



PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATOLICA
DE VALPARAISO



José Manuel Gómez Muñoz

Estudio del impacto de Generación Distribuida sobre un alimentador de Distribución de la V región.

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Eléctrico



Escuela de Ingeniería Eléctrica



PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATOLICA
DE VALPARAISO

Estudio del impacto de Generación Distribuida sobre un alimentador de Distribución de la V región.

José Manuel Gómez Muñoz

Informe Final para optar al título de Ingeniero Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Jorge Mendoza Baeza

Profesor Guía

Sr. José Morales Devia

Segundo Revisor

Sr. Paulino Alonso Rivas

Director de Escuela

Valparaíso, 28 de Febrero de 2017

*Para mis padres María Angélica y Romeo,
mis hermanos María José y Nicolás,
mi sobrina Javiera,
mi polola Estefanía y amigos*

*Para Maritza Lazo.
8 de abril de 1993 – 19 de mayo de 2010*

.

Agradecimientos

En primer lugar, les agradezco a mis padres Romeo Gómez y María Muñoz, quienes han apostado siempre por mí, a pesar de las derrotas y caídas, me han apoyado incondicionalmente en cada meta que me propongo. Gracias por darme la oportunidad de ser un profesional y educarme para ser cada día una mejor persona.

A mis hermanos y sobrina, que son un pilar fundamental en mi vida. Gracias hermana por demostrarme siempre que con esfuerzo y entrega se logran muchas metas, a Nicolás y Javiera por llegar al mundo a alegrarnos el día a día de nuestra familia.

A mi polola Estefanía, que a pesar de la distancia siempre tuvo una palabra de apoyo y aliento en cada momento que lo necesité.

A mis profesores guías don Jorge Mendoza y don José Morales, a los profesionales Iovani Teave, Matías Inostroza, y a todos aquellos que me brindaron su apoyo en el avance del trabajo de título.

Por último agradecer al padre Reinaldo Orellana y a mis amigos, Franco, Eduardo, Edgar, Bastián, Negro, Roberto, Chubi, Alejandro, Juan Pablo, Unda, Christopher, y a todos quienes se dieron el tiempo de compartir conmigo en ésta etapa tan importante de mi vida.

Valparaíso, 28 de Febrero de 2017

J. G

Resumen

En éste trabajo se presenta el estudio del impacto que se tendrá en un alimentador de distribución de la V región al existir generación distribuida en un punto específico de ésta. Por medio de simulaciones en el programa Power Factory de DIgSILENT, y bajo la existente normativa de Generación Distribuida (GD) no convencionales, se estudian distintos escenarios de generación y demanda para analizar el funcionamiento óptimo de la red de distribución en diferentes condiciones de funcionamiento.

Como fuente de energía se considera un Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD) enfocado a la generación de biogás por medio de residuos presentes en rellenos sanitarios, el que estará proporcionando una inyección nominal a la red de distribución de 4.68 [MW] y que mantiene una proyección de aumento en la generación hasta alcanzar los 6,0 [MW] de potencia suministrada al año 2027.

Al presentar distintos escenarios de generación y demanda, considerando condiciones de fallas, fenómenos transitorios y ajuste en las protecciones, es posible desarrollar un plan de trabajo en el cuál se presenten condiciones óptimas en el funcionamiento de la red.

Palabras claves: Sistema eléctrico de potencia, red de distribución, media tensión, baja tensión, generación distribuida, pequeños medios de generación distribuida, superintendencia de electricidad y combustible, centro de despacho económico de carga, energía renovable no convencional, sistema interconectado central, reconectores.

Abstract

In this paper we present the study of the impact that will be had on a distribution feeder of the V region when there is generation distributed in a specific point of this one. Through simulations in the Power Factory program of DIgSILENT, and under the existing unconventional Distributed Generation (GD) regulations, different generation and demand scenarios are studied to analyze the optimum performance of the distribution network under different operating conditions.

As a source of energy, a Small Distributed Generation Medium (PMGD) is considered to be the generation of biogas by residues present in landfills, which will be providing a nominal injection to the distribution network of 4.68 [MW] and maintaining A projection of increase in the generation until reaching the 6.0 [MW] of power supplied to the year 2027.

By presenting different scenarios of generation and demand, considering fault conditions, transient phenomena and adjustment in the protections, it is possible to develop a work plan in which optimal conditions are presented in the operation of the network.

Key words: power distribution system, distribution network, medium voltage, low voltage, distributed generation, small distributed generation means, electricity and fuel superintendence, economic cargo dispatch center, unconventional renewable energy, central interconnected system, reclosers.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivos generales.....	2
1 Redes de Distribución	3
1.1 Conformación de un sistema de distribución	3
1.2 Características de las Redes de Distribución.....	5
1.3 Calidad de servicio.....	6
1.3.1 Requisitos que debe cumplir una Red de Distribución	7
1.3.2 Variaciones permitidas de la tensión nominal en el punto de conexión	8
1.3.3 Interrupciones en la Red de Distribución	8
2 Generación Distribuida y su normativa actual.....	9
2.1 Introducción.....	9
2.2 Concepto de la GD	9
2.3 Fuentes de ERNC	10
2.4 Tecnologías usadas en la GD	13
2.5 Impacto de la GD en Redes de Distribución.....	14
2.6 Ventajas y desventajas de la GD	15
2.7 Presentación del Decreto Supremo N° 101.....	16
2.7.1 Disposiciones generales.....	16
2.8 De los PMGD	16
2.8.1 Antecedentes generales de la conexión.....	17
2.9 Exigencias técnicas para la conexión a la Red de Distribución	18
2.9.1 Estudio técnico del impacto que produce el PMGD en la red.....	19
2.10 Remuneración y pagos de un PMGD	20
2.10.1 Costos marginales y precio de Nudo en el SIC	21
3 Biogás como fuente de energía en rellenos sanitarios.....	26
3.1 Origen del Biogás	26
3.1.1 ¿Cómo se forma?.....	26
3.2 Generación de energía eléctrica mediante Biogás en Rellenos Sanitarios	27
3.2.1 Motivación para las empresas insertas en el rubro	28

3.2.2 Empresas insertas en el rubro	30
3.3 Generalidades del Relleno Sanitario	33
3.3.1 Antecedentes generales	33
3.3.2 Generalidades del sistema de extracción de Biogás	34
3.3.3 Factores determinantes en la producción de Biogás	35
3.4 Caracterización del Relleno Sanitario	37
3.4.1 Caracterización geométrica.....	37
3.4.2 Capacidad del Relleno Sanitario	38
3.4.3 Composición de los residuos.....	38
3.4.4 Condiciones climáticas	40
3.4.5 Estimación de producción de Biogás	42
3.5 Consideraciones y componentes en el proceso de extracción	42
3.5.1 Consideraciones en la etapa de extracción.....	42
3.5.2 Sistema de acondicionamiento.....	43
3.6 Tecnologías de aprovechamiento energético del Biogás	43
3.6.1 Motores a combustión interna.....	44
3.6.2 Selección de motores de combustión interna	46
3.7 Posibles ingresos	48
3.7.1 Ingresos por venta de la energía y potencia eléctrica	48
3.7.2 Ingresos por venta de energía térmica	49
3.7.3 Ingreso por comercialización de atributo ERNC.....	49
3.7.4 Ingreso por comercialización de bonos de carbono	49
3.8 Estimación del potencial eléctrico	49
4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión	52
4.1 Análisis del caso	52
4.2 Antecedentes generales del proyecto.....	53
4.2.1 Ubicación	53
4.2.2 Conexión propuesta del PMGD con la red de distribución	53
4.2.3 Antecedentes del alimentador Uruguay.....	55
4.2.4 Parámetros técnicos de equipos asociados.....	56
4.2.5 Generación típica de un PMGD a base de biogás.....	57
4.3 Estudio del alimentador previo a la conexión	58
4.3.1 Análisis en demanda mínima sin PMGD	60
4.3.2 Análisis en demanda media sin PMGD	61
4.3.3 Análisis en demanda máxima sin PMGD	63
4.3.4 Análisis en demanda proyectada sin PMGD.....	65
4.4 Estudio del alimentador con el PMGD activo	66
4.4.1 Análisis en demanda mínima con generación nominal	68
4.4.2 Análisis en demanda media con generación nominal	70
4.4.3 Análisis en demanda máxima con generación nominal.....	72
4.4.4 Análisis con demanda y generación proyectada	74
4.5 Pérdidas en la red de media tensión	76

4.5.1 Pérdidas en la red de MT considerando generación actual del PMGD	77
4.6 Estudio de estabilidad dinámica	82
4.6.1 Exigencias de la NTCO de PMGD en media tensión	84
4.6.2 Eventos	85
4.6.3 Resultados de las simulaciones	92
4.7 Estudio de Cortocircuito	94
4.7.1 Simulación	95
4.7.2 Capacidad de las protecciones	97
4.7.3 Resultados comparativos	97
4.7.4 Índice de Robustez	98
4.8 Estudio de coordinación de protecciones	99
4.8.1 Resultados de la simulación	102
Discusión y conclusiones	112
Bibliografía	116
A Modelos de estimación de producción de Biogás	119
A.1 Modelo Estequiométrico	119
A.2 Modelo LandGEM	120
B Características del alimentador Uruguay	123
B.1 Tipos de conductor	123
B.2 Característica de las cargas	124
C Corrientes de cortocircuito	127
C.1 Expresiones para el cálculo	127
C.2 Resultados de simulaciones de cortocircuito	128

Introducción

Hasta hace unos cuantos meses, Chile se estaba viendo afectado directamente por el gran aumento de la demanda y por los altos costos de la generación eléctrica. La llegada de nuevas fuentes de energía y específicamente el avance en las tecnologías que la desarrollan, hacen que el mercado eléctrico sea considerablemente más competitivo apuntando al beneficio de los clientes finales. Para que todo esto se lleve a cabo realmente, es necesario que las normativas vigentes se ajusten a los avances que se producen en el mercado eléctrico, produciéndose nuevos decretos que incorporan cambios que apoyan los procesos que tradicionalmente se venían haciendo.

El agotamiento continuo de las fuentes de energías tradicionales a nivel mundial, hacen localizar el interés en la generación por medios de energías renovables no convencionales cada vez más cercanas a la concentración de cargas de una red de distribución y con un nivel de capacidad instalada mucho menor a lo que era tradicionalmente. La aparición de estas nuevas fuentes de energía, hacen poner en duda el funcionamiento y el impacto que se tendrá en la forma de operar las redes de distribución debido a la alta tasa de variabilidad que poseen y los cambios rotundos que se presentarán en la operación. Debido a esto, es indispensable ir en la búsqueda de una matriz energética confiable, de calidad y sustentable a largo plazo.

Un significativo aporte al uso de las energías renovables no convencionales lo constituye la extracción del biogás desde rellenos sanitarios. Además de ser procesado y utilizado en forma comercial incrementando la eficiencia energética en nuestro país, el procesamiento de éste combustible disminuye considerablemente los problemas ambientales derivados de la descomposición de desechos orgánicos. Este proceso es “nuevo en Chile”, ya que presenta niveles de generación mucho menor a los que una planta de generación térmica podría suministrar, debido a esto, la generación por parte de una planta a base de biogás de un relleno sanitario suministra en menores cantidades de potencia y mucho más cerca de la demanda. Esto trae consigo grandes cambios en la forma tradicional de operar las redes, por lo que las leyes vigentes hasta hace unos años se debieron ajustar para que procesos así, se lleven a cabo impulsando la competencia.

En Enero del año 2006 se publica el Decreto Supremo N°244 el que rige de manera orgánica los efectos de permitir la aplicación efectiva de éste complemento en la generación tradicional, aterrizando el concepto de Generación Distribuida en nuestro país, lo que impulsó la

motivación e interés de gran cantidad de clientes en sumarse a ésta forma de generación llevando a la Comisión Nacional de Energía a la creación de la norma técnica de conexión y operación (NTCO) de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en instalaciones de Media Tensión. Ambos documentos se han ido ajustando a los requerimientos prácticos del proceso, llevando a publicar actualizaciones con respecto a las exigencias que se van presentando a medida que se desarrolla dicho método. A pesar de todas estas iniciativas, Chile aún no incorpora de manera óptima la generación distribuida a sus redes, situándose por debajo del promedio mundial en lo que es el nivel de participación de generación distribuida, sin embargo, el escenario a futuro debería ser positivo en cuanto la incorporación de este método al sistema eléctrico, esto se basa principalmente en la gran cantidad de pequeñas fuentes de energías renovables existentes en el país.

Teóricamente, la generación por parte de pequeños medios de generación distribuida viene a formular grandes interrogantes en cuanto al fuerte nivel de penetración que se puede producir en las redes de distribución, originando alteraciones tanto en los efectos estáticos como dinámicos, por ende, los interesados en participar de esta modalidad deberán realizar diferentes estudios que avalen el buen funcionamiento del sistema eléctrico. Es por esto que la normativa técnica que rige la operación de este proceso, es riguroso y exigente en cuanto a los procesos que se deben tener en cuenta al momento de realizar los estudios de conexión a las respectivas redes de distribución.

Es debido a lo anterior que durante estos últimos años se han enfocado los estudios a la implementación del nuevo sistema de generación, como lo es la generación distribuida en redes de distribución de media tensión. Esta nueva modalidad de generación busca mejorar la confiabilidad del sistema, disminuir considerablemente las pérdidas a lo largo de un alimentador, mejorar el perfil de tensión y disminuir los costos de la distribución de energía, todo esto apuntando siempre a la mejor calidad del servicio hacia los clientes finales.

En el presente trabajo se detallará el estudio del impacto que produce un PMGD en la V región. El estudio se realizará considerando una planta de tratamiento de residuos sanitarios, la que a base de la producción de Biogás presentará una generación de 4,68 [MW] de potencia activa. Ésta generación se inyectará en una red de media tensión de la empresa Chilquinta Energía.

Objetivos generales

Estudiar el impacto que producirá la conexión de un pequeño medio de generación distribuida a base de biogás en un relleno sanitario, que su conexión será realizada en un alimentador de distribución de media tensión, en el cual se considerarán los métodos exigidos por los presentes decretos y normativas que regulan el proceso de conexión de dichos generadores, analizando los puntos más relevantes que se consideran para el buen funcionamiento de la red eléctrica de distribución.

1 Redes de Distribución

1.1 Conformación de un sistema de distribución

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos por la normativa, véase en la Figura 1-1.

Una red de distribución eléctrica está compuesta de todos los elementos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diversos lugares geográficos. Éstas redes de distribución normalmente constan de redes de sub-transmisión las cuales están subdivididos en: estación transformadora de distribución, la cual se encarga de transformar la energía a una tensión inferior adecuada para la distribución local; los alimentadores, los cuales cumplen la misión de alimentar un área específica del sistema; y por último las subestaciones de distribución y centros de transformación, los cuales son encargados de transformar y repartir la energía a la red de media y baja tensión respectivamente

Aproximadamente entre el 30% y 40% de la inversión total del SEP, están dedicados a la parte de distribución [1]. Esto implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño, construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja pero de gran trascendencia.

Nótese que en el sector de distribución se producen los porcentajes más grandes de pérdidas de energía en todas sus manifestaciones debido al gran volumen de elementos que lo conforman, y a los bajos niveles de tensión que se manejan.

La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución, algunos de estos factores son:

- Expansión de la carga.
- Normalización de materiales, estructuras y montajes.

- Herramientas y equipos adecuados.
- Métodos de trabajos específicos y normalizados.
- Programas de mantenimiento.

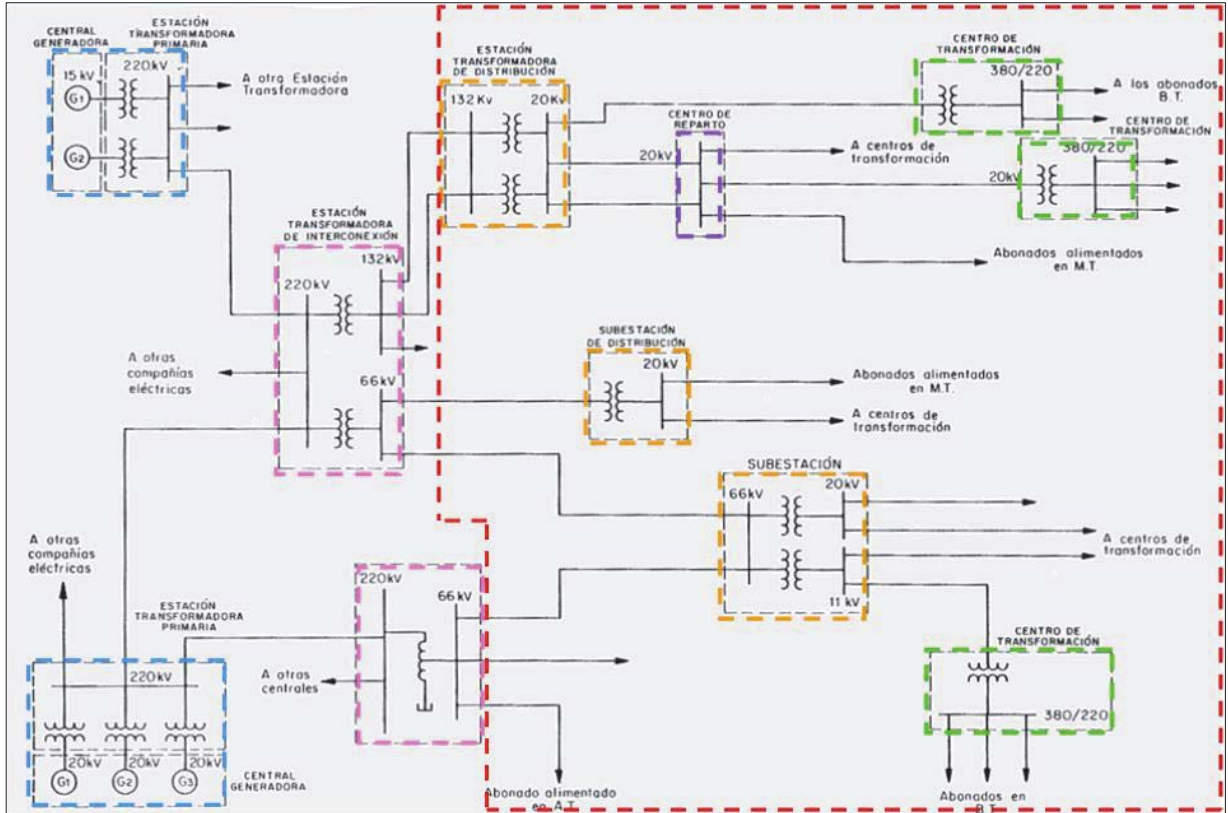


Figura 1-1 Sistema eléctrico de potencia en Chile (Fuente: Apuntes profesor J. Peralta, asignatura Distribución Eléctrica, PUCV)

De la Figura 1-1 se logran identificar operaciones relevantes en la distribución de la red, los que se definen como [2]:

1. **Estación transformadora de distribución:** donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios.
2. **Red primaria (MT):** recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución a voltajes entre 1 – 23 KV.
3. **Transformadores de distribución:** se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores o abonados conectados al circuito secundario.

4. **Red secundaria (BT):** encargados de distribuir la energía a los usuarios con voltajes inferiores a 1 KV

1.2 Características de las Redes de Distribución

La caracterización de una red de distribución eléctrica engloba variados parámetros, los cuales definirán su naturaleza ante distintos escenarios. Algunas características relevantes que clasifican a las redes de distribución se nombran a continuación:

- Diferentes topologías de construcción como los son los sistemas radiales, enmalladas, en anillo, en doble derivación, en derivación múltiple y alimentadores dedicados.
- Diferentes niveles de tensión nominal, como lo son las redes en MT y BT.
- Diferentes tipos de cargas, como lo son cargas industriales, comerciales, residenciales, sub-urbanas y mixtas.
- Diferentes tipos de construcción, como los son las redes de distribución aéreas, subterráneas y mixtas.
- Múltiples conexiones al sistema como lo son conexiones trifásicas, bifásicas y monofásicas.
- Cargas distribuidas.

Los sistemas de distribución en Chile son típicamente configurados de forma radial como se ilustra en la Figura 1-2, aunque su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente, su sencillez de operación y bajos costos la hacen muy útil. La mayor desventaja que presenta ésta topología, es el bajo índice de confiabilidad y problemas con la regulación de tensión debido a las cargas alejadas de la fuente.

La distribución de energía eléctrica es realizada en MT o en BT dependiendo de las solicitudes realizadas por los diversos tipos de clientes conectados a la red. Generalmente las cargas residenciales son netamente alimentadas en BT, a diferencia de las comerciales y las industriales, en donde éstas pudiesen ser alimentadas tanto en MT como en BT dependiendo sus necesidades de carga. Con respecto a los tipos de conexión, en MT normalmente las cargas son conectadas de forma trifásica, sin embargo, se pueden encontrar cargas bifásicas mayoritariamente en zonas rurales. En BT el panorama es distinto, la conexión monofásica es la que prevalece en este rango del sistema, sin embargo, también es posible encontrar cargas de naturaleza monofásica y trifásica.

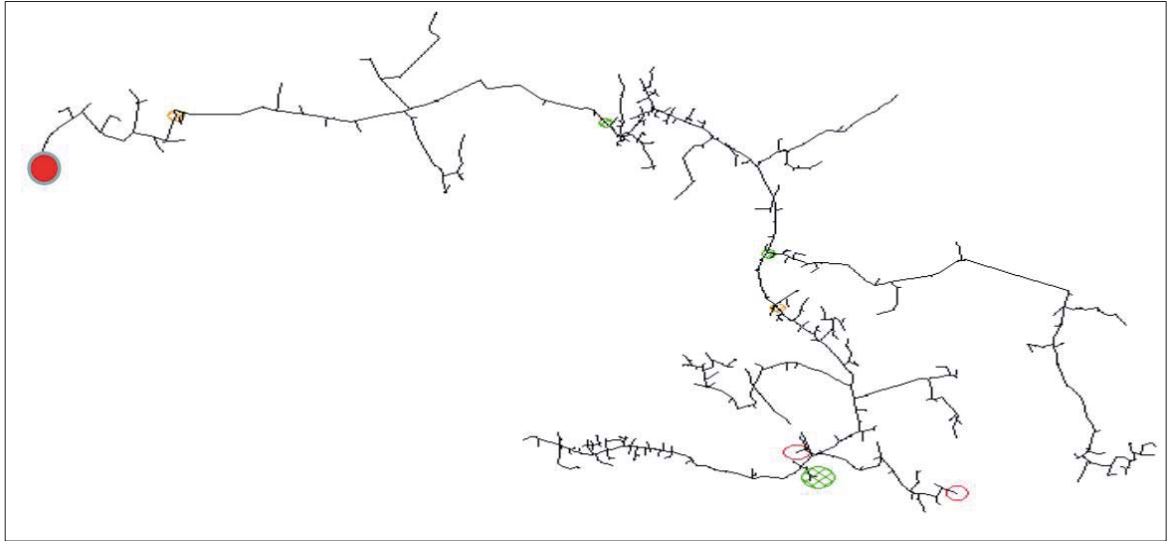


Figura 1-2 Ejemplo de Red de Distribución Radial en Chile (Fuente: Apuntes profesor J. Peralta, asignatura Distribución Eléctrica, PUCV)

1.3 Calidad de servicio

En los últimos años, la Calidad de Servicio Eléctrico se ha transformado en un conjunto de propiedades y estándares normales, que conforme a la ley y al reglamento eléctrico, buscan satisfacer un servicio de alta disponibilidad, constituyendo las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe operar cotidianamente.

La calidad de servicio incluye, entre otros, los siguientes parámetros [3]:

1. Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión
2. La seguridad de las instalaciones y de su operación, y el mantenimiento de las mismas
3. La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en el reglamento
4. La correcta medición y facturación de los servicios prestados, y el oportuno envío a los usuarios y clientes
5. El cumplimiento de los plazos de reposición de suministro
6. La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos
7. La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes
8. La continuidad del servicio

9. Los estándares de calidad del suministro.

1.3.1 Requisitos que debe cumplir una Red de Distribución

Para que el funcionamiento de una red eléctrica sea óptimo, se establecen variados requisitos que se deben cumplir en busca de la confiabilidad y calidad de servicio del sistema, los cuales se muestran a continuación [4]:

1. Aplicación de normas nacionales y/o internacionales.
2. Seguridad para el personal y equipos
3. Simplicidad en la construcción y operación
4. Facilidades de alimentación desde el sistema de potencia
5. Optimización de costos
6. Continuidad del servicio
7. Posibilidad de ampliación y flexibilidad
8. Resistencia mecánica
9. Confiabilidad de los componentes
10. Mantenimiento y políticas de adquisición de repuestos
11. Información relacionada con la zona del proyecto (ubicación, altitud, vías de acceso)
12. Información relacionada con las condiciones climáticas (temperatura, precipitaciones, velocidad del viento, contaminación ambiental)
13. Información particular referente a: requerimientos técnicos de los clientes, ubicación de cargas especiales e industriales, plano loteado (que contenga zona residencial, comercial, importancia de las calles, ubicación de otras instalaciones, nivel socioeconómico, relación con otros proyectos en la zona y características geotécnicas)
14. Regulación de tensión (niveles máximos admisibles)
15. Pérdidas de energía (niveles máximos admisibles)
16. Control de frecuencia.

1.3.2 Variaciones permitidas de la tensión nominal en el punto de conexión

Las variaciones u holguras permitidas de la tensión nominal en el punto de conexión para mantener una alta calidad de servicio estipulado por el DS n°158, serán las siguientes [5]:

1. **En Baja Tensión:** Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de -7,5% a +7,5% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro
2. **En Media Tensión:** Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango -6,0% a +6,0% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.

La medición y el registro se efectuarán en la conexión correspondiente. La norma técnica determinará las condiciones de medida y registro del voltaje, por ende, las fluctuaciones de voltaje no deberán superar los límites que determine la norma técnica.

1.3.3 Interrupciones en la Red de Distribución

Debido a la obligación de las empresas distribuidoras a compensar automáticamente a cada cliente si se llega a incurrir en una interrupción no autorizada por la SEC, se torna indispensable mantener un buen servicio eléctrico.

Según la nueva legislación eléctrica, corresponde la compensación a los usuarios cuando las deficiencias de calidad y continuidad del servicio por parte de una distribuidora hayan superado los límites establecidos, que son los siguientes [6]:

- Durante cualquier período de doce meses, las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos, incluidas las interrupciones programadas, no deberán exceder los valores que se indican en la Tabla 1-1.

Tabla 1-1 Interrupciones de suministro (Fuente: Adaptado de DS N° 327)

	Usuarios Urbanos		Usuarios Rurales	
	BT	MT	BT	MT
Número de interrupciones	22	14	42	26
Tiempo total sin servicio (Hrs.)	20	10	30	15

2 Generación Distribuida y su normativa actual

2.1 Introducción

En el presente capítulo nos introduciremos al concepto y normativa de la generación distribuida (GD), que de cierta forma ha cambiado la estructura de funcionamiento del sistema eléctrico en Chile. La estructura tradicional de las redes eléctricas durante cientos de años en nuestro país ha sido de forma radial, esto quiere decir que los flujos de potencia tienen la característica de ser unidireccionales (desde la fuente hacia la carga) recorriendo largos trayectos hasta llegar a los clientes, por ende, las caídas de tensión a lo largo de las líneas ha sido un trabajo a mejorar durante varios años.

Con la implementación de la GD en las redes de distribución, el concepto tradicional de las redes eléctricas se ve alterado. El impacto principal que produce la implementación de GD al sistema se debe fundamentalmente a la modificación que sufren los flujos de potencia, alterando plenamente tanto la magnitud como la dirección de estos flujos.

2.2 Concepto de la GD

En Chile, durante largos años se ha utilizado el método de generación de grandes cantidades de energía de manera concentrada, la que generalmente se encuentra ubicada en zonas alejadas de donde se centraliza el consumo o cargas, por lo que para abastecer éstas cargas se hace uso de largas líneas alimentadoras de energía o Transmisión. En la actualidad, se ha complementado éste método de generación con un proceso denominado Generación Distribuida, la que fue promulgada como Norma durante Septiembre del año 2005 en el DS N° 244, que posteriormente en Septiembre de 2015 se publicó la NT de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión.

La publicación de estas normativas han definido el concepto de Generación Distribuida con las siguientes características principales: [7]:

- Conexión dentro de la red de distribución

- Es posible que parte de la generación sea consumida por ésta misma instalación, y sus excedentes sean exportados hacia la red
- No existe una planificación centralizada de dicha generación
- No existe planificación de despacho de carga vía CDEC
- La potencia generada será inferior a 20 MW
- Generación con recursos de ERNC

El profesor H. Rudnick de la Pontificia Universidad Católica de Chile, en conjunto con el sr. S. Mocárquer Gerente de estudios en Systep Ingeniería y Diseño, definen el nuevo mercado de la generación en PMGD como sigue:

“La generación distribuida ha demostrado, según la experiencia internacional, ser una alternativa económicamente competitiva frente a las expansiones de redes de distribución, principalmente de media tensión. Lo anterior, es particularmente cierto cuando se evalúa la expansión de instalaciones y redes que se encuentran saturadas o próximas a estarlo, o en redes que presentan altos costos de expansión producto de restricciones ajenas a la red eléctrica como tal, como los son restricciones en las salidas de subestaciones por congestión de los espacios físicos disponibles.” [8]

En mira de la implementación global de la generación distribuida en el mercado chileno, se podría pensar en dos tipos de propietarios, los cuales son [8]:

1. **GD de propiedad de las empresas distribuidoras:** Debido al manejo de información que poseen las mismas empresas de distribución, no es errado promover la GD en manos de la distribuidora, ya que son éstas mismas las que mantienen el control en sus líneas por lo que la inversión en la generación sería de forma óptima. No obstante, lo anterior juega en contra debido a que la ley impide a que las empresas distribuidoras tengan activos de generación, por lo tanto solo pasa a ser una hipótesis a considerar en el debate.
2. **GD de propiedad de agentes externos:** Es el modelo que se ha internalizado en nuestro país, este modelo permite que pequeños y medianos clientes puedan interactuar de manera dinámica con el sistema eléctrico bajo la Normativa existente.

2.3 Fuentes de ERNC

La utilización de ERNC en la generación, busca principalmente desarrollar una vía de sustentabilidad de energía a largo plazo, es por esto que cotidianamente se busca ir insertando de manera creciente éstas energías limpias al sistema. A continuación se describen los tipos de ERNC más utilizados en Chile [9]:

- **Celdas Fotovoltaicas:** Este medio de generación se realiza a través de colectores térmicos o paneles solares, los cuales absorben la energía proveniente

directamente de la radiación solar. En Chile, las condiciones más favorables para la implementación de éste método se encuentra en la Zona Norte, en donde los niveles de radiación son óptimos para la generación de energía.

- **Generadores Eólicos:** Su funcionamiento se basa en el aprovechamiento de la energía cinética del viento caracterizándolo por ser una fuente de generación variable y aleatoria. Su instalación se debiese realizar en lugares en donde la velocidad del viento tienda a ser constante durante intervalos de tiempo.
- **Turbinas Hidráulicas:** Posee un alto rendimiento en comparación a las nombradas anteriormente. Se pueden clasificar como Grandes Centrales con generación de potencia superior a los 5 [MW], Pequeñas Centrales con generación entre 1 [MW] y 5 [MW], en Mini Centrales las que generarán un potencia entre 100 [KW] y 1 [MW] y por último en Micro Centrales las que generen entre 1.5 [KW] y 100 [KW].
- **Ciclo combinado:** Es la generación a base del aprovechamiento de la energía calorífica que disipan procesos industriales.
- **Biogás:** Es un gas producido por la digestión anaeróbica de la Biomasa. En este proceso los microorganismos metabolizan el carbono a partir de sustratos orgánicos dentro de un medio libre de oxígeno. El biogás es un gas que se compone de aproximadamente 60% de Metano (CH₄) y 40% de Carbono (CO₂). El valor calórico del Biogás varía entre 6000 hasta 7500 Kcal., por ende, puede ser utilizado tanto para calor o electricidad. Para la generación de electricidad se utilizan generadores similares a los motores de combustión interna. Esta forma de generación a diferencia de los métodos anteriores, puede ser utilizado a lo largo de nuestro país sin restricciones climáticas, ya que depende netamente de los residuos residenciales, comerciales e industriales. En Chile, sus principales fuentes son el estiércol animal (aves de corral, cerdos, ganado, etc.) al igual que residuos orgánicos, aguas residuales y lodos. El 90% de la industria agropecuaria donde se puede generar potencialmente el biogás son pequeñas y medianas empresas.

En la generación eléctrica en Chile, los índices de inyección de ERNC al sistema eléctrico han ido incrementando considerablemente, teniendo en Marzo de 2016 un 12.16% (2496 MW) de capacidad instalada, con casi el 90% de éste interconectado en el SIC.

Durante Marzo de 2016, se exigió una capacidad de retiro de energía equivalente a 247 GWh, cumpliéndose lo solicitado por más del doble de la energía, es decir, se inyectaron 536 GWh de energía reconocida.

La Tabla 2-1 muestra un cuadro resumen del estado de los proyectos tanto en operación como en proceso de esta, considerándose hasta el mes de Marzo del 2016.

2 Generación Distribuida y su normativa actual

Tabla 2-1 Resumen estado de proyectos de generación ERNC Marzo 2016 (Fuente: Reporte CIFES, ERNC)

Tecnología	Operación [MW]	Construcción [MW]	Aprobados [MW]	En calificación [MW]
Biomasa	417	0	112	47
Biogás	53	0	8	0
Eólica	910	428	5966	1905
Geotérmica	0	48	120	0
Mini Hidro	433	25	455	82
Solar – PV	1102	2082	11363	5296
Solar – CSP	0	110	980	925
TOTAL	2916	2692	19004	8255

A lo largo de Chile, los distintos tipos de ERNC nombrados anteriormente prevalecen dependiendo la zona en la que se encuentren. Como se ilustra en la Figura 2-1, la Zona Norte en su Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), es la que se encarga potencialmente de generar energía a base de la radiación solar, a diferencia de las otras 2 zonas más importantes de nuestro país que se puede destacar la generación a base del viento y Mini Hidráulicas de pasada. A pesar de los grandes beneficios que entrega la generación de Biogás, aún no está debidamente internalizado a lo largo de nuestro país.

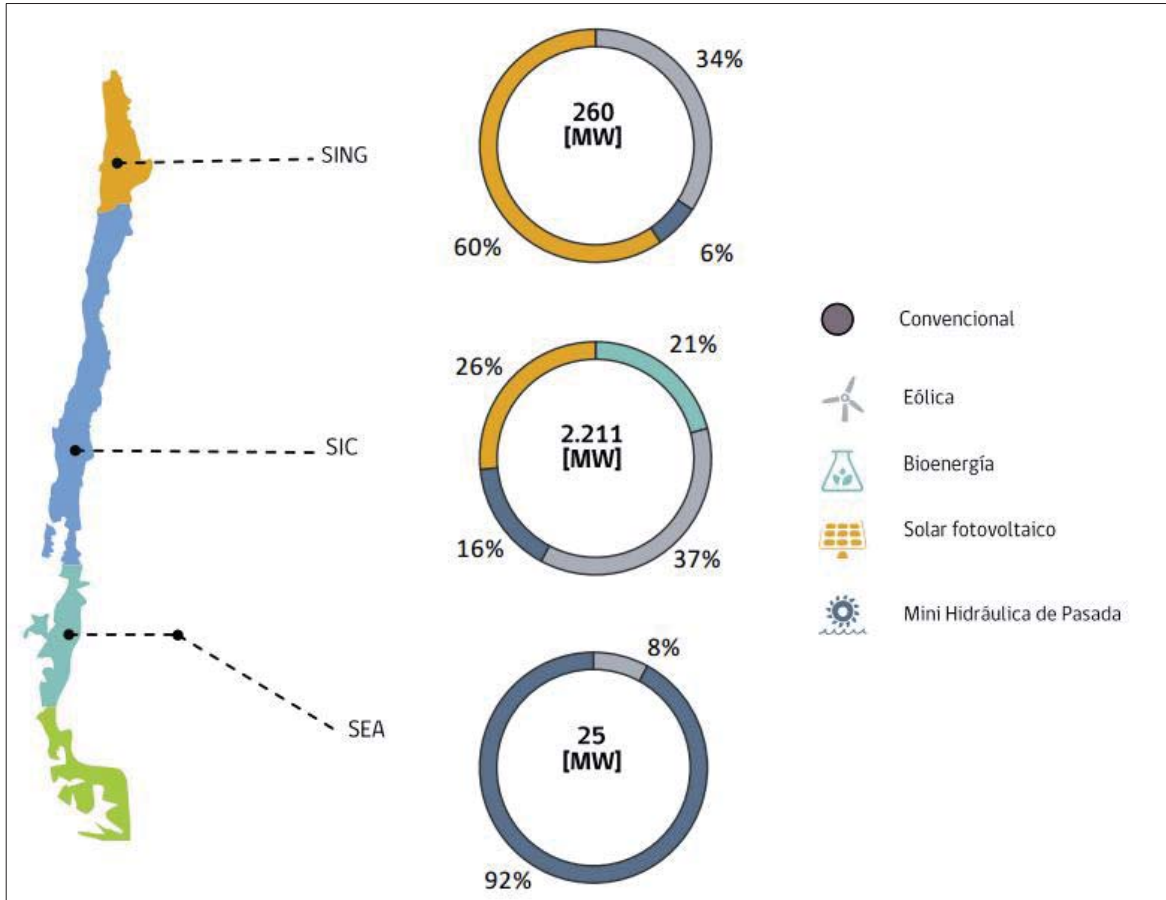


Figura 2-1 Capacidad y porcentajes instalados de ERNC en Chile, al 31 de Marzo de 2016 (Fuente: Reporte CIFES, ERNC)

2.4 Tecnologías usadas en la GD

El índice que más influye a la hora de analizar distintas tecnologías para la implementación de un medio de GD corresponde a la capacidad de potencia activa de la que será capaz de generar. Es por esto que se presenta la Tabla 2-2, la cual muestra un resumen de las tecnologías más utilizadas en la GD con energías renovables.

Tabla 2-2 Resumen de potencias de tecnologías en GD (Fuente: Distributed Generation in Power Systems: An Overview and Key Issues.)

No.	Tecnología	Rango típico de Potencia
1	Turbina de Ciclo Combinado	35 - 400 MW
2	Combustión Interna	5 KW – 10 MW
3	Turbina de Combustión	1 – 250 MW
4	Micro-Turbinas	35 KW – 1MW
5	Celdas de Combustible	200 KW – 2 MW
6	Celdas de Combustible, carbonato fundido	250 KW – 2MW
7	Celdas de Combustible, intercambio de protones	1 – 250 KW
8	Celda de Combustible, óxido sólido	250 KW – 5 MW
9	Almacenamiento de Batería	0.5 – 5 MW
10	Pequeña Hidro	1 – 100 MW
11	Micro Hidro	25 KW – 1 MW
12	Turbinas de viento	200 MW – 3 MW
13	Fotovoltaica	20 W – 100 KW
14	Térmica Solar, Receptor central	1 – 10 MW
15	Térmica Solar, Sistema Lutz	10 – 80 MW
16	Biomasa	100 KW – 20 MW
17	Geotérmica	5 – 100 MW
18	Oceánica	0.1 – 1 MW

2.5 Impacto de la GD en Redes de Distribución

Para determinar el nivel de impacto que puede inferir la instalación de GD en el sistema eléctrico, se deben considerar los siguientes términos [12]:

1. **Nivel de penetración:** Porcentaje de la potencia suplida por la GD, en relación con la potencia consumida por el total de cargas de un sistema.

2. **Nivel de dispersión:** Cantidad de barras implementadas con GD en comparación con el total de barras del sistema.
3. **Despacho de la unidad:** Cantidad de potencia de cada unidad de GD.

2.6 Ventajas y desventajas de la GD

Como beneficio ante la utilización de GD en las redes distribución se tiene [12]:

- **Reducción de pérdidas en la red de distribución:** esto se produce por el menor flujo de corriente que tiene que satisfacer el sistema de generación centralizado. Disminuye luego los costos asociados y aumenta la eficiencia del sistema.
- **Mejora en la regulación de tensión:** La GD es capaz de suministrar energía reactiva al sistema y con esto compensar los niveles de tensión y mejorar la calidad de las redes.
- **Aumento de la confiabilidad:** No solo puede servir como una especie de respaldo al sistema de generación tradicional, sino que además disminuye la probabilidad de ocurrencia de fallas en las redes de distribución.
- **Disminución de la cantidad de líneas de Transmisión:** La GD se ubica cercano a los puntos de consumo, luego será menor la inversión tanto en la construcción o modificación y mantenimiento de estas líneas.
- **Energías limpias:** La GD sobresale por la utilización de estas energías como base de su generación. La generación sin contaminación y el cuidado por el deterioro del medio ambiente la hacen ser una característica primordial de la utilización de GD.
- **Cambio en el mercado eléctrico:** Genera cambios en la estructura de comercialización, ya que permite que más pequeñas y medianas empresas generadoras sean partícipes, fomentando la competencia de mercado.

También se deben considerar algunas desventajas de la GD, la cuales son:

- **Barrera tecnológica:** No se han desarrollado en su máxima plenitud las tecnologías relacionadas a GD, por lo que los costos son aún muy altos como para masificarla.
- **Inversión de flujo:** Como las configuraciones en redes de distribución suelen ser radiales, exigen que el sentido del flujo de carga sea unidireccional para así no afectar con el esquema de protecciones empleado. Con la implementación de la GD, podrían cambiar estos flujos tornándose de forma bidireccional.

2.7 Presentación del Decreto Supremo N° 101

Debido al fuerte impacto que produce la inserción de generación distribuida a las redes de distribución eléctrica, nacen nuevas normativas y reglamentos que permiten una adecuada compatibilidad entre los diversos elementos involucrados en las redes eléctricas.

Publicado en Enero de 2015, se emplea el DS N° 101 que modifica el DS N° 244 publicado en el año 2005. Este decreto aprueba el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, con el objetivo de simplificar el procedimiento de conexión de los PMGD y disminuir los costos de transacción asociados a la conexión de éstos a las redes eléctricas, por lo tanto su modificación logra un mayor manejo de la información tanto técnica como económica por parte de los desarrolladores de proyectos, con la finalidad de fomentar la incorporación de nuevos puntos de generación distribuida al sistema eléctrico.

2.7.1 Disposiciones generales

El DS N° 101 será aplicado a toda empresa que posea medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 [MW] y que se encuentren en alguna de las categorías señaladas a continuación [12]:

1. **PMGD:** Pequeños medios de generación distribuida, cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 [MW], conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
2. **PMG:** Pequeños medios de generación, cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 [MW], conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional.
3. **MGNC:** Medios de generación renovable no convencionales e instalaciones de cogeneración eficiente cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 20 [MW].

2.8 De los PMGD

De modo de dar enfoque en el proyecto a estudio, el cual considera una generación distribuida nominal de 4,68 [MW] con una expectativa de crecimiento hasta los 6 [MW] inyectados a la red eléctrica de distribución de media tensión, se considerará perteneciente a la primera categoría de Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD) descrito anteriormente.

En la Figura 2-2 se ilustra un diagrama de un sistema eléctrico de potencia chileno, en donde se muestran los diferentes tipos de categorías de generación distribuida, destacando principalmente la inyección de PMGD en las redes de distribución.

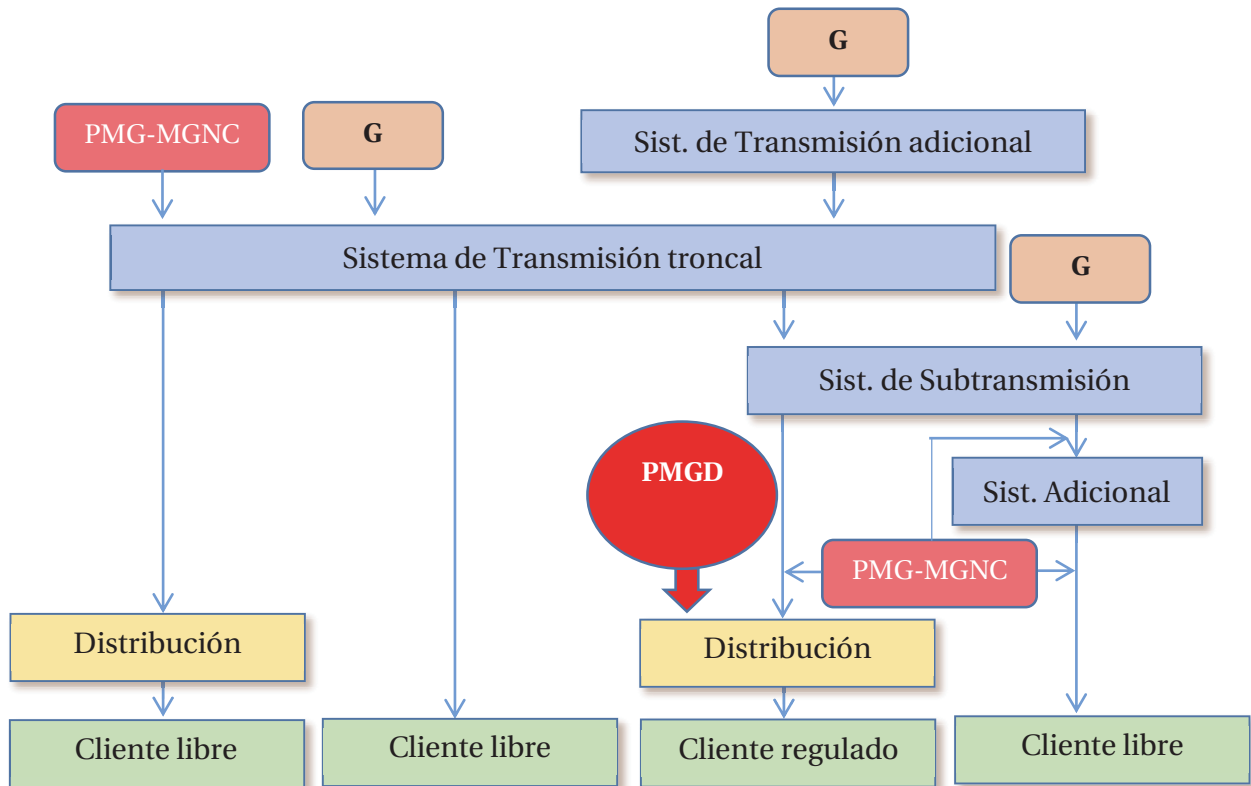


Figura 2-2 Diagrama de Generación Distribuida en un SEP (Fuente: Elaboración propia).

2.8.1 Antecedentes generales de la conexión

Al momento en que se presente una nueva solicitud de conexión a la red de distribución eléctrica, la empresa concesionaria de distribución deberá otorgar toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión y operación del nuevo PMGD, por otro lado, el interesado en conectarse a la red de distribución de media tensión mediante un PMGD, deberá proporcionar toda la información técnica que les sea solicitada por la respectiva empresa concesionaria de distribución.

En la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en instalaciones de media tensión, se destaca que la conexión de un PMGD en una red concesionaria de distribución adquirirá la calidad de usuario del sistema de distribución, por lo que le serán aplicables los derechos y obligaciones dispuestas en el DS N° 101 y en la NTCO establecidas por la normativa vigente, con la finalidad de que los efectos producidos por la inyección de potencia a la red de distribución por parte del PMGD cumpla y opere adecuadamente bajo la normativa exigida, con tal de que los efectos sobre la red de media tensión y sobre los clientes sometidos a regulación de precios o cuál sea su tipo, no salgan de los límites establecidos en la normativa.

Es primordial destacar que todo PMGD operará con autodespacho. Esto implica que el propietario u operador del PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual se encuentre conectado. Sin perjuicio de la anterior, y para efectos de programar la operación global del sistema eléctrico, el propietario del PMGD deberá coordinar tanto con la empresa distribuidora o con el CDEC respectivo la limitación horaria de las respectivas inyecciones de energía a la red de distribución. Debido a lo anterior, durante los primeros 25 días del mes, el propietario del PMGD que participe bajo la coordinación del CDEC, deberá enviar un Informe de Operación Mensual (IOM) tanto a la empresa distribuidora como a la División de Operación (DO) del CDEC respectivo, indicando su disponibilidad de excedentes para el mes siguiente. Los aportes de los PMGD serán referidos a la subestación primaria de distribución más cercana a su punto de ubicación [12].

2.9 Exigencias técnicas para la conexión a la Red de Distribución

De manera que un PMGD pueda operar de forma correcta en el sistema de distribución y para que los efectos sobre la red de media tensión y los clientes conectados a ésta se mantengan en el rango admisible, se considerarán las siguientes exigencias que se deben cumplir en el punto de conexión del PMGD, a pesar de que los equipos mismos de generación estén ubicados en otro lugar. Esto se aplicará tanto a la conexión del PMGD que posea solo una o varias unidades generadoras, considerando la capacidad agregada de las unidades para el segundo caso. Por lo tanto, las siguientes exigencias se realizarán en busca del óptimo funcionamiento de la conexión [12]:

- El PMGD no debe superar los límites máximos de inyección de potencia aparente al sistema de distribución eléctrica definida en un principio. Para garantizar esta condición, se deberá implementar un sistema de protección y/o control que limite la inyección hacia la red. El tiempo máximo de actuación de este sistema de limitación será de 2 segundos.
- El propietario del PMGD deberá mantener en todo momento un buen estado de las instalaciones eléctricas que permiten la conexión de éste con el sistema de distribución.
- La empresa distribuidora podrá solicitar al propietario del PMGD realizar el mantenimiento y/o reparación sobre el conjunto de líneas, empalmes y equipos eléctricos entre su punto de conexión a la red de distribución y sus unidades de generación, incluyendo el punto de conexión, en caso de que se presenten anomalías.
- Los PMGD deberán disponer en todo momento de Sistemas de Comunicación correspondientes a vínculos telefónicos y/o radiocomunicaciones entre aquellos PMGD que posean relación funcional de tipo operativo y si es necesario se deberá implementar desde el PMGD hacia la empresa distribuidora.
- La conexión del PMGD a la red de media tensión deberá ser realizada mediante transformadores elevadores de tensión con uno de sus devanados en conexión delta. De esto se desprende que la conexión del transformador podrá adoptar la conexión D-y (Conexión delta hacia la media tensión de la red eléctrica) o también la conexión Y-d (Conexión estrella aterrizada hacia la media tensión de la red eléctrica)

- Se deberán considerar esquemas de protecciones como: Transformadores de corriente y de potencial, protecciones y equipos de interrupción de suministro, los cuales deberán ser selectivos al detectar y despejar oportunamente fallas a tierra que ocurran en el lado media tensión. Para la conexión, la NTCO exige como mínimo los siguientes elementos ordenados desde el sistema de distribución hasta las unidades generadoras: Desconector, equipamiento de medida, protección Red e Instalación (protección RI) e interruptor de acoplamiento.
- En el caso de PMGD asincrónicos sin equipos de electrónica de potencia incorporados, la velocidad de partida debe variar entre el 95 y 105% de su velocidad de sincronismo, pero si el PMGD solo pudiese partir como motor, deberá convenir con la respectiva concesionaria de la red de distribución las respectivas condiciones de conexión a la red de media tensión.
- Los PMGD sincrónicos deberán disponer de un control de excitación que permita regular y controlar la energía reactiva suministrada a la red. Éstos PMGD deberán poseer un dispositivo de sincronización requerido para cumplir con las condiciones de sincronización, que sea automático y que posea un medidor de frecuencia, medidores de tensión y tensión de secuencia cero.
- Deberá poseer un interruptor de acoplamiento, el cual permitirá la desconexión automática del PMGD bajo corrientes de falla cuando actúen sobre él las protecciones del mismo, el cual corresponderá a un interruptor de poder, reconector o interruptor de motor para PMGD.
- Deberá poseer una protección anti isla, la cuál sea capaz de desconectar el PMGD de la red ante fallas que pudiesen afectar el sistema de distribución, por lo tanto ésta protección deberá desconectar el PMGD de la red en un tiempo máximo de 2 segundos.
- El esquema de puesta a tierra de la instalación del PMGD no debe originar sobretensiones que excedan la capacidad de los equipos conectados ni tampoco alterar la coordinación de protección contra fallas a tierra de la red de media tensión.
- Si existiese variación de tensión en el punto de conexión del PMGD al alimentador de media tensión que supere las exigencias establecidas por norma, es recomendable utilizar un transformador de media a baja tensión que posea un rango de regulación bajo carga suficiente.

El DS N° 101 establece claramente que la coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución será efectuado entre los propietarios de las respectivas PMGD y la empresa concesionaria de distribución, en tanto que el CDEC del respectivo sistema deberá coordinar con el propietario de la subestación primaria el adecuado cumplimiento de las disposiciones técnicas regidas por la normativa.

2.9.1 Estudio técnico del impacto que produce el PMGD en la red

Los respectivos estudios a realizar para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD a la red de distribución, se deberán realizar a través del análisis de un modelo eléctrico del alimentador de media tensión involucrado en dicha conexión, considerando las impedancias y las longitudes de cada segmento del alimentador. Se deberán incluir en el análisis aquellos

medios de generación existentes en la red y aquellos previstos de conectar, además de todos los proyectos futuros en el alimentador que informe la empresa distribuidora. Por otro lado, no deberán ser considerados en los estudios técnicos; Generadores de Emergencia Móvil y generadores convencionales que presenten una relación entre la energía real generada durante un periodo y la energía si se hubiese trabajado a plena carga durante el mismo intervalo (Factor de planta), durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%.

Conforme a los estudios técnicos que se deberán realizar, la NTCO solicita lo siguientes análisis de flujos de potencia [13]:

- **Niveles de tensión:** Luego de las inyecciones de Potencia Activa y Reactiva por parte del PMGD, se deberá cumplir que las tensiones en los nodos del alimentador de media tensión se encuentren dentro de los rangos establecidos, especialmente durante la energización de los transformadores. A la misma vez, el impacto individual del PMGD por elevación de tensión debe permitir su sincronización a la red sin originar oscilaciones de tensión en el punto de conexión mayores a un $\pm 6\%$ de la tensión previa a la sincronización, ni tampoco originar parpadeos molestos para otros usuarios del sistema de distribución.
- **Demanda mínima y máxima Neta del alimentador:** La empresa distribuidora deberá informar los niveles de demanda existentes sobre el alimentador y las posibilidades de coincidencia de los medios de generación, con la finalidad de evaluar los casos más exigentes a los que se verá sometido el respectivo alimentador de media tensión.
- **Estudio de cortocircuitos:** Tendrá como objetivo verificar que ante la conexión del PMGD, no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del alimentador de distribución. La verificación deberá considerar un margen de seguridad, de modo que la corriente de cortocircuito no deberá superar el 85% de la capacidad de ruptura de los equipos. Para el presente análisis se deberá considerar cortocircuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos a tierra y bifásicos levantados de tierra, verificando el correcto cumplimiento de las protecciones, utilizando para ello la corriente de cortocircuito más alta obtenida.
- **Coordinación de protecciones:** El presente estudio, deberá definir los criterios y ajustes de las protecciones asociadas a la conexión del PMGD, verificando además la correcta coordinación entre las protecciones asociadas al alimentador estudiado. Para realizar lo dicho recientemente, se considerarán cortocircuitos en diferentes puntos de la red de distribución, con el objetivo de verificar la adecuada selectividad, sensibilidad y rapidez de los equipos ante fallas.

2.10 Remuneración y pagos de un PMGD

Los clientes que se adhieran a la red eléctrica de distribución o a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución con su respectivo PMGD y que estén incluidos en los balances de inyección y retiro, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema de dos formas:
[12]

1. **A costo marginal instantáneo:** Precio utilizado en la valorización de transferencias de energía entre empresas generadoras. Su unidad de cálculo es en dólares por MegaWatt por hora (US\$/MWh). Éste será calculado por el CDEC en la barra de la subestación de distribución primaria que corresponda.
2. **A precio de nudo de corto plazo de energía:** Precio fijado semestralmente en los meses de Abril y Octubre de cada año, correspondiente a la energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de subestación de distribución primaria más cercana. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un informe técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Por lo tanto, los puntos de inyección a considerar para los PMGD corresponderán a la barra de la subestación primaria de distribución asociada a dicho medio de generación en el nivel de tensión correspondiente a la tensión del sistema de distribución que recibe las inyecciones del PMGD. La subestación primaria de distribución asociada corresponderá a la que informen el PMGD y la distribuidora de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. En caso que el medidor de energía registre retiros de potencia a nivel horario en vez de una inyección, atribuibles a consumos propios, corresponderá referir estos retiros a la subestación primaria de distribución como retiros del PMGD. [14].

Independiente del régimen de energía elegido por el propietario del PMGD, las inyecciones de potencia en cada balance de inyecciones y retiros realizados por el CDEC, corresponderán al precio de nudo de la potencia.

El propietario del PMGD deberá comunicar al menos 6 meses antes de su entrada en operación, el método por el cual querrá ser evaluado para la venta de sus inyecciones de energía. Se deberá tener presente, que el período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años.

Para la determinación del balance de inyecciones y retiros realizados mensualmente para aquellos PMGD que se encuentren bajo la coordinación del CDEC, el propietario estará obligado a informar a la empresa distribuidora y al CDEC, en la forma y oportunidad que la normativa lo disponga. Por otro lado, el propietario del PMGD, deberá concurrir al pago de los costos de transmisión asociado al uso que sus medios de generación hacen en los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión correspondientes, quedando libres del pago de peajes cuando la disposición del PMGD es la inyección de sus excedentes de potencia al sistema.

2.10.1 Costos marginales y precio de Nudo en el SIC

La comercialización de energía en el mercado Spot (transacciones de energía entre generadores) se realiza mediante el costo marginal instantáneo, el cual se detallará a continuación para comprender a grandes rasgos, como evoluciona en el tiempo dicho costo y cuáles son sus magnitudes.

[15] Tomando en cuenta el nudo Quillota 220 KV del SIC como el punto de referencia para calcular los costos, la CNE realiza los cálculos en base a curvas de cargas ponderadas del sistema

2 Generación Distribuida y su normativa actual

eléctrico. De lo anterior, una vez que se determinan los costos marginales mensuales, es posible calcular el costo marginal promedio ponderado actualizado en el periodo de 48 meses a partir de abril del presente año.

La Tabla 2-3 muestra los costos marginales ponderados resultantes entre los meses de abril de 2016 y diciembre del mismo año y demanda asociada de energía en nudo Quillota 220 KV.

Tabla 2-3 Costos marginales y demanda de energía en nudo Quillota 220 KV (Fuente: Fijación de precios de Nudo de Corto Plazo de Abril 2016)

Mes	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda asociada [GMh]
Abril	43,92	375,99
Mayo	41,99	383,28
Junio	42,27	378,01
Julio	41,77	391,92
Agosto	43,03	388,04
Septiembre	36,85	373,37
Octubre	40,70	396,61
Noviembre	38,61	390,12
Diciembre	46,25	403,71

Por otro lado, utilizando la información disponible por el CDEC-SIC, se tiene acceso a la aplicación móvil de la cual se logran extraer de forma comparativa la evolución de los costos marginales de los dos últimos años, en éste caso se utilizarán los costos en la barra de referencia Quillota 220 KV que son mostrados en la Tabla 2-4. Para las demás barras del sistema, el costo marginal se obtendrá como el producto entre el costo marginal horario en la barra de referencia anteriormente nombrada y el factor de penalización correspondiente a dicha barra.

2 Generación Distribuida y su normativa actual

Tabla 2-4 Costo Marginal histórico. (Fuente: Aplicación móvil CDEC-SIC, Barra Quillota 220 KV)

Mes	CMg [US\$/MWh] 2016	CMg [US\$/MWh] 2015
Enero	49,93	114,75
Febrero	56,94	140,38
Marzo	73,99	139,73
Abril	51,47	134,18
Mayo	39,08	162,65

De la Tabla 2-4 se puede ver claramente la disminución de los Costos Marginales en la Barra de Referencia Quillota 220 KV a comparación de los mismos meses durante el año anterior. La determinación de estos costos dependerá de que se verifiquen supuestos tales como, costos de combustibles, de proyección de demanda, y fecha de entrada de centrales e instalaciones de transmisión, bajo una cierta condición hidrológica. Con el objeto que se efectúe una adecuada interpretación de los costos entregados en la Tabla 2-4, se muestra en la Figura 2-3 el comportamiento de los costos marginales para distintas hidrologías en el horizonte de planificación.

Realizando un análisis entre la Tabla 2-4 y la Figura 2-3, se puede obtener como conclusión que la baja en los Costos Marginales del año 2016 en comparación con el año 2015, se debe claramente a la presencia de un año con condiciones hidrológicas mucho más húmedas, teniendo en cuenta que la Hidroelectricidad posee un muy bajo costo de operación. Otro factor importante de este análisis, corresponde a la gran inyección por parte de centrales ERNC a la matriz energética durante los últimos meses, logrando sobrepasar por más del doble a lo exigido por la ley. La Tabla 2-5 realiza la comparación de las inyecciones de ERNC en el mes de Abril por parte de empresas generadoras entre los años 2015 y 2016, demostrando el gran aumento de este tipo de generación en el SIC para el año 2016, logrando una disminución notable en los costos de operación para brindar un despacho con menores precios.

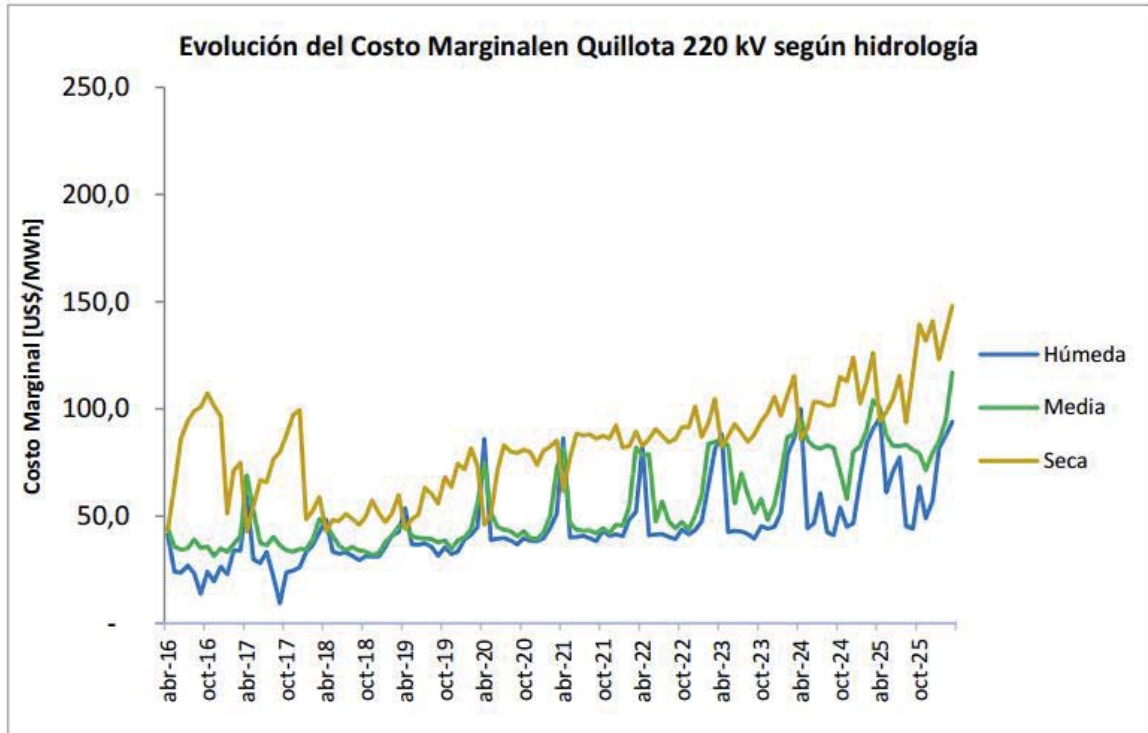


Figura 2-3 Evolución del Costo Marginal en Quillota 220 kV según hidrología (Fuente: Fijación de precios de Nudo de Corto Plazo de Abril 2016)

Tabla 2-5 Generación de ERNC reconocida en el mes de Abril de 2016 para su acreditación [GWh] (Fuente: Balance mensual ERNC, Abril 2015 y 2016)

Tecnología	Abril 2015 [GWh]	Abril 2016 [GWh]
Hidráulica	83,08	99,74
Eólica	115,11	164,26
Biomasa	106,66	138,58
Solar	93,75	134,86
INYECCIÓN TOTAL ERNC	398,60	537,44

Por otro lado, en el Precio de Nudo de Corto Plazo de Potencia y Energía se consideran 2 barras de referencia, las cuales son Diego de Almagro 220 KV y Polpaico 220 KV. Este precio es el que se transa entre las generadoras conectadas a la red y el CDEC respectivo, correspondiente a las transferencias de potencia o capacidad disponible. En la Tabla 2-6 se muestran los Precios de

2 Generación Distribuida y su normativa actual

Nudo de Corto Plazo, utilizando el informe técnico de Precios de Nudo vigente, en particular se han considerado los precios establecidos en el Decreto N°17T, de fecha 30 de Octubre de 2015.

Para el análisis se debe saber que el precio de Nudo de la energía es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, además se considera un conjunto de condiciones hidrológicas posibles. También se debe saber que el precio de Nudo de potencia es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

Tabla 2-6 Precios de Nudo de Corto Plazo en nudos de referencia de Marzo de 2016 (Fuente: Fijación de precios de Nudo de Corto Plazo de Marzo 2016)

Nudo	Potencia de Nudo [US\$/KW/mes]	Energía de Nudo [US\$/MWh]
D. de Almagro	9,3670	40,776
Quillota	7,9322	70,632
Polpaico	7,9164	69,826

3 Biogás como fuente de energía en rellenos sanitarios

3.1 Origen del Biogás

El biogás tiene su origen en la biomasa o materia orgánica biodegradable presente en los residuos sólidos urbanos. Para obtener beneficios de esta Biomasa, se realiza la biodigestión anaeróbica, la que representa un antiguo modo de transformación energética de la Biomasa, puesto en evidencia en el año 1776 por el físico italiano Volta.

A lo largo de nuestro país existe una amplia variedad de biomasa que puede ser transformada en biogás, cuyas fuentes de información básica en Chile se encuentran distribuidas en diversos organismos públicos y privados. Junto a esto, la mayoría de la materia disponible para biodigestión corresponde a algún tipo de residuo del cual, en muchos casos, no existen estadísticas directas de su magnitud y distribución geográfica y temporal.

3.1.1 ¿Cómo se forma?

El Biogás es producido por la fermentación anaeróbica de la Biomasa, que se basa en la transformación de la materia orgánica, a través de una serie de reacciones bioquímicas en presencia de microorganismos, en un gas cuyos componentes principales son el Metano (CH_4) y el dióxido de carbono (CO_2). En la Figura 3-1 se ilustra el proceso general de la transformación de Biomasa a Biogás.

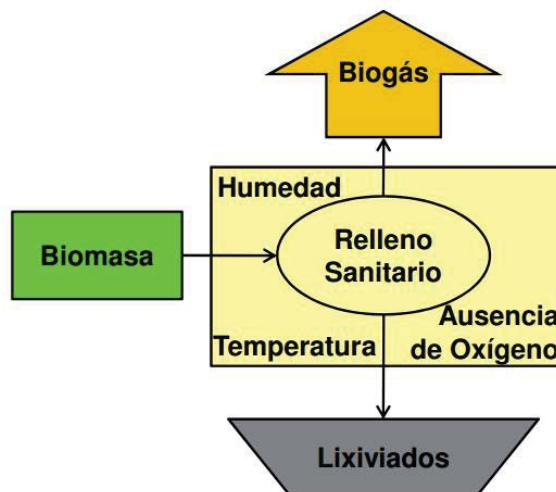


Figura 3-1 Formación del Biogás en rellenos sanitarios (Fuente: Biogás: Un combustible sustentable, relleno sanitario y central Lomas Los Colorados).

La Tabla 3-1 muestra aproximadamente la degradación de la materia orgánica contenida en los residuos sólidos de un vertedero de buen rendimiento.

Tabla 3-1 Degradación aproximada de materia orgánica en vertederos (Fuente: <http://www.fao.org/>)

Compuestos	Cantidad
Metano	45 a 70 %
Dióxido de Carbono	30 a 45 %
Oxígeno	0.1 a 2 %
Nitrógeno	0.5 a 5 %
Sulfuro de hidrógeno	0.001 a 0.002 %

3.2 Generación de energía eléctrica mediante Biogás en Rellenos Sanitarios

Hoy en día la acumulación de residuos sólidos, representa un problema que se ha visto acrecentado por el acelerado desarrollo económico y demográfico de nuestro país. De esto, se debe destacar que el inadecuado manejo de estos residuos genera un importante deterioro ambiental que va en detrimento de la salud y por ende la calidad de vida de las personas.

Pese a lo anterior, Chile ha tenido avances significativos en la materia y es considerado líder en la técnica de disposición final de residuos sólidos en vertederos controlados o rellenos sanitarios. Según el Ministerio de Medio Ambiente, nuestro país posee una de las tasas más

significativas de Latinoamérica respecto a la generación de residuos, con casi 17 millones de toneladas al año medidas en el año 2015, como se ilustra en la Figura 3-2.



Figura 3-2 Generación de residuos en Chile, año 2015 (Fuente: Ministerio del medio ambiente)

3.2.1 Motivación para las empresas insertas en el rubro

Uno de los motivos por el cual se torna interesante generar electricidad mediante la biodigestión anaeróbica de la biomasa en rellenos sanitarios (RS), es principalmente debido a los bajos costos de generación que éste proceso conlleva, ofertando en el mercado valores inferiores al de tecnologías convencionales, situándose en la quinta posición de los despachos realizados por tipo de tecnologías que el CDEC-SIC realiza. Lo anterior se puede visualizar claramente en la Figura 3-3, en donde gráficamente se muestran en orden de despacho las tecnologías usadas en la generación desde el mes de Mayo de 2015 hasta el mes de Mayo de 2016.

3 Biogás como fuente de energía en rellenos sanitarios

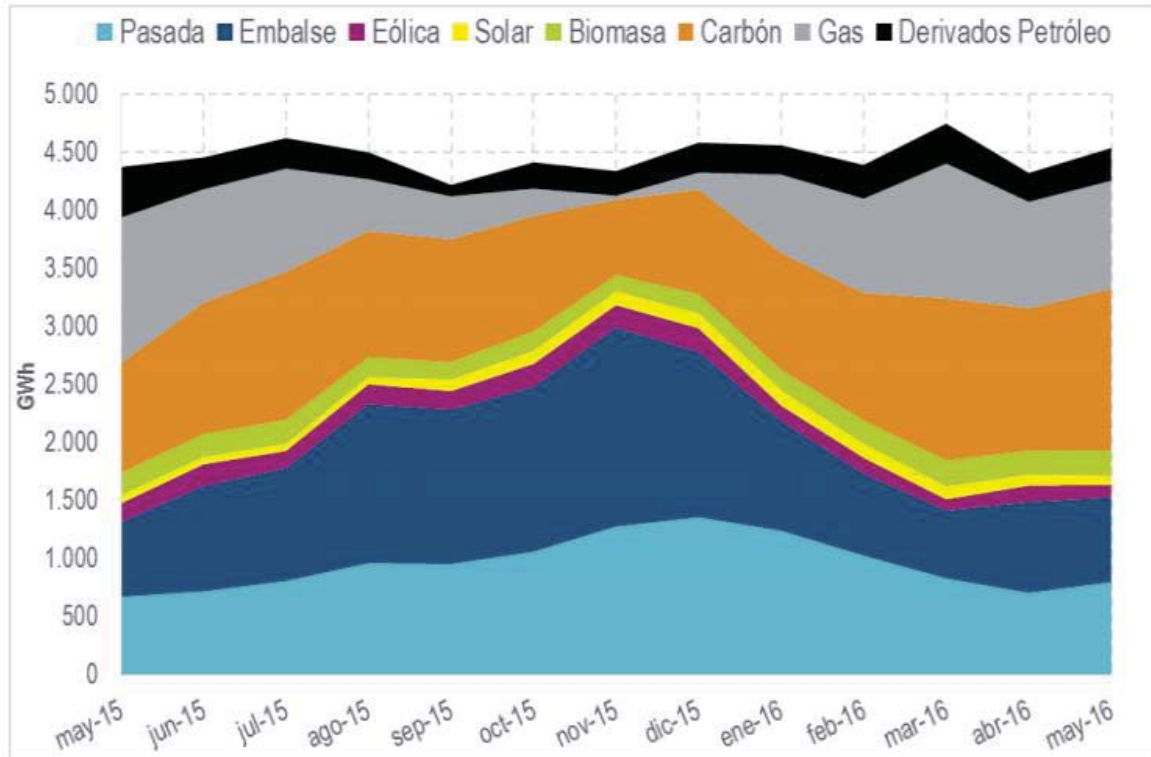


Figura 3-3 Generación bruta mensual SIC por fuente. (Fuente: Boletín del Mercado Eléctrico, Sector Generación, Junio 2016)

Lo importante de esto, se debe a que las tecnologías de menor costo, como las vistas en la parte inferior de la figura prevista, desplazan a las de mayores costos, cubriendo gran parte de la demanda energética del sistema eléctrico del país, siendo de esta manera, la biodigestión anaeróbica de la biomasa en rellenos sanitarios un elemento prioritario para abastecer la demanda.

Otra motivación claramente significativa a la hora de evaluar un proyecto de estas características, se debe al bajo costo de inversión que existe en comparación a las tecnologías utilizadas tradicionalmente en Chile. Este factor representa la cantidad de dinero o capital que se debe invertir en construir una planta eléctrica y es comúnmente representado en [US\$/kW], como se ilustra en la Tabla 3-2.

3 Biogás como fuente de energía en rellenos sanitarios

Tabla 3-2 Costos de inversión de centrales por tecnología. (Fuente: Cuadros ITD, Abril 2016, SIC)

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Gas natural, Ciclo combinado	1300
Solar Fotovoltaica	2100
Eólica	2300
Biomasa	2700
Carbón	3000
Mini-Hidroeléctrica	3200
Hidro-Pasada	3400
Geotérmica	6500

De la tabla vista recientemente, se logra analizar que la biodigestión anaeróbica de la biomasa como proyecto de generación de electricidad, posee un costo unitario de inversión inclusive menor al de tecnologías tradicionalmente ocupadas a lo largo de Chile, siendo de alguna manera tentativo para pequeñas empresas del rubro, facilitando que los actores privados puedan invertir y ser competitivos en el mercado.

3.2.2 Empresas insertas en el rubro

Dentro del Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile, existen diversos proyectos de generación eléctrica a base de biogás, alcanzando 52,84 [MW] de potencia neta instalada hasta el mes de Mayo de 2016. Esta información es entregada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su informe “capacidad instalada de generación, Mayo de 2016”, la cual se detalla en la Tabla 3-3.a y Tabla 3-3.b. [18]

Tabla 3-3.a Capacidad instalada en el SIC a base de Biogás (Fuente: Capacidad instalada de generación, Abril 2016, CNE)

Propietario	Central	Puesta en servicio Central	Región/ Comuna	Potencia neta [MW]	Medio de generación	Distribuidora	Punto de Conexión
Agrícola Ancali	Ancali 1	06-05-2013	Del Bío-Bío/ Los Ángeles	1,56	PMGD	CGE	S/E Duqueco 23 kV
Edam Ltda.	Trebal Mapocho	01-12-2012	Metropolitana/ Padre Hurtado	8,23	PMGD	CGE	S/E Chena 110 kV
KDM	Loma Los Colorados	27-01-2010	Metropolitana/ Tilttil	2,00	PMG	-	S/E Loma Los Colorados 23 kV
KDM	Loma Los Colorados II	20-09-2011	Metropolitana/ Tilttil	18,2	-	-	S/E Loma Los Colorados 23 kV
Las Pampas	Las Pampas	25-10-2014	G.B. O'higgins/ Pichidegua	0,37	PMGD	CGE	S/E Las Cabras 15 kV
Santa Irene	Santa Irene	03-09-2013	G.B. O'higgins/ Palmilla	0,37	PMGD	EMELECTRIC	S/E Lihueimo 13,2 kV

Tabla 3-3.b Capacidad instalada en el SIC a base de Biogás (Fuente: Capacidad instalada de generación, Abril 2016, CNE)

Propietario	Central	Puesta en servicio Central	Región/ Comuna	Potencia neta [MW]	Medio de generación	Distribuidora	Punto de Conexión
Santa Marta	Santa Marta	31-03-2014	Metropolitana/ Talagante	13,5	-	-	Tap Santa Marta 220 kV
Santa Marta	Santa Marta (Ampliación)	En prueba	Metropolitana/ Talagante	3,93	-	-	Tap Santa Marta 220 kV
Tamm	Tamm	11-03-2013	G.B. O'higgins/ Chimbarongo	0,18	PMGD	CGE	S/E Colchagua 15 kV
Stericycle	El Molle	18-12-2015	Valparaíso/ Valparaíso	4,5	PMGD	Chilquinta	S/E El Molle 12 kV

De los 10 proyectos vistos previamente que utilizan biogás para generar electricidad en el SIC, 5 de ellos son realizados en rellenos sanitarios desarrollados por 3 empresas del mismo ámbito. Estas empresas son:

1. **Empresa KDM:** Con el proyecto “Lomas Los Colorados I y II”, con ubicación en Tiltil.
2. **Empresa Santa Marta:** Con el proyecto “Santa Marta” y su respectiva “Ampliación”, con ubicación en Talagante.
3. **Empresa Stericycle:** Con el proyecto “El Molle”, con ubicación en Valparaíso.

Para el caso particular del presente estudio, se analizará la problemática que dentro de la V región se está presentando en el manejo de los residuos sólidos, apuntando a los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) que utilizan el biogás como medio de generación de electricidad. En el caso de Valparaíso, es el único de la V región que ha modernizado sus sistemas de almacenamiento y manejo de la basura, no obstante, aún se presentan deficiencias en el manejo de la disposición final en los vertederos en general [19]. Con el motivo recién descrito, se analizará a modo de ejemplo el Relleno Sanitario “El Molle”, ubicado en la ciudad de Valparaíso, del cual se informa una capacidad neta instalada de 4,5 [MW], sin embargo para el desarrollo del presente trabajo se utilizarán 4,68 [MW] netos instalados, conectado a un alimentador de 12 kV de la empresa Chilquinta Energía como se analizó en la Tabla 3-3.b.

3.3 Generalidades del Relleno Sanitario

Como se describió previamente, se analizará a modo de ejemplo y de forma general las características del Relleno Sanitario “El Molle”, con el fin de comprender y realizar un análisis de los aspectos más importantes de la generación de electricidad mediante Biogás en los Rellenos Sanitarios (RS).

3.3.1 Antecedentes generales

El actual relleno sanitario El Molle, inició sus operaciones en el año 1980 con la modalidad de “botadero a cielo abierto” o también llamado Vertedero, siendo propiedad de la Municipalidad de Valparaíso. Posterior a eso, el vertedero El Molle era operado por la empresa GIRSA, quien se adjudicó la concesión por 20 años, operando solamente entre los años 2001 y 2009, la que en ese último año fue adquirida por la empresa Stericycle, específicamente en Agosto de 2009. Desde entonces, la empresa Stericycle trabajó en la habilitación del relleno sanitario El Molle, el cual comenzó su funcionamiento en el mes de Octubre del año 2013, siendo el primer RS de la V región. El RS El Molle recibe actualmente residuos domiciliarios de las ciudades de Valparaíso, Viña del Mar, Concón y Quilpué, y se estima una vida útil de 20 años. En la Figura 3-4 se ilustra el terreno abarcado por el RS.

Durante el año 2006 la empresa GIRSA pone en marcha el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de extracción de biogás, el cual es un acuerdo suscrito en el Protocolo de Kioto, y que tenía como finalidad controlar, extraer e incinerar el metano proveniente del vertedero en busca de la comercialización de bonos de carbono. Sin embargo, los precios de los bonos de carbono disminuyeron considerablemente y debido a la obligación legal que existe en el manejo del

biogás por parte de los propietarios de los RS [20], llevó a la empresa Stericycle a aprovechar energéticamente este gas extraído, considerando las áreas tanto del antiguo Vertedero como las del actual Relleno Sanitario.

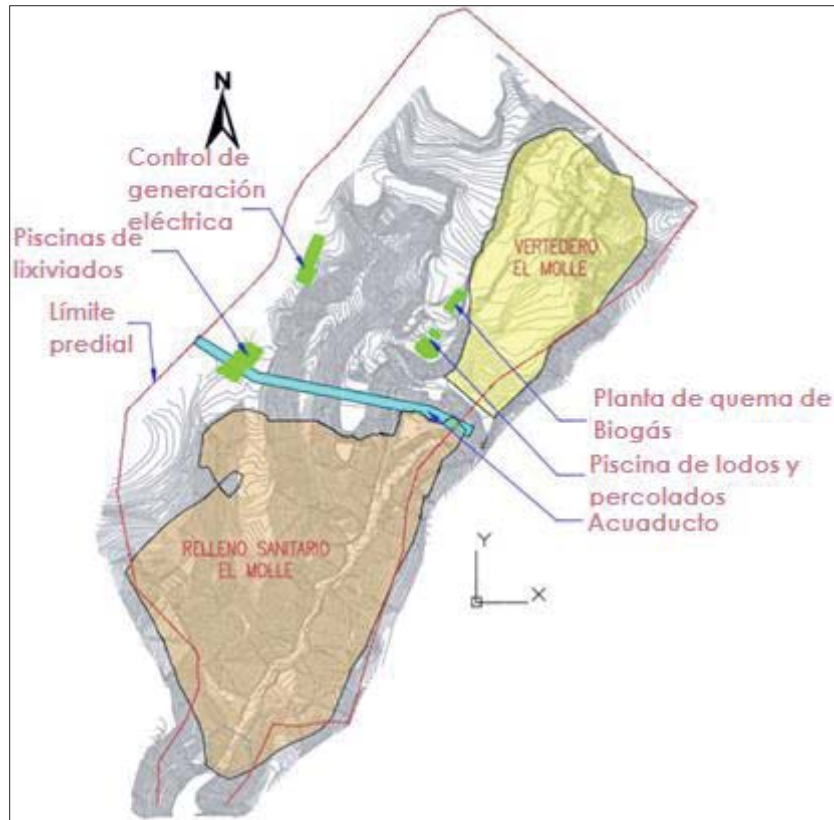


Figura 3-4 Predio de emplazamiento de actual Relleno Sanitario y antiguo "Botadero" El Molle. (Fuente: [21])

3.3.2 Generalidades del sistema de extracción de Biogás

Para el enfoque del proyecto, se considera un sistema de extracción activo de Biogás, el que tiene como característica, emplear equipamiento de extracción el cual genere una diferencia de presión necesaria para evacuar el Biogás del interior del RS. Este sistema se ilustra en la Figura 3-5.

Las partes principales de este proceso se detallan a continuación:

- **Pozos de extracción:** El RS El Molle posee pozos de extracción dual verticales, en donde se extrae tanto Biogás como Lixiviados. Lo ideal es poseer una profundidad de residuos de a lo menos 10 [m].
- **Cabezal de pozo:** Situado en la parte superior de los pozos. Estos permiten controlar la extracción de gas, ya que miden el caudal de este, regulan el flujo y eliminan el agua, además de poseer sensores de temperatura.

- **Tuberías colectoras:** Transportan el Biogás desde los pozos de extracción a la estación de aprovechamiento energético, además estas tuberías deben contar con puntos de drenaje de agua. La configuración de la instalación de estos ductos, deberán considerar y permitir la creación de suficiente vacío en los pozos de extracción, con la finalidad de facilitar el traslado de Biogás, minimizando costos de operación. Otro punto relevante es el diámetro de estos ductos, ya que determinarán los límites de cantidad de Biogás que el sistema es capaz de transportar.
- **Bombeo de extracción:** Se utilizan compresores o sopladores centrífugos para la extracción de Biogás. Además deben considerarse supresores de llama en caso de auto combustión, con el fin de minimizar el riesgo de una explosión.
- **Sistema de manejo de condensado:** Es un factor importante en el diseño de extracción, ya que considera elementos para controlar y extraer el condensado. Este se produce por el enfriamiento del Biogás durante su transporte a la estación de bombeo. Durante la extracción, el Biogás suele estar a la temperatura interior del RS y saturado de humedad. Como consecuencia del enfriamiento, la presión de vapor disminuye y comienza a condensar agua en las paredes de las tuberías. Para impedir que esto suceda, se utilizan trampas o cárcamos de condensado.

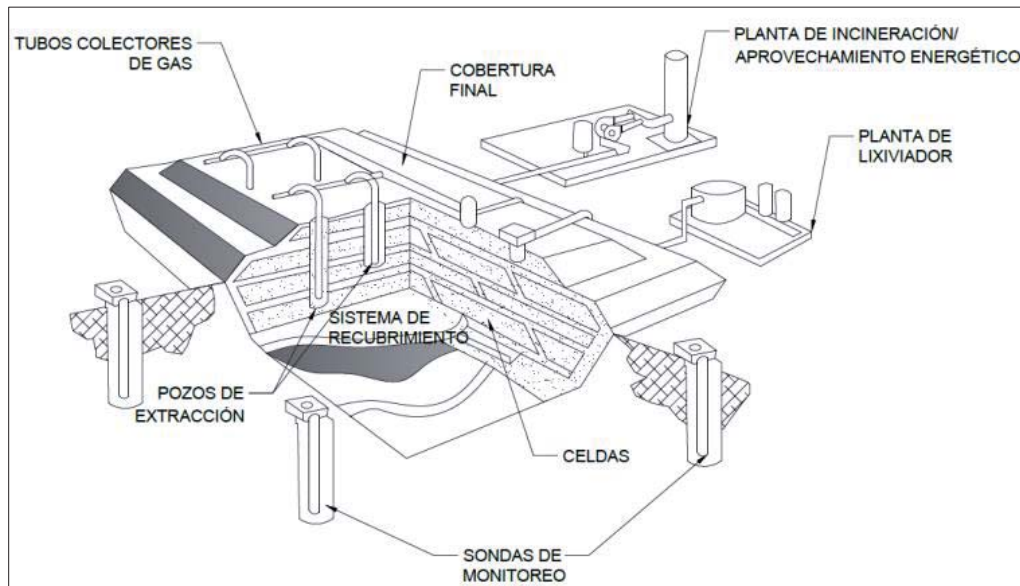


Figura 3-5 Esquema de extracción activo típico de Rellenos Sanitarios. (Fuente: [21])

3.3.3 Factores determinantes en la producción de Biogás

El proceso de generación de Biogás en los RS viene de distintas etapas de reacciones físicas, químicas y microbianas. Estos procesos son sensibles al medio en donde se desarrollan, por ende, existen diferentes condiciones naturales y artificiales que determinarán la producción de Biogás. Los factores principales que interfieren en la producción de Biogás se muestran en la Figura 3-6.

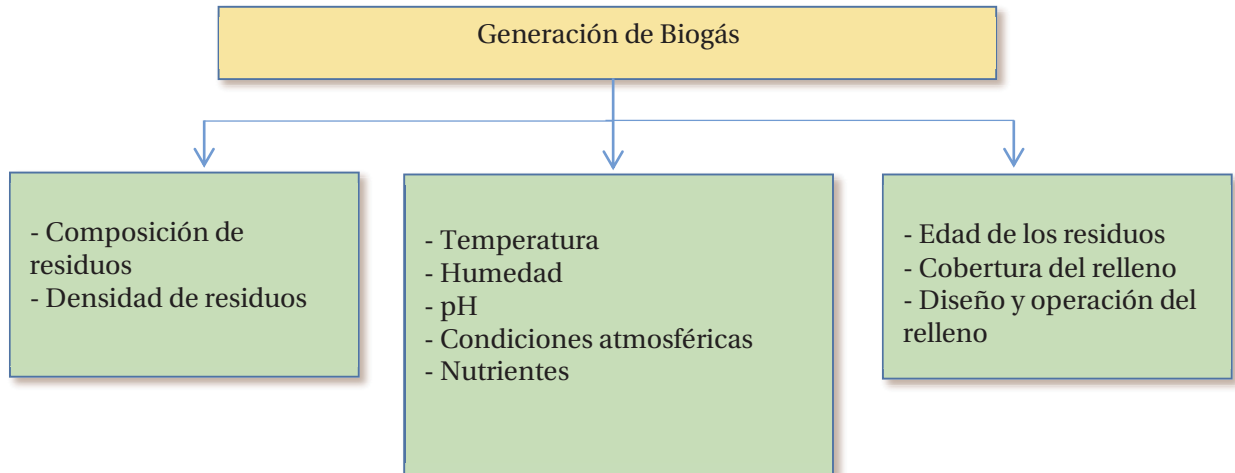


Figura 3-6 Factores que afectan la generación de Biogás. (Fuente: Adaptado de [21] y [22])

En donde:

- **Composición de residuos:** Es el factor más importante, ya que el máximo potencial de generación de Biogás depende del porcentaje de residuos orgánicos sobre el total, además del tipo de desecho orgánico.
- **Densidad de residuos y tamaño de partículas:** Afecta el transporte de nutrientes y humedad en el relleno, la presencia de partículas pequeñas favorece el transporte, lo que aumenta la tasa de formación de Biogás.
- **Temperatura:** Bajas temperaturas hacen disminuir la tasa de formación de Biogás, de modo que RS poco profundos se ven mayormente afectados por variaciones estacionales, presentando cambios significativos en la tasa de producción de Biogás. El rango óptimo se estima entre los 30°C a los 41°C.
- **Humedad:** Bajos índices de humedad limitan la descomposición de los residuos, por lo tanto restringen la producción de Biogás. El contenido óptimo de humedad se estima entre el 50% y 60%. En Chile, el contenido promedio es entre 45% y 55%
- **pH y nutrientes:** El pH afecta directamente en la actividad biológica, considerándose un pH óptimo durante la formación de Metano en el rango de 6.5 a 8.0. Por otro lado, el ecosistema anaeróbico necesita de una serie de nutrientes, entre ellos predominan el nitrógeno y el fósforo.
- **Condiciones atmosféricas:** Principalmente las precipitaciones son la mayor fuente de humedad para un RS, ya que favorecen la producción de Biogás y la impermeabilización del terreno impidiendo el ingreso de aire por grietas.
- **Edad de los residuos:** La generación de Biogás es significativa durante 10 a 20 años. La producción de Biogás no es constante a lo largo del tiempo.
- **Cobertura:** El recubrimiento diario del RS evita el contacto de los desechos con el oxígeno y la penetración de aguas lluvias, ayudando a mantener un ambiente anaeróbico. La normativa chilena exige una cobertura diaria mínima de 15 [cm].

- **Diseño y operación:** Factores de diseño como profundidad, impermeabilización de paredes y fondo, recirculación de lixiviados en los RS, y por otro lado, los factores de operación como la compactación de los residuos y construcción de celdas, son claves para obtener una óptima producción de Biogás.

3.4 Caracterización del Relleno Sanitario

La caracterización del RS es fundamental para el buen diseño de captación del Biogás, ya que preliminarmente se deben conocer algunas características generales, como por ejemplo, su diseño geométrico y la tasa de generación de Biogás. Ambas características dependen de la capacidad del RS, el tipo y cantidad de residuos que recibe y las condiciones climáticas de la zona donde se sitúa.

Para identificar si es técnicamente factible la captura y posterior aprovechamiento energético del Biogás, se debe conocer:

- Método constructivo (Área, Zanja o Mixto).
- Capacidad del RS.
- Tasa de recepción estimada.

Además, para especificar las condiciones en que opera el RS, se debe conocer:

- Composición de los residuos promedio.
- Precipitaciones anuales promedio.
- Temperatura diaria promedio.

Contando con la información recién descrita, es posible estimar la proyección de Biogás de los RS y su respectivo potencial energético, obteniendo como resultado la factibilidad técnica que se busca para emplear un proyecto de estas características.

3.4.1 Caracterización geométrica

Uno de los aspectos primordiales a considerar para la extracción de Biogás y posterior aprovechamiento energético, es conocer las características que presenta el área del Relleno Sanitario, ya que conociendo la base de todo, se puede comenzar a realizar estimaciones del proceso de extracción. Estos datos se presentan en la Tabla 3-4.

Tabla 3-4 Características geométricas del RS El Molle (Fuente: Adaptado de [21]).

Tipo de relleno	Superficie total [Ha]	Volumen de disposición [m^3]	Área de disposición [m^2]	Volumen total del RS [m^3]	Altura promedio del Relleno [m]
Área	29,49	8.600.689	294.943	7.526.111	29

3.4.2 Capacidad del Relleno Sanitario

Con la finalidad de desarrollar una metodología de aprovechamiento energético en el RS El Molle, se analizan diferentes características, una de ellas es la que se presenta en la Tabla 3-5.

Tabla 3-5 Valores estimados de la capacidad del RS El Molle. (Fuente: Estudio del impacto ambiental RS El Molle, 2005)

Vida útil [años]	Recolección de residuos año inicial [ton/año]	Recolección de residuos año final [ton/año]	Masa total de residuos [ton]	Volumen disponible para residuos [m^3]
20	272.512	380.783	6.450.517	6.450.517

3.4.3 Composición de los residuos

Esta característica es clave para determinar la cantidad de metano que generará un RS. Previo a esto, se deben conocer datos sobre la población involucrada en los residuos que se depositarán en el RS, y la estimación de residuos desde el inicio hasta el término de la vida útil del relleno. Estos datos se muestran en la Tabla 3-6 y Tabla 3-7.

Tabla 3-6 Datos de la población involucrada (Fuente: Adaptado de [21]).

Datos	Cantidad	Unidad
Población inicial	829.566	Habitantes
Tasa de crecimiento poblacional	0,68	%
Producción per cápita de residuos	0,90	Kg/habitantes/día
Población final	949.981	Habitantes

Tabla 3-7 Estimación de residuos (Fuente: Adaptado de [21])

Año	Residuos anuales [ton]	Residuos acumulados [ton]
2014	272.512	272.512
2015	277.109	549.622
2016	281.783	831.405
2017	286.537	1.117.942
2018	291.370	1.409.311
2019	296.285	1.705.596
2020	301.282	2.006.879
2021	306.364	2.313.243
2022	311.532	2.624.775
2023	316.787	2.941.562
2024	322.131	3.263.693
2025	327.564	3.591.258
2026	333.090	3.924.347
2027	338.708	4.263.056
2028	344.422	4.607.477
2029	350.231	4.957.709
2030	356.139	5.313.848
2031	362.146	5.675.994
2032	368.255	6.044.249
2033	374.467	6.418.716
2034	380.783	6.799.499

De la Tabla 3-7 se logra apreciar que en el año 2034 se sobrepasa el límite permitido de toneladas de residuos acumulados en el RS, dando a conocer claramente la información ya vista en la Tabla 3-5, por lo que se comprueba que la vida útil del RS es de 20 años.

Cada tipo de residuo orgánico aportará con un porcentaje, el que indicará la velocidad de degradación, que determina a su vez la tasa de generación de metano y curva de generación de Biogás en el tiempo. Estos porcentajes estimados se detallan en la Tabla 3-8, donde se analizan específicamente en el RS en estudio.

Tabla 3-8 Estimación de la composición de los residuos en Relleno Sanitario El Molle (Fuente: Estudio del impacto ambiental RS El Molle, 2005)

Componentes orgánicos	Cantidad	Unidad
Desechos de jardín	2,0	%
Desechos de alimento	58,7	%
Desechos de papel, cartón y textiles	15,6	%
Desechos de madera y paja	2,5	%
Componentes orgánicos totales	78,8	%

3.4.4 Condiciones climáticas

Como se nombró anteriormente, las condiciones de humedad y temperatura son claves en la óptima producción de Biogás. Para obtener óptimos resultados, la temperatura deberá estar entre los 30°C a 41°C, bajo los 10°C la tasa de generación decrece considerablemente. Por el otro lado, la humedad óptima varía entre los 50% a 60%, bajo los 20% se paralizan las reacciones de producción de metano. Debido a esto, las temperaturas y precipitaciones pasan a ser características importantes del lugar geográfico en donde se emplaza el RS. En la Tabla 3-9 se presentan datos históricos del año 2014 de temperaturas y humedad para la V región.

Cabe destacar que la temperatura del RS es mayor que la ambiental, producto que ocurren reacciones exotérmicas en su interior. Por otro lado, haciendo un análisis a modo de ejemplo de los datos de la Tabla 3-9, se puede argumentar que la humedad aporta positivamente al trabajo de extracción de Biogás durante y alrededor de las 14 hrs. Cabe destacar que la humedad en el RS depende fundamentalmente del ingreso de agua a causa de precipitaciones, es por este motivo que se utiliza un promedio anual de las precipitaciones como parámetro representativo de la humedad, y con este poder estimar la producción de Biogás.

3 Biogás como fuente de energía en rellenos sanitarios

Tabla 3-9 Temperaturas extremas y humedad relativa de la V región, estación Rodelillo, año 2014. (Fuente: Anuario climatológico 2014, Dirección Meteorológica de Chile)

Meses	Temperaturas extremas [°C]		Precipitación [mm]	Humedad relativa [%]		
	Máxima	Mínima	Total	08 hrs	14 hrs	20 hrs
Enero	28,4	10,0	0,0	90	55	64
Febrero	28,8	8,8	0,2	90	57	73
Marzo	30,6	7,4	0,7	84	57	78
Abril	31,9	7,3	0,5	82	51	71
Mayo	27,5	6,0	32,5	90	65	87
Junio	28,8	3,0	165,0	89	67	91
Julio	30,8	3,1	45,4	88	66	87
Agosto	32,3	4,8	78,8	87	66	85
Septiembre	25,2	3,7	53,4	88	68	85
Octubre	30,8	5,2	0,7	80	61	81
Noviembre	29,4	6,1	4,5	82	52	75
Diciembre	27,4	7,8	0,6	80	57	73
PROMEDIO	29,325	6,1	31,858	85,83	60,167	79,167

De datos como los vistos en a Tabla 3-9, se logra estimar a nivel histórico, las características climáticas de la zona en donde se sitúa el relleno, las que se detallan en la Tabla 3-10.

Tabla 3-10 Características climáticas en RS El Molle (Fuente: [21])

	Cantidad	Unidad
Precipitación anual	413	mm
Temperatura promedio anual	13,2	°C
Temperatura al interior del RS	28	°C

3.4.5 Estimación de producción de Biogás

Para lograr una óptima estimación en la generación de Biogás, se deben emplear diferentes modelos matemáticos, como lo son:

- Modelo Estequiométrico
- Modelo LandGEM

Ambos modelos se detallan en el Apéndice A.

Empleando el modelo LandGEM y ya habiendo asignado los valores para k y Lo, se logra estimar la producción de Biogás. Los resultados se observan en la Tabla 3-11.

Tabla 3-11 Estimación generación de Biogás en RS El Molle (Fuente: Modificada de [21]).

Lo [m ³ /ton]	K [1/año]	Max. Generación [dam ³ /año]	Promedio generación [ft ³ /min]	Razón capacidad/generación [dam ³ /año/ton]	Potencia térmica equivalente promedio [kW]
77,1	0,026	19.954,3	1.095	0,0031	9.889

3.5 Consideraciones y componentes en el proceso de extracción

Cabe destacar que existirán elementos perjudiciales desde el proceso de extracción de Biogás hasta el proceso de generación de electricidad, los que pueden llegar a contener un elevado nivel de corrosión, pudiendo dañar y disminuir la vida útil de motores, convertidores o distintas maquinarias y elementos que intervienen en la producción, transferencia y suministro de energía eléctrica. Esto conlleva a analizar las principales consideraciones y equipos que comúnmente se utilizan en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica mediante Biogás en Rellenos Sanitarios.

3.5.1 Consideraciones en la etapa de extracción

- Se deben tener en cuenta las pérdidas de presión luego de los sopladores o compresores, estableciendo una presión de salida requerida para los equipos de generación eléctrica.
- Los equipos de extracción deberán considerar la variación del flujo de Biogás, con la finalidad de expandir el sistema cuando sea requerido. El equipo de extracción deberá tener una curva característica adecuada para operar en el punto deseado. Se recomienda tener a lo menos dos sopladores o compresores.
- Como consecuencia de las grandes variaciones en el flujo de Biogás, se deben considerar variadores de frecuencia, otorgando flexibilidad al sistema y permitiendo adaptar de forma eficiente los equipos de extracción a los requerimientos de flujo.

- Por lo tanto, la selección de los equipos de extracción dependerá del caudal y presión requerida. [21]

3.5.2 Sistema de acondicionamiento

Debido a lo descrito previamente, el proceso de extracción de Biogás debe poseer variadas etapas de purificado antes de ser inyectado al conjunto de máquinas del proceso de generación de electricidad. Es por esto que antes de los equipos de extracción mencionados en la sección 3.3.2 es necesario filtrar, deshumidificar y remover compuestos del biogás, con el fin de minimizar los efectos corrosivos. Dos de estos procesos son:

1. **Tratamiento primario:** Extracción de humedad y material particulado presente en el Biogás, minimizando los efectos corrosivos que posee el Biogás sin tratamiento. Existen diversos procesos de deshumidificación, uno de ellos son los separadores de humedad centrífugos, los que emplean una mayor eficiencia de remoción. Este proceso se ilustra en la Figura 3-7.
2. **Tratamiento secundario:** Remoción de compuestos sulfurados y siloxanos, ya que estos aumentan los efectos de corrosión y erosión respectivamente.

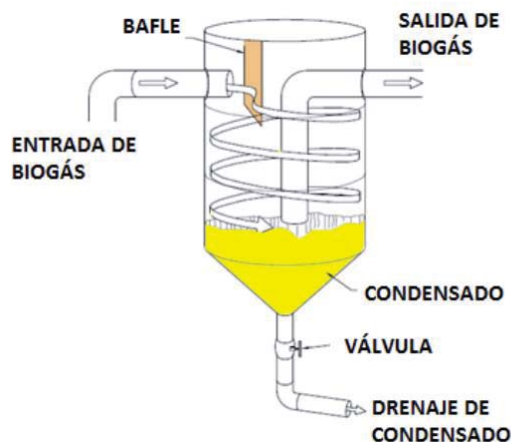


Figura 3-7 Separador de humedad centrífugo (Fuente: Landfill Gas Management Facilities Design Guidelines, British Columbia, 2010)

3.6 Tecnologías de aprovechamiento energético del Biogás

Un aspecto clave a la hora de seleccionar la tecnología de aprovechamiento, es determinar el tamaño óptimo de un proyecto de Biogás. Esto es fundamental desde el punto de vista de mantener un balance entre la máxima capacidad de utilización del Biogás y su tasa de extracción, evitando sobredimensionar los equipos. A partir de estos criterios, los proyectistas deberán seleccionar una de las tecnologías que ofrece el mercado, las que son:

- Motores a combustión interna (Proyectos de 4[MW] a 12[MW]).
- Microturbinas (Proyectos de 30[kW] a 2000[KW]).

- Calderas para uso directo del Biogás en calefacción mediante suministro de agua caliente o vapor (Proyectos desde 300[kWt]).
- Evaporación de lixiviados (Proyectos para tratar desde 5000 galones por día)

3.6.1 Motores a combustión interna

Debido al enfoque del proyecto y considerando que es la tecnología más utilizada para la conversión energética del biogás, se analizarán los motores de combustión interna. Esta tecnología es la más adecuada para proyectos entre 0,5 [MW] y 12 [MW] o superiores, los cuales alcanzan eficiencias eléctricas y térmicas alrededor del 40% bajo distintos niveles de carga, considerando una eficiencia total de la máquina de 82% aproximadamente. En el mundo, plantas que desarrollan sus procesos con esta tecnología, han demostrado más del 98% de disponibilidad anual, atribuido a un cuidadoso plan de mantenimiento. Por otro lado, este tipo de proceso se conoce por tener un costo de operación y mantenimiento entre el 10% y el 12% del costo de inversión inicial, teniendo la característica de permitir incrementos de capacidad con bajo costo de inversión a medida que se desarrolla el proyecto.

Estos motores están disponibles comercialmente en unidades completas, junto a las de generación eléctrica con potencial que varían entre los 0,5 [MW] a 3 [MW]. El ciclo de trabajo que realizan estas máquinas, es un ciclo termodinámico denominado ciclo Otto.

Se ilustra la Figura 3-8 con fines de ejemplificar el proceso completo, desde los sistemas de acondicionamiento del Biogás hasta los mismos motores de combustión interna. Además de este conjunto de máquinas, se requiere de componentes auxiliares, tales como:

- Sistema de refrigeración para los motores.
- Sistemas de escape de gases para los motores.
- Estanques de aceite para lubricación.
- Switchgear para funciones de protección, control, medición y sincronización de los generadores con la red.
- Sistema de acondicionamiento de Biogás.
- Sistema de antorchas para combustionar excesos de Biogás.

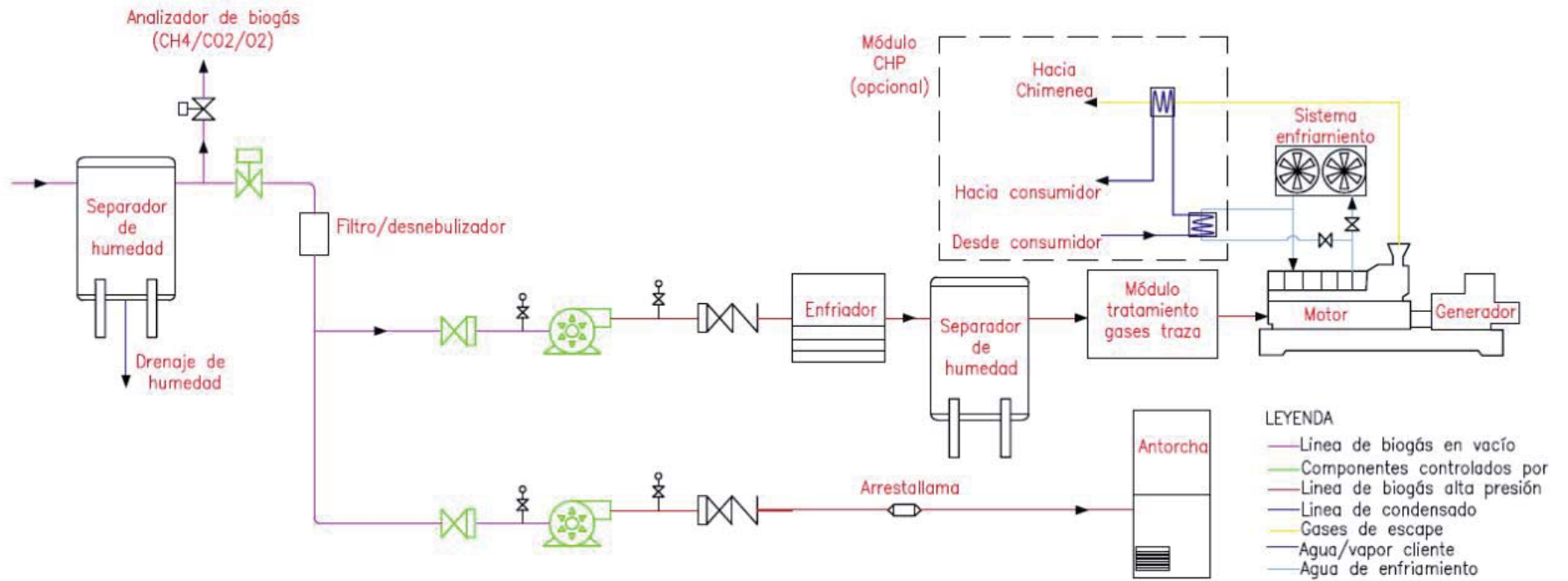


Figura 3-8 Diagrama del proceso con motores de combustión interna (Fuente: [21])

3.6.2 Selección de motores de combustión interna

Dentro del mercado mundial, existen diversas empresas insertas en el rubro, que ofrecen diferentes modelos de motores de combustión interna, variando su diseño y capacidades de requerimiento. Algunas de estas empresas son:

1. **Caterpillar:** Con más de 2.854 equipos instalados, y más de 3.866 [MW] de capacidad instalada alrededor del mundo, Caterpillar brinda motores a la producción de energía desde el año 1920, con una amplia gama de modelos para diferentes requerimientos en el proceso.
2. **Waukesha:** Es una empresa americana comercializadora de grandes motores alternativos producidos por GE Energy. Provee de diferentes modelos de motores de combustión interna para usos industriales.
3. **MWM:** Es una empresa que tiene más de 135 años de experiencia en el desarrollo y optimización de los motores de combustión a base de gas natural, gases especiales y combustibles diésel. Esta empresa desarrolla y fabrica soluciones personalizadas para los requisitos individuales mediante su experiencia en el área de ingeniería. [21]

Para el enfoque del proyecto, se analizarán los motores de combustión interna de la empresa Caterpillar, específicamente la serie CAT-CG170 a base de Biogás. Las características de esta serie de modelos se presentan en la Tabla 3-12.

Tabla 3-12 Especificaciones de motores Caterpillar serie CAT CG170 (Fuente: <http://www.cat.com>)

Características	Unidad	CG170-12	CG170-16	CG170-20
Potencia eléctrica	MW	1,2	1,560	2,0
Eficiencia eléctrica	%	42,1	41,8	42,9
Eficiencia térmica	%	43,8	44,0	43,3
Eficiencia total	%	85,9	85,8	86,2

Analizando la Tabla 3-12, se obtienen las potencias eléctricas para cada modelo de la serie CAT CG170, contrastando estos datos con el proyecto a estudio, el cual debe cubrir una capacidad de 4,5 [MW], se logra elegir el modelo de la serie recién analizada, que abarca de manera óptima los requerimientos especificados. Por lo tanto, adquiriendo 3 equipos del modelo CG170-16, se logra cubrir la capacidad requerida, permitiendo que a futuro se agreguen unidades de generación, a medida que se desarrolla el proyecto.

Cabe destacar que el generador que complementa el trabajo del motor recién descrito es el modelo Marelli MJB 500 LA4. Las características técnicas de ambas máquinas, se detallan en la Tabla 3-13.

Tabla 3-13 Características del grupo de máquinas de combustión interna (Fuente: Datasheet CG170-16)

Características	Cantidad	Unidad
DATOS TÉCNICOS		
Potencia eléctrica	1560	kW
Tensión de entrada	400	V
Frecuencia	50	Hz
Cos Phi	1	[-]
MOTOR		
Revoluciones	1500	Rpm
Sistema de control	TEM EVO	[-]
GENERADOR		
Tensión	400	V
Rango de tensión	±10	V
GASES DE COMBUSTIÓN		
Gas de combustión	Gas de vertedero	[-]
CO ₂	27	%
N ₂	23	%
CH ₄	50	%

Así también es clave analizar los balances energéticos que poseerá el grupo de máquinas debido a diferentes cargas aplicadas. Estos datos se detallan en Tabla 3-14.

Tabla 3-14 Balance energético del conjunto de máquinas (Fuente: Datasheet CG170-16).

Características	Unidad	Carga		
		100%	75%	50%
Potencia eléctrica COP	kW	1560	1170	780
Temperatura de los gases de escape	°C	460	484	513
Eficiencia eléctrica	%	41,7	40,8	38,7
Eficiencia térmica	%	40,9	41,9	43,9
Eficiencia total	%	82,6	82,7	82,6

De la Tabla 3-14, se puede entender el trabajo tanto eléctrico como térmico que realiza el conjunto de máquinas, considerando que la eficiencia eléctrica aumenta a medida que la carga también lo hace, ocurriendo lo contrario para la eficiencia térmica. También se logra analizar los niveles de temperatura que llegan a tomar los gases de escape. Es por esto, que es factible la implementación de un equipo con módulos de cogeneración para aprovechar la energía térmica de gases de escape y del sistema de enfriamiento, ofreciendo beneficios como:

- Vapor de hasta 15 [bar] de la energía de los gases de escape.
- Producción de agua caliente a 90 [°C] dado por el sistema de enfriamiento del motor.
- Generación de aire caliente mediante intercambiadores de calor.

3.7 Posibles ingresos

De todo el análisis realizado previamente, se entiende el trabajo que se realiza en la extracción de Biogás y posterior generación de electricidad en los Rellenos Sanitarios. En la Tabla 3-14 se analizaron las eficiencias alcanzadas por el conjunto de máquinas de combustión interna, dando a conocer 2 posibles beneficios de las energías entregadas por las máquinas, las que son: Energía eléctrica y energía térmica. Además de estas dos energías que podrían generar ingresos al propietario del RS, existen otros métodos de aprovechamiento de este Biogás que aún se implementan a nivel mundial.

3.7.1 Ingresos por venta de la energía y potencia eléctrica

El principal objetivo de la generación de electricidad en los RS se debe a la venta de esta energía a alguna empresa concesionaria de electricidad o al mercado Spot, bajo los estándares y normativas de Generación Distribuida. Estos precios se analizaron en detalle en la sección 2.10.1.

3.7.2 Ingresos por venta de energía térmica

En el caso de implementar módulos de cogeneración, esta energía puede ser utilizada por el mismo propietario del RS o comercializarla a terceros para diversos procesos. Debido a lo poco convencional que es realizar este tipo de generación en Chile, no existe un mercado en donde transar ventas con agentes externos, por lo que se deberá tratar bajo los costos de producción de calor por combustibles fósiles.

3.7.3 Ingreso por comercialización de atributo ERNC

Debido a la obligación que exige la ley 20.257 de que las empresas generadoras posean el 6,0% de su capacidad proveniente de ERNC para el año 2016, se genera un negocio para las pequeñas empresas generadoras de electricidad con ERNC, al existir grandes generadoras que no cumplen con este requerimiento de la ley. En este caso se pueden pactar cuotas de producción entre las empresas mencionadas, bajo un precio fijado para este mercado, que en los últimos años ha ido en disminución producto a la amplia instalación de pequeños medios de generación que utilizan ERNC.

3.7.4 Ingreso por comercialización de bonos de carbono

También conocidos por el nombre de certificados de reducciones de emisiones (CERs), es un mercado en donde se transa por concepto de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, estos se cuantifican mediante toneladas de CO₂ equivalente. Hoy en día los precios de este mercado han disminuido considerablemente, dejando de ser atractivo para el negocio.

3.8 Estimación del potencial eléctrico

Todo el análisis previo a esta sección se ha desarrollado con el fin de comprender la base que debe poseer un relleno sanitario, con la finalidad de aprovechar energéticamente el Biogás extraído. Como se analizó, son múltiples variables las que afectan a la extracción de este gas, afectando directamente en la generación de energía eléctrica. Por otro lado, el manejo de información que se requiere para estimar de manera óptima el potencial eléctrico real que puede llegar a generar un relleno sanitario, es insuficiente en muchos casos. Como el cálculo de las proyecciones sale del eje del proyecto en estudio, se considerará un análisis realizado por “Global Methane Initiative (GMI)”, la cual es una iniciativa lanzada en el año 2004, siendo la única institución a nivel mundial en su área, la cual se centra específicamente en fuentes de metano en sectores como lo es la agricultura, minas de carbón, residuos sólidos municipales, sistemas de petróleo y gas, y aguas residuales.

Los resultados de esta estimación se ilustran en la Tabla 3-15.

4 Biogás como fuente de energía en rellenos sanitarios

Tabla 3-15 Proyecciones de generación y recuperación de Biogás (Fuente: Evaluación del sistema de captura y quema de Biogás – Relleno Sanitario El Molle, Global Methane Initiative, 2011).

Año	Generación de Biogás [m^3/hr]	Eficiencia de captura [%]	Recuperación de Biogás estimada [m^3/hr]	Máxima capacidad de planta [MW]
2006	1.431	0	0	0
2007	1.690	40	673	1,1
2008	1.997	43	858	1,4
2009	2.313	55	1.262	2,1
2010	2.591	61	1.574	2,6
2011	2.831	60	1.704	2,8
2012	3.067	65	1.978	3,3
2013	3.288	65	2.137	3,5
2014	3.494	65	2.271	3,8
2015	3.689	65	2.398	4,0
2016	3.874	65	2.518	4,2
2017	4.051	65	2.633	4,4
2018	4.222	65	2.744	4,5
2019	4.387	65	2.852	4,7
2020	4.548	65	2.956	4,9
2021	4.706	65	3.059	5,1
2022	4.862	65	3.160	5,2
2023	5.016	65	3.260	5,4
2024	5.169	65	3.360	5,6
2025	5.321	65	3.458	5,7
2026	5.472	65	3.557	5,9
2027	5.624	65	3.656	6,0

En la tabla vista recientemente, la iniciativa GMI busca estimar la generación de electricidad y recuperación de biogás desde el año 2006 hasta el término de la licitación por 20 años que la empresa GIRSA se había adjudicado. En ese entonces el actual RS El Molle era trabajado como vertedero, manipulado por la empresa GIRSA, en donde en ese año la empresa concesionaria del vertedero pone en marcha el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de extracción de Biogás. Lo que posteriormente, en el año 2013 se inaugura el relleno sanitario en el mismo sitio, manejado por la empresa Stericycle, la que busca incorporar unidades de generación eléctrica para aprovechar la energía proveniente de la extracción de Biogás como lo muestran las tablas previamente vistas. Este incremento que se visualiza en la capacidad de generar electricidad, se debe a la óptima manipulación de todos aquellos factores analizados en este capítulo. Cabe destacar en el análisis, que la generación estimada para el año 2016 es de 4,2 [MW], alcanzando los 4,5 [MW] de generación eléctrica informados por el CDEC en el año 2018.

Considerando que la vida útil estimada para el actual relleno sanitario es para el año 2034, y de manera de tener una visión a futuro de la captura y generación total del Biogás, se ilustra la Figura 3-9.

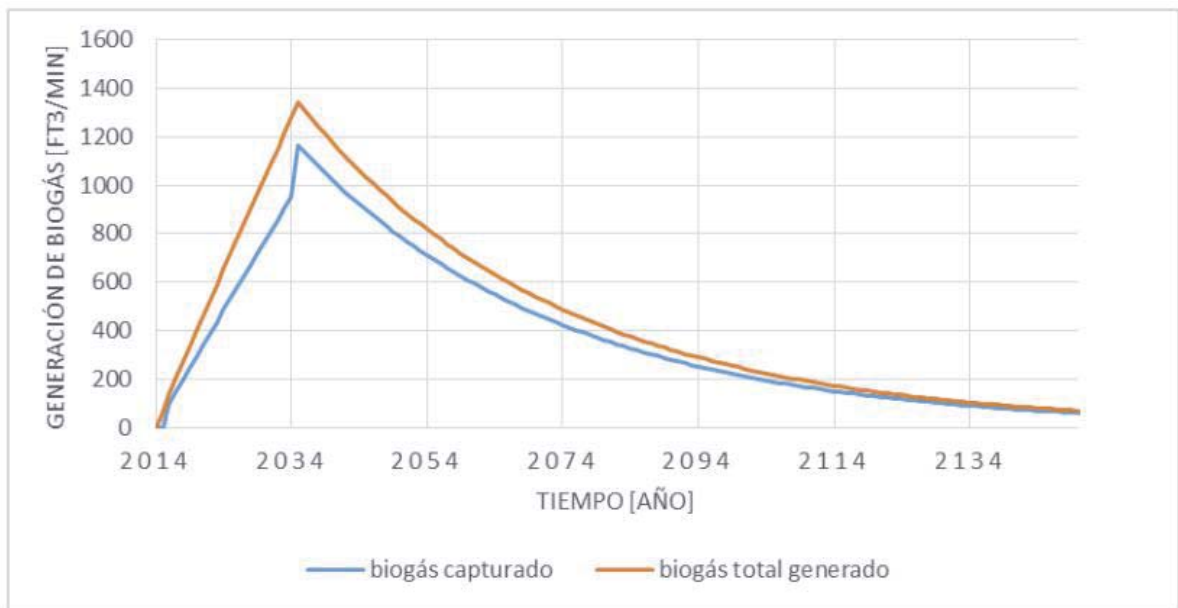


Figura 3-9 Curva de Biogás captable en RS El Molle (Fuente: [21]).

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

4.1 Análisis del caso

En el presente capítulo se analizará a modo de ejemplo, el estudio estático del impacto que produce la incorporación del pequeño medio de generación distribuida (PMGD) “El Molle”, se categoriza de esta forma debido a sus 4,68 [MW] de potencia neta instalada. Dicho PMGD tiene como característica ser un generador eléctrico a base del proceso de producción de biogás en el relleno sanitario. Éste generador distribuido pretende ser conectado a la red de distribución en media tensión de la empresa Chilquinta, la cual es concesionaria de la red de distribución en la zona de la quinta región.

Dicha conexión se prevé realizar en el alimentador de media tensión Uruguay propiedad de Chilquinta. Éste alimentador se interconecta al sistema interconectado central (SIC) en subtransmisión a través de la subestación Valparaíso.

De este modo, para evaluar los efectos que producirá el PMGD en la red, se considerará como base la red de media tensión anteriormente nombrada, sin tener previamente algún tipo de conexión de generación distribuida.

El estudio es realizado bajo las normativas vigentes que regulan la conexión de generadores distribuidos a las redes de distribución, las cuales son:

- Norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSyCS, enero de 2016)
- Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión (NTCO PMGD, julio de 2016)
- Decreto Supremo N° 101 (DS N° 101, septiembre de 2015)

Para los análisis a realizarse en el presente capítulo, se considera el estudio de la red de media tensión modelada en el programa Power Factory DIGSILENT versión 15.1.7, el cual permite observar el comportamiento del sistema de distribución bajo diversos escenarios de operación.

4.2 Antecedentes generales del proyecto

4.2.1 Ubicación

El relleno sanitario (RS) se encuentra ubicado al sur del camino La Pólvara, en la comuna de Valparaíso, el terreno limita al sur con la quebrada La Laguna, al este con la Hacienda Los Perales, al oeste con la Hacienda Quebrada Verde y al norte con parcelas particulares. La ubicación cartográfica del sitio, de acuerdo a lo indicado por el Instituto Geográfico Militar de Chile de 1979, es de 33° 05' Latitud sur y 71° 38' Longitud oeste [19]. El acceso al RS es a través del camino La Pólvara, el cual tiene una longitud de 1,15 km como se estaca en color verde en la Figura 4-1.

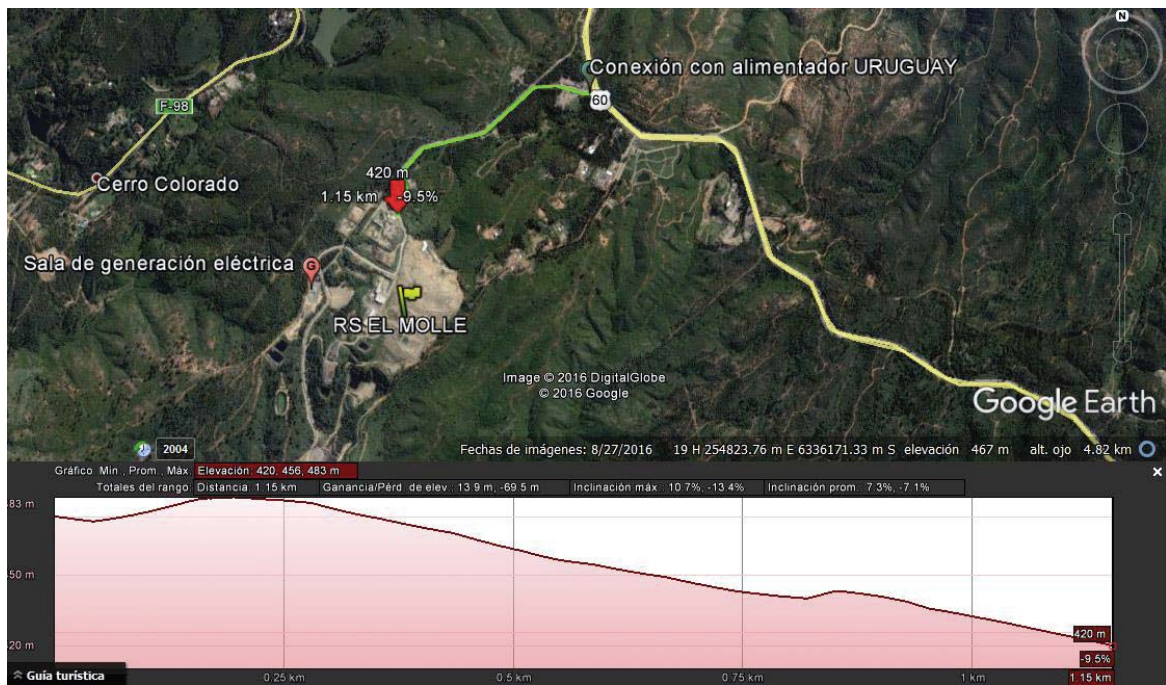


Figura 4-1 Georreferenciación de relleno sanitario El Molle (Fuente: Elaboración propia).

Por otro lado, el alimentador Uruguay nace en la subestación Valparaíso ubicada en la intersección de las calles Alemania y Trinquete de la ciudad de Valparaíso, su punto más cercano con el PMGD es en la intersección del camino de acceso al recinto del RS El Molle y el camino La Pólvara.

4.2.2 Conexión propuesta del PMGD con la red de distribución

Dicha conexión se propone realizar en la intersección del camino de acceso al RS con el camino La Pólvara, éste se ilustra en la Figura 4-2, en la cual además se entrega un punto de conexión propuesto para el PMGD con la red de media tensión Uruguay mediante la utilización de 74 m de un tramo de una línea privada de 12 kV.



Figura 4-2 Punto de conexión propuesto (Fuente: Elaboración propia).

Para motivos técnicos, se entrega un posible trazado de la línea de media tensión en 12 kV, ésta recorre desde la sala de generación eléctrica del RS hasta el punto más cercano del alimentador Uruguay, la cual poseerá una distancia de 1,94 km. de longitud. Las características de esta línea consideran el aumento de potencia que se prevé que ocurrirá hasta el año 2027 como se detalla en la Tabla 3-15 de la sección 3.8. En la Tabla 4-1 se adjunta el conductor propuesto para dicha línea de media tensión, añadiendo además en la Figura 4-3 el trazado propuesto que permitirá la conexión del PGMD a la red de distribución más cercana.

Tabla 4-1 Características del conductor propuesto (Fuente: Elaboración propia).

Longitud [km]	Nivel de tensión [KV]	Tipo de sistema	Calibre	Sección [mm ²]	Material
1,94	15	Trifásico aéreo	250 MCM	126,7	Aluminio

De la Figura 4-3 se logra visualizar en color verde, el trazado propuesto indicando sus respectivos puntos de conexión en cada extremo. Por un lado será conectado al punto más cercano del alimentador Uruguay, y por el otro extremo será el transformador de la sala de generación eléctrica del RS El Molle. También se detalla el perfil del trazado el cual se logra ver en la parte inferior de la figura.



Figura 4-3 Trazado propuesto para la conexión (Fuente: Elaboración propia)

4.2.3 Antecedentes del alimentador Uruguay

En la presente sección se detallan los antecedentes generales del alimentador Uruguay, el cual es el más cercano a las inmediaciones del PMGD El Molle, desde el cual será factible el estudio del proyecto.

A modo de realizar los estudios correspondientes, se trabajará con valores supuestos para la ejecución de los casos a analizar, teniendo como base la información conocida en la cabecera del alimentador Uruguay. La Tabla 4-2 indica los valores que se utilizarán como base en los casos que se analizarán más adelante.

Tabla 4-2 Demandas en cabecera del alimentador Uruguay (Fuente: Elaboración propia).

Escenarios de demandas	Potencia Activa [MW]	Tensión [V]
Mínima	1,43	12.034
Media	2,9	12.133
Máxima	4,3	12.228
Proyectada	5,8	12.324

En la Figura 4-4 se ilustra una imagen referencial de la localización geográfica del alimentador Uruguay, destacando su salida desde la subestación Valparaíso y punto de conexión del PMGD El Molle.

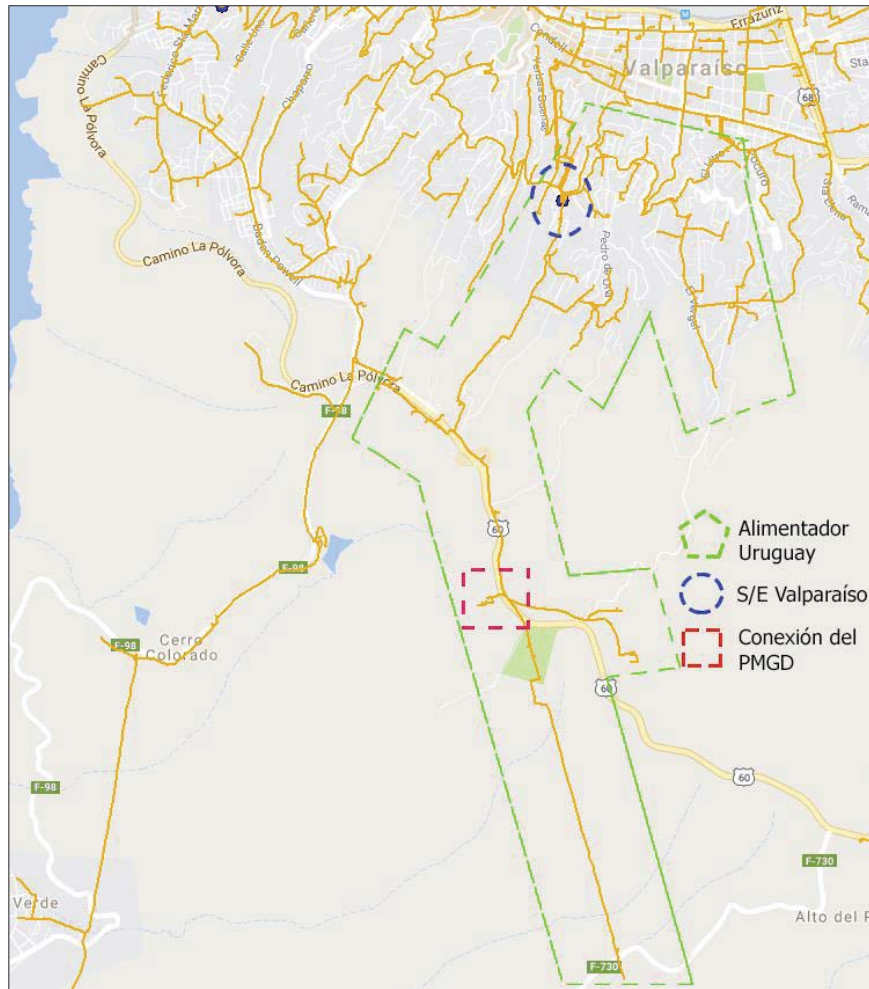


Figura 4-4 Referenciación geográfica de alimentador Uruguay (Fuente: Elaboración propia).

Es importante destacar que la distancia eléctrica en media tensión que existe entre la subestación primaria y el punto de conexión es de aproximadamente 3,5 km de longitud.

Características como tipo de conductores y cargas presentes en el alimentador Uruguay se indican en el apéndice B del presente trabajo.

4.2.4 Parámetros técnicos de equipos asociados

Debido al estudio técnico que se detalla en este capítulo, es necesario conocer los parámetros generales de los equipos que interactúan en el proceso de generación y distribución de electricidad. Los principales elementos que participan del proceso son el generador síncrono y el transformador elevador, para cada uno de estos se presenta la Tabla 4-3 y Tabla 4-4 respectivamente con sus datos técnicos.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

Tabla 4-3 Datos técnicos generador El Molle (Fuente: Datasheet CG170-16).

Datos generador PMGD El Molle	
Fabricante	Caterpillar
Tipo	Máquina síncrona
Potencia nominal [kVA]	1950
Tensión nominal [V]	400
Factor de potencia	0,8 capacitivo – 0,8 inductivo
Conexión	YN

Tabla 4-4 Datos técnicos de transformador elevador (Fuente: Diagrama unilíneal sistema eléctrico planta RS El Molle).

Datos transformador elevador	
Potencia nominal [MVA]	2,0
Lado de alta tensión [kV]	12
Lado de baja tensión [kV]	0,4
Conexión	YnD1

4.2.5 Generación típica de un PMGD a base de biogás

Con motivos de tener una clara visión de la generación eléctrica que se produce en un PMGD en rellenos sanitarios a base de biogás, se entrega una curva típica de generación, suponiendo que la generación impuesta por el PMGD es solamente de potencia activa.

De la Figura 4-5, se logra ver claramente el perfil que posee la generación de electricidad a base de biogás en rellenos sanitarios, dejando clara noción de que su generación durante el día es prácticamente constante. De este modo, se obtiene el supuesto de generación que se utilizará en la realización de los diversos casos a estudio.

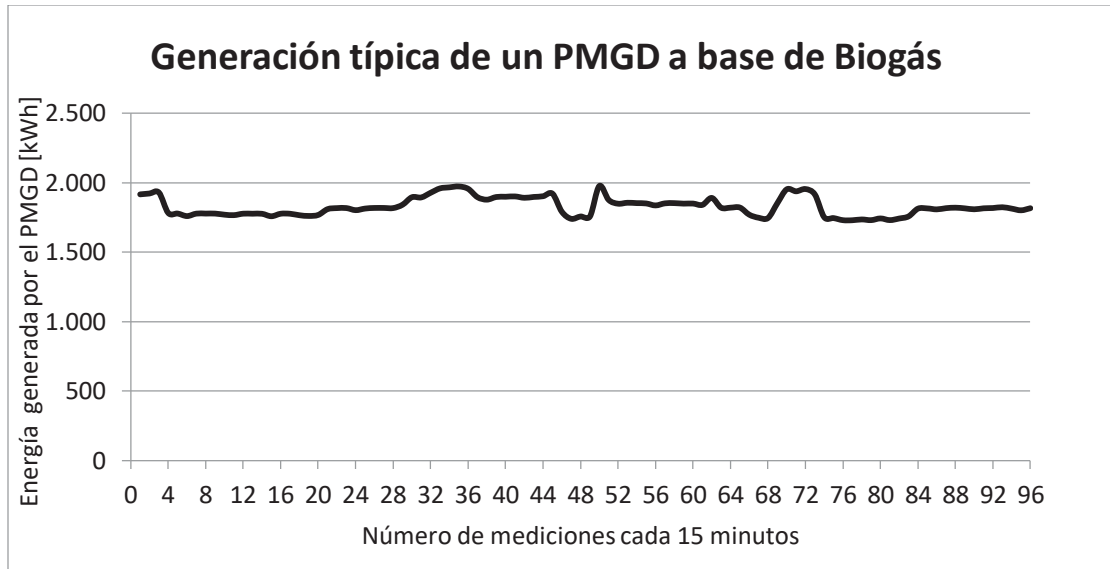


Figura 4-5 Perfil de generación de un PMGD a base de biogás (Fuente: Elaboración propia).

4.3 Estudio del alimentador previo a la conexión

Con motivos de cumplir con el procedimiento que indica la norma técnica que rige la conexión y operación de PMGD, específicamente en el artículo 4-26, se deben analizar los niveles de tensión en el punto de conexión previo a la inyección de potencia y luego contrastar éstos valores con los obtenidos al momento en que se conecta el PMGD a la red. Éste análisis se realizará mediante flujos de potencia bajo distintos supuestos de escenarios de demanda, con motivo de conocer los peores casos en que opera el alimentador.

Por otro lado, la NTCO de PMGD en media tensión en su artículo 2-18, aclara explícitamente que los niveles de carga en los elementos del alimentador de distribución no pueden superar el 85% de la capacidad térmica a la cual están diseñados.

Dichos supuestos se basarán en la información base entregada previamente en la Tabla 4-2, y en las curvas típicas de demanda que se presentan en la Figura 4-6.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

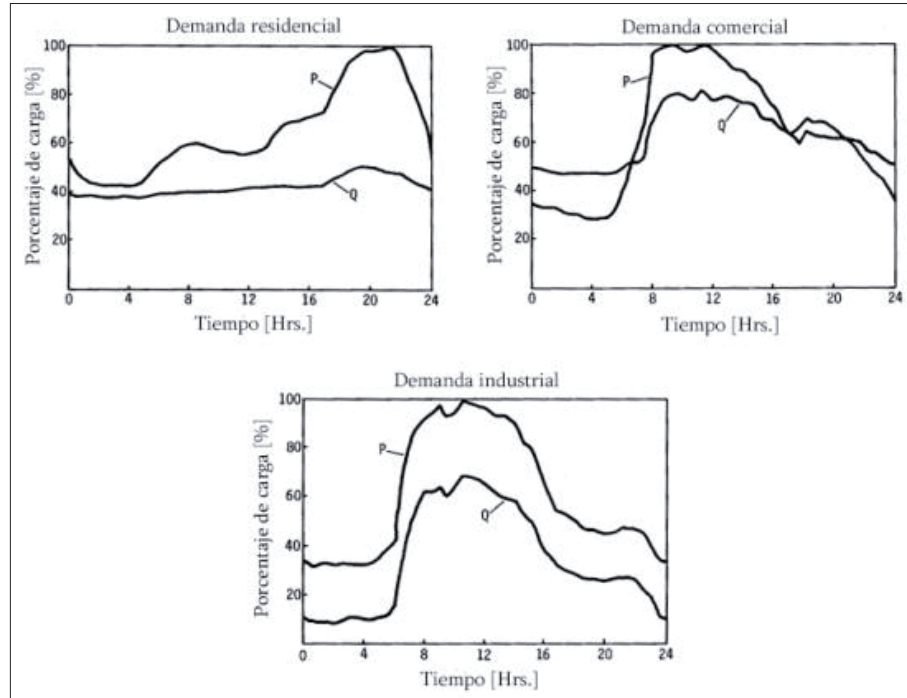


Figura 4-6 Curvas típicas de demanda (Fuente: Modificado de [29]).

Luego de un análisis visual realizado con la herramienta de infraestructura eléctrica que posee la SEC en la página web <http://secgis.sec.cl> y aplicando raciocinio con respecto a los valores nominales de potencia que presenta cada sistema eléctrico de distribución (SED) a lo largo del alimentador Uruguay, es factible proponer y utilizar para el análisis los valores que se entregan en la Tabla 4-5. Cabe destacar que estos valores no son los que realmente se presentan en el alimentador, pero sin duda proporcionarán un panorama acorde a lo necesitado para el presente análisis.

Tabla 4-5 Valores propuestos para distintos escenarios de demanda sin PMGD (Fuente: Elaboración propia).

Demandas	Valores en cabecera			Cargabilidad de SED		
	Tensión [p.u]	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Residencial [%]	Comercial [%]	Industrial [%]
Mínima	1,00283	1,43139	0,407952	15,3	10	12
Media	1,01108	2,87382	0,971501	26,35	26,35	26,35
Máxima	1,019	4,30052	1,656583	50	30	31
Proyectada	1,027	5,80713	2,496613	65	46	41,8

4.3.1 Análisis en demanda mínima sin PMGD

Éste periodo ocurre aproximadamente durante las 00:00 hrs. y las 06:59 hrs del día, en donde se presenta la menor cantidad de demanda en los diferentes sectores identificados. Éste escenario de demanda es de suma relevancia, debido a que al momento de que se incorpore el PMGD a la red, se presentarán los casos más críticos en cuanto a cargabilidad y regulación de tensión del alimentador de media tensión.

Con motivos de cumplir con los rangos de tensión para zonas urbanas previo a la conexión del PMGD, se deben analizar y cumplir los rangos de tensión ($\pm 6\%$) establecidos en el artículo 243 del reglamento 327, debiendo estar la tensión entre los valores 0,94 [p.u] y 1,06 [p.u]. Por lo tanto, en la Figura 4-7 se muestra en color azul el perfil de tensión del alimentador Uruguay, en verde una línea segmentada la cual indica el valor unitario dentro del gráfico y en celeste la posición en el alimentador de media tensión del PMGD que se conectará más adelante. Además, en la Figura 4-8 se analizará la cargabilidad de la línea para luego compararla al momento de la conexión del PMGD El Molle, en esta figura se ilustran 3 mediciones de cargabilidad para 6 puntos distintos en los conductores del alimentador como lo son: Subestación Valparaíso, máxima concentración de cargas, aguas arriba y abajo del punto de conexión, cola y tramo de conexión del PMGD El Molle respectivamente.

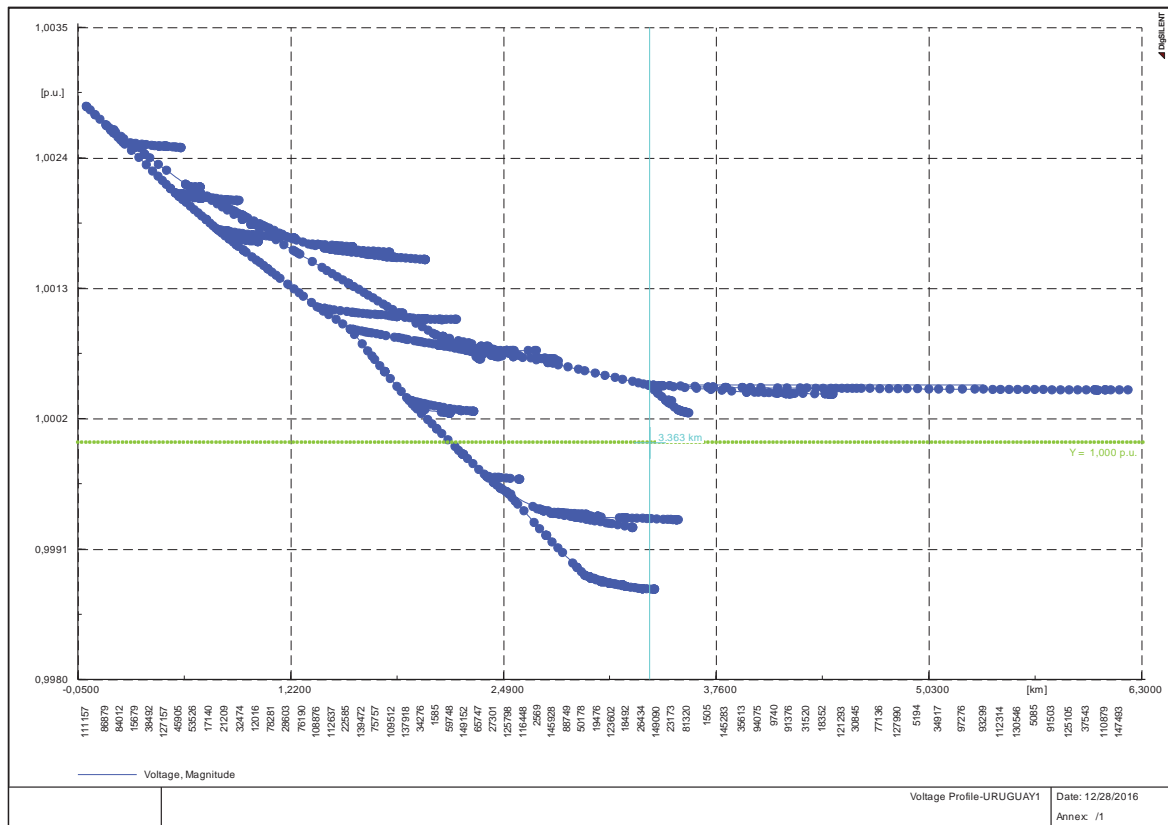


Figura 4-7 Perfil de tensión en demanda mínima de Alimentador Uruguay sin conexión del PMGD (Fuente: Elaboración propia)

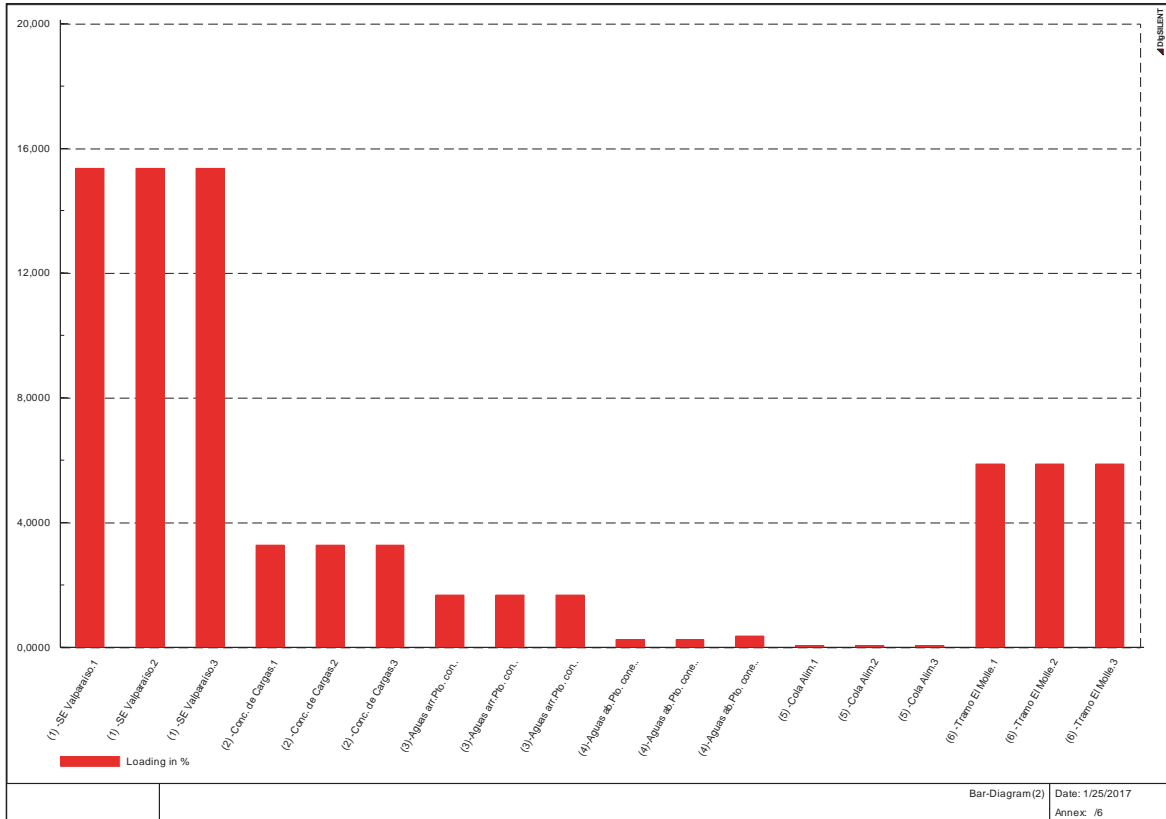


Figura 4-8 Perfil de carga [%] en alimentador Uruguay, escenario demanda mínima sin PMGD (Fuente: Elaboración propia).

Claramente el perfil de tensión visto para un escenario de demanda baja en la Figura 4-7 cumple con los rangos de tensión como lo indica el reglamento 327, además indicar que la carga que poseen las líneas del alimentador está muy por debajo de los límites máximos permitidos (85%). Es importante destacar que en el punto de conexión del PMGD con el alimentador Uruguay se tiene una tensión de 1,00049 [p.u].

4.3.2 Análisis en demanda media sin PMGD

Para el análisis, se considerará que el escenario de demanda media ocurre entre las 07:00 hrs. y 17:59 hrs. De forma análoga al análisis realizado en la sección 4.3.1, se proponen los valores que se indican en la Tabla 4-5 de manera de efectuar un estudio lo más real posible.

Siguiendo el procedimiento, se debe cumplir previo a la conexión del PMGD con los rangos de tensión y niveles de carga de los elementos del alimentador exigidos por la normativa eléctrica, por ende, en la Figura 4-9 se presenta el perfil de tensión y en la Figura 4-10 el perfil de carga de los conductores del alimentador para el escenario a estudio.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

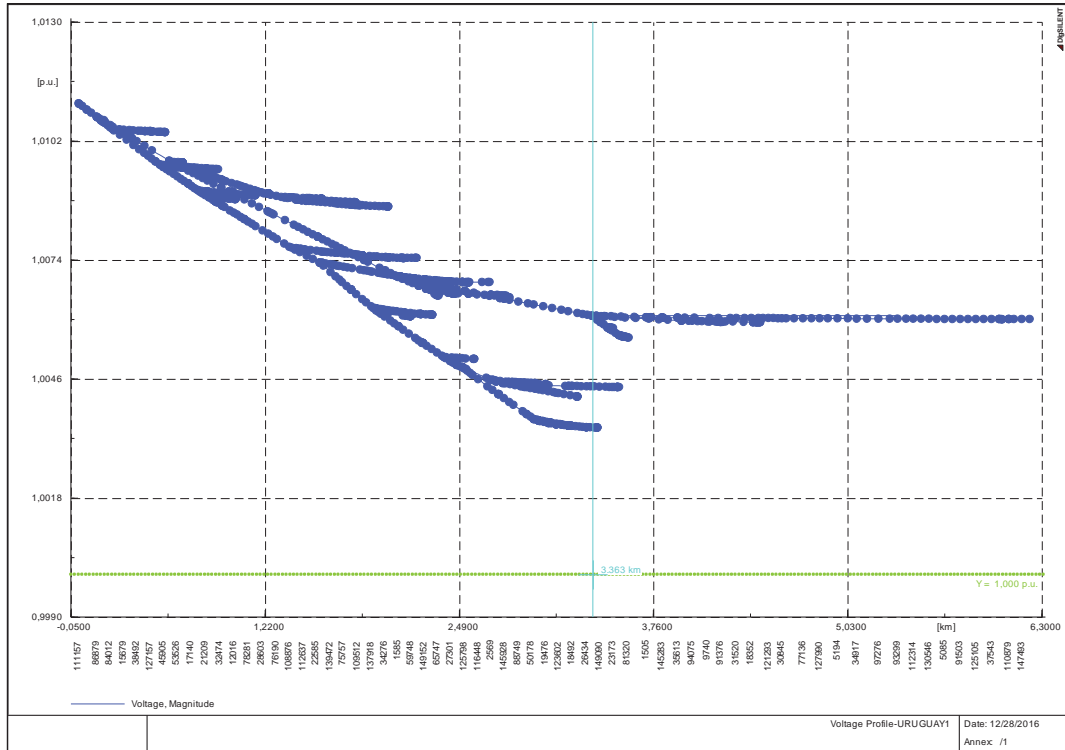


Figura 4-9 Perfil de tensión en demanda media del Alimentador Uruguay sin conexión del PMGD (Fuente: Elaboración propia)

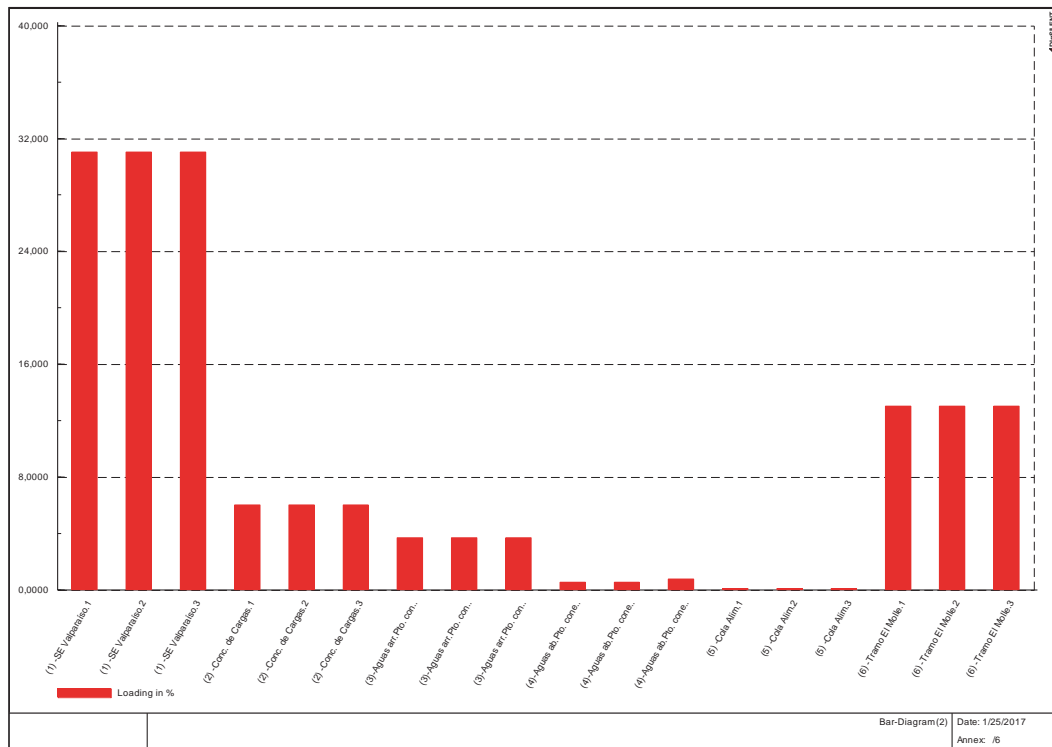


Figura 4-10 Perfil de carga [%] en alimentador Uruguay, escenario demanda media sin PMGD (Fuente: Elaboración propia).

Con un simple análisis del perfil de tensión visto para el escenario de demanda media en la Figura 4-9, se aprecia el cumplimiento de los rangos de tensión como lo indica el reglamento 327. Para el análisis, es necesario destacar que la tensión en el punto de conexión del alimentador es 1,00574 [p.u].

Analizando también la Figura 4-10, se logra visualizar que la carga en las línea del alimentador incrementa sobre el 30% de su capacidad térmica en algunos tramos, permaneciendo aún dentro del límite máximo permitido.

4.3.3 Análisis en demanda máxima sin PMGD

De manera de realizar el análisis para los 3 escenarios que se presentan durante un día en el alimentador Uruguay, se tiene el escenario de demanda máxima, el cual se despliega entre las 18:00 hrs. y 23:59 hrs. Éste escenario tiene la característica de poseer mayor demanda en las cargas residenciales, esto se debe a la gran presencia que éstas tienen a lo largo del alimentador. De la misma forma que se aplicó en las secciones previas, se supone una cargabilidad tal que para los diferentes sectores detectados en los tramos del alimentador de media tensión, cumplan con las condiciones indicadas previamente en la Tabla 4-2. De ésta forma, se consideran los valores vistos en la Tabla 4-5 para el presente escenario de demanda.

Nuevamente se analiza el perfil de tensión y carga del alimentador con el motivo de cumplir con los rangos exigidos por la normativa eléctrica. En la Figura 4-11 se presenta dicho perfil tensión y en la Figura 4-12 el perfil de carga, de manera de obtener las conclusiones pertinentes al caso.

Luego, analizada la Figura 4-11 y conociendo los valores de cabecera presentes en la Tabla 4-5, se logra observar que la tensión en cada nodo del alimentador tiende a posarse sobre el valor unitario en por unidad, esto se debe principalmente al incremento en la tensión de cabecera para así mantener los niveles óptimos a lo largo del alimentador, y por el otro lado el bajo consumo que se propone en las cargabilidades para las diferentes zonas detectadas. También, la Figura 4-12 muestra un claro cumplimiento de la NTCO en cuanto a cargabilidad del alimentador Uruguay.

A pesar de dicho incremento de tensión a lo largo del alimentador Uruguay, éste se mantiene dentro de los rangos solicitados en el artículo 243 del reglamento 327. Es relevante destacar que la tensión en el punto de conexión del PMGD con el alimentador Uruguay es de 1,01189 [p.u].

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

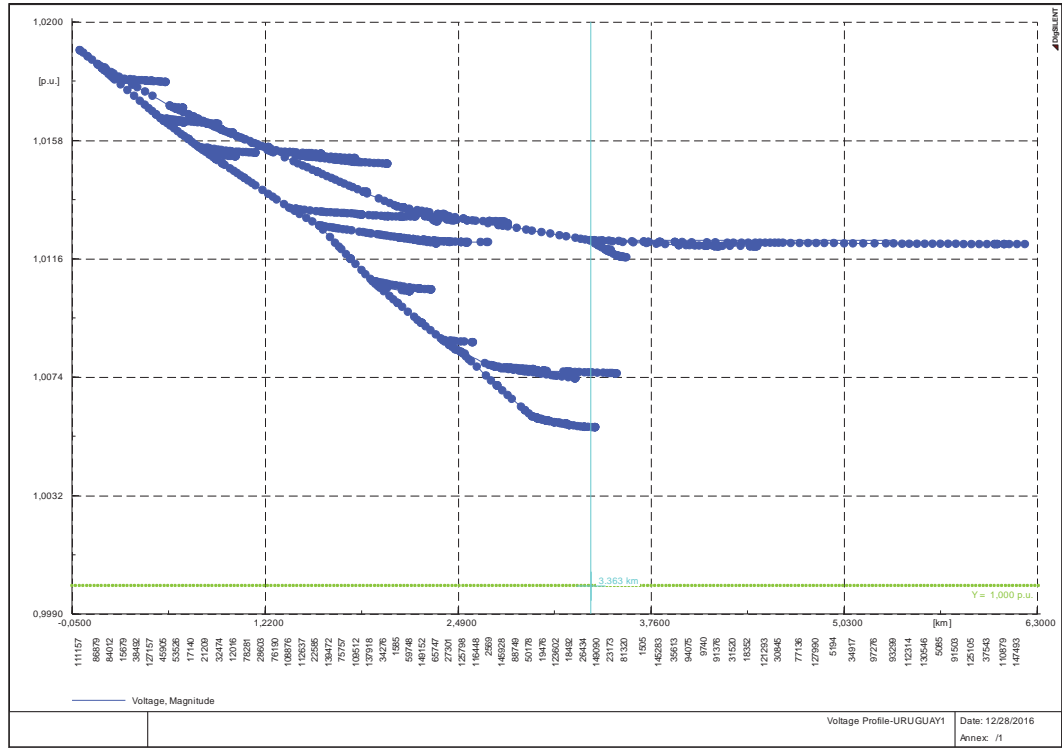


Figura 4-11 Perfil de tensión en demanda máxima del Alimentador Uruguay sin conexión del PMGD (Fuente: Elaboración propia)

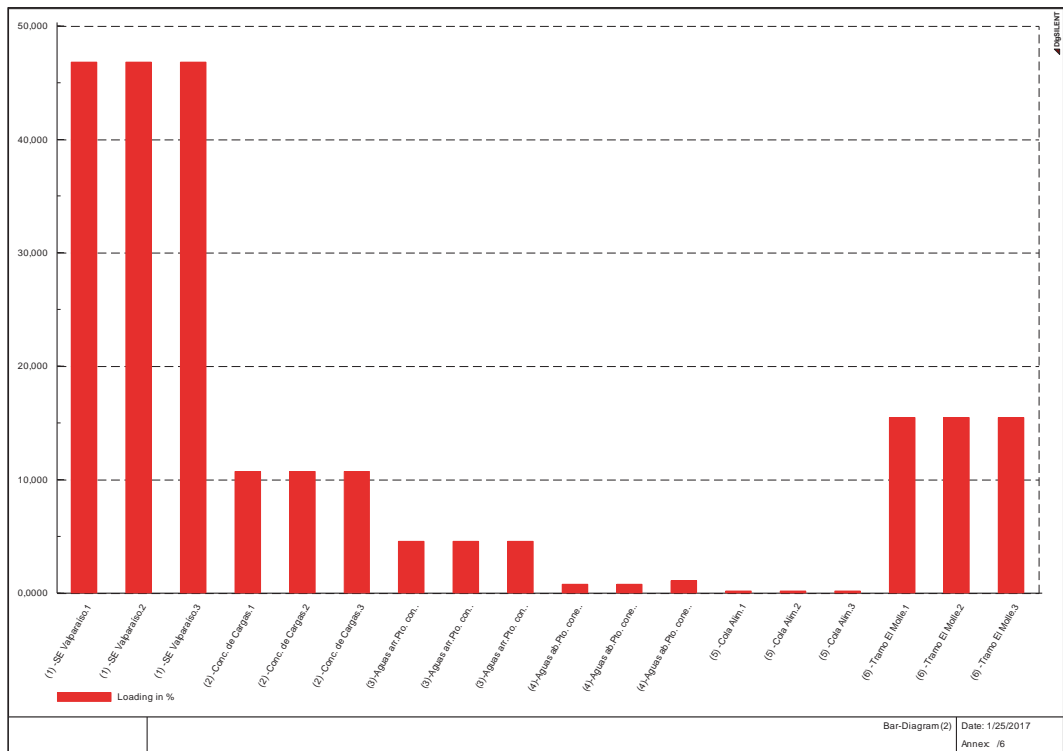


Figura 4-12 Perfil de carga [%] en alimentador Uruguay, escenario demanda máxima sin PMGD (Fuente: Elaboración propia).

4.3.4 Análisis en demanda proyectada sin PMGD

De modo de entregar un panorama de análisis a largo plazo, se considera también un escenario de demanda proyectada, suponiendo un aumento en los valores porcentuales para las cargas en las zonas detectadas. Dichas cargabilidades y valores sin generación se indican en la Tabla 4-5.

De manera de cumplir con la normativa técnica, se procede a realizar el estudio tanto del perfil de tensión como del perfil de carga del alimentador Uruguay para el respectivo escenario de demanda proyectada, estas se ilustran en la Figura 4-13 y Figura 4-14 respectivamente.

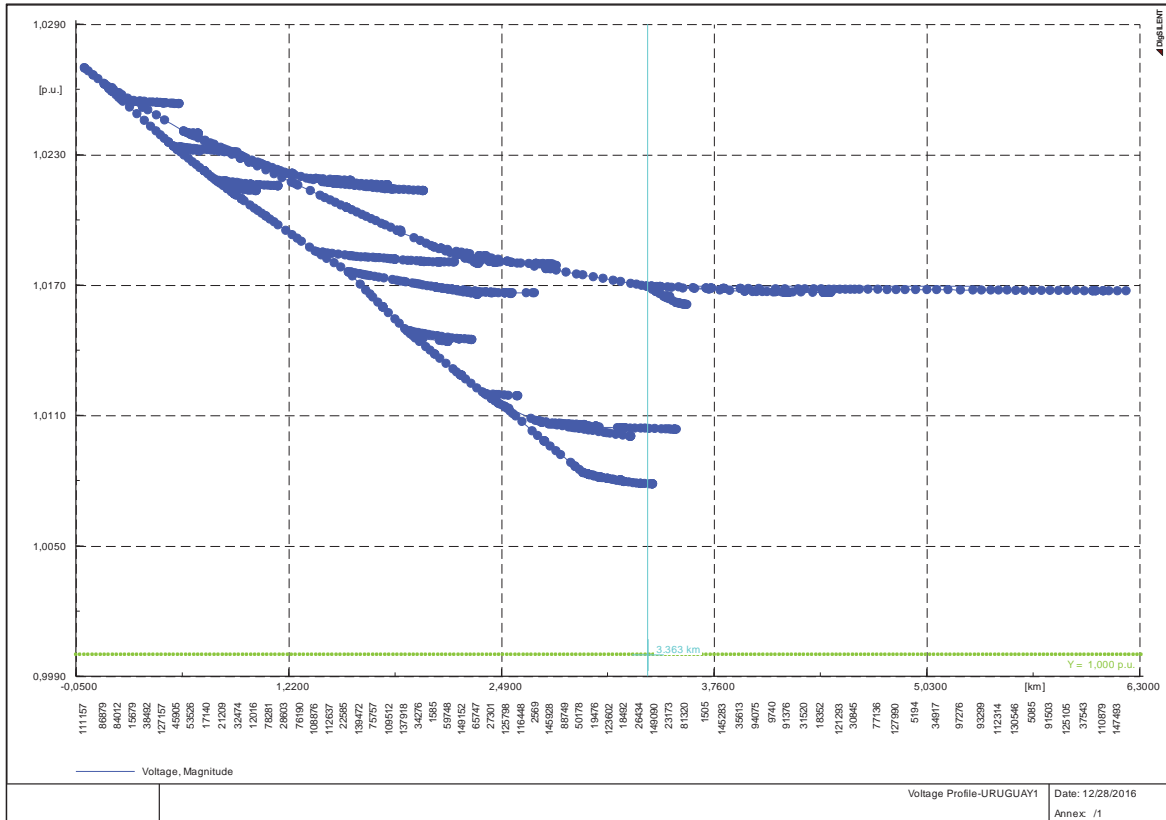


Figura 4-13 Perfil de tensión en demanda proyectada sin generación (Fuente: Elaboración propia).

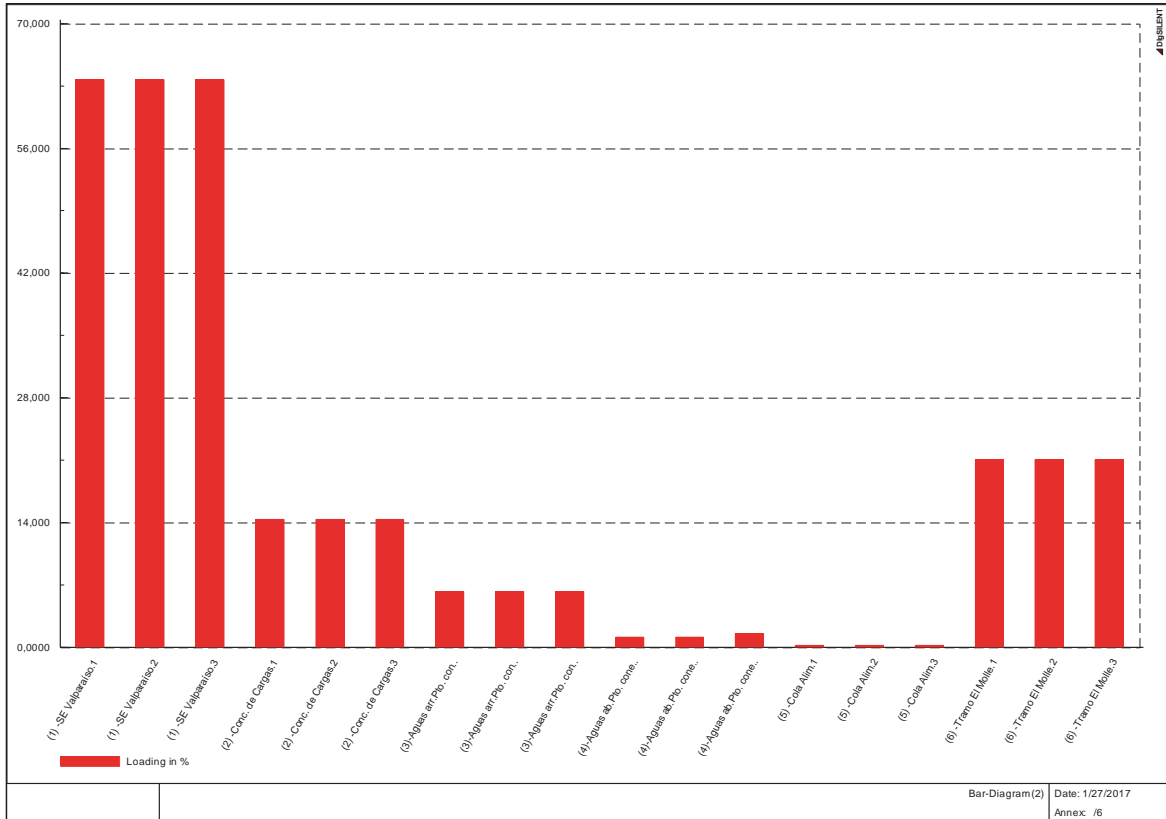


Figura 4-14 Perfil de carga [%] en demanda proyectada sin generación (Fuente: Elaboración propia).

Teniendo una clara apreciación de los niveles de tensión y carga para el alimentador expuesto para una demanda proyectada, se afirma el positivo trabajo bajo los valores permitidos por la NTCO previo a la conexión del PMGD.

Cabe destacar que la tensión en el punto de conexión propuesto es de 1,01694 [p.u].

4.4 Estudio del alimentador con el PMGD activo

Respecto al PMGD El Molle, este se modeló como barra PQ, imponiendo la potencia activa que es generada en el relleno sanitario, y en el caso de ser necesario, este permitirá el ajuste de su potencia reactiva proporcionando mejoras en los niveles de tensión del punto de conexión o a lo largo del alimentador. Con la conexión del PMGD a la red, se debe resguardar la tensión en el punto de conexión, de esta manera y como lo indica la norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión en su Artículo 4-26, no se deberá exceder el 6% de la tensión que existe sin las inyecciones del PMGD en dicho punto.

Para analizar el presente caso, se debe simular mediante flujos de potencia nuevamente los escenarios de demanda analizados anteriormente en la sección 4.3, pero ahora incorporando la generación nominal que el PMGD El Molle puede inyectar a la red de distribución (4,68 [MW]). De esta manera, se podrá realizar la respectiva comparación con los casos estudiados, y obtener conclusiones pertinentes sobre los niveles de tensión permitidos en el punto de conexión.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

Cabe destacar que la central de generación El Molle posee 3 máquinas conectadas en paralelo con las condiciones descritas en la Tabla 4-3, considerando para el escenario de demanda proyectada la conexión de una cuarta máquina en paralelo a las existentes. La capacidad de operación del conjunto de máquinas que se propone para el presente trabajo se detalla en la Tabla 4-6.

Tabla 4-6 Generación PMGD El Molle propuesta para distintos escenarios de demanda (Fuente: Elaboración propia).

Escenario	Potencia activa [kW]	Potencia reactiva [KVAr]
Demanda mínima	4,68	0
Demanda media	4,68	0
Demanda máxima	4,68	0
Demanda proyectada	6,0	0

Debido a la generación recientemente descrita para los diferentes escenarios a analizar, se tienen diversos valores en la cabecera del alimentador que es importante conocer. Estos valores se detallan en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7 Valores en cabecera del alimentador Uruguay considerando escenarios de operación y generación (Fuente: Elaboración propia)

Escenarios de operación	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVAr]	Tensión [p.u]
Demanda mínima	-3,1404	0,74872	1,003
Demanda media	-1,7136	1,27703	1,011
Demanda máxima	-0,2953	1,94264	1,019
Demanda proyectada	-0,0602	2,90974	1,027

Analizando la Tabla 4-7 se observa claramente la inversión del flujo de potencia activa hacia la subestación primaria que provoca la generación del PMGD El Molle en todos sus escenarios de demanda. Por este motivo, se debe tener en cuenta la configuración que poseen las protecciones a lo largo del alimentador. Este análisis se abarcará en algunas secciones más adelante.

4.4.1 Análisis en demanda mínima con generación nominal

La presente sección busca contrastar los valores obtenidos en el punto anterior, de manera de cumplir con los rangos establecidos en la norma técnica. En la presente, se simulará un flujo de potencia con escenario de demanda mínima, es decir, con las condiciones entregadas en la Tabla 4-5, y generación nominal del PMGD El Molle detallada en la Tabla 4-6. El perfil de tensión ilustrado en la Figura 4-15 muestra las tensiones a lo largo del alimentador Uruguay con las condiciones de este escenario, además se ilustra en la Figura 4-16 el perfil de carga, con la finalidad de analizar si aún se cumple con las exigencias de la normativa.

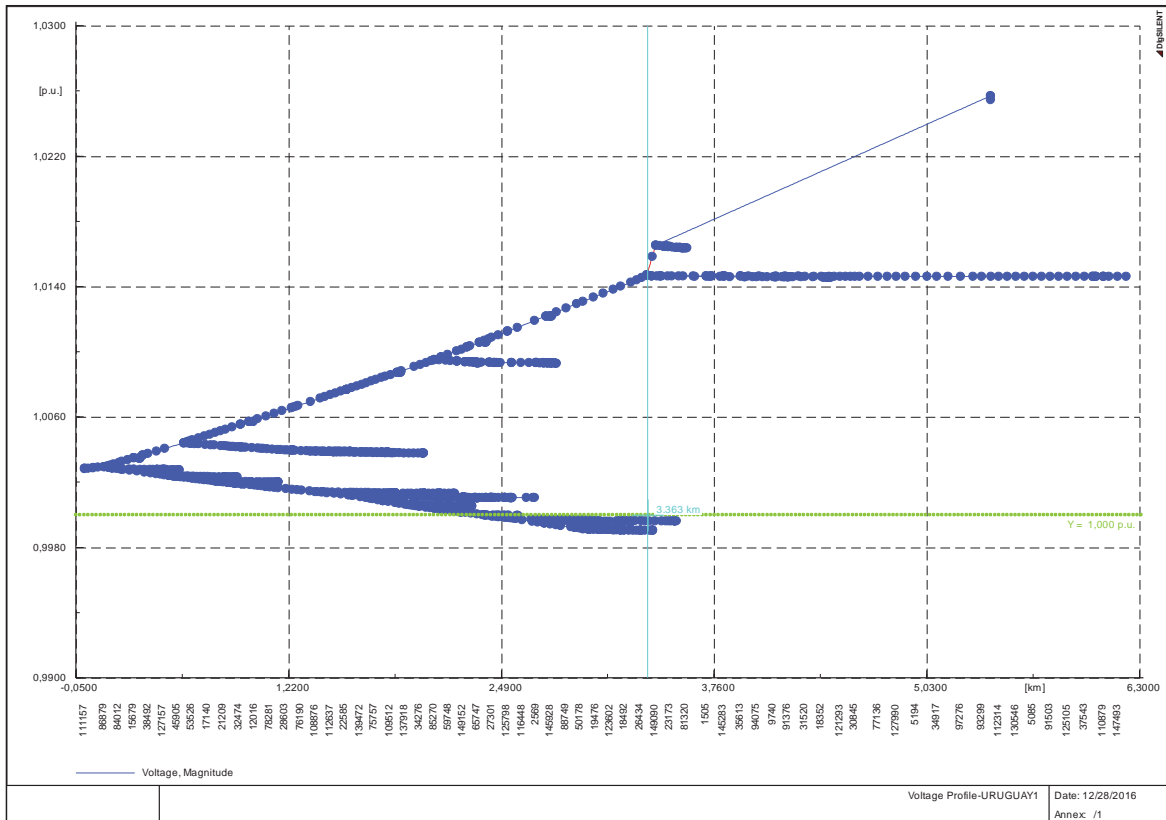


Figura 4-15 Perfil de tensión en demanda mínima del Alimentador Uruguay con PMGD activo (Fuente: Elaboración propia)

De la Figura 4-15 se obtiene el valor de tensión que existe en el punto de conexión del PMGD necesario para poder compararlo con lo analizado en el caso de demanda mínima sin PMGD y poder obtener la variación de tensión que existe en dicho punto. Con esta información, se presenta la Tabla 4-8, la cual muestra dicha comparación de tensión en el punto de conexión y su respectiva variación porcentual.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

Tabla 4-8 Análisis de variación de tensión en punto de conexión, escenario demanda mínima (Fuente: Elaboración propia).

Caso	Tensión en por unidad
Proyectado sin PMGD	1,0005
Proyectado con PMGD	1,0147
Delta V%	1,4163

De la tabla vista previamente, se puede afirmar que se cumple con la variación de tensión (6%) en el punto de conexión exigida en el artículo 4-26 de la NTCO.

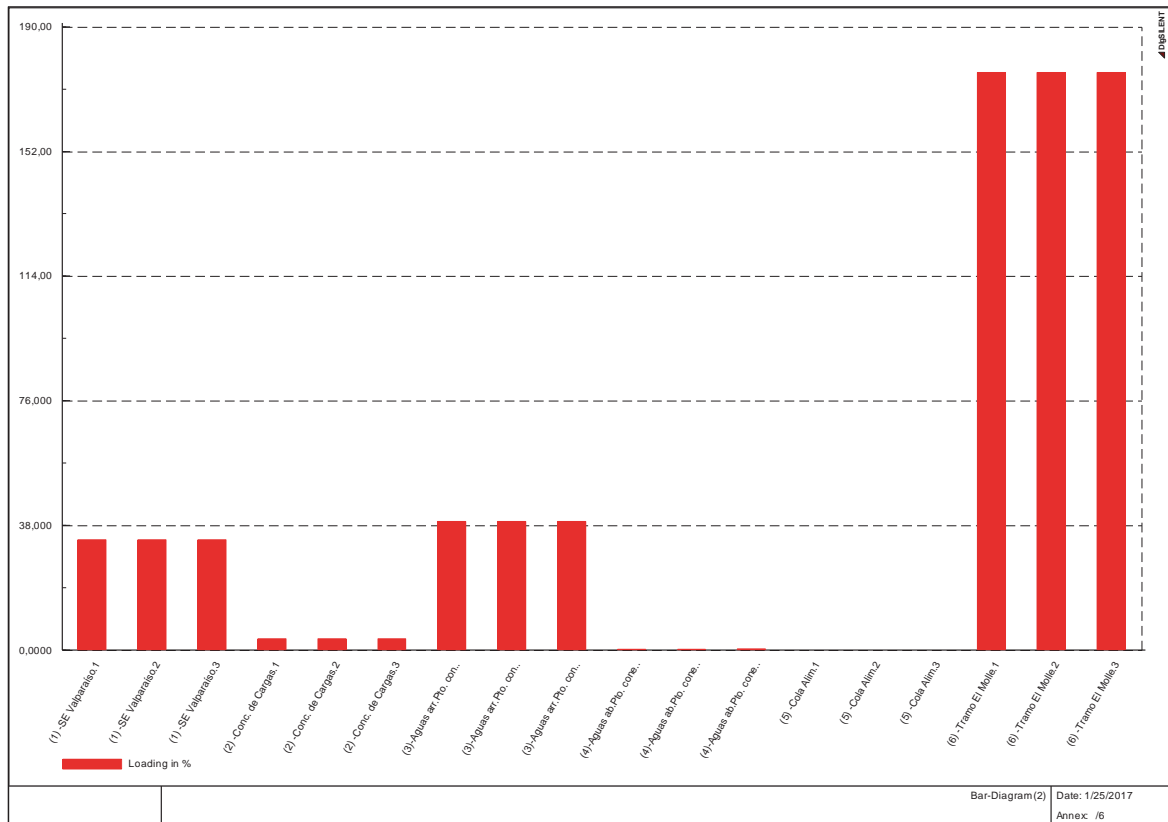


Figura 4-16 Perfil de carga [%] en alimentador Uruguay, escenario demanda mínima con PMGD (Fuente: Elaboración propia).

Por el contrario, analizando la Figura 4-16, se obtiene el nulo cumplimiento de la norma en los tramos privados del alimentador mencionados en la sección 4.2.2, los cuales poseen una sobrecarga de 176%. Esto se repetirá para todos los escenarios de demanda analizados, por lo tanto se deberán tomar las medidas necesarias para evitar que ocurra esta situación. De manera

de facilitar la comprensión de lo descrito, se presenta la Figura 4-17 en la cual se referencia claramente el tramo del conductor privado en condiciones fuera de norma.



Figura 4-17 Tramo de conductor sobrecargado de alimentador privado (Fuente: Elaboración propia).

De manera de solucionar esta situación, se realiza una obra de cambio de conductor en dicho tramo, mejorando así los niveles de cargabilidad de la línea privada. En los siguientes escenarios, se considera realizada dicha obra, por lo cual, se verá un cambio positivo en los perfiles de carga del alimentador Uruguay.

Otro punto importante a tener en cuenta, es la capacidad de ruptura que poseen las protecciones y su óptimo funcionamiento debido al cambio de sentido del flujo de potencia a lo largo del alimentador Uruguay, de manera que se debe realizar un estudio dedicado en ese ámbito. Dicho estudio se desarrolla en secciones posteriores de este trabajo.

4.4.2 Análisis en demanda media con generación nominal

Análogamente a lo realizado recientemente con demanda mínima, se simulará el flujo de potencia para el escenario en demanda media de manera de analizar el cumplimiento de la NTCO. En la Figura 4-18 se presenta el perfil de tensión y en la Figura 4-19 el perfil de carga del alimentador Uruguay.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

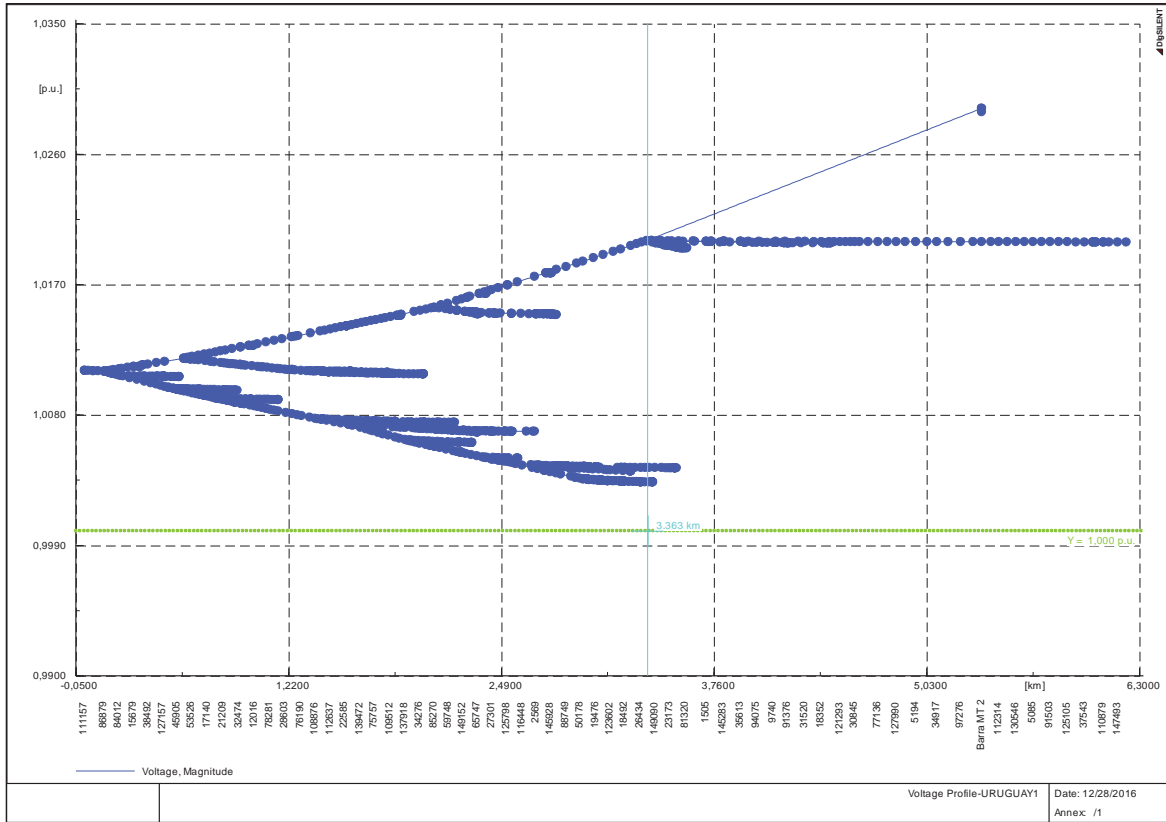


Figura 4-18 Perfil de tensión en demanda media del Alimentador Uruguay con PMGD activo (Fuente: Elaboración propia)

Para concretar el análisis en el escenario de demanda media, se entrega la Tabla 4-9, la cual contiene información acerca de las tensiones en el punto de conexión del PMGD con el alimentador Uruguay.

Tabla 4-9 Análisis de variación de tensión en punto de conexión, escenario demanda media (Fuente: Elaboración propia).

Caso	Tensión en por unidad
Proyectado sin PMGD	1,00574
Proyectado con PMGD	1,01999
Delta V%	1,41687

Claramente la información entregada en la Tabla 4-9 muestra un correcto funcionamiento y además el cumplimiento del artículo 4-26 de la NTCO de PMGD en media tensión.

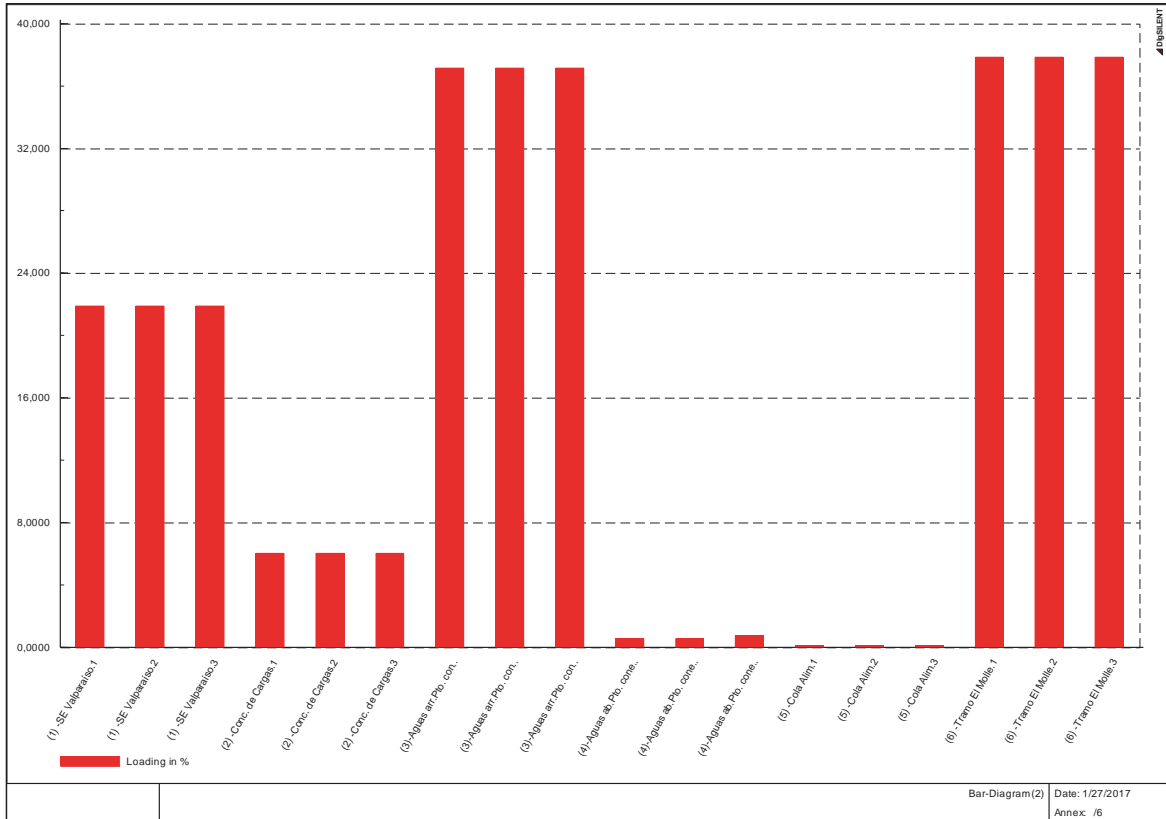


Figura 4-19 Perfil de carga [%] en alimentador Uruguay, escenario demanda media con PMGD (Fuente: Elaboración propia).

Analizando la Figura 4-19 se observa claramente el correcto cumplimiento de la NTCO, contrastándose el resultado con lo expuesto en el escenario de demanda mínima. Se debe destacar que el reforzamiento del tramo del conductor privado expuesto anteriormente, llevó al alimentador privado a cumplir con los rangos permitidos por la NTCO de PMGD en media tensión.

4.4.3 Análisis en demanda máxima con generación nominal

Este análisis se realiza análogamente a lo presentado anteriormente, de modo de mostrar en la Figura 4-20 y Figura 4-21 el perfil de tensión y carga del alimentador respectivamente con motivos de estudiar las condiciones de operación.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

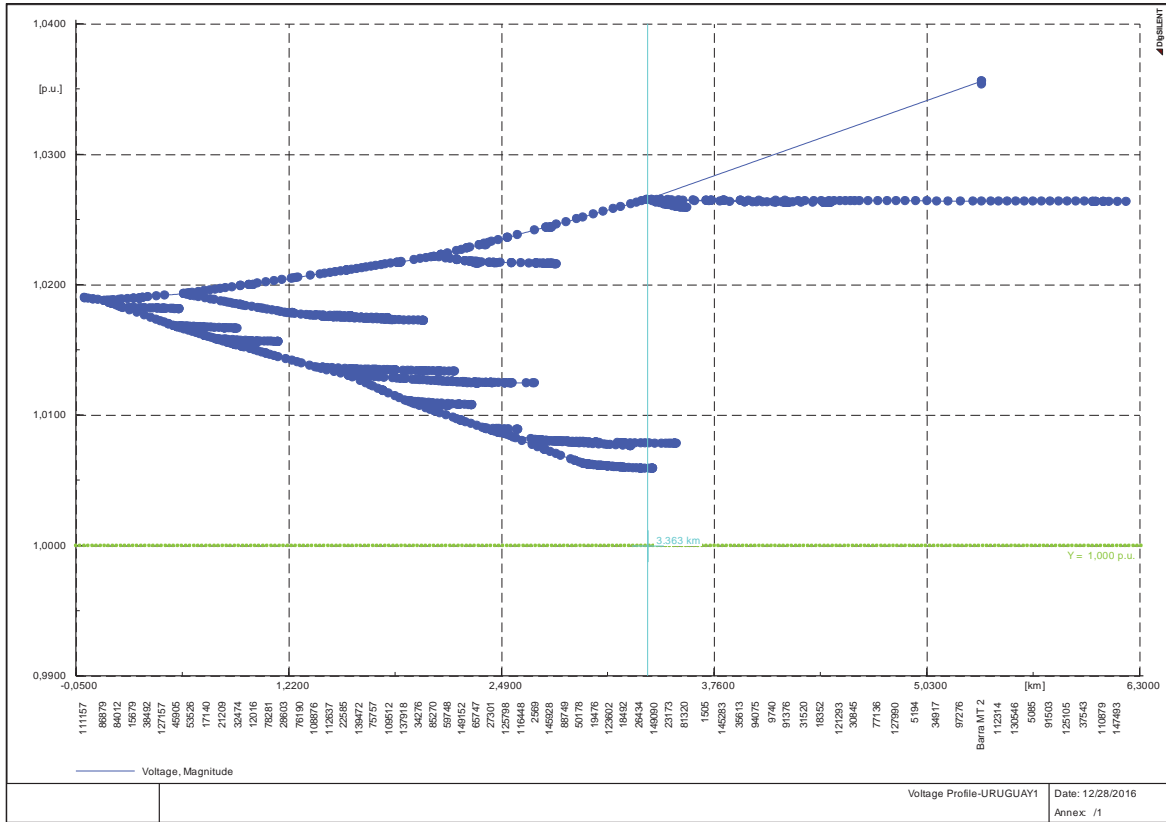


Figura 4-20 Perfil de tensión en demanda máxima del Alimentador Uruguay con PMGD activo (Fuente: Elaboración propia)

Luego de analizar la Figura 4-20 se puede desarrollar la Tabla 4-10 de forma de comparar los distintos niveles de tensión que se exponen en el presente escenario de demanda con generación del PMGD en su capacidad nominal.

Tabla 4-10 Análisis de variación de tensión en punto de conexión, escenario demanda máxima (Fuente: Elaboración propia).

Caso	Tensión en por unidad
Proyectado sin PMGD	1,0119
Proyectado con PMGD	1,0261
Delta V%	1,4063

De la tabla vista recientemente se comprueba el cumplimiento de la NTCO en cuanto al nivel de tensión en el punto de conexión, considerando que la variación de tensión no debe superar el 6%.

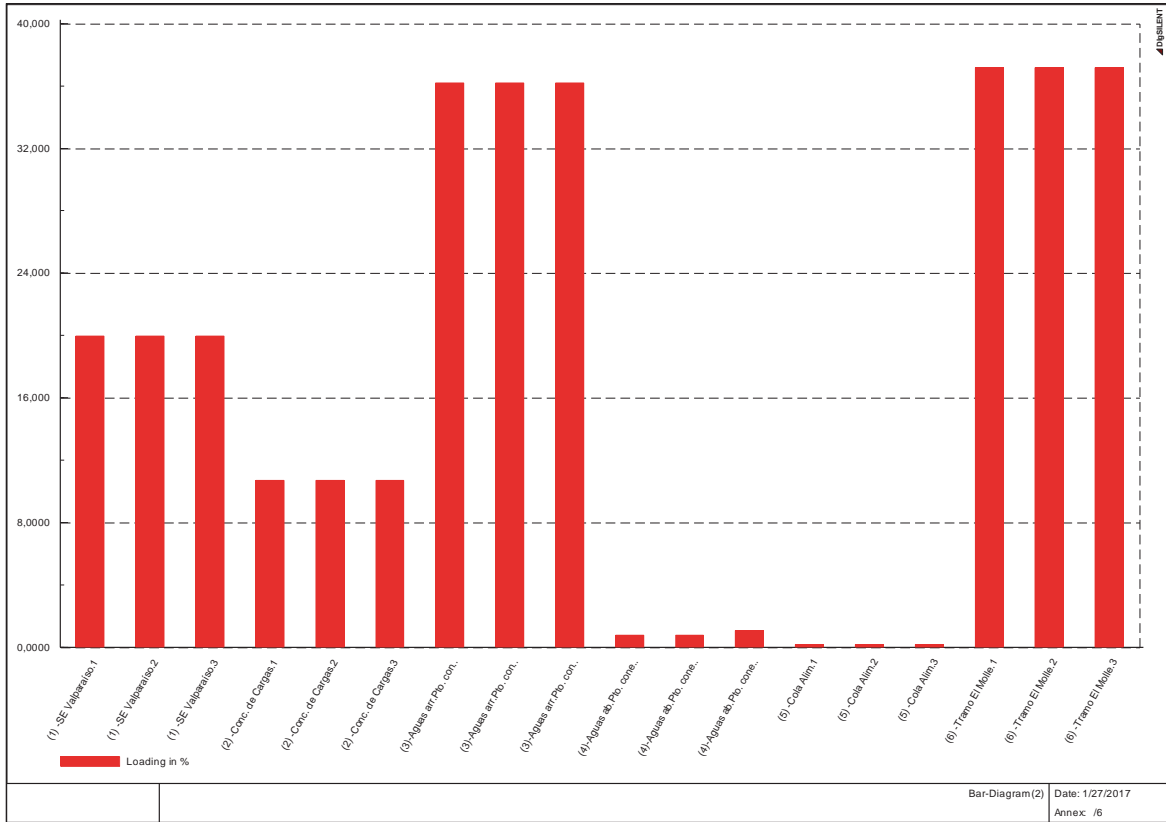


Figura 4-21 Perfil de carga [%] en alimentador Uruguay, escenario demanda máxima con PMGD (Fuente: Elaboración propia).

De la Figura 4-21, se aprecia el correcto cumplimiento de la NTCO, demostrando que el alimentador Uruguay, en conjunto de aquellos alimentadores privados que operan en él, se encuentran en una cargabilidad bajo el 40%, quedando una gran holgura aún para posibles incrementos que se presenten en la demanda.

4.4.4 Análisis con demanda y generación proyectada

Como análisis extra a los 3 escenarios básicos presentados, se considera una demanda proyectada de 5,8 [MW] aproximadamente y una generación estimada para el año 2027 de 6,0 [MW], como se indicó anteriormente en la Tabla 3-5, la cual se utilizará para el presente escenario considerando el ingreso de una nueva máquina en paralelo a las 3 ya conectadas.

De manera de cumplir con la normativa técnica, se procede a realizar el estudio tanto del perfil de tensión como del perfil de carga del alimentador Uruguay para su respectivo escenario de demanda proyectada. El estudio se ve reflejado en la Figura 4-22 y Figura 4-23 en donde se presenta el perfil de tensión y carga con generación proyectada del PMGD.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

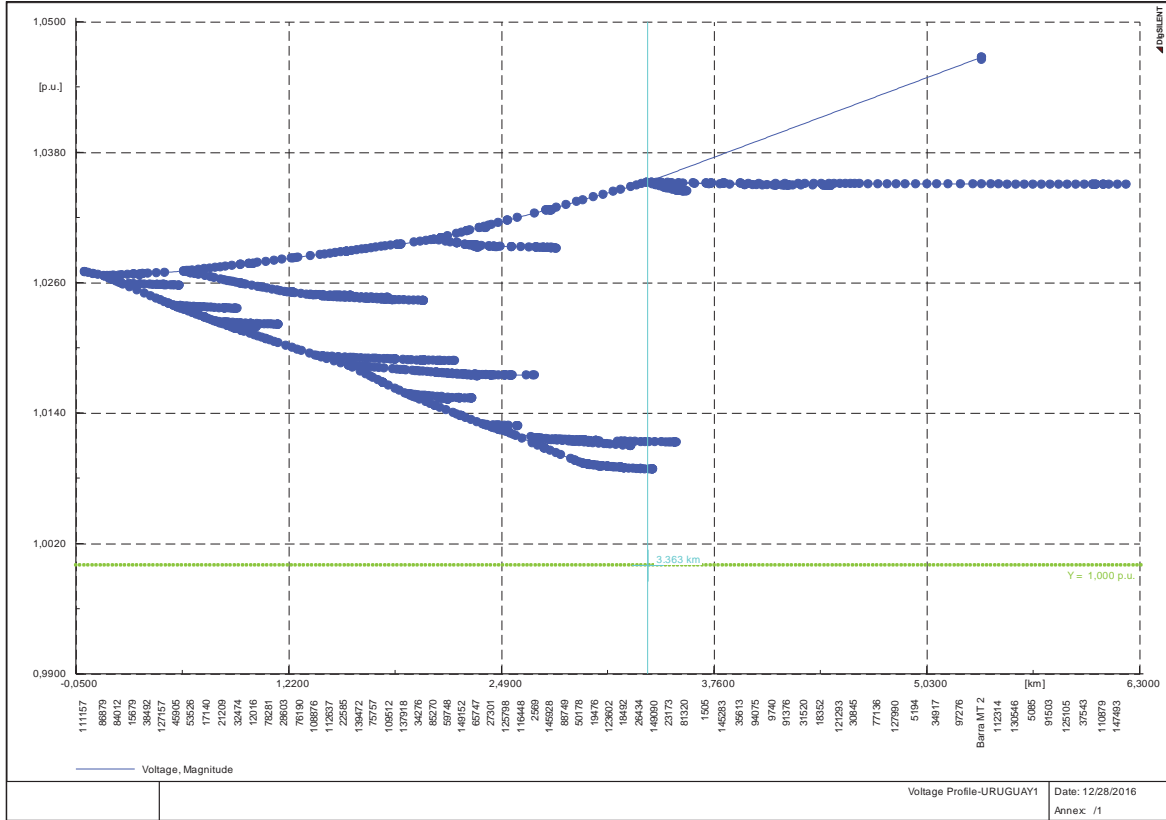


Figura 4-22 Perfil de tensión en demanda proyectada con PMGD activo (Fuente: Elaboración propia).

De la Figura 4-13 y Figura 4-22 previamente vistas se extrae la información que se entrega en la Tabla 4-11 con motivos de analizar el cumplimiento de la NTCO de PMGD en media tensión.

Tabla 4-11 Análisis de variación de tensión en punto de conexión, escenario demanda y generación proyectada (Fuente: Elaboración propia).

Caso	Tensión en por unidad
Proyectado sin PMGD	1,01694
Proyectado con PMGD	1,03440
Delta V%	1,71692

El análisis que se obtiene de la Tabla 4-11 muestra claramente el cumplimiento de la exigencia de la normativa técnica.

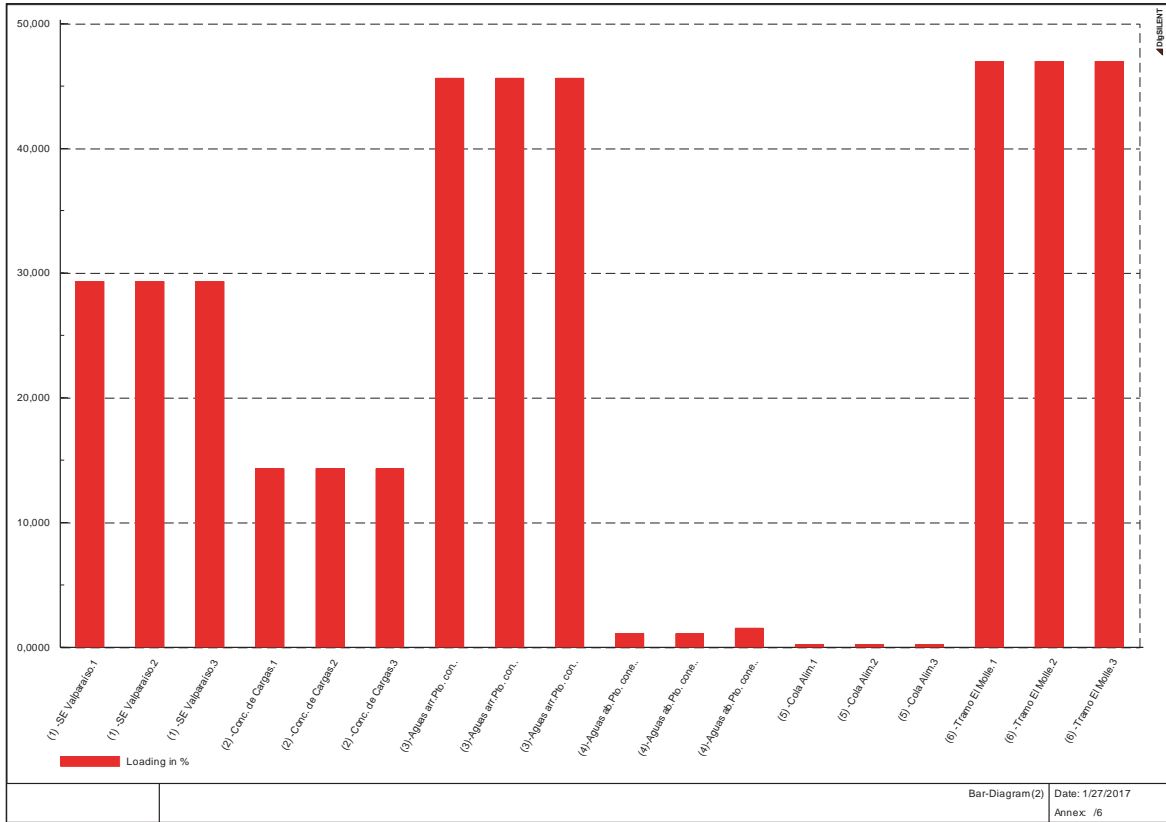


Figura 4-23 Perfil de carga [%] en alimentador, considerando un escenario de demanda y generación proyectada (Fuente: Elaboración propia).

Claramente se puede analizar de la Figura 4-23 el perfecto cumplimiento de la NTCO, ya que ningún tramo del alimentador supera el límite permitido (85%) por la normativa técnica. De este modo, considerando una demanda y generación proyectada como se ilustró recientemente, es positivo el cumplimiento de las exigencias por la NTCO en cuanto a regulación de tensión y cargabilidad de los conductores del alimentador.

4.5 Pérdidas en la red de media tensión

Uno de los puntos relevantes a analizar en el estudio estático del alimentador Uruguay corresponde al análisis de las pérdidas en la red de media tensión que se generan por la inyección de potencia por parte del PMGD El Molle. Debido al cambio que ocurrirá en los flujos de potencia a lo largo del alimentador, es de suma importancia considerar el comportamiento que tendrá el alimentador inserto en estas condiciones de trabajo. Dichas pérdidas podrán aumentar o disminuir producto a diversas condiciones de trabajo del alimentador en conjunto a la inyección de potencia del PMGD, algunas condiciones específicas de trabajo del alimentador pueden ser:

- Dependerá de la demanda que posea el alimentador, si tiende a ser baja, la inyección por parte del PMGD aumentará las pérdidas, por el otro lado si la demanda es máxima, la inyección del PMGD aumentará levemente las pérdidas o inclusive las podría reducir.

- Dependerá de la generación de potencia que suministre el PMGD a la red de distribución.
- Dependerá de cómo esté distribuida la demanda a lo largo del alimentador en comparación a la posición geográfica del PMGD. Esto se debe a que si existen grandes distancias entre ambos o la demanda es muy dispersa, las pérdidas del alimentador aumentarán considerablemente.
- Dependerá del nivel de tensión en la cabecera, la inyección de reactivos del PMGD y de las compensaciones que existan dentro del alimentador.
- También dependerá la posición del PMGD dentro de la red de distribución, es decir, si el punto de conexión del PMGD se encuentra en la cola del alimentador, éste tenderá a aumentar las pérdidas considerablemente, si se encuentra cercano a la subestación primaria, probablemente no se alteren los valores de las pérdidas y si el PMGD se encontrara cercano a las demanda y lejano de la subestación primaria, éste tenderá a disminuir las pérdidas siempre y cuando se consideren los puntos previamente descritos.

Para considerar los puntos recientemente descritos, es necesario tener clara la posición que posee el PMGD con respecto a la subestación Valparaíso y a la mayor concentración de cargas que existe en el alimentador Uruguay. Esto se puede visualizar en la Figura 4-4 que fue mostrada en la sección 4.2.3.

4.5.1 Pérdidas en la red de MT considerando generación actual del PMGD

Para el presente análisis se proponen perfiles de demanda diaria para cada una de las zonas detectadas anteriormente (residencial, comercial e industrial), de manera que realizando flujos de potencia horarios a lo largo de un día, se logra determinar el perfil de pérdidas, considerando para esto los rangos supuestos de cargabilidad vistos en la Tabla 4-5 los cuales representan de la mejor manera la demanda real del alimentador Uruguay. Cabe destacar que la generación de potencia activa que se produce en el PMGD El Molle al año 2016, rodea el 45% de la capacidad instalada por el mismo, es por esto, que se obtendrá el perfil de pérdidas tanto para el funcionamiento que se tiene al año 2016 (2,1[MW]) y el funcionamiento que se tendría si estuviera generando a potencia nominal (4,68 [MW]).

Dichos perfiles de demanda se ilustran en la Figura 4-24, los cuales se representan mediante el factor de escalamiento o cargabilidad con respecto al valor nominal que poseen los SED a lo largo del alimentador Uruguay. Dichas cargabilidades mostradas, representan la demanda real horaria que se tiene en la cabecera del alimentador para un día hábil cualquiera.

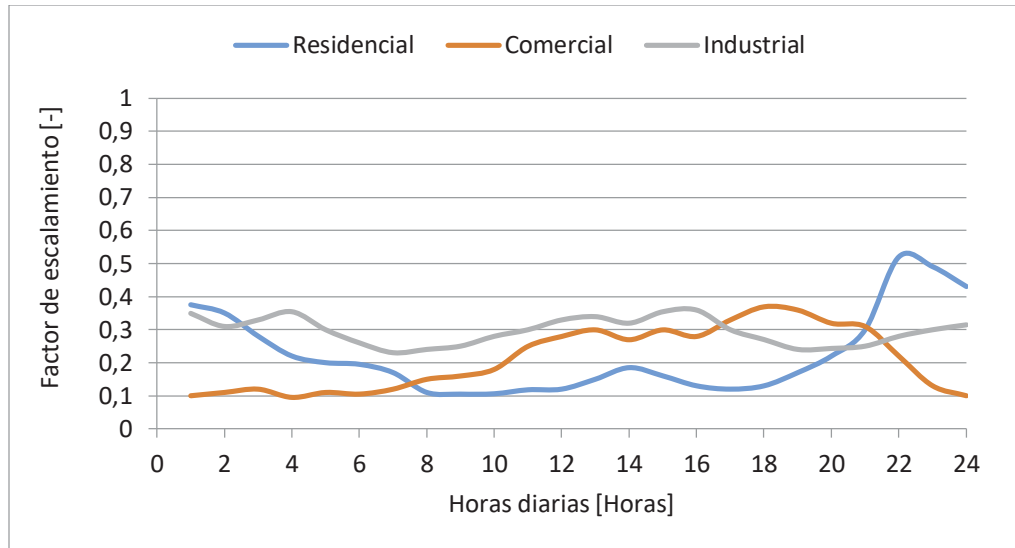


Figura 4-24 Perfiles de demanda diaria (Fuente: Elaboración propia).

Una vez conocidos los perfiles de demanda que se utilizarán, es factible el cálculo de las pérdidas en el alimentador, con el motivo de compararlas con los resultados al momento en que se inyecte generación del PMGD. Este perfil de pérdidas se analiza en la Figura 4-25.

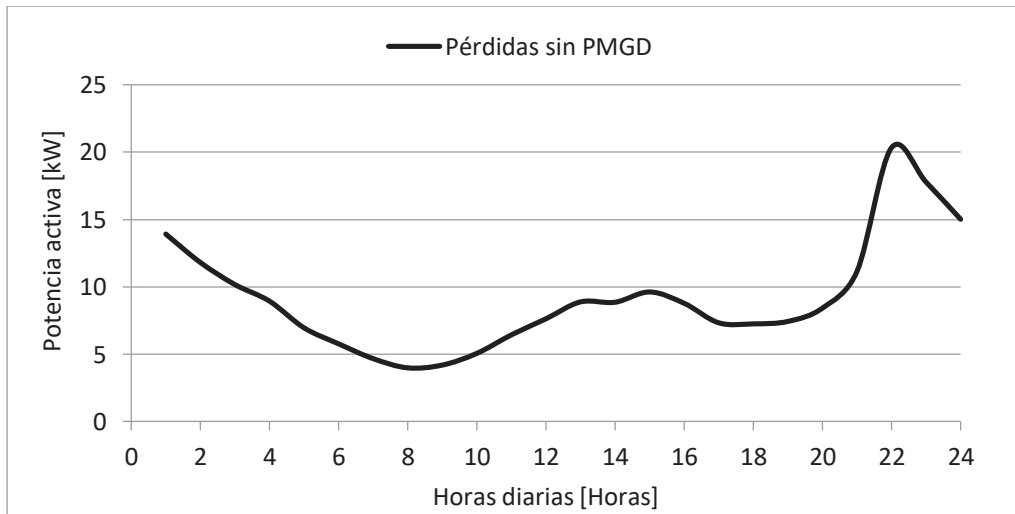


Figura 4-25 Pérdidas de potencia activa en el alimentador Uruguay sin inyección del PMGD (Fuente: Elaboración propia).

Como era de esperar, las pérdidas de potencia activa máximas a lo largo de un día se presentan entre el horario de las 18:00 hrs. y las 23:59 hrs. aproximadamente. Esta información se respalda debido a que la cantidad de SED detectadas con la característica de residencial son alrededor del 68% del total, las cuales en dicho horario poseen la característica de demanda máxima, por ende, en este horario se presenta un mayor consumo por parte de estas cargas, llevando a incrementar la potencia activa, lo que trae consigo el aumento de las pérdidas en el alimentador de media tensión.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

Por el otro lado, al momento en que el dueño u operario del PMGD despache la potencia activa generada en la planta, considerando que esta inyección será constante durante el día con un valor de 2,1 [MW], se presentará una situación levemente distinta a la recién analizada, esto es debido principalmente al aumento del flujo potencia que existirá en el alimentador de media tensión y a la ubicación que tiene el PMGD dentro de la red eléctrica con respecto a las posición de las cargas y a la subestación. Por otro lado, también se simula el estado en el que el PMGD esté generando a potencia nominal (4,68 [MW]). Cabe destacar que en la zona que se ubica el PMGD El Molle es mayoritariamente industrial, la cual corresponde al 21,7% de la demanda total, por lo que el flujo de potencia que tiende a alimentar aquellas cargas deberá recorrer una distancia menor en comparación al flujo que tenderá a alimentar las zonas de demanda residencial (68% de la demanda total), que son las que se encuentran geográficamente más lejanas al punto de inyección, esta situación se puede comprender analizando la Figura 4-26 y Figura 4-27 en contraste con la Figura 4-24, en donde se muestra claramente que las pérdidas aumentan en las horas en donde la demanda residencial prevalece dentro de la red.

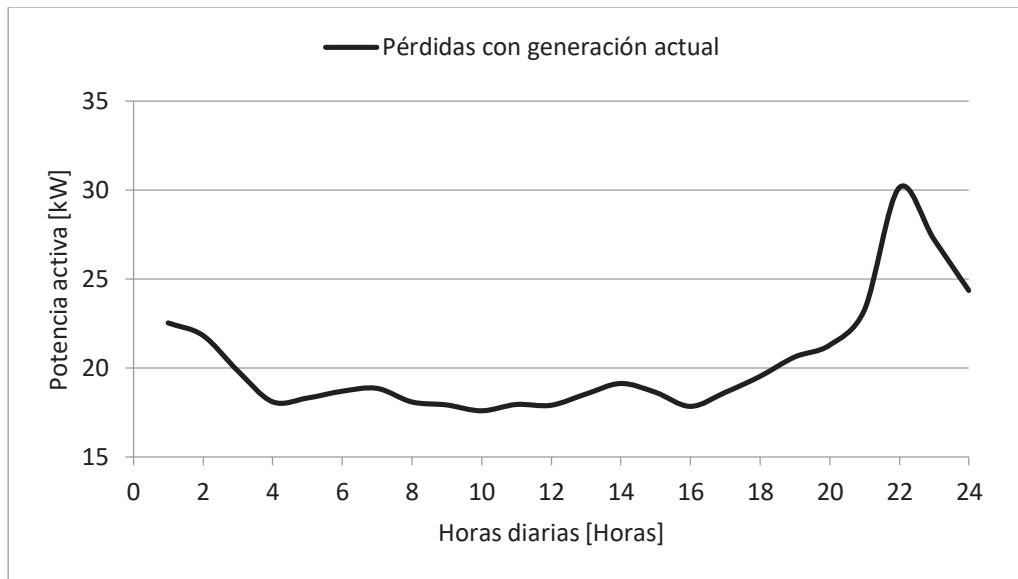


Figura 4-26 Pérdidas de potencia activa en el alimentador Uruguay con inyección actual del PMGD (Fuente: Elaboración propia).

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

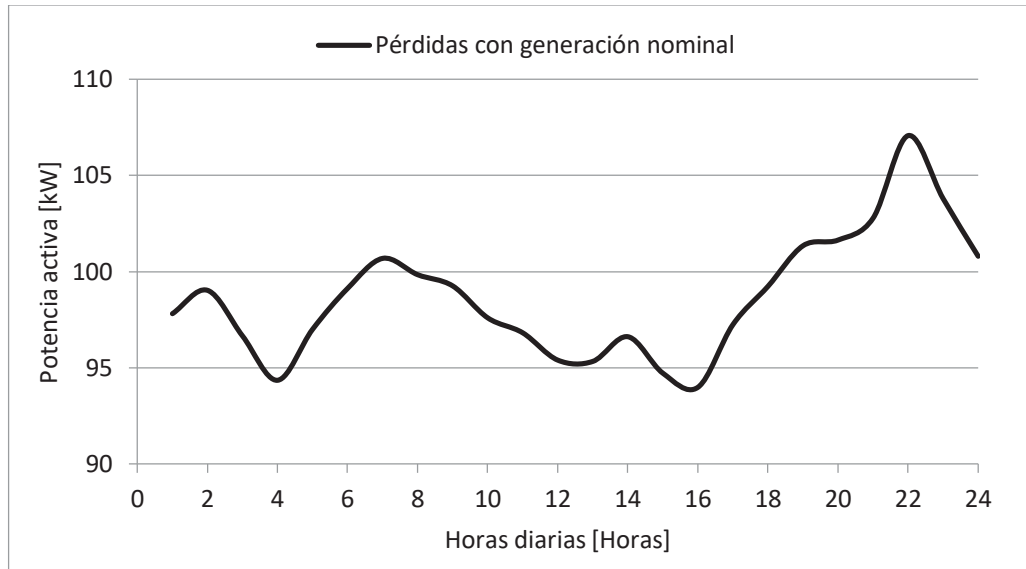


Figura 4-27 Pérdidas de potencia activa en el alimentador Uruguay con inyección nominal del PMGD (Fuente: Elaboración propia).

Como se analizó en los párrafos previos, y debido a las características que posee el PMGD dentro del alimentador de media tensión, las pérdidas tienden a aumentar en el alimentador. Como ejemplo se analizará la inyección actual por parte del PMGD, esto se puede contrastar en la Figura 4-25 y Figura 4-26, de aquí se desprende la Tabla 4-12 en la cual se comparan los valores de las pérdidas para diferentes demandas con y sin generación por parte del PMGD, considerando los 2,1 [MW] mencionados anteriormente.

Tabla 4-12 Pérdidas del alimentador Uruguay bajo distintos escenarios (Fuente: Elaboración propia).

Escenario	Pérdida sin PMGD [kW]	Pérdida con PMGD [kW]	Variación [%]
Demanda mínima	4,01761	18,09815	350,47
Demanda máxima	20,3296	30,11321	48,125

Esta variación tan abrupta de las pérdidas en la red de media tensión es principalmente provocada por el cambio del sentido en los flujos de potencia, esto se puede ver en la Figura 4-28, en donde se muestran dos sectores de la modelación del alimentador Uruguay en DigSILENT, el superior muestra la salida desde la subestación Valparaíso y la inferior representa el punto de conexión del generador sincrónico El Molle. Al lado izquierdo de la imagen se ilustra la operación de la red sin la presencia de los excedentes del PMGD, en donde se aprecia el sentido descendente del flujo desde la subestación hacia las cargas y al lado derecho se presenta la simulación más crítica que podría ocurrir para el análisis de pérdidas, es decir, un escenario de demanda mínima y generación nominal por parte del PMGD (4,68 [MW]), en donde se ilustra claramente la inversión de flujo hasta la subestación Valparaíso.

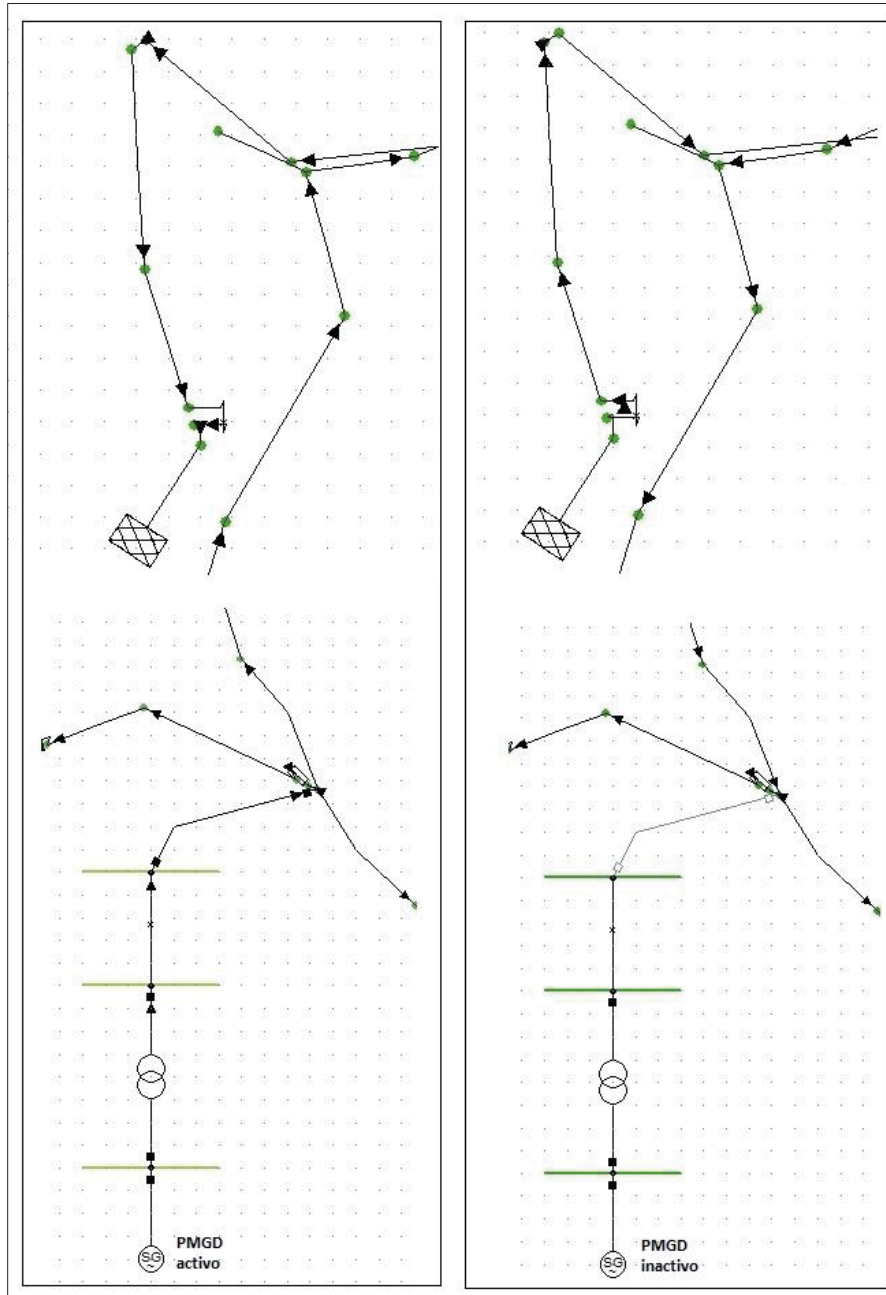


Figura 4-28 Demostración de la inversión del flujo de potencia (Fuente: Elaboración propia).

La cuantificación de las pérdidas que se presentan en un alimentador sin duda es un parámetro a considerar por las empresas concesionarias de distribución. En el título 2-5 “determinación de los costos de conexión” de la NTCO de PMGD en media tensión, en su artículo 2-31, se especifican estos costos ya que afectan directamente la evaluación económica de la expansión óptima de la red de distribución. En la Tabla 4-13 se muestran las pérdidas de energía total presentadas anteriormente en las figuras analizadas, las cuales son valorizadas por la empresa distribuidora con el motivo de obtener la función objetivo más representativa para la respectiva evaluación económica.

Tabla 4-13 Pérdidas de energía diaria en alimentador Uruguay (Fuente: Elaboración propia).

Escenario	Pérdida de energía diaria [kWh]
Previo a la conexión del PMGD	220,839
Con generación actual del PMGD	486,836
Con generación nominal del PMGD	2368,26

4.6 Estudio de estabilidad dinámica

Con el motivo de estudiar el comportamiento dinámico que tendrá el alimentador Uruguay bajo diferentes condiciones de estabilidad transitoria, se presentan diferentes casos de análisis propuestos con los motivos de asegurar el buen funcionamiento y operación de la red de media tensión, preservando la seguridad de las personas, bienes y servicio eléctrico en general.

Los supuestos a considerar en el presente análisis son los señalados a continuación:

1. Se considera el tramo troncal del alimentador Uruguay entre la subestación Valparaíso y el PMGD El Molle.
2. Se considera solo el escenario de demanda máxima visto en la Tabla 4-5.
3. Se considera una generación por parte del PMGD de 2,1 [MW].
4. Se considera una falla monofásica y bifásica a tierra franca para el análisis de cortocircuito.
5. En la simulación de evento de cortocircuito se han considerado los siguientes retardos en los tiempos de operación de los equipos de protección:
 - a. 160 [ms] de retardo para el interruptor ubicado en la subestación del PMGD El Molle
 - b. 1,09 [s] de retardo para el equipo ubicado en el alimentador Uruguay, correspondiente al reconectador El Colorado.

En la Figura 4-29 se señala la representación de los puntos relevantes de la red de media tensión que se utilizarán para hacer efectivo el estudio de estabilidad dinámica.

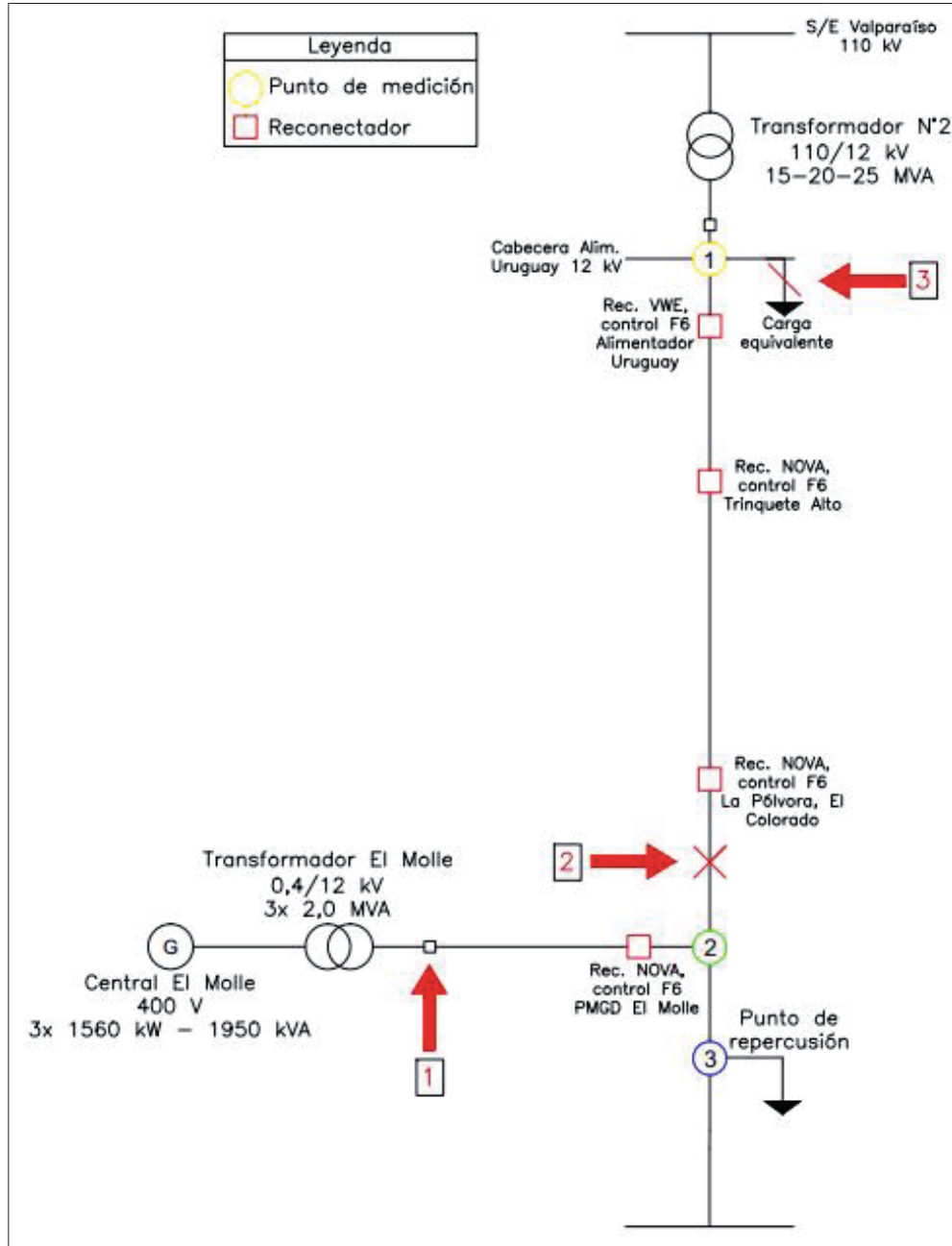


Figura 4-29 Diagrama unilínea del tramo del alimentador Uruguay a estudio (Fuente: Elaboración propia)

Como se analizó recientemente en la Figura 4-29, se plantean 3 eventos con el motivo de analizar los efectos dinámicos que se originan en el alimentador de media tensión producto la incorporación del PMGD El Molle a la red de distribución, teniendo 3 puntos de medición a lo largo del sistema, los cuales son:

1. Medición en cabecera (color amarillo)
2. Punto de conexión (color verde)
3. Punto de repercusión (color azul)

4.6.1 Exigencias de la NTCO de PMGD en media tensión

Previo al análisis de los eventos realizados, se debe considerar los valores exigidos por la NTCO de PMGD en media tensión, principalmente lo que se detalla en el Título 4,6 “Comportamiento en estado de falla”. De esto, se debe considerar:

- Los parámetros de tensiones y frecuencias establecidas a continuación deben ser cumplidos en el punto de conexión.
- El PMGD deberá separarse automáticamente de la red de media tensión (MT) del sistema de distribución (SD) durante fallas en el circuito al cual está conectado.
- La reconexión del PMGD al SD deberá ser impedida mientras la tensión y la frecuencia de la red de MT se mantenga por debajo de los valores exigidos
- La reconexión del PMGD se realizará automáticamente solo si se cumplen los siguientes rangos: 0,94 a 1,06 V_c y 49,6 a 50,4 Hz, durante al menos 5 minutos.
- Si cualquiera de las tensiones entre fase medidas alcanza uno de los rangos indicados en la Tabla 4-14, el PMGD deberá separarse de la red de MT en los tiempos señalados.

Tabla 4-14 Tiempo de despeje según rango de tensión (Fuente: [13]).

Rango de tensión [% de V_n]	Tiempo de despeje [segundos]
$V < 50$	0,16
$50 \leq V \leq 90$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

- Cuando la frecuencia nominal del SD esté en los rangos indicados en la Tabla 4-15, el PMGD deberá separarse de la red de MT en los tiempos de despeje señalados.

Tabla 4-15 Tiempo de despeje según rango de frecuencia (Fuente: [13]).

Rango de Frecuencia [Hz]	Tiempo de despeje [segundos]
> 51,5	0,1
51,5 a 51,0	90
51,0 a 49,0	Permanente
49,0 a 48,0	90
< 48,0	0,1

4.6.2 Eventos

- **Evento N°1:** Se realiza la desconexión intempestiva del PMGD El Molle, con el motivo de analizar la tensión y frecuencia en los puntos de medición mostrados en la Figura 4-29. La simulación se realiza durante 10 segundos considerando la desconexión del PMGD a los 4 segundos desde el comienzo del evento.
Esta simulación se muestra en la Figura 4-30 y Figura 4-31 en la cual se ilustra la tensión y frecuencia respectivamente en los 3 puntos de medición mencionados anteriormente. Dicho evento está simulando la condición que se podría producir al desconectar sin previo aviso el PMGD del alimentador de media tensión por parte de la empresa concesionaria de distribución.
- **Evento N°2:** En el segundo evento presentado se desarrolla la simulación de un cortocircuito bifásico franco permanente aguas arriba del punto de conexión del PMGD El Molle, esto es ilustrado en la Figura 4-29. Este cortocircuito es el que se presenta con mayor intensidad dentro de los cortocircuitos típicos de la red de media tensión, es por esto que se escoge para el presente análisis dinámico.
La simulación del evento se realizó durante 10 segundos, produciéndose la falla a los 4 segundos del evento, el despeje de esta misma por parte del reconectador ubicado en el PMGD El Molle se realiza a los 0,16 [s] después de producida la falla, eliminando el aporte por parte del PMGD al cortocircuito, posterior a eso, a los 1,09 [s] se despeja mediante el reconectador El Colorado, el que se ubica aguas arriba del punto de conexión, este último aislará la falla de la subestación Valparaíso. Este evento se presenta en la Figura 4-32 y Figura 4-33 representando los diferentes puntos de medición para las variables tensión y frecuencia respectivamente.
- **Evento N°3:** En el presente evento se realiza la desconexión del troncal que se dirige hacia los ramales que presentan mayor demanda en el alimentador Uruguay. Esta simulación representa el momento en que una gran cantidad de cargas quedan aisladas producto a alguna situación externa de la red, como es por ejemplo los choques de automóviles con postes de distribución. La falla se realiza a los 4 segundos de simulación, los cuales se representan en la Figura 4-34 y Figura 4-35.

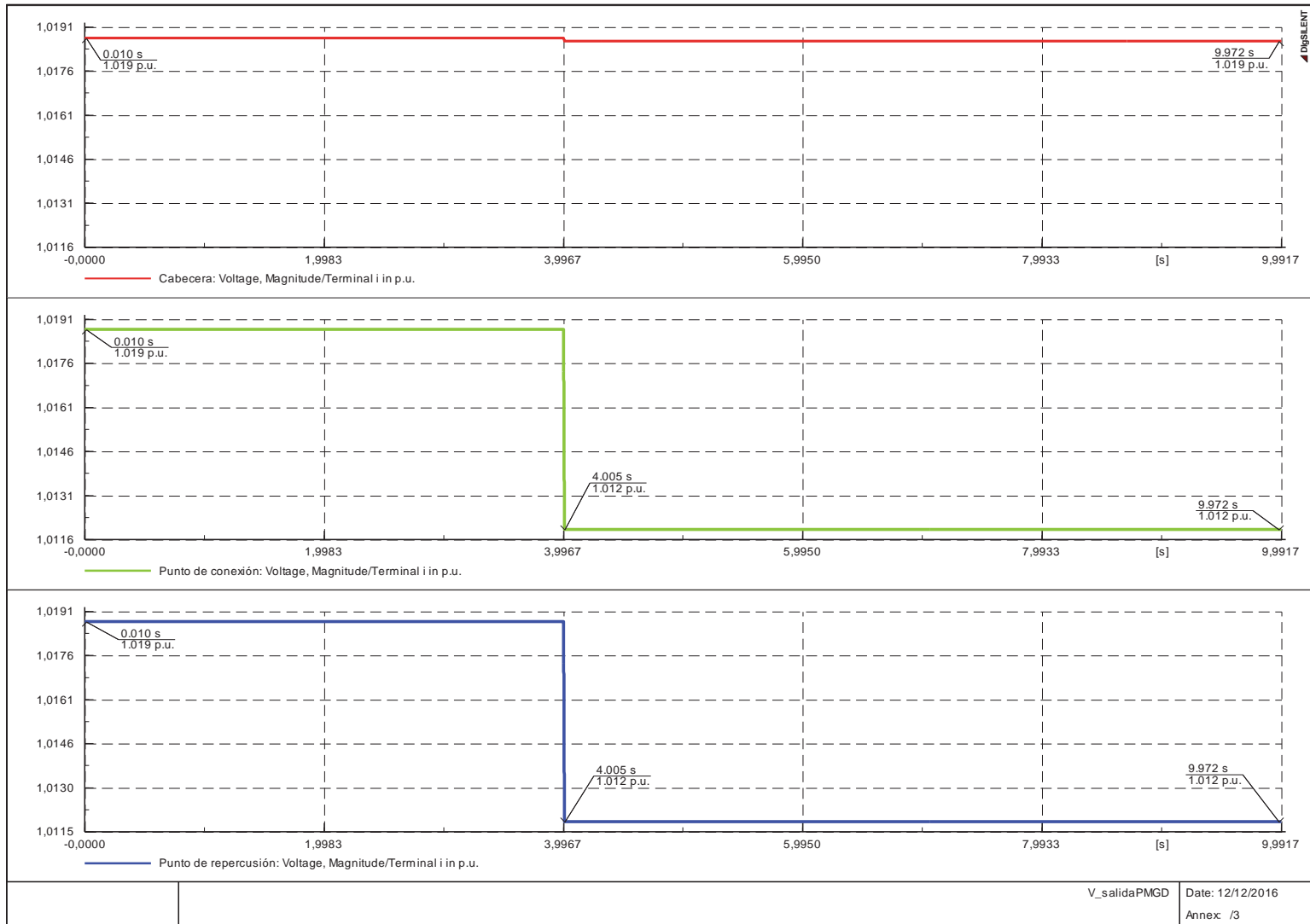


Figura 4-30 Tensión en distintos puntos del alimentador Uruguay para el evento n°1 (Fuente: Elaboración propia).

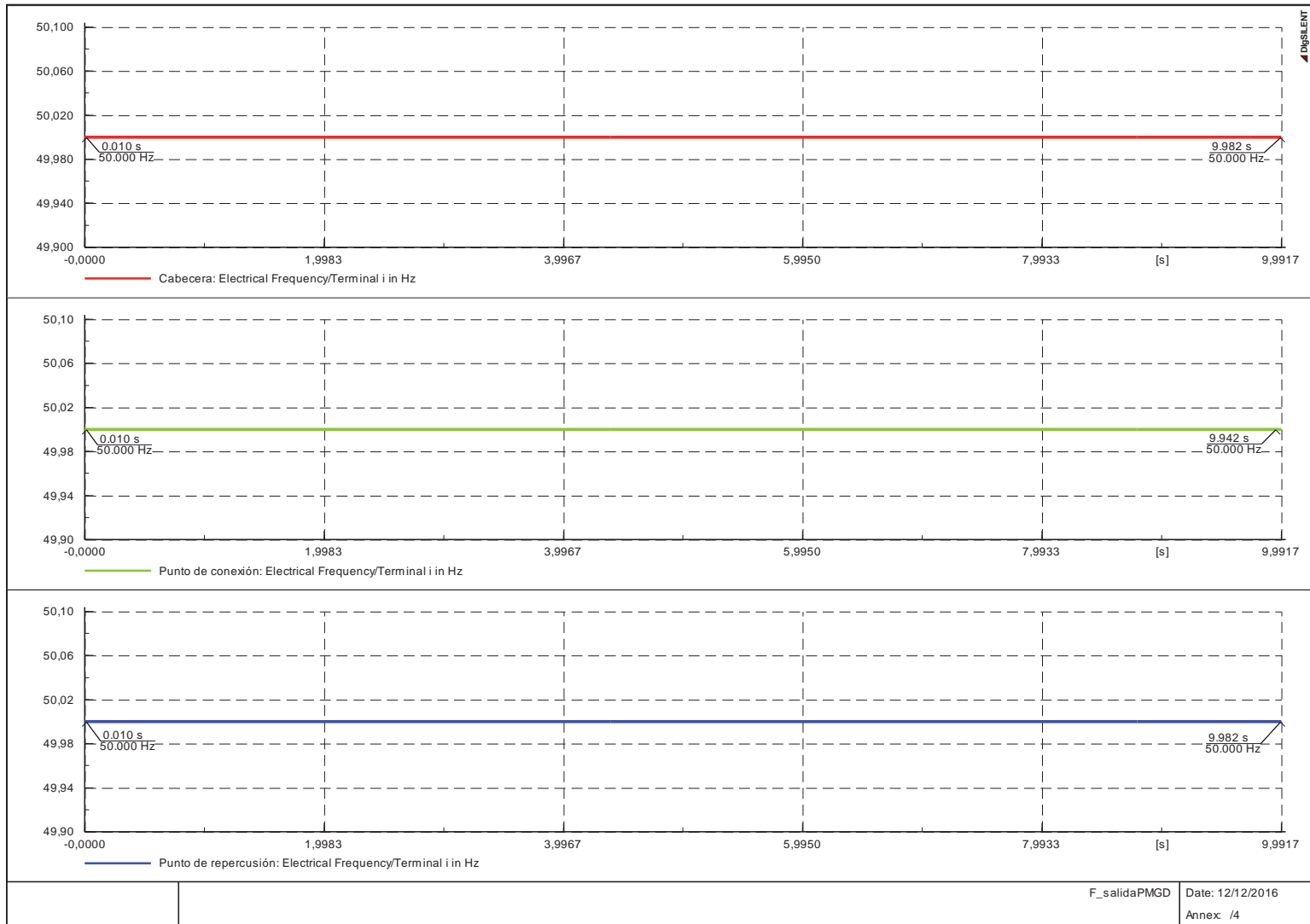


Figura 4-31 Frecuencia en distintos puntos del alimentador Uruguay para el evento n°1 (Fuente: Elaboración propia).

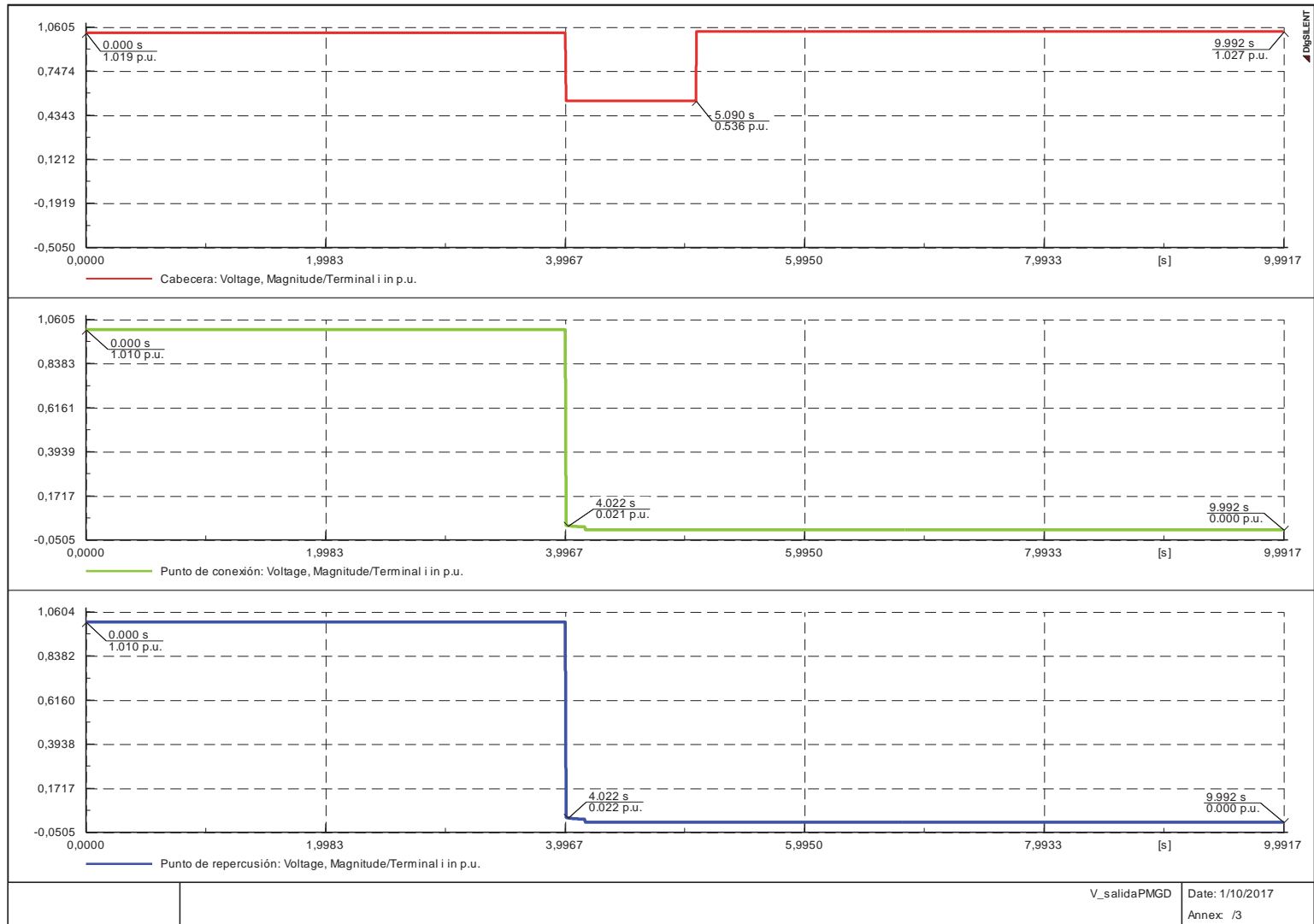


Figura 4-32 Tensión en distintos puntos del alimentador Uruguay para el evento n°2 (Fuente: Elaboración propia).

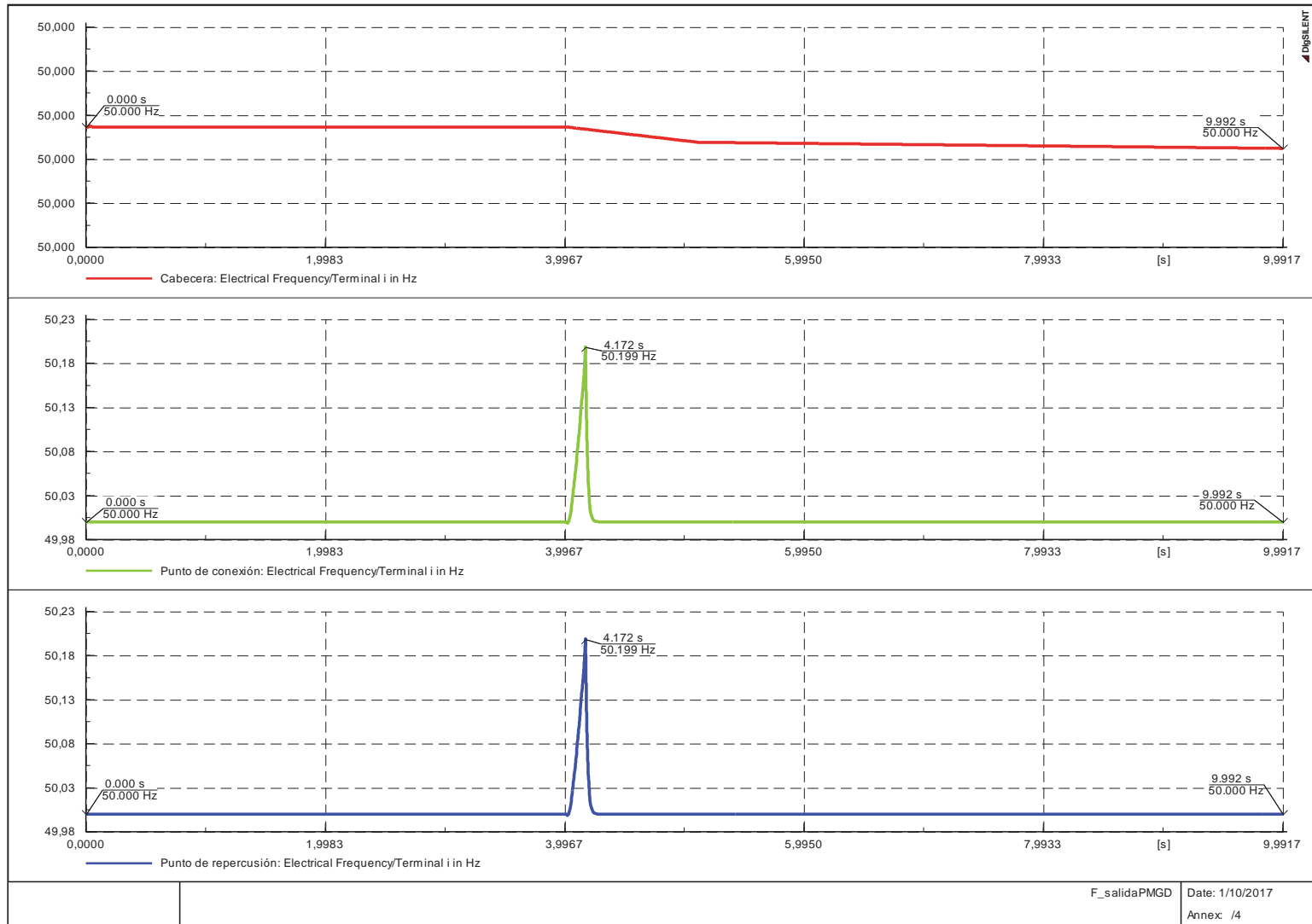


Figura 4-33 Frecuencia en distintos puntos del alimentador Uruguay para el evento n°2 (Fuente: Elaboración propia).

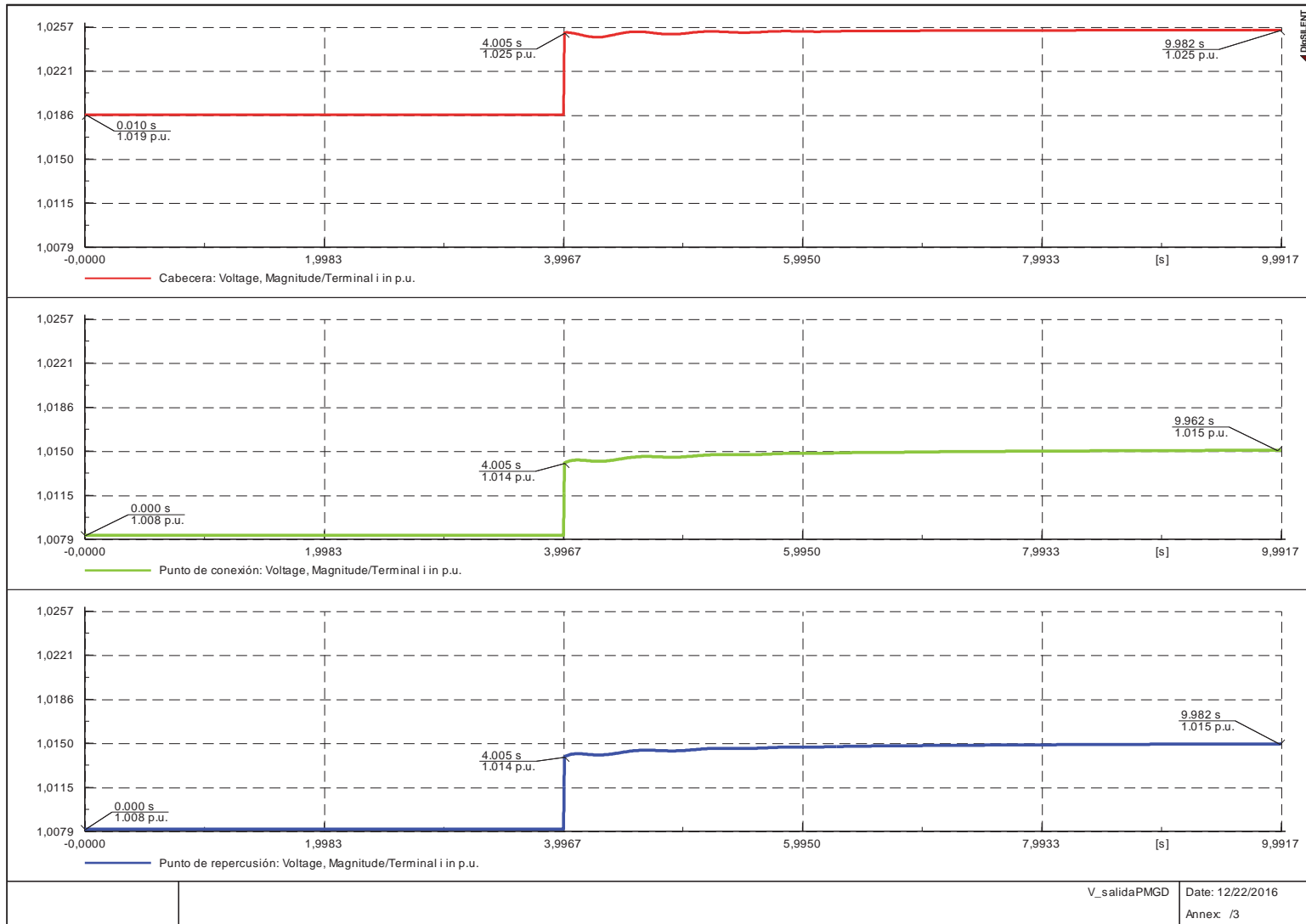


Figura 4-34 Tensión en distintos puntos del alimentador Uruguay para el evento n°3 (Fuente: Elaboración propia).

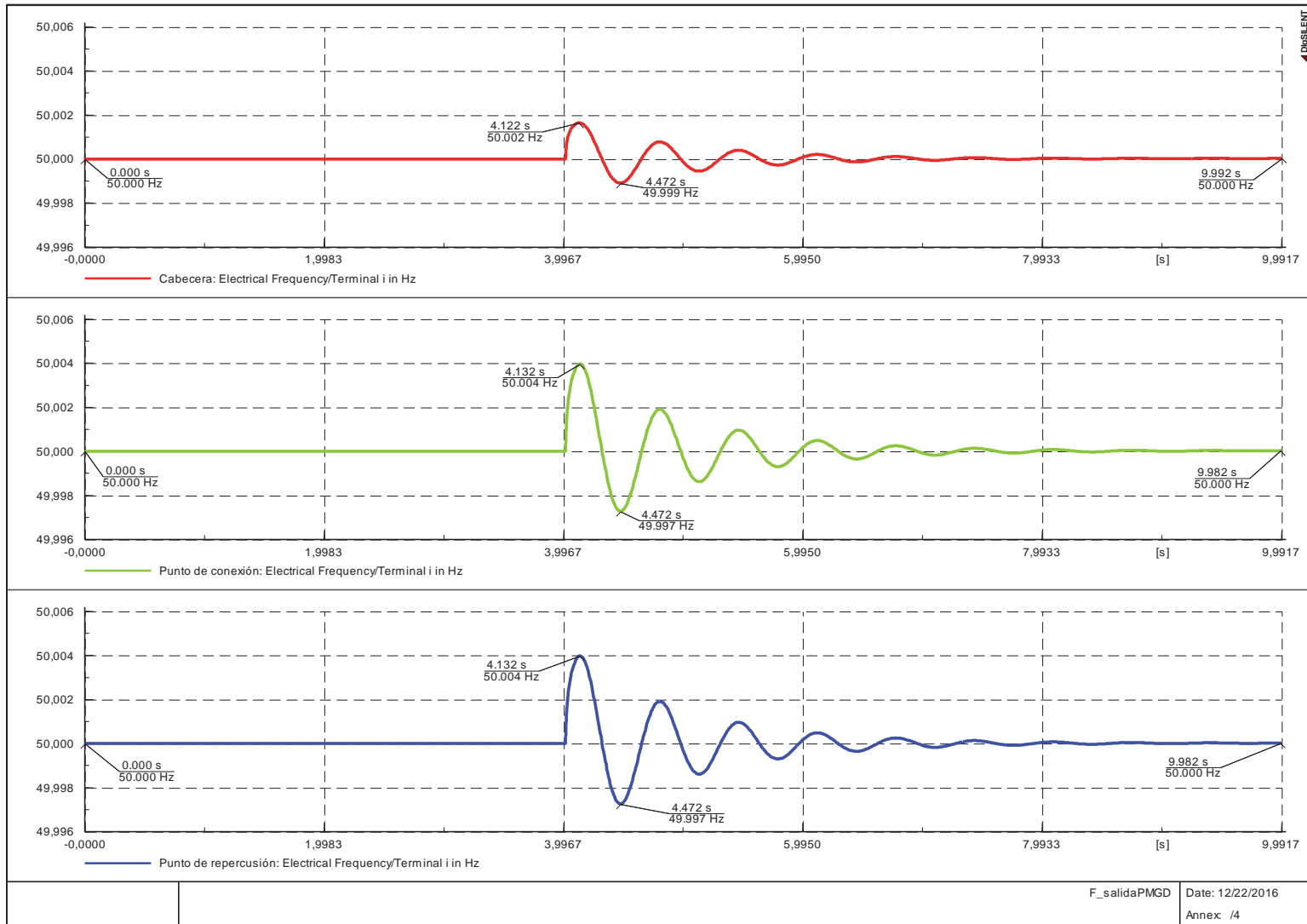


Figura 4-35 Frecuencia en distintos puntos del alimentador Uruguay para el evento n°3 (Fuente: Elaboración propia).

4.6.3 Resultados de las simulaciones

- Del evento n°1 analizado en la Figura 4-30 y Figura 4-31, se logra obtener la información detallada en la Tabla 4-16.

Tabla 4-16 Tensión y frecuencia en cada punto de análisis para el evento n°1 (Fuente: Elaboración propia).

Punto de medición	Tensión medida [p.u]			Frecuencia medida [Hz]		
	T=0 [s]	T=4,005 [s]	T=10 [s]	T=0 [s]	T=4,005 [s]	T=10 [s]
Cabecera	1,019	1,019	1,019	50	50	50
Punto de conexión	1,019	1,012	1,012	50	50	50
Punto de repercusión	1,019	1,012	1,012	50	50	50

De la información detallada en la Tabla 4-16 se desprenden las siguientes conclusiones:

- La tensión y frecuencia en la cabecera del alimentador se presenta inalterable a las variaciones que existan por parte del PMGD al momento en que se llegase a desconectar de la red imprevistamente, es decir, cumple con los rangos de tensión ($\pm 6\%$) exigidos en el artículo 243 del reglamento 327.
 - Justo después que se realiza la desconexión imprevista del PMGD (T=4,005 [s]), tanto como en el punto de conexión y el punto de repercusión se produce la disminución de la tensión desde 1,019 [p.u] a 1,012 [p.u]. Esta disminución rodea el 0,7% de variación, por ende, la norma exigida es cumplida notablemente. En estos mismos puntos de medición, se analiza que la frecuencia post evento se mantiene en su valor de 50 Hz, siendo la salida del PMGD inalterable para dicha variable.
- Del evento n°2 analizado en la Figura 4-32 y Figura 4-33, es factible realizar la Tabla 4-17 para comprender de mejor manera lo mostrado en dichas figuras. Dicha tabla, entrega valores del comportamiento del alimentador Uruguay en los puntos declarados de medición durante los 10 segundos que dura el evento. De aquí se puede concluir lo siguiente:
 - En primera instancia, se realizó un análisis previo el cual consiste en comparar los valores de tensión y frecuencia del punto de conexión vistos en la Figura 4-32 y Figura 4-33, específicamente los que se tienen inmediatamente después de la falla simulada a los 4 segundos. Este análisis tiene la finalidad de observar el valor en dicho instante para así concluir el respectivo tiempo de despeje que tendrá que realizar el reconector El Molle, es decir, si deberá actuar por baja tensión o baja frecuencia. Estos valores deberán variar entre los indicados en la Tabla 4-14 y Tabla 4-15, por ende, de las mismas tablas se debe obtener el tiempo de despeje correspondiente.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

Tabla 4-17 Tensión y frecuencia en cada punto de análisis para el evento n°2 (Fuente: Elaboración propia).

Punto de medición	Tensión medida [p.u]			Frecuencia medida [Hz]			
	T=0 [s]	T=4,02[s]	T=10[s]	T=0[s]	T=4,172[s]	T=4,172[s]	T=10[s]
Cabecera	1,02	0,536	1,027	50	50	50	50
Punto de conexión	1,01	0,02	0,0	50	50,2	-	-
Punto de repercusión	1,01	0,02	0,0	50	50,2	-	-

En la Figura 4-32 se muestra claramente que la tensión en el punto de conexión inmediatamente después de la falla cae a los 0,02 [p.u], es decir, la tensión en ese punto es notoriamente inferior al 50% del valor nominal. Por otro lado, en la Figura 4-33, se tiene que la frecuencia inmediatamente después de ocurrida la falla asciende al valor de 50,2 [Hz], estando dentro de los rangos permitidos. Por lo tanto, el reconectador El Molle, deberá operar en los rangos estipulados por baja tensión, es decir, deberá despejar la falla a los 0,16 [s] del inicio de esta.

- La tensión que se mide en la cabecera del alimentador de media tensión, con un valor inicial de 1,02 [p.u] disminuye a 0,536 [p.u] al momento en que ocurre la falla, este se mantiene en este último valor sin percibir la desconexión inmediata del PMGD a los 0,16 [s] de ocurrida la falla. Esta condición se incrementa a un valor cercano al inicial de 1,027 [p.u] al momento en que el reconectador El Colorado despeja la falla a los 1,09 [s] de ocurrido el evento. También se puede observar el comportamiento de la frecuencia, la cual no es alterada por el despeje del reconectador El Molle y El Colorado.
- Para el punto de conexión y para el de repercusión, la falla producida aguas arriba de estos puntos, inmediatamente después de ocurrida la falla, es reflejada con un valor de tensión de 0,02 [p.u] para ambos puntos, este valor caerá a 0,0 [p.u] cuando el reconectador El Molle actúe frente a la baja de tensión a los 0,16 [s] quedando en esta condición debido a la permanencia del cortocircuito.

Con respecto a la frecuencia en ambos puntos después del despeje por parte de los reconectores, esta se muestra en la Figura 4-33 en un valor de 50 [Hz], la cual no es un valor representativo para el análisis práctico, debido que en ese instante ambos puntos se encuentran aislados con respecto a la generación del PMGD y la inyección desde la subestación Valparaíso, es decir, la simulación presenta una anomalía con respecto a ese tramo del análisis, por otro lado se puede concluir que estos puntos no son de interés para la medición debido a la condición de aislamiento con respecto a las fuentes de energía.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

- Para el evento n°3 se deben analizar la Figura 4-34 y Figura 4-35, se logra obtener la información que se detalla en la Tabla 4-18 con motivos de obtener una clara idea de lo ocurrido en el presente evento.

Tabla 4-18 Tensión y frecuencia en cada punto de análisis para el evento n°3 (Fuente: Elaboración propia).

Punto de medición	Tensión medida [p.u]			Frecuencia medida [Hz]		
	T=0 [s]	T=4,005 [s]	T=10 [s]	T=0 [s]	T=4,122 [s]	T=10 [s]
Cabecera	1,019	1,025	1,025	50	50,002	50
Punto de conexión	1,008	1,014	1,015	50	50,004	50
Punto de repercusión	1,008	1,014	1,015	50	50,004	50

De la Tabla 4-18 y de las figuras respectivas del presente evento, se concluye que:

- La tensión en los 3 puntos de medición se alteran de manera ascendente para el evento realizado. Esto era de esperar, ya que al salir carga del alimentador Uruguay se disminuye la demanda, por ende la tensión tiene a incrementarse. Este aumento en la tensión no sale de los rangos de tensión ($\pm 6\%$) exigidos en el artículo 243 del reglamento 327, por lo tanto, la tensión en el alimentador se estabiliza dentro de los rangos permitidos.
- Por otro lado, en la frecuencia se presenta una alteración luego que la línea es interrumpida, dicha alteración aumenta hasta los 50,002 [Hz] y 50,004 [Hz] como se destacó en la Tabla 4-18, siendo este aumento insignificante para considerarlo como sobre-frecuencia. También se logra ver que la frecuencia se estabiliza al término de la simulación de 10 [s].

4.7 Estudio de Cortocircuito

El criterio para evaluar el presente estudio se basa en el indicado en el Anexo Técnico N°1 “Cálculo de nivel máximo de cortocircuito” de la NTSyCS, de aquí se obtienen algunas consideraciones a aplicar en el análisis, estas serían las siguientes:

- Se utiliza el método definido por la norma IEC 60909-0: 2001.
- Se considera el escenario más crítico que se presenta en el alimentador de distribución de media tensión para el cálculo de cortocircuito, es decir, se considera el PMGD El Molle generando a potencia nominal (4,68[MW]).
- Se consideran los 4 tipos de configuración de fallas exigidos por la NTCO de PMGD en media tensión en el artículo 2-22, estos son: Cortocircuito trifásico, bifásico levantado de tierra, bifásico a tierra y monofásico a tierra. De estas últimas no se considera el efecto de resistencias adicionales.

- Se evaluarán los 4 reconectores presentes en el tramo a analizar que abarca desde la subestación Valparaíso hasta el PMGD El Molle.

4.7.1 Simulación

Teniendo en cuenta las consideraciones a utilizar en el estudio de cortocircuito, se presentan los resultados de las simulaciones que se obtuvieron al realizar diferentes tipos de fallas tanto en barras como en nodos del alimentador Uruguay, este procedimiento se realizó utilizando la herramienta “Language Programming DIgSILENT (DPL)” que facilita el programa DIgSILENT. El procedimiento constó en realizar un barrido de cortocircuitos desde el reconector ubicado en la cabecera en dirección aguas debajo de este, realizando mediciones inmediatamente después de haber ejecutado una de las 4 fallas realizadas y extrayendo los datos necesarios para realizar el estudio. Para el presente análisis, se realizarán los análisis correspondientes en los siguientes puntos:

1. Reconector ubicado en la cabecera del Alimentador Uruguay
2. Reconector Trinquete Alto
3. Reconector La Pólvora, El Colorado
4. Reconector PMGD El Molle.

Cabe destacar que para la obtención de las corrientes asimétrica y componente continua de los cortocircuitos 2F, 2FT y 1F, se utilizó el procedimiento descrito en el Apéndice C.

Con motivos de facilitar el análisis, se entregan la Tabla 4-19, Tabla 4-20 y Tabla 4-21 las cuales destacan la información relevante de cada estudio realizado. Las corrientes presentadas en dichas tablas se seleccionaron con el motivo de comparar la respectiva información con los datos de ruptura de los reconectores presentes en las fichas técnicas de cada elemento. Las corrientes de cortocircuito presentes para el análisis comparativo son:

- Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I''_k) [kA]
- Corriente de cortocircuito asimétrica (I_{asim}) [kA]
- Corriente de cortocircuito pico (I_p) [kA]

Las demás corrientes de cortocircuito arrojadas en la simulación se detallan en el Apéndice C.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

Tabla 4-19 Corriente de cortocircuito simétrica inicial [kA] (Fuente: Elaboración propia).

Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I''_k) [kA]					
Puntos de medición	CC 3F	CC 2F	CC 2F-T	CC 1F-T	CC Máximo
Rec. Cabecera Alim. Uruguay	9,08	7,88	9,27	8,87	9,27
Rec. Trinquete Alto	8,47	7,34	8,26	7,44	8,47
Rec. La Pólvara, El Colorado	5,34	4,63	4,75	2,97	4,75
Rec. PMGD El Molle	4,78	4,14	4,24	2,44	4,78

Tabla 4-20 Corriente de cortocircuito asimétrica [kA] (Fuente: Elaboración propia).

Corriente de cortocircuito asimétrica (I_{asim}) [kA]					
Puntos de medición	CC 3F	CC 2F	CC 2F-T	CC 1F-T	CC Máximo
Rec. Cabecera Alim. Uruguay	11,40	8,76	10,03	9,66	11,40
Rec. Trinquete Alto	9,44	7,71	8,59	7,81	9,44
Rec. La Pólvara, El Colorado	5,23	4,15	4,77	2,99	5,23
Rec. PMGD El Molle	4,65	4,15	4,25	2,45	4,65

Tabla 4-21 Corriente de cortocircuito pico [kA] (Fuente: Elaboración propia).

Corriente de cortocircuito pico (I_p) [kA]					
Puntos de medición	CC 3F	CC 2F	CC 2F-T	CC 1F-T	CC Máximo
Rec. Cabecera Alim. Uruguay	23,77	20,61	24,55	23,36	24,55
Rec. Trinquete Alto	21,27	18,44	20,93	18,80	21,27
Rec. La Pólvara, El Colorado	11,44	9,93	10,25	6,36	11,44
Rec. PMGD El Molle	10,07	8,74	8,99	5,11	10,07

4.7.2 Capacidad de las protecciones

Luego de analizar los valores de las corrientes del estudio de cortocircuito en el alimentador de media tensión, se deben conocer las capacidades de ruptura de las respectivas protecciones que se encuentran en el tramo que se ilustró en la Figura 4-29. En este tramo troncal del alimentador Uruguay se presentan 4 reconectores, 3 de ellos son de tipo Nova y 1 es de tipo VWE. Las capacidades de ruptura para las corrientes de cortocircuito simétrica inicial (I''_k), corriente de cortocircuito asimétrica (I_{asim}) y corriente de cortocircuito pico (I_p) de estos equipos se muestran en la Tabla 4-22. Se utilizaron dichas corrientes debido a la información que entregan las respectivas fichas técnicas de los equipos de protección.

Tabla 4-22 Capacidad máxima de ruptura de los reconectores (Fuente: Elaboración propia).

Descripción	Tipo	I''_k máx. [kA]	I_{asim} máx. [kA]	I_p máx. [kA]
Rec. Alimentador Uruguay	VWE	13,0	20,25	32,5
Rec. Trinquete Alto	Nova	12,5	20,0	31,0
Rec. La Pólvora, El Colorado	Nova	12,5	20,0	31,0
Rec. PMGD El Molle	Nova	12,5	20,0	31,0

4.7.3 Resultados comparativos

Para realizar este análisis, se debe comparar las corrientes de cortocircuito arrojadas en la simulación, las cuales se dieron a conocer en la Tabla 4-19, Tabla 4-20 y Tabla 4-21 con la capacidad máxima de ruptura que poseen los reconectores, dicha información se entregó en la Tabla 4-22. En la Tabla 4-23 se presenta el análisis comparativo previamente nombrado.

Cabe destacar que la NTCO de PMGD en media tensión señala en su Artículo 2-21 que será aceptable que la corriente de cortocircuito a interrumpir por el equipo sea igual o menor al 85% respecto de su capacidad nominal. Es decir, para las corrientes arrojadas por la simulación de los diversos cortocircuitos en los distintos puntos de medición, se tiene que las corrientes en situación crítica serían las medidas en el punto del reconnector Alimentador Uruguay para el cortocircuito 2F-T. Para aclarar lo dicho recientemente, se pone como ejemplo el peor caso, en donde se tiene que la corriente pico de cortocircuito para la falla 2F-T alcanza el 75,53% con respecto a la capacidad de ruptura de la misma del reconnector ubicado en la cabecera del alimentador Uruguay, a pesar que dicho porcentaje se encuentra dentro de los rangos establecidos por la NTCO, se debe tener en consideración el posible aumento de esta corriente por motivos de modificaciones en el sistema de distribución.

Tabla 4-23 Comparación de cortocircuitos máximos con respecto a la capacidad de ruptura de los reconectores (Fuente: Elaboración propia).

Descripción	I''_k máx. [kA]	I_{asim} máx. [kA]	I_p máx. [kA]	Cumple
Rec. Alimentador Uruguay	9,274265	11,395823	24,54801	Si
Rec. Trinquete Alto	8,465611	9,441322	21,27200	Si
Rec. La Pólvara, El Colorado	4,754002	5,232576	11,44400	Si
Rec. PMGD El Molle	4,776283	4,653391	10,07217	Si

Por lo tanto, de la Tabla 4-23 se puede concluir notoriamente, el correcto cumplimiento de las corrientes de cortocircuito simuladas en diferentes puntos del alimentador con respecto a la capacidad de ruptura que posee cada reconector para las corrientes analizadas. Esto indica que los reconectores no deberán ser reemplazados por motivo de capacidad de ruptura.

4.7.4 Índice de Robustez

Este índice busca dejar plasmado el resultado de desempeño de la red de distribución frente a una perturbación, es decir, este índice indicará cuan robusta es el sistema analizado, considerando la incorporación de la generación distribuida.

La potencia de cortocircuito se encuentra directamente relacionada con el índice de robustez, debido a que mientras mayores sean las potencias de cortocircuito en una red, estas indicarán mayor número de interconexiones, mayor capacidad de transporte y mayor robustez. Debido a esto, se hace interesante medir este índice frente a la conexión del PMGD al alimentador de media tensión. La ecuación (4-1) muestra las variables asociadas a este índice [30]:

$$IR_{Barra K} = \frac{I_{cc3F.barra K}}{I_{Dda.máx.barra K}} \quad (4-1)$$

Dónde:

- $I_{cc3F.barra K}$: Corriente de cortocircuito trifásico en la barra K.
- $I_{Dda.máx.barra K}$: Corriente en la barra K de la demanda máxima del sistema de distribución.

Para los resultados a obtener de la expresión recientemente vista se debe considerar que:

- $IR_{Barra K} \leq 10$: Sistema de baja robustez.
- $10 \leq IR_{Barra K} \leq 20$: Robustez del sistema aceptable.
- $IR_{Barra K} \geq 20$: Sistema de alta robustez.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

Ya conocidos los parámetros del índice de robustez, se utilizará el punto de conexión como la barra a evaluación para la ecuación (4-1). Por lo tanto, de un análisis realizado en el alimentador de media tensión simulado en DIGSILENT, se obtienen las siguientes consideraciones:

- Barra K = punto de conexión del PMGD
- $I_{cc3F.barra\ K} = 4,776283$ [kA]
- $I_{Dda.máx.barra\ K} = 0,24653$ [kA]

Por lo tanto, el índice de robustez arroja un valor de 19,374 [-], dando una robustez aceptable para el sistema a estudio. Es decir, el sistema de distribución analizado considerando la inyección de excedentes por parte del PMGD a capacidad nominal, presentará una robustez aceptable en cuanto a la operación frente a perturbaciones en el sistema.

4.8 Estudio de coordinación de protecciones

En el presente estudio se presentan las curvas de ajustes actuales que poseen los reconectores en el troncal comprendido entre la subestación Valparaíso y el PMGD El Molle del alimentador Uruguay, dicha información de las curvas se presentan en la Tabla 4-24. El objetivo es verificar la correcta operación selectiva y coordinada entre estas protecciones. Esto se realizará a continuación mediante la simulación de diferentes tipos de contingencias como se puede ver en la Figura 4-36, como lo son: Falla trifásica, bifásica a tierra, bifásica y monofásica a tierra.

Tabla 4-24 Ajuste de protecciones existentes (Fuente: Elaboración propia).

Nombre equipo	Rec. Alimen. Uruguay	Rec. Trinquete Alto	Rec. La Pólvora El Colorado	Rec. PMGD Los Molles
Rec. / Interruptor	VWE	Nova	Nova	Nova
Control / Relé	F6	F6	F6	F6
Fase				
Curva	138	132	132	115
Multiplicador	1,0	1,0	1,0	1,0
Sumador	0,1	0,2	0,0	0,0
Residual				
Curva	140	135	134	121
Multiplicador	1,0	1,1	1,0	1,0
Sumador	0,0	0,1	0,0	0,1

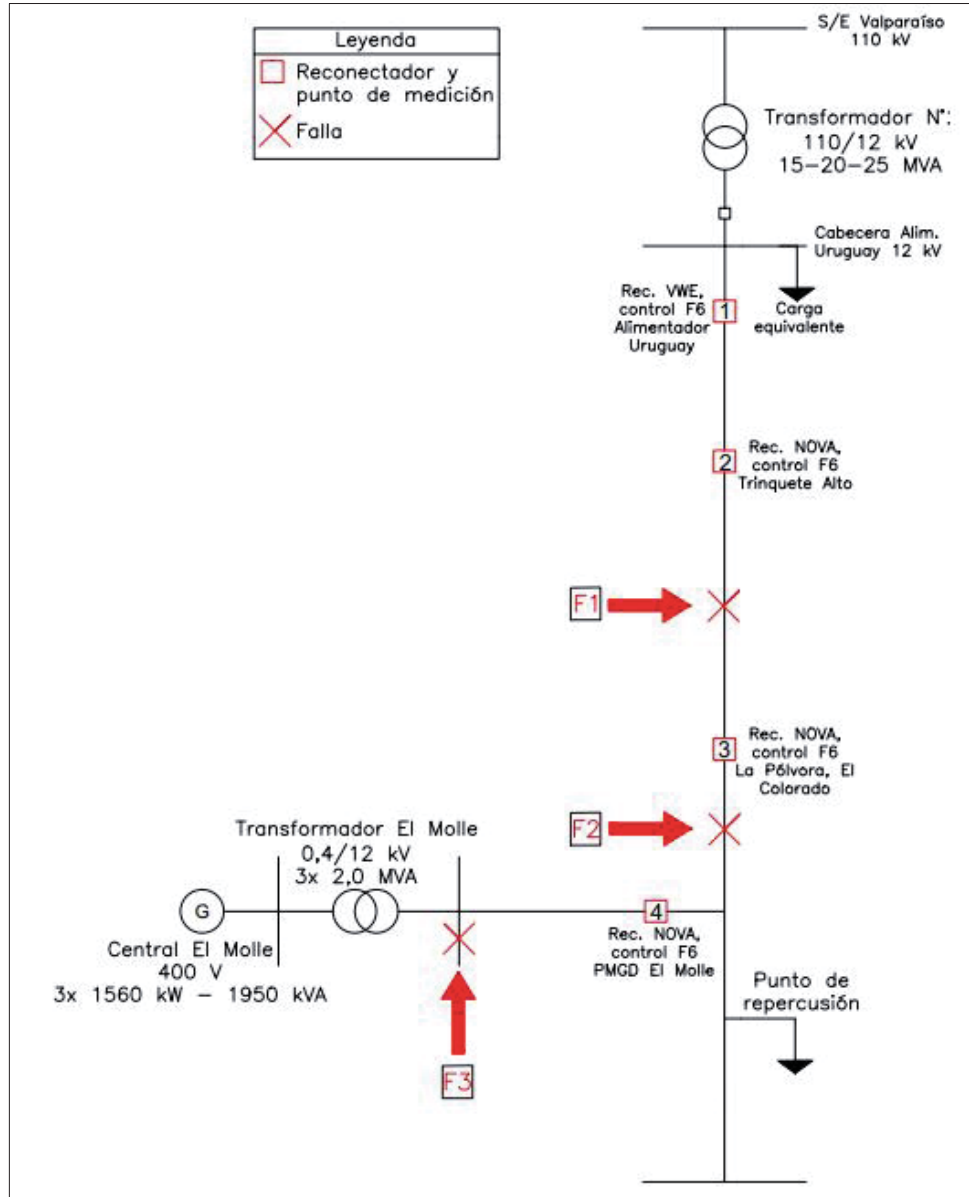


Figura 4-36 Diagrama unilineal del tramo analizado para coordinación de protecciones (Fuente: Elaboración propia).

Para el presente análisis se consideraron diversos supuestos, los cuales son:

- Las fallas son realizadas en distintos puntos que se consideran relevantes para el análisis del sistema.
- Se consideró un excedente del PMGD El Molle igual a 2,1 [MW]
- Solo se analizarán las protecciones de sobrecorriente de fase (código número 51) y residual (código número 51N) en cada reanclador presente en el tramo analizado. Se debe tener en cuenta que adicionalmente a las protecciones de sobrecorriente para el reanclador El Molle, la NTCO en PMGD de MT exige la implementación de funciones

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

como: sobre y baja tensión, sobre y baja frecuencia y anti isla eléctrica, que para fines del presente trabajo no se modelarán.

Con motivos de resguardar el buen funcionamiento del alimentador Uruguay con la conexión del PMGD, se debe considerar la evaluación de los ajustes de las protecciones previamente mencionadas, es decir, que el PMGD trabaje de manera correcta sin tener salidas intempestivas durante su operación normal. De lo dicho recientemente, se presenta la Figura 4-37, la cual muestra la verificación de los ajustes existentes para corrientes de carga en escenario de demanda máxima y excedentes de 2,1 [MW] por parte del PMGD.

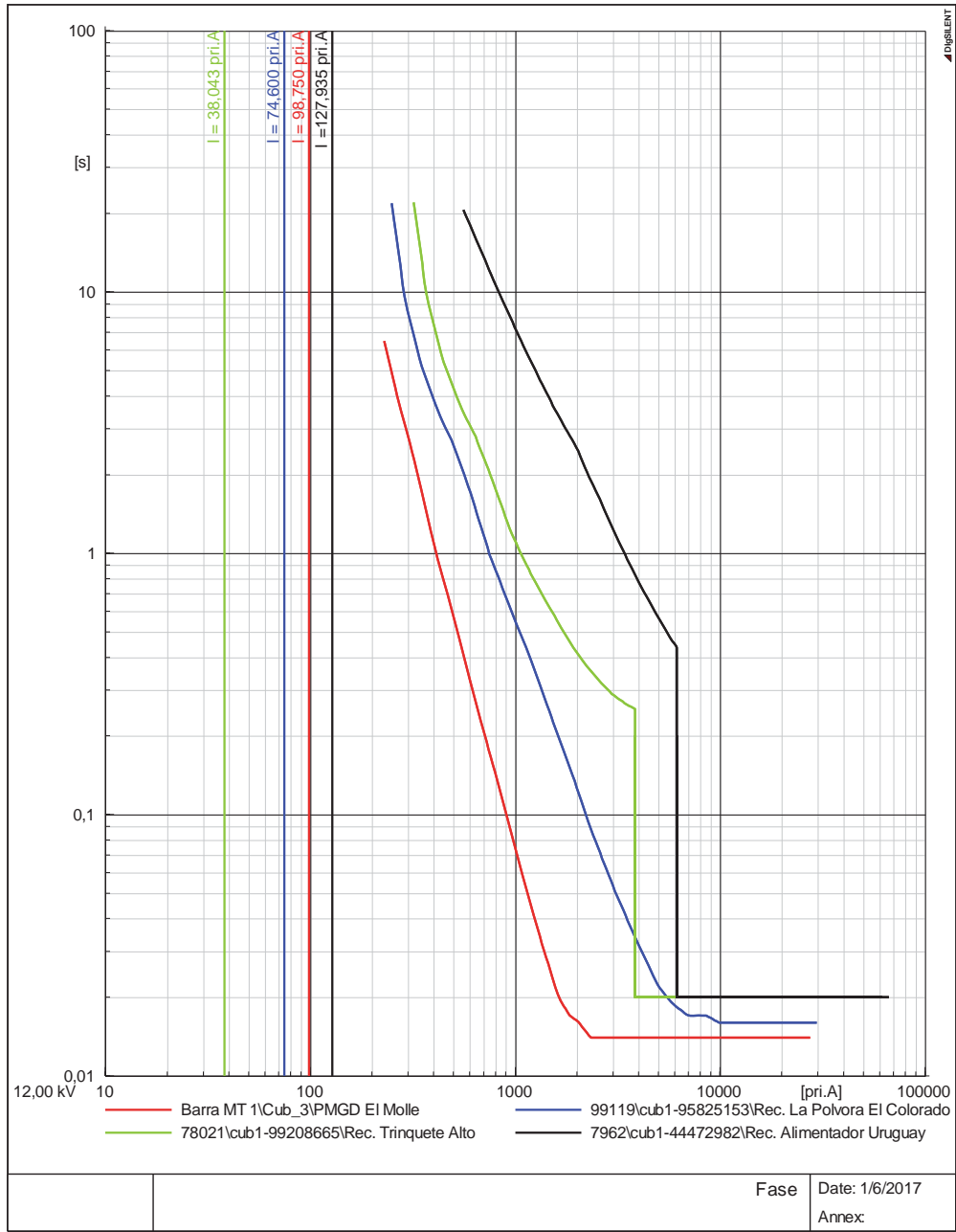


Figura 4-37 Verificación de ajustes en reconectores (Fuente: Elaboración propia)

De la Figura 4-37 se aprecia que los reconectores no presentan operación con el despacho de 2,1 [MW] del PMGD, es decir, la operación de la función de sobrecorriente de fase de los reconectores ajustados a los valores vistos en la Tabla 4-24, se comportan correctamente.

4.8.1 Resultados de la simulación

Para el análisis de la coordinación de protecciones, se presentan la Tabla 4-25, Tabla 4-26, Tabla 4-27.a y Tabla 4-27.b las cuales representan la medición de corrientes y el tiempo de despeje de los relés para las 4 fallas realizadas en los 3 puntos de interés vistos en la Figura 4-36. Estos puntos son identificados como:

1. Poste ubicado aguas abajo del reconector Trinquete Alto, su placa de poste es 71314.
2. Poste ubicado aguas abajo del reconector La Pólvara El Colorado, su placa de poste es 13089.
3. Barra de media tensión 12 [kV] de subestación elevadora de tensión en el PMGD El Molle.

Tabla 4-25 Medición de corrientes y tiempo de despeje, poste N° 71314 (Fuente: Elaboración propia).

Tipo de falla	Punto de falla	Rec. Alim. Uruguay	Rec. Trinquete Alto	Rec. La Pólvara	Rec. El Molle
	Poste N° 71314	51 / 51N	51 / 51N	51 / 51N	51 / 51N
Trifásica	i) Corriente de falla [kA]	i) 5,64	i) 5,64	i) 0,80	i) 0,80
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 0,48	ii) 0,02	ii) 0,87	ii) 0,14
Bifásica a Tierra	i) Corriente de falla [kA]	i) 5,61 / 3,37	i) 5,61 / 3,37	i) 0,72 / --	i) 0,72 / --
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 0,54 / 0,99	ii) 0,02 / 0,68	ii) 1,09 / --	ii) 0,19 / --
Bifásica	i) Corriente de falla [kA]	i) 4,91	i) 4,91	i) 0,72	i) 0,72
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 0,58	ii) 0,02	ii) 1,11	ii) 0,20
Monofásica a Tierra	i) Corriente de falla [kA]	i) 4,06 / 4,43	i) 4,06 / 4,43	i) 0,37 / --	i) 0,37 / --
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 0,76 / 0,98	ii) 0,02 / 0,68	ii) 4,60 / --	ii) 1,42 / --

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

Tabla 4-26 Medición de corrientes y tiempo de despeje, poste N° 13089 (Fuente: Elaboración propia).

Tipo de falla	Punto de falla	Rec. Alim. Uruguay	Rec. Trinquete Alto	Rec. La Pólvora	Rec. El Molle
	Poste N° 13089	51 / 51N	51 / 51N	51 / 51N	51 / 51N
Trifásica	i) Corriente de falla [kA]	i) 3,98	i) 3,98	i) 3,98	i) 0,85
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 0,78	ii) 0,02	ii) 0,03	ii) 0,12
Bifásica a Tierra	i) Corriente de falla [kA]	i) 3,61 / 1,87	i) 3,61 / 1,87	i) 3,61 / 1,87	i) 0,76 / --
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 0,91 / 1,06	ii) 0,26 / 0,71	ii) 0,04 / 0,42	ii) 0,17 / --
Bifásica	i) Corriente de falla [kA]	i) 3,47	i) 3,47	i) 3,47	i) 0,76
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 0,97	ii) 0,27	ii) 0,04	ii) 0,17
Monofásica a Tierra	i) Corriente de falla [kA]	i) 2,38 / 2,70	i) 2,38 / 2,70	i) 2,38 / 2,70	i) 0,32 / --
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 1,84 / 1,00	ii) 0,35 / 0,69	ii) 0,09 / 0,42	ii) 2,34 / --

Tabla 4-27.a Medición de corrientes y tiempo de despeje, barra de media tensión El Molle (Fuente: Elaboración propia).

Tipo de falla	Punto de falla	Rec. Alim. Uruguay	Rec. Trinquete Alto	Rec. La Pólvora	Rec. El Molle
	Barra MT El Molle	51 / 51N	51 / 51N	51 / 51N	51 / 51N
Trifásica	i) Corriente de falla [kA]	i) 2,67	i) 2,67	i) 2,67	i) 2,67
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 1,52	ii) 0,32	ii) 0,07	ii) 0,01

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

Tabla 4 27.b Medición de corrientes y tiempo de despeje, barra de media tensión El Molle (Fuente: Elaboración propia).

Tipo de falla	Punto de falla	Rec. Alim. Uruguay	Rec. Trinquete Alto	Rec. La Pólvora	Rec. El Molle
Bifásica a Tierra	i) Corriente de falla [kA]	i) 2,43 / 1,09	i) 2,43 / 1,09	i) 2,43 / 1,09	i) 2,43 / 1,09
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 1,79 / 1,40	ii) 0,34 / 0,85	ii) 0,08 / 0,42	ii) 0,01 / 0,11
Bifásica	i) Corriente de falla [kA]	i) 2,34	i) 2,34	i) 2,34	i) 2,34
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 1,91	ii) 0,36	ii) 0,09	ii) 0,01
Monofásica a Tierra	i) Corriente de falla [kA]	i) 1,38 / 1,67	i) 1,38 / 1,67	i) 1,38 / 1,67	i) 1,38 / 1,67
	ii) Tiempo de operación [s]	ii) 4,31 / 1,11	ii) 0,68 / 0,73	ii) 0,29 / 0,42	ii) 0,03 / 0,11

Para efectos del análisis, solo se demostrará gráficamente el cortocircuito bifásico a tierra para los 3 puntos de falla nombrados anteriormente. De este análisis, se podrán obtener las conclusiones para el caso de falla a ejemplo, y además se obtendrá la base para las restantes simulaciones que se presentan en las 3 tablas vistas previamente.

Para ejemplificar el caso de cortocircuito bifásico a tierra en los 3 puntos de interés, se presentan la Figura 4-38, Figura 4-39, Figura 4-40, Figura 4-41, Figura 4-42 y Figura 4-43, en las cuales se muestran las curvas de operación de la función sobrecorriente de fase y residual para cada reconector en los puntos de falla anteriormente nombrados, del cual es posible clarificar los datos presentados en las tablas analizadas.

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

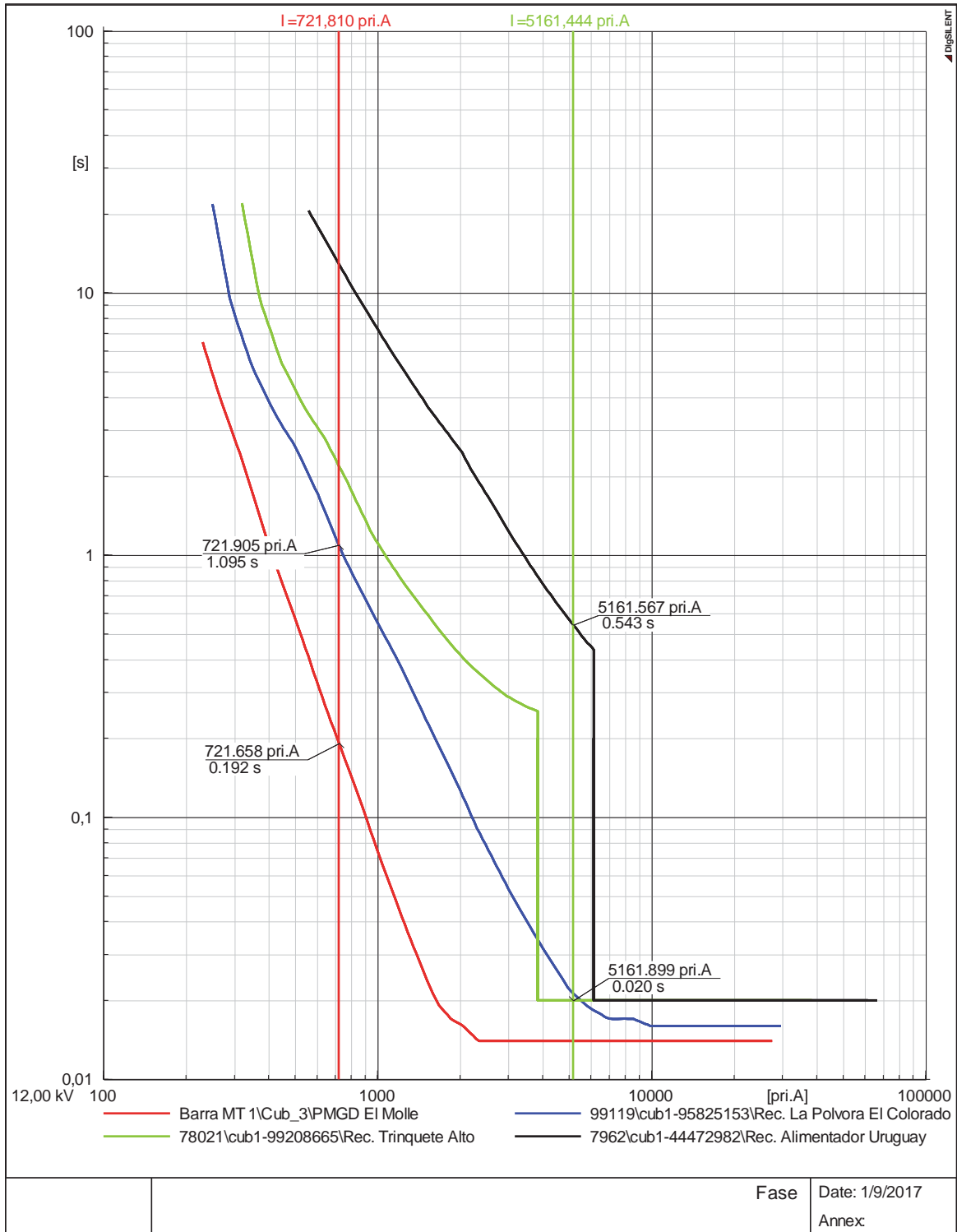


Figura 4-38 Curvas de protección de sobrecorriente de fase para la falla bifásica a tierra en el poste N° 71314 (Fuente: Elaboración propia).

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

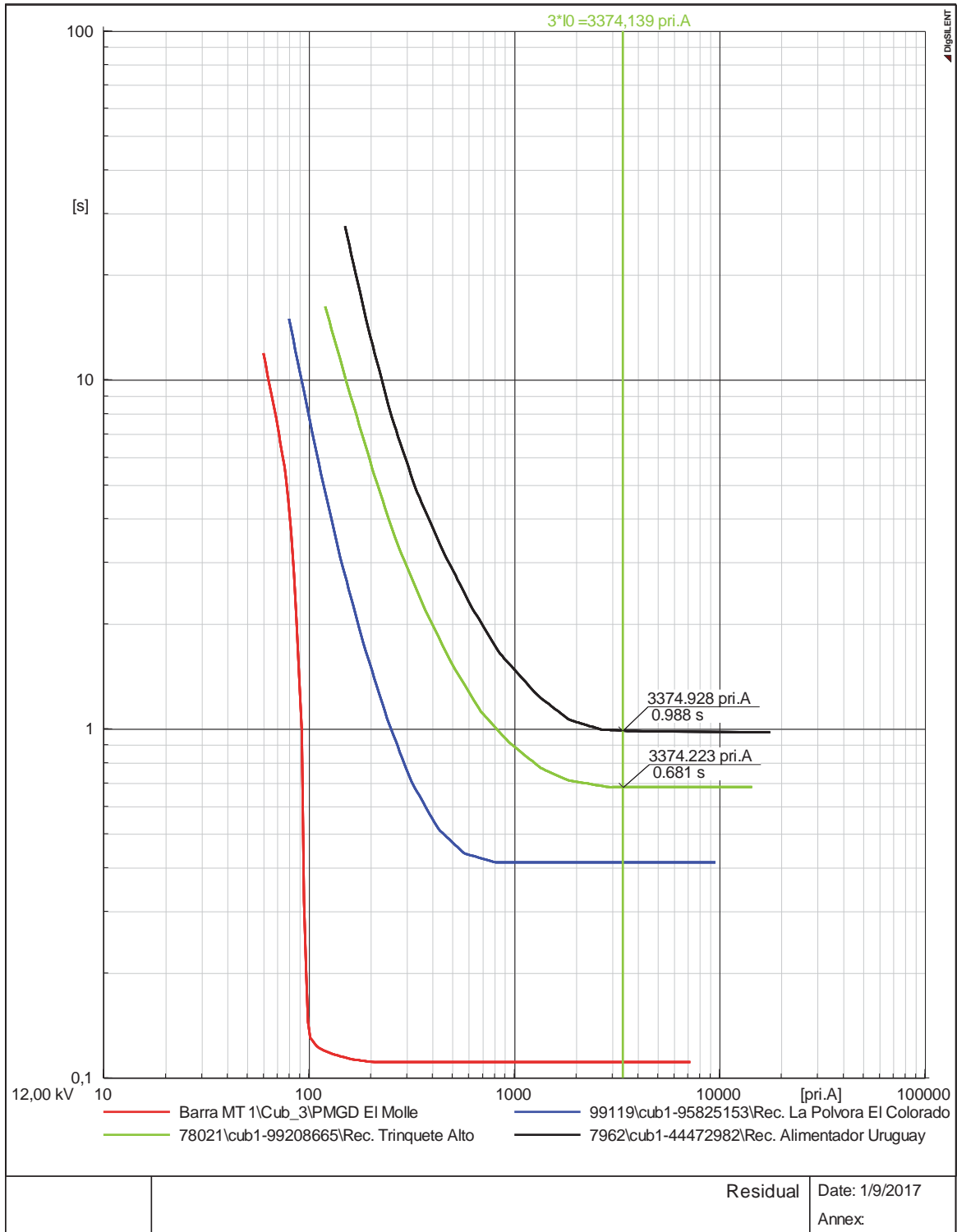


Figura 4-39 Curvas de protección de sobrecorriente residual para la falla bifásica a tierra en el poste N° 71314 (Fuente: Elaboración propia).

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

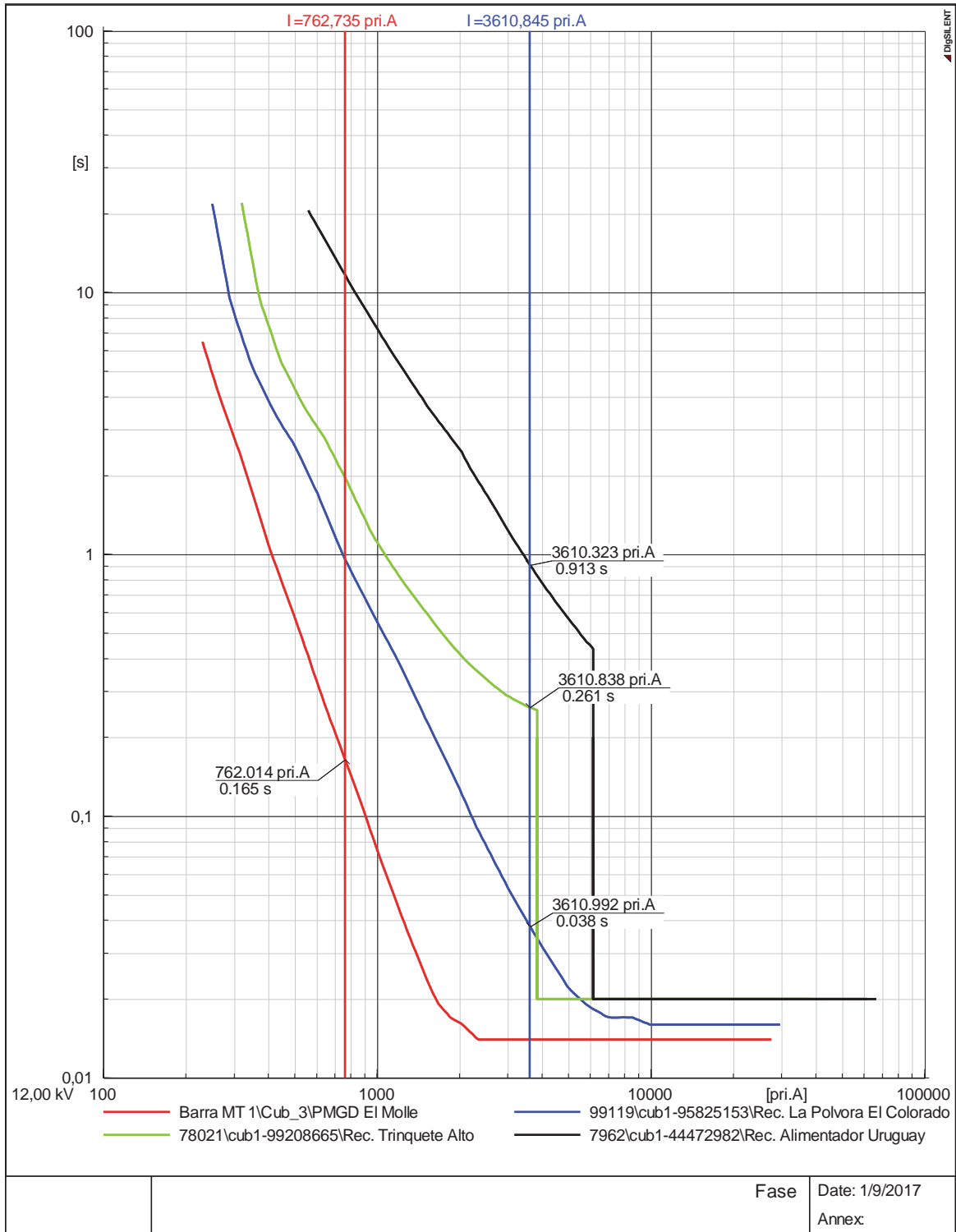


Figura 4-40 Curvas de protección de sobrecorriente de fase para la falla bifásica a tierra en el poste N° 13089 (Fuente: Elaboración propia).

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

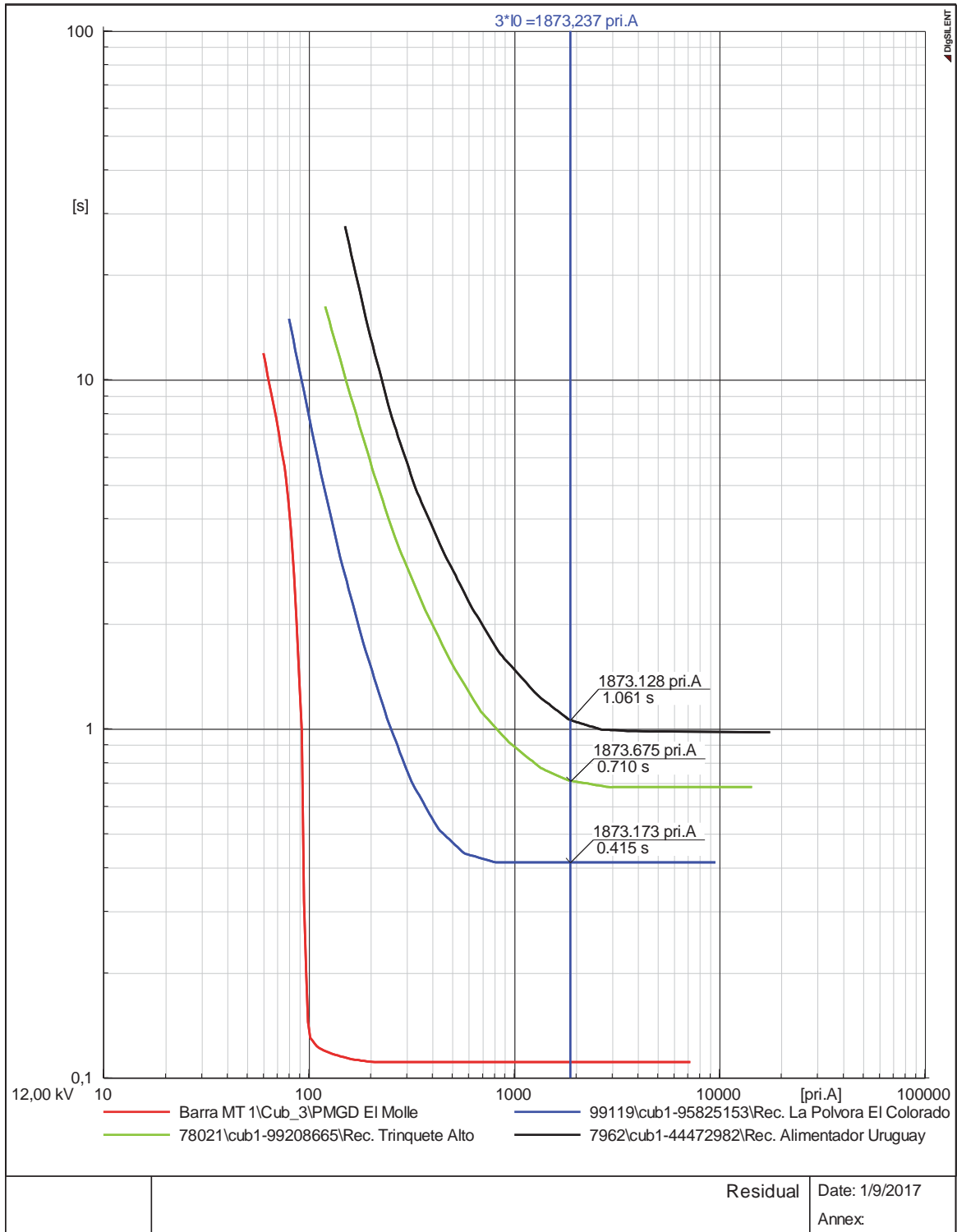


Figura 4-41 Curvas de protección de sobrecorriente residual para la falla bifásica a tierra en el poste N° 13089 (Fuente: Elaboración propia).

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

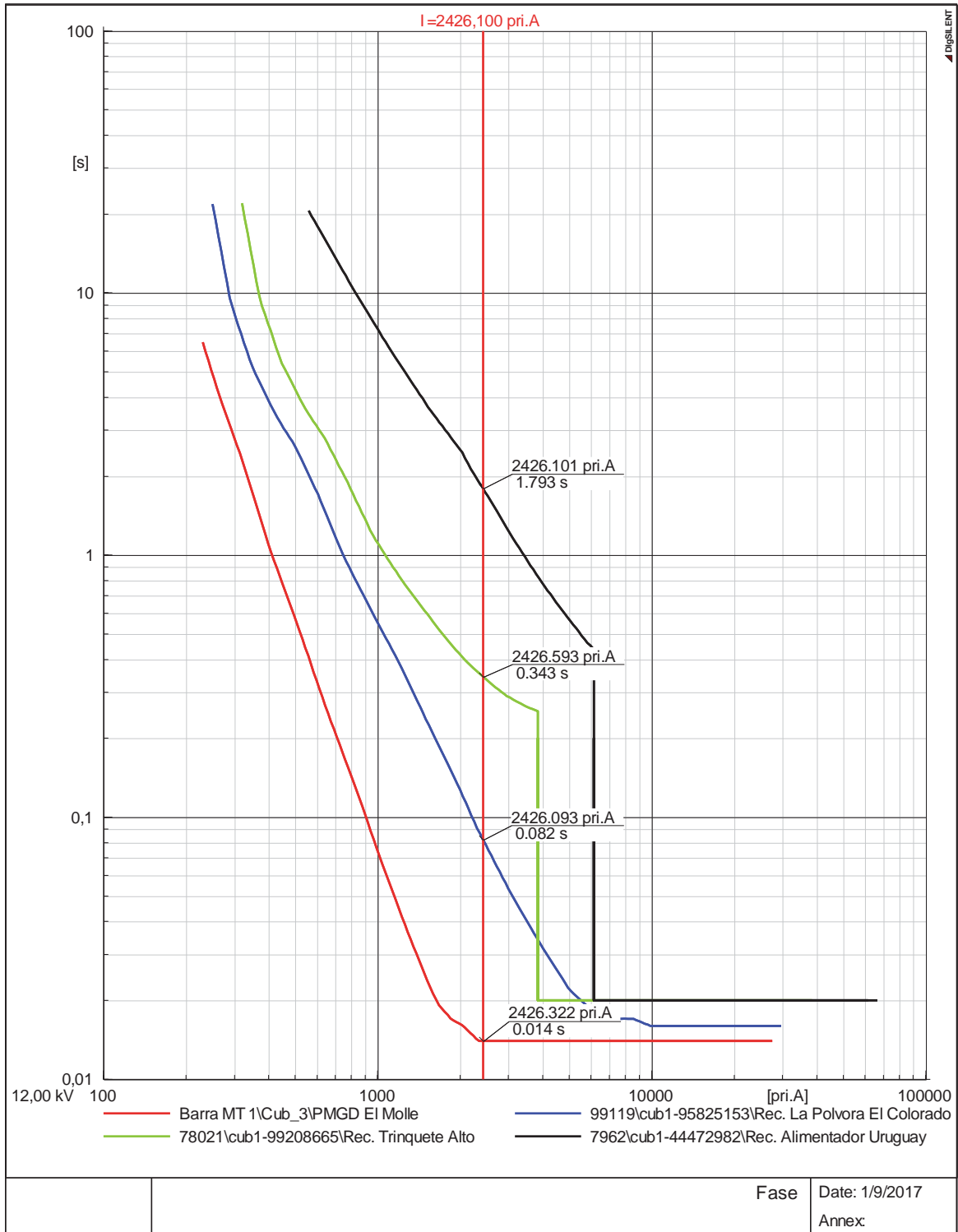


Figura 4-42 Curvas de protección de sobrecorriente de fase para la falla bifásica a tierra en barra de MT El Molle (Fuente: Elaboración propia).

4 Impacto de un PMGD sobre la red de distribución de media tensión

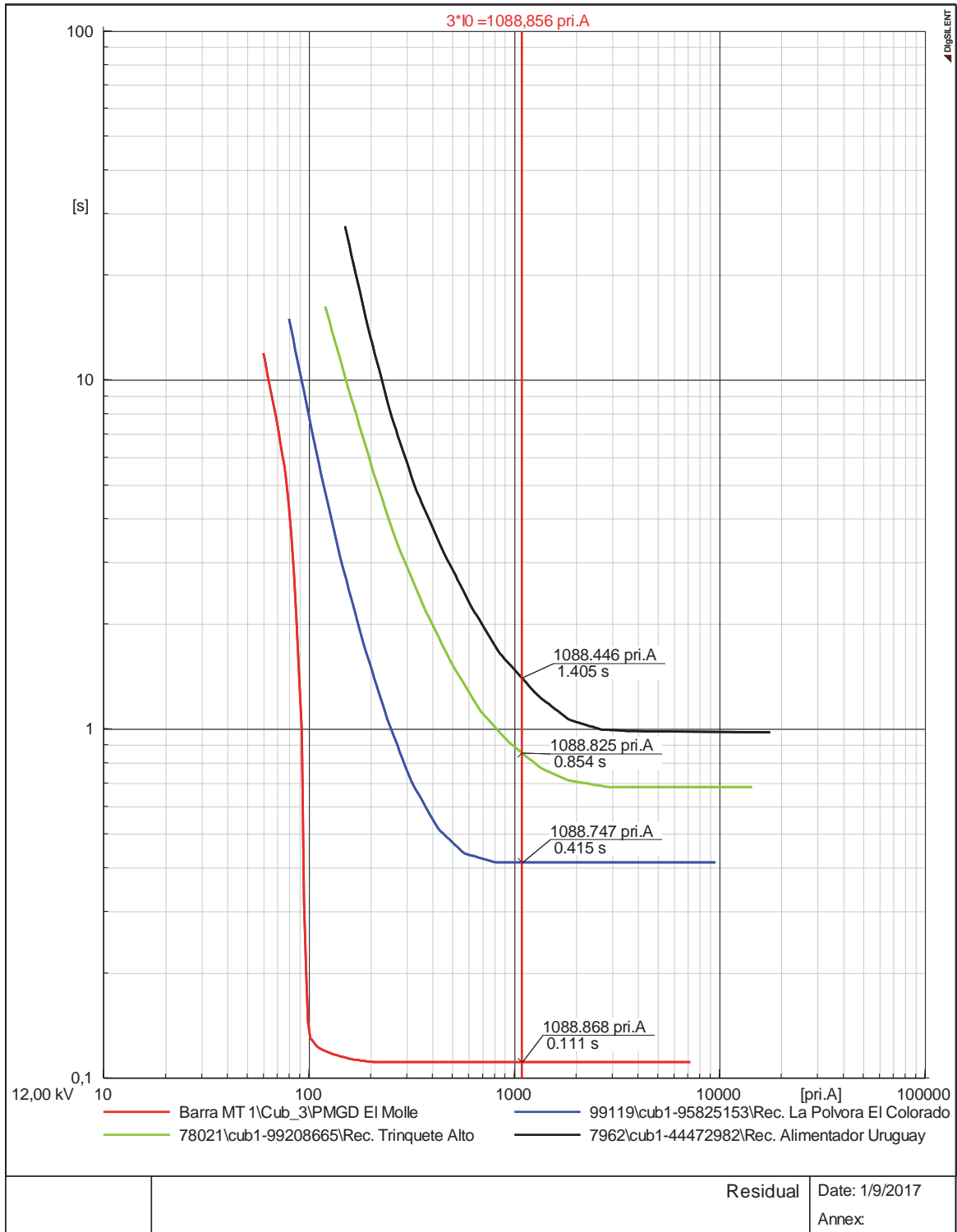


Figura 4-43 Curvas de protección de sobrecorriente residual para la falla bifásica a tierra en barra de MT El Molle (Fuente: Elaboración propia).

De las figuras mostradas recientemente se tiene que:

- En la Figura 4-38 se representa la coordinación de la función de sobrecorriente de fase para una falla aguas abajo del reconectador Trinquete Alto como se puede ver en el diagrama de la Figura 4-36. De las curvas se puede observar que dicho reconectador es el primero en operar de manera casi instantánea eliminando el aporte de corriente de cortocircuito desde la subestación Valparaíso, de no actuar este reconectador, actuaría la protección ubicada en la cabecera del alimentador Uruguay. Posterior a la actuación del reconectador Trinquete Alto, actuaría la protección ubicada en el PMGD El Molle aislando completamente la falla y evitando la operación en isla del mismo. Como se ilustra en la Figura 4-39, para la operación de los relés en la función de sobrecorriente residual ocurre una situación parecida, es decir, para la corriente residual que aporta la subestación Valparaíso a la falla bifásica a tierra, el reconectador Trinquete Alto actuaría a los 0,68 [s], por el otro lado, el PMGD no aporta con corriente residual a la falla simulada.
- En la Figura 4-40 y Figura 4-41 se realiza un análisis análogo al anterior, pero cambiando el punto de falla a un punto aguas abajo del reconectado El Colorado. Para la Figura 4-40 se tiene que el relé de sobrecorriente de fase actuaría primero en el reconectador El Colorado, evitando el aporte de corriente de cortocircuito desde la subestación Valparaíso, de no ser así, se muestra la actuación de los otros 2 reconectores aguas arriba de este. Posterior a la apertura del reconectador El Colorado, se aprecia la operación del reconectador El Molle, el cual aislará al PMGD de la red de distribución, eliminando el aporte de corriente de cortocircuito a la falla bifásica a tierra. Por otro lado, en la Figura 4-41, se ilustra la operación del relé de sobrecorriente residual, en donde es el reconectador El Colorado el cual actúa en primera instancia. También se debe destacar que existe nulo aporte de corriente residual por parte del PMGD El Molle a la falla simulada.
- Finalmente, en la Figura 4-42 y Figura 4-43 se obtienen los resultados de coordinación para una falla bifásica a tierra realizada en la barra de media tensión del PMGD El Molle, en donde, analizando los tiempos de operación entre el reconectador El Molle y El Colorado, existe incumplimiento en lo que indica la NTCO en su Artículo 2-26, es decir, el tiempo de despeje entre ambas protecciones es inferior a los 100 [ms] que exige la NTCO, a pesar de esto se aprecia claramente la actuación casi instantánea del reconectador El Molle ante dicha falla eliminando la corriente de cortocircuito que aporta la subestación Valparaíso, por ende, al operar el reconectador El Molle, los tiempos en las protecciones restantes coordinarán perfectamente. Por otro lado, para la función de sobrecorriente residual se aprecia que los tiempos entre los reconectores coordinan dentro del rango exigido, y la selectividad es análoga a la que se tiene en la función de sobrecorriente de fase.

Realizado este análisis ilustrativo, es posible entender con mayor facilidad los datos arrojados en la Tabla 4-25, Tabla 4-26, Tabla 4-27.a y Tabla 4-27.b.

Discusión y conclusiones

El uso de la GD conllevó a un nuevo método de analizar las redes eléctricas a lo largo de nuestro país, trayendo tanto beneficios como complicaciones a la hora de operarlo, es por esto, que se deben realizar diversos estudios antes de declararlo como un método 100% efectivo. Por otro lado, países Europeos han insertado éste sistema sin complicaciones a sus redes, dando un gran ejemplo a seguir en la materia.

En el ámbito de la generación distribuida, se ha avanzado enormemente con respecto a la normativa y formas de regulación del mismo, logrando por una parte el incentivo de muchos clientes con distintas modalidades de regulación en participar de esta particular forma de generación de energía eléctrica, y formar parte del avance y conformación de los nuevos sistemas de distribución, que en Chile, avanzan día a día en busca de una matriz energética sustentable a largo plazo.

Chile, es de una u otra forma enriquecido por la cantidad de condiciones ambientales que se presentan a lo largo del país, lamentablemente no se han explotado debidamente para la producción de energías limpias. En especial, el papel que juega el biogás como fuente de energía en nuestro país hoy en día, que es por debajo de lo que se podría estar utilizando. El biogás no tan solo resolvería problemas energéticos que día a día van incrementando en nuestro país, sino que también jugaría un rol significativo en la disminución de la contaminación que se incrementa exponencialmente a nivel mundial. Para internalizar la producción de biogás en la forma de generación distribuida, se debe avanzar primeramente en ámbitos legales y bases regulatorias que definan conformemente la aplicación en el mercado, así poder expandir ésta solución energética a lo largo de nuestro país.

Uno de los mayores problemas para diseñar y aplicar óptimos proyectos de generación eléctrica mediante biogás, se debe principalmente a la escasa información que poseen las mismas empresas propietarias de rellenos sanitarios sobre la disposición de los residuos en sus dependencias, encareciendo y dificultando todo tipo de análisis estimativo que se intente aplicar. Como se mencionó anteriormente, no existe regulación alguna en dónde se les exija contar con esta información, por ende, de no contar con una entidad regulatoria, se seguirán provocando estas dificultades para cualquier estudio que se desee realizar.

Por otro lado, principalmente el estudio estático, dinámico y de protecciones en el alimentador en dónde se pretende incorporar algún pequeño medio de generación distribuida es completamente necesario para el correcto funcionamiento y operación del sistema eléctrico de distribución, ya que en estos estudios es donde se visualizan las peores condiciones de trabajo que se pudiesen provocar, es decir, es una herramienta preventiva para la seguridad y calidad del servicio.

Dentro del estudio estático realizado, se estudiaron los niveles de tensión y cargabilidad del alimentador de media tensión, dándose el peor resultado entre los escenarios estudiados (mínima, media y máxima), en el escenario de demanda máxima con un valor de 1,026 [p.u] de tensión en el punto de conexión, el cual se mantiene dentro de los rangos exigidos por la normativa ($\pm 6\%$), y con niveles de cargabilidad de los conductores cercanos al 40%, el cual está correctamente bajo el límite exigido (85%). Dichos valores se encuentran notoriamente dentro de lo permitido por la normativa eléctrica y de PMGD en media tensión, por ende, se puede afirmar el correcto funcionamiento del alimentador con el PMGD activo en cuanto a estos índices. Cabe destacar que para el caso analizado, existe nulo requerimiento de que el PMGD opere como regulador de tensión, esto se puede observar analizando los niveles de tensión que existen en el punto de conexión previo a la inyección por parte del PMGD, ya que dicho valor para el peor caso es de 1,012 [p.u], el cual claramente no presenta problemas de regulación. Pese a esto, es clave notar el aumento de alrededor de 7 veces en la cargabilidad de los conductores aguas arriba del PMGD producto de la inyección de potencia activa de este, y la disminución del 50% de cargabilidad de los conductores que salen desde la subestación Valparaíso, es decir, se presenta una clara inversión de flujo, en la cual el PGMD está siendo el suministro del alimentador Uruguay, llevando la potencia activa hasta la cabecera de dicho alimentador. El presente análisis es efectuado realizando distintos flujos de potencia considerando diversos escenarios, esto es la base para los estudios que se realizaron posteriormente, ya que si el pequeño medio de generación distribuida altera de manera negativa estos niveles dejándolos fuera de lo exigido en la normativa vigente, se deberían haber realizado estudios en los cuales estos niveles quedasen dentro de lo permitido.

Como se mencionó en este análisis de flujos de potencia, se observó la clara inversión de los flujos desde el PMGD hacia la subestación El Molle, lo cual produce un cambio en lo que se tenía previo a las inyecciones de excedentes del PMGD, siendo esto, un punto clave para entender los resultados que se obtienen en los siguientes análisis.

Considerando la inversión de estos flujos mediante la inyección de excedentes del PMGD, y teniendo en cuenta que el peor escenario que pudiese ocurrir para las pérdidas de potencia activa de la red de media tensión no es al momento en que la demanda es máxima y el generador despache su capacidad nominal como se analizó previamente, sino que ocurrirá al momento en que la demanda posee su mínimo consumo y efectivamente el PMGD despache a potencia nominal, en dónde es en este momento en el que ocurre un aumento del 350,47% de las pérdidas con respecto al momento en que no despacha el PMGD hacia la red de distribución. Debido a lo anterior se realizó un estudio comparativo de pérdidas en la red de media tensión, demostrando que la posición del PMGD frente a la gran concentración de cargas (mayor

consumo) y a la ubicación de la subestación Valparaíso, no es la más óptima, esto se debe principalmente a que sus excedentes deben recorrer largas distancias aumentando considerablemente las pérdidas en la red en comparación a lo que se tenía previo a la conexión. Sin duda este es un punto clave para el análisis económico que debe realizar la empresa concesionaria de distribución al momento de evaluar la conexión de dicho PMGD.

En el estudio de estabilidad dinámica se observaron 3 eventos que se consideraron importantes para su evaluación. Esta libertad de crear supuestos de eventos lo brinda la NTCO de PMGD en media tensión, ya que permite utilizar aquellas contingencias que la empresa distribuidora considere necesario. Frente a estos 3 eventos propuestos, se utilizaron 3 puntos para realizar mediciones dinámicas en valor RMS de la tensión y frecuencia para cada uno de ellos. Dentro del análisis, se puede concluir que el peor caso que se presentó, fue en el evento N°2 en el cual se simuló una falla bifásica franca permanente aguas arriba del punto de conexión. Claramente, la tensión en los puntos de interés descendió a 0,02 [p.u] obligando al reconectador El Molle a realizar la salida de operación por baja tensión, eliminando el aporte que el PMGD estaba realizando hacia la falla. Una vez realizada esta maniobra, y gracias a la selectividad de los reconectores del alimentador Uruguay es posible que el reconectador El Colorado, el cual se encuentra aguas arriba de dicha falla, realice la apertura correspondiente eliminando el aporte de corriente de falla hacia el cortocircuito, y llevando a la tensión en cabecera a valores dentro de la norma. De esto modo, se obtuvo que ante contingencias producidas en el alimentador Uruguay, el comportamiento después del despeje de las fallas utilizando las respectivas protecciones, es notoriamente correcto, y se corrobora la estabilización en los rangos exigidos por la NTCO.

Para el estudio de cortocircuitos, se realizó un DPL (DIgSILENT Programming Language) el cual ejecutara de manera óptima las mediciones correspondientes para los cortocircuitos simulados. Este procedimiento tenía como finalidad, contrastar los datos de placa de cada reconectador con los valores obtenidos en las simulaciones, específicamente de las 3 corrientes que se lograron conocer de la información de cada equipo de protección. De dichas corrientes medidas en las simulaciones realizadas, se obtuvo que las corrientes en situación “crítica” serían las medidas en el reconectador Alimentador Uruguay, específicamente para el cortocircuito 2F-T, la cual alcanza un 75,53% de la capacidad de ruptura del mismo reconectador. Pese a esto, los valores medidos se mantuvieron dentro del 85% de la capacidad de los reconectores analizados que exige la NTCO de PMGD en media tensión. En conclusión, todos los reconectores soportaron correctamente las corrientes de cortocircuito evaluadas, por ende, se puede decir que no es necesario un reemplazo en los equipos que se presentan en el tramo estudiado por motivos de capacidad en sus corrientes de operación.

De la mano al estudio de cortocircuitos, se evaluó la función de protección de sobrecorriente de fase y residual para cada reconectador analizado en el troncal existente entre la subestación Valparaíso y el PMGD El Molle, dicho análisis, se basó principalmente en evaluar las corrientes y tiempos de operación para 3 eventos en puntos estratégicamente definidos dentro del alimentador Uruguay, considerando los 4 cortocircuitos exigidos por la NTCO. Dicho análisis, presentó en primera instancia que el funcionamiento del alimentador de media tensión,

considerando la inyección de potencia activa por parte del PMGD es correcto, es decir, los reconectores no operan sin existir eventos que provoquen la apertura de aquellos, por ende, se afirma el buen funcionamiento eliminando el riesgo de tener salidas intempestivas durante la operación normal. Posteriormente se tomó como ejemplo el cortocircuito bifásico a tierra, con el motivo de ilustrar la operación de las funciones de sobrecorriente de fase y residual para todos los reconectores. Dicho análisis arrojó un correcto funcionamiento en cuanto a la selectividad en la operación de los equipos para las distintas fallas en los puntos analizados, pese a estos resultados, se pudo identificar el incumplimiento de los tiempos exigidos por la NTCO para el análisis realizado en la función de sobrecorriente de fase para la barra de media tensión del PMGD El Molle, el cual fue inferior a los 100 [ms] exigidos. De lo mencionado, se deben tomar las restricciones pertinentes, ajustando los valores de las respectivas curvas de los equipos involucrados (Reconector El Molle y Trinquete Alto), con el motivo de permanecer bajo los estándares que menciona la NTCO de PMGD en media tensión.

En general, el estudio demostrado en el presente trabajo, arrojó que el impacto que se produce en el alimentador de distribución de media tensión al incorporar un pequeño medio de generación distribuido de 4,68 [MW] de potencia nominal casi a la cola del alimentador, no presenta mayores problemas para el correcto funcionamiento y operación del sistema. Sin embargo, las condiciones de operación podrían ir variando con respecto a lo que se supone en los estudios, es por esto, que se debe tener en cuenta las modificaciones que se llegasen a realizar tanto en el PMGD como en la demanda del sistema.

Bibliografía

- [1] H. Rudnick y M. Villarroel, «Diseño óptimo de redes de distribución radial, 2° seminario IEE Ingeniería de Potencia,» 2002, pp. 167-169.
- [2] J. Peralta, «Apuntes del curso Distribución Eléctrica IEE-453, publicación interna Escuela de Ingeniería Eléctrica Pontificia Universidad Católica de Valparaíso,» 2015.
- [3] «Calidad de servicio eléctrico a nivel de distribución,» [En línea]. Disponible: http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/electricidad_calidadservio/calidad_servicio.pdf
- [4] S. Ramirez Castaño, «Redes de Distribución de Energía,» 3ra Edición. Manizales: Centro de publicaciones Universidad Central de Colombia, 2004.
- [5] «Decreto Supremo N°158 que modifica DS N°327,» Reglamento de la ley general de Servicios Eléctricos, Septiembre 2003.
- [6] «Compensaciones por cortes eléctricos,» Sitio web SEC. [En línea]. Disponible: http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3417533&_dad=portal&_schema=PORTAL.
- [7] V. Miranda Soto, «Planta generadora de energía Casablanca conectada en el esquema de Generación Distribuida,» Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2012, pp. 17-18.
- [8] S. Mocárquer y H. Rudnick, «Recursos renovables como Generación Distribuida en los sistemas eléctricos,» [En línea]. Disponible: <http://web.ing.puc.cl/~power/paperpdf/MocarquerRudnick.pdf>
- [9] J. Astudillo Ramos, «Flujo de carga probabilístico considerando generación distribuida en una red de distribución,» Facultad de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2014.
- [10] CIFES, «Reporte CIFES, Energías Renovables en el mercado eléctrico Chileno,» Abril 2016.

- [11] S. Niwas Singh, J. Ostergaard y N. Jain, «Distributed Generation in Power Systems: An Overview and Key Issues,» in 24rth Indian Engineering Congress , NIT Surathkal, Kerala, India, 2009.
- [12] Ministerio de Energía, «Decreto Supremo N°101, que aprueba Reglamento para medios de generación no convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la ley general de Servicios Eléctricos,» Julio 2015.
- [13] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tension,» Julio 2016.
- [14] CDEC, SIC, «Procedimiento DP: Cálculo y determinación de transferencias económicas de potencia,» Diciembre 2015.
- [15] SIC, «Fijación de precios Nudo de Corto Plazo de Abril de 2016,» Abril 2016.
- [16] Comisión Nacional del Medio Ambiente, «Primer reporte del manejo de residuos sólidos e Chile,» 2010.
- [17] CNE, GTZ, «Potencial de Biogás: Identificación y clasificación de los distintos tipos de Biomasa disponibles en Chile para la generación de Biogás,» Septiembre 2007.
- [18] CNE, «Capacidad instalada de generación,» Mayo 2016.
- [19] S. César, M. Iris, G. Humberto, «Optimización y ampliación del Vertedero El Molle en la comuna de Valparaíso,» Octubre 2002.
- [20] Ministerio de Salud, « Decreto Supremo N°189, aprueba reglamento sobre condiciones sanitarias y de seguridad básicas en los rellenos sanitarios,» Agosto 2007.
- [21] L. Daniel, « Modelo para el diseño de sistemas de captación y aprovechamiento de Biogás producido en Rellenos Sanitarios,» Memoria de título, departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, 2016.
- [22] M. Cristian, «Factibilidad técnica y económica de generar energía eléctrica con Biogás del Relleno Sanitario Lajarilla,» Facultad de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2005.
- [23] IGS Chile Ltda, « Estudio de impacto ambiental Relleno Sanitario El Molle,» 2005.
- [24] Dirección Meteorológica de Chile « Anuario climatológico 2014,» 2014.

- [25] Caterpillar, « Datasheet serie CAT CG170,» [En línea]. Disponible: http://www.cat.com/en_US/products/new/power-systems/electric-power-generation/gas-generator-sets/18485342.html
- [26] Global Methane Initiative, « Evaluación del sistema de captura y quema de Biogás,» Relleno Sanitario El Molle, 2011.
- [27] G. Alex, D. José, « Manual del Usuario del Modelo Mexicano de Biogás, versión 2.0,» Programa Landfill Methane Outreach, U.S. EPA, Washington, DC, Marzo del 2009.
- [28] G. Alex, M. Dana, « Manual de Usuario del Modelo Centroamericano de Biogás, versión 1.0,» Programa Landfill Methane Outreach, U.S. EPA, Washington, DC, Marzo del 2007.
- [29] S. Arieh, « Energy loss computation by using statistical techniques,» Center for Technological Education Holon, Enero de 1990.
- [30] C. María, « Estudio de índices que permitan cuantificar los beneficios de la generación distribuida en los sistemas de distribución,» Tesis de pregrado, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Septiembre de 2011.

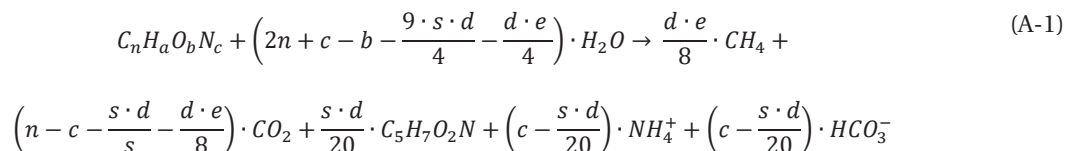
A Modelos de estimación de producción de Biogás

Para determinar si es factible la extracción de Biogás de los Rellenos Sanitarios (RS) y posteriormente obtener beneficios de éste, se debe proyectar y evaluar un estimado del Metano extraído. Muchos de los RS que han trabajado con sistemas activos de captura, poseen datos históricos sobre sus extracciones, pero no suministran algún tipo de información a futuro.

Con el fin de planificar correctamente proyectos de aprovechamiento energético del Biogás en RS y por los motivos anteriormente descritos, se crearon variados modelos de cálculo para el potencial de recuperación del Biogás. A continuación se detallarán dos de estos modelos:

A.1 Modelo Estequiométrico

Este método se basa en la transformación química que se produce en los residuos en estado anaeróbico, determinando el máximo potencial teórico de la producción de Biogás, por ende, requiere conocer la composición química de los residuos biodegradables. Uno de los métodos presenta la reacción que se observa en la ecuación (A-1).



En donde:

$C_nH_aO_bN_c$: Representa la materia orgánica

$C_5H_7O_2N$: Representa a las células bacterianas.

e : Fracción de demanda química de oxígeno convertida en Biogás.

s : Fracción de la demanda química de oxígeno de los residuos convertida en células.

d : Parámetro de ajuste de coeficientes estequiométrico.

Para la ecuación (A-1), se debe emplear la composición promedio según tipo de residuo, este será característico de cada sector, ciudad o región a lo largo del país.

Además de lo anterior, se debe cumplir lo siguiente:

$$s + e = 1 \tag{A-2}$$

$$d = 4n + a + 2b - 3c \tag{A-3}$$

Sabiendo que:

$$s = a_0 \cdot \left(\frac{1 + 0,2 \cdot f \cdot T}{1 + f \cdot T} \right) \tag{A-4}$$

En donde:

a_0 : Coeficiente que depende del sustrato, para proteínas y carbohidratos toma un valor medio de 0,2.

f : Tasa de decaimiento celular, varía entre 0,01 y 0,01 [1/día].

T : Tiempo de retención de los residuos [día].

De lo anterior se obtiene una tasa teórica de producción de Biogás por unidad de residuo. Para estimar la producción real de Biogás, se tiene que considerar en el análisis la humedad total de los residuos, la fracción biodegradable de la materia orgánica y el porcentaje de esta última sobre el total de desechos. Por lo tanto, la producción real se obtiene de la siguiente ecuación:

$$P_{Br} = P_B \cdot M_{org} \cdot B_{mo} \cdot (1 - H_{total}) \tag{A-5}$$

En donde:

P_{Br} : Producción real de Biogás [1/kg].

P_B : Producción de Biogás calculada del balance estequiométrico [1/kg].

M_{org} : Porcentaje de materia orgánica contenida en los residuos [%].

B_{mo} : Fracción biodegradable de la materia orgánica.

H_{total} : Humedad total de los residuos.

Si se desea considerar la variación de generación de Biogás en el tiempo, se debe tener en cuenta la curva de deposición de residuos en el RS, su vida útil y los diferentes grados de biodegradabilidad y por último, la vida media de los residuos depositados.

A.2 Modelo LandGEM

Landfill Gas Emissions (LandGEM), de la U.S. EPA. Este modelo utiliza una ecuación de degradación de primer orden, asumiendo que el periodo desde la colocación de los residuos y el comienzo de la generación de Biogás es de 6 meses. A partir de ese instante, la tasa de generación decrece exponencialmente junto con la fracción orgánica de los desechos del RS [22].

Para sitios donde se conocen los índices de disposición año a año, el modelo estima la generación de Biogás usando la siguiente ecuación:

$$Q_M = \sum_{i=1}^n \sum_{j=0,1}^1 2 \cdot k \cdot L_0 \cdot \left(\frac{M_i}{10}\right) \cdot (e^{-k \cdot t_{ij}}) \quad (A-6)$$

En donde:

Q_M : Generación máxima anticipada de Biogás [m^3 /año].

i : Incremento de 1 año.

n : (Año del cálculo) – (año inicial en que se aceptó residuos).

j : Incremento de 0,1 año.

k : Índice de generación de metano [1/año].

L_0 : Generación Potencial de metano [m^3 /Mg].

M_i : Masa de residuos depositados en el año i^{th} [Mg].

t_{ij} : Edad de la sección j^{th} de masa de residuos depositados en el año i^{th} [Años decimales].

El potencial de generación de metano (L_0) es una función casi únicamente dependiente de la composición de los residuos. Su valor se estima en base al contenido de carbono del desecho, la fracción de carbono biodegradable y un factor de conversión estequiométrico. Si existe información del RS, “ L_0 ” se logra obtener de la siguiente ecuación:

$$L_0 = 1000 \cdot MCF \cdot DOC \cdot DOC_F \cdot F \cdot \frac{16}{12} \quad (A-7)$$

En donde:

L_0 : Potencial de generación de metano [m^3 /Ton].

MCF : Factor de corrección de metano.

DOC : Factor de ajuste de la composición de los residuos.

DOC_F : Factor de proporción de carbono disponible convertida en Biogás.

F : Fracción de metano contenido en Biogás, se asume típicamente 0,5.

Analizando las variables, se tiene que:

- **MCF**: depende de la profundidad y el tipo de RS, los valores estimados se analizan en la Tabla A-1

A Modelos de estimación de producción de Biogás

Tabla A-1 Estimación de factor de corrección de metano (Fuente: Modelo mexicano para la estimación de la generación de Biogás).

Manejo del sitio	Profundidad < 5 [m]	Profundidad ≥ 5 [m]
Sin manejo	0,4	0,8
Con manejo	0,8	1,0
Semi-aeróbico	0,4	0,5
Condición desconocida	0,4	0,8

- **DOC:** Depende de la composición de los residuos orgánicos, los que son divididos en 4 categorías. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$DOC = 0,4 \cdot A + 0,17 \cdot B + 0,15 \cdot C + 0,3 \cdot D \quad (A-8)$$

En donde:

A : Porcentaje de residuos que corresponden a papel, cartón y textiles.

B : Porcentaje de residuos que corresponden a desechos de jardín u orgánicos putrescibles (se excluyen los alimentos).

C : Porcentaje de residuos que corresponden a desechos de alimentos.

D : Porcentaje de residuos que corresponden a madera y paja.

- **DOCF:** Representa la porción de materia orgánica que es convertida en Biogás, su cálculo está basado en un modelo teórico que varía solo con la temperatura en la zona anaeróbica del RS. Se logra obtener de la siguiente ecuación:

$$DOCF = 0,014 \cdot T + 0,28 \quad (A-9)$$

En donde:

T : Temperatura [°C].

Por otro lado, la tasa anual de generación de metano (*k*) determina el índice de generación de metano producido por la degradación de los desechos en el RS, el cual depende de parámetros específicos del lugar geográfico en que se encuentra el RS, especialmente del clima en el que se sitúa. El valor de *k* es directamente proporcional a la generación de metano en los RS, siempre y cuando siga en proceso de recolección de residuos. El valor de *k* está en función de los siguientes factores: contenido de humedad en los residuos, disponibilidad de nutrientes para las bacterias generadoras de metano, pH, y temperatura.

B Características del alimentador Uruguay

B.1 Tipos de conductor

A lo largo del alimentador Uruguay se presentan diversos tipos de conductor, los cuales son especificados en la Tabla B-1.a y Tabla B-1.b

Tabla B-1.a Características de conductores trifásicos presentes en alimentador Uruguay (Fuente: Elaboración propia).

Material	Corriente nominal [kA]	Longitud [km]	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	R1,2 [Ohm/km]	X1,2 [Ohm/km]
Aluminio	0,650	0,063997	0,2931	1,5835	0,1449	0,3185
Aluminio	0,610	-	0,305397	1,583481	0,1572	0,318546
Cobre	0,540	8,148543	0,3042	1,6055	0,156	0,3406
Cobre	0,465	0,407644	1,0216	0,0466	0,0833	0,174
Aluminio	0,450	1,07376	0,683	1,6252	0,5348	0,3602
Aluminio	0,395	0,162769	0,277	0,072	0,142	0,146
Cobre	0,325	1,737332	0,4252	1,6236	0,277	0,3586
Cobre	0,233	0,009483	0,6585	0,1633	0,2539	0,2124
Cobre	0,205	0,023704	0,6782	1,644	0,53	0,379
Cobre	0,145	0,687725	1,0112	1,6594	0,863	0,3944

B Características del alimentador Uruguay

Tabla B-1.b Características de conductores trifásicos presentes en alimentador Uruguay (Fuente: Elaboración propia).

Material	Corriente nominal [kA]	Longitud [km]	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	R1,2 [Ohm/km]	X1,2 [Ohm/km]
Cobre	0,121	8,881531	1,2982	1,6682	1,15	0,4033
Cobre	0,085	0,21348	1,5182	1,6204	1,37	0,3555
Cobre	0,077	0,065192	1,2982	1,6682	1,15	0,4033
Cobre	0,155	0,04	1,918	0,736	0,6726	0,1665
Cobre	0,150	0,014617	2,7589	0,1542	0,6133	0,117
Aluminio	0,180	0,151093	0,9874	1,6447	0,8392	0,3797
Cobre	0,168	0,939952	0,8882	1,6549	0,74	0,39

B.2 Característica de las cargas

Como dato característico de las cargas presentes en el alimentador Uruguay se entregan las siguientes tablas, las que son agrupadas por zonas detectadas, entregando como información el nombre dado por la compañía eléctrica, su potencia nominal y un detalle de su ubicación.

Tabla B-2.a Características de las cargas zona residencial (Fuente: Elaboración propia) .

Nombre	Potencia nominal [KVA]	Ubicación	Nombre	Potencia nominal [KVA]	Ubicación
10002	150	Av. Alemania Gal	10077	100	Galleguillos Ech.
10004	150	Av. Alemania Gal	10093	75	Las Cañas Alto
10011	75	Teniente Merino	10108	150	Mariposa
10012	75	Almte. Latorre Do.	10124	150	Naylor El Vergel
10029	75	Baboza Tte. Pin.	10133	45	Osman Perez F.
10030	150	Blas Cueva Jupiter	10151	75	Pob. Esmeralda
10068	150	El Vergel Alto	10233	150	Unamuno
10073	75	El Caleuche	10265	15	La Pólvora Cem.

B Características del alimentador Uruguay

Tabla B-2.b Características de las cargas zona residencial (Fuente: Elaboración propia) .

Nombre	Potencia nominal [KVA]	Ubicación	Nombre	Potencia nominal [KVA]	Ubicación
10075	75	Florida Alto	10271	150	Lafontaine M.
10301	75	Tte. Merino Manu	10689	100	Pta. Gruesa A.
10315	75	Cond. San Franc	10692	75	Juan Fz. Las G.
10320	150	El Vergel Moliere	10737	75	Mesana 2
10332	5	Cmno. La Pólvara	10780	15	El Molle, La Pól.
10348	75	Tte. Merino Capi	10782	15	El Vergel, La Pól.
10370	75	Isla Juan Ferndz.	10784	15	La Cárcel, La Pól.
10407	75	Grumete Bravo R.	10787	45	Los Olvios los M.
10456	75	Alberdi Gonzalo B	10915	150	El Vergel Berlín
10464	150	Capitán Suarez M.	10928	0,7	Omnirupter M.
10470	100	Ruiz Tagle Hegel	10959	75	Juan Fz. 1
10479	75	La Ruda P.A. C.	10960	150	Juan Fz. 2
10486	100	Almte. Latorre Val.	10961	150	Juan Fz. 3
10502	75	Los Chonos Las C.	10962	150	Juan Fz. 4
10504	75	Ruda Poniente	10963	75	Juan Fz. 5
10514	75	Mesana 1	10965	150	El Vergel Alto 3
10519	45	El Colorado 1	10988	150	Alberdi Mayorga
10521	75	Manuel Rod. 1	11063	37,5	Los Perales
10588	100	El Vergel Alto 2	11091	50	Stella Maris
10632	75	Barboza Figueroa	11102	15	Cementerio Val.
10659	100	Sta. Teresa – L.F.	11132	30	El Litre
10674	0,8	Trinquete Alto R.	11310	30	AP. Nudo Vial

B Características del alimentador Uruguay

Tabla B-3 Características de las cargas zona industrial (Fuente: Elaboración propia).

Nombre	Potencia nominal [KVA]	Ubicación	Nombre	Potencia nominal [KVA]	Ubicación
10074	300	Fca. De envases	11205	15	Gallyas
10680	1	Omni Rupter La P.	11209	10	Chilesat La Polv.
10863	15	Cárcel La Pólvara	11242	500	Cárcel Vlpso. 2
10964	100	El Vergel	11258	300	Penitenciaría
11055	15	Radio Carabineros	11288	15	Claro La Pólvara
11062	150	El Molle 1	11312	500	Seal Puerto Valp.
11069	30	Antena Telefónica	11349	500	El Molle 2
11175	75	Radio Minería	11350	300	El Molle 3
11187	10	Entel Cmno. La P.	11351	300	El Molle 4
11192	500	Carcel Vlpso.	22487	500	Zeal Playa Ancha

Tabla B-4 Características de las cargas zona comercial (Fuente: Elaboración propia).

Nombre	Potencia nominal [KVA]	Ubicación	Nombre	Potencia nominal [KVA]	Ubicación
10066	300	Demostenes los A.	11040	150	Pacífic. Austral
10123	300	Nva. Las Rosas O.	11105	150	Cocac Hospital
10362	300	Francia Vallejos	11211	200	Edificio Oncolog.
10596	150	Subida El Litre	11395	500	Líder Geopark
10725	150	Girasoles Francia			

C Corrientes de cortocircuito

C.1 Expresiones para el cálculo

Para la obtención de las corrientes asimétrica y componente continua de los cortocircuitos 2F, 2FT y 1F, se utilizaron las expresiones que se presentan a continuación:

$$i_{DC} = \sqrt{2} \cdot I_{bMax} \cdot e^{-\left(\frac{4\pi}{X/R}\right)} \quad (C-10)$$

$$(X/R)_{1F} = \frac{X_1 + X_2 + X_0}{R_1 + R_2 + R_0} \quad (C-11)$$

$$(X/R)_{2F} = \frac{X_1 + X_2}{R_1 + R_2} \quad (C-12)$$

$$(X/R)_{2FT} = \frac{Imag\{Z_{cc2FT}\}}{Real\{Z_{cc2FT}\}} \quad (C-13)$$

$$Z_{2FT} = \frac{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0}{\sqrt{3} \cdot Z_2} \quad (C-14)$$

$$I_{asim} = \sqrt{(I_{dc}^2 + I_b^2)} \quad (C-15)$$

C.2 Resultados de simulaciones de cortocircuito

A continuación se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con la herramienta Power Factory DIGSILENT, dichos resultados se presentan en las Tabla C-1, Tabla C-2, Tabla C-3 y Tabla C-4 respectivamente para los 4 reconectores vistos en el desarrollo del trabajo.

Tabla C-1 Corrientes de cortocircuito en el reconectador Alimentador Uruguay (Fuente: Elaboración propia).

Tipo	Ik" A	Ik" B	Ik" C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Ik A	Ik B	Ik C	Ith A	Ith B	Ith C	Iasim
CC	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
1f-t	8,87	0	0	23,36	0	0	8,87	0	0	8,87	0	0	9,25	0,63	0,73	9,66
2f-t	0	9,27	8,67	0	24,55	22,76	0	9,27	8,67	0	9,27	8,67	0,66	9,77	9,06	10,03
2f	0	7,88	7,88	0	20,59	20,61	0	7,88	7,88	0	7,88	7,88	0,089	8,23	8,22	8,76
3f	9,08	9,08	9,08	23,77	23,77	23,77	9,01	9,01	9,01	8,77	8,77	8,77	9,31	9,31	9,31	11,40

Tabla C-2 Corrientes de cortocircuito en el reconectador Trinquete Alto (Fuente: Elaboración propia).

Tipo	Ik" A	Ik" B	Ik" C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Ik A	Ik B	Ik C	Ith A	Ith B	Ith C	Iasim
CC	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
1f-t	7,44	0	0	18,80	0	0	7,44	0	0	7,44	0	0	7,94	0,57	0,66	7,81
2f-t	0	8,26	7,84	0	20,93	19,74	0	8,26	7,84	0	8,26	7,84	0,55	8,86	8,36	8,59
2f	0	7,34	7,34	0	18,43	18,44	0	7,34	7,34	0	7,34	7,34	0,089	7,82	7,82	7,71
3f	8,47	8,47	8,47	21,27	21,27	21,27	8,38	8,38	8,38	8,14	8,14	8,14	8,53	8,53	8,53	9,44

Tabla C-3 Corrientes de cortocircuito en el reconector La Pólvara, El Colorado (Fuente: Elaboración propia).

Tipo CC	Ik" A [kA]	Ik" B [kA]	Ik" C [kA]	Ip A [kA]	Ip B [kA]	Ip C [kA]	Ib A [kA]	Ib B [kA]	Ib C [kA]	Ik A [kA]	Ik B [kA]	Ik C [kA]	Ith A [kA]	Ith B [kA]	Ith C [kA]	Iasim [kA]
1f-t	2,97	0	0	6,36	0	0	2,97	0	0	2,97	0	0	3,02	0,40	0,46	2,99
2f-t	0	4,72	4,75	0	10,13	10,25	0	4,72	4,75	0	4,72	4,75	0,30	4,81	4,86	4,77
2f	0	4,63	4,63	0	9,93	9,93	0	4,63	4,63	0	4,63	4,63	0,099	4,71	4,71	4,15
3f	5,34	5,34	5,34	11,44	11,44	11,44	5,21	5,21	5,21	4,90	4,90	4,90	5,20	5,20	5,20	5,23

Tabla C-4 Corrientes de cortocircuito en el reconector PMGD El Molle (Fuente: Elaboración propia).

Tipo CC	Ik" A [kA]	Ik" B [kA]	Ik" C [kA]	Ip A [kA]	Ip B [kA]	Ip C [kA]	Ib A [kA]	Ib B [kA]	Ib C [kA]	Ik A [kA]	Ik B [kA]	Ik C [kA]	Ith A [kA]	Ith B [kA]	Ith C [kA]	Iasim [kA]
1f-t	2,44	0	0	5,11	0	0	2,44	0	0	2,44	0	0	2,55	0,38	0,44	2,45
2f-t	0	4,20	4,24	0	8,85	8,99	0	4,20	4,24	0	4,20	4,24	0,28	4,38	4,46	4,25
2f	0	4,14	4,14	0	8,74	8,73	0	4,14	4,14	0	4,14	4,14	0,10	4,32	4,32	4,15
3f	4,78	4,78	4,78	10,07	10,07	10,07	4,64	4,64	4,64	4,29	4,29	4,29	4,62	4,62	4,62	4,65