia de generación, no suelen ser considerados para regular tensión. No obstante, hoy en día, los GD poseen dispositivos de electrónica de potencia que pueden ser operados al factor de potencia requerido conectándose a la red mediante un convertidor AC/DC.

En definitiva, existen dos sistemas que sirven para regular tensión en presencia de un(os) GD, sin tener mayores inconvenientes. Estos corresponderían a los transformadores con cambiadores de derivación y los bancos de condensadores automáticos. Los otros equipos mostrados pueden presentar problema en la coordinación con los GD, ser de un mayor costo o tener la capacidad de regular tensión en ciertos instantes del día.