PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE VALPARAÍSO

Escuela de Ingeniería Eléctrica
PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE VALPARAISO

Christopher Rodolfo Guajardo Poblete

Metodología para el tratamiento de inversiones con sistemas PMGD

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Eléctrico

Escuela de Ingeniería Eléctrica

PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO

Metodología para el tratamiento de inversiones con sistemas PMGD

Christopher Rodolfo Guajardo Poblete

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 Eduardo Mendoza Baeza
Profesor Guía

Sr. Claudio Patricio López López
Segundo Revisor

Sr. Paulino Vicente Alonso Rivas
Director de Escuela

Valparaíso, 03 de abril de 2017

“La vida me dio la oportunidad de soñar y mi familia de convertir esos sueños en realidad…”

Este trabajo es fruto no solo de mi esfuerzo y dedicación, sino también del trabajo y entrega de mis padres, a quienes admiro enormemente, pues hoy, ya pueden decir que lograron darle una profesión a cada uno de sus hijos.

Agradecimientos

Las personas pocas veces recuerdan las millones de veces que recibieron ayuda. Creo que es difícil lograr algo solo, nadie puede decir que no necesita ayuda, menos en un proceso tan largo como una carrera universitaria. Hoy quiero agradecer ese puñado de arena y piedra que se transformó en el cimiento de este trabajo.

Quisiera comenzar por mi familia, en especial mis padres a quienes también dedico este trabajo de título. No puedo dejar de lado mis hermanos, quienes siempre tuvieron palabras de motivación y confianza que me ayudaron a comprender mejor esta sociedad. Mi polola, quien siempre supo cómo ayudarme en los momentos más difíciles con su amor y cariño. Mi segunda madre, mi tía Mirta, que siempre me ha dado todo y más de lo que necesito.

Quiero también agradecer a quienes me dieron la oportunidad de conocer mejor el mundo de los PMGD, partiendo por el profesor don Jorge Mendoza y don Claudio López de Chilquinta quienes pensaron y me entregaron este desafío. Además a quienes fueron la base de este trabajo, el mejor equipo de ingenieros del grupo Saesa, en el área de conexión de centrales, Vanessa, Katherine, David, Julio, Diego, Miguel y Francisco quienes fueron parte, y pilar fundamental en mi estudio.

No puedo dejar de mencionar a la gente linda de la EIE, administrativos, profesores y trabajadores que me ayudaron de una u otra forma a llegar a mi meta. María Elena, profe Pancho, Pao, Xime, Pablo Bugueño, don Domingo. Gracias por permitirme trabajar en extensión y en docencia estos últimos 2 años, aprendí demasiado de ustedes y conocí gente muy linda.

Finalmente tengo que agradecer al pueblo, a mis compañeros de mil batallas de la escuela de ingeniería eléctrica, a los que en las buenas y malas estuvieron ahí. Gabriel C., José G., Nicol P., Javiera S., Héctor S., Ignacio V., Dann (mono) H., Gabriel R., Víctor (coloro) M., Caco R., Eric (kuky) G., Equipo de iluminando Chile, LabSEPrepresent, a los SEPultureros que me ayudaron a obtener mi primera medalla deportiva, al Centro de Alumnos 2015-2016 y a todos esos compañeros que a pesar de no nombrarlos aquí saben el aprecio y la gratitud por estar cuando los necesite.

"El éxito se disfruta con quienes te ayudan a conseguirlo"

Valparaíso, 03 de abril de 2017 C. G. P.

Resumen

En marco de la nueva Norma Técnica de Conexión y Operación para Pequeños Medios de Generación Distribuidos (NTCO para PMGD) y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios (NTSyCS), ambas actualizadas por última vez el año 2016, resulta sumamente importante conocer y estudiar la generación distribuida en Chile y los efectos que puede inducir en la red de distribución.

Este trabajo de título está enfocado en la creación de una metodología que permita al lector identificar cada uno de los procesos que debe llevar a cabo una empresa de distribución eléctrica, al momento de enfrentar la solicitud de conexión a su red de un Pequeño Medio de Generación Distribuido PMGD, con inyecciones de potencia no mayor a los 9 [MW] y las más diversas tecnologías de generación renovables no convencionales como los son las centrales fotovoltaicas, los parques eólicos y las centrales hidráulicas de pasada. El método utilizado consiste en un completo estudio bibliográfico sobre generación distribuida, normativas nacionales e internacionales, y experiencias propias en la conexión de centrales de otras empresas distribuidoras, para finalmente lograr la elaboración de una metodología, la que permite llevar el control de los procesos estipulados en los formularios entregados en la NTCO para PMGD. Para esto, además se proponen realizar cuatros estudios de impacto que son; el estudio de impacto estático, el de cortocircuito, el de estabilidad dinámica y el estudio de coordinación de protecciones. Cabe destacar que la metodología estructura los pasos a seguir para el análisis de cada uno de estos estudios fundamentales para la conexión de los PMGD a la red de distribución.

Finalmente, en el último capítulo del presente trabajo, se aplica la metodología propuesta para los diferentes estudios a través del software Power Factory DigSilent, el que nos permite simular cada uno de los eventos, fallas y contingencias necesarias para la elaboración de los estudios. Se utilizan distintas tecnologías de generación para evaluar las pérdidas y los impactos propios a distintos niveles de penetración y distinto punto de conexión. En conclusión, los análisis realizados permitieron corroboran los impactos que existen en la red para informar al interesado en desarrollar las inversiones necesarias para conectar una central eléctrica en la red de distribución.

Palabras claves: Generación distribuida, pérdidas, metodología, norma técnica, estudio de impacto, red, energías renovables, protecciones, flujo de potencia, dinámico, estático, cortocircuito, alimentador, falla, legislación , proceso de conexión.

Abstract

In the framework of the New Technical Connection Standard and operation for small means generation distributed (NTCO to PMGD) and also Technical Standard of Security and Quality of Services (NTS and CS). Both last updated in 2016, so it turns out really important to know and study the distributed generation in Chile and as well the effects it can induce in the distribution network.

This dissertation is focused in the creation of a methodology that allows the reader identify each one of the processes distribution services, should make to confront any connection request to its network from a small means generation distributed supplied through power injections not greater than 9 [MW] and the most various renewable generation technologies Non-conventional, as they are Photovoltaic power plants, wind parks and Hydraulic power plants. The method of analysis consists in Complete bibliographic study about Distributed generation, National and international regulations and Own experiences in the plants connection of other distribution companies, to finally get the development of a methodology, witch one allows the control of the stipulated process in the forms described in the NTCO to PMGD. To this, besides, it proposes to make four Impact studies, which are; the static impact study, or power flow, the breakdown voltage, the dynamic stability, and finally Coordination of protections study. The methodology structures the steps to follow the analysis of each one of the fundamental studies to the connections of the PMGD to the distribution network.

Finally, in the last chapter of the present work, it applies the proposed methodology to the different studies by Power Factory DigSILENT software, witch one allows simulate each one of the events, fails and contingencies required to the studies development. It get used different generation technologies to evaluate losses and the inherent impacts to the different levels of penetration and different connection point.

In conclusion, the Performed analysis allowed corroborate the impacts on the network to inform the interested person in developing the request inversion to connect a power plant in the distribution network.

Keywords: Distributed generation, losses, methodology, technical standard, impact study, network, renewable energies, protections, power flow, dynamic, static, short circuit, feeder, fault, legislation, connection process.

Índice general

Introducción 1
Objetivos generales 2

1 Generación distribuida 4
1.1 Redes de distribución. 4
1.2 Concepto de Generación Distribuida 5
1.3 Ventajes y desventajas de la Generación Distribuida 5
1.4 Marco regulatorio nacional 7
1.4.1 Estructura de la industria 7
1.4.2 La ley 19.940 (Ley corta I) 8
1.4.3 La ley 20.018 (Ley corta II) 9
1.4.4 La Ley 20.257 (ERNC) 9
1.4.5 Generadores residenciales 10
1.4.6 La ley 20.751 Net-Metering en Chile 10
1.4.7 Decreto supremo 244 y 101 11
1.5 Estandares internacionales de la Generación Distribuida 12
1.6 Situación actual de la Generación Distribuida en Chile 13
1.7 Pequeños Medios de Generación Distribuida PMGD 15

2 Norma técnica de conexión y operación de PMGD 17
2.1 Introducción 17
2.2 Procedimiento de conexión 18
2.2.1 Intercambio de información 18
2.2.2 Solicitud de conexión a la red 19
2.3 Determinación de Impacto No Significativo 20
2.4 Determinación impacto significativo 22
2.4.1 Estudios técnicos 22
2.4.2 Empresas distribuidoras conectadas a servicios auxiliares de un generador 24
2.4.3 Determinación de los costos de conexión 24
2.5 Factor de Referenciación 26
2.6 Exigencias técnicas para la conexión al sistema de distribución 26
2.6.1 Instalaciones de conexión 27

2.6.2 Comportamiento en estado normal en la red de media tensión 29
2.6.3 Comportamiento en estado de falla 29
2.6.4 Calidad de servicio 30
2.6.5 Funcionamiento en isla 30
2.7 Exigencias para las pruebas de conexión 31
2.7.1 Pruebas de diseño y de las instalaciones 31
2.7.2 Pruebas de puesta en servicio 31
2.8 Pruebas periódicas de la instalación de conexión 32
2.9 Formularios 32

3 Experiencia para la conexión y operación de PMGD 33
3.1 Mapa conceptual SEC, proceso conexión PMGD 33
3.2 Experiencia empresas distribuidoras nacionales 34
3.2.1 Experiencia Chilectra S.A. con PMGD 34
3.2.2 Experiencia SAESA con PMGD 37

4 Metodología propuesta y control de procesos para la conexión 40
4.1 Antes de comenzar 40
4.2 Control de procesos, solicitud de información 41
4.3 Control de procesos, Solicitud de conexión a la red 44
4.4 Metodología estudios de conexión PMGD 46
4.4.1 Software Power Factory DigSilent 47
4.4.2 Estudios de impacto estátito 47
4.4.3 Estudios de cortocircuito 52
4.4.4 Estudio dinámico 60
4.4.5 Estudios de protecciones 65
4.5 Valorización de las obras eléctricas 69
4.5.1 Ingeniería Básica y conceptual 69
4.5.2 Calculo del VNR 71
4.5.3 Elementos necesarios para valorizar las instalaciones eléctricas 72
4.6 Control de procesos, criterios de conexión 77
4.7 Elaboracion factores de referenciación 78
4.8 Proyecto y conexión PMGD 78

5 Implementación metodología para estudios técnicos 81
5.1 Descripción del modelo 81
5.2 Estudio de impacto estático 85
5.2.1 Definir escenarios y modelo 85
5.2.2 Evaluación de escenarios y resultados 86
5.2.3 Plan de obras 91
5.2.4 Evaluación de pérdidas según medio de generación 92
5.3 Estudio de cortocircuito 100
5.3.1 Verificación de condiciones 100
5.3.2 Puntos de monitoreo y cortocircuito 101

5.3.3 Variación de potencia de cortocircuito 103
5.3.4 Mayores corrientes de cortocircuito 104
5.3.5 Análisis de la capacidad de ruptura de los interruptores 107
5.3.6 Gráficos corrientes en puntos de interés 108
5.4 Estudio dinámico 112
5.4.1 Contingencia 1, Fallas en cola alimentador 114
5.4.2 Contingencia 2, fallas en cabecera alimentador 128
5.4.3 Contingencia 3, salida sección del alimentador (cargas) 137
5.4.4 Conclusiones 142
5.5 Estudio de protecciones 143
5.5.1 Primera etapa 143
5.5.2 Segunda etapa 145
5.5.3 Tercera etapa 148

Conclusiones 154

Bibliografía 158

A Simulación flujo de potencia 161
A.1 Estudio estático SIN PMGD año 2015 161
A.2 Estudio estático PMGD cola, 500 [kW] año 2015 164
A.3 Estudio estático PMGD cola, 3000 [kW] año 2015 166
A.4 Estudio estático PMGD medio, 500 [kW] año 2015 169
A.5 Estudio estático PMGD medio, 3000 [kW] año 2015 171
A.6 Estudio estático PMGD cabecera, 500 [kW] año 2015 174
A.7 Estudio estático PMGD cabecera 3000 [kW] año 2015 176
A.8 Código DPL y tablas de resultados para las pérdidas en alimentador 179

B Simulación para cortocircuito 183

Introducción

El crecimiento sostenido de la actividad industrial, junto con el aumento de la población mundial, han significado un fuerte aumento de la demanda energética en todo el mundo, y Chile, no está exento de esto. Es en este sentido que las tecnologías de los pequeños medios de generación distribuidos conectados a los sistemas de distribución cercano a los centros de consumos y que pueden funcionar con fuentes de energías renovables, vienen a ser la solución para cubrir estas necesidades.

El mercado eléctrico se está descentralizando, las normativas están en constante actualización y la conciencia ecológica de la sociedad, cada día está más comprometido, lo que abrió las puertas a la inserción de los pequeños medias de generación con características de energías renovables no convencionales. El mundo está dispuesto a invertir y las empresas en Chile obligadas a cumplir metas para la sustentabilidad del sistema eléctrico de manera eficiente y progresiva.

Es por esto mismo, que el principal motor para la creación de nuevos proyectos durante los primeros meses del año 2016 en Chile, fueron las energías renovables no convencionales, según la cámara chilena de la construcción (CCHC), numerosos proyectos energéticos fueron ingresados a evaluación ambiental, llegando el primer trimestre del año recién cursado a un 93% de las inversiones totales del país [1]. En este sentido, el año 2017 se ve auspicioso para pequeños y medianos generadores con energías renovables, pues las prioridades para el ministerio de energía, son seguir avanzando en adaptar el sistema eléctrico a la mayor incorporación de energías renovables, destacando los desafíos energéticos propios de cada gobierno y los miles de millones de dólares que la empresa privada invertirá en generar energía limpia.

En la actualidad, la creciente penetración de estos medios de generación en las redes de distribución, hace necesario que las empresas concesionarias del servicio eléctrico cuenten con un plan estratégico y una metodología clara, que al momento de recibir una solicitud de conexión, les permita definir bien las inversiones que las empresas deberán realizar y los costos y trabajos que las distribuidoras deberán enfrentar.

La generación distribuida de energía eléctrica en Chile es una realidad desde ya hace varios años, y el hecho de estudiar su impacto en las redes eléctricas de distribución es de suma importancia, pues un país como el nuestro, en constante desarrollo y búsqueda de nuevas oportunidades, necesita de ingenieros capaces, dispuestos a nuevos desafíos.

Este trabajo de título pretende entregar el conocimiento necesario para hablar de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos PMGD conectados en las redes de distribución, entender la actualidad nacional e internacional con las energías renovables no convencionales y conocer la Norma Técnica de Conexión y Operación NTCO para PMGD en conjunto de todas las normas y decretos que rigen el tratamiento de inversiones para centrales conectadas en distribución.

Se propone y expone una metodología basada en experiencias y estudios anteriores con un fiel cumplimiento de la NTCO para PMGD, que permitirá a las empresas distribuidoras, realizar un completo análisis de factibilidad técnica y económica sobre la inversión en la conexión de medios de generación distribuidos. Encontrar la metodología más conveniente de aplicar cuando un PMGD solicite la conexión en una red de distribución no siempre es fácil. Tomar las decisiones siempre implica riesgos, sobre todo al olvidar realizar un cálculo o simplemente informar una tarea. Desde el punto de vista de las empresas generadoras interesadas en conectar, se obtendrá una guía clara y precisa de los procesos que deben ejecutar al momento de solicitar la conexión al sistema de distribución y vender sus excedentes de energía.

La metodología se basa en el control de cada uno de los procesos informados en la NTCO y que se expondrán detalladamente en este trabajo. Además se analizaran en profundidad cada uno de los estudios necesarios y que la ley obliga a realizar al momento de enfrentar una la solicitud de conexión en una red de distribución para dar cumplimiento a los estándares de impacto técnico sobre el alimentador. Para estudiar el flujo de potencia, los efectos de cortocircuito en la red, la estabilidad dinámica del sistema y la coordinación de protecciones, se utilizará el software Power Factory DigSilent en su versión 15.1.7, el que nos permitirá desarrollar simulaciones con el fin de establecer los distintos impactos asociados a la conexión de un PMGD en la red.

Para probar la metodología propuesta, en una última instancia, se realizaran pruebas para cada uno de los estudios. Cabe destacar que se utilizará un modelo real de un alimentador en el sur del país, rural, con características y escenarios ficticios necesarios para hacer que el lector comprenda en profundidad cada uno de los pasos que se deben seguir. El modelo radial del alimentador, los equipos asociados y las características del alimentador son reales y facilitados por una empresa privada para realizar pruebas y simulaciones.

Objetivos generales

Sin duda uno de los principales objetivos es contribuir en el proceso de la integración de PMGD mediante la elaboración de una metodología que entregue directrices claras para llevar a cabo un análisis completo para la conexión de generadores distribuidos, identificando aspectos críticos a considerar en los estudios que deseen realizarse en un futuro.

También es importante el hecho de estudiar desde el punto de vista práctico la conexión de los PMGD a las redes eléctricas de distribución, considerando los aspectos económicos y técnicos desde el punto de vista de la empresa concesionaria del servicio público.

Algunos objetivos específicos que se persiguen en este trabajo son:

- Lograr modelar un alimentador y realizar simulaciones para determinar los distintos efectos que tendrá la conexión de la central ante contingencias o niveles de penetración propios de cada PMGD.
- Evaluar las inversiones y costos mínimos a informar al interesado en conectar.
- Aplicar la metodología de análisis para los estudios de impacto.
- Comparar con la actual legislación y emitir un procedimiento de trabajo para la conveniencia de la empresa distribuidora.
- Evaluar a mediano plazo las condiciones de pérdidas en los escenarios de distintas generadoras considerando el tiempo en el cual estén presentes.
- Extraer recomendaciones tras las simulaciones y estudios realizados para futuros proyectos que requieran realizar el proceso de conexión de PMGD.

El plan de trabajo que se utilizara será la revisión bibliográfica donde se buscara referenciar cada uno de los puntos que basan este trabajo, luego el estudio de la normativa nacional e internacional en búsqueda de cada uno de los aspectos relevantes necesarios para los estudios y procesos de conexión. Luego se aplicaran las normativas, se realizaran simulaciones con la metodología propuesta que permitan obtener los datos y efectos al conectar los medios de generación para finalmente realizar un exhaustivo análisis y conclusiones válidas del modelo desarrollado.

1 Generación distribuida

Chile, actualmente está expandiendo su generación de energía a todas las áreas de la red, incluyendo fuertemente el sector de distribución eléctrica, esto debido al aumento considerable de la demanda y las estrategias energéticas del país, plasmadas en las normativas impuestas por los gobiernos de turno. La generación distribuida es el futuro de las redes eléctricas y comienzan a ser una preocupación en el sentido de seguridad y calidad de la energía en las empresas distribuidoras.

1.1 Redes de distribución.

Las redes de distribución eléctrica corresponden a un conjunto de instalaciones, conformado principalmente por líneas, subestaciones y equipos, que permiten suministrar la potencia y energía originada por grandes centrales generadoras a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien, a usuarios ubicados fuera de estas zonas pero que se conectan a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

En Chile los sistemas de distribución son aquellas instalaciones de tensión nominal igual o inferior a los 23 [kV]. Dentro de las redes de distribución se distinguen dos subsistemas, diferenciados principalmente por los niveles de tensión de sus instalaciones. [2]

i. Sistemas de distribución primarios, que corresponden a las instalaciones de media tensión encargadas de proporcionar energía a los transformadores y las redes de baja tensión. Los niveles de tensión dependen si la zona es rural o urbana, variando desde los 12 kV hasta los 23 kV.
ii. Sistemas de distribución secundarios, son los sistemas encargados de entregar la energía en baja tensión a los usuarios finales, por lo que operan entre 380 V y 220 V.

En un esquema tradicional del sector eléctrico, la energía va desde las unidades generadoras, pasando por la transmisión, sub-transmisión, luego las distribución hasta llegar a los centros de consumo o clientes finales, que se ubican lejos de generación como se aprecia en la Figura 1-1.

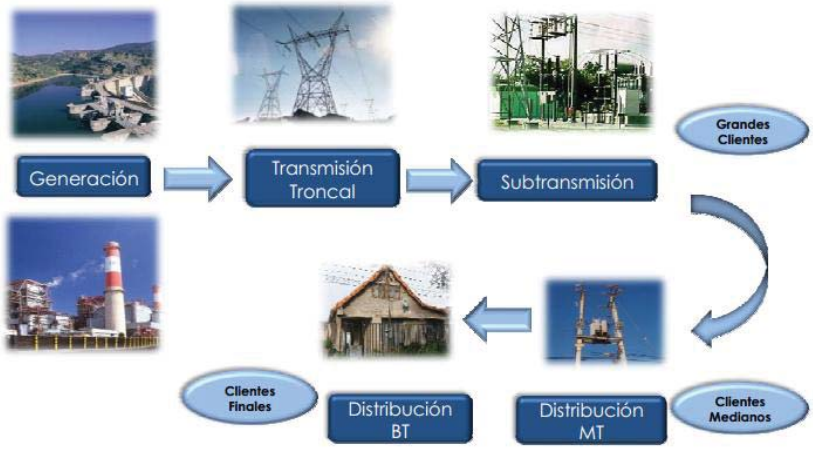


Figura 1-1 Esquema tradicional sector eléctrico [2] (Fuente www.cdecsic.cl)

1.2 Concepto de Generación Distribuida

Hoy en día, los diferentes expertos e instituciones no logran definir de común acuerdo el término de Generación Distribuida (GD). Sin embargo, existen ciertas ideas que tienen relación con el punto de conexión, propiedad, tipo y magnitud de las generadoras, relación con el nivel de tensión, el impacto medio ambiental y por último, si están o no sujetas a una planificación de despacho centralizado.

En general, la generación distribuida puede ser definida como una fuente de generación eléctrica conectada en las redes de distribución primaria, secundaria o terciaria, cercana a los consumos, de forma tal que no hace falta un sistema de transmisión para entregar dicha energía, sino que los generadores se conectan directamente a la red de distribución o bien en el lado del medidor correspondiente al consumidor como es el caso de los generadores residenciales.

Este tipo de generación admite toda clase de tecnologías, que pueden ser agrupadas según el impacto medioambiental (convencional y no convencional) o según el recurso energético que utilicen (renovables y no renovables). Algunas de ellas son las turbinas de ciclo combinado, combustión interna, turbina eólica, paneles fotovoltaicos, celdas de combustible, almacenamiento en baterías, micro turbinas, pequeñas centrales hidráulicas, etc.

1.3 Ventajes y desventajas de la Generación Distribuida

La introducción de la generación distribuida impacta la operación de las redes de distribución, causando los siguientes efectos:

- Flujo de potencia bidireccional
- Control de tensión
- Cambios en las pérdidas de la red
- Variabilidad del recurso
- Calidad de la energía generada

El flujo de potencia bidireccional tiene que ver con que la configuración tradicional de las redes de distribución tiene características resistivas ya que transportan la energía desde un punto hasta los consumos conectados a estas. De esta forma la GD produce flujo de potencia bidireccional al inyectar energía directamente en estas redes, pudiendo suministra energía a la red de transmisión.

El segundo punto guarda relación directa con el primero pues al cambiar los flujos de potencia se disminuyen las caídas de tensión naturales de las redes de distribución a causa de los conductores. Para evitar las alzas excesivas en el voltaje debido a la inyección de potencia activa y reactiva por parte de la GD, se debe mantener un control sobre la tensión.

Respecto a los cambios en las pérdidas de la red, esto ocurre debido a que la generación distribuida inyecta energía cercana a los consumos, se reduce las corrientes desde la transmisión provocando cambios en las pérdidas del alimentador. [3]

La variabilidad del recurso solo afecta a la GD de fuentes renovables, ya que estos tienen una variabilidad intrínseca. Así, la generación de energía está sujeta a la variación en la velocidad del viento, si el día está nublado o no, etc. [4]

El último punto tiene que ver con el tipo de conexión utilizada por la generación distribuida, dado que al utilizar inversores u otros equipos de electrónica de potencia, se inyectan armónicos de tensión y corriente a la red, cuyas magnitudes dependen del tipo de tecnología empleada en los conversores. [3]

A continuación presentamos algunas de las ventajas y beneficios de la GD en las redes de distribución. [5]

- Funcionamiento en isla. En caso de corte, el sistema puede seguir funcionando en pequeñas islas, esto solo si existe una coordinación y un sistema de protecciones adecuado.
- Reducción de las pérdidas en transmisión y distribución
- Reducción en la inversión en construcción de líneas de transmisión a largo plazo
- Mayor control en la energía reactiva
- Mayor regulación de tensión, mejorando los niveles de tensión en las barras.
- Incremento en el uso de energía renovable
- Reducción del número de interrupciones
- Incremento de la confiabilidad en el suministro eléctrico.
- Menor costo en inversiones en comparación con grandes generadoras
- Uso eficiente de la energía y reducción de emisiones contaminantes
- Descentralización de la propiedad del sector generación.

Las principales barreras o desventajas que encuentra la GD son las siguientes

- La tendencia a desconectarse al ocurrir un hueco de tensión, que es una disminución del voltaje por un cierto periodo de tiempo que produce desbalances de generación y demanda. [6]
- Redes de distribución típicamente radiales. La generación distribuida requiere de flujos que se mueven en ambas direcciones, por lo que surge la necesidad de tener sistemas enmallados o en anillo.
- Falta de desarrollo de algunas Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Este punto guarda directa relación con la poca inversión en el estudio y explotación de algunos recursos naturales como son la energía geotermia y mareomotriz en el caso de Chile.

1.4 Marco regulatorio nacional

El sector eléctrico se encuentra regulado por la ley general de servicios eléctricos (LGSE) contenida en el DFL N°1 de 1982, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N°4 del 2006 del ministerio de economía la cual ha sufrido una serie de modificaciones en búsqueda de solucionar las falencias iniciales.

También es importante mencionar el decreto supremo 327 que fija el reglamento de LGSE en el año 1998 y la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSyCS) del año 2009, que establece exigencias mínimas para el diseño de instalaciones y estándares de seguridad y calidad de servicio.

1.4.1 Estructura de la industria

La autoridad, a través del Ministerio de Energía, cumple con el rol de regular, fiscalizar y subsidiar el sistema eléctrico. Luego, la Comisión Nacional de Energía (CNE), es el organismo técnico encargado de analizar los precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas del sector. Y, finalmente, la superintendencia de electricidad y combustible (SEC) fija los estándares técnicos y fiscaliza su cumplimiento.

En Chile existen dos grandes sistemas interconectados, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), además de los sistemas menores de Aisén y Magallanes. Las empresas generadoras deben coordinar la operación de sus centrales a través de los Centros de Despacho Económico de Carga respectivos (CDEC-SIC y CDEC-SING). La función principal de los CDEC es velar por la seguridad del sistema y programar el despacho de las centrales de manera de satisfacer la demanda en todo momento al menor costo posible, sujeto a las restricciones de seguridad.

La estructura en Chile se divide en cuatro grandes protagonistas o agentes que son generación, transmisión, distribución y los clientes

Estos agentes interactúan en un mercado tipo pool o mancomunado. Este tipo de mercado permite dos tipos de interacciones comerciales

a) En el mercado de contratos

El mercado de contratos permite formar contratos bilaterales pactados libremente entre las partes, estableciendo una obligación de suministrar y comprar cierta cantidad de energía a un precio predeterminado. Las generadoras pueden firmar contratos con clientes libres o con distribuidoras, estos últimos dan suministro a clientes libres o regulados.

Los clientes libres pueden negociar libremente con las generadoras o con las distribuidoras el precio de la energía y la potencia requerida, además de las condiciones del contrato.

Los clientes regulados, al tener bajo consumo o poca capacidad para la negociación deben estar sujetos a una regulación centralizada. Los contratos entre generadoras y distribuidoras se deben realizar por medio de licitaciones públicas y la tarifa entre distribuidora y clientes está definida por el gobierno.

b) En el mercado spot

También llamado como mercado horario, es aquel al que acuden las generadoras para comprar y transferir energía y potencia entre sí para cumplir con compromisos contractuales de abastecimiento a clientes o distribuidoras suscritos en el mercado de contratos. Si no cumplen con el contrato se denominan empresas deficitarias. A su vez existen aquellas generadoras que despachan una cantidad de potencia superior a la comprometida, estas se conocen como empresas excedentarias. Esta transferencia de energía se realiza en el mercado spot. El CDEC es el encargado de determinar las transferencias físicas y monetarias a un precio spot, valorizando la energía en forma horaria al costo marginal.

Con el objetivo de dinamizar el mercado e incentivar la apareciendo de pequeñas generadoras, se desarrollaron alternativas de interacción excepcionales denominadas “interacción fuera de mercado”. Este tipo de interacción es la que utilizan los PMGD para negociar con las empresas distribuidoras. También la negociación que realizan los pequeños medios de generación con grandes empresas generadoras que deben cumplir con la ley 20/25 de ERNC que se revisara más adelante, realizan la interacción fuera de mercado.

1.4.2 La ley 19.940 (Ley corta I)

La ley corta I, publicada el 13 de marzo del año 2004, realizo modificaciones a dos artículos de la LGSE regulando el mercado de transmisión, clarificando sus tarifas y ayudando a pequeñas generadoras.

Se establece la liberación parcial del pago de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal para las fuentes no convencionales menores a 20 MW y total para los menores a 9 MW. En caso de ser necesarias obras de ampliación, estas deberán ser ejecutadas por la empresa distribuidora a costo del generador.

Además permite la conexión de Pequeños medios de generación distribuida al sistema de distribución para evacuar la energía generada y define los MGNC como todos aquellos cuya

energía provenga de la energía geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidráulicas, cogeneración y otros similares determinados fundamentadamente por la comisión.

Se asegura el derecho a la venta de energía a costo marginal y potencia a precio de nudo en el mercado mayorista (spot) a cualquier generador independiente del tamaño. [7]

1.4.3 La ley 20.018 (Ley corta II)

La ley corta II, publicada el 19 de mayo del año 2005, aseguró inversiones en generación debido a las licitaciones. Esto quiere decir, que da derecho a los PMGD y MGNC a suministrar energía a las empresas de distribución. El monto de los suministros está limitado al 5% de la demanda de los clientes regulados de la concesionaria. [8]

1.4.4 La Ley 20.257 (ERNC)

El compromiso del país con la sustentabilidad de su matriz energética y las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) llevo a promulgar la ley 20.257 durante abril del 2008, que obliga a las empresas que comercializan energía eléctrica con distribuidoras u otros clientes a realizar una oferta mínima.

Esta normativa tuvo su primera modificación el año 2010 con la ley 20/20, que fija una meta para el 2014 del 5% aumentando un 0.5% cada año hasta llegar el 2024 al 10%.

Finalmente, durante el 2013 se aprobó el proyecto de ley 20/25, que eleva la meta de inserción de la ERNC a un 20% para el año 2025. [9]

De esta forma se comienza a estimular la integración de las ERNC, todo para cubrir la necesidad de instalar 750 MW/año promedio y así atender los incrementos de demanda de los próximos años que se muestran en la Figura 1-2.

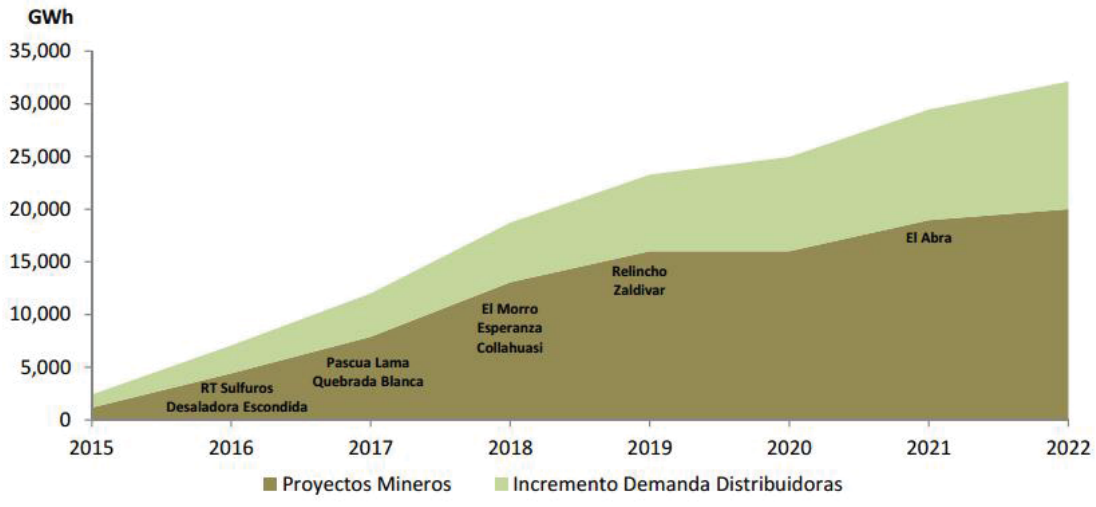


Figura 1-2 Incremento de la demanda energética en Chile [9] (fuente www.systep.cl)

1.4.5 Generadores residenciales

La generación distribuida residencial, conocida en todo el mundo con el nombre de Net-Metering o medición neta, es un concepto antiguo en el mundo y nuevo en Chile. Aunque por su nombre parece un tema complejo, consiste en la posibilidad de que cada persona genere energía eléctrica en su vivienda, pudiendo autoabastecerse y los excesos, poder venderlos a la empresa concesionaria del servicio eléctrico.

El Ingeniero Civil Industrial Eléctrico y profesor de la Universidad Católica, David Watts, lleva estudiando el Net-Metering durante años y, en su opinión, este sistema busca entregar al consumidor la posibilidad de contar con pequeños medios de generación distribuida, principalmente renovables o de bajas emisiones e inyectar el exceso de energía generada a la red. Con esto, se logra que el consumidor reduzca la energía demandada y facilita la instalación y uso de energías renovables a pequeña escala. [10]

El año 2007 el sistema de Net-Metering ya contaba con reglamentos que permitían la generación distribuida a nivel residencial en varios países, destacando Estados Unidos, Alemania, Japón, Suiza, México y Canadá. Incluso, Estados Unidos comenzó a implementarse en el año 1981 generando el impulso que el mundo necesitaba. [11]

Uno de los beneficios para Chile, si el sistema se comenzara a masificar rápidamente, sería la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, como el petróleo, y el carbón. Para los clientes residenciales y comerciales de baja tensión, es decir, los clientes BT1, BT2, BT3 y BT4, se rescata la reducción en los costos de la energía eléctrica. A nivel de las distribuidoras se reducen las pérdidas por transmisión.

1.4.6 La ley 20.751 Net-Metering en Chile

La ley de generación distribuida o Net-Metering se promulgo el año 2012 pero entró en vigencia el 22 de octubre del 2014 con el objetivo de otorgar a los clientes de las empresas distribuidoras el derecho de generar su propia energía eléctrica, auto consumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras. Corresponde a una modificación del artículo 149 de la LGSE y la incorporación de otros.

Esta ley permite a los usuarios finales o clientes regulados que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medio de ERNC o instalaciones de cogeneración eficiente de hasta 100 kW, inyectar al sistema de distribución sus excedentes a través de los respectivos empalmes. [12]

Esta inyección de energía debe ser valorizada al precio que los concesionarios del servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, dicha valorización deberá incorporar las menores pérdidas eléctricas de la concesionaria. Las inyecciones deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron. Los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales, no constituirán renta para todos los efectos legales.

La instalación de un equipamiento de generación y la tramitación de la conexión deberá ejecutarse por un instalador debidamente autorizado por la SEC. Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución y a costo del cliente regulado. La SEC pone a disposición de la ciudadanía toda la información necesaria para realizar este tipo de generación.

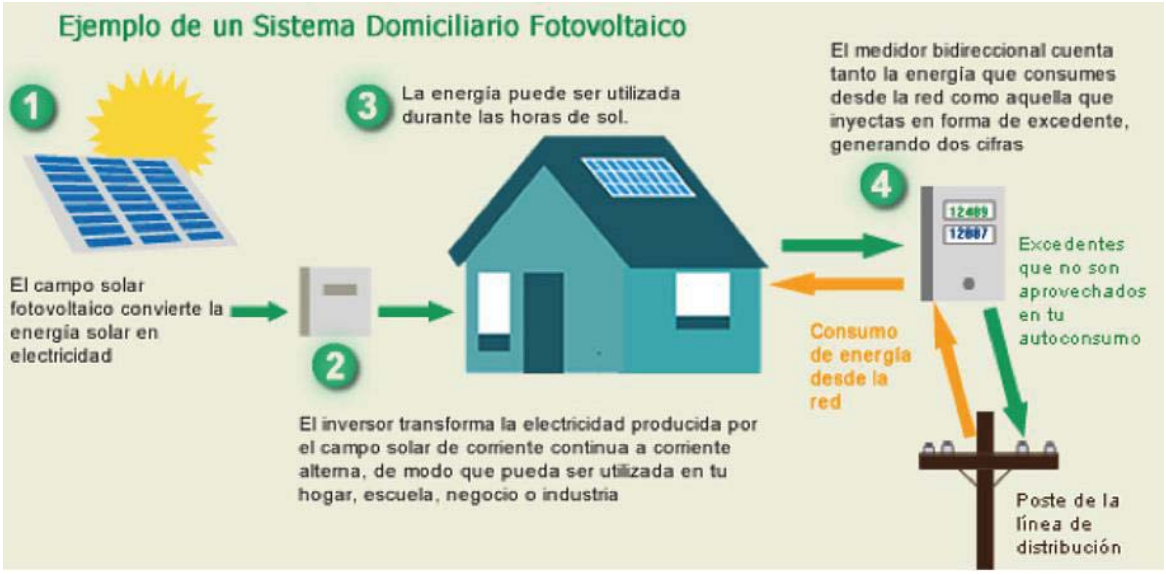


Figura 1-3 Esquema del funcionamiento de la ley 20.571 (fuente www.sec.cl)

1.4.7 Decreto supremo 244 y 101

El D.S. 244, promulgado en septiembre del 2005, sufrió unas modificaciones a través del Decreto 101 promulgado en agosto del 2014 y que entro en vigencia en septiembre del 2015. Posterior a esto, en julio del 2016 sufrió una última modificación, que es la utilizada para trabajar en este trabajo de título. Este decreto aprueba el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la LGSE. Se aplica a las empresas que posean 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 siguientes categorías: [13]

a) **Pequeños Medios de Generación Distribuida:** Medios de generación 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, en adelante PMGD.
b) **Pequeños Medios de Generación:** Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9 MW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, en adelante PMG.

c) **Medios de Generación No Convencionales:** Medios de generación renovables no convencionales e instalaciones de cogeneración eficiente cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20 MW, en adelante MGNC.

El decreto supremo 244 exige a todas las empresas distribuidoras permitir la conexión de cualquier PMGD que pueda conectarse a la red ya sea mediante líneas propias o de terceros. Así mismo, exige a las empresas distribuidoras entregar toda la información necesaria a los interesados para la adecuada instalación, diseño y evaluación de la conexión del PMGD. Por otra parte, fija los precios con que los medios de generación deben vender la energía que evacuan al costo marginal instantáneo y los excedentes al precio de nudo de potencia.

Con respecto a la operación de la máquina, el decreto establece que todo PMGD operara con auto-despacho, considerando que esta no dispone de la capacidad de regulación de sus excedentes, siendo los propietarios u operadores los responsables de terminar la potencia inyectada a la red. Por otra parte los PMG podrán optar a la opción de funcionar con auto-despacho solicitándolo previamente al CDEC

El Decreto 101 clasifica a los proyectos como impacto significativo o no significativo debiendo el interesado solicitar evaluación para verificar si cumple las exigencias de la norma técnica y reglamento establecido.

1.5 Estandares internacionales de la Generación Distribuida

A nivel internacional, al igual que en Chile, se están desarrollando metodologías que permitan la GD mediante ERNC. A comienzos del 2007, la capacidad instalada de generación eléctrica mediante energías renovables alcanzaba los 182 GW a nivel mundial, equivalente a un 4% de la capacidad instalada total. [14]

En el mundo se han utilizado dos esquemas económicos para estudiar la conexión de la GD. El primero “Freed-in system” o sistema de precio fijo que obliga a las compañías distribuidoras a conectar a todos los generadores renovables que soliciten conexión y el precio de la energía es regulado por la autoridad. El segundo esquema es “Quata model” o certificado verde que obliga a los comercializadores a que una ración de la energía vendida provenga de compras a generadores de energía renovables.

Algunos países que utilizan estos esquemas son: [14]

- España, que utiliza el sistema de precio fijo para generadores de energías renovables, pero la compañía distribuidora está obligada a dar conexión solo cuando la red sea capaz de evacuar la energía.
- Alemania, también con el sistema de precio fijo. Pero en este caso, la empresa distribuidora reporta los costos asociados a la conexión como costos adicionales dentro de la red, de modo que mediante el sistema de tarificación estos son prorrateados a todos los consumidores.

- En Inglaterra los costos de expansión de la red asociados a la conexión de GD renovables son financiados por el generador, estos costos son calculados a través del gobierno.
- Australia utiliza el esquema de certificados verdes. Los generadores deben negociar directamente el precio de conexión con las empresas distribuidoras.

Para lograr visualizar el avance internacional en la materia en estudio se revisara el estándar IEEE 1547 que analizan la GD.

- El Estándar IEEE 1547-2003 se centra en las especificaciones técnicas para la regulación de la propia interconexión. Proporciona requerimientos para la ejecución, operación, pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión. Enfocado a generación menor a 10 MVA, no hace diferencia de la tecnología utilizada. Algunas de las consideraciones señaladas en el documento son la regulación de voltaje, sincronización, puesta a tierra, protecciones, entre otras.
- El Estándar IEEE 1547.3-2007 tiene como objetivo facilitar la interoperabilidad de los recursos distribuidos y ayuda a definir aspectos de supervisión y monitoreo de los proyectos en GD. Este documento proporciona directrices en lugar de una obligación [15].

1.6 Situación actual de la Generación Distribuida en Chile

Las empresas integrantes del CDEC-SIC se dividen en 5 segmentos que son:

- Segmento de generación menor a 200 MW
- Segmento de generación igual o superior a 200 MW
- Segmento de transmisión troncal
- Segmento de subtransmisión
- Segmento de clientes libres

Las empresas pertenecientes al segundo segmento (Generación igual o superior a 200 MW) son las que aparecen en la Tabla 1-1, esta información obtenida del Reporte anual del CDEC-SIC [16].

Tabla 1-1 Empresas integrantes del segundo segmento

Empresa integrante	Capacidad instalada [MW]	Participación [%]
Endesa	5.255,9	34,6 %
Colbún	3.305,1	21,8 %
AES Gener	1.923,5	12,7 %
Guacolda	608,0	4,0 %
Duke Energy	359,2	2,4 %
Enlasa	283,7	1,9 %
Arauco Bioenergía	224,3	1,5 %

Estas empresas son las mayores responsables de llegar al 20% de generación con ERNC al año 2025.

En la Figura 1-4 se puede ver el crecimiento de la PMGD en Chile. Recordemos que corresponden a los medios de generación iguales o inferiores a 9 MW utilizando instalaciones de distribución para inyectar su producción.

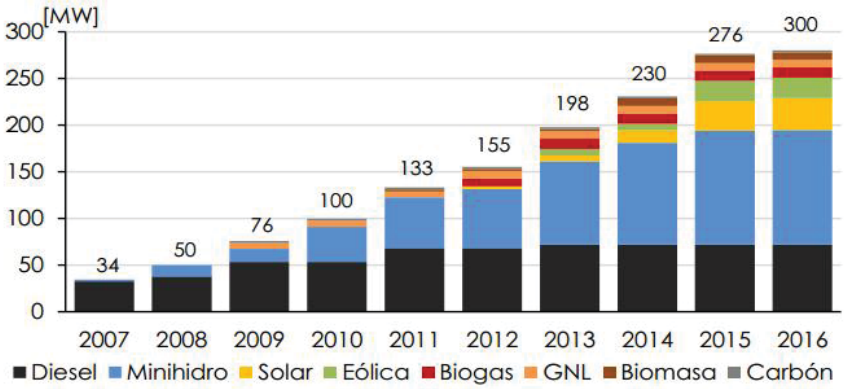
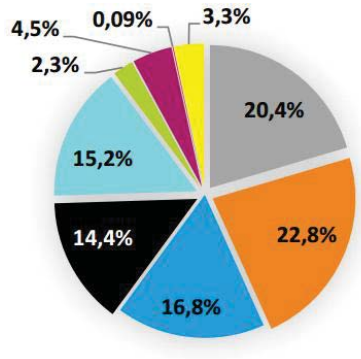


Figura 1-4 Potencia PMGD instalada en el SIC y el SING [17](fuente www.systep.cl)

En la actualidad hay instalada una capacidad de 300 MW con sistemas PMGD, aunque no toda corresponde a ERNC pero, en la Figura. 1-4 podemos notar un estancamiento de la instalación de generadores diésel el año 2012 y un aumento en uso del recurso solar y mini-hidro. A marzo del año 2016, el SIC tiene una capacidad instalada de 16.052 MW y el SING 4.162 MW, dando un total entre ambos sistemas de 20.214 MW, lo que corresponde al 99% de la generación Nacional. Por lo tanto un 1,48% de la capacidad total del sistema corresponde a PMGD.

La Figura 1-5 muestra el porcentaje correspondiente a la capacidad instalada con los distintos medios de generación más importantes en Chile, lo que corresponde a un 3,3% en energía solar, un 4,5% en energía Eólica y un 2,3% en energía de Biomasa. [18]



SIC + SING	Capacidad [MW]
Gas Natural	4.128,8
Carbón	4.615,1
Embalse	3.402,0
Derivados Petróleo	2.915,5
Pasada	3.078,8
Biomasa	470,7
Eólico	909,9
Cogeneración	17,5
Solar	676,2
Total	20.214,4

Figura 1-5 Capacidad instalada en el SIC y el SING [18] (fuente www.generadoras.cl)

Respecto a las ERNC, a marzo del 2016 se encuentran en operación 2.864 MW de potencia instalada lo que corresponde a un 14,2% de la capacidad a nivel nacional. En la figura 1-5 podemos apreciar el balance mensual de inyecciones y obligaciones de ERNC de acuerdo a la ley, comparando la inyección reconocida por tecnología (Grafico de barras) y la obligación que impone la ley (línea punteada).

Cabe señalar que la ley 20.257 establece una obligación del 6% sobre el retiro de energías afectos a esta ley.

Sin duda la generación mediante ERNC y la instalación de PMGD seguirá creciendo en Chile pues las políticas energéticas y las necesidades de los clientes apuntan a mejorar la calidad del suministro eléctrico.

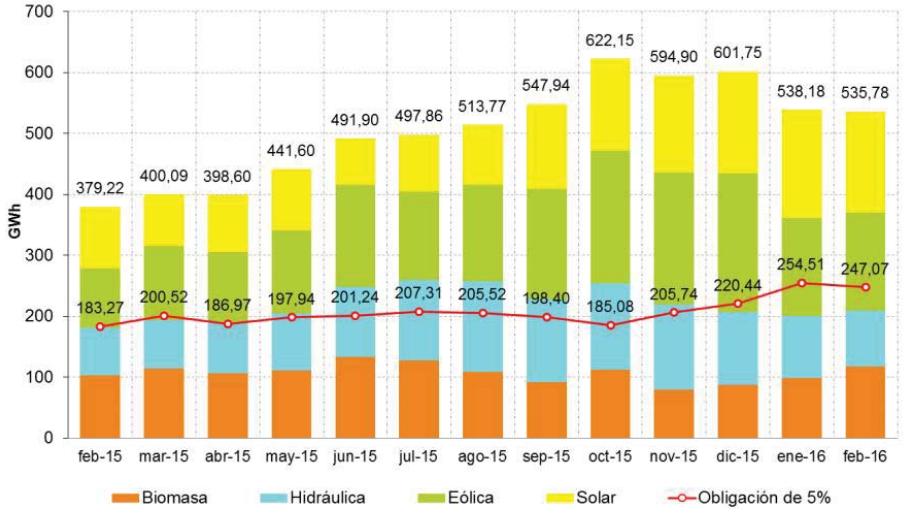


Figura 1-6 Inyección reconocida ERNC [18] (fuente www.generadoras.cl)

1.7 Pequeños Medios de Generación Distribuida PMGD

Recordemos que según el decreto 244 los PMGD corresponden a aquellos medios de generación cuyos excedentes de capacidad son iguales o menores a 9 MW, utilizando instalaciones de la red de distribución para inyectar su producción al sistema. Para ello deben cumplir con las exigencias normativas de calidad y seguridad del servicio.

También sabemos que el 1,48% de la potencia instalada en Chile corresponde a PMGD que son aproximadamente 300 MW. Ahora, si hacemos un recuento histórico de la PMGD en Chile podemos decir que según el CDEC-SIC, en año 2008 existían 48 pequeños medios de GD con un total de 57 MW de potencia instalada de las cuales el 47% correspondía a generación térmica diésel y el 53% a generación hidráulica. Los PMGD tienen efectos que se pueden observar sobre la red frente a contingencias ocurridas que dependen en gran medida de las características del sistema, su configuración, topología, capacidad, condiciones de operación, etc. Para evaluar estos impactos generalmente se realizan 3 tipos de estudios: [17]

- Evaluación del impacto respecto a la ubicación del PMGD
- Evaluación del impacto respecto a la capacidad de generación
- Evaluación del impacto dependiendo la tecnología de la máquina

Los PMGD operan con auto-despacho, decidiendo la potencia y la energía a inyectar a la red. Si el medio de generación es con ERNC, pueden estar exentos del pago por los peajes troncales y de subtransmisión. Puede darse el caso, como en Europa y EEUU, que la alta penetración PMGD renovable, por su origen intermitente (solar y eólico) y al ser auto-despachables, provoquen dificultades en la operación del sistema llegando incluso a desacoples a nivel de subtransmisión, más aún si las centrales se concentraran en una localidad rural en particular. Esto ha llevado a estudiar soluciones como sistemas de respaldo, gestión de la demanda o incluso operadores a nivel de distribución para aumentar el nivel de previsión. [17]

2 Norma técnica de conexión y operación de PMGD

La norma técnica se ha modificado constantemente los últimos años, actualizando su contenido a medida que las exigencias del mercado lo requieren. Manejar los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los pequeños medios de generación distribuidos en redes de media tensión pertenecientes a las concesionarias del servicio público de distribución de electricidad, es altamente necesario al momento de iniciar un proceso de formulación de algún proyecto de generación distribuida, es por eso que este capítulo se vuelve una base fundamental para el desarrollo de un PMGD.

2.1 Introducción

Gran parte de la información que se entregara en el actual capítulo se obtuvo del decreto 101 y la nueva Norma Técnica de Conexión y Operación en adelante NTCO, que fue actualizada por última vez en julio del 2016, clasifica a los proyectos PMGD en como impacto significativo o no significativo, lo cual influye directamente en si se tendrán que realizar estudios y modificaciones de la red donde solicitan conectarse.

En la NTCO se establecen los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los PMGD en las redes de media tensión pertenecientes a la concesionaria del servicio público de electricidad. Es por ello que en el presente capítulo se estudiara el nuevo decreto y la actual normativa para un adecuando cumplimiento de las disposiciones técnicas al conectar un PMGD a la red.

La NTCO fija:

- Los requisitos mínimos para las protecciones, sincronización y medida que serán exigibles al PMGD para su conexión.
- Como operara el PMGD de manera de cumplir las exigencias de seguridad y calidad del servicio vigente.
- Procedimiento del PMGD y distribuidora para autorizar la conexión o la modificación de algún medio de generación
- Procedimiento de PMGD y distribuidora para la puesta en servicio

- Protocolos de prueba del PMGD a fin de verificarlas condiciones de su conexión
- Procedimientos y metodologías para establecer el impacto del PMGD a la red
- Los estudios para realizas el ICC
- Criterio para determinar la zona adyacente al punto de conexión

Todas las exigencias de la norma técnica son aplicables a los PMGD conectados en media tensión. Debemos dejar claro que existe una NTCO para baja tensión que para nuestro caso de estudio no será analizada.

2.2 Procedimiento de conexión

Se debe tener claridad que de acuerdo al decreto supremo 244 en conjunto con su última modificación (Decreto 101), en su artículo 7 dice que la empresa distribuidora deberá permitir que una empresa generadora se conecte a su red con líneas propias o de terceros no sin antes realizar los estudios necesarios para el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad establecidos.

2.2.1 Intercambio de información

El interesado en conectar un PMGD a una red de distribución cualquiera, primero deberá dar aviso de su intención de conectarse a la empresa distribuidora incluyendo los siguientes datos:

- Características principales del PMGD incluyendo vida útil y punto de conexión.
- Si es modificación, las características principales de la modificación en conexión y/u operación.
- Antecedentes del interesado o representante legal de la generadora.
- Solicitud de información relevante para el diseño, conexión y operación.
- Solicitud de información relevante para la modificación en conexión u operación.

Además, deberá solicitar a la empresa concesionaria de la línea toda la información necesaria a través del Formulario n° 1. También, deberá hacer llegar una copia de esta solicitud y el formulario n°1 a la SEC.

La empresa distribuidora en primera instancia deberá informar el interés de conectarse de un nuevo PMGD a todos los demás interesados que se encuentren en proceso de solicitud de conexión o modificación, que se encuentren operando actualmente en el alimentador seleccionado y a aquellos que en los últimos dos años hayan manifestado su intención de conectarse o con anterioridad a dicho plazo, solo si su informe de criterios de conexión (ICC) se encuentra vigente. Todo esto en un plazo no mayor a 5 días. Luego, deberá responder con todo detalle en un plazo máximo de 15 días a la empresa interesada en conectar incluyendo:

- Formulario n°2, Antecedentes de la empresa distribuidora
- Copia en borrador del contrato
- Nómina de los interesados en conectar o modificar y el punto de conexión.

- La nómina de los PMGD que actualmente operan en el alimentador y que se encuentran en la zona adyacente del interesado
- Cronograma de todas las Solicitudes de Conexión a la Red (SCR) en trámite el cual debe contener la fecha estimada de conexión y el punto.
- Listado de los estudios que posiblemente debiera realizar dependiendo de cómo sea clasificado posteriormente.

2.2.2 Solicitud de conexión a la red

Ahora el interesado ya puede presentar ante la empresa distribuidora respectiva la Solicitud de Conexión a la Red (SCR) a través del formulario n°3, junto con un cronograma de la ejecución del proyecto y si estima pertinente, una propuesta de etapas para la realización de los estudios. En el formulario el interesado deberá señalar si desea ser evaluado como un PMGD de impacto no significativo (INS), esto si cumple con que la potencia activa inyectada sea menor o igual a 1,5 MW. La distribuidora debe enviar copia de esta solicitud a la SEC y al CDEC dentro de los 3 días siguientes.

Cabe la posibilidad de que existan solicitudes de conexión a la red asociadas al mismo alimentador entregadas durante el mismo periodo de evaluación. En este caso deberán ser resueltos por la hora y fecha de la presentación de las solicitudes.

Dentro de los 10 días siguientes a la solicitud la distribuidora deberá comunicar a todos los interesados en conectar y/o modificar que estén dentro de la zona adyacente la nueva solicitud ingresada. La empresa distribuidora puede solicitar al interesado complementar la información del SCR quien debe responder en un plazo no mayor a 15 días. Si esta solicitud se realiza, el interesado tiene la opción de responderla y completar nuevamente el formulario n°3 para entregárselo a la distribuidora o simplemente tiene la opción de desestimarla y presentar un nuevo SCR.

Una vez ya definitivo el SCR y en conformidad de la distribuidora, esta deberá comparar la demanda mínima del alimentador con la máxima inyección coincidente de los PMGD conectados añadiendo la máxima inyección del PMGD del interesado. Si la inyección del PMGD es mayor a la demanda mínima, la empresa distribuidora deberá enviar a la empresa propietaria de las instalaciones de subtransmisión una copia del formulario 3 y comunicar al propietario y a la SEC de este aviso.

La empresa subtransmisora tendrá un plazo de 15 días hábiles para informe a la empresa distribuidora correspondiente el tiempo que tomara realizar las obras tal que las inyecciones del PMGD puedan ser evacuadas al sistema y no causen problemas de seguridad y calidad de servicio. Esta respuesta indicara cómo y en qué plazo la empresa cubrirá las necesidades requeridas para cumplir con el servicio de transporte de acuerdo a la normativa vigente.

La empresa distribuidora NO PODRA solicitar antecedentes adicionales a los establecidos en el reglamento y normativa, tampoco podrá imponer condiciones técnicas para la conexión y operación del PMGD que no estén estipuladas.

Finalmente, como máximo 20 días después de recibido el SCR debe informarse al propietario del PMGD si cumple o no con lo establecido en el artículo 34 bis y 34 ter del DS 244 e indicar los estudios técnicos a realizar, etapas de los mismos, plazos y costos si corresponde. Para ello debe utilizarse el formulario n°4.

2.3 Determinación de Impacto No Significativo

En el caso que el interesado en conectarse haya solicitado evaluación como INS deberá cumplir que sus excedentes de potencia sean menores o iguales a 1,5 KW como fue mencionado anteriormente, además deberá cumplir con los siguientes puntos

a) Requisito de flujo de potencia

Como debemos asegurar que la potencia inyectada en un determinado tramo del alimentador no sobrepase la capacidad de diseño de ésta, se debe verificar si se cumple que la potencia a inyectar es igual o inferior a la capacidad de diseño del alimentador en el tramo en el cual se conectara.

La verificación que se presenta a continuación se utilizara solo si no existen otros medios de generación en el alimentador, ni existen PMGD previstos a conectar.

$$\text{PMI} \leq 0{,}85 \bullet Cap_{diseño} \tag{2-1}$$

Donde

PMI Potencia Máxima a Inyectar por el PMGD en MW

$Cap_{diseño}$ Capacidad de diseño del tramo de alimentador donde se encontrara el punto de conexión del PMGD, expresado en MW. Se entenderá capacidad de diseño como la potencia máxima que pueda transmitir una sección de línea de distribución sin superar sus límites térmicos. A efecto de representar dicha capacidad en MVA, se debe suponer factor de potencia equivalente a 0,93.

En el caso de que algún equipamiento de maniobra, protección o parte del alimentador ubicado aguas arriba del punto de conexión tenga menor capacidad que un segmento aguas abajo, la verificación deberá realizarse considerando la menor capacidad de diseño de la red aguas arriba analizada.

Si un fusible limita la potencia máxima a inyectar este deberá ser cambiado por el interesado en conectar para así seguir siendo evaluado como INS.

b) Requisitos de variación de tensión en el alimentador

La variación de tensión que genera un PMGD se calcula de la siguiente forma

$$\Delta V = \frac{S_{PMGD} \bullet \cos(\varphi - \sigma)}{S_{CC}} \quad (2\text{-}2)$$

Donde

S_{PMGD} Potencia Aparente del PMGD en MVA

S_{CC} Potencia de cortocircuito en el punto de conexión en MVA

φ Ángulo de impedancia de la red en el punto de conexión en grados o rad.

σ Ángulo entre la corriente y la tensión del PMGD en grados o rad.

Para que se considere que el PMGD cumple con el criterio de tensión, la variación de tensión deberá cumplir la siguiente relación en dos puntos seleccionados por la distribuidora. El factor de potencia aceptable será entre 0,95 inductivo y 0,96 capacitivo.

$$\Delta V_{urbanos} \leq 6\%$$

$$\Delta V_{rurales} \leq 8\%$$

c) Caso de generador asíncrono

En el caso que le PMGD emplee un generador asíncrono (se excluyen aquellos que funcionen con inversor) se deberá verificar que se cumpla la siguiente expresión

$$K_{VS} = \frac{S_{CC}}{K_{man} \bullet S_{PMGD}} \quad (2\text{-}3)$$

Donde

K_{man}: 4 para generadores doblemente alimentados, 6 para generadores directamente conectados.

K_{VS}: Constante de variación de tensión máxima en sincronización, equivale a 16

d) Aporte del PMGD a la corriente de cortocircuito

Para verificar el aporte del PMGD a la corriente de cortocircuito, se utiliza el modelo del alimentador que posea la empresa distribuidora a través de un software o en su defecto se calcula obteniendo de cualquier modo los niveles de cortocircuito en los puntos donde existan equipos de interrupción en el alimentador, considerando tanto los aportes del Sistema interconectado como las fuentes contribuyentes.

Se considerada que cumple con el criterio siempre y cuando el cálculo anterior resulte que ningún equipo de interrupción sobrepase el 85% de su capacidad de ruptura.

e) Requisito de coordinación de protecciones

Se debe verificar que el sistema de protecciones proyectado permita mantener una adecuada coordinación con el sistema de distribución.

Se definen dos Escenarios:

- Nivel si el sistema presenta una curva extremadamente inversa, entonces el PMGD debe cumplir con que el nivel de cortocircuito no aumente más del 5% respecto del mismo sin PMGD
- Nivel si el sistema no presenta una curva extremadamente inversa, entonces el PMGD debe cumplir con que el nivel de cortocircuito no aumente más del 10% respecto del mismo sin PMGD.

2.4 Determinación impacto significativo

Ahora, si un PMGD no clasifica como Impacto No Significativo, deben realizarse una serie de estudios técnicos y determinación de costos.

2.4.1 Estudios técnicos

La empresa concesionaria del servicio público deberá indicar en el formulario N°4, los estudios técnicos que se deben realizar para evaluar el impacto del PMGD a la red.

Los estudios deben realizarse a través de un modelo eléctrico del alimentador, considerando impedancias y las longitudes de cada segmento del alimentador. Se deben modelar los medios de generación existentes en la red, aquellos previstos a conectar y los proyectos futuros que informe la empresa distribuidora. No se consideraran en estos estudios los medios de generación de emergencia móvil y generadores convencionales que presenten un factor de planta durante el año anterior a la evaluación menor al 5%. Los estudios técnicos son:

a) Estudio de flujo de potencia

Objetivo: Verificar que luego de la conexión del PMGD, considerando sus inyecciones de potencia activa y reactiva ($-0{,}96 \leq FP \leq 0{,}95$), se cumpla:

- Las tensiones en los nodos del alimentador de distribución se encuentren dentro de los rangos establecidos en la normativa vigente.
- El impacto individual del PMGD por elevación de tensión cumpla con no generar oscilaciones de tensión en el punto de conexión mayores a un 6% de la tensión previa a la sincronización y sin originar un parpadeo que sea molesto para otros usuarios del sistema de distribución, lo anterior se medirá conforme a lo establecido en la normativa vigente.

- Los niveles de carga en los elementos del alimentador de distribución no superen el 85% de la capacidad térmica.

Los escenarios mínimos corresponderán a los casos más exigentes que puedan ocurrir en la operación del alimentador informados por la empresa distribuidora

- Demanda máxima neta del alimentador
- Demanda mínima neta del alimentador

Para la ejecución del estudio se consideraran los siguientes aspectos:

- La tensión en la cabecera del alimentador tendrá una magnitud que será congruente con la consigna de tensión en caso que le transformador de la subestación primaria cuente con cambiador de tomas bajo carga, o con el rango de tensión en estado normal informado por la distribuidora. Esta información deberá ser coherente con el perfil de tensiones que cumpla con los rangos establecidos por la normativa vigente. Si no se cuenta con la información se supondrá un valor que cumpla con los rangos indicados.
- Las cargas del alimentador se modelaran en los puntos donde existen transformadores de distribución, ponderando los niveles de carga del alimentador en función de la potencia nominal de los transformadores de distribución. La empresa distribuidora entregara la información del factor de potencia de dichas cargas, de no tener esta información se realizaran supuestos coherentes con la norma vigente.

b) Estudio de cortocircuito

Objetivo: Verificar que luego de la conexión del PMGD, no se sobrepasaran las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del alimentador de distribución. Como margen de seguridad se considerara aceptable que las corrientes de corto circuito a interrumpir por el equipo sean iguales o menores al 85% respecto de su capacidad de ruptura.

Para la realización de este estudio se deberá considerar corto circuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos y bifásicos a tierra. Para verificar el correcto cumplimiento de las protecciones se utilizara la corriente de corto circuito más alta obtenida.

c) Estudio de coordinación de protecciones

Objetivo: Verificar la correcta coordinación del sistema de protecciones existente en el alimentador donde se conectara el PMGD, además definir los criterios y ajustes necesarias de estas protecciones que permitan una adecuada selectividad, sensibilidad y rapidez ante fallas.

Para realizar este estudio, al modelo eléctrico utilizado se le incorporaran los equipos de protecciones asociados a la red de distribución, los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria, del transformador asociado al PMGD en estudio, los transformadores de los medios de generación existentes y los provistos a conectar. Si existen impedancias asociadas al neutro del transformador, estas deben ser modeladas.

Los puntos de falla mínimos a evaluar son los siguientes:

- Zona protegida por el segundo equipo de protección aguas abajo del punto de conexión del PMGD
- Aguas arriba del primer equipo de protección perteneciente a la red de distribución más próximo al punto de conexión del PMGD.
- Tramo de conexión entre el punto de conexión y los equipos de generación en MT.
- Tramo inmediatamente posterior a la cabecera del alimentador adyacente que tenga asociado el tiempo de operación ante una falla en dicho punto

La empresa distribuidora tiene que definir en el formulario 4 los tipos de fallas e impedancias asociadas a evaluar en el estudio de protecciones y eventuales puntos de falla adicionales a ser analizados

Si el PMGD invierte flujo en la cabecera del alimentador, se incluirán en el estudio de protecciones las protecciones de todos los alimentadores conectados al mismo transformador de subtransmisión.

2.4.2 Empresas distribuidoras conectadas a servicios auxiliares de un generador

Previa solicitud al CDEC, el propietario de una PMGD puede limitar las inyecciones de energía para evitar la inversión de flujos hacia la central generadora pudiendo afectar esto la continuidad del servicio. Sera el dueño del PMGD quien implemente los automatismos necesarios para limitar sus inyecciones.

2.4.3 Determinación de los costos de conexión

Este estudio debe ser realizado por la empresa distribuidora y serán determinados de acuerdo a la siguiente expresión

$$\mathrm{CC} = \sum_{i=1}^{VU} VP(CProy_{PMGD})i - \sum_{i=1}^{VU} VP\left(CProy_{NO_PMGD}\right)i$$

$VP(CProy_{PMGD})i$ Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuida CONSIDERANDO LA OPERACIÓN DEL PMGD.

$VP\left(CProy_{NO_PMGD}\right)i$ Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuida SIN CONSIDERAR LA OPERACIÓN DEL PMGD.

No serán considerados los costos por compra de energía. Lo anterior deberá ser calculado desde el año uno hasta el fin de la vida útil del PMGD.

El cálculo deberá realizarse en dos etapas

Etapa 1, Inversiones estructurales

Corresponderán a las inversiones necesarias para mantener las variables eléctricas del sistema de distribución dentro del rango determinado por la normativa vigente. Para determinar la necesidad de este tipo de inversiones, se deberá evaluar la red de distribución frente a dos escenarios para cada año

1. Escenario de demanda neta máxima en el sistema de distribución
2. Escenario de demanda neta mínima en el sistema de distribución

Etapa 2, Evaluación económica

Se debe realizar una evaluación económica de la expansión óptima de la red de distribución a través de la siguiente función objetivo

$$\text{F.O.} = \min \sum_{i=1}^{VU} VNR + CE + CPérdidas$$

VNR	Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones del sistema de distribución bajo estudio.
CE	Costos de explotación asociados a la zona de la distribuidora.
CPérdidas	Costo de las pérdidas del sistema de distribución, valorizadas de acuerdo al Precio Equivalente de la subestación primaria de distribución menos el Ajuste o Recargo correspondiente de acuerdo al Decreto de Precio Nudo Promedio vigente.

Deben realizarse flujos de potencia horarios y técnica de reducción de escenarios (vente días representativos del año). El primer año se podrá evaluar si requiere expansiones adicionales, en caso de justificarse una expansión en el último año, se debe aplicar la metodología para cada año del horizonte de evaluación, para determinar el año exacto en que el costo de pérdidas justifica expansión. La valorización de las instalaciones deberá basarse en los componentes, costos de montaje asociado y recargos, establecidos en el VNR vigente en la Empresa Distribuidora.

Deberán considerarse los PMGD que se encuentran en funcionamiento en la fecha de evaluación y aquellos que se encuentren con su ICC vigente. No podrán formar parte de ninguna de estas dos etapas los Generadores de Emergencia Móvil y generadores convencionales que presenten un factor de planta menor al 5%, durante el año anterior a la evaluación.

2.5 Factor de Referenciación

Las inyecciones de energía y potencia deberán ser referidas a la barra de la subestación de distribución primaria asociada al PMGD, para ellos se utilizara el factor de referenciación (FR), que debe ser calculado por la empresa distribuidora dos veces al año (1 de diciembre y 1 de junio) y entregados al CDEC y al propietario del PMGD para ser revisado y realizar observaciones si fuese necesario. Se deberán usar como datos de demanda del alimentador y generación de los PMGD los registros de los últimos doce meses. Los FR calculados deberán ser aplicados a más tardar el 1 de enero y el 1 de julio.

Metodologia de cálculo del FR

El FR será idéntico para todos los PMGD conectados a un alimentador y se calculara para cada mes del año considerando perfiles de demandad y generación diarios para tres bloques horarios. Día de 08:01 a 18:00, tarde de 18:01 a 23:59 y noche de 00:00 a 08:00

$$FR_{L,M,B} = 1 + \frac{\sum_{h=1}^{N}(PLoss_{o(h,M,B)} - PLoss_{PMGD(h,M,B)})}{\sum_{h=1}^{N}\sum_{i=1}^{K} PMGD_{i,h,M,B}}$$

$FR_{L,M,B}$	Factor de Referenciación conectado al alimentador L, para el mes M y el bloque horario B.
$PLoss_{o(h,M,B)}$	Pérdidas del alimentador L, sin considerar ningún PMGD conectado para la hora h, del mes M y bloque horario B.
$PLoss_{PMGD(h,M,B)}$	Pérdidas del alimentador L, considerando PMGD conectado para la hora h, del mes M y bloque horario B.
$PMGD_{i,h,M,B}$	Potencia generada por el PMGD i, durante la hora h, del mes M y bloque horario B.
$N\ y\ K$	Cantidad de horas y cantidad de PMGD conectados al alimentador L

No deberá ser considerado en este análisis generadores; de emergencia móviles y los generadores convencionales que presenten un factor de planta del año anterior al año de evaluación, menor al 5%. Si a un alimentador no se le ha calculador su FR, este se considerara uno hasta que se realice el proceso de cálculo.

2.6 Exigencias técnicas para la conexión al sistema de distribución

El PMGD adquiere la calidad de usuario del SD y deberá mantener el buen estado el conjunto de líneas, empalmes y equipos eléctricos desde el empalme hasta sus unidades generadoras. La empresa distribuidora puede solicitarle al propietario que efectué mantenimiento o reparaciones que sean necesarias.

Además, el PMGD deberá contar con un sistema de comunicación en todo momento, correspondiente a vínculo telefónico y/o radiocomunicaciones, que será utilizado para verificar el estado de la conexión al alimentador cuando la empresa distribuidora lo estime necesario.

Generalidades

- La conexión del PMGD se hará a través de transformadores elevadores de tensión conectados en "Dy" o "Yd" con sus correspondientes esquemas de protecciones.
- Para PMGD asíncronos sin equipos de electrónica de potencia, la velocidad de partida debe estar dentro del 95% y 105% de la velocidad de sincronismo.
- Si el PMGD solo pudiera partir como motor, deberá convenir con la distribuidora las condiciones de conexión.
- Los PMGD sincrónicos dispondrán de un control de excitación que permita regular la energía reactiva suministrada por la red. Deberá poseer un equipo automático, requerido para cumplir con las condiciones de sincronización y contener un equipamiento de medida, consistente en un doble medidor de frecuencia, un doble medidor de tensión y un medidor de tensión de secuencia cero.

2.6.1 Instalaciones de conexión

Para las instalaciones de conexión del PMGD se dispondrá de un alimentador de consumos propio del SD y un servicio auxiliar independiente, normalmente baterías, el cual debe tener una autonomía mínima de 8 horas, capaz de operar todos los elementos secundarios, protecciones y auxiliares. Las instalaciones Deberán contar con una puesta a tierra que no altere la coordinación de protecciones. Se constituirá de los siguientes elementos

Desconectador

Deberá ser de apertura visible, estará ubicado en el punto de conexión al SD, será accesible en todo momento al personal de la empresa distribuido y deberá tener un letrero que diga "peligro, generador conectado"

Equipamiento de medida

Destinados a la facturación y control, estará ubicado cercano del punto de conexión según lo acordado entre las partes. Los sistemas de medida pueden ser de dos formas, de acuerdo a la NTSyCS vigente, que lleva el título de "Sistemas de medidas para transferencias económicas" o pueden implementar un canal de comunicación con tecnología GPRS o superior, la que permitiría conectarse al sistema SCADA de la empresa distribuidora, permitiendo así conocer el estado del PMGD en caso de falla. En ambos casos debe mantenerse un canal de comunicación con el CDEC y la distribuidora. Los transformadores de corriente y potencia para medida deberán ser de tres elementos. Si el PMGD tiene más de una tecnología de generación se deberán usar dos medidores, uno para ERNC y otro para las demás unidades.

Los equipos de medida podrán cumplir con una clase de precisión igual al 0,5% siempre que la potencia del PMGD sea menor o igual a 1 MW

Protecciones Red e Instalación (RI)

Protección contra cortocircuitos, sobrecargas y descargas eléctricas, que actúa sobre el interruptor de acoplamiento y está ubicada cerca al equipo de medida. La pérdida de comunicación entre la protección RI y los interruptores de acoplamiento derivan en una apertura inmediata del sistema. Medirán las variaciones de tensión y frecuencia en media tensión.

La empresa distribuidora será la única facultada para supervisar las protecciones, llevando un registro de cada inspección realizada y verificando los ajustes y sellos de las protecciones. El propietario u operador del PMGD deberá hacer entrega de la certificación de prueba de protecciones entregado por el fabricante.

Las protecciones RI en el interruptor de acoplamiento son:

- Subtensión (27)
- Sobretensión (29)
- Subfrecuencia (81U)
- Sobrefrecuencia (81O)
- Anti isla eléctrica

Las protecciones RI en las instalaciones de conexión son:

- Sobrecorriente de fase (50/51)
- Sobrecorriente residual (50N/51N)
- Sobretensión de secuencia cero (59N)

Para PMGD con capacidad instalada menor o igual a 0,5 MW no será obligación las protecciones 50N/51N y 59N a menos que la empresa distribuidora lo requiera justificadamente.

Para la prueba de protecciones deberá instalarse una regleta provista de bornes, la que deberá quedar ubicada en un ligar de fácil acceso. El tipo y conformación deberá ser acordado entre el PMGD y la empresa distribuidora.

Se exigirá una protección contra perdida de sincronismo.

Interruptores de acoplamiento

El interruptor de acoplamiento, reconectador, interruptor de poder o interruptor de motor debe permitir la desconexión automática del PMGD bajo corriente e falla cuando actúen sobre él las protecciones. Este equipo debe asegurar la separación galvánica de todas las fases

Para PMGD con capacidad instalada menor o igual a 0,5 MW el interruptor de acoplamiento podrá ubicarse en un lugar distinto a la instalación de conexión.

2.6.2 Comportamiento en estado normal en la red de media tensión

Las Pruebas de sincronización, deberán demostrar que se cumple con las exigencias:

a) Oscilaciones de tensión en el Punto de Conexión menores a un 6% y sin originar parpadeo que sea molesto para otros usuarios del SD.

b) Generadores sincrónicos, los ajustes máximos del equipo:

- Diferencia de tensión ($\Delta =< \pm 10\%$)
- Diferencia de frecuencia ($\Delta < \pm 0{,}5\text{Hz}$)
- Diferencia de ángulo de fase ($\Delta < \pm 10°$)

La compensación de reactivos asociadas a un PMGD deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión, para el punto de repercusión respectivo, si la potencia reactiva inyectada por el PMGD presenta oscilaciones que generan variaciones superiores o iguales al 5% de la tensión de suministro en el punto repercusión asociado, la compensación de reactivos deberá ser regulada automáticamente. Los condensadores de compensación instalados junto al PMGD no podrán ser conectados antes de sincronizar el generador y deberán ser desconectados simultáneamente con el generador.

2.6.3 Comportamiento en estado de falla

Todos los parámetros de tensiones y frecuencias establecidos en las disposiciones, deben ser cumplidos en el Punto de Conexión.

El PMGD deberá desconectarse automáticamente de la red cuando ocurran fallas en el circuito al cual está conectado. Cuando esté conectado a un SD en el que existe reconexión, el tiempo de despeje de la Protección RI deberá ser lo suficientemente breve para garantizar que el PMGD se separe la red MT durante el periodo sin tensión, antes de la reconexión.

Si cualquiera de las tensiones entre fases medidas alcanza uno de los rangos indicados en la tabla 2-1, el PMGD deberá separarse de la red en el tiempo de despeje señalado.

Tabla 2-1 Tiempo de despeje según rango de tensión

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

Cuando la frecuencia nominal este dentro de los rangos indicados en la tabla 2-2, el PMGD deberá separarse de la red en los tiempos establecidos de despeje.

Tabla 2-2: Tiempo de despeje según rango de frecuencia

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

Se podrá reconectar automáticamente al SD solo si la tensión y frecuencia de la red están dentro de los siguientes rangos:

- Red urbana: 0,94 a 1,06 Vc y 49,6 a 50,4 Hz durante al menos 5 minutos
- Red rural: 0,92 a 1,08 Vc y 49,6 a 50,4 Hz durante al menos 5 minutos

Cuando un PMGD se reconecte al SD, luego de una falla o una isla no intencionada, la potencia inyectada no debe superar el gradiente del 10% de su capacidad instalada por minuto.

La empresa distribuidora podrá justificar técnicamente la modificación de los paramentos anteriores dando aviso a la Superintendencia. En caso de desconexión manual, la puesta en servicio será coordinada entre las partes.

2.6.4 Calidad de servicio

Un PMGD y su instalación de Conexión no deberán inyectar una corriente continua superior al 1% del valor de corriente nominal en el Punto de Conexión. Las corrientes y tensiones armónicas generadas por el inversor o convertidor de frecuencia deberán cumplir con los estándares internacionales.

2.6.5 Funcionamiento en isla

El PMGD no deberá energizar la red cuando esta se encuentre desenergizada, salvo autorización, coordinación y previa suscripción de un acuerdo con la empresa distribuidora que asegure condiciones apropiadas de calidad y seguridad. Por el contrario, podrán funcionar libremente en condición de isla para autoabastecerse, siempre garantizando a través de protecciones que no se inyectará energía a la red. Si se detecta una operación en isla involuntaria debido a una falla en el SD, el sistema debe desconectarse en un tiempo máximo de 2 segundos.

Las protecciones anti isla podrán ser del tipo ROCOF, Vector Shift u otro y deberá contar con la aprobación de la empresa distribuidora. En caso que la unidad de generación cuente con protecciones anti isla se exigirá la habilitación de estas independiente de si existen más protecciones.

2.7 Exigencias para las pruebas de conexión

Las pruebas deben ser documentadas por el propietario del PMGD y estar disponibles para la empresa distribuidora y la SEC. Previo a la entrada en operación del PMGD el propietario deberá comunicar la puesta en servicio a la SEC y CDEC, por lo menos 15 días de anticipación, indicando lo siguiente:

- Una declaración que indique que se cumple la normativa eléctrica vigente y acredite la conformidad con las pruebas de diseño eléctrico, firmada por el propietario y el instalador eléctrico responsable de la instalación eléctrica del PMGD.
- Antecedentes mínimos del proyecto, tales como: Descripción de las principales características del PMGD, como ubicación, potencia, tecnología, diagrama unilineal, planos, memoria de cálculo y estudios, según corresponda.

2.7.1 Pruebas de diseño y de las instalaciones

Antes de entrar en operación se debe tener conformidad y registro del cumplimiento y buen funcionamiento de los equipos principales de las instalaciones de conexión con pruebas de diseño realizadas en la fábrica, laboratorio o terreno. También deberá verificarse el correcto funcionamiento en isla y presentar declaraciones y certificados de conformidad del fabricante de acuerdo a las normas vigentes.

Se deberá demostrar que se cumpla con la sincronización de los equipos de protección e interruptores de sincronismo del generador. En el caso de contar con un PMGD asincrónico se debe determinar la máxima corriente de partida “inrush” y el aislamiento del sistema. En el caso de contar con un PMGD sincrónico, se debe de verificar las variaciones de tensión y frecuencia, aislamiento del sistema y ángulo de fase.

Con el resultado de todas las pruebas se habrá verificado que la unidad no falló, no operó erróneamente, ni proporciono información equivocada.

2.7.2 Pruebas de puesta en servicio

Una vez listas las pruebas de diseño se realizaran las pruebas de servicio para comprobar el correcto desempeño del sistema. Antes se poner en marcha se hará una inspección visual de las instalación de conexión verificando interruptores de acoplamiento, desconectadores, equipos de medida y protecciones.

Las pruebas de puesta en servicio que se aplicarán a cada equipo serán las siguientes:

- Respuesta a tensión y frecuencia anormales
- Respuesta ha sobre corrientes residual y de fase
- Pruebas de aislación
- Pruebas de formación fortuita de isla eléctrica
- Limitación de inyecciones de potencia y disparo transferido

Se deberán verificar el funcionamiento de todas las protecciones que provoquen la desconexión de la planta generadora, funcionamiento de las puestas a tierra, equipos de medida y comunicación con la distribuidora o CDEC, equipos de reconexión automática, funcionamiento correcto en isla si así se acordó con la distribuidora, etc.

Todas estas pruebas se realizaran siguiendo los procedimientos y protocolos elaborados por la empresa distribuidora y en presencia de esta. Desde este punto y una vez entregados todos los documentos necesarios a la SEC y el CDEC el PMGD quedara en condiciones de entrar en servicio.

2.8 Pruebas periódicas de la instalación de conexión

Cada 1 año un instalador eléctrico de clase A deberá realizar una inspección visual de las instalaciones del PMGD, ajustes de las protecciones RI y correcto funcionamiento de interruptor de acoplamiento. Adicional a eso, en intervalos no superiores a 3 años se realizaran pruebas a las protecciones RI con el método de inyección secundaria. Estas acciones deben ser coordinadas con la empresa distribuidora para el retiro e instalación de los sellos en las protecciones, además deberá llevarse un protocolo de informe de pruebas disponible en todo momento para el CDEC, SEC y empresa distribuidora. En caso de irregularidades deberán solicitarse al PMGD la corrección de estas en un plazo no mayor a 10 días, de lo contrario la empresa distribuidora tendrá la facultad para desconectar al generador.

La empresa distribuidora podrá desconectar al PMGD sin previo aviso en caso de comprobarse peligro inminente del SD, perturbaciones fuera de rango, superación de inyección máxima o si se encuentran ajustes de las protecciones adulteradas. Cada vez que se realice una desconexión por tales motivos, la empresa distribuidora tendrá 5 días para informar la hora, el día y el motivo de la desconexión a la SEC y al PMGD.

2.9 Formularios

Los 11 formularios son obligatorios de realizar para el procedimiento de conexión de un PMGD al sistema de distribución y se encuentran disponibles en la página de la SEC, la CNE y algunas distribuidoras.

Estos deben ser completados en su totalidad por quien corresponda, ya sea el PMGD interesado o la empresa distribuidora. En ellos se encuentra estipulado cada uno de los documentos necesarios a presentar.

3 Experiencia para la conexión y operación de PMGD

Para llevar a cabo una propuesta metodológica para la conexión y operación de generadores distribuidos en sistemas de distribución, se debe tener un completo control de la normativa vigente. De este modo, se compara la legislación con las experiencias a nivel nacional de otras empresas, logrando un procedimiento de trabajo estructurado bajo protocolos y dentro de los límites legales para la conveniencia de la empresa distribuidora y los interesados en conectar.

Este capítulo presenta la experiencia con PMGD de ciertas empresas nacionales, y una propuesta de metodología sencilla, precisa y de bajo costo para el cálculo de inversiones y procedimientos de conexión.

3.1 Mapa conceptual SEC, proceso conexión PMGD

La superintendencia de electricidad y combustible SEC, elaboró un mapa conceptual donde emula los procesos que debe llevar a cabo un PMGD que solicita a la empresa distribuidora la conexión de generación en la red.

Este proceso es el mismo de la NTCO publicado en septiembre del 2015, donde se describen cada uno de los pasos a llevar a cabo por cada uno de los involucrados que son:

- Empresa distribuidora
- Empresa interesada en conectar y/o modifcar
- Empresa Subtransmisora

En la figura 3-1 se aprecian cada uno de estos procesos que se deben llevar a cabo y que fueron descritos en el capitulo anterior.

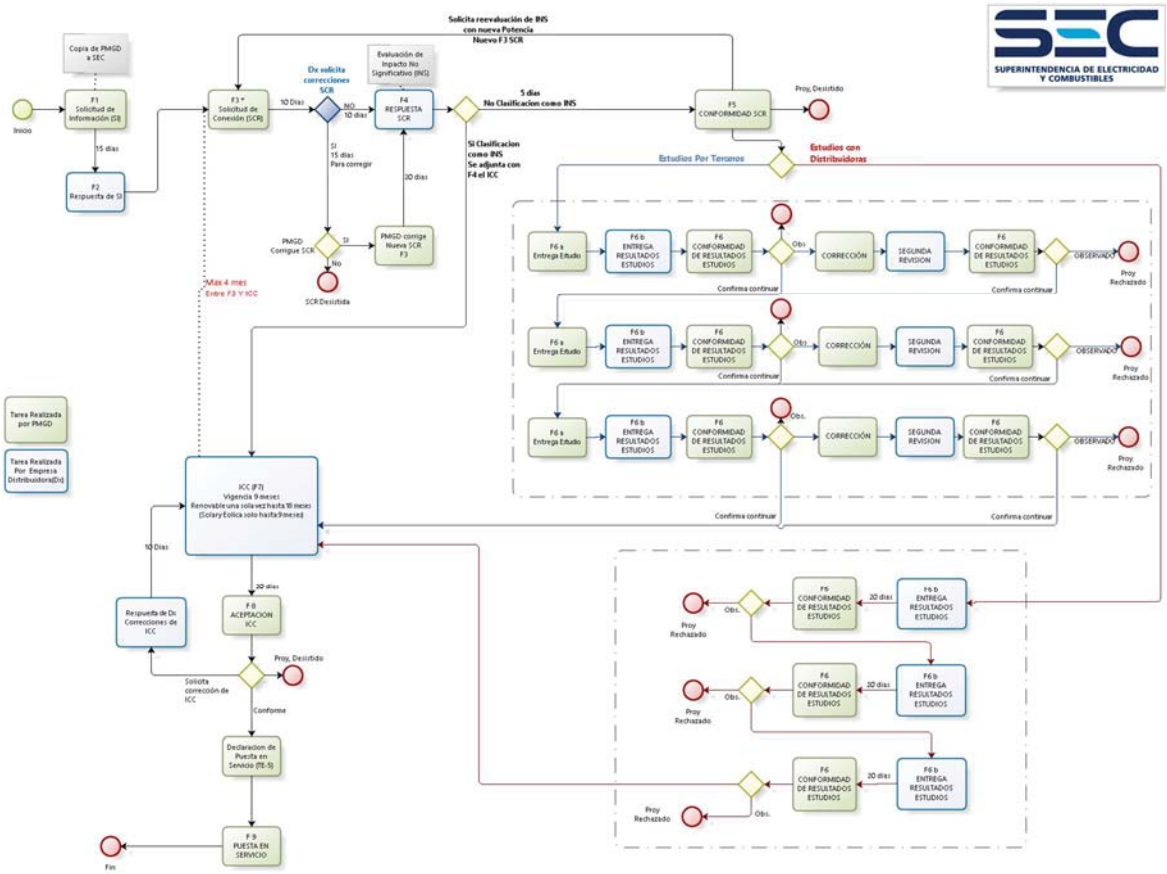


Figura 3-1 Proceso de conexión PMGD (fuente www.sec.cl)

3.2 Experiencia empresas distribuidoras nacionales

En los últimos años, y después del decreto supremo 244 del 2005 y la anterior NTCO del año 2007, las empresas distribuidoras nacionales han comenzado a experimentar aumentos sustanciales de solicitudes de conexión a la red de distribución. El decreto 101, la NTCO actualizada el año 2016 y las legislaciones respecto a ERNC, terminaron de convencer a los inversionistas que la conexión de generación distribuida es un buen negocio obligando a las concesionarias del servicio público de distribución a tener que enfrentar y preparar sus sistemas para recibir las inyecciones de energía.

3.2.1 Experiencia Chilectra S.A. con PMGD

Generalidades y antecedentes

A nivel nacional, las empresas distribuidoras el año 2013 vendieron 32.733 GWh, de lo cual 13.060 GWh fueron ventas de Chilectra, equivalentes a un 40% de la energía transada. Su área de concesión cubre más de 2000 kilómetros cuadrados de la región metropolitana, con casi 2 millones de clientes y más de 7 millones de habitantes. En el ámbito de operación, Chilectra posee

6 Subestaciones AT/AT, 255 Kilómetros de líneas de AT, 49 subestaciones entre AT/MT y MT/MT y más de 430 alimentadores. Las redes de media tensión son mayoritariamente de 12 KV (78%), aunque también posee sistemas en 20 KV y 23 KV.

Orgánica y procedimientos

Como toda empresa distribuidora, Chilectra debe regirse a lo estipulado en el DS 244 y la NTCO de PMGD, por lo tanto cuando llega un PMGD interesado en conectar, la distribuidora realiza:

- **El intercambio de información,** para la elaboración y consolidación de los antecedentes de las redes de la empresa distribuidora para el desarrollo de los estudios
- **El procedimiento de desarrollo del ICC,** que es el informe que sustenta la posición de la distribuidora, ante el PMGD y la autoridad (CNE y SEC)
- **La construcción y puesta en servicio,** participa en la coordinación y ejecución de las obras, el desarrollo de las pruebas y la autorización de la operación del PMGD

Chilectra distingue dos aspectos esenciales:

Aspecto económico, donde integra la recepción de las solicitudes del PMGD, acuerdos comerciales con el cliente, acuerdos de abastecimiento con el cliente, procedimiento de facturación, tele medida, construcción de empalme y suscripción del contrato.

Aspectos Técnicos, donde integra la entrega de información técnica, formularios, coordinación y desarrollo de estudios técnicos, evaluación del impacto, entrega del ICC, revisión informes técnicos del generador, definición de requerimientos para la conexión del PMGD, construcción de las obras adecuadas, determinación del balance de energía y coordinación de la puesta en servicio.

Para la incorporación de un PMGD a su red, esta empresa distribuidora distingue varias áreas de desarrollo, que son:

- Área de ingeniería de distribución
- Área de planificación
- Área comercial
- Área de abastecimiento eléctrico
- Área de regulación y fiscalía
- Área de protecciones
- Área de operación de la red

Para en análisis y control de su sistema utiliza distintos software, entre los que se destacan DigSILENT, CYMDIST, ELPLEK y aplicaciones de ingeniería en distribución. Entre los estudios técnicos y tareas distingue

- Coordinación de protecciones
- Estudios de flujo de potencia, cortocircuito y dinámicos
- Convenios de conexión estándares

- Requerimientos de comunicación
- Reglamentos de operación
- Diseño de configuración para evitar operación en isla no deseado
- Sistema integrado de administración de información.

PMGD en Chilectra

Uno de sus proyectos destacados de PMGD en operación es el "proyecto fotovoltaico Techos de Altamira", ubicado en Peñalolén y perteneciente a la empresa Energías del Futuro, tiene una capacidad final instalada de 0,13 MW y está en operación desde el 2014 a través de generación fotovoltaica.

Un balance realizado en mayo del 2015 arrojo los datos de la figura 3-2, donde se aprecia el aumento de ingresos de formularios número 1 a Chilectra. Cabe destacar que a esa fecha ya tenían 90 solicitudes de información concentrados principalmente en sectores rurales industriales, siendo estas más del 95% proyectos fotovoltaicos.

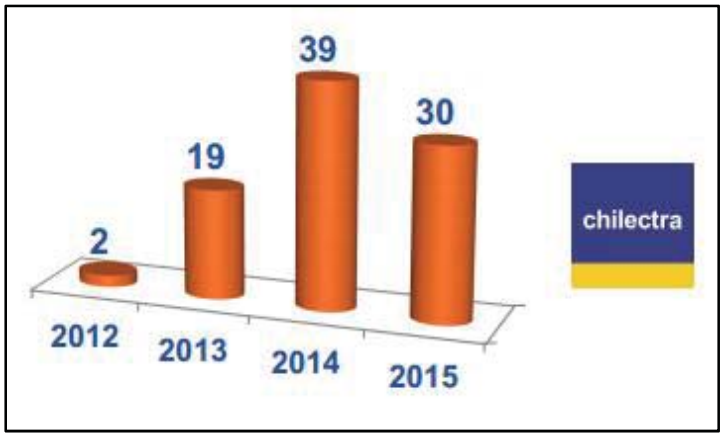


Figura 3-2 Cantidad de formularios 1 ingresados a Chilectra S.A a mayo del 2015 (Fuente www.cigre.cl)

Las características principales de los PMGD en Chilectra son:

- Proyectos casi 100% Fotovoltaicos
- Privilegian zonas con espacios rurales e industriales
- En general zonas de largas extensiones
- Cuatro de 22 alimentadores concentran el 75% de las solicitudes

Efectos en la red

Principalmente Chilectra define 3 efectos. Pérdidas, calidad del producto y protecciones. Las pérdidas dependerán del nivel de generación, demanda del alimentador y ubicación del PMGD. La calidad del servicio se verá afectado principalmente por el tipo de PMGD que se está instalando (Fotovoltaico), y tiene que ver con la inyección de la energía en días con nubosidad. Y finalmente se debe garantizar el cumplimiento de la NTCO en temas de protección, ayudando a mantener la

seguridad del sistema y garantizando la detección de anomalías como el funcionamiento en isla de un generador.

Chilectra da una mirada a futuro enfrentando situaciones a mediano y largo plazo que obligaran a invertir en la modificación de subestaciones, en la adecuación de las redes y en la segura incorporación de nuevas tecnologías que introducirán inteligencia y eficiencia al sistema.

3.2.2 Experiencia SAESA con PMGD

Generalidades

El grupo SAESA cubre los servicios de distribución desde la octava hasta la undécima región del país, con más de 720.000 clientes, entre empresas y residenciales. La zona de concesión cuenta con una amplia riqueza de recursos naturales que permiten la incorporación de energías renovables en la matriz energética.

PMGD en SAESA

La situación actual de SAESA a abril del 2016 es que cuenta con 34 centrales conectadas, equivalentes a 82,58 MW, de las cuales 30 son mini-hidro, 2 eólicas y 2 de cogeneración. Además cuenta con 18 proyectos con conexión aprobada (ICC) y 16 proyectos en proceso de SCR, dando un total de 68 PMGD.

La grafica de la figura 3-3 muestra la evolución en la cantidad de proyectos conectados.

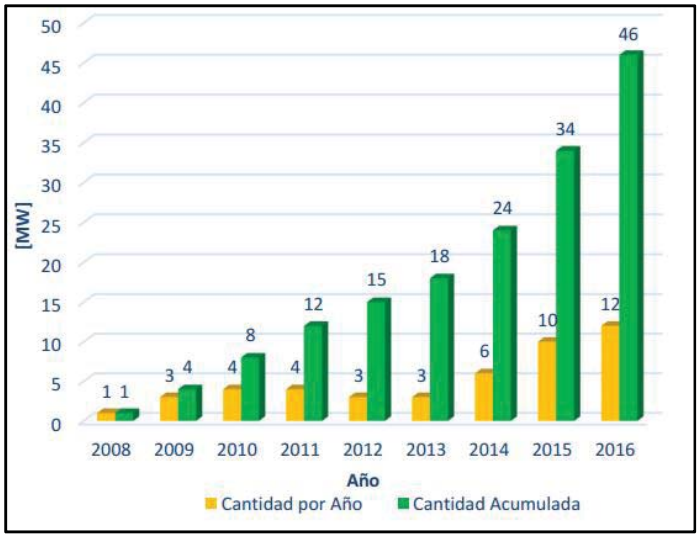


Figura 3-3 Evolución cantidad de proyectos conectados (Fuente www.cigre.cl)

Ahora, en la figura 3-4 se aprecia el balance realizado en ingreso de formularios número 1 ingresados a SAESA

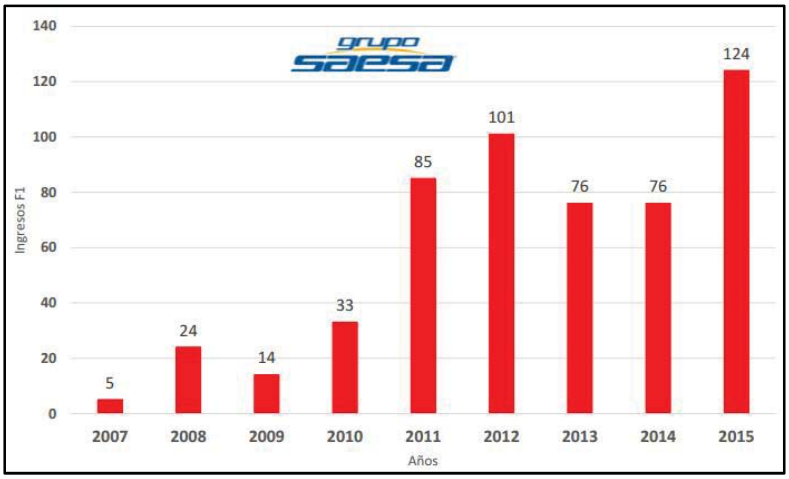


Figura 3-4 Cantidad de formularios 1 ingresados a SAESA a diciembre del 2015 (Fuente www.acera.cl)

Análisis de la evolución

Evolución de la normativa: El DS 244 y la NTCO nacieron para ordenar la forma en que se conectaban los PMGD a las líneas de distribución, al principio fue una normativa nueva y desconocida que dejo mucho a la interpretación, habían numerosas dudas y vacíos no regulados para los que se debió crear mecanismo de solución. Pasaron 10 años y el DS 101 cubrió esos vacíos pero abrió nuevas interrogantes. En resumen, al día de hoy, tenemos personas del gobierno encargadas de los proyectos PMGD e interesadas en armar grupos de trabajo, para mejorar continuamente todos los inconvenientes.

Evolución de los dueños: Hasta el año 2015 la mayoría de los interesados en conectar proyectos PMGD principalmente mini-hidro, eran empresarios Chilenos de la zona, o extranjeros establecidos en Chile hace varios años. El año 2016 los PMGD conectados comenzaron a cambiar su régimen de venta de energía de costo marginal a precio de nudo a contratos de venta de energía y los inversionistas extranjeros comenzaron a ver una oportunidad de negocio real, aprovechando la rentabilidad y bajo costo de construcción actual.

Evolución de los consultores: Al principio, alrededor del año 2005, los PMGD interesados en conectar a la red llegaban a buscar asesoría y capacitación a la empresa distribuidora. Con el tiempo se creó la figura de un asesor y empresas dedicadas a hacer estudios de PMGD. Hoy en día existen innumerables empresas y personas dedicadas a esto, algunas muy buenas y otras de pésima calidad que pueden llevar a problemas para las partes.

Evolución de las redes y comunidad: Al principio no existían problemas en la holgura de las líneas y las centrales podían conectarse sin mayor problema. Hoy en día existen alimentadores saturados y el conectar un PMGD va de la mano con el desarrollo de obras adicionales, inclusos en subtransmisión. Una ayuda de la nueva normativa son los PMGD de impacto no significativo que han tenido fuerte ingreso durante el 2016. La empresa distribuidora en general no tiene problema en realizar obras adicionales o la construcción de nuevas líneas que soporten la

inyección de energía, el problema radica en las comunidades que ya no son las mismas que hace años atrás y detienen toda obra asociada a centrales de generación.

Problemas y desafíos

Al igual que Chilectra, el grupo SAESA debe regirse por el DS244 y la nueva versión, que según ellos incorporan muchos aspectos positivos pero no da solución a la contingencia actual que se vive con estos proyectos.

Unos de los principales problemas que destaca SAESA, es el tema de la socialización de los proyectos y la construcción de líneas, pues no basta con el permiso de vialidad para construir por faja si no que existe un tema social dejado de lado y que lleva a la detención de faenas, debiendo redestinar recursos, aumentando significativamente los meses de construcción. Sabemos que el costo está en el informe de criterios de conexión, pero, ¿cómo se asumen estos costos extras, tiempos perdidos y daño de la imagen de la distribuidora?

La solución que SAESA propone es aclarar desde el inicio que un PMGD va asociado con una línea e informar esto a las comunidades. Las líneas impactan mucha más que la misma central y no puede quedar como una responsabilidad de la empresa distribuidora.

Algunos problemas que se aprecian aun en la normativa tiene que ver con los plazos de respuesta, que hacen que los proyectos no puedan llevar a cabo satisfactoriamente su trámite de conexión llegando a producirse enormes colas de solicitud en algunos alimentadores debido a falsos proyectos.

4 Metodología propuesta y control de procesos para la conexión

Uno de los principales objetivos de este trabajo de título es establecer una metodología precisa y sencilla considerando aspectos económicos y técnicos desde el punto de vista de la empresa distribuidora, evaluando inversiones y comparando con la actual legislación. Para esto es necesario crear una estrategia organizada para la correcta gestión, en la que se establezcan con objetivos las metas a alcanzar, los medios disponibles para obtenerlas y que permitan evaluar exhaustivamente todas las opciones que puedan verse enfrentadas las distribuidoras al momento de recibir un PMGD en su red.

Para esto la empresa distribuidora dispondrá de un Manual de procedimientos para la conexión de PMGD a los sistemas de Distribución, que servirá como informativo y guía de los procesos que deberá llevar a cabo el PMGD en conjunto con la empresa distribuidora. Además de una metodología plasmada en esta tesis que servirá de guía para la distribuidora donde podrá obtener ideas implementadas por algunas empresas a nivel nacional. Las distintas etapas serán revisadas a continuación.

4.1 Antes de comenzar

Se recomienda disponer un "*Manual de procedimientos para la conexión de PMGD a los sistemas de Distribución*"**,** que servirá como informativo y guía de los procesos que deberá llevar a cabo el PMGD en conjunto con la empresa distribuidora.

También, la conformación de un equipo especialista en proyectos de generación eléctrica en las redes de distribución es parte esencial del proceso antes de comenzar una conexión. Para ello se creara un área de "Ingeniería de conexión de centrales", la que estará conformada por 4 unidades

A. Jefe área de conexión de centrales
B. Ingeniero de procesos de conexión
C. Unidad de estudios de conexión de centrales
D. Unidad de proyectos y planificación

Otros puntos a tener en consideración al enfrentar la solicitud de conexión de un PMGD son:

A. Contar con los alimentadores del sistema de distribución georreferenciados y claramente identificados los puntos de posible conexión (postes).
B. Contar con las planillas necesarias para el *control de proyectos* en cinco puntos fundamentales
    a. Solicitudes de información
    b. Solicitudes de conexión a la red
    c. Informe de criterios de conexión aprobados
    d. Centrales generadoras en operación
    e. Control de estudios de los proyectos

C. Contar con un estudio y exploración de las posibles fuentes de ERNC presentes en los distintos alimentadores para contar con un registro de lugares potenciales de generación.

Ahora revisaremos todas las tareas que debe enfrentar la empresa distribuidora, los plazos de ejecución y las recomendaciones generales.

4.2 Control de procesos, solicitud de información

Esta etapa comienza con el ingreso de un Formulario 1 y está a cargo del *Ingeniero de procesos de conexión* en su totalidad, quien recibirá a través de correo electrónico o personalmente el F1, solicitud de información, el cual debe estar completado de acuerdo a la NTCO vigente. Posterior a esto realizara una revisión identificando:

A. Datos del Interesado (persona natural o jurídica).
B. Características del proyecto.
C. Datos de conexión.
D. Datos del PMGD (sistema de generación y tecnología).
E. Información que solicita.
F. Información Adicional.
G. Autorización para informar a los interesados.

Luego completara la *"planilla 1 de control de proyectos"* con el formulario 1 recién ingresada. Esta planilla contendrá los datos que muestra la tabla 4-1

Tabla 4-1 Planilla 1, control de procesos

Número de proceso	Número de solicitud	Nombre del proyecto	Fecha ingreso F1	Contacto del intereado proyecto	Autorización para informar a interesados	Fecha entrega a los interesados	Fecha de entrega F2
1	0001	Proy. A	01/01/16	91111111	Si/No	06/01/16	16/01/16
2	0002	Proy. B	02/01/16	92222222	Si/No	07/01/16	17/01/16

Se debe tener en cuenta que los plazos para:

A. Enviar la información a los otros interesados es de 5 días
B. Y la respuesta a través del formulario 2 con copia a la SEC es de 15 días

El siguiente paso del *Ingeniero de procesos* es solicitar al área de *estudios de conexión de centrales* un análisis y validación de los datos de conexión, con el fin de obtener los puntos de conexión en coordenadas UTM, nombre alimentador, código del alimentador y nómina de los interesados en conectar en éste alimentador los últimos 24 meses.

Posteriormente viene la elaboración del formulario 2, donde se debe completar lo siguiente:

1. Identificación de la solicitud
2. Identificación de la empresa
3. Datos relacionados con el PMGD (Nombre Proyecto y Potencia Activa a inyectar).
4. Antecedentes técnicos de la Red (nombre y código del Alimentador, nivel de tensión, puntos de conexión georreferenciado, nivel de corto circuito, entre otros).
5. Datos de Tramitación de SCR.
6. Nómina de los Interesados con F1
7. Nómina de PMGD conectados.
8. Nómina de PMGD con ICC (Informe Criterios de Conexión) aprobado.
9. Cronograma de las SCR.
10. Estudios técnicos requeridos para la conexión.

Los 5 primeros puntos son completados directamente en el formulario 2, mientras que los puntos del 6 al 10 se deben presentar en planillas adjuntas a este formulario que contendrán la siguiente información:

La tabla 4-2 muestra la nómina de los interesados con F1 ingresados en los últimos 24 meses

Tabla 4-2 Nómina de los interesados con F1

Nombre central	Potencia [MW]	Tipo de central	Georreferencia cordenada X	Georreferencia cordenada Y	Fecha F1
Proy. A	0.2 a 9	Biomasa	xxxx	xxxx	dd/mm/aa
Proy. B	0.2 a 9	Geotérmica	xxxx	xxxx	dd/mm/aa

La tabla 4-3 muestra la nómina de los interesados en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD con ICC aprobado.

Tabla 4-3 Nómina de los interesados con ICC aprobado

Nombre central	Potencia [MW]	Tipo de central	Georreferencia cordenada X	Georreferencia cordenada Y	Fecha ICC
Proy. A	0.2 a 9	Solar	xxxx	xxxx	dd/mm/aa
Proy. B	0.2 a 9	Mini-hidro	xxxx	xxxx	dd/mm/aa

La tabla 4-4 muestra la nómina de los PMGD u otros medios de generación que ya se encuentren operando en el alimentador seleccionado.

Tabla 4-4 Nómina de PMGD conectados

Nombre central	Potencia [MW]	Tipo de central	Georreferencia cordenada X	Georreferencia cordenada Y	Generación anual estimada
Proy. A	0.2 a 9	Eólica	xxxx	xxxx	xx [KWh]
Proy. B	0.2 a 9	Diesel	xxxx	xxxx	<5%

La tabla 4-5 muestra el cronograma de todas las SCR en trámite del alimentador, la cual deberá contener las fechas estimadas de tramitación de cada PMGD, respetando el orden de llegada de la SCR y los plazos legales regulados en el proceso de conexión. También deberá informarse la fecha estimada en que se tramitara el presente PMGD.

Tabla 4-5 Cronograma de las SCR

Nombre central	Potencia [MW]	Tipo de central	Georreferencia cordenada X	Georreferencia cordenada Y	Fecha F3
Proy. A	0.2 a 9	Eólica	xxxx	xxxx	dd/mm/aa
Proy. B	0.2 a 9	Diesel	xxxx	xxxx	dd/mm/aa

La tabla 4-6 muestra el listado de estudios técnicos requeridos para el caso de ser clasificado como PMGD de impacto significativo, en conformidad del artículo 16, literato c del reglamento. Estos valores son referenciales y fueron obtenidos desde el sitio web de una de las empresas distribuidoras nacionales, en la sección valor tarifas de estudios técnicos PMGD.

Tabla 4-6 Costos proyecto impacto significativo NO INS (fuente: www.gruposaesa.cl)

Estudio técnico	Costo referencial [UF]	Tiempo (días habiles)
Puesta en servicio	50	-
Impacto estático (flujo de potencia)	300	17
Coordinación de protecciones	200	35
Cortocircuito	100	35

Los costos cuando un proyecto es calificado como INS están asociados a la puesta en servicio y la coordinación de protecciones. En la elaboración de este formulario se utiliza el software Digsilent o algún similar, solicitando al área de proyectos y planificación los distintos niveles de cortocircuito del alimentador en la cabecera y en el punto de conexión. Estos datos en aconsejable ser validados por el área de protecciones de la unidad de estudios.

Ahora, luego de una revisión final, el *ingeniero de procesos de conexión* ya puede enviar al interesado en conectar el Formulario 2, respetando el plazo de los 15 días y con copia a la SEC, el CDEC correspondiente y a *jefe del área de conexión de centrales*, para finalmente archivar el documento y completar la *planilla 1 del control de proyectos* con la fecha del F2.

4.3 Control de procesos, Solicitud de conexión a la red

Esta etapa comienza con la SCR a través del formulario N°3 y está a cargo, en principio, del *ingeniero de procesos de conexión* quien recibe por correo electrónico o personalmente el F3, donde deberían venir adjuntos los antecedentes de la central, diagramas, carta Gantt, proyección diaria de generación y el formulario 3A (si es una maquina sincrónica con un solo transformador) o el formulario 3B (si es más de un transformador o es asincrónico).

Ahora debe completarse parte de la planilla 2 del control de proyectos, donde se lleva registro de las SCR e Informe de criterios de conexión. Esta planilla contendrá la información que muestra la tabla 4-7

Tabla 4-7 Planilla 2, control de proyectos

Número de proceso	Número de solicitud	Nombre del proyecto	clasificación	Potencia [MW]	Nombre alimentador	Fecha ingreso F3
1	0001	Proy. A	INS/NO INS	0.2 a 9	xxxx	dd/mm/aa
2	0002	Proy. B	INS/NO INS	0.2 a 9	xxxx	dd/mm/aa

Solicitud de modificación	Fecha completar antecedentes	Fecha envío a SEC/CDEC	Fecha STx	Fecha entrega a interesados	Fecha Respuesta SCR F4
SI/NO	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa
SI/NO	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa

El paso siguiente es enviar el formulario N°3 a la SEC, el CDEC y a los miembros del área de conexión de centrales de la distribuidora con la fecha de respuesta a la solicitud. Además informar el ingreso de este formulario a todos los interesados de los últimos 24 meses en un plazo no mayor a 10 días corridos desde la recepción de éste.

Se debe solicitar al área de estudios la revisión del proyecto. En caso que se detecte que el PMGD revierte flujo, el encargado *Unidad Estudios de Conexión de Centrales* debe solicitar al *Ingeniero Conexión de Centrales* por correo electrónico la elaboración de una carta informativa para ser enviada al Cliente, SEC y empresa Subtransmisora. Esta última tendrá un plazo de 15 días para elaborar un plan de trabajo, el cual debe ser informado al PMGD respectivo.

Ahora, con toda la información disponible, el trabajo lo toma la *unidad de estudios de conexión de centrales*. En caso de ser declarado el PMGD como impacto no significativo (INS), el encargado de Estudios Conexión de Centrales debe elaborar el Formulario N°4 y analizar el cumplimiento de los requisitos del PMGD, de acuerdo a lo siguiente:

- Flujo de Potencia.
- Aporte de corriente de cortocircuito.
- Variación de Tensión en el alimentador.
- Coordinación de protecciones.
- Determinación de potencia a inyectar, elaborando respaldos técnicos respectivos.

Para el desarrollo del análisis se debe utilizar el sistema Digsilent, modelación del alimentador y los antecedentes solicitados de protecciones. Se continúa según lo indicado completando el F4 y el F7 (sin estudios) con el fin de enviar ambos formularios al cliente, en un plazo no superior a 20 días corridos desde la recepción del Formulario N°3. Todo este proceso debe pasar por una revisión y aprobación por los encargados de la unidad de proyectos. Aquí se debe revisar y validar el Formulario N°4, haciendo hincapié en:

- Obras planificadas por otros PMGD en el alimentador
- Obras proyectadas por la distribuidora
- Congruencia de cifras

Finalmente una vez enviado el F4 al cliente, a la SEC y al CDEC en el plazo de los 20 días, el cliente tiene ahora 5 días para dar conformidad a la respuesta del F3 entregada por la distribuidora (Esto solo en el caso de ser declarado como impacto significativo). Esta tarea la realizan mediante el formulario N°5.

El ingeniero de conexión de centrales recibe el F5 pudiendo darse dos casos.

1. El primero, el cliente realiza los estudios con un tercero: Al término de esta actividad, el cliente debe enviar el Formulario N°6A, solicitando revisión de los estudios al Área Conexión de Centrales de la empresa distribuidora. Luego de la conformidad en la revisión, el cliente debe enviar el Formulario N°6.

2. El segundo caso, el cliente realiza los estudios con la empresa distribuidora: Al término de esta actividad, se continúa según lo indicado en la actividad “Coordinar Visita”.

Luego se debe enviar copia de éste a la SEC y el CDEC, e ingresar los datos a la planilla 3 de control de proyectos que se muestra en la tabla 4-8

Tabla 4-8 Planilla 3, control de proyectos

Fecha Formulario 5 comprometido	Fecha Formulario 5 Real	Fecha envío a SEC/CDEC	Fecha envío F6B estudio estático	Fecha conformidad estudio estático F6	Fecha envío F6B estudio CC
dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa
dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa

Fecha conformidad estudio CC F6	Fecha envío F6B estudio protecciones	Fecha conformidad estudio prot. F6	Fecha envío F7 ICC	Fecha conformidad con F8
dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa
dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa	dd/mm/aa

4.4 Metodología estudios de conexión PMGD

Si el PMGD fue catalogado como impacto significativo y además en el F5 el cliente solicita realizar los estudios a la empresa distribuidora se debe realizar una serie de actividades. La ley obliga a realizar tres estudios que son flujo de potencia, cortocircuito y protecciones. Este trabajo de título propone cumplir con los requerimientos de la norma dividiendo los estudios en:

1. Estudio de impacto estático (flujo de potencia) y pérdidas
2. Calculo de cortocircuitos
3. Coordinación de protecciones
4. Impacto dinámico

Antes de comenzar, el ingeniero de conexión de centrales debe revisar el formulario N°5 y todos los datos referentes al PMGD en estudio, para posteriormente realizar una simulación del alimentador en algún software apropiado, en este caso utilizaremos el software Power Factory Digsilent el que nos permitirá obtener una serie de alternativas factibles para realizar la conexión. Además se debe coordinar una visita a terreno (Fecha, hora y lugar) por el encargado de la unidad de estudio de conexión de centrales en conjunto al ingeniero de conexión de centrales y los jefes de las distintas áreas involucradas, informando las alternativas de conexión, con el fin de conocer las dependencias del PMGD y zonas cercanas. Esta visita lograra identificar aspectos técnicos (obras adicionales) y aspectos medio ambientales definiendo las alternativas de conexión más factibles.

4.4.1 Software Power Factory DigSilent

Para la realización de los estudios antes enumerados se utilizara el software Power Factory DigSilent 15.1.7. Además se deje constancia que no se consideró el modelo completo del SIC sino un equivalente a dicho modelo donde se solicitó la información necesaria para las simulaciones como la constante de inercia del sistema y corrientes de cortocircuito, valores que varían de acuerdo a los despachos de las unidades generadoras a nivel SIC.

4.4.2 Estudios de impacto estátito

El objetivo del estudio de impacto estático es determinar el impacto de la instalación de la nueva central PMGD a la red de distribución presente en la zona. Se determinará la máxima potencia que se puede evacuar en la red, verificando que los flujos de potencia no sobrepasen los niveles permitidos por las líneas y los transformadores del sistema, como también que las tensiones se encuentren dentro de los márgenes permitidos por la norma. En resume se busca cumplir con la NTCO y la NTS&CS tras la conexión del proyecto de generación. Este estudio se realizará con el software Power Factory DigSilent y de acuerdo a la alternativa seleccionada con la visita a terreno.

Para elaborar el informe que debe ser entregado al cliente, es necesario conocer bien los requerimientos y normativas establecidos en los decretos y que se resumieron en capítulos anteriores.

- NTS&CS (enero 2016), Comisión nacional de energía
- Base de datos DigSilent red de media tensión del alimentador especifico
- Condiciones técnicas conexión de un PMGD (propias de la empresa distribuidora).
- Ingeniería básica y especificaciones técnicas de la central generadora PMGD.
- NTCO de PMGD (julio 2016)
- Ley general de servicios eléctricos (DS327)

Los aspectos más importantes de la norma a considerar son:

- NTS&CS
    - Artículo 5-23
    - Artículo 5-27
    - Artículo 5-51
- NTCO
    - Artículo 2-18
    - Artículo 2-19
    - Artículo 4-26
    - Artículo 4-27
    - Artículo 4-39
- DS327
    - Artículo 243

Se debe analizar la máxima potencia que es posible despachar en el alimentador bajo condiciones de demanda mínima y demanda máxima manteniendo los estándares de calidad exigidos por la

normativa (Algunas empresas concesionarias y consultores externos contratados por los PMGD realizan además una demanda media y una generación mínima). Lo anterior implica realizar un análisis previo para verificar las obras adicionales que requiera el alimentador.

En este caso de estudio se aplicara la siguiente metodología que se muestra en el esquema de la figura 4-1, la cual seguiremos detalladamente.

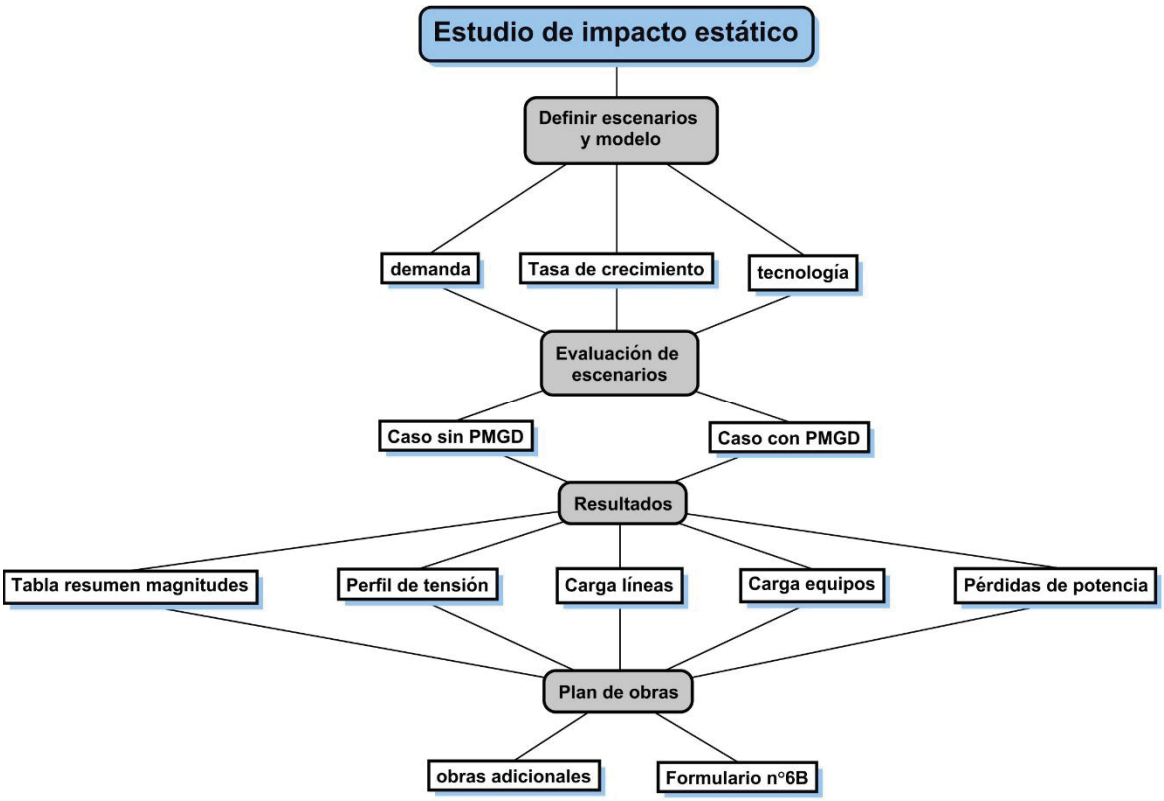


Figura 4-1 Metodología estudio impacto estático (elaboración propia)

Definición de escenarios y modelo

Lo primero es definir el modelo del alimentador en el Software DigSilent, teniendo toda la información de la red y características constructivas de este. En esta etapa es donde se deben tener los datos de distribución de demanda, crecimiento vegetativo, equipos asociados y futuras centrales dispuestas a conectar en este alimentador. Se debe poner énfasis en los puntos que se presentan a continuación

Tasa de Crecimiento

Se deben considerar los escenarios de demanda a corto (inferior a 5 años) y largo plazo (vida útil de la central) considerando el crecimiento vegetativo de la demanda y los consumos industriales, comerciales, etc. Estos escenarios deben ser determinados con información entregada por empresa distribuidora (datos históricos de consumo), municipalidades u organismos similares y del informe de Precios de Nudo en la página de la CNE.

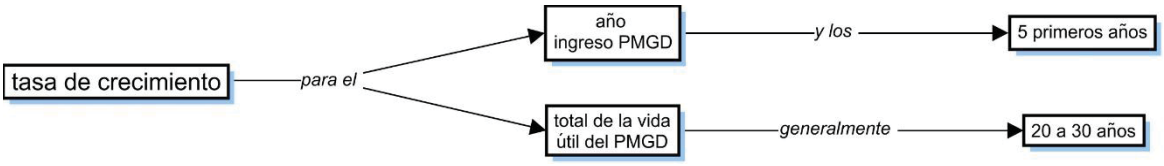


Figura 4-2 Consideraciones sobre la tasa de crecimiento vegetativo (elaboración propia)

Demanda

Se deben evaluar la mayor cantidad de escenarios probables para verificar el correcto funcionamiento de la red de distribución.

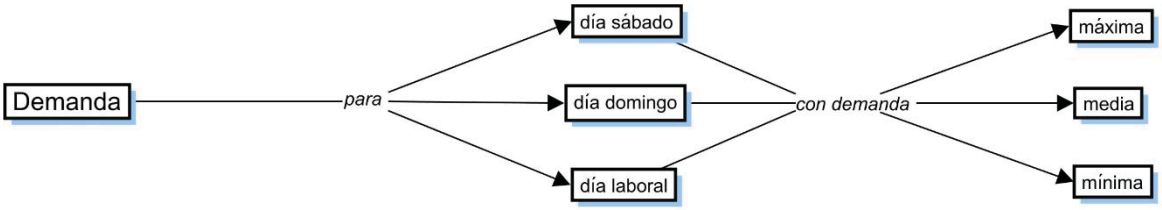


Figura 4-3 Consideraciones sobre demanda de la red (elaboración propia)

Tecnología

La empresa interesada en conectar debe entregar un perfil de generación esperado según la tecnología que conectará con el detalle de generación horaria (en MWh/h) con los escenarios planteados anteriormente en esquema. Este punto es el único que entrega diferenciación en temas del tipo de central a conectar.

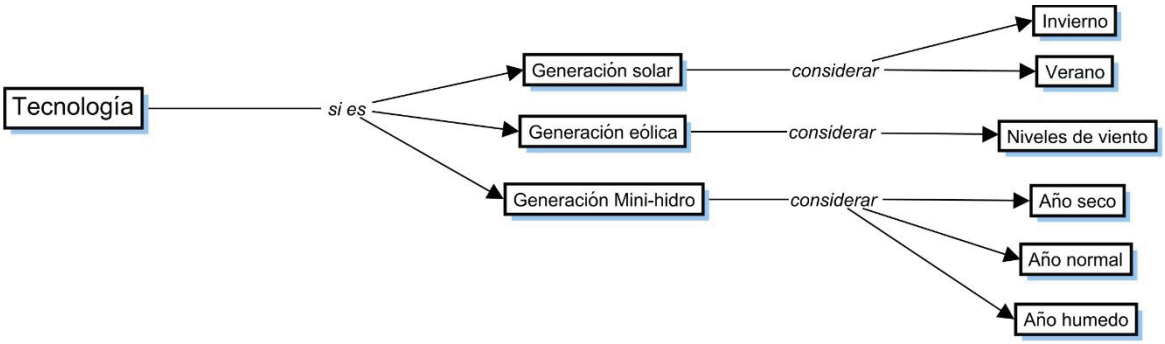


Figura 4-4 Consideraciones sobre tecnología a utilizar (elaboración propia)

Evaluación de los escenarios

Para esto se debe considerar:

- Niveles de demanda para el año de conexión de la central y toda su vida útil
- Distribución de cargas en el (los) alimentador(es)
- Equipos de compensación presentes en la red
- Proyectos futuros en el alimentador al que se conectara la central

Se realizaran flujos de potencia considerando todos los escenarios posibles según crecimiento, demanda y tecnología de generación.

Caso base, sin PMGD

En el caso base se pueden agregar más casos de estudio dependiendo de la cantidad de centrales conectadas o provistas a conectar, donde se evaluaran escenarios sin generación alguna y con generación de otras centrales.

- Tabla resumen con magnitudes características del sistema para escenario con demanda máxima, media y mínima. (para todos los años de vida útil)
    - Tensión en punto de conexión (KV y p.u.).
    - Potencia red externa, cabecera del alimentador (KW, KVAR, FP).
    - Pérdidas en los sistemas de distribución (KW).
    - % de carga máxima de las líneas y equipos reguladores de tensión (RRVV)
- Perfil de tensión en todos los escenarios de demanda
- Porcentaje de carga del alimentador en todos los escenarios de demanda
- Porcentaje de carga reguladores de tensión en todos los escenarios de demanda

Finalizado esta simulación debería corroborar el estado de funcionamiento normal de la red de MT, y si se identifican obras adicionales debido al aumento de la demanda o simplemente por programación de mantención de la red, deben considerarse al momento de llegar al plan de obras final.

Caso con PMGD

Se evalúa con la máxima potencia posible establecida con las obras adicionales ya descritas, esto para mantener los paramentos dentro del rango establecido por la normativa, por lo tanto debemos incluir:

- Tabla resumen con magnitudes características del sistema para escenario con demanda máxima, media y mínima. (para todos los años de vida útil)
    - Tensión en punto de conexión (KV, p.u. y variación de tensión (%)).
    - Potencia red externa, cabecera del alimentador (KW, KVAR, FP).
    - Pérdidas sistemas de distribución (KW).
    - Carga máxima de las líneas y reguladores de tensión del sistema de distribución.
- Perfil de tensión en todos los escenarios de demanda

- Porcentaje de carga del alimentador en todos los escenarios de demanda
- Porcentaje de carga reguladores de tensión en todos los escenarios de demanda

También se recomienda realizar mediciones en el lado de baja del transformador de la central, para verificar niveles de tensión y potencia.

Resultados

Debemos generar una serie de tablas resumen que nos muestren los efectos del PMGD en la red de distribución y verificar el cumplimiento de la NTCO y la NTSyCS.

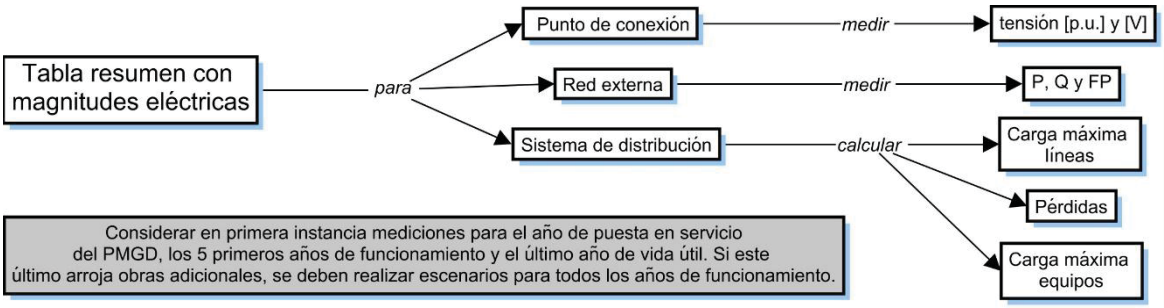


Figura 4-5 Estructura y mediciones para generar tabla resumen magnitudes eléctricas (elaboración propia)

Para luego concluir:

- El FP medido en la cabecera del alimentador para todos los escenarios de demanda está dentro de lo establecido por la norma.
- El nivel máximo de carga de las líneas del alimentador (no superar el 85% de capacidad térmica)
- El nivel de carga máxima de los reguladores de tensión (RRVV) (no superar el 85% de capacidad térmica)
- Las pérdidas de potencia máxima en el sistema (KW). Verificar si aumentan o disminuyen con la instalación del PMGD
- Se invierte o no se invierte el flujo hacia la cabecera del alimentador (comparar potencia red externa)
- Que los niveles de tensión se encuentren dentro del rango establecido por la norma (+/- 6% u 8%).
- Verificar que la variación de tensión no supero el 6% en el punto de conexión de la central al momento de conectarla.

Pérdidas según tecnología de generación

El cálculo de las pérdidas debe hacerse en tres bloques horarios para los 12 meses inmediatamente anteriores a los meses de junio y diciembre de cada año, como indica la NTCO en artículo 3-5, donde está la metodología de cálculo del factor de referenciación FR. Los tres bloques horarios son:

- Día (08:01 – 18:00)
- Tarde (18:01 – 23:59)
- Noche (00:00 – 08:00)

Por lo tanto debemos calcular 36 FR en total. Para calcular uno de estos 36 se deben llevar a cabo los siguientes pasos:

- Primero, Obtener las pérdidas de la línea sin ningún PMGD conectado
- Segundo, Obtener las pérdidas con el PMGD conectado (si existen más centrales en el alimentador deben considerarse todas).
- Tercero, obtener la variación de las pérdidas con y sin PMGD.
- Cuarto, sumar la variación de pérdidas por bloque horario, obteniendo la energía pérdida
- Quinto, sumar las generaciones por bloque horario, obteniendo la energía producida
- Sexto y último, calcular el Factor de referenciación

Debemos tener en consideración que si el FR calculado es menor a 1 significa que el PMGD está aumentado las pérdidas, mientras que si el FR es mayor a 1, el PMGD está disminuyendo las pérdidas.

Una vez obtenidos los 36 factores estos deberán ser comunicados al CDEC correspondiente y al interesado en conectar. En el capítulo siguiente se dará un ejemplo para entender mejor el procedimiento de cálculo.

Plan de obras

Luego se debe elaborar el formulario N°6B que entrega los resultados de los distintos estudios Técnicos al Interesado en una planilla, completando lo siguiente:

- Identificación del formulario N°5
- Identificación de la empresa
- Datos relacionados con el PMGD (nombre del proyecto, alimentador)
- Entrega de resultados de estudios técnicos
- Costos de eventuales obras adicionales a ejecutar.

Ahora, para desarrollar el siguiente estudio, se debe esperar la conformidad del cliente a través del Formulario N°6 e ingresar a la planilla 3 las distintas fechas de envío y conformidad del estudio estático por parte del cliente.

4.4.3 Estudios de cortocircuito

Una vez aprobado el estudio de impacto estático por parte del cliente se debe realizar el estudio de cortocircuito o gestionar un consultor externo para su elaboración.

Se realiza una simulación con DigSilent, acoplando el modelo del alimentador con los interruptores del sistema a analizar, además de las centrales y equipos principales del alimentador. Los principales métodos de cálculo son las normas:

- ANSI
- IEC-60909

- VDE
- IEC-61363

Consideraciones antes de comenzar

Para esta metodología se trabajará bajo el procedimiento de la Dirección de Operación DO del CDEC-SIC, "Términos y condiciones del cálculo de corrientes de cortocircuito para la verificación del dimensionamiento de interruptores en el SIC, en conformidad de la NTSyCS y la norma IEC 60909-0 (2001) "Short-circuit current in three-phase a.c. systems"

La NTCO en sus artículos 2-21 y 2-22 pide calcular todos los cortocircuitos presentes en la norma internacional de corrientes de corto circuito en sistemas trifásicos de corriente alterna IEC 60909 que se aprecian en la figura 4-6 con el objetivo de verificar el correcto funcionamiento de las protecciones utilizando para ello la corriente de cortocircuito máxima obtenida.

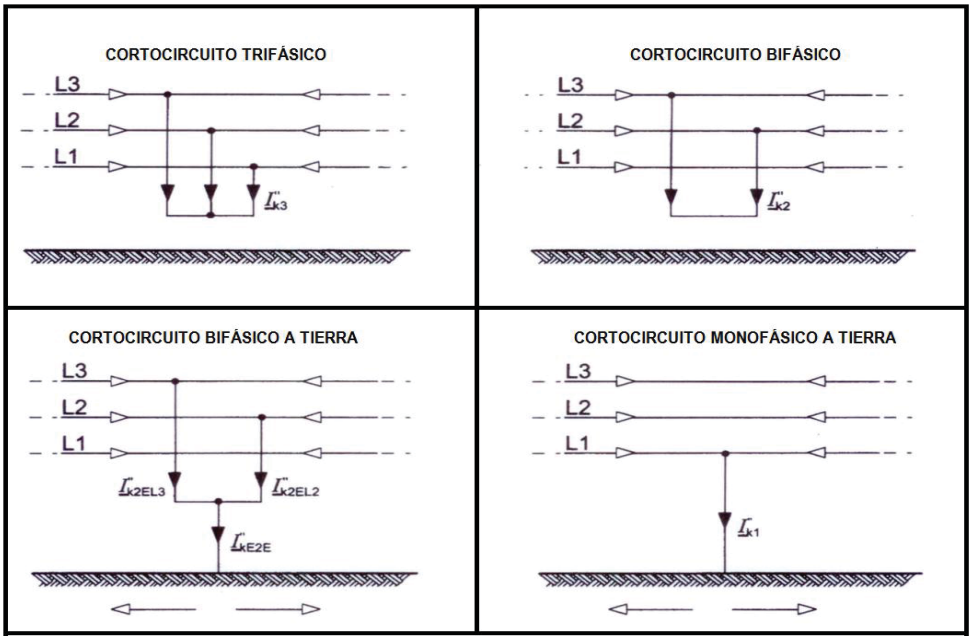


Figura 4-6 Tipos de corrientes de cortocircuito (fuente: Norma EIC 60909 - 2001)

La falla trifásica es la que supone entrega las condiciones más severas a las componentes del sistema, por lo que los estudios de cortocircuito se enfocan generalmente en este tipo de fallas. La metodología propuesta considera el cálculo de todas las probabilidades debido a que la corriente de cortocircuito monofásica o bifásica en ocasiones puntuales puede sobrepasar la trifásica. Se debe tener presente que la probabilidad de ocurrencia de la falla monofásica es de un 80%, la bifásica 15% y la trifásica solo un 5%.

Para determinar el nivel máximo de cortocircuito la NTCO de PMGD en su artículo 2-22 al igual que el DO del CDEC-SIC exigen una serie de requisitos que ejecutaremos a través de la metodología que muestra la imagen de la figura 4-7.

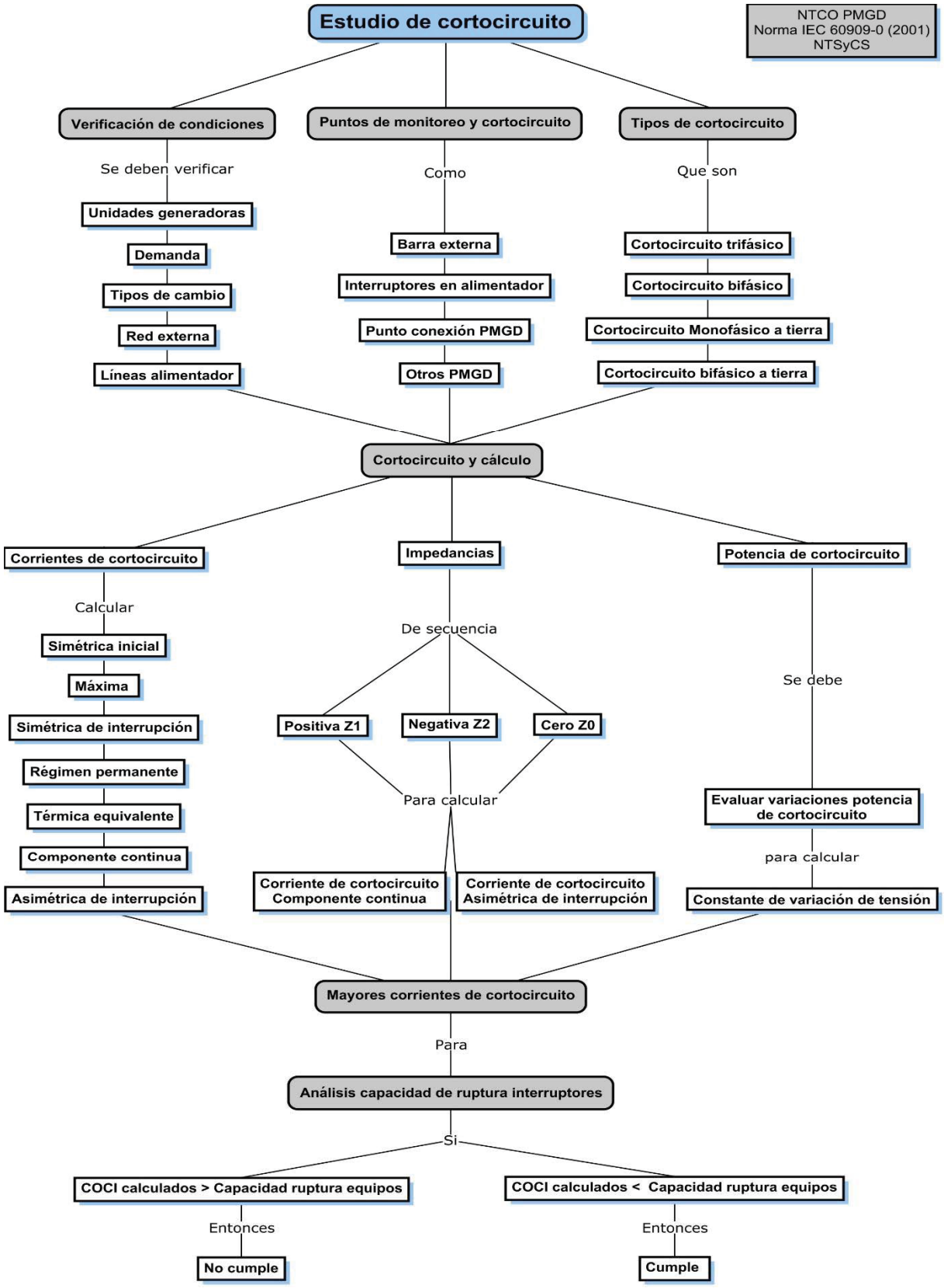


Figura 4-7 Metodología estudio de cortocircuito (elaboración propia)

Verificación de condiciones

Se deben verificar las siguientes condiciones y supuestos en el escenario de simulación:

- Todas las unidades generadoras y componentes existentes en servicio
- Todas las unidades generadoras asociadas a proyectos futuros en servicio
- Todas las líneas de transmisión energizadas
- Todas las líneas asociadas a proyectos futuros energizadas
- Durante el tiempo que dure el cortocircuito no existirán cambios topológicos
- Durante la duración del cortocircuito no hay cambio en el tipo de cortocircuito involucrado.
- No se consideran las resistencias de arco
- Demanda máxima del alimentador. (también puede ser analizado un escenario con demanda mínima teniendo claro que el aporte a la corriente de cortocircuito de la red externa será mucho menor).

Además, como estamos utilizando la norma IEC 60909, se debe considerar lo siguiente:

- Factor de tensión: Se deberá considerar una tensión pre-falla igual a C veces la tensión nominal, donde C es el factor de tensión que para sistemas con tensión nominal mayor a 1 [kV] es 1.1.
- Tiempo mínimo de separación de los contactos de un interruptor 40 [ms]
- Tiempo de duración de la corriente de corto circuito 1 [s]
- Reactancia de máquinas sincrónicas, considerar la reactancia sub-transitoria saturada o 0.8 veces el valor de la reactancia sub-transitoria no saturada.
- Reactancia de máquinas asincrónicas, considerar la impedancia de rotor bloqueado

Puntos de monitoreo y cortocircuito

Todos aquellos nodos del área donde se tengan equipos de interrupción que son:

- Barra o nodo donde se pretende conectar el PMGD
- Barra o nodo donde existan otros PMGD conectados o provistos a conectar
- Barra del o los interruptores dentro del alimentador
- Barra red externa

Tipos de fallas y cortocircuito

Mediante la utilización del software se simularan cuatro eventos de cortocircuito, de acuerdo al artículo 2-22 de la NTCO, y si se estima necesario el evento de “conductor abierto”. Los cortocircuitos exigidos son:

- Cortocircuito trifásico (3F)
- Cortocircuito bifásico aislado (2F)
- Cortocircuito bifásico a tierra (2FT)
- Cortocircuito monofásico a tierra (1FT)

Cortocircuito y cálculo

Para los tipos de cortocircuito mencionados anteriormente, se determinaran las siguientes corrientes y potencias mediante DigSilent

- Corriente de cortocircuito simétrica inicial (Ikss)
- Corriente de cortocircuito máxima (Ip)
- Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción (Ib)
- Corriente de cortocircuito en régimen permanente (Ik)
- Corriente de cortocircuito térmica equivalente (Ith)
- Potencia de cortocircuito (Skss)

Las corrientes Ikss, Ip, Ib, Ik y Ith pueden ser obtenidas directamente a través del software, mientras que las corrientes Idc y Iasi deberán ser calculadas mediante la aplicación de las expresiones matemáticas contenidas en la norma IEC 60909, en base a otras variables que se obtiene en la simulación que son:

- Resistencia y reactancia de secuencia cero
- Resistencia y reactancia de secuencia positiva
- Resistencia y reactancia de secuencia negativa

A continuación se detalla el método de selección de las mayores corrientes de cortocircuito y el procedimiento de cálculo para obtener componente continua y la asimétrica de interrupción.

- Componente continua de la corriente de cortocircuito de interrupción (Idc)
- Corriente de cortocircuito asimétrica de interrupción (Iasi)

Primero se determina la mayor corriente de cortocircuito máxima (Ip) en cada punto de monitoreo de la red, como:

$$I_{PMayor} = Max\{I_{P3F}, I_{P2F}, I_{P1FT}, I_{P2FT}\} \quad (5\text{-}1)$$

Luego se determina la mayor corriente de cortocircuito simétrica de interrupción (Ib), en el instante de 40 [ms] después de ocurrida la falla en cada punto de monitoreo de la red, como:

$$I_{bMayor} = Max\{I_{b3F}, I_{b2F}, I_{b1FT}, I_{b2FT}\} \quad (5\text{-}2)$$

40 [ms] después de iniciada la falla se calcula la corriente de cortocircuito asimétrica de interrupción (Iasi), pero antes debemos calcular las razones X/R de las corrientes de cortocircuito 3F, 2F, 2F-T y 1F-T de la siguiente manera:

$$(X/R)_{1F} = \frac{X1+X2+X0}{R1+R2+R0} \quad (5\text{-}3)$$

$$(X/R)_{2F} = \frac{X1+X2}{R1+R2} \quad (5\text{-}4)$$

$$\boldsymbol{Z_{2FT} = \frac{(Z1*Z2+Z1*Z0+Z2*Z0)}{\sqrt{3}*Z2}} \quad (5\text{-}5)$$

$$(X/R)_{2FT} = \frac{Imag(Zcc2FT)}{Real(Zcc2FT)} \quad (5\text{-}6)$$

Luego se calcula la componente continua (Idc) de las corrientes de cortocircuito de interrupción, a través de la aplicación de las siguientes expresiones:

$$I_{dc3F} = \sqrt{2} * I_{b3F} * e^{-(\frac{4*\pi}{(X/R)_{3F}})} \quad (5\text{-}7)$$

$$I_{dc2F} = \sqrt{2} * I_{b2F} * e^{-(\frac{4*\pi}{(X/R)_{2F}})} \quad (5\text{-}8)$$

$$I_{dc2FT} = \sqrt{2} * I_{b2FT} * e^{-(\frac{4*\pi}{(X/R)_{2FT}})} \quad (5\text{-}9)$$

$$I_{dc1FT} = \sqrt{2} * I_{b1FT} * e^{-(\frac{4*\pi}{(X/R)_{1FT}})} \quad (5\text{-}10)$$

Ahora ya se pueden calcular las corrientes asimétricas de interrupción (Iasi)

$$I_{asi3F} = \sqrt{I_{b3F}^2 + I_{dc3F}^2} \quad (5\text{-}11)$$

$$I_{asi2F} = \sqrt{I_{b2F}^2 + I_{dc2F}^2} \quad (5\text{-}12)$$

$$I_{asi2FT} = \sqrt{I_{b2FT}^2 + I_{dc2FT}^2} \quad (5\text{-}13)$$

$$I_{asi1FT} = \sqrt{I_{b1FT}^2 + I_{dc1FT}^2} \quad (5\text{-}14)$$

Luego se determina la mayor corriente Iasi, como:

$$I_{asiMayor} = Max\{I_{asi3F}, I_{asi2F}, I_{asi1FT}, I_{asi2FT}\} \quad (5\text{-}15)$$

Finalmente se determina la mayor corriente de cortocircuito simétrica en régimen permanente (Ik), como:

$$I_{kMayor} = Max\{I_{k3F}, I_{k2F}, I_{k1FT}, I_{k2FT}\} \quad (5\text{-}16)$$

Potencia de cortocircuito

Evaluando entre los escenarios sin central y con central, se identifican las variaciones porcentuales de potencia entre los dos casos para ver el impacto por la entrada en operación de un nuevo actor de generación. Se utiliza para el cálculo de la constante de variación de tensión Kvs.

Mayores corrientes de cortocircuito

El nivel máximo de cortocircuito corresponde a la mayor corriente obtenida de comparar las respectivas corrientes de cortocircuito de interés obtenidas para cada tipo de falla para el punto de la red en evaluación.

Análisis de la capacidad de ruptura de los interruptores

Finalmente se deben comparar los resultados obtenidos con las características de ruptura de los interruptores asociados a la red de distribución y al interruptor propio del PMGD, considerando según NTCO, un margen de seguridad respecto a la corriente de cortocircuito a interrumpir que pasara por el equipo de un valor igual o menor al 85% respecto de su capacidad nominal. Además se debe verificar:

- Capacidad de ruptura simétrica nominal del interruptor , deberá ser mayor que la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción (Ib) en el instante de 40 [mSeg] después de iniciado el cortocircuito
- Capacidad de ruptura asimétrica del interruptor, deberá ser mayor que la corriente de cortocircuito de interrupción asimétrica (IbAsy) en el instante de 40 [mSeg] después de iniciado el cortocircuito
- La capacidad de cierre contra cortocircuito nominal de interrupción, deberá ser mayor que la corriente de cortocircuito máxima instantánea (Ip)
- La corriente de cortocircuito de duración nominal del interruptor dada por el (I2t), denominada corriente térmica (Ith), deberá ser mayor que el Ik2t correspondiente a la corriente de cortocircuito en régimen permanente (Ik) para un periodo de operación de la primera protección de respaldo.

Recomendaciones en DigSilent

Simulaciones: El proceso de simulación puede tornarse largo y tedioso por la cantidad de escenarios a evaluar, los cuales dependerán de la topología y características propias de cada alimentador, por lo que recomienda utilizar el lenguaje de programación DPL para realizar todas las fallas en todos los puntos de interés y extraer todas las corrientes necesarias para obtener las características de ruptura de los interruptores. En el apéndice del presente trabajo se podrán encontrar algunos códigos de programación utilizados para simular escenarios en el siguiente capítulo.

Red externa: Como ya se había mencionado anteriormente es importante distinguir que configuración estamos ocupando para los aportes de la red externa. Si la acoplamos al Sistema interconectado debemos prestar atención a que se encuentre en su escenario de mayor generación y mayor demanda como estipula la norma IEC 60909-0. De lo contrario, si configuramos manualmente la red externa debemos solicitar los datos exactos en tensión y corrientes de cortocircuito propios de la subestación para ingresarlos en la configuración.

Gráficos de corriente de cortocircuito: DigSilent no solo permite obtener todas las corrientes de cortocircuito sino también graficar el aporte tanto del PMGD como de la red externa a estas corrientes. Para ello se recomienda obtener gráficos en los puntos de repercusión que nos permitirán observar más claramente el comportamiento tanto en tensión como en corriente de cada falla. Estos gráficos se pueden anexar al informe de cortocircuito.

Observaciones PMGD Solar

Para modelar los inversores y su contribución al cortocircuito se tiene que recurrir a la información del fabricante de los inversores. Generalmente se estipula que cada inversor contribuye a la falla con 1.09 veces la corriente nominal en secuencia positiva, excepto si la tensión de secuencia negativa supera un cierto nivel, fijado por defecto pro el fabricante, en cuyo caso la contribución a la falla es nula

La contribución de las instalaciones fotovoltaicas a la corriente de cortocircuito se mira en los terminales de un inversor y en los terminales del transformador HT/MT, lado HT.

Si se desea simular el aporte de cada inversor a la corriente de cortocircuito se recomienda implementar un algoritmo en DPL con el proceso siguiente:

- Calculo del cortocircuito monofásico, bifásico y bifásico a tierra
- Supervisión de la tensión de secuencia negativa, comparación con umbral limite
    - Si la tensión de secuencia negativa es mayor, entonces modificación de la contribución de cortocircuito nula en los inversores en los que se detecte la condición.
    - Si la tensión de secuencia negativa es menor, entonces modificación de la contribución al cortocircuito correspondiente a 1.09 pu de corriente de secuencia positiva en los inversores en los que se detecta la condición.
    - Repetición del cálculo de cortocircuito
    - Emisión de los resultados finales

Observaciones con PMGD eólico

La NTCO dice que si el generador es del tipo asincrónico, se deberá verificar adicionalmente que se cumpla con la relación estipulada en el artículo 2-14 donde se pide calcular una constante de variación de tensión máxima en sincronización Kvs, que deberá ser menor o igual q 16. Para calcular esta constante es importante que durante el estudio de cortocircuito se realicen mediciones de potencia de cortocircuito en el punto de conexión del PMGD en MVA.

Completar planillas

Luego se debe elaborar el formulario N°6B que entrega los resultados de los distintos estudios Técnicos al Interesado en una planilla, completando lo siguiente:

- Identificación del formulario N°5
- Identificación de la empresa
- Datos relacionados con el PMGD (nombre del proyecto, alimentador)
- Entrega de resultados de estudios técnicos
- Costos de eventuales obras adicionales a ejecutar.

Ahora, para desarrollar el siguiente estudio, se debe esperar la conformidad del cliente a través del Formulario N°6 e ingresar a la planilla 3 las distintas fechas de envío y conformidad del estudio de corto circuito por parte del cliente.

4.4.4 Estudio dinámico

El estudio de impacto dinámico en la red de distribución no es exigido para la conexión de una central PMGD pero si se establecen algunas condiciones mínimas que deben cumplirse en el diseño, dependiendo del efecto que puedan producir grandes perturbaciones de duración temporal o permanente en los equipos y la confiabilidad del sistema. Con el objetivo de asegurar la correcta operación y el cumplimento de la normativa vigente se recomienda realizar un estudio dinámico.

Aspectos de la normativa

Los documentos consultados para verificar el cumplimiento de las variables analizadas son:

- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios (NTSyCS 2016)
- Norma Técnica de Conexión y Operación para Pequeños Medios de Generación Distribuida (NTCO PMGD 2016)
- Decreto supremo N° 327 que fija el reglamento de la ley general de servicios eléctricos (2008)

Las mayores referencias de la NTCO y la NTSyCS referidas a los aspectos dinámicos son:

- **El artículo 4-34 de la NTCO :** El PMGD debe separarse automáticamente de la red de media tensión en caso de falla en el circuito al cual está conectado, pero en caso de desprendimiento de cargas o variaciones en la generación de la red, este puede seguir operando normalmente si cumple con los niveles de tensión y frecuencia.
- **Artículo 4-34 de la NTCO:** El tiempo de actuación de las protecciones principales o reconectadores deberá ser lo suficientemente breve como para asegurar el efectivo despeje de la falla en un tiempo inferior a los 120 ms y que el PMGD se desconecte de la red de media tensión con sus protecciones RI durante el periodo sin tensión.
- **El artículo 4-36 y 4-37 de la NTCO**: Nos entregan los requerimientos en tensión y frecuencia a los que deben ajustarse los equipos de protecciones y cumplir los tiempos de despeje requeridos. Por lo tanto debemos prestar especial interés en los niveles de la tensión, la frecuencia, la potencia activa y la potencia reactiva que tendremos en los puntos de interés. Los tiempos de despeje de tensión y frecuencia están en la tabla 2-1 y 2-2 del capítulo 2.
- **Artículo 4-39 de la NTCO:** El PMGD no podrá conectarse luego de ocurrida una perturbación en la red de media tensión, hasta que la tensión y la frecuencia en el punto de conexión estén en los rangos establecidos que son:
    - Red urbana: 0,94 a 1,06 Vc y 49,6 a 50,4 Hz durante al menos 5 minutos
    - Red rural: 0,92 a 1,08 Vc y 49,6 a 50,4 Hz durante al menos 5 minutos

  El artículo antes citado también hace alusión al gradiente de la potencia a inyectar.

- **Artículo 5-39 de la NTSyCS:** Verificación de la evolución del nivel de tensión en las barras ante una contingencia. Principalmente establece verificar tres puntos:
    - Que a los 10 [ms] de despeje de la contingencia, el nivel de tensión debe ser mayor a 0,7 [p.u.].
    - A 1 segundo de despejada la contingencia, el nivel de tensión debe ser mayor que 0,8 [p.u.].
    - A 20 segundos de iniciada la contingencia el nivel de tensión debe ingresar a una banda de tolerancia de más menos 10%.
- **Artículo 4-40 de la NTSyCS:** Verificación de la frecuencia mínima. Al igual que la verificación anterior se deben observar en un estudio de estabilidad transitoria las barras cercanas a la ubicación de la contingencia.
- **Artículo 4-48 de la NTSyCS:** Verificación de la máxima excursión angular. Establece que se adoptara un valor máximo de 120° para la excursión angular del rotor de las centrales en la primera oscilación.
- **Artículo 4-43 y 4-44 de la NTSyCS:** Verificación del coeficiente de amortiguamiento. Establece que el valor mínimo del coeficiente de amortiguamiento es 5% y su fórmula para calcularlo es la siguiente:

$$\zeta = -\frac{LN\ Ra}{2\pi\sqrt{\left(1+\frac{(LN\ Ra)^2}{4\pi^2}\right)}} * 100$$

  Donde Ra es el factor de los dos semiciclos consecutivos de igual signo en potencia activa A1 y A2. Más adelante, en la aplicación de la metodología se aclara como se calcula el factor de amortiguamiento.

Generalidades de la NTSyCS (2016)

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio NTSyCS [20] establece exigencias que deben cumplir las empresas concesionarias de cualquier naturaleza que trabajen el rubro eléctrico. Esta norma entrega los valores límites que pueden alcanzar las principales variables eléctricas que se observan para cumplir así las exigencias de seguridad y calidad de servicio. En el capítulo N°3 de esta normativa, se encuentran las exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de generación que decidan colocarse con una unidad generadora sincrónica, un parque eólico o un parque fotovoltaico. Los artículos más importantes a tener en consideración son: Artículos 3-5, 3-6 3-7 3-8, 3-9 y 3-10. En estos artículos se describen principalmente las exigencias en potencia activa y reactiva y los tiempos de actuación mínimos de las protecciones.

Antecedentes

Para realizar este estudio es necesario contar con cierta información entregada por el interesado en conectar y que la propia empresa distribuidora cuenta como:

- Estudios realizados en alimentado con anterioridad
- Modelo y tipo de tecnología de la central PMGD a conectar

- Modelo DigSilent o similar del alimentador donde pretende conectarse el PMGD con todas las características de equipos y líneas.
- Diagrama unilineal central con características técnicas de los equipos.

La metodología propuesta para realizar el estudio dinámico se muestra en la figura 4-8.

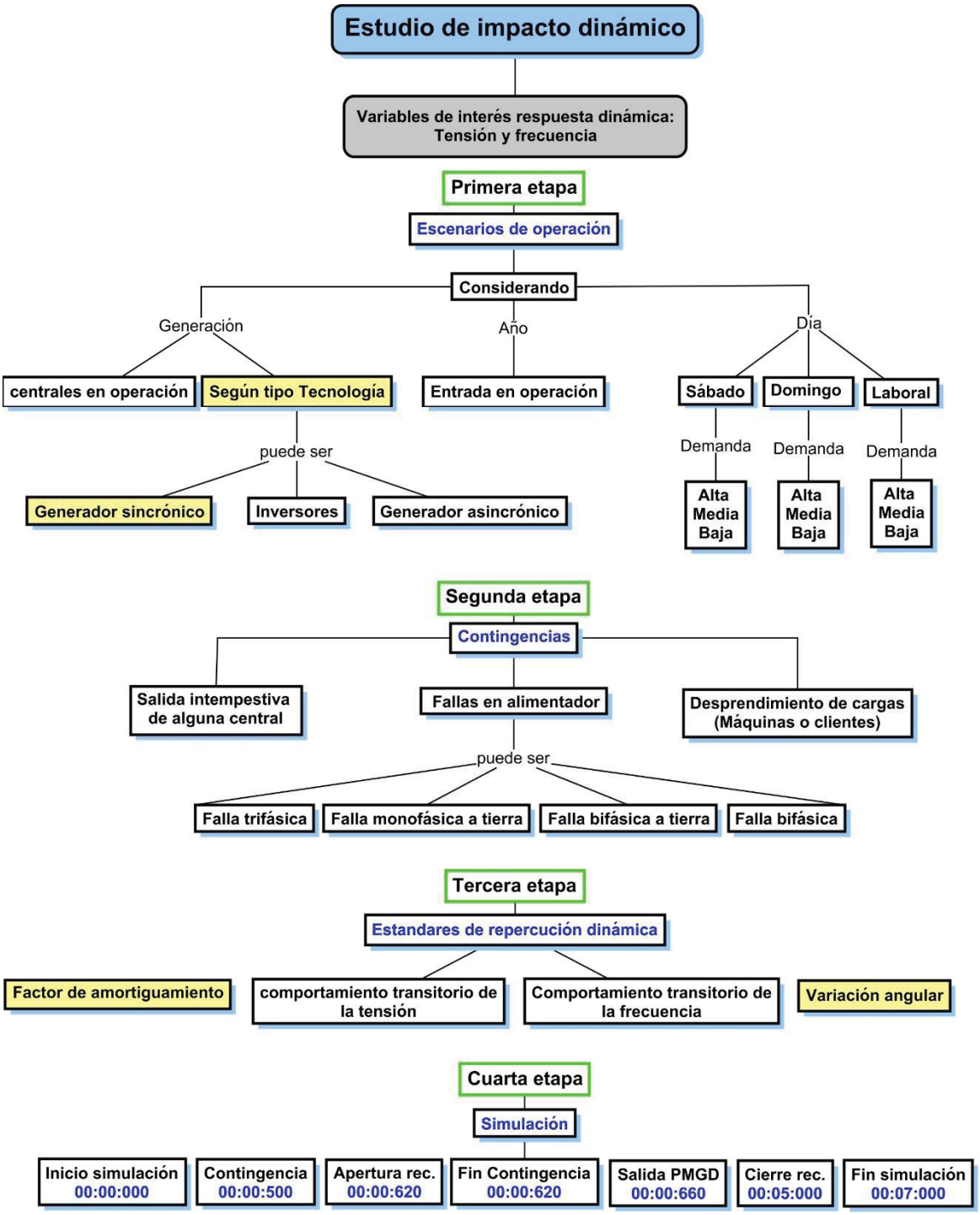


Figura 4-8 Metodología estudio impacto dinámico (elaboración propia)

Lo primero que se debe hacer es revisar los escenarios de operación que se estudiarán. Generalmente, de los descritos en el esquema de la figura 4-8 se utilizan dos.

1. Demanda alta en día laboral para el año de entrada en operación del PMGD con todas las centrales del alimentador en operación.
2. Demanda baja en día laboral para el año de entrada en operación del PMGD con todas las centrales del alimentador en operación.

En segundo lugar se revisan las contingencias a analizar que dependerán necesariamente de la topología del alimentador y sus características. Las contingencias utilizadas generalmente para estudiar los efectos en la red de media tensión son:

- Contingencia 1: Desconexión intempestiva del PMGD
- Contingencia 2: Salida intempestiva de alguna otra central conectada en el alimentador
- Contingencia 3: Desconexión programada de cargas del alimentador
- Contingencia 4: Falla trifásica en algún punto del alimentador
- Contingencia 5: Falla bifásica en algún punto del alimentador
- Contingencia 6: Falla bifásica a tierra en algún punto del alimentador
- Contingencia 7: Falla monofásica a tierra en algún punto del alimentador

Se reitera que la contingencia a analizar dependerá de varios factores propios de cada proyecto, y que los tiempos de despeje que se utilizarán para cada evento viene dado de los estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones, los cuales corresponden a los tiempos para los reconectadores inmediatamente aguas arriba de la falla, los cuales deben ser iguales o inferiores a los requeridos por la norma.

Para las contingencias efectuadas en los tramos del alimentador fuera de la troncal, no se consideran la operación de las protecciones de las centrales, siempre y cuando la falla sea despejada primeramente por el reconectador directamente asociado al tramo fallado.

La tercera etapa viene a definir los estándares de repercusión dinámica que se deben analizar en cada caso. La contingencia en estudio se evalúa sobre la base de los siguientes parámetros.

1. Comportamiento transitorio de la tensión.
2. Comportamiento transitorio de la frecuencia.
3. Estabilidad angular de los rotores de los generadores sincrónicos (donde se analiza además la potencia activa y reactiva inyectada por la central)
4. Factor de amortiguamiento de los generadores sincrónicos.

En la metodología de la figura 4-8 se destaca en amarillo los puntos donde es de vital importancia realizar un análisis dependiendo del tipo de tecnología.

Finalmente viene el proceso de simulación que dependiendo de la contingencia seleccionada será el proceso que llevaremos a cabo. La secuencia de operación para la simulación de fallas será la mostrada en la tercera etapa de la figura 4-8 y corresponde más detalladamente a:

- Comienzo de la simulación
- Aplicación de la contingencia
- Apertura de algún sistema de interrupción que saque la contingencia (en caso de falla)
- Salida del PMGD si es necesario en caso de funcionamiento en isla
- Cierre del interruptor antes abierto para verificar condiciones
- Termino de la simulación

El análisis consiste en evaluar estos escenarios en un transcurso de 7 segundos con la actuación del despeje con algún interruptor y la salida del PMGD para evitar que aporte a los niveles de corriente y tensión, además del funcionamiento en isla.

Es importante destacar que la NTCO no permite la operación en isla del PMGD, por lo que cada vez que ocurra un evento de falla en que se aísle la central debido a la actuación de algunas protecciones, este deberá ser desconectado del alimentador.

Para cada contingencia además monitorearemos ciertos puntos para ver los efectos de la frecuencia y la tensión.

- Punto de repercusión (punto más cercano al PMGD donde esté conectado otro cliente)
- Punto de conexión PMGD
- Red externa
- Cola alimentador, zona poblada y otros puntos de interés.

Tipo de tecnología

Generador sincrónico

Referido a la generación con centrales mini-hidro. Para el control de reactivos los PMGD sincrónicos dispondrán de un control de excitación que permita regular la energía reactiva suministrada a la red (Artículo 4-4 NTCO). Esto tiene directo impacto en el ángulo de excursión de la central. Es importante realizar todos los análisis de repercusión dinámica establecidos en la metodología.

Generador asincrónico

En el caso de un generador asincrónico (eólico), sin equipos de electrónica de potencia incorporados, su velocidad de partida debe estar entre el 95% y 105% de su velocidad de sincronismo. (Artículo 4-4 NTCO).

Cuando la energía generada por las turbinas eólicas pasa por una etapa de rectificación e inversión, no es necesario verificar la excursión angular del rotor respecto a la máquina de referencia del sistema interconectado.

Inversor

Cuando se tiene un generador solar la excursión angular y el cálculo del factor de amortiguamiento se hacen innecesarios. Además se menciona que al realizar simulaciones dinámicas, la estabilidad del sistema ante contingencias es casi instantáneo

4.4.5 Estudios de protecciones

Una vez aprobado el estudio de cortocircuito por parte del cliente se debe realizar el estudio de protecciones o gestionar un consultor externo para su elaboración. Lo más importante de las protecciones en distribución, y donde debemos prestar un interés especial es en la selección, aplicación y coordinación de los equipos de protecciones comúnmente usados en estos sistemas. A grandes rasgos existen tres tipos principales de protecciones que son los fusibles, los reconectadores y los seccionalizadores, estos últimos ya en desuso. Es importante entonces conocer un poco el comportamiento de los fusibles y los reconectadores

Fusibles: Es el medio de interrupción más sencillo en caso de cortocircuito o sobrecargas, el cual se funde cuando por el circula una corriente peligrosa durante un tiempo determinado. Poseen una gran variedad de curvas características que relacionan tiempos, corriente y tolerancias dependiendo de su aplicación. Respecto a esto último, las aplicaciones generales que se le dan a los fusibles son para proteger cargas industriales, transformadores o pequeños ramales de la red. Su coordinación se vuelve estrictamente necesaria cuando participan directamente en algún punto de la red.

Reconectadores automáticos: Es un dispositivo capaz de detectar sobre corrientes, interrumpirlas y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Su tarea principal es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente. Se pueden programar para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones y consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada. Las aplicaciones más comunes en distribución son en subestaciones, en alimentadores para seccionar la red, en ramales importantes, en pequeños ramales monofásicos y en las centrales conectadas.

En los sistemas de distribución entre el 80 y 95% de las fallas son del tipo temporal. Lo que se busca con la coordinar es que el dispositivo de protección más próximo a la falla debe despejarla, sea esta permanente o temporal.

Este estudio es para definir los criterios y ajustes de las protecciones asociadas a la conexión del PMGD y verificar la correcta coordinación del sistema de protecciones existente en el alimentador.

Metodología de estudio

Lo primero, al igual que los estudios anteriores, es definir las características del alimentador y obtener toda la información respecto a los equipos asociados a la nueva central para comenzar la coordinación. Es importante considerar en este estudio todas las obras adicionales que arrojo el estudio de flujo de potencia para trabajar con las características finales del alimentador.

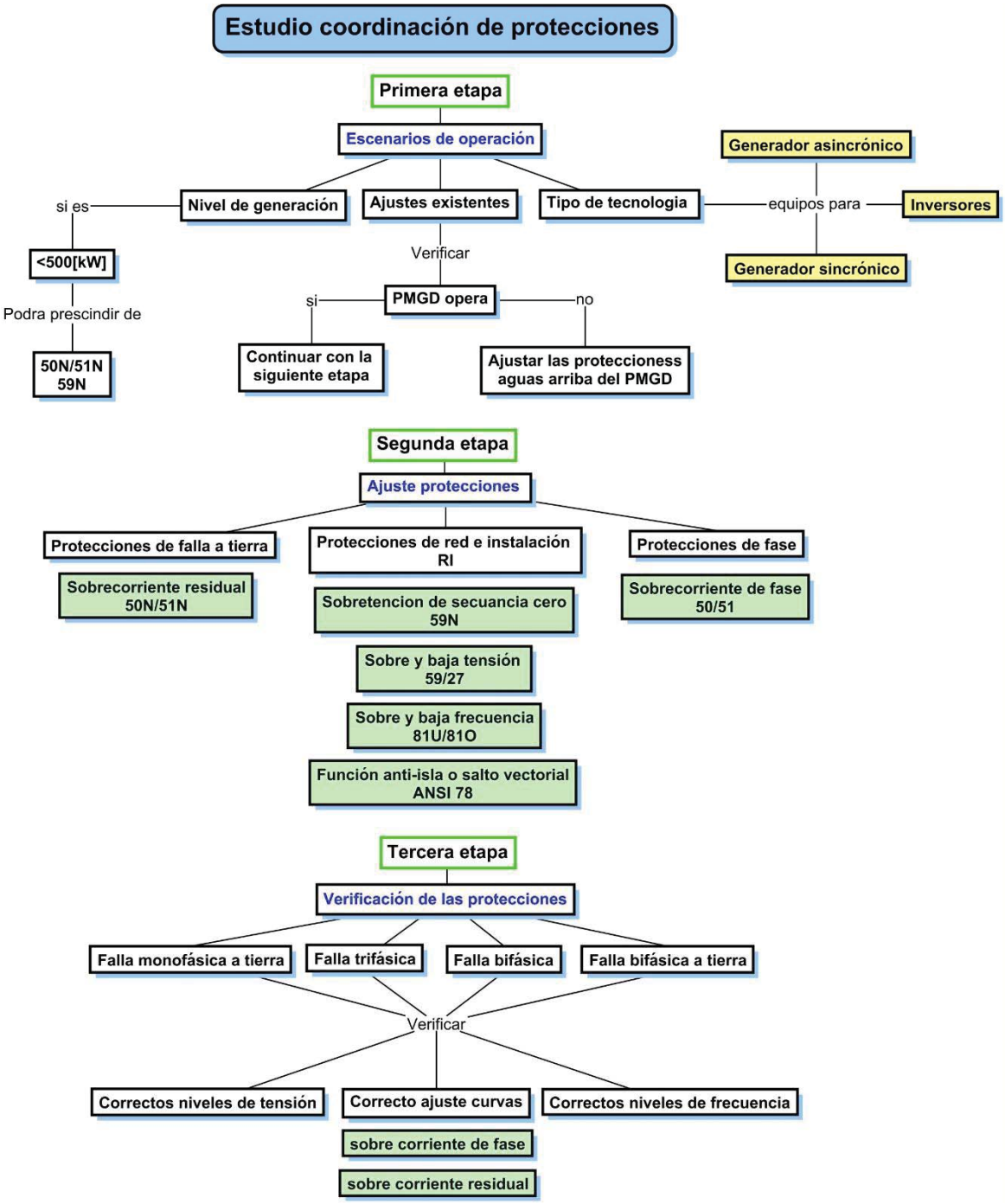


Figura 4-9 Metodología estudio de protecciones (elaboración propia)

La figura 4-9 muestra la metodología propuesta para elaborar el informe de coordinación de protecciones.

Escenarios de operación

Verificar los ajustes de las protecciones existentes, que tipo de equipos de control poseen y principalmente los ajustes de sobre corriente de fase y residual.

Verificar si el PMGD es capaz de operar con los actuales ajustes de protecciones de la línea sin tener salidas intempestivas. Para esto se utilizara la potencia nominal del generador y un escenario de demanda máxima. Otros puntos de interés.

- Verificar el comportamiento del transformador de la central
- Coordinación:
    - La coordinación se realizara a través del diagrama tiempo-corriente característico de las protecciones eléctricas en distribución y con ayuda del software Power Factory DigSilent
    - Se coordinaran las protecciones de la central con todas aquellas aguas arriba del punto de conexión

Según el tipo de tecnología es importante mencionar los requerimientos de la SEC. La figura 4-10 muestra un esquema con los equipos exigidos según la tecnología que se instalara.

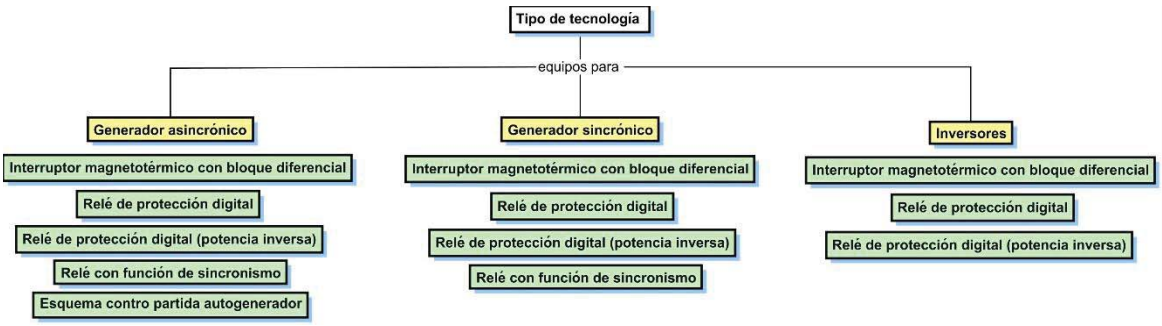


Figura 4-10 Exigencias según tecnología de generación

Ajuste de protecciones

Las siguientes protecciones deben implementarse respetando la normativa correspondiente que se encuentre vigente al momento de realizar la conexión.

- Protecciones contra cortocircuito
- Protecciones contra sobrecargas
- Protecciones contra descargas eléctricas
- Protección limitadora de potencia (en el caso que potencia instalada sea mayor a la permitida a inyectar a la red)
- Protección contra pérdida de sincronismo

A los PMGD se les exigirán las siguientes protecciones

- Protecciones por sobre corriente de fases (50/51)
- Protecciones de falla a tierra (50N/51N)
- Protecciones de red e instalación (RI) con las siguientes funciones
    - Funciones de protecciones por sobre y baja tensión (59/27)
    - Funciones de protecciones por sobre y baja frecuencia (81U/81O)
    - Función de protección anti-isla (78)
    - Sobretensión de secuencia cero (59N)
- Protecciones de potencia inversa (32)

Las protecciones RI deben actuar sobre el interruptor de acoplamiento (reconectador) para la desconexión del PMGD por tensión, frecuencia o isla no intencionada. Las pérdidas de comunicación entre protecciones RI y e reconectador producirán que el sistema se abra inmediatamente

Verificación de las protecciones (según norma)

La norma exige considerar los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la S/E primaria, del transformador asociado al PMGD y los otros transformadores de los otros PMGD existentes o provistos a conectar (si existen impedancias asociadas al neutro del transformador deben ser modeladas).

Se simularan cortocircuitos en diferentes puntos de la red de distribución. Como recomendación se propone realizar estas simulaciones entre todos los reconectadores existentes en la red. Esto con el objetivo de verificar que los criterios de ajustes utilizados y las eventuales modificaciones del sistema de protecciones existente permitan mantener un esquema de protecciones con una adecuada selectividad, sensibilidad y rapidez ante fallas.

Puntos a evaluar:

- Zona protegida por el segundo equipo de protecciones aguas abajo del punto de conexión del PMGD
- Aguas arriba del primer equipo de protecciones más próximo al punto de conexión del PMGD, perteneciente a la red de distribución principal donde se conecta dicha central.
- Tramo de conexión entre el punto de conexión y los equipos de generación en MT
- Tramo inmediatamente posterior a la cabecera del alimentador adyacente que tenga asociado el tiempo de operación mayor ante una falla en dicho punto con respecto al resto de los alimentadores adyacentes.

Los eventos a simular, según el esquema metodológico serán:

- Falla monofásica a tierra
- Falla bifásica a tierra
- Falla bifásica
- Falla trifásica

El tiempo de coordinación entre curvas de sobre corriente de elementos de protecciones adyacentes mínimo será de 100 ms. Se podrán analizar tiempos menores a los 100 ms siempre y cuando no afecte la selectividad en el despeje de la falla.

Ante toda situación Se deberá verificar el cumplimiento de las exigencias respecto a las protecciones de frecuencia, voltaje y anti-isla

Según norma y si el PMGD invierte flujo deberán considerarse el estudio de protecciones de todos los alimentadores conectados al mismo transformador de la S/E.

Debemos trabajar con demanda máxima y mínima (como escenarios). Cuando son sistemas más complejos se agregan otros escenarios como centrales en operación, ramales fueran de servicio, circuitos abiertos etc.

Luego se debe elaborar el formulario N°6B que entrega los resultados de los distintos estudios Técnicos al Interesado en una planilla, completando lo siguiente:

- Identificación del formulario N°5
- Identificación de la empresa
- Datos relacionados con el PMGD (nombre del proyecto, alimentador)
- Entrega de resultados de estudios técnicos
- Costos de eventuales obras adicionales a ejecutar.

Ahora, para desarrollar el siguiente estudio, se debe esperar la conformidad del cliente a través del Formulario N°6 e ingresar a la planilla 3 las distintas fechas de envío y conformidad del estudio de protecciones por parte del cliente.

El formulario N°6 debe ser enviado por la distribuidora a la SEC y el CDEC respectivo

4.5 Valorización de las obras eléctricas

Ahora estableceremos la información necesaria para que la empresa distribuidora determine los costos que deberá incurrir el interesado en conectar una central en las redes del servicio público concesionado. Se presentan una serie de tablas y planillas que debe confeccionar y revisar la empresa distribuidora cada vez que un PMGD apruebe el formulario N°5.

4.5.1 Ingeniería Básica y conceptual

Se debe solicitar al jefe del área de proyecto alimentadores y mejoramiento la elaboración de la ingeniería básica. Para ello se le hará entrega de los datos obtenidos en la visita a terreno multidisciplinaria y el estudio de impacto estático. La persona a cargo de la ingeniería básica entregara al área de conexión de centrales la valorización del proyecto y una descripción general. A modo de ejemplo se presenta en la figura 4-11 una planilla tipo.

VALORIZACIÓN PROYECTO N°1

Nombre de la obra	**Fecha**
Solicitado por	**Alimentador**
Proyectista	**Zona**
Red/linea	**En concesión**

RESUMEN

Tipo	Inversión
Materiales	
Mano de obra	
equipos	
Subestaciones	
Otros costos	
TOTAL	

DESCRIPCIÓN

Figura 4-11 Resumen valorización del proyecto (elaboración propia)

Además el *jefe del área de proyecto de alimentadores y mejoramiento* debe adjuntar el detalle del presupuesto donde se entregara el resumen de las inversiones necesarias para que el PMGD pueda conectarse al alimentador. Se deben detallar el diseño, los postes, estructuras, conductores, subestaciones, equipos y otros costos que se producirán, además de la cantidad necesaria de cada elemento con sus respectivos costos de material y servicio (mano de obra). A continuación en la figura 4-12 se presenta la planilla tipo para realizar el detalle requerido por el área de conexión de centrales.

Por diseño se entenderán los costos asociados por la emisión de la OT (operación tributaria), impresión de planos, dibujo georreferenciado, topografía vial, etc.

VALORIZACIÓN PROYECTO N°1

Nombre de la obra	**Fecha**
Solicitado por	**Alimentador**
Proyectista	**Zona**
Red/linea	**En concesión**

DETALLE PRESUPUESTO

Diseño	Cantidad	Material	Total material	Servicios	Total Servicios
TOTAL					
Postes y estructuras	**Cantidad**	**Material**	**Total material**	**Servicios**	**Total Servicios**
TOTAL					
Conductores	**Cantidad**	**Material**	**Total material**	**Servicios**	**Total Servicios**
TOTAL					
Subestaciones	**Cantidad**	**Material**	**Total material**	**Servicios**	**Total Servicios**
TOTAL					
Equipos	**Cantidad**	**Material**	**Total material**	**Servicios**	**Total Servicios**
TOTAL					
Otros costos	**Cantidad**	**Material**	**Total material**	**Servicios**	**Total Servicios**
TOTAL					

Figura 4-12 Detalle presupuesto proyecto (elaboración propia)

4.5.2 Calculo del VNR

Un miembro de la unidad de proyectos de centrales deberá realizar el cruce de información ente la base VNR (Valor Nuevo de Remplazo) de la distribuidora y la valorización respecto a la ingeniería básica entregada por el área de proyecto alimentadores. Recordemos que según la ley y los decretos a la SEC le corresponde fijar el VNR y los AyR a través de la información entregada

por cada empresa distribuidora a nivel nacional, esto según el artículo 314 del DS 327. Esta información puede ser obtenida a través del sitio web de la SEC, donde se entrega todo el detalle por empresa a nivel nacional del costo unitario de disposiciones normalizadas (CUDN) y la fijación del VNR. El detalle del VNR fijado por empresa al año 2015 se muestra en la tabla 4-9

Tabla 4-9 Fijación de Valor Nuevo de Remplazo (VNR) al año 2015 (fuente www.sec.cl)

Código	EMPRESA	Instalaciones Eléctricas	Bienes Muebles e Inmuebles	Capital de Explotación	Bienes Intangibles	VNR Fijado
1	EMELARI	20.728.029.359	5.097.369.063	2.599.722.268	315.614.198	28.740.734.888
2	ELIQSA	26.958.365.883	7.659.789.920	4.255.013.906	564.316.717	39.437.486.426
3	ELECDA	51.128.040.648	9.787.806.813	7.688.525.367	775.361.956	69.379.734.783
4	EMELAT	32.752.088.016	4.431.920.506	4.897.868.262	577.592.224	42.659.469.008
6	CHILQUINTA	204.478.984.867	12.893.851.808	17.345.071.215	4.347.456.734	239.065.364.624
7	CONAFE	163.988.947.706	5.694.512.510	13.227.882.197	2.145.729.024	185.057.071.436
8	EMELCA	629.411.668	708.114	141.732.956	12.602.396	784.455.134
9	LITORAL	20.373.075.599	1.480.284.664	909.178.151	437.067.205	23.199.605.619
10	CHILECTRA	649.916.495.079	23.767.838.613	82.205.860.477	11.674.333.913	767.564.528.082
12	EEC	5.060.747.366	441.550.071	599.252.903	110.045.949	6.211.596.289
13	TILTIL	2.524.408.524	156.808.392	113.252.488	53.624.338	2.848.093.743
14	EEPA	12.947.494.775	157.239.381	1.819.993.964	262.094.683	15.186.822.802
15	LUZANDES	2.958.567.424	30.480.808	97.893.792	48.709.189	3.135.651.213
18	CGED	611.606.396.085	10.808.779.455	69.471.641.704	6.462.212.845	698.349.030.089
20	COOPERSOL	818.058.205	81.805.821	4.332.211	17.997.281	922.193.517
21	COOPELAN	23.954.870.670	2.349.937.692	648.219.182	298.862.484	27.251.890.028
22	FRONTEL	205.961.422.354	4.719.545.988	7.323.516.849	2.500.779.380	220.505.264.570
23	SAESA	187.779.918.316	7.929.518.041	17.274.735.684	2.960.180.160	215.944.352.200
24	EDELAYSEN	22.421.929.310	954.182.827	1.513.031.070	314.318.999	25.203.462.206
25	EDELMAG	16.836.913.835	3.588.170.879	2.041.393.830	408.501.694	22.874.980.239
26	CODINER	17.668.106.138	0	498.217.815	202.938.099	18.369.262.051
28	EDECSA	8.166.635.623	810.118.997	412.987.139	167.198.165	9.556.939.925
29	CEC	6.997.397.307	993.557.579	617.703.593	156.652.876	8.765.311.355
31	LUZLINARES	22.507.658.916	593.393.456	943.658.628	462.021.047	24.506.732.048
32	LUZPARRAL	25.290.918.036	539.900.146	718.533.201	478.703.873	27.028.055.256
33	COPELEC	47.208.208.865	1.833.101.022	148.989.202	223.971.757	49.414.270.846
34	COELCHA	15.054.505.232	778.643.559	514.131.711	234.098.366	16.581.378.869
35	SOCOEPA	10.290.151.005	0	271.108.490	88.475.865	10.649.735.360
36	COOPREL	9.015.872.392	34.159.809	319.123.552	163.304.623	9.532.460.376
39	LUZOSORNO	27.584.892.022	32.739.222	1.332.729.474	159.065.942	29.109.426.660
40	CRELL	14.964.645.845	563.680.697	799.657.508	263.365.303	16.591.349.353
44	SASIPA	1.576.076.352	125.902.220	124.523.132	34.039.571	1.860.541.275
	Totales	2.470.149.233.422	108.337.298.073	240.879.481.917	36.921.236.856	2.856.287.250.268

Antes de realizar el cruce de información es muy importante conocer el "sistema de cuentas VNR", archivo que se encuentra en la página de la SEC y que permite comprender la valorización de los distintos ítems presentados en el CUDN.

4.5.3 Elementos necesarios para valorizar las instalaciones eléctricas

En la determinación del valor de las instalaciones concurren los siguientes elementos

Dependiendo del tipo de instalación y su CUDN.

1. Costo unitario (Valor unitario de cada componente)
2. Cantidad de horas hombre (H.H.)
3. Valor de la hora hombre

Lo primero para realizar el cruce de información es obtener los códigos CUDN de cada una de las estructuras entregadas en la valorización, para ello debemos ir a la base de datos de la empresa que obtuvimos de la página de la SEC y que se muestra en modo ejemplo en la tabla 4-10

Tabla 4-10 CUDN, precios por empresa (fuente www.sec.cl)

Empresa ID	Comuna ID	CUDN	Periodo	Descripción	Valor Unitario	Hora Hombre (H.H.)	Valor de la H.H.
29	7306	PA115H1	9/2015	Poste	74.001	15	3.458
29	7306	CDAACU4B013013	9/2015	Tramo	1.179.374	80,378	3.458
29	7306	EP2AL00C02AHAD1	9/2015	Estructura	24.483	3,738	3.458
29	7306	QA1AG1BK01A0100	9/2015	Equipo	16.753.200	50	3.458
29	7306	EA3AB06C01BMBB2	9/2015	Estructura	73.598	15	3.458
29	7306	SA1AS1320025	9/2015	Transformador	568.054	1	3.458
29	7306	M1A201NSIN3	9/2015	Medidor	10.546	1	3.458
29	7306	EA3AB06C01BMAA3	9/2015	Estructura	112.317	14,3	3.458
29	7306	M1B203NSIN3	9/2015	Medidor	11.253	1	3.458
29	7306	EP3AL00C03BHAD1	9/2015	Estructura	34.022	4,278	3.458
29	7306	QA1AA1AN01A0100	9/2015	Equipo	29.785	1	3.458
29	7306	ER3AB12C02BFAA2	9/2015	Estructura	203.896	23,6	3.458

En este caso, la tabla 4-9 en la primera fila nos presenta el código 29, que corresponde a la CEC (Cooperativa Eléctrica de Curicó), concesionaria del servicio público rural de la provincial de Curicó, región del Maule. Así mismo, en el apartado comuna tenemos el código 7306 que corresponde a la comuna de Romeral. Luego viene el código CUDN que para comprenderlo debemos ir al "sistema de cuentas para informar el VNR y AyR" [19], la tabla 4-11 nos muestra como comprender el código de los postes.

Tabla 4-11 Código CUDN para postes (fuente www.sec.cl)

Carácter N°	Descripción	Opciones	
1	ÍTEM	P	POSTES
2	TENSIÓN	A	AT
2	TENSIÓN	B	BT
3-4-5	ALTURA	NNN	ALTURA TOTAL POSTE EN dm
6	METERIAL	H	HORMIGÓN
6	METERIAL	M	MADERA
6	METERIAL	A	ACERO
6	METERIAL	E	ESPECIAL
7	RUPTURA	1	100 A 350 KG
7	RUPTURA	2	351 A 500 KG
7	RUPTURA	3	501 A 750 KG
7	RUPTURA	4	751 A 1000 KG
7	RUPTURA	5	1001 A 3000 KG

Por lo tanto el podemos decir que el código PA115H1 corresponde a un poste de alta tensión con una altura de 11,5 metros en hormigón con una capacidad de ruptura de ente 100 a 350 Kg. Esta descripción esta para todo tipo de código CUDN. Finalmente encontramos una breve descripción, el valor unitario de la estructura, la H.H necesarios y el valor establecido para la zona.

Ya identificado el código CUDN debemos rescatar el precio fijado por la SEC y compararlo con el entregado en el cálculo de la ingeniería básica.

Dependiendo del tipo de instalación y la comuna a la que pertenezca

El segundo paso es agregar la recarga por comuna, donde se distinguen tres costos

1. Flete a Bodega
2. Bodega
3. Flete a obra

Para realizar este proceso es necesario nuevamente recurrir a una de las planillas entregadas por la SEC, donde se valorizan estos tres puntos de acuerdo a:

- La empresa distribuidora
- La comuna donde se realizaran las obras
- Tipo de Instalación: Postes, cámaras y otros
- Tipo de Tensión: Media Tensión (1) o Baja Tensión (2)
- Tipo de Disposición: Aéreo (1), subterráneo (2) o a piso (3)
- Tipo de Propiedad: De la concesionaria (1) o de terceros (2)
- Tipo de Elemento: Subestaciones (1), Empalmes y Medidores (2), otros (3)

Tabla 4-12 Recarga por comuna CEC, Romeral (fuente www.sec.cl)

Empresa ID	Comuna ID	Tipo de tensión	Tipo de elemento	Tipo de disposición	Tipo de instalación	Flete a bodega	Bodega	Flete a obra
29	7306	1	1	1	6	0.0134	0.0416	0.0163
29	7306	1	1	1	8	0.0134	0.0416	0.0163
29	7306	1	1	1	9	0.0134	0.0416	0.0163
29	7306	1	1	1	11	0.0134	0.0416	0.0163
29	7306	1	1	1	12	0.0134	0.0416	0.0163
29	7306	1	1	1	16	0.0134	0.0416	0.0163
29	7306	1	1	1	17	0.0134	0.0416	0.0163
29	7306	1	1	1	18	0.0134	0.0416	0.0163
29	7306	1	1	1	19	0.0134	0.0416	0.0163
29	7306	1	2	1	6	0.0134	0.0416	0.0163

En este caso y nuevamente revisando la primera fila, tenemos a la CEC y la comuna de Romeral en Curicó. Posterior a eso tenemos que el tipo de tensión es MT, el elemento una subestación, la disposición aérea y el tipo de instalación corresponde a un empalme (número 6) como se puede corroborar con la tabla de la tabla 4-13. El costo por realizar el flete a la bodega corresponde a un 1,34%, por mantenerlo en bodega un 4,16% y por llevarlo a la obra un 1,63% del costo unitario del elemento. Estos costos son los entregados por la superintendencia.

Tabla 4-13 Código tipo de instalación (fuente www.sec.cl)

Tipo de instalación ID	Descripción	Observaciones	Categoría en resumen final
1	Alimentador	No se informa en VNR AyR	No posee
2	Bajada	Se informa en AyR VNR	Otros
3	Bóveda	Se informa en AyR VNR	Bóvedas
4	Cámara	Se informa en AyR VNR	Cámaras
5	Canalización	Se informa en AyR VNR	Canalizaciones
6	Empalme	Se informa en AyR VNR	Empalmes
7	Enmalle	Se informa en AyR VNR	Otros
8	Equipo	Se informa en AyR VNR	Equipos eléctricos
9	Estructura	Se informa en AyR VNR	Estructuras
10	Marca	No se informa en VNR AyR	No posee
11	Medidor	Se informa en AyR VNR	Medidores
12	Poste	Se informa en AyR VNR	Postes
13	Punto Consumo	No se informa en VNR AyR	No posee
14	Subestación distribución	No se informa en VNR AyR	No posee
15	Subestación primaria	No se informa en VNR AyR	No posee
16	Tirante	Se informa en AyR VNR	Otros
17	Toma tierra	Se informa en AyR VNR	Toma a tierra
18	Tramo	Se informa en AyR VNR	Km. En red
19	Transformador	Se informa en AyR VNR	Transformadores
20	Obras civiles	Se informa en AyR VNR	Obras civiles
21	Caseta obras civiles	Se informa en AyR VNR	Caseta obra civil

Dependiendo del tipo de instalación se establecen los siguientes recargos

1. Ingeniería
2. Intereses intercalarías
3. Gastos generales

Corresponden a recargos porcentuales a aplicar sobre el valor de las disposiciones instaladas (costo unitario por cantidad, montaje y recargo). Estos recargos vienen estipulados para cada empresa y cata tipo de instalación como muestra la tabla 4-14 que ejemplifica con el caso que hemos venido revisando de la CEC en Romeral, Curicó.

Tabla 4-14 Recargos por otros costos, CEC, Romeral (fuente www.sec.cl)

Empresa ID	Tipo de tensión	Tipo de elemento	Tipo de disposición	Tipo de instalación	Costos de ingeniería	Intereses intercalarías	Gastos Generales
29	1	1	1	6	0.0624	0.0127	0.0479
29	1	1	1	8	0.0624	0.0127	0.0479
29	1	1	1	9	0.0624	0.0127	0.0479
29	1	1	1	11	0.0624	0.0127	0.0479
29	1	1	1	12	0.0624	0.0127	0.0479
29	1	1	1	16	0.0624	0.0127	0.0479
29	1	1	1	17	0.0624	0.0127	0.0479
29	1	1	1	18	0.0624	0.0127	0.0479
29	1	1	1	19	0.0624	0.0127	0.0479
29	1	2	1	6	0.0624	0.0127	0.0479

En este caso tomaremos la segunda fila donde tenemos que el tipo de tensión es MT, el elemento una subestación, la disposición aérea y el tipo de instalación corresponde a un equipo (número 8). Los recargos por costo de ingeniería, intereses intercalarías y gastos generales corresponden a un 6.24%, 1.27% y 4.79% respectivamente para esta empresa concesionaria (CEC) y para este tipo de instalación.

En función de los derechos efectivamente pagados, agregar

1. Servidumbre
2. Derechos municipales
3. Derechos de vialidad
4. Reposición de pavimento
5. Otros derechos pagados

Con toda esta información recopilada se debe realizar el cruce de información para comparar el presupuesto presentado en la ingeniería básica respecto al que nos entrega el VNR. Este cruce de información generalmente no es favorable para la empresa distribuidora pues luego de informar los costos extras que deberá incurrir el PMGD para poder instalarse en la red, vienen una serie de costos no considerados que tiene que ver principalmente con:

- Imprevistos en etapa constructiva.

- Roce que se deba realizar en terrenos particulares o de uso de servicio público.
- Costos por servidumbre o permisos, los que deberán ser evaluados caso a caso.
- Uso de líneas vivas para disminuir plazos constructivos.
- Otros costos propios de la etapa constructiva.

4.6 Control de procesos, criterios de conexión

Una vez terminado los estudios y el cálculo de las obras adicionales con los respectivos costos, se debe elaborar el informe de criterios de conexión y completar el formulario N°7 con la siguiente información

- Identificación de la solicitud.
- Identificación de la empresa.
- Datos relacionados con el PMGD (Nombre Proyecto).
- Punto de PMGD clasificados como de impacto significativo
- Costo de Conexión, plazo de ejecución obras adicionales y costo final a pagar.
- Factor Referenciación vigente del alimentador.

Los estudios realizados nos informaran si la potencia solicitada para inyectar podrá ser evacuada por las líneas de distribución existentes, de no ser así, se detallaran las obras adicionales para que la energía pueda ser entregada al sistema.

La elaboración de este informe de criterios de conexión estará a cargo de la *unidad de estudio de conexión de centrales*, el cual una vez finalizado será revisado por el encargado de la *unidad de proyecto de centrales*. Al momento de la revisión se debe hacer hincapié en los siguientes puntos

- Obras planificadas por otros PMGD en el alimentador
- Obras proyectadas de distribuidora
- Congruencia de cifras

Recordemos que el envío del Formulario N°7 no debe superar los 4 meses desde la recepción del formulario N°3 y se debe enviar copia de este a la SEC y el CDEC correspondiente. Además se debe informar a la empresa subtransmisora el ingreso de un nuevo ICC y al cliente, la SEC y el CDEC el estado de las solicitudes de los interesados en conectar o modificar en el alimentador durante los últimos 24 meses (esta información debe ser enviada a más tardar 10 días después de la emisión del ICC).

Posterior a esto el cliente tiene 20 días para enviar el formulario N°8 con la conformidad del ICC. Una vez ingresado este formulario, el ingeniero de conexión de centrales debe revisar la ratificación de los estudios técnicos y enviar el documento a la SEC y CDEC correspondiente para finalmente actualizar la planilla 3 de control de proyecto con la fecha del envió del informe de criterios de conexión y la fecha de la conformidad de este.

Con esta confirmación se da inicio al procedimiento de Realizar Proyecto y Conexión PMGD.

4.7 Elaboracion factores de referenciación

El encargado de la unidad de estudio de conexión de centrales tiene la tarea de elaborar y calcular semestralmente (Junio y diciembre) los factores de referenciación de los distintos alimentadores, para ello debe solicitar los datos de medida de la plataforma SCADA, esta información debe estar disponible en formatos específicos cada 1 hora. Una vez calculados debe enviar esta información a los clientes respectivos conectados en tales alimentadores y al CDEC.

Recordemos que esta información debe enviarse antes del 7 de junio y el 7 de diciembre. En caso de existir observaciones deben realizarse las correcciones respectivas para formalizar a más tardar el 25 de junio y 25 de diciembre los cálculos que entraran en operación el 1 de julio y el 1 de enero según la NTCO.

4.8 Proyecto y conexión PMGD

Una vez aprobado el ICC comienza una serie de gastos por trámites legales y de ingeniería que en gran parte son incluidos en el Informe de costos entregado al cliente.

Concesión y servidumbre

Primero se debe solicitar un análisis completo de la concesión y servidumbre de la línea o zona adyacente al equipo de abogados de la concesionaria, a quienes debe entregárseles información sobre el punto de conexión y antecedentes generales del proyecto (estado de servidumbres), quienes posteriormente deben enviar el estado jurídico del PMGD. Este análisis es necesario realizarlo paralelo al cálculo del VNR pues esta información de costos por servidumbre y trámites legales debe ir estipulado en el ICC.

Análisis media ambiental

El ingeniero de conexión de centrales debe recopilar la información del proyecto tales como planos, ubicación, estado de servidumbre, entre otros para solicitar un análisis multi-criterio a un ingeniero medioambiental. Los antecedentes necesarios para este estudio son

- Presupuesto
- Proyectos conexos (alimentadores, líneas, etc.)
- Fecha puesta en servicio estimada.
- Descripción proyecto.
- Roles CIREN (Centro de Información Recursos Naturales)
- Ubicación
- Empresa
- Condiciones de borde del proyecto

Ingeniería de detalles

Se debe solicitar una cotización a la *unidad de proyecto alimentadores y mejoramiento* sobre la ingeniería de detalle. Además se debe solicitar a un consultor del MOP y al contratista del proyecto una cotización para la elaboración de

- Planos Topográficos
- Diseño de Línea
- Cubicación
- Valorización
- Memoria de Calculo

Previa a la elaboración de la ingeniería se debe solicitar la entrega de los terrenos para las obras adicionales por parte de la *unidad de proyectos de alimentadores y mejoramiento.*

Toda esta ingeniería de detalles y análisis multi-criterio debe ser enviada al cliente para ser aprobada y facturada.

Ahora se puede elaborar un contrato Tipo para las Obras Adicionales, con los siguientes antecedentes:

- Identificación del proyecto.
- Obras y plazo de ejecución de obras.
- Valor de las obras, según ICC.
- Responsabilidades en la gestión de permisos (Roce, vialidad, servidumbre, municipales, entre otros).
- Situación de las pérdidas: factor de referenciación.
- Formas y modalidades de pago.
- Boleta de Garantías.

Construcción y seguimiento de la puesta en servicio

Una vez aprobado todos los presupuestos y antes de comenzar la construcción de las obras adicionales se debe realizar una reunión inter-áreas para analizar los riesgos en el trabajo y posibles conflictos ambientales con las comunidades.

Una vez finalizada la construcción de las obras adicionales se debe realizar el check list (protocolo de puesta en servicio) que corresponde al formulario N°9, solicitando la validación de la central y el envío de los certificados de pruebas.

Ahora, la empresa concesionaria debe esperar que el cliente le entregue la fecha de la puesta en servicio. Los antecedentes necesarios para la puesta en servicio son

- Contrato servicios auxiliares
- Protocolos de pruebas del empalme y la central
- Convenio de operación

- Estudios de protecciones
- Certificación del medidor
- Check list "Protocolo Puesta en Servicio"

Una vez confirmada la fecha de la puesta en servicio se deben gestionar los permisos de trabajo por cada una de las áreas responsables y organizar a cada uno de los encargados de las áreas su participación en la actividad.

Una vez llegada la fecha de la puesta en servicio se debe concurrir al lugar haciendo una revisión de todas las instalaciones y coordinación de protecciones previa a la energización de la planta completando en formulario N°9 con los siguientes antecedentes

- Identificación de la empresa.
- Inspección visual
- Protección RI
- Equipo de medida, condiciones de conexión, compensación

El cliente cuando realice el funcionamiento de su PMGD, debe enviar el Formulario N°10 al Ingeniero Conexión de Centrales, quien debe informarlo al Jefe Área de Protecciones para su revisión, finalizando así el procedimiento.

5 Implementación metodología para estudios técnicos

En marco de la normativa vigente, todo PMGD que desee conectarse a un sistema de distribución debe cumplir con los requerimientos técnicos descritos en los capítulos anteriores del presente trabajo de título. Para poner en práctica la metodología propuesta para el tratamiento de inversiones con sistemas PMGD es necesario ahora elaborar los estudios solicitados en la norma y para ellos es necesario darse un modelo de alimentador con las características necesarias para hacer que el lector comprenda en profundidad cada uno de los pasos que debe seguir. Recordemos que para estos análisis utilizaremos el software Power Factory DigSILENT V 15.1.7. Este software permitirá observar el comportamiento del sistema de distribución bajo distintos escenarios

Se utilizarán nombres ficticios para ejemplificar los casos de estudio.

5.1 Descripción del modelo

El alimentador que en adelante llamaremos “El Toro” se ubica en territorio nacional, específicamente en el SIC Sur, el cual comprende la VIII región. El alimentador está conectado a la S/E del mismo nombre con una barra de 23kV (manteniendo este nivel de tensión en la totalidad de la red) y a un transformador 66/23 kV de 5 MVA.

En la figura 5-1 se muestra la modelación utilizada para representar al alimentador “El toro” en el software DigSILENT, donde vemos el sistema de distribución simulado con los equipos existentes, distribución de la red y posicionamiento de la red externa con los PMGD provistos a evaluar.

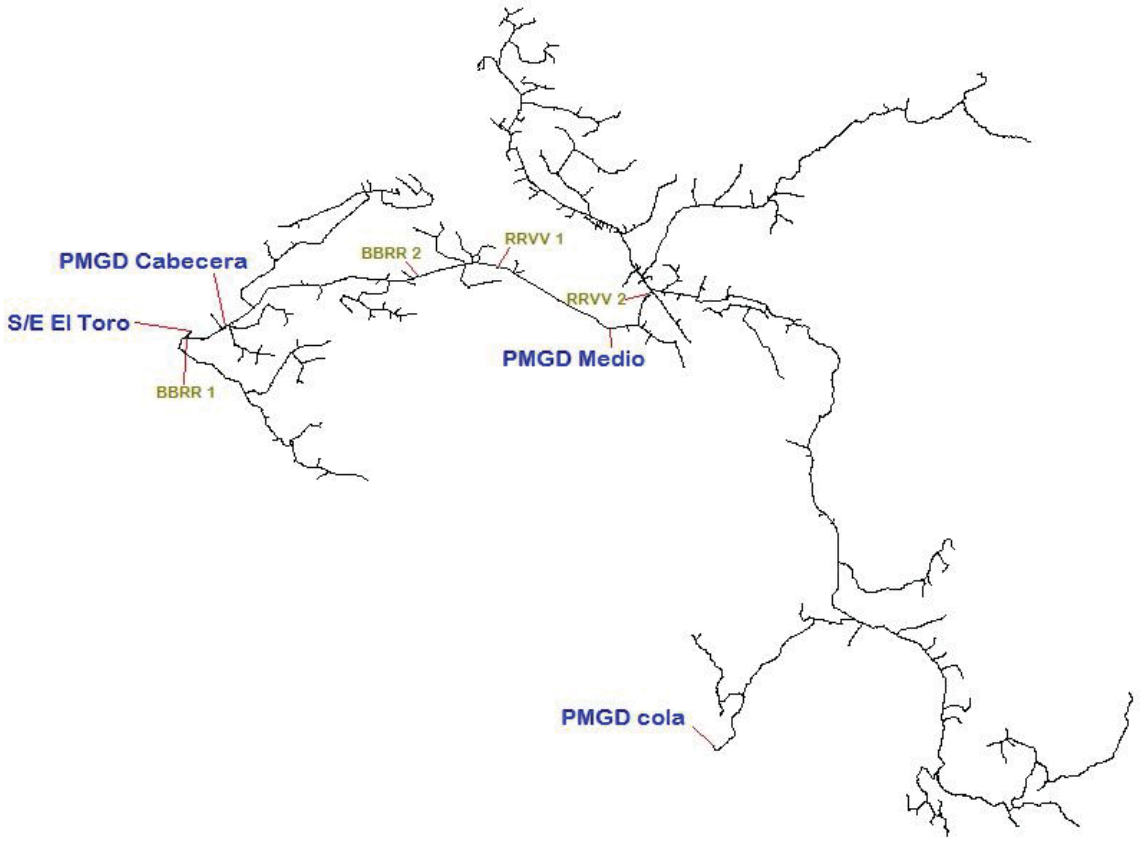


Figura 5-1 Alimentador "El toro" con puntos de prueba conexión PMGD (Fuente: DigSilent)

Cabe destacar que este alimentador tiene un comportamiento con perfil de demanda residencial, está ubicando en un sector rural y tiene una distancia eléctrica total de 311 kilómetros con conductores de cobre desnudo, de gran variedad de calibres, siendo el predominante en todo el alimentador el CU desnudo de 100 mm2. Como muestra la figura 5-1 utilizaremos 3 distintas ubicaciones para probar efectos en la red y lograr obtener conclusiones que puedan servir en proyectos futuros. Además utilizaremos dos niveles de Potencia a inyectar (0,5 [MW] y 3 [MW]) y 3 tecnologías de generación para la evaluación de las pérdidas en la red con dos escenarios de generación.

Consideraciones útiles

Las coordenadas geográficas de la central son siempre de vital importancia para considerar la visita a terreno y el modelamiento. Las siguientes coordenadas UTM HUSO 19, describen el punto "cola" del alimentador en estudio donde se ubicara uno de los escenarios de simulación.

- E: 245.993
- N: 5.596.514

La ubicación de la central en Google Earth suele ser otro punto a considerar para el manejo de los estudios. Además del sitio web www.secgis.cl perteneciente a la superintendencia de electricidad y combustible SEC se pueden apreciar las obras en distribución construidas en todo el territorio nacional. Este sitio web nos permite corroborar la información de la distribuidora y el posicionamiento de los postes y alimentadores en todo el territorio nacional, pudiendo de este modo encontrar el poste exacto de conexión entregado por el PMGD.

Equipos asociados al PMGD

A fin de estructurar la instalación eléctrica del PMGD en el software DigSILENT y las características técnicas que nos entregan los interesados en conectar en cada uno de los formularios ingresados, se debe crear un diagrama unilineal con las características de los equipos a conectar

Supondremos, en nuestros estudios que es un generador del tipo sincrónico con las características que muestra la tabla 5-3.

Tabla 5-1 Características generador

Generador sincrónico	
Voltaje	6300 [V]
Frecuencia	50 [Hz]
Potencia de Salida	3600 [kVA] / 800[kVA]
Factor de potencia	0,9
Grupo de conexión	YN

Se utilizara un transformador elevador con las características que muestra la tabla 5-2

Tabla 5-2 Características transformador

Transformador	
Potencia Nominal	3600 [kVA] / 800 [kVA]
Voltaje primario	6,3 [kV]
Voltaje secundario	23 [kV]
Tipo de conexión	Ydn11
Cambiador de taps	+- 2 x 2,5 %
Frecuencia	50 Hz
Impedancia sec +	7%
Impedancia sec 0	7%

Equipos asociados al alimentador

La empresa distribuidora conoce cada uno de los elementos conectados en su alimentador, los que deben ser incluidos en este informe con sus características. El alimentador "El Toro" antes de la conexión del PMGD y de las obras adicionales que este puede requerir considera los siguientes equipos:

Condensadores

Un banco de condensadores BBCC de 150 KVAR, que permite tener un control del nivel de tensión dentro de los rangos estipulados en la norma. Este banco esta desconectado.

Conductores

A continuación se adjunta en la tabla 5-3, con el listado de conductores presentes en el alimentador y sus paramentos eléctricos.

Tabla 5-3 Conductores presentes en la red MT "El toro"

Conductor	I nominal (A)	Long (Km)	Fase	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
Cu desnudo PVC	2000	0,0293	3	0,0514	0,3085	0,0514	1,5771
Cu desnudo 150 mm2	474	0,0698	3	0,3450	1,3926	0,1839	0,3758
Cu desnudo 120 mm2	415	0,2272	3	0,1850	0,3667	0,3483	1,3783
Cu desnudo 95 mm2	309	0,16491	3	0,2958	0,3824	0,4439	1,5780
Cu desnudo 70 mm2	200	0,11279	3	0,5922	0,3728	0,7403	1,6000
Cu desnudo 50 mm2	197	0,36692	3	0,6070	0,3930	0,7550	1,6200
Cu desnudo 35 mm2	170	0,308	3	0,7630	0,3980	0,9110	1,6250
Cu desnudo 25 mm2	150	3,667	3	1,1870	0,1189	1,2042	1,9275
Cu desnudo 16 mm2	143	0,116	3	0,9440	0,4100	1,0920	1,6370
Cu desnudo 10 mm2	106	306,228	3	1,506	0,425	1,654	1,653

Reguladores de tensión

Existen 4 autotransformadores trifásicos (RRVV) en el alimentador, todos con una potencia nominal de 8MVA, 23 kV, YNyn0. Estos RRVV están ubicados el primero a 0,356 Km de la S/E, el segundo a 11,155 km y el tercero a 22,6 km.

Otros equipos y consideraciones

Entre otros equipos característicos de las líneas de distribución están los reconectadores que serán considerados para los estudios dinámicos y de cortocircuito.

5.2 Estudio de impacto estático

Realizaremos un estudio de impacto estático en el DigSilent con varios escenarios de nivel de penetración, posicionamiento y tipo de generación con la intención de utilizar la metodología y lograr definir escenarios de inversión de flujo, mayores pérdidas según ubicación y efectos según niveles de inyección de energía.

5.2.1 Definir escenarios y modelo

La primera etapa para realizar el estudio de impacto estático según muestra la metodología en el esquema de la página 48, figura 4-1, propone definir los escenarios y modelos según:

Demanda del alimentador

Como Parte fundamental para el estudio a realizar es necesario tener en cuenta las diferentes demandas del alimentador. La norma actual exige la demanda máxima y mínima como casos extremos de estudio. En este caso, como muestra la metodología y como recomiendan gran parte de los estudios previos estudiados, se deben crear escenarios de demanda para diferentes días (sábado, domingo y laboral) con sus demandas máximas, media y mínima. Con un afán de agilizar el proceso y como modo de ejemplificación, en este trabajo solo utilizaremos "demanda para día laboral máxima, media y mínima". Recordemos que nuestro alimentador tiene un comportamiento de consumos residenciales y es del tipo rural.

Crecimiento vegetativo

A continuación se presenta información obtenida desde el sitio web de la comisión nacional de energía CNE (www.cne.cl), que muestran las tasas de variación anual de las demandas por zona para clientes regulados y libres. Se obtuvo que para el sector que ejemplificamos (SIC sur, VIII región) la tasa de variación de la demanda promedio para los años comprendidos entre el 2015 y el 2029 es de un 4,43%. En un proyecto que entrega una vida útil de 15 años se deben evaluar los primeros 5 años (desde 2015 al 2019) y el último (2029), si durante estas pruebas se detectan efectos en los equipos o la red se debe proceder a evaluar escenarios para los 15 años de generación. Para ejemplificar y lograr ver los efectos del aumento de la demanda tanto en tensión como potencias en el alimentador, utilizaremos 2 años, que son el 2015 y 2019. La tabla 5-4 muestra la demanda del alimentador desde el año 2015 al 2029, que serían los escenarios reales a utilizar en una primera instancia.

Tabla 5-4 Demanda alimentador año 2015 al 2019 y 2029

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2029
Demanda	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
Máxima	1934,42	2011,80	2095,49	2200,89	2282,31	2887,23
Media	1005,90	1046,13	1089,65	1144,46	1186,80	1534,25
Mínima	619,01	643,77	670,55	704,28	730,33	995,43

Tipo de tecnología

Para este caso de estudio utilizaremos 3 tecnologías diferentes que nos ayudaran a comprender mejor el impacto de cada una de ellas en la red, sobre todo en temas de pérdidas de potencia y energía. La diferenciación por tecnología viene dada por los escenarios a evaluar en temas de generación como se pudo ver en el esquema metodológico planteado. Para este caso de estudio se asumirá por ahora una generación lineal, sin mayores cambios. Más adelante revisaremos el efecto en las pérdidas que tiene cada tecnología y el impacto que producen.

5.2.2 Evaluación de escenarios y resultados

Con el modelo ya cargado se proceden a realizar los distintos flujos de potencia para los distintos escenarios requeridos. Recordemos que en el estudio estático se deben considerar las inyecciones de potencia activa y reactiva por parte del PMGD según el artículo 2-18 de la NTCO, en el caso de este ejemplo, se hicieron las mediciones considerando la potencia nominal con FP unitario.

Caso sin PMGD

La tabla 5-5 muestra 6 escenarios de evaluación sin conectar la central PMGD que corresponden a una demanda de día laboral, máxima, media y mínima para los años 2015 y 2019. Los perfiles de tensión, la carga de líneas y la carga equipos más importantes se agregan en el apéndice A de este trabajo. Se aprecia que en los próximos 5 años la tensión en todos los puntos de la red no saldrá de los límites impuestos por la norma, además el límite térmico de los equipos y líneas no sobrepasa el 61%.

Tabla 5-5 Resumen magnitudes eléctricas medidas SIN PMGD

Caso base, sin PMGD									
Escenario	Punto de conexión			Red externa			Sistema de distribución		
Año / Dem.	Tensión Cola [kV]	Tensión Medio [kV]	Tensión Cabecera [kV]	P [kW]	Q [kVAR]	FP [-]	Pérdidas [KW]	Carga máx. Líneas	Carga máx. RRVV
2015 / Máx.	22,61	22,40	22,83	2175,7	553,4	0,97	241,28	49,9%	26,4%
2015/ Med.	22,87	22,72	22,96	1063,5	181,5	0,98	57,6	23,9%	12,6%
2015/ Mín.	22,96	22,85	22,95	639,7	46,1	0,99	20,7	14,2%	7,5%
2019 / Máx.	22,56	22,29	22,74	2633,7	714,3	0,96	351,39	60,7%	32,2%
2019/ Med.	22,83	22,65	22,90	1269,1	247,9	0,97	82,3	28,7%	15,1%
2019/ Mín.	22,92	22,81	22,93	759,6	83,9	0,98	29,27	16,9%	8,9%

Caso con PMGD

Ahora, a una distancia de 54 kilómetros de la sub-estación, en la cola del alimentador, a 20 kilómetros, más o menos en medio de este y a 2,2 kilómetros, muy cercano a la Subestación en cabecera probaremos dos niveles de generación, uno de impacto no significativo (500 [kW]) y otro de impacto significativo (3000 [kW]).

La tabla 5-6 muestra 18 escenarios de simulación con la central PMGD conectada e inyectando 500 [kW] (correspondiente a su generación nominal) que corresponden a un caso de demanda en día laboral, máxima, media y mínima para los años 2015 y 2019. Los perfiles de tensión, la carga de líneas y la carga equipos más importantes se agregan en el apéndice A del trabajo.

Tabla 5-6 Resumen magnitudes eléctricas medidas CON PMGD 500 [kW]

Caso con PMGD									
Escenario		PMGD		Red externa			Sistema de distribución		
Año / Dem.	Punto conexión	Tensión [kV]	Potencia Nominal [kW]	P [kW]	Q [kVAR]	FP [-]	Pérdidas [KW]	Carga máx. Líneas	Carga máx. RRVV
2015 / Máx.	Cola	23,1	500	1568,3	515,1	0,95	133,88	35,9%	19,0%
2015/ Med.	Cola	23,3	500	533,4	181,9	0,95	27,50	13,8%	6,2%
2015/ Mín.	Cola	23,4	500	135,9	60,5	0,91	16,89	8,5%	1,3%
2019 / Máx.	Cola	23,0	500	1990,8	657,8	0,95	208,49	45,9%	24,3%
2019/ Med.	Cola	23,2	500	725,6	242,0	0,95	38,80	16,2%	8,6%
2019/ Mín.	Cola	23,3	500	248,4	94,5	0,93	18,07	9,9%	2,7%
2015 / Máx.	Medio	22,6	500	1585,2	525,9	0,95	150,78	40,9%	30%
2015/ Med.	Medio	22,9	500	535,4	183,9	0,95	29,50	20,5%	10,5%
2015/ Mín.	Medio	23	500	132,7	59,4	0,91	13,69	12,4%	6,3%
2019 / Máx.	Medio	22,4	500	2016,2	672,7	0,95	233,89	48,9%	25,1%
2019/ Med.	Medio	22,8	500	730,3	245,4	0,95	43,50	24,3%	12,5%
2019/ Mín.	Medio	23	500	246,7	94,3	0,93	16,37	14,7%	7,5%
2015 / Máx.	Cabecera	22,8	500	1675,9	565,1	0,95	241,48	49,7%	24,7%
2015/ Med.	Cabecera	22,9	500	569,6	198,6	0,94	63,7	23,8%	11,8%
2015/ Mín.	Cabecera	23	500	147,9	65,9	0,91	28,89	14,2%	7,1%
2019 / Máx.	Cabecera	22,8	500	2131,7	723,4	0,95	349,39	60,5%	30,1%
2019/ Med.	Cabecera	22,9	500	774,1	264,4	0,95	87,30	28,6%	14,2%
2019/ Mín.	Cabecera	23	500	267,2	103,0	0,93	36,87	16,9%	8,3%

Podemos ver que:

- No produce inversión de flujo en ningún caso
- Vemos que los niveles de pérdida al conectar el PMGD en medio o en la cola disminuyen, mientras que si lo conectamos en cabecera las pérdidas en potencia aumentan.

- Los equipos y líneas cuando el PMGD se conecta en la cola y en medio bajan su nivel térmico. En el caso del PMGD conectado en cabecera prácticamente mantiene la carga de las líneas y equipos.
- La tensión en todos los caso mejora (no varía más allá del 2%)
- El factor de potencia medido en la red externa se mantiene dentro de lo estipulado.
- La carga de los equipos no supera el 31%
- La carga de las líneas no supera el 61%

La tabla 5-7 muestra 18 escenarios de simulación con la central PMGD conectada e inyectando 3000 [kW] (correspondiente a su generación nominal) que corresponden a un caso de demanda en día laboral, máxima, media y mínima para los años 2015 y 2019. Los perfiles de tensión, la carga de líneas y la carga equipos más importantes se agregan en el apéndice A del trabajo.

Tabla 5-7 Resumen magnitudes eléctricas medidas CON PMGD 3000 [kW]

Caso con PMGD									
Escenario		PMGD		Red externa			Sistema de distribución		
Año / Dem.	Punto conexión	Tensión [kV]	Potencia Nominal [kW]	P [kW]	Q [kVAR]	FP [-]	Pérdidas [KW]	Carga máx. Líneas	Carga máx. RRVV
2015 / Máx.	Cola	25,1	3000	-714	761,9	-0,68	351,58	53,3%	16,4%
2015/ Med.	Cola	25,3	3000	-1515	548,5	-0,94	479,1	60,1%	24,2%
2015/ Mín.	Cola	25,3	3000	-1830	469,5	-0,97	550,99	61,5%	27,7%
2019 / Máx.	Cola	25	3000	-395	851,3	-0,42	322,69	54,8%	14,0%
2019/ Med.	Cola	25,2	3000	-1364	587,4	-0,92	449,20	59,2%	22,6%
2019/ Mín.	Cola	25,3	3000	-1740	491,7	-0,96	529,67	61,1%	26,7%
2015 / Máx.	Medio	23,4	3000	-918	667,2	-0,81	147,58	39,4%	20,3%
2015/ Med.	Medio	23,7	3000	-1753	429,4	-0,97	241,10	49,4%	25,9%
2015/ Mín.	Medio	23,8	3000	-2079	341,3	-0,99	301,99	56,4%	29,7%
2019 / Máx.	Medio	23,3	3000	-584	767,4	-0,61	133,69	47,1%	24,1%
2019/ Med.	Medio	23,6	3000	-1596	472,6	-0,96	217,20	46,2%	24,2%
2019/ Mín.	Medio	23,8	3000	-1986	366,1	-0,98	283,67	54,5%	28,6%
2015 / Máx.	Cabecera	23,1	3000	-828	707,6	-0,76	237,58	49,1%	24,4%
2015/ Med.	Cabecera	23,2	3000	-1906	369,1	-0,98	88,10	47,5%	25,1%
2015/ Mín.	Cabecera	23,3	3000	-2318	246,6	-0,99	62,99	56,2%	29,6%
2019 / Máx.	Cabecera	23	3000	-384	853,1	-0,41	333,69	59,8%	29,7%
2019/ Med.	Cabecera	23,2	3000	-1707	429,8	-0,97	106,20	43,4%	22,8%
2019/ Mín.	Cabecera	23,2	3000	-2201	281,0	-0,99	68,67	63,6%	28,3%

Podemos ver que:

- Se producen inversiones de flujo en todos los casos por lo que debe informarse esta situación a los encargados de la S/E a través de un informe.

- Vemos que los niveles de pérdida, al contrario que la situación anterior, aumentan con el PMGD conectado en la cola del alimentador, esto debido a que la energía generada por la central PMGD debe recorrer todo el alimentador para descargar su energía en el SIC.
- Los equipos y líneas permanecen más cargados debido a las inyecciones de energía del PMGD.
- La tensión cuando el PMGD se conecta en la cola supera los límites de variación en el punto de conexión
- La carga de los equipos no supera el 30%
- La carga de las líneas no supera el 64%

Cumpliendo con el artículo 4-27 de la NTCO, se debe verificar que la tensión en el punto de conexión no sea mayor que un +-6% de la tensión previa a la conexión. Para ejemplificar solo utilizamos pruebas en el escenario del 5to año de funcionamiento (año 2019) como muestra la tabla 5-8

Tabla 5-8 Variación de tensión en el punto de conexión con demanda máxima

Potencia nominal central PMGD	Lugar conexión PMGD	Tensión punto de conexión sin PMGD	Tensión punto de conexión con PMGD	ΔV%
500 [kW]	Cola alimentador	22,56 [kV]	23,0 [kV]	1,95%
500 [kW]	Medio alimentador	22,29 [kV]	22,4 [kV]	0,49%
500 [kW]	Cabecera alimentador	22,74 [kV]	22,8 [kV]	0,26%
3000 [kW]	Cola alimentador	22,56 [kV]	25,0 [kV]	10,8%
3000 [kW]	Medio alimentador	22,29 [kV]	23,3 [kV]	4,53%
3000 [kW]	Cabecera alimentador	22,74 [kV]	23,0 [kV]	1,14%

La tabla 5-9 y 5-10 muestra el comparativo de las pérdidas sin central PMGD vs con central PMGD, verificando en que escenarios se producen aumentos o disminuciones de las pérdidas. Nuevamente utilizamos el escenario del 5to año de operación, solo para mostrar resultados ejemplificadores.

Tabla 5-9 Variación de pérdidas con y sin PMGD, 500 [kW]

PGMD con generación de 500 [KW] - año 2019				
Nivel de demanda	Lugar de conexión PMGD	Pérdidas sin PMGD [kW]	Pérdidas con PMGD [kW]	Resultado pérdidas
Máximo	Cola alimentador	351,39	208,49	Bajan
Medio	Cola alimentador	82,3	38,80	Bajan
Mínimo	Cola alimentador	29,27	18,07	Bajan
Máximo	Medio alimentador	351,39	233,89	Bajan
Medio	Medio alimentador	82,3	43,50	Bajan
Mínimo	Medio alimentador	29,27	16,37	Bajan
Máximo	Cabecera alimentador	351,39	349,39	Bajan
Medio	Cabecera alimentador	82,3	87,30	Suben
Mínimo	Cabecera alimentador	29,27	36,87	Suben

Tabla 5-10 Variación de pérdidas con y sin PMGD, 3000 [kW]

PGMD con generación de 3000 [KW] - año 2019				
Nivel de demanda	Lugar de conexión PMGD	Pérdidas sin PMGD [kW]	Pérdidas con PMGD [kW]	Resultado pérdidas
Máximo	Cola alimentador	351,39	322,69	Bajan
Medio	Cola alimentador	82,3	449,20	Suben
Mínimo	Cola alimentador	29,27	529,67	Suben
Máximo	Medio alimentador	351,39	133,69	Bajan
Medio	Medio alimentador	82,3	217,20	Suben
Mínimo	Medio alimentador	29,27	283,67	Suben
Máximo	Cabecera alimentador	351,39	333,69	Bajan
Medio	Cabecera alimentador	82,3	106,20	Suben
Mínimo	Cabecera alimentador	29,27	68,67	Suben

5.2.3 Plan de obras

Se dio un caso donde el perfil de tensión salió de los rangos estipulados por la NTCO, Con una generación de 3000 [kW], demanda máxima y situado en la cola del alimentador (a 54 km de la subestación) el perfil de tensión se comportó como muestra la figura 5-2

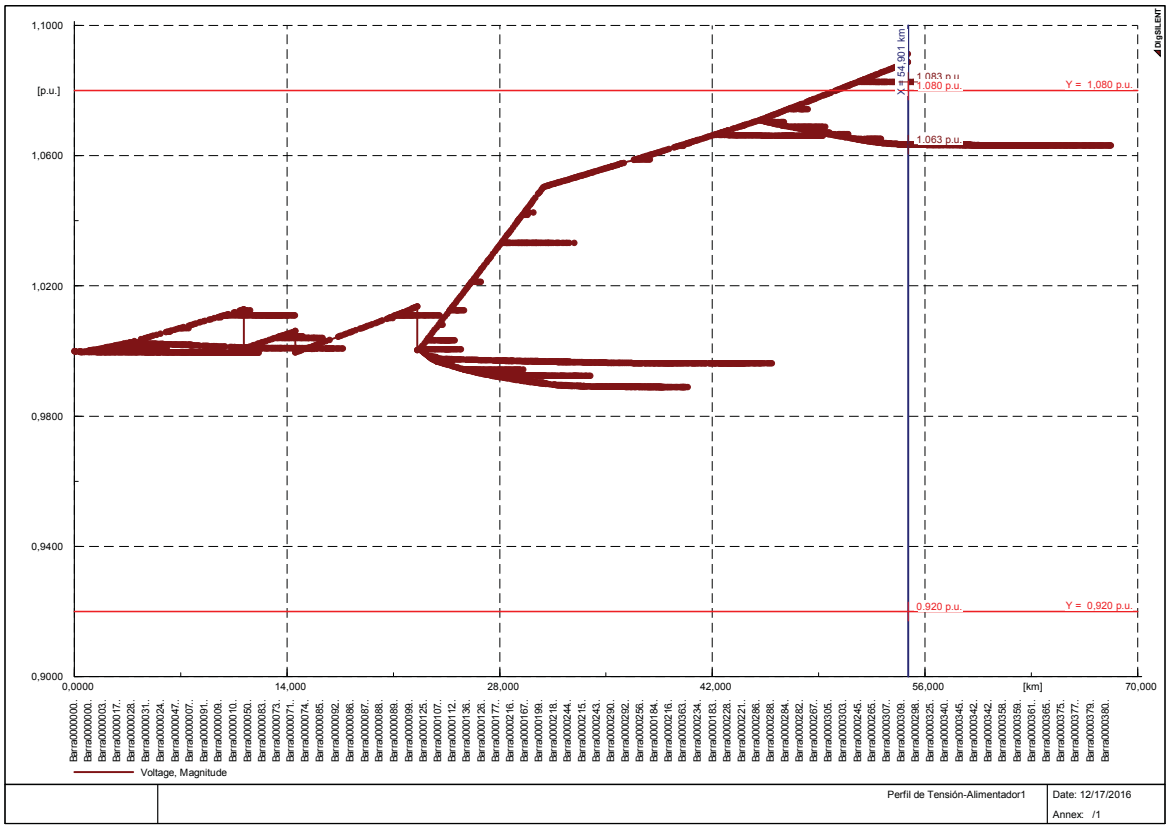


Figura 5-2 Perfil de tensión PMGD en Cola alimentador, Generación máxima 3000 [kW], Demanda máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

En la línea azul se muestra la ubicación del PMGD dentro del alimentador y las líneas rojas marcan los límites establecidos para los niveles de tensión (+-8% en sector rural)

Esto implica que deben realizarse modificaciones en la red ya sea:

- La instalación de nuevos equipos de compensación de tensión en algún punto por definir que permita bajar los niveles de voltaje.
- El refuerzo de las líneas de la red en el tramo sobrecargado, realizando la construcción de una línea en paralelo para transportar los excesos de generación del PMGD
- El reemplazo de las líneas de la red sobrecargadas por unas de mayor capacidad en corriente

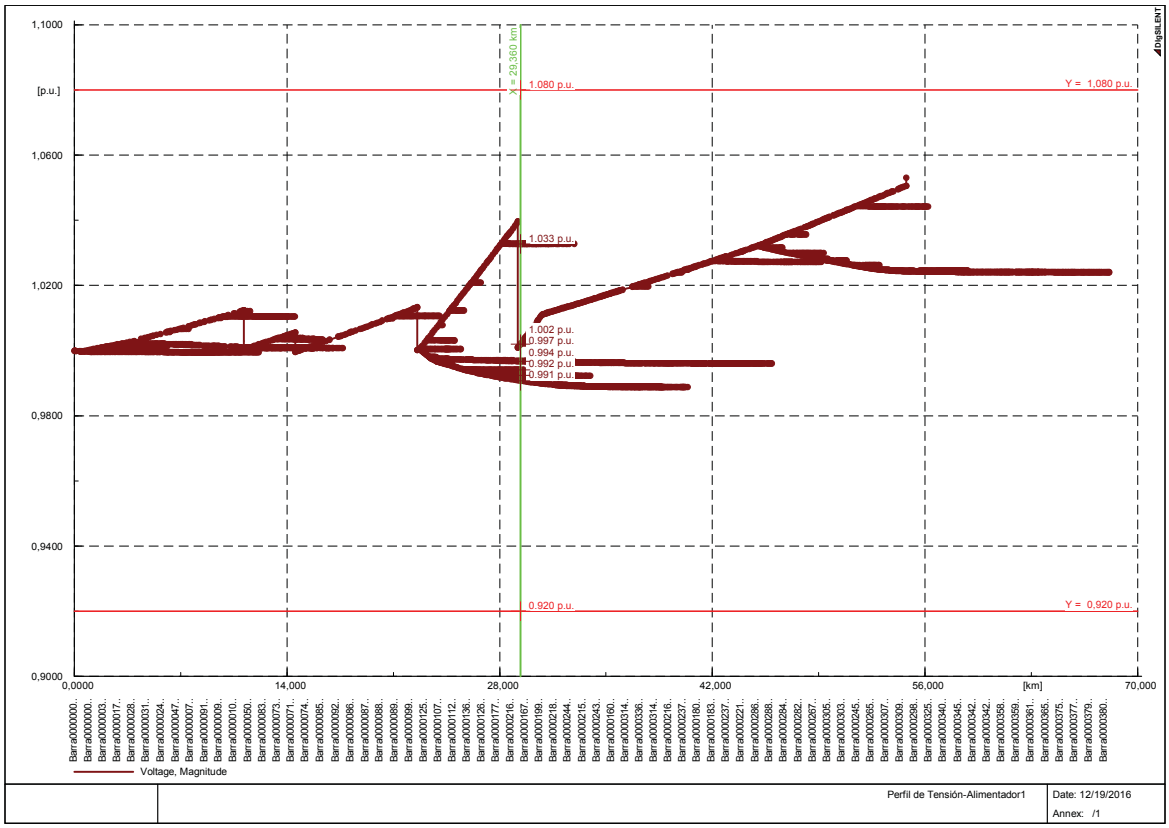


Figura 5-3 Perfil de tensión PMGD en Cola alimentador, Generación máxima 3000 [kW], Demanda máxima, Corregido (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Instalando un regulador de tensión con características similares a los ya existentes en el alimentador logramos bajar la tensión, eliminando los números rojos que teníamos en las tablas 5-7 y 5-8, llegando a un 5,4 % en su variación de tensión en el punto de conexión.

Todo esto debe estipularse en la Ingeniería básica que se describe en la metodología del capítulo 4, en el punto de valorización de obras eléctricas que para efectos de este estudio no será calculado.

5.2.4 Evaluación de pérdidas según medio de generación

Las pérdidas de potencia y energía pueden variar considerablemente según:

- El medio de generación utilizado (solar, eólico, mini-hidro, etc)
- El punto de conexión de la central dentro del alimentador (cola, en medio, cabecera)
- El nivel de penetración versus la demanda.

Para realizar todos estos escenarios de pérdida primero se estudiaron perfiles de demanda y generación reales. Recordar que para realizar el estudio de pérdidas para el cálculo del factor de referencia, se deben usar perfiles de generación del último año de la central (últimos 12 meses),

de lo contrario, si no se dispone de ellos, los perfiles de generación estipulados en los estudios de factibilidad del proyecto. A modo de ejemplo se utilizaran a los perfiles de generación diaria mostrados en la figura 5-4 por cada tipo de generación. Estos cálculos deben realizarse dos veces al año, diciembre y junio, considerando los 12 meses anteriores. Consideremos que las realizamos en el mes de junio y que nos encontramos obteniendo los factores de Referenciación del mes de mayo. Los perfiles de generación diario muestran un día con una hidrología aceptable, un sol radiante y vientos moderados.

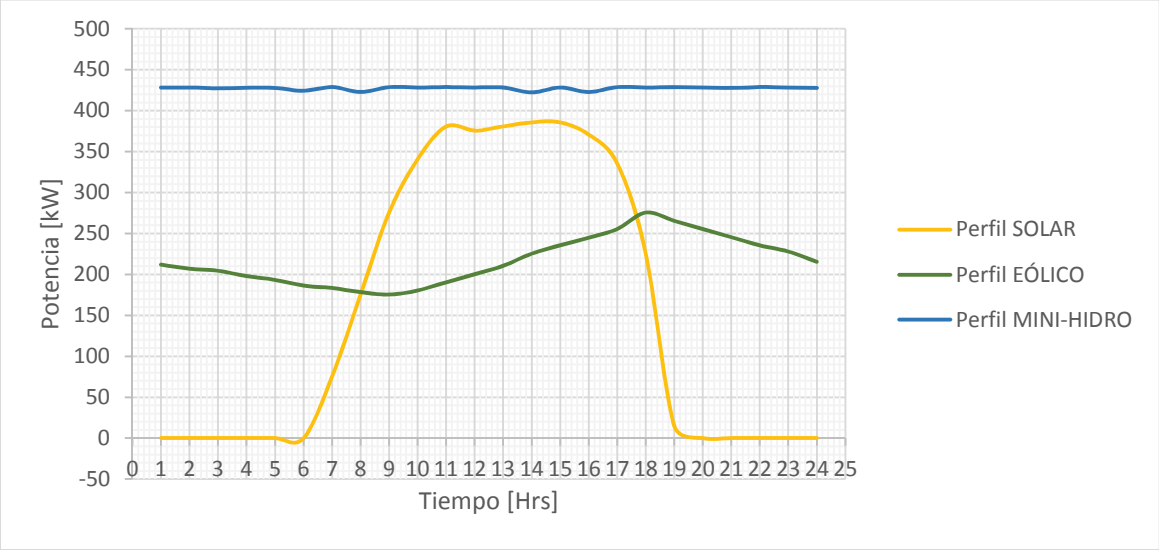


Figura 5-4 Perfil de generación diaria, mes de junio 500 [KW] nominal. (Elaboración propia)

Además tenemos el perfil de demanda para el año 2015 y el 2019 que se muestran en la figura 5-5

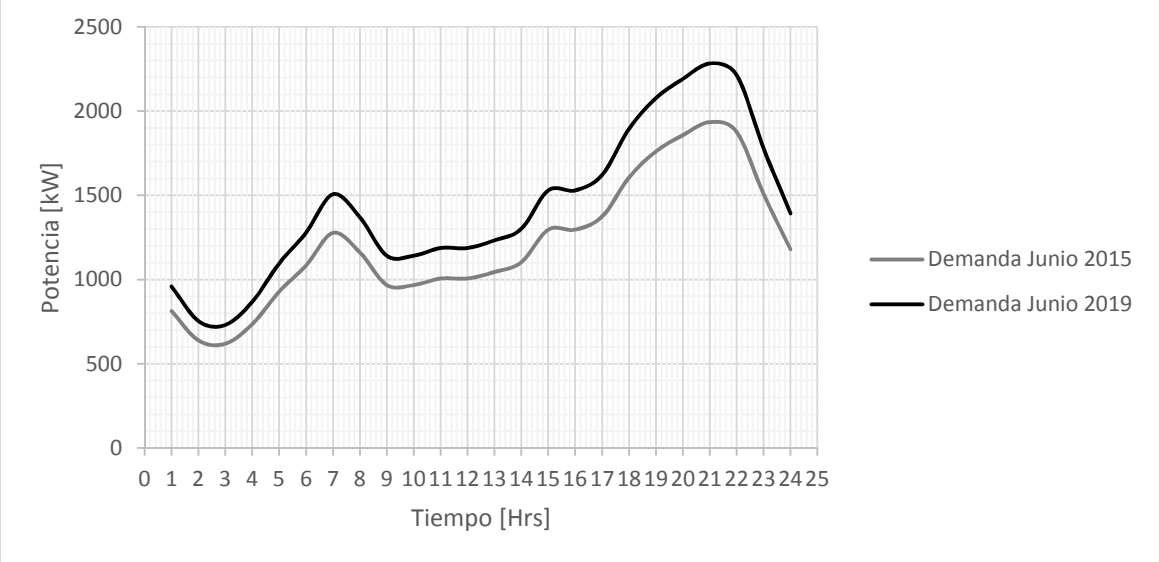


Figura 5-5 Perfil de demanda diaria, mes de junio, año 2015 – 2019 (Elaboración propia)

Como decíamos, debemos realizar el cálculo del FR para los 12 meses anteriores a junio y para los tres bloques horarios que son:

- Día (08:01 – 18:00)
- Tarde (18:01 – 23:59)
- Noche (00:00 – 08:00

A modo de ejemplo, calcularemos el FR para los perfiles de generación y demanda diario para cada uno de los casos que hemos estado estudiando con los pasos entregados en el capítulo anterior. Ahora, para poder obtener toda la información, se recomienda crea en el DigSilent un código en el lenguaje de programación DPL, que se utiliza para automatizar procesos y cálculos dentro de los proyectos, permitiendo al usuario trabajar más rápido las simulaciones. El código DPL utilizado en este ejemplo se adjunta en el apéndice A de este trabajo.

Generación solar

Analizaremos primero una generación nominal de 500 [W], la que no produce inversión del flujo en ningún caso. En la figura 5-6 se puede ver que mientras más a la cola se conecte el PMGD más se reducirán las pérdidas en la red de este alimentador. Cuando el PMGD se conecta cercano a la cabecera, en este caso a 2,2 kilómetros, las pérdidas prácticamente no varían. Además se aprecia claramente que solo durante el día, cuando tenemos generación solar, se reducen las pérdidas de potencia.

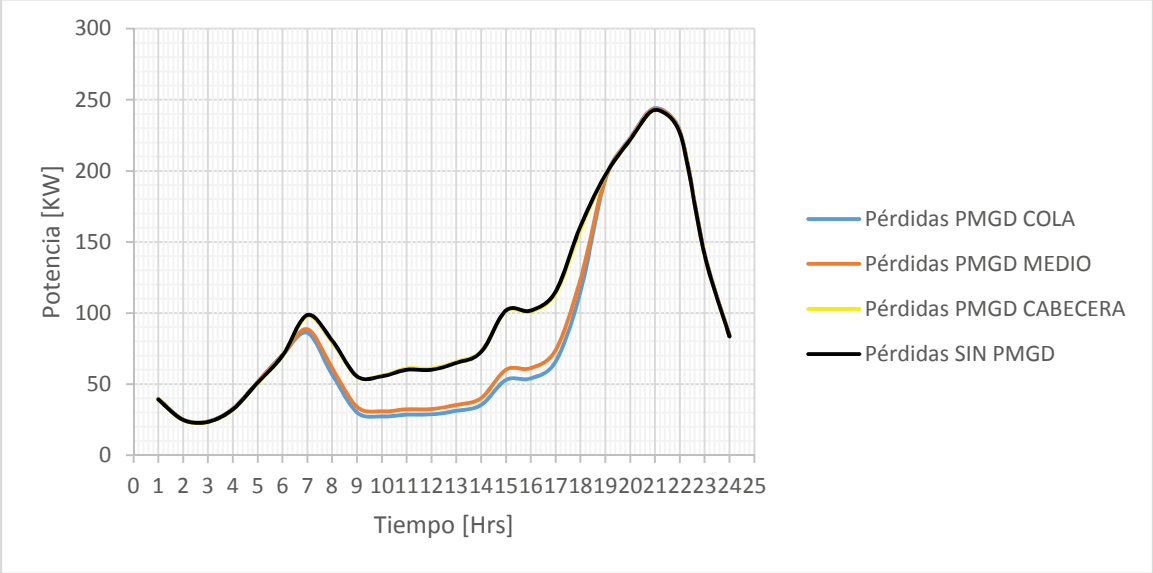


Figura 5-6 Pérdidas 2015 generación 500 [kW] PMGD SOLAR (Elaboración propia)

La tabla 5-11 muestra las variaciones de pérdida cuando se conecta un PMGD de 500 [kW] y el factor de referenciación FR calculado para cada caso.

Tabla 5-11 Variación de pérdidas y Factor de Referenciación PMGD SOLAR 500 [kW]

	Variación pérdidas con y sin central			Potencia generada	Factor de referenciación		
Bloque horario	PMGD COLA [kWh]	PMGD MEDIO [kWh]	PMGD CABECERA [kWh]	POR PMGD [kWh]	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA
Día	10,180	8,546	0,793	75,150	1,135	1,114	1,011
Tarde	403,448	343,792	2,099	3632,250	1,111	1,095	1,001
Noche	-2,267	-0,838	2,412	15,030	0,849	0,944	1,161

Veamos en la figura 5-7 el caso en donde la generación es de 3000 [kW] de potencia nominal, lo que produce en algunas horas del día el aumento de las pérdidas, esto debido a que durante el día, a eso de las 14:00 hrs, el PMGD llega a inyectar 2300 [kW], justo donde la demanda es bastante baja (aproximadamente 1100 [kW]) lo que produce la inversión del flujo de potencia y prácticamente toda la red este sostenida con la central. La grafica de la figura 5-7 muestra también los distintos puntos de ubicación del PMGD dentro del alimentador, demostrando que mientras más cerca de la cabecera menos efectos en las pérdidas.

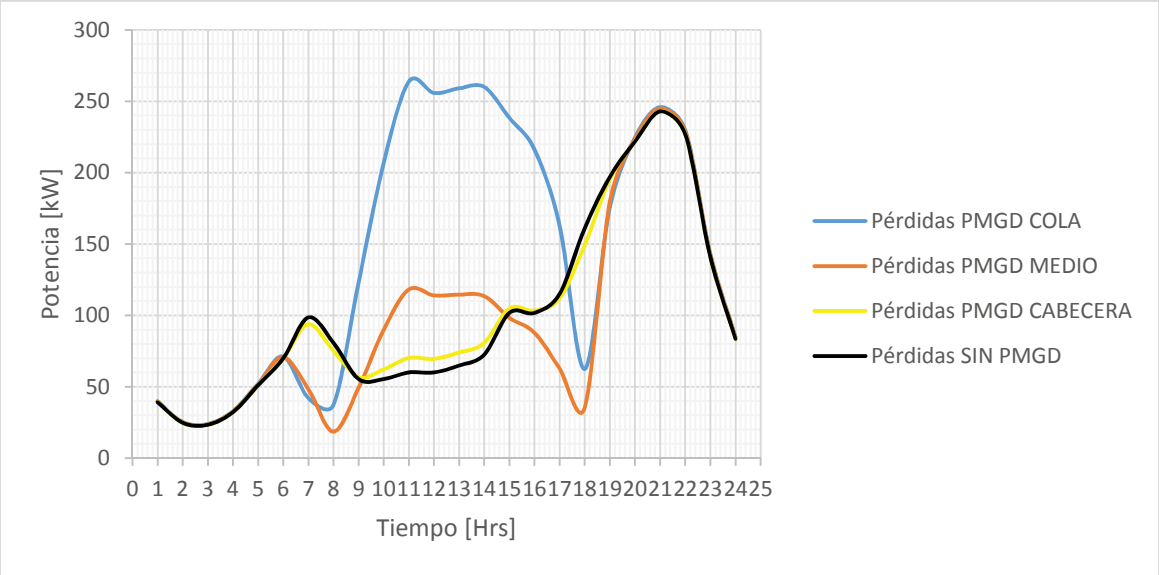


Figura 5-7 Pérdidas 2015 generación 3000 [kW] PMGD SOLAR (Elaboración propia)

La tabla 5-12 muestra las variaciones de pérdida cuando se conecta un PMGD de 3000 [kW] y los FR calculados para cada caso. Para un PMGD solar en cola y en cabecera sucede lo esperado, el FR nos da menor a uno, lo que significa que la central aumenta las pérdidas, pero eso también era esperable cuando se conectara en medio de troncal de la red lo que no sucedió, disminuyendo las pérdidas. Esto sucedió debido a la distribución de las cargas, propias de la red, permitiendo este fenómeno en particular que se comprueba en la gráfica de la figura 5-7.

Tabla 5-12 Variación de pérdidas y Factor de Referenciación PMGD SOLAR 3000 [kW]

	Variación pérdidas con y sin central			Potencia generada	Factor de referenciación		
Bloque horario	PMGD COLA [kWh]	PMGD MEDIO [kWh]	PMGD CABECERA [kWh]	POR PMGD [kWh]	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA
Día	52,047	47,534	4,576	450	1,115	1,105	1,011
Tarde	-1156,983	26,471	-16,603	21750	0,946	1,001	0,999
Noche	9,488	9,121	12,845	90	1,105	1,101	1,142

Generación mini-hidro

Al igual que el caso de un PMGD solar, analizaremos los casos con generación de Impacto No significativo INS 500 [kW], y una generación de Impacto Significativo 3000 [kW] con un sistema de generación más constante, a través de una central de pasada o mini-hidro. En la figura 5-8 se aprecia un comportamiento gráficamente similar en las pérdidas, pero de distinta amplitud dependiendo del lugar donde ubiquemos el PMGD. Claramente las pérdidas disminuyen en los casos de ubicarlos en medio o en la cola, mientras que si lo ubicamos en cabecera se comporta más o menos similar.

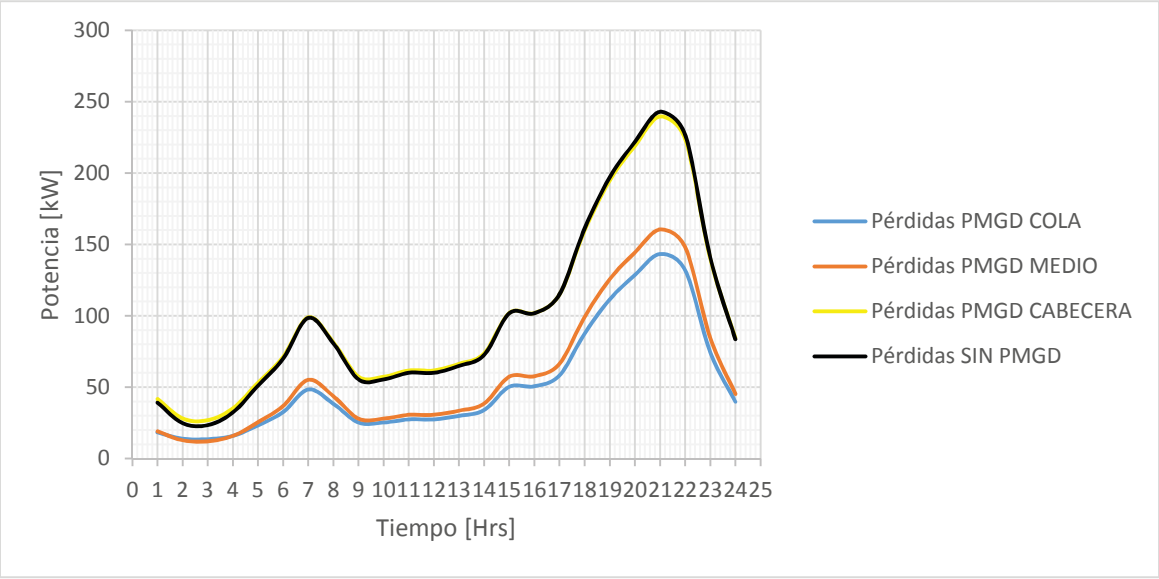


Figura 5-8 Pérdidas 2015 generación 500 [kW] PMGD MINI-HIDRO (Elaboración propia)

La tabla 5-13 muestra las variaciones de pérdida cuando se conecta un PMGD de 500 [kW] y los factores de referenciación calculados para cada caso. Los factores de referenciación demuestran lo descrito anteriormente.

Tabla 5-13 Variación de pérdidas y Factor de Referenciación PMGD MINI-HIDRO 500 [kW]

	Variación pérdidas con y sin central			Potencia generada	Factor de referenciación		
Bloque horario	PMGD COLA [kWh]	PMGD MEDIO [kWh]	PMGD CABECERA [kWh]	POR PMGD [kWh]	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA
Día	173,370	162,027	-15,912	2992,974	1,058	1,054	0,995
Tarde	474,503	415,433	-3,223	4696,374	1,101	1,088	0,999
Noche	483,622	404,808	12,537	2570,130	1,188	1,157	1,004

Ahora, en la figura 5-9, con el PMGD mini-hidro de 3000 [kW], en los tres escenarios propuestos, se ve un aumento considerable de las pérdidas a medida que se aleja la generación del punto de la red externa. Nuevamente vemos que un PMGD conectado cerca de la cabecera, tiene menor efecto en las pérdidas debido a que las inyecciones de energía prácticamente las hace directamente al sistema interconectado o red externa.

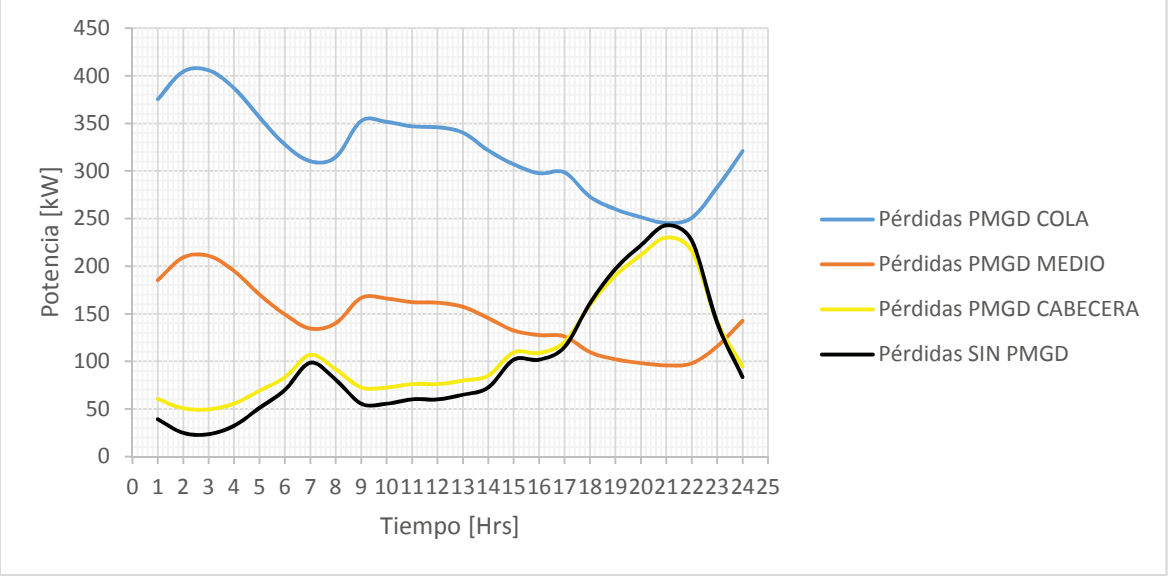


Figura 5-9 Pérdidas 2015 generación 3000 [kW] PMGD MINI-HIDRO (Elaboración propia)

La tabla 5-14 muestra las variaciones de pérdida y los FR calculados para cada caso. Los factores de referenciación demuestran el gran aumento de las pérdidas en todos los casos (cola, medio y cabecera) que se producen durante el día y la tarde, esto debido a la gran generación presente en la red y su comportamiento de demanda.

Tabla 5-14 Variación de pérdidas y Factor de Referenciación PMGD MINI-HIDRO 3000 [kW]

	Variación pérdidas con y sin central			Potencia generada	Factor de referenciación		
Bloque horario	PMGD COLA [kWh]	PMGD MEDIO [kWh]	PMGD CABECERA [kWh]	POR PMGD [kWh]	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA
Día	-2228,135	-915,134	-136,187	17922	0,875	0,949	0,992
Tarde	-2620,641	-665,923	-61,341	28122	0,906	0,976	0,997
Noche	-497,778	460,969	30,918	15390	0,967	1,029	1,002

Generación Eólica

Finalmente veremos el comportamiento de un PMGD eólico en la red, con las mismas inyecciones de energía analizadas para los dos casos anteriores.

La figura 5-10 muestra las pérdidas del generador eólico conectado en los tres escenarios de estudio y con generación de 500 [kW]. Debido a sus características de generación, en este caso produce una disminución en las pérdidas de la red lo que era esperable.

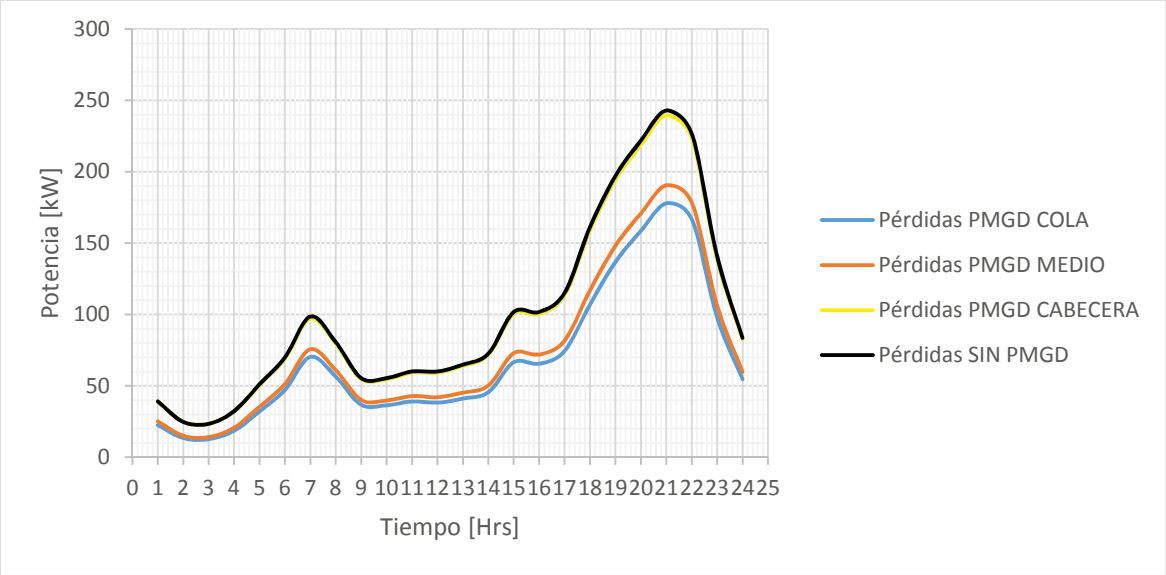


Figura 5-10 Pérdidas 2015 generación 500 [kW] PMGD EÓLICO (Elaboración propia)

La tabla 5-15 muestra la variación de las pérdidas y los FR calculados para ejemplificar la metodología. Claramente el PMGD siempre disminuyo las pérdidas de la red.

Tabla 5-15 Variación de pérdidas y Factor de Referenciación PMGD EÓLICO 500 [kW]

	Variación pérdidas con y sin central			Potencia generada	Factor de referenciación		
Bloque horario	PMGD COLA [kWh]	PMGD MEDIO [kWh]	PMGD CABECERA [kWh]	POR PMGD [kWh]	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA
Día	122,426	102,051	3,004	1384,263	1,088	1,073	1,002
Tarde	321,779	264,292	8,992	2372,235	1,135	1,111	1,003
Noche	320,190	259,046	17,915	1445,385	1,221	1,179	1,012

Ahora, en el caso que conectemos un generador de 3000 [kW], se obtendrán las pérdidas que muestra la figura 5-16. Durante la mayor parte del día la generación no supero la demanda o ambas potencias permanecían similares produciendo esto que las pérdidas se vieran reducidas en gran parte del día. Durante la noche estos índices cambian haciendo la generación un tanto mayor que la demanda invirtiendo el flujo de potencia y aumentando las pérdidas de la red.

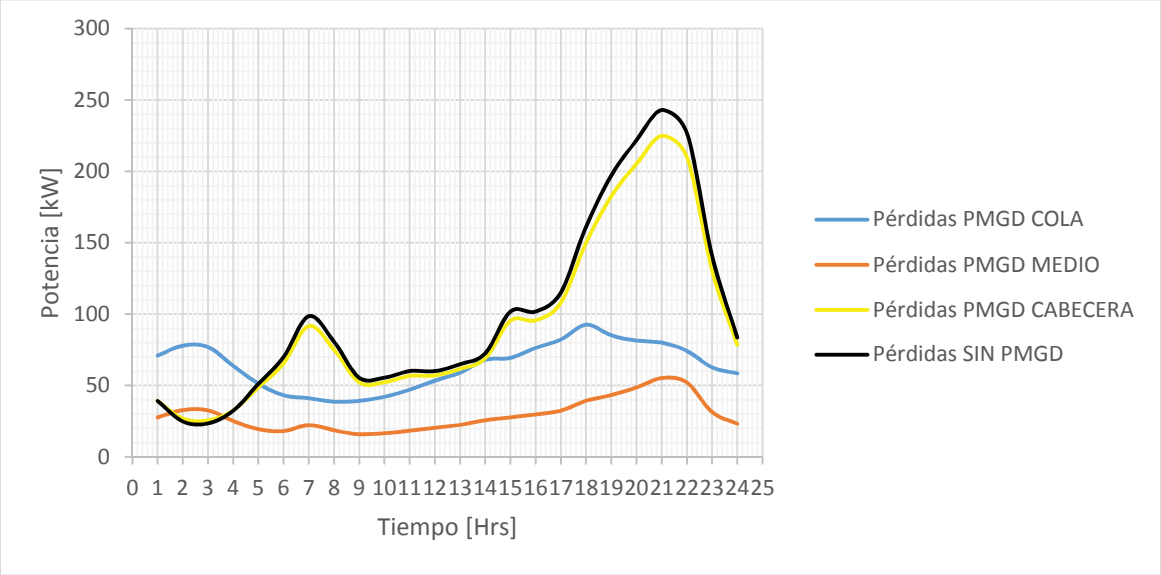


Figura 5-11 Pérdidas 2015 generación 3000 [kW] PMGD EÓLICO (Elaboración propia)

La tabla 5-16 resume las variaciones en las pérdidas por bloque horario y el cálculo de los FR para todos los escenarios. Solo en un caso, durante la noche y con un PMGD en la cola, el FR fue menor a uno, aumentando las pérdidas de energía en la red.

Tabla 5-16 Variación de pérdidas y Factor de Referenciación PMGD EÓLICO 3000 [kW]

	Variación pérdidas con y sin central			Potencia generada	Factor de referenciación		
Bloque horario	PMGD COLA [kWh]	PMGD MEDIO [kWh]	PMGD CABECERA [kWh]	POR PMGD [kWh]	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA
Día	-85,857	161,495	9,078	8289	0,989	1,019	1,001
Tarde	261,245	662,275	40,674	14205	1,018	1,046	1,002
Noche	671,347	859,633	92,490	8655	1,077	1,099	1,010

En varios de los casos como nos muestran las tablas 5-9 y 5.10, además de los gráficos comparativos anteriormente mostrados, las pérdidas en el alimentador aumentan cuando la generación es mayor a la demanda del alimentador, lo que obliga a informar de esta situación al CDEC correspondiente, a los interesado en conectar y a los conectados (si existiesen) pues esto influye en el cálculo del valor de referenciación que se realiza dos veces al año (diciembre y junio).

5.3 Estudio de cortocircuito

Para el estudio de cortocircuito seguiremos la metodología propuesta en el capítulo 4. En primera instancia, y en un afán de mostrar la metodología, utilizaremos solo un escenario que será un PMGD conectado a 2,2 kilómetros de la S/E “El Toro” (PMGD Cabecera), con una potencia de generación nominal de 3000 [kW].

5.3.1 Verificación de condiciones

En la simulación se trabaja con un generador sincrónico suponiendo una central mini-hidro de potencia nominal 3000 [kW], la cual está generando a máxima potencia y es la única central PMGD del alimentador. Se deben verificar que se cumplan cada uno de los puntos estipulados en la metodología. Recordemos que para esta metodología utilizaremos la norma IEC 60909. Como nuestro sistema de simulación no está acoplado al SIC debemos configurar nuestra red externa con la corriente de cortocircuito que nos entrega la distribuidora, en un escenario de máxima generación y Factor de tensión C como muestra la imagen de la figura 5-12.

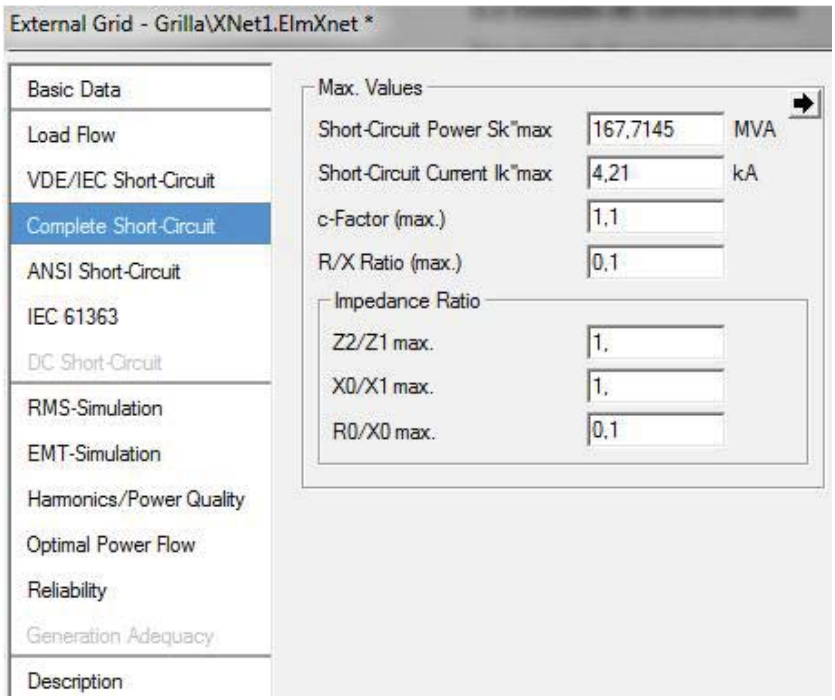


Figura 5-12 Configuración red externa en DigSilent para cortocircuito (Fuente: DigSilent)

5.3.2 Puntos de monitoreo y cortocircuito

Para nuestro caso de estudio seguiremos utilizando la red que utilizamos para el estudio de impacto estático. Supondremos 4 equipos de interrupción presentes en la red que se muestran en el esquema de la figura 5-13. Estos interruptores corresponden al principal de cabecera (reconectador 1), al punto de conexión de la central (reconectador PMGD), y dos ubicados en dentro del troncal del alimentador (reconectador 2 y 3).

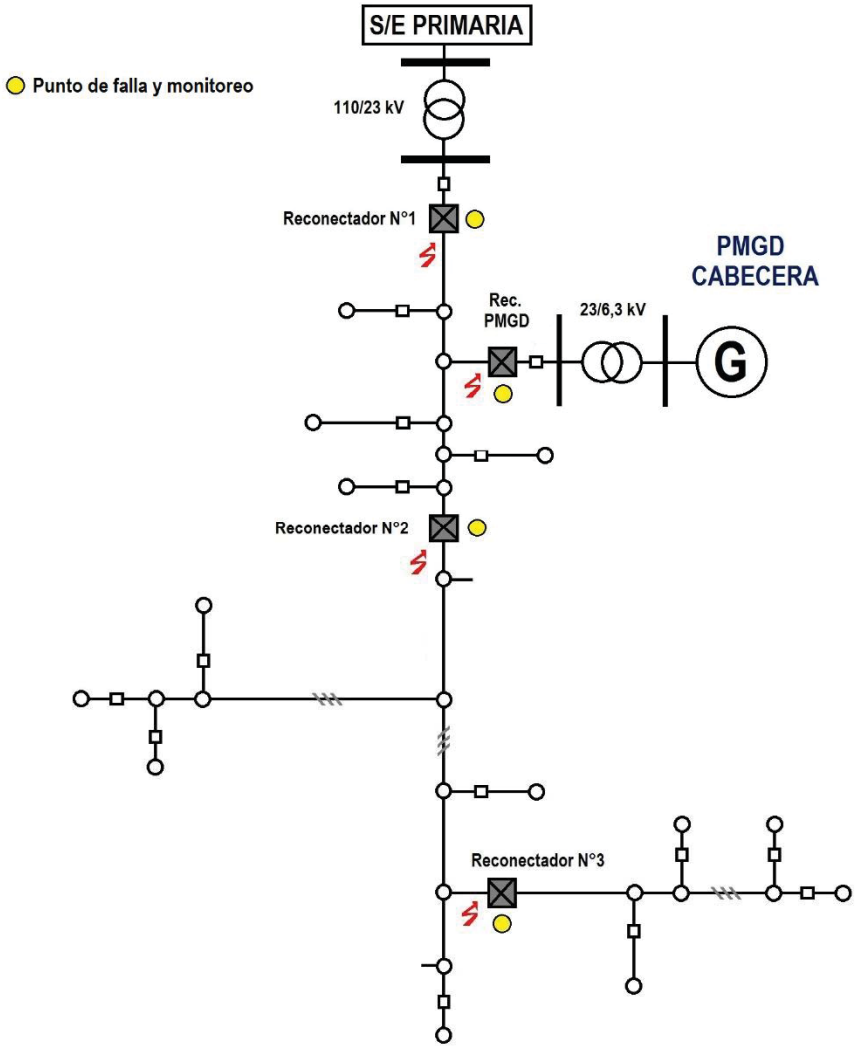


Figura 5-13 Esquema alimentador "El Toro" con reconectadores, puntos de Falla COCI y monitoreo. (Elaboración propia)

Tipos de cortocircuito

En cada uno de estos puntos realizaremos los cortocircuitos solicitados en la NTCO bajo las condiciones de la norma IEC 60909. Para realizar de manera más eficiente este estudio se creó un código DPL que nos permitirá obtener todos los tipos de cortocircuitos y sus corrientes asociadas en tablas y ordenadas. Este código DPL se adjunta en el apéndice B del presente trabajo. La imagen de la figura 5-14 muestra a modo de ejemplo, como configurar una falla trifásica en un nodo X. Primero seleccionamos la norma a utilizar, luego el tipo de falla, más abajo la corriente de cortocircuito a calcular (máxima o mínima). Posterior a eso se pasa a la duración del cortocircuito el que tendrá un tiempo de interrupción de 40 [ms] y el despeje de la falla de 1 [s]. Finalmente podemos configurar fallas de impedancia en el caso de que queramos ver algún evento especial, en nuestro ejemplo utilizaremos fallas francas.

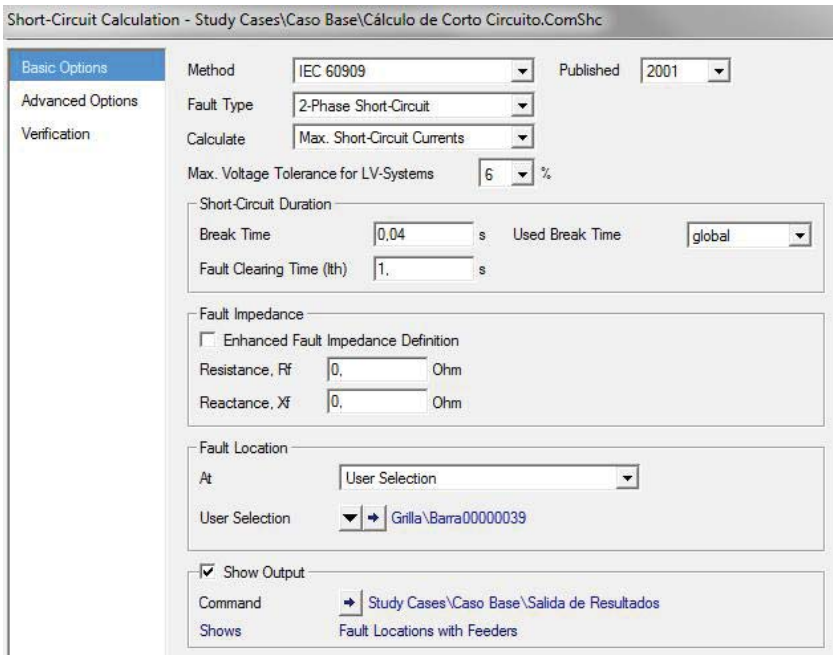


Figura 5-14 Configuración cortocircuito trifásico en DigSilent en un nodo X según norma IEC 60909 (Fuente: DigSilent)

Corrientes de cortocircuito y cálculo

Ahora corremos el DPL programado, o en su defecto, cada una de las fallas en cada uno de los puntos a monitorear y obtenemos las componentes de la corriente de cortocircuito.

5.3.3 Variación de potencia de cortocircuito

DPL nos entrega información del escenario sin PMGD y con central PMGD en los puntos de monitoreo como muestra la tabla xx. En esta tabla se pueden observar las variaciones de potencia de cortocircuito en los interruptores. La mayor variación de potencia entre un caso y otro se produjo en el cortocircuito monofásico a tierra, mientras que las mayores potencias se registraron con la falla trifásica. Además el reconectado 1 tiene la mayor variación de tensión, esto se debe principalmente a que es el punto de mayor tensión en donde se conecta la central en el escenario simulado.

Tabla 5-17 Variación de potencia de cortocircuito PMGD 3000 [kW], en cabecera

Barra	Sin central PMGD				Con central PMGD				Variación
Skss	CC 3F [MVA]	CC 2F [MVA]	CC 2FT [MVA]	CC 1FT [MVA]	CC 3F [MVA]	CC 2F [MVA]	CC 2FT [MVA]	CC 1FT [MVA]	Δ mayor [%]
Rec. 1	166,71	46,93	54,77	55,29	177,17	51,16	62,44	63,44	14,76%
Rec. PMGD	-	-	-	-	96,48	27,82	39,66	39,15	-
Rec. 2	17,02	4,89	6,47	5,71	17,53	5,06	6,68	5,96	4,39%
Rec. 3	9,82	2,83	3,56	2,92	10,01	2,89	3,63	2,98	2,21%

5.3.4 Mayores corrientes de cortocircuito

Desde la tabla 5-18 a la tabla 5-22 se muestran los resultados obtenidos por simulación con DigSilent respecto a las corrientes de cortocircuito con y sin conexión de la central PMGD.

Tabla 5-18 Corrientes de cortocircuito simétrica inicial PMGD 3000 [kW] en cabecera

Barra	Sin central PMGD				Con central PMGD			
Ikss	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]
Rec. 1	4,081	3,535	4,125	1,925	4,447	3,852	4,702	2,948
Rec. PMGD	-	-	-	-	2,422	2,095	2,986	2,948
Rec. 2	0,426	0,369	0,487	0,430	0,440	0,381	0,503	0,449
Rec. 3	0,247	0,214	0,269	0,220	0,251	0,218	0,273	0,225

Tabla 5-19 Corrientes de cortocircuito máximas PMGD 3000 [kW] en cabecera

Barra	Sin central PMGD				Con central PMGD			
Ip	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]
Rec. 1	10,024	8,681	10,044	3,318	10,889	9,432	11,590	5,996
Rec. PMGD	-	-	-	-	4,658	4,039	6,147	5,996
Rec. 2	0,618	0,535	0,673	0,591	0,640	0,554	0,732	0,652
Rec. 3	0,357	0,310	0,389	0,319	0,364	0,316	0,396	0,326

Tabla 5-20 Corrientes de cortocircuito simétricas de interrupción PMGD 3000 [kW] en cabecera

Barra	Sin central PMGD				Con central PMGD			
Ib	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]
Rec. 1	4,081	3,535	4,125	1,925	4,381	3,852	4,702	2,948
Rec. PMGD	-	-	-	-	2,363	2,095	2,986	2,948
Rec. 2	0,426	0,369	0,487	0,430	0,440	0,381	0,503	0,449
Rec. 3	0,247	0,214	0,269	0,220	0,251	0,218	0,273	0,225

Tabla 5-21 Corrientes de cortocircuito térmicas equivalente PMGD 3000 [kW] en cabecera

Barra	Sin central PMGD				Con central PMGD			
Ith	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]
Rec. 1	4,148	3,535	4,125	1,925	4,460	3,922	4,835	3,021
Rec. PMGD	-	-	-	-	2,390	2,177	3,105	3,021
Rec. 2	0,426	0,369	0,487	0,430	0,441	0,382	0,504	0,449
Rec. 3	0,247	0,214	0,269	0,220	0,252	0,218	0,274	0,225

Tabla 5-22 Corrientes de cortocircuito en régimen permanente PMGD 3000 [kW] en cabecera

Barra	Sin central PMGD				Con central PMGD			
Ik	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]
Rec. 1	4,081	3,535	4,125	1,925	4,300	3,852	4,702	2,948
Rec. PMGD	-	-	-	-	2,268	2,095	2,986	2,948
Rec. 2	0,426	0,369	0,487	0,430	0,440	0,381	0,503	0,449
Rec. 3	0,247	0,214	0,269	0,220	0,251	0,218	0,273	0,225

Ahora debemos calcular las dos corrientes faltantes con las ecuaciones entregadas en la metodología de cálculo para seleccionar la mayor de todas las fallas. La tabla 5-23 muestra los resultados de la corriente Idc y la tabla 5-24 los resultados de la corriente asimétrica Iasi. Los resultado entregados por DigSilent referidos a impedancias y la relación R/X se incorporan en el apéndice B.

Tabla 5-23 Componente continua, corriente de cortocircuito de interrupción PMGD 3000 [kW] en cabecera

Barra	Sin central PMGD				Con central PMGD			
Idc	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]
Rec. 1	1,555	1,347	1,571	0,732	1,646	1,459	1,231	0,935
Rec. PMGD	-	-	-	-	0,011	0,020	0,164	0,059
Rec. 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Rec. 3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabla 5-24 Corrientes de cortocircuito asimétrica de interrupción PMGD 3000 [kW] en cabecera

Barra	Sin central PMGD				Con central PMGD			
Iasi	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]	CC 3F [kA]	CC 2F [kA]	CC 2FT [kA]	CC 1FT [kA]
Rec. 1	4,368	3,783	4,414	2,059	4,679	4,119	4,861	3,093
Rec. PMGD	-	-	-	-	2,363	2,095	2,991	2,949
Rec. 2	0,426	0,369	0,487	0,430	0,440	0,381	0,503	0,449
Rec. 3	0,247	0,214	0,269	0,220	0,251	0,218	0,273	0,225

Finalmente la tabla 5-25 nos muestra la selección de las mayores corrientes de cortocircuito y su variación en comparación con y sin central conectada.

Tabla 5-25 Mayores corrientes de cortocircuito y variación PMGD 3000 [kW] en cabecera

Barra	Corrientes de cortocircuito				Variación con y sin PMGD			
	Ip [kA]	Ib [kA]	Iasi [kA]	Idc [kA]	Δ Ip [%]	Δ Ib [%]	Δ Iasi [%]	Δ Idc [%]
Rec. 1	11,590	4,702	4,861	1,646	15,39%	13,99%	10,13%	4,77%
Rec. PMGD	6,147	2,986	2,991	0,164	-	-	-	-
Rec. 2	0,732	0,503	0,503	0,000	8,77%	3,29%	3,29%	0%
Rec. 3	0,396	0,273	0,273	0,000	1,80%	1,49%	1,49%	0%

Vemos que la variación de las corrientes de cortocircuito que se producen al conectar una nueva central en el alimentador llega al 15,39% en el reconectador principal de cabecera, siendo este el punto de mayor variación al conectar el PMGD. Sin embargo en ocasiones la variación de corriente puede llegar a superar el 100%, sobretodo en el punto de conexión de la central y dependiendo de donde se ubiquen los interruptores y las características de cada alimentador.

5.3.5 Análisis de la capacidad de ruptura de los interruptores

Teniendo clara las características constructivas de cada uno de los cuatro interruptores estudiados en este caso, se procede a realizar la verificación del cumplimiento de la capacidad de ruptura simétrica de interrupción (Ib), la capacidad de ruptura asimétrica (Iasi) y la capacidad máxima de cierre contra cortocircuito (Ip) para comprobar que no se superan dichas capacidades. Además, y en virtud de la NTCO, se debe verificar que la corriente de cortocircuito no supere el 85% de la capacidad nominal de los equipos.

A modo de ejemplo supondremos interruptores marca Cooper del tipo NOVA con las características que muestra la tabla 5-26.

Tabla 5-26 Características de ruptura interruptores del alimentador y PMGD

Interruptor	Tensión nominal [kV]	Corriente nominal [A]	Capacidad de ruptura Simétrica [kA]	Capacidad de ruptura Asimétrica [kA]	Capacidad de cierre en COCI[kA]
Rec. 1, red externa	27	1250	16	20	40
Rec. PMGD	27	630	12,5	13,5	31
Rec. 2, troncal	27	630	12,5	13,5	31
Rec. 3, troncal	27	630	12,5	13,5	31

La tabla 5-27 es un resumen de los resultados obtenidos donde se comprueba que no se superó la capacidad de ruptura de ningún interruptor y se cumple con la exigencia del 85% como margen de seguridad. En el caso de superar una de estas corrientes los equipos deben ser ajustados o reemplazados a costo del interesado en conectar. El cortocircuito más elevado en el punto de conexión de la nueva central PMGD fue el bifásico a tierra con una corriente de cortocircuito en régimen permanente de 2,98 [kA]

Tabla 5-27 Resumen cumplimiento capacidad de ruptura de los equipos en alimentador

	Características interruptores			Mediciones realizadas			Cumple capacidad			Margen
Interruptor	Cap. Simétrica [kA]	Cap. Asimétrica [kA]	Cap. cierre [kA]	Ib [kA]	Iasi [kA]	Ip [kA]	Ib	Iasi	Ip	85 [%]
Rec. 1	16	20	40	4,70	4,86	11,59	Si	Si	Si	Si
Rec. PMGD	12,5	12,5	30	2,98	2,99	6,14	Si	Si	Si	Si
Rec. 2	12,5	12,5	30	0,50	0,50	0,73	Si	Si	Si	Si
Rec. 3	12,5	12,5	30	0,27	0,27	0,39	Si	Si	Si	Si

Adicionalmente a los cálculos realizados en los interruptores, y como punto de interés, se recomienda realizar simulaciones que nos permiten medir las corrientes de cortocircuito en los transformadores tanto del PMGD como de la red externa. También es importante llevar un monitoreo de las tensiones en estos nodos al momento de producirse cada uno de los cortocircuitos.

5.3.6 Gráficos corrientes en puntos de interés

También se recomienda mostrar las curvas de corriente presentes en los nodos de interés medidos. A modo de ejemplo, mostraremos las curvas obtenidas en una falla trifásica en cada interruptor analizado para el mismo escenario estudiando, con potencia nominal de 3000 [kW] a 2.2 kilómetros de la cabecera.

El gráfico de la parte superior de la figura 5-15, muestra el aporte de la red externa a la corriente de cortocircuito trifásica, y en su parte inferior, el aporte del PMGD. El cortocircuito fue realizado en el reconectador 1.

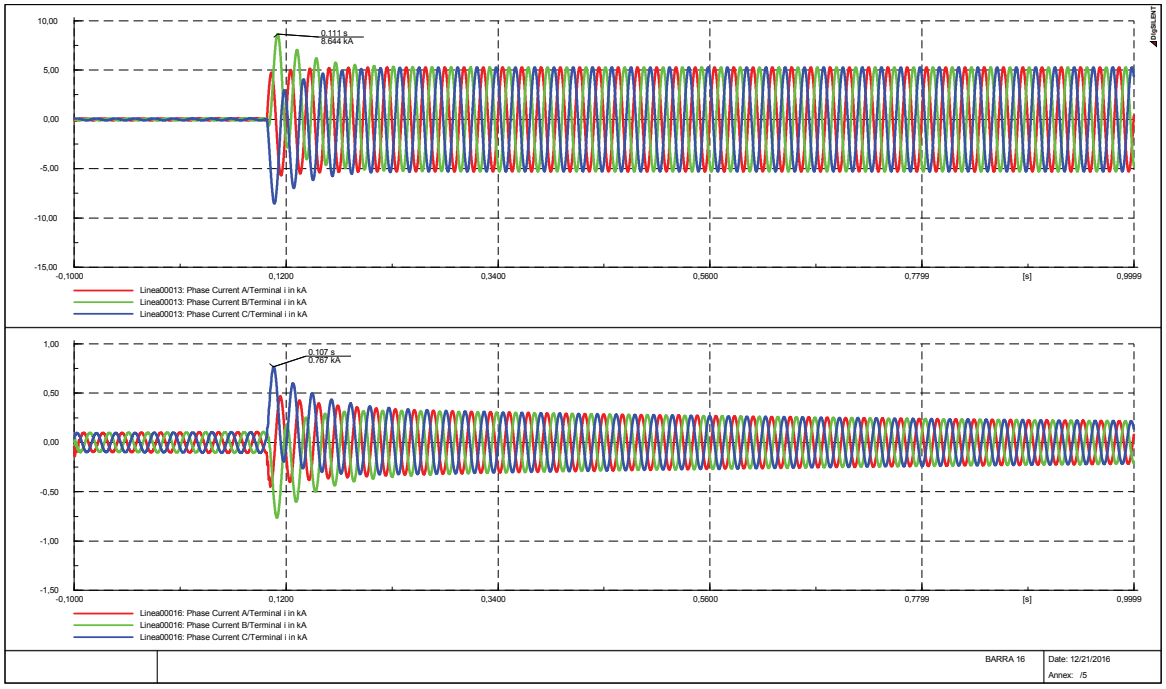


Figura 5-15 Falla trifásica, Rec. 1, PMGD 3000 [kW], en cabecera. Aporte red externa y aporte PMGD (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

La figura 5-16 nuevamente muestra el aporte de la red externa y del PMGD respectivamente, pero en este caso, el cortocircuito fue realizado en el punto de conexión de la central, donde se ubicará el reconectador del PMGD. En estas dos primeras situaciones vemos una gran oscilación de la corriente hasta llegar a su régimen permanente.

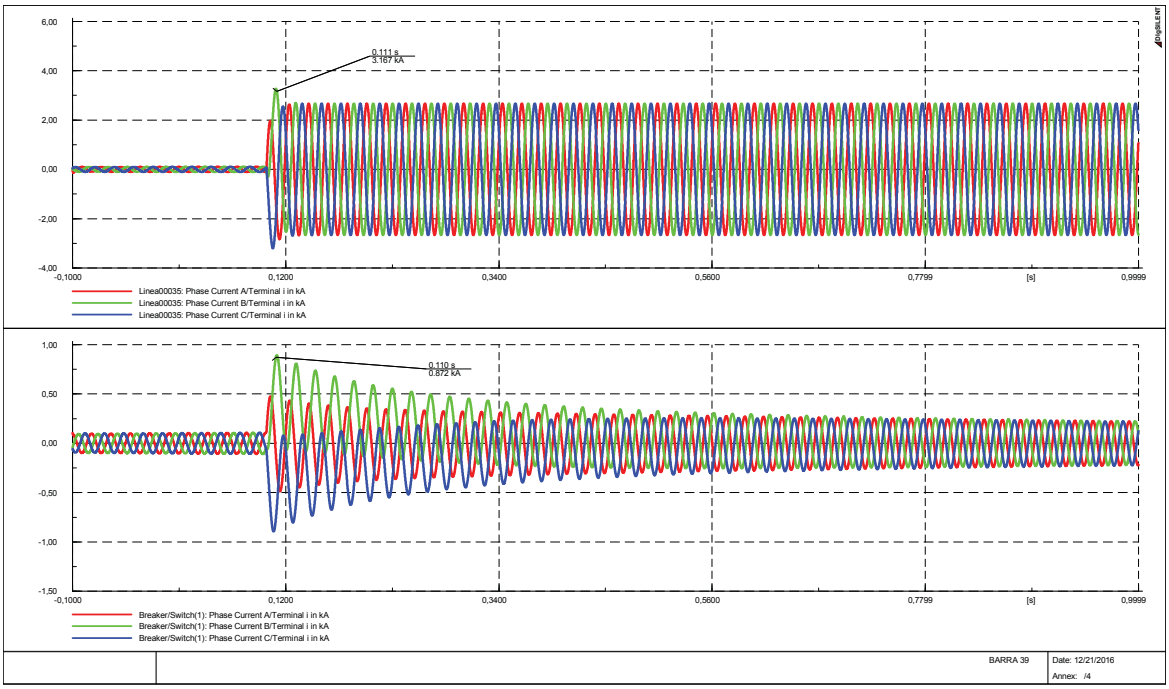


Figura 5-16 Falla trifásica, Rec. PMGD, PMGD 3000 [kW], en cabecera. Aporte red externa y aporte PMGD (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

En la figura 5-17 se muestran los aportes de la corriente de cortocircuito trifásica en el reconectador 2. La falla es cada vez más lejana al generador, lo que se comprueba al ver en la gráfica una corriente cada vez más constante. Como los aportes al cortocircuito solo vienen desde la cabecera donde se encuentra la red externa y la central de 3000 [kW], a los 100 milisegundos (momento de ocurrencia de la falla), el aporte desde la cola es nulo como se muestra la imagen inferior de la figura analizada.

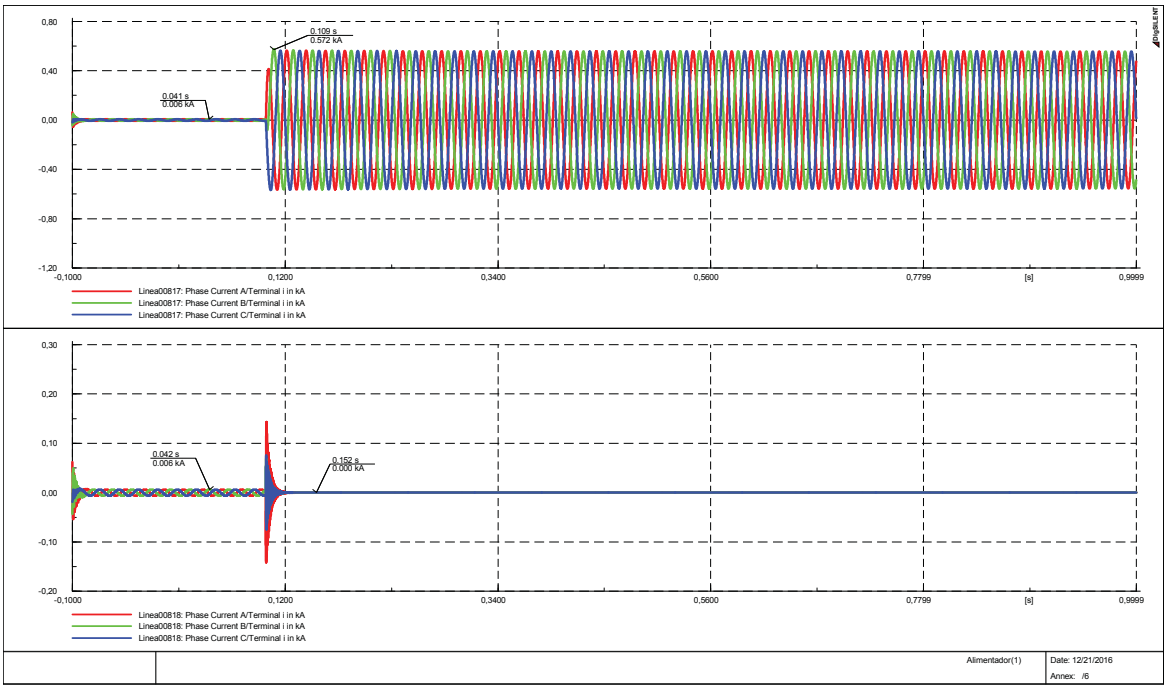


Figura 5-17 Falla trifásica, Rec. 2, PMGD 3000 [kW], en cabecera. Aporte red externa y aporte PMGD (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Finalmente la figura 5-18, es una falla en el reconectador 3, a más de 45 kilómetros de la fuente de energía más cercana, lo que se refleja con una corriente inferior que en los otros puntos y más constante.

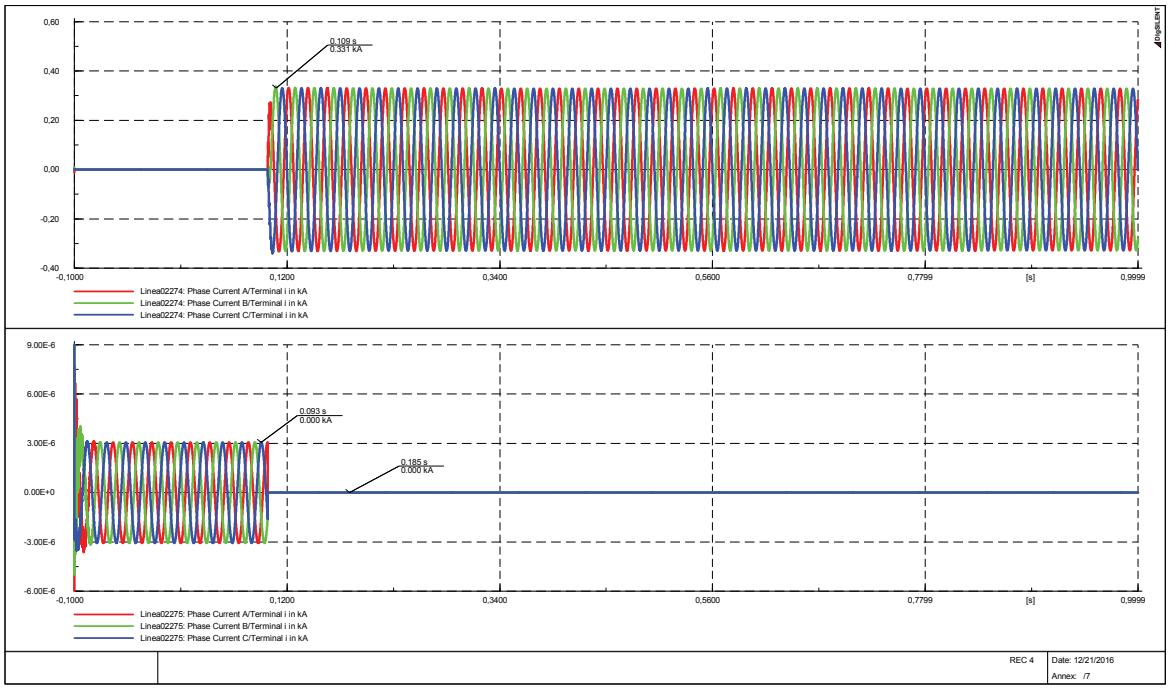


Figura 5-18 Falla trifásica, Rec. 3, PMGD 3000 [kW], en cabecera. Aporte red externa y aporte PMGD (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Estos gráficos de la corriente de cortocircuito nos permiten mostrar cómo, mientras más alejada se encuentre la falla a un PMGD, más constante se comporta esta, al contrario, si la falla se produce cerca de un generador o de la cabecera de la red, se producirá una corriente altamente descendente, sobre todo con generadores sincrónicos. Otro punto interesante es ver como baja la corriente a medida que nos alejamos de los puntos de generación.

En la figura 5-19 se muestra el comportamiento de la corriente de cortocircuito en el transformador del PMGD cuando ocurre una falla trifásica en el punto de conexión de la central. Vemos un gran aporte en la corriente continua (Idc) y mucha distorsión en cada fase. La corriente máxima (Ip) en el lado de alta (23[kV]) llega a 0,88 [kA], y en el lado de baja (6,3 [kV]) llega a 3,45 [kA].

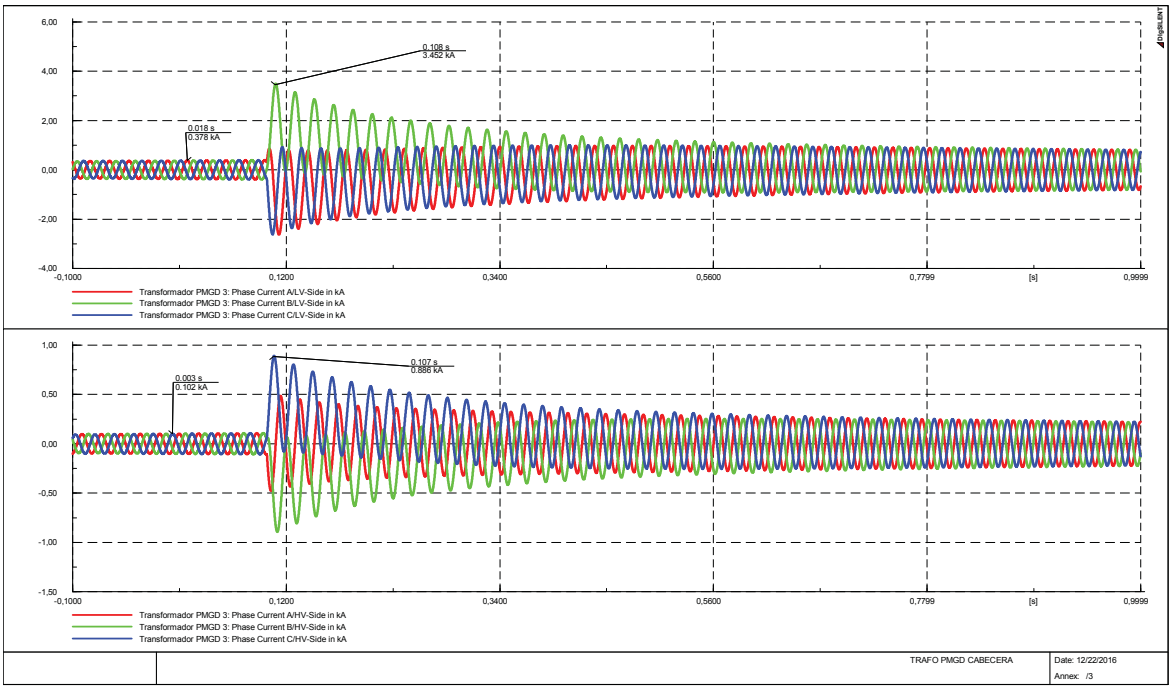


Figura 5-19 Falla trifásica, Rec. PMGD, PMGD 3000 [kW], en cabecera. Aportes LV y HV transformador PMGD (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

La figura 5-20 ahora muestra la corriente de cortocircuito en el transformador de la central pero cuando la falla está alejada a las fuentes de generación y al punto de conexión del PMGD, específicamente en el reconectador 2. Claramente la corriente de cortocircuito no aumenta tanto llegando en el lado de baja tensión a los 0,76 [kA] y en el lado de alta tensión a los 0,2 [kA].

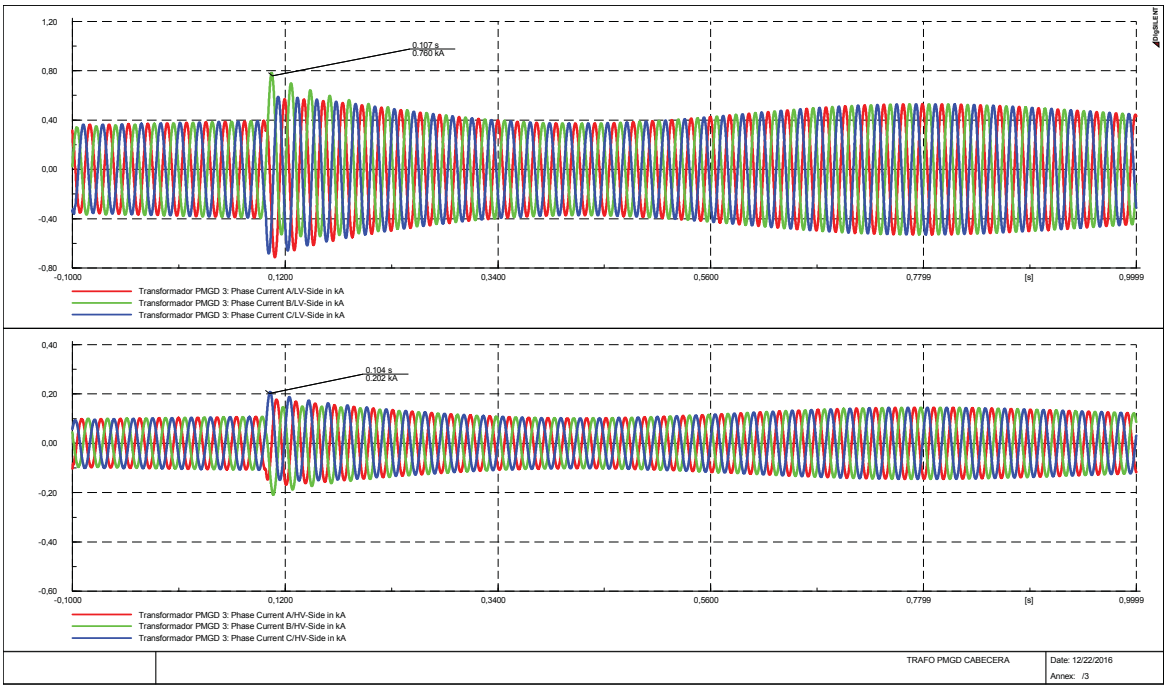


Figura 5-20 Falla trifásica, Rec. 2, PMGD 3000 [kW], en cabecera. Aportes LV y HV transformador PMGD (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

En el apéndice B encontrar el código DPL utilizado para realizar todas las fallas con el PMGD analizado, además de los parámetros de la línea para este ejemplo y las tablas de las mediciones por fase realizadas. Adicionalmente en el apéndice se agrega las mediciones realizadas para los otros casos de estudio que son PMGD a 20 kilómetros (medio) y PMGD a 54 kilómetros (cola) con inyecciones de potencia nominal de 0,5 [MW]y 3 [MW].

5.4 Estudio dinámico

Seguiremos utilizando el mismo alimentador con las características ya conocidas. Se desarrollaron simulaciones dinámicas con ayuda de DigSilent de los siguientes tipos de contingencias:

1. Falla trifásica, bifásica y bifásica a tierra y monofásica a tierra en cola alimentador
2. Falla trifásica, bifásica y bifásica a tierra y monofásica a tierra en cabecera alimentador
3. Salida programada de sección del alimentador (baja intempestiva de demanda)

En este caso analizaremos solo un escenario de demanda:

1. Demanda alta en día laboral para el año de entrada en operación del PMGD

Cabe destacar que si el ingeniero encargado del área de estudio estima necesario analizar otros escenarios como por ejemplo otros puntos para el análisis de fallas cercano a equipos, zonas de alto consumo o cabecera del alimentador es totalmente valido pues permitiría verificar otras condiciones de operación. En este trabajo y para ejemplificar realizaremos las contingencias antes señaladas.

Antes de entrar en la simulación de las contingencias verificamos cada uno de los puntos de la metodología propuesta. En la primera etapa se destaca el tipo de tecnología a analizar. Para este estudio analizaremos un generador sincrónico de 3000 [kW] nominal. El diagrama de la figura 5-21 muestra los puntos de monitoreo que veremos (en amarillo) y las contingencias a analizar (en rojo).

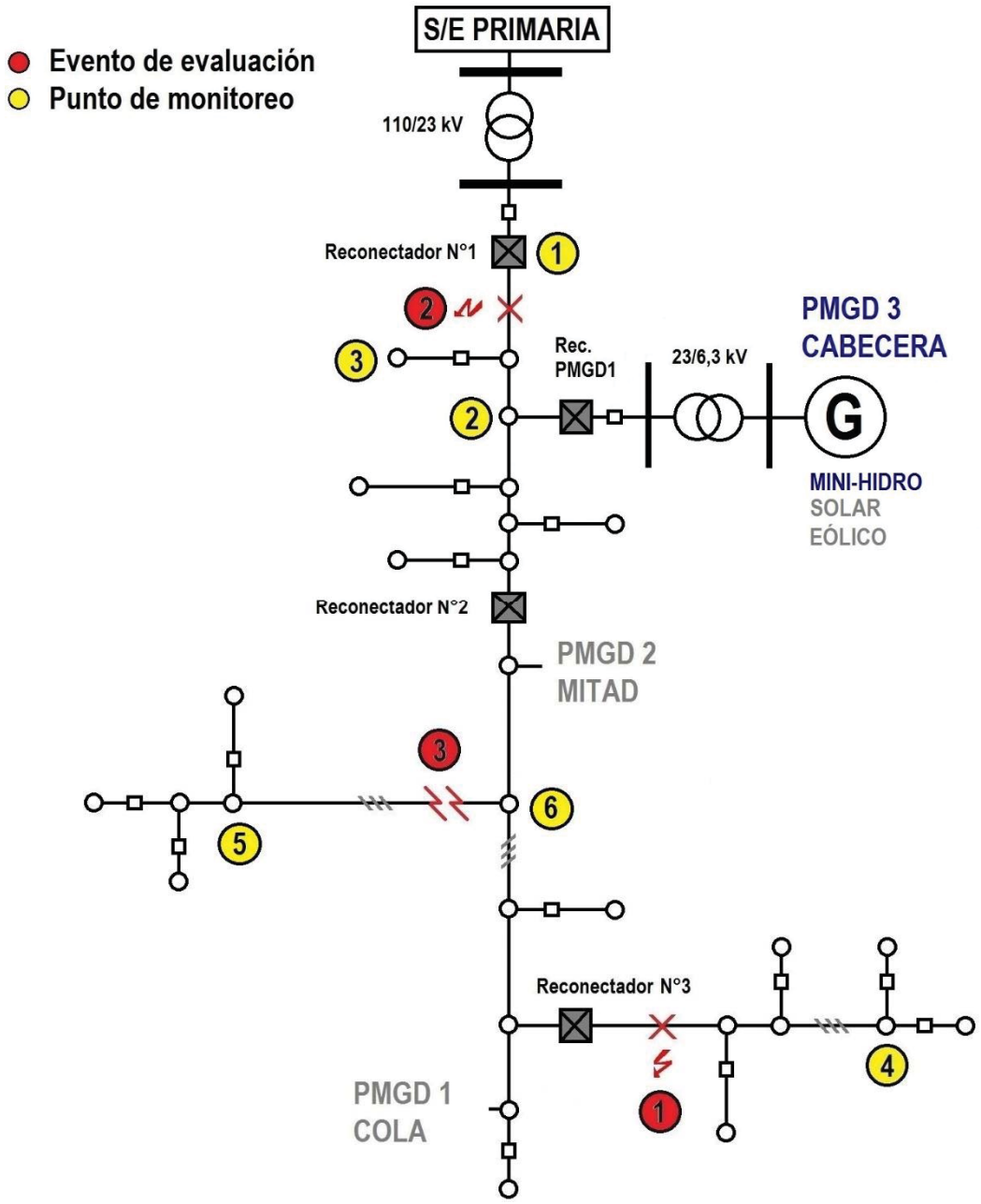


Figura 5-21 Esquema alimentador "El Toro" para análisis dinámico (Elaboración propia)

Ahora que ya cumplidas las dos primeras etapas de la metodología podemos comenzar a simular las contingencias en los escenarios propuestos.

5.4.1 Contingencia 1, Fallas en cola alimentador

Se realizaran simulaciones dinámicas con los 4 tipos de fallas más comunes en un punto cercano a la cola del alimentador. En este caso nos interesan los niveles de tensión, la estabilidad en frecuencia, la excursión angular y el factor de amortiguamiento de la central con estas fallas. El proceso de simulación según la metodología es:

- Inicio simulación: 0,00 segundos
- Falla trifásica: 0,50 segundos
- Aislación de la falla (reconectador 3): 0,62 segundos
- Fin de la falla: 0,62 segundos
- Salida del PMGD: No necesaria
- Reconexión (reconectador 3): 5,00 segundos
- Fin simulación: 7,00 segundos

Lo primero es verificar la evolución de los niveles de tensión. La tabla 5-28 muestra los resultados obtenidos en cada uno de los puntos que estamos monitoreando y cada una de las fallas simuladas.

Tabla 5-28 Niveles de tensión registrados

Tipo de contingencia	Punto monitoreo	Tensión pre-falla [p.u.]	Tensión en falla [p.u.]	Tensión despeje [p.u.]	Tensión reconexión [p.u.]
Falla trifásica	Punto 1 (Cabecera)	1,000	0,998	1,000	1,000
	Punto 2 (conexión)	1,003	0,961	1,005	1,003
	Punto 3 (repercusión)	1,003	0,961	1,005	1,003
	Punto 4 (cola alim.)	0,976	-	-	0,976
	Punto 5 (pueblo)	0,989	0,323	1,006	0,989
	Punto 6 (zona central)	0,998	0,333	1,008	0,998
Falla bifásica	Punto 1 (Cabecera)	1,000	0,999	1,000	1,000
	Punto 2 (conexión)	1,003	0,972	1,006	1,003
	Punto 3 (repercusión)	1,003	0,972	1,006	1,003
	Punto 4 (cola alim.)	0,986	0,493	-	0,986
	Punto 5 (pueblo)	0,989	0,569	1,015	0,989
	Punto 6 (zona central)	0,998	0,575	1,025	0,998
Falla bifásica a tierra	Punto 1 (Cabecera)	1,000	0,999	1,000	1,000
	Punto 2 (conexión)	1,003	0,961	1,006	1,003
	Punto 3 (repercusión)	1,003	0,961	1,006	1,003
	Punto 4 (cola alim.)	0,986	0,003	-	0,986
	Punto 5 (pueblo)	0,989	0,388	1,015	0,989
	Punto 6 (zona central)	0,998	0,394	1,025	0,998
Falla monofásica a tierra	Punto 1 (Cabecera)	1,000	0,999	1,000	1,000
	Punto 2 (conexión)	1,003	0,959	1,006	1,003
	Punto 3 (repercusión)	1,003	0,959	1,006	1,003
	Punto 4 (cola alim.)	0,986	-	-	0,986
	Punto 5 (pueblo)	0,989	0,427	1,015	0,989
	Punto 6 (zona central)	0,998	0,433	1,025	0,998

Verificamos el cumplimiento de la NTSyCS en su artículo 5-39 que dice que luego de despejada la falla, ningún punto del alimentador se encuentra bajo los 0,7 [p.u.]. Además la tensión permanece dentro de los rangos establecidos por la NTCO y las tensiones en el punto de conexión del PMGD cumplen con lo estipulado en el artículo 4-36 de la NTCO por lo que el PMGD no debe desconectarse por este ítem. Los niveles de tensión luego de la falla y posterior despeje de esta, se recuperan y se mantienen en niveles muy cercanos a los niveles anteriores al evento. Las gráficas de las figuras 5-22 a la figura 5-25 muestran el comportamiento en cada una de las fallas simuladas.

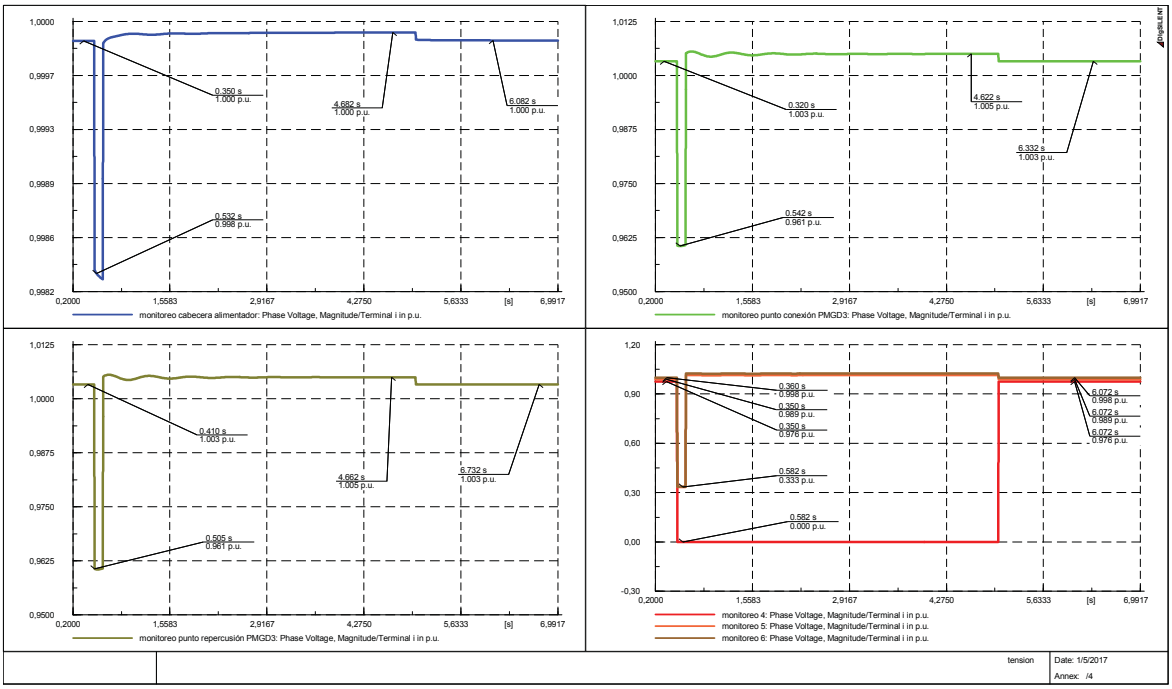


Figura 5-22 Evolución del nivel de tensión ante la contingencia "falla trifásica en cola", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

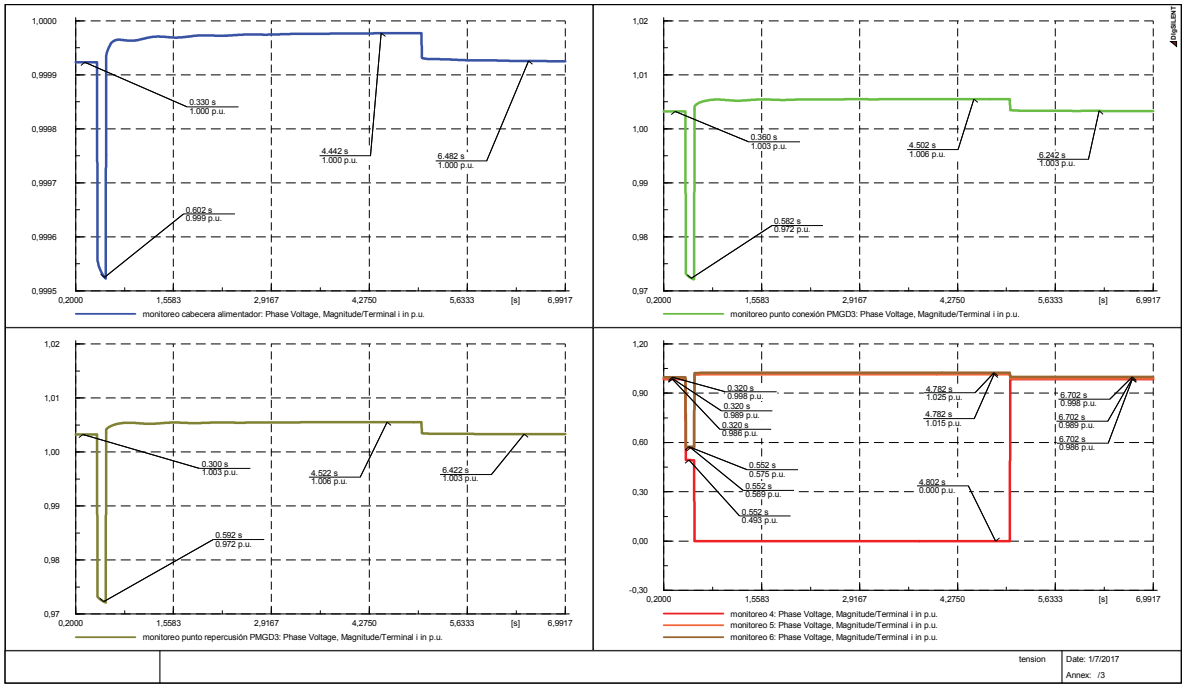


Figura 5-23 Evolución del nivel de tensión ante la contingencia "falla bifásica en cola", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

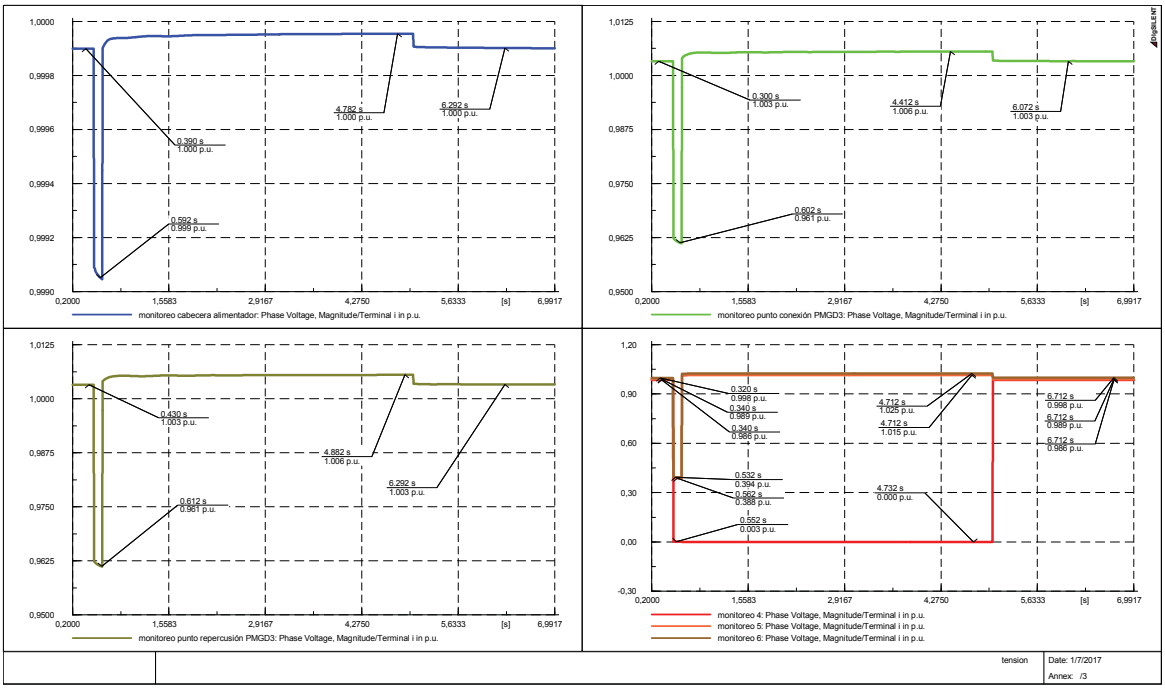


Figura 5-24 Evolución del nivel de tensión ante la contingencia "falla bifásica a tierra en cola", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

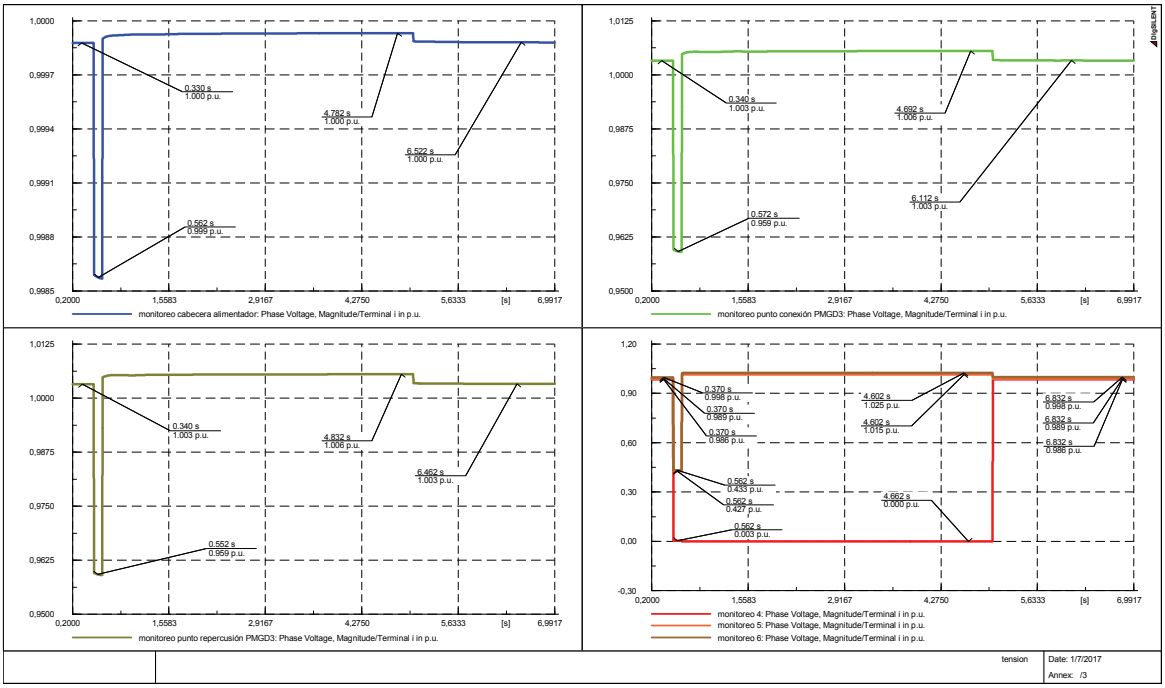


Figura 5-25 Evolución del nivel de tensión ante la contingencia "falla monofásica a tierra en cola", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

En la figura 5-26 tenemos un análisis con valores instantáneos que corresponde a 1 segundo de simulación, una falla trifásica a los 0,5 segundos, en el mismo punto de la contingencia analizada y sin despeje de esta. Vemos la rápida estabilidad de la tensión luego de ocurrida la falla y el brusco descenso de esta en los puntos cercanos a la falla (punto 5 y 6).

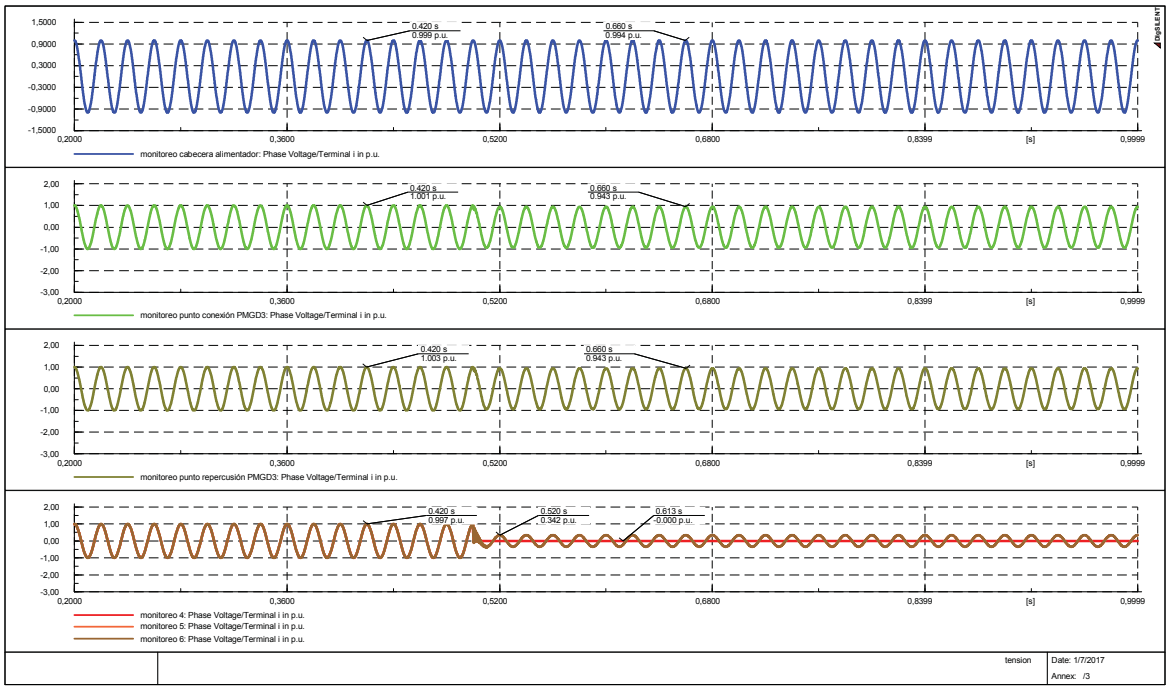


Figura 5-26 Nivel de tensión para valores instantáneos ante la contingencia "falla trifásica en cola", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Ahora corresponde un análisis en frecuencia, donde debemos velar por el cumplimiento del artículo 4-37 de la NTCO para PMGD. Para ello se realizaron las simulaciones obteniendo los datos de la tabla 5-29.

Tabla 5-29 Niveles de frecuencia registrados

Tipo de contingencia	Punto monitoreo	Frecuencia pre-falla [Hz]	Frecuencia en falla [Hz]	Frecuencia despeje [Hz]	Frecuencia reconexión [Hz]
Falla trifásica	Punto 1 (Cabecera)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 2 (conexión)	50,000	50,001	50,000	50,000
	Punto 3 (repercusión)	50,000	50,001	50,000	50,000
	Punto 4 (cola alim.)	50,000	-	-	50,000
	Punto 5 (pueblo)	50,000	49,999	50,000	50,000
	Punto 6 (zona central)	50,000	49,999	50,000	50,000
Falla bifásica	Punto 1 (Cabecera)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 2 (conexión)	50,000	49,999	50,000	50,000
	Punto 3 (repercusión)	50,000	49,999	50,000	50,000
	Punto 4 (cola alim.)	50,000	-	-	50,000
	Punto 5 (pueblo)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 6 (zona central)	50,000	50,000	50,000	50,000
Falla bifásica a tierra	Punto 1 (Cabecera)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 2 (conexión)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 3 (repercusión)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 4 (cola alim.)	50,000	-	-	50,000
	Punto 5 (pueblo)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 6 (zona central)	50,000	50,000	50,000	50,000
Falla monofásica a tierra	Punto 1 (Cabecera)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 2 (conexión)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 3 (repercusión)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 4 (cola alim.)	50,000	-	-	50,000
	Punto 5 (pueblo)	50,000	50,000	50,000	50,000
	Punto 6 (zona central)	50,000	50,000	50,000	50,000

Estos valores obtenidos nos indican el cumplimiento del artículo 5-40 de la NTSyCS y del artículo 4-37 de la NTCO para PMGD, no siendo necesaria la desconexión de la central por efectos de la frecuencia. Desde la figura 5-27 a la figura 5-30 se muestran los gráficos obtenidos para la frecuencia.

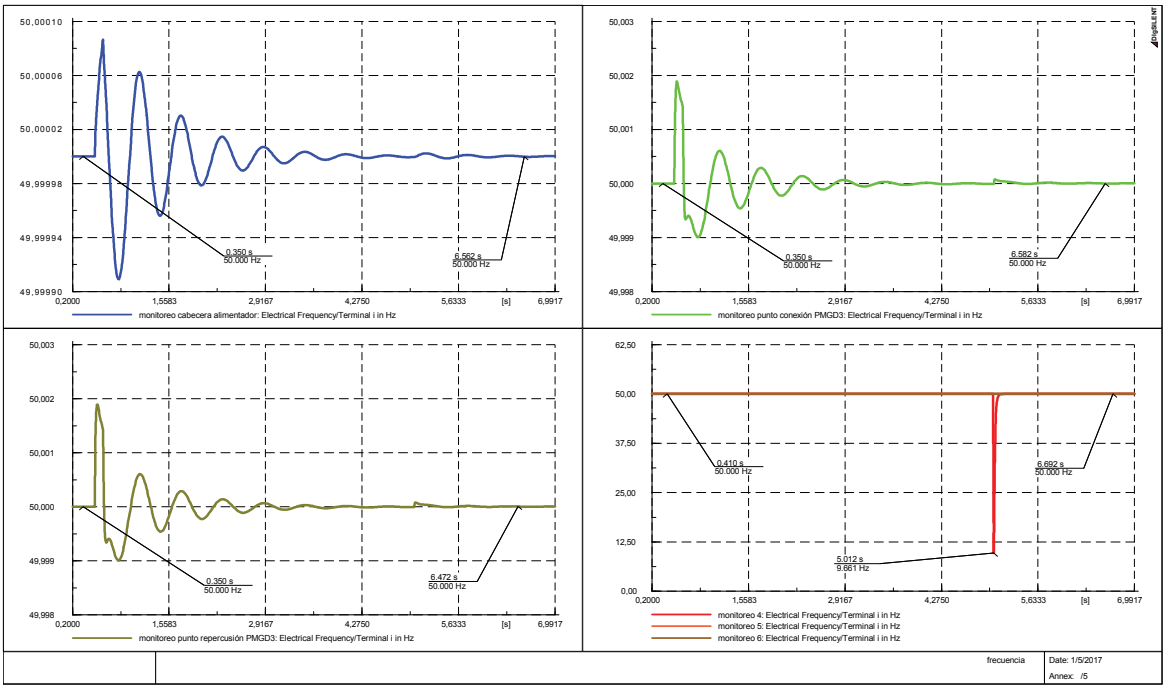


Figura 5-27 Variación en la frecuencia ante la contingencia "falla trifásica en cola", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

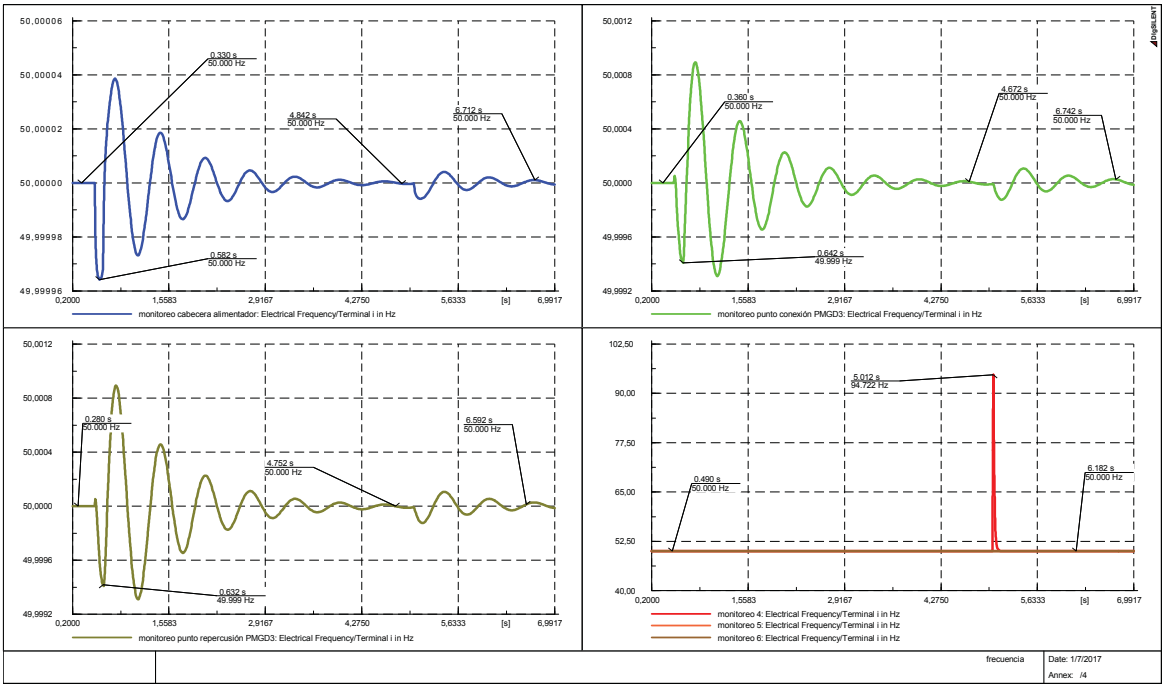


Figura 5-28 Variación en la frecuencia ante la contingencia "falla bifásica en cola", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

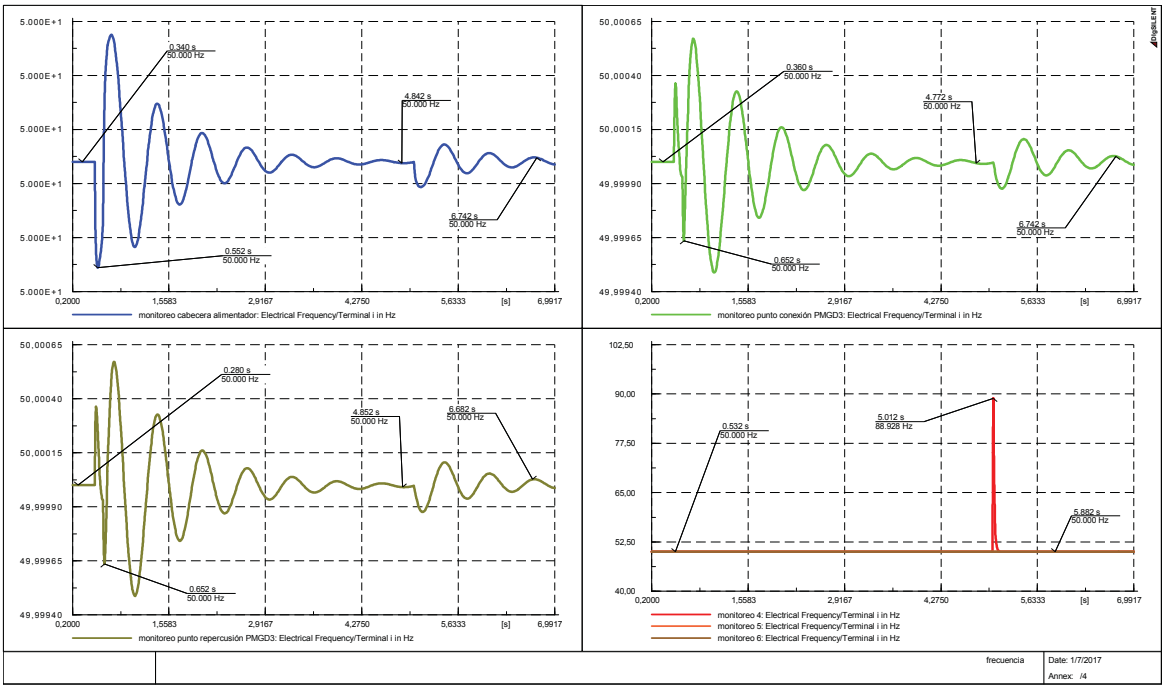


Figura 5-29 Variación en la frecuencia ante la contingencia "falla bifásica a tierra en cola", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

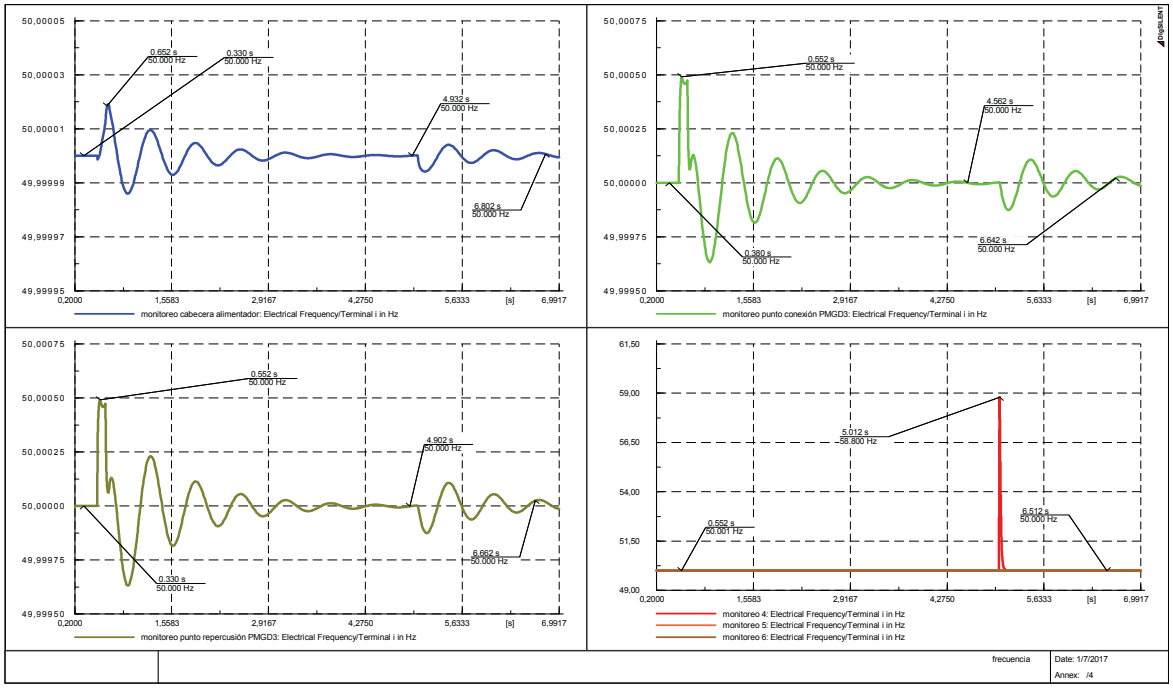


Figura 5-30 Variación en la frecuencia ante la contingencia "falla monofásica a tierra en cola", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Además se realiza un análisis instantáneo que consiste, al igual que para la tensión, en una simulación de 1 segundo y sin despeje de la falla trifásica con el objetivo de comprobar que los peak de frecuencia producidos en el punto de conexión y repercusión del PMGD en estudio, no permanezcan más de 200 [ms] como exige la NTSyCS. En la figura 5-31 se aprecia que la frecuencia peak en el punto de conexión de la central alcanza un valor de 87,4 [Hz], valor instantáneo que no permanece más de 18 [ms], estabilizándose rápidamente a un valor cercano a los 50 [Hz] cumpliendo así, el requerimiento de seguridad y calidad de servicio de la normativa. Este análisis fue realizado para todas las fallas obteniendo valores similares.

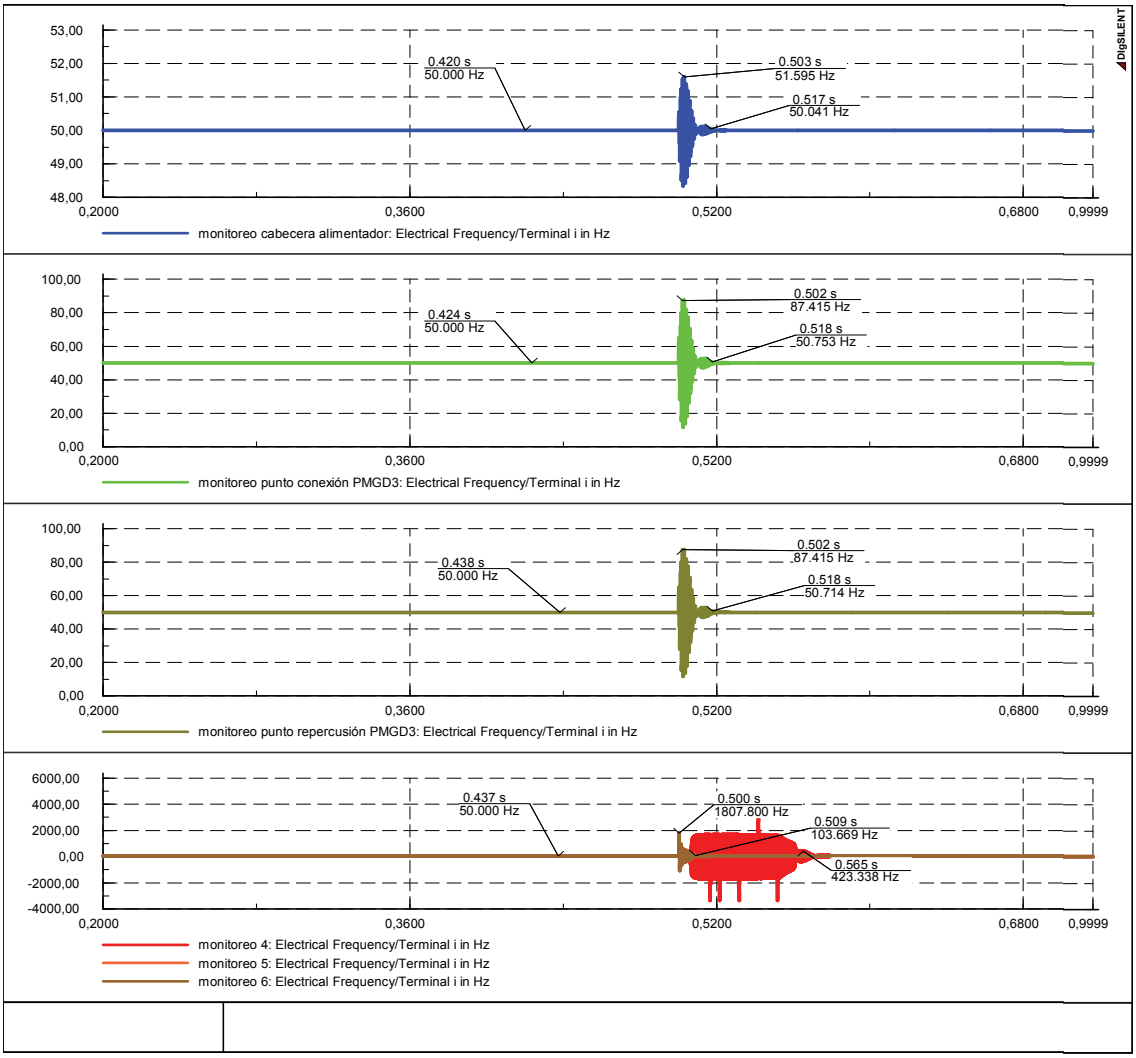


Figura 5-31 Análisis instantáneo frecuencia ante la contingencia "falla trifásica en cola", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Ahora, y como dice la metodología propuesta con un PMGD con generador sincrónico, como es este caso de estudio, debemos realizar dos análisis adicionales que corresponden a la variación angular y el factor de amortiguamiento. La variación angular máxima ante contingencias debe cumplir lo estipulado en el artículo 5-48 de la NTSyCS, para ello, la tabla 5-30 muestra los valores obtenidos para estas fallas.

Tabla 5-30 Excursión angular del rotor de la central PMGD en la primera oscilación para las fallas simuladas

Tipo de contingencia	Punto monitoreo	Ángulo pre-falla [Grados]	Ángulo en falla [Grados]	Ángulo despeje [Grados]	Ángulo reconexión [Grados]
Falla trifásica	Central PMGD	0°	13,38°	0,06°	0,09°
Falla bifásica	Central PMGD	0°	12,93°	0,03°	0,15°
Falla bifásica a tierra	Central PMGD	0°	12,88°	0,04°	0,15°
Falla monofásica a tierra	Central PMGD	0°	9,87°	0,01°	0,17°

La tabla muestra que los valores de la excursión angular no superan los 15°, cumpliendo con los requerimientos de la norma de seguridad y calidad de servicios. Desde la figura 5-32 a la figura 5-35 se muestran la excursión angular (en verde), además del comportamiento de la potencia activa (en azul) y reactiva (rojo) en la central al momento de cada una de las fallas.

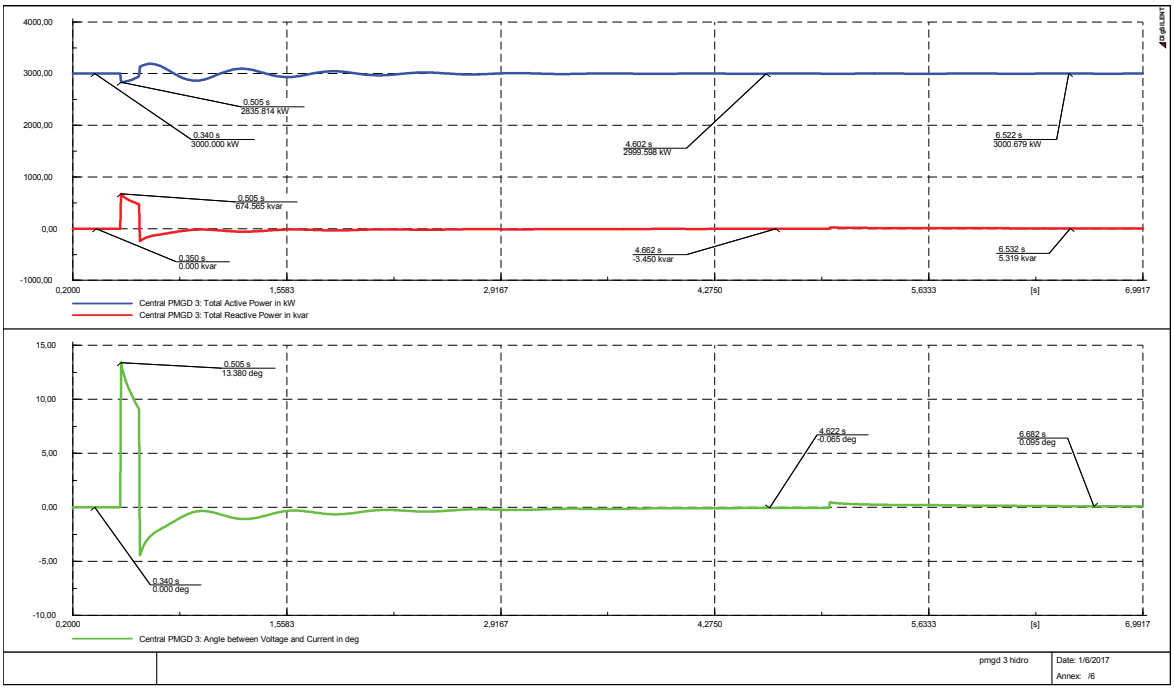


Figura 5-32 Evolución temporal ángulo de la central PMGD ante la contingencia "falla trifásica en cola", además de la potencia activa y reactiva. Escenario de demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

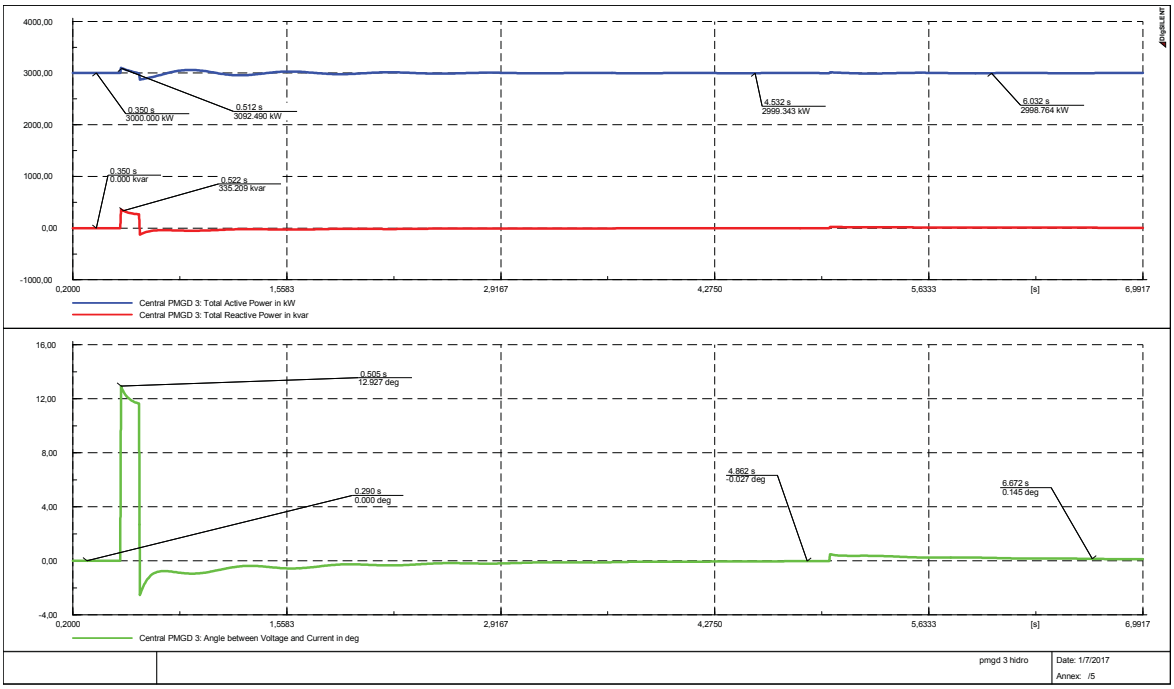


Figura 5-33 Evolución temporal ángulo de la central PMGD ante la contingencia "falla bifásica en cola", además de la potencia activa y reactiva. Escenario de demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

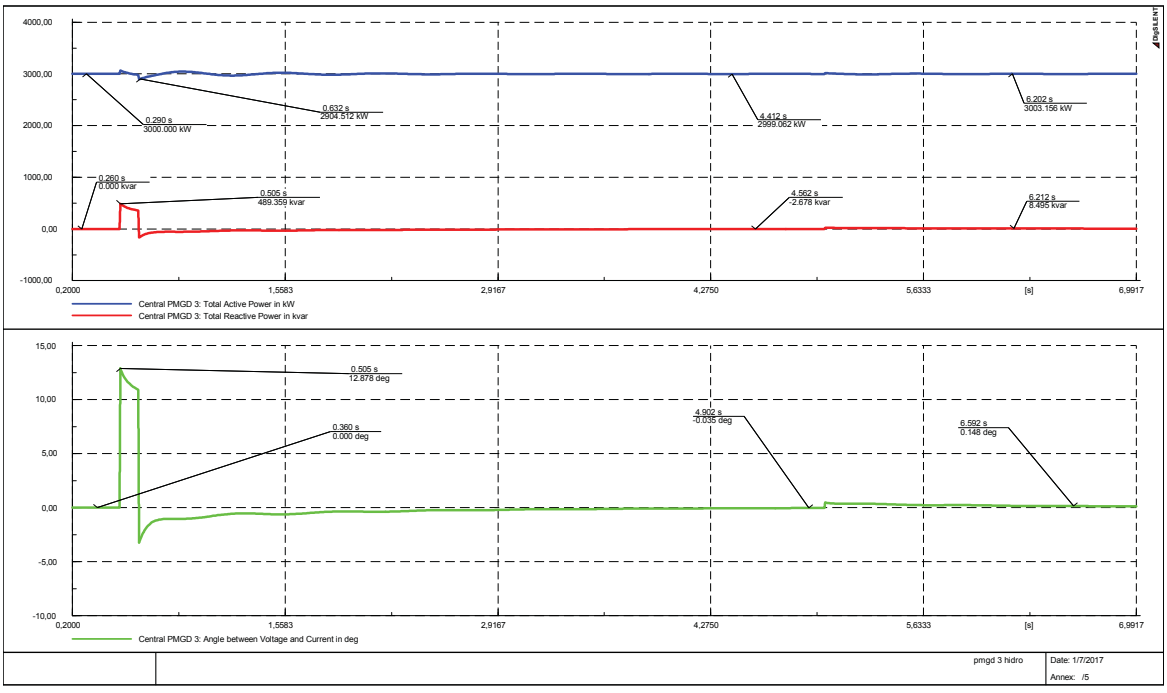


Figura 5-34 Evolución temporal ángulo de la central PMGD ante la contingencia "falla bifásica a tierra en cola", además de la potencia activa y reactiva. Escenario de demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

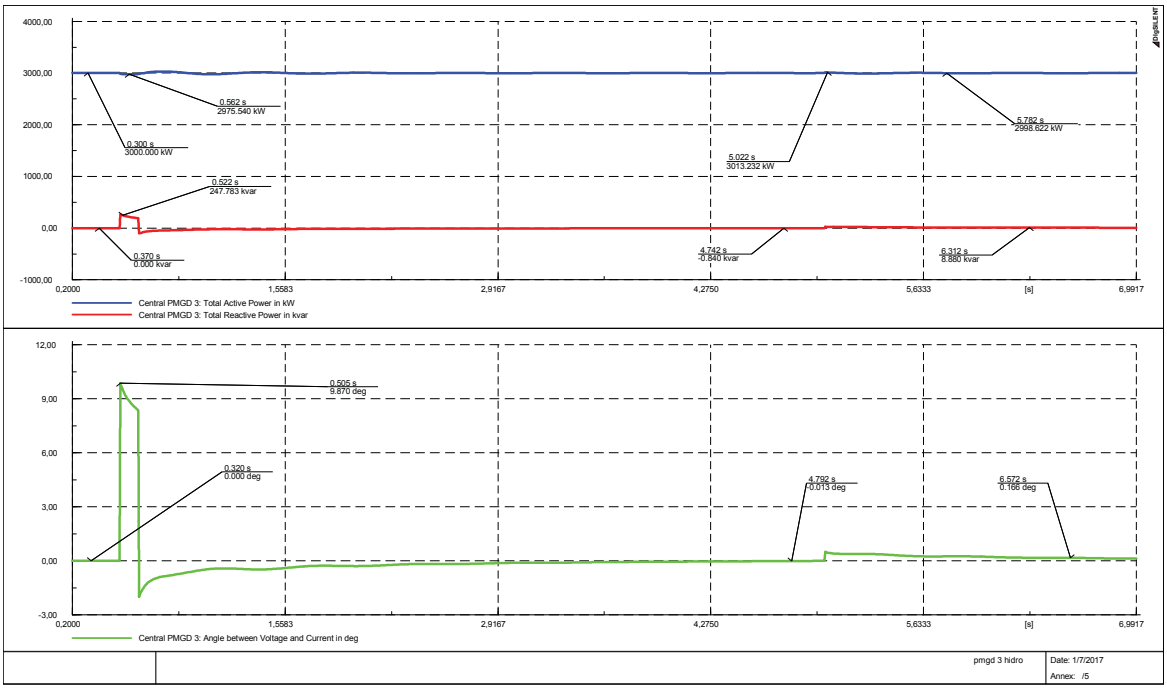


Figura 5-35 Evolución temporal ángulo de la central PMGD ante la contingencia "falla monofásica a tierra en cola", además de la potencia activa y reactiva. Escenario de demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Procederemos a la verificación del coeficiente de amortiguamiento de la central en estudio. Esta verificación es necesaria cuando existen centrales en operación luego de alguna contingencia, en este caso y tras la falla en la cola del alimentador y posterior aislación de ella, debemos verificar la estabilidad de la central para que continúe operando. Si tuviéramos que realizar un estudio en un alimentador donde ya existan centrales en operación, debemos verificar los coeficientes de amortiguamiento de todas las centrales que permanezcan en operación. La tabla 5-31 muestra los resultados obtenidos y los cálculos realizados con la fórmula del artículo 5-44 en la NTSyCS.

Tabla 5-31 Coeficiente de amortiguamiento central PMGD en estudio

Tipo de contingencia	Punto monitoreo	Potencia 1er Semiciclo [kW]	Potencia 2do Semiciclo [kW]	Potencia sistema estable [kW]	A1	A2	RA	ζ [%]
Falla trifásica	Central PMGD	2890,61	2944,74	3000,03	109,42	55,29	0,51	10,8%
Falla bifásica	Central PMGD	2944,97	2972,21	3000,02	55,05	27,81	0,51	10.8%
Falla bifásica a tierra	Central PMGD	2964,37	2981,61	3000,02	35,65	18,41	0,52	10,5%
Falla monofásica a tierra	Central PMGD	3022,76	3011,35	3000,01	22,75	11,34	0,50	11%

Tras realizar las simulaciones correspondientes se observa que no existen coeficientes de amortiguación fuera de la norma, siendo el menor registrado para un escenario de demanda máxima y generación máxima ante fallas ocurridas en la cola del alimentador con un 10,5%. Cabe destacar que es recomendable evaluar escenarios extras de demanda y generación.

A continuación, desde la figura 5-36 a la figura 5-39 se aprecian los monitores de potencia activa realizados tras las fallas simuladas en la cola del alimentador. Estas simulaciones no consideraron el despeje de la falla y tuvieron una duración de 15 segundos, tiempo suficiente para comprobar que la central PMGD no pierde la estabilidad tras ocurrida la falla. Además, como se puede observar en estas gráficas, el sistema está completamente amortiguado en menos de 7 segundos, no perdiendo la estabilidad del sistema. En conclusión, la no salida de operación del PMGD en este caso no implica mayor riesgo para la estabilidad del sistema.

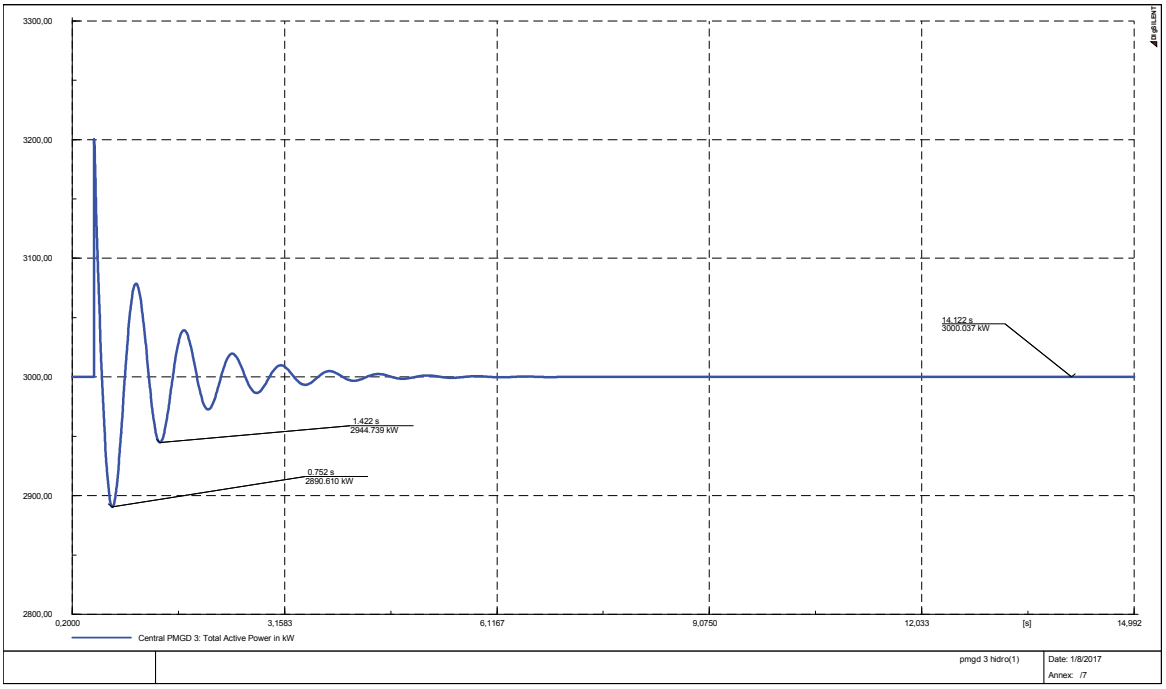


Figura 5-36 Amortiguamiento central PMGD en estudio ante la contingencia "falla trifásica en cola". Escenario de demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

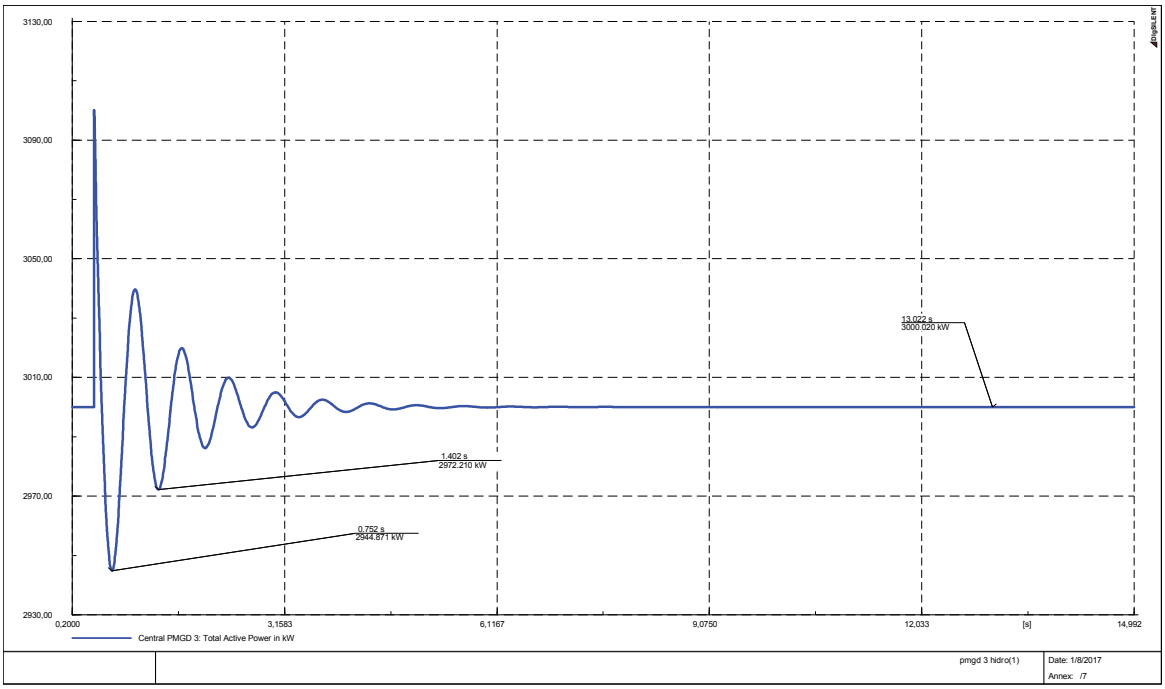


Figura 5-37 Amortiguamiento central PMGD en estudio ante la contingencia "falla bifásica en cola". Escenario de demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

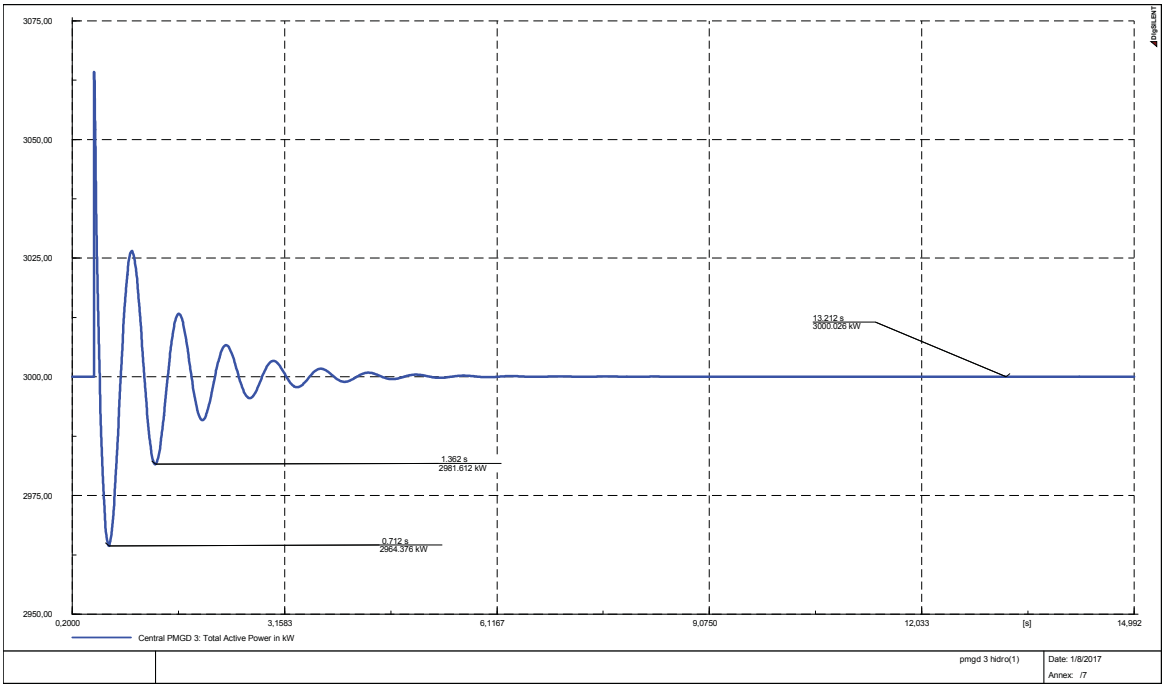


Figura 5-38 Amortiguamiento central PMGD en estudio ante la contingencia "falla bifásica s tierra en cola". Escenario de demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

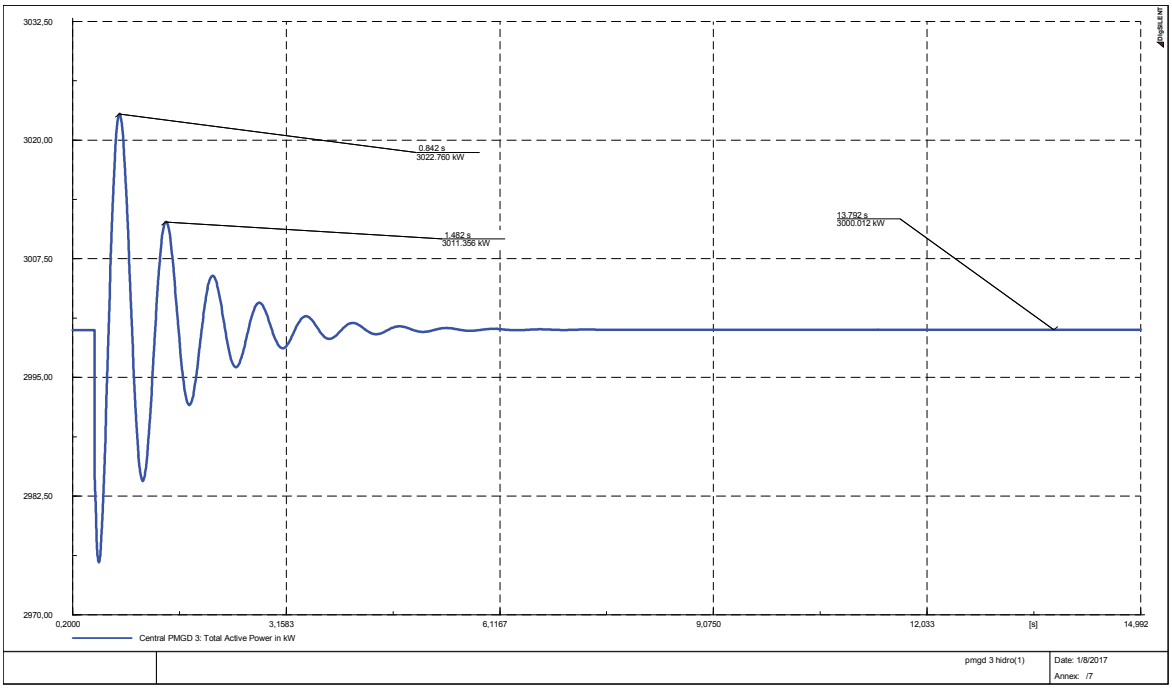


Figura 5-39 Amortiguamiento central PMGD en estudio ante la contingencia "falla monofásica a tierra en cola". Escenario de demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

5.4.2 Contingencia 2, fallas en cabecera alimentador

Se realizaran simulaciones dinámicas con los 4 tipos de fallas más comunes ahora en un punto cercano a la cabecera del alimentador con el objetivo de sacar el PMGD de funcionamiento debido al posible funcionamiento en isla. En este caso nos interesan los niveles de tensión y la estabilidad en frecuencia, esto debido a que la central saldrá de operación luego de la aislación de las fallas. De todas maneras se revisaran las variaciones angulares para mostrar las excursiones que realiza la central. El proceso de simulación según la metodología es:

- Inicio simulación: 0,00 segundos
- Falla trifásica: 0,50 segundos
- Aislación de la falla (reconectador 1): 0,62 segundos
- Fin de la falla: 0,62 segundos
- Salida del PMGD: 0,66 segundos
- Reconexión (reconectador 1): 5,00 segundos
- Fin simulación: 7,00 segundos

Lo primero es verificar la evolución de los niveles de tensión. La tabla 5-32 muestra los resultados obtenidos en cada uno de los puntos que estamos monitoreando y cada una de las fallas simuladas.

Tabla 5-32 Niveles de tensión registrados

Tipo de contingencia	Punto monitoreo	Tensión pre-falla [p.u.]	Tensión en falla [p.u.]	Tensión despeje [p.u.]	Tensión sin PMGD [p.u.]	Tensión reconexión [p.u.]
Falla trifásica	Punto 1 (Cabecera)	1,000	0,947	0,775	0,000	1,000
	Punto 2 (conexión)	1,003	0,041	0,779	0,000	0,991
	Punto 3 (repercusión)	1,003	0,039	0,779	0,000	0,991
	Punto 4 (cola alim.)	0,986	0,044	0,767	0,000	0,973
	Punto 5 (pueblo)	0,989	0,044	0,767	0,000	0,975
	Punto 6 (zona central)	0,998	0,044	0,767	0,000	0,985
Falla bifásica	Punto 1 (Cabecera)	1,000	0,961	0,859	0,000	1,000
	Punto 2 (conexión)	1,003	0,534	0,863	0,000	0,991
	Punto 3 (repercusión)	1,003	0,531	0,863	0,000	0,991
	Punto 4 (cola alim.)	0,986	0,530	0,849	0,000	0,973
	Punto 5 (pueblo)	0,989	0,530	0,849	0,000	0,975
	Punto 6 (zona central)	0,998	0,530	0,849	0,000	0,985
Falla bifásica a tierra	Punto 1 (Cabecera)	1,000	0,949	0,820	0,000	1,000
	Punto 2 (conexión)	1,003	0,149	0,823	0,000	0,991
	Punto 3 (repercusión)	1,003	0,153	0,823	0,000	0,991
	Punto 4 (cola alim.)	0,986	0,262	0,806	0,000	0,973
	Punto 5 (pueblo)	0,989	0,262	0,806	0,000	0,975
	Punto 6 (zona central)	0,998	0,262	0,806	0,000	0,985
Falla monofásica a tierra	Punto 1 (Cabecera)	1,000	0,951	0,892	0,000	1,000
	Punto 2 (conexión)	1,003	0,144	0,890	0,000	0,991
	Punto 3 (repercusión)	1,003	0,143	0,884	0,000	0,991
	Punto 4 (cola alim.)	0,986	0,243	0,879	0,000	0,973
	Punto 5 (pueblo)	0,989	0,243	0,879	0,000	0,975
	Punto 6 (zona central)	0,998	0,243	0,879	0,000	0,985

Lo principal de esta contingencia es ver la necesidad de desconectar la central pues los valores de tensión en el punto de conexión no cumplen con lo establecido en la norma. Además, debemos recordar que la desconexión del PMGD debido a la detección del funcionamiento en isla debe realizarse sin la presencia de la red externa, en el periodo de desconexión y reconexión de la protección de actuó. Desde la figura 5-40 a la figura 5-43 se presentan las gráficas de tensión obtenidas en esta simulación.

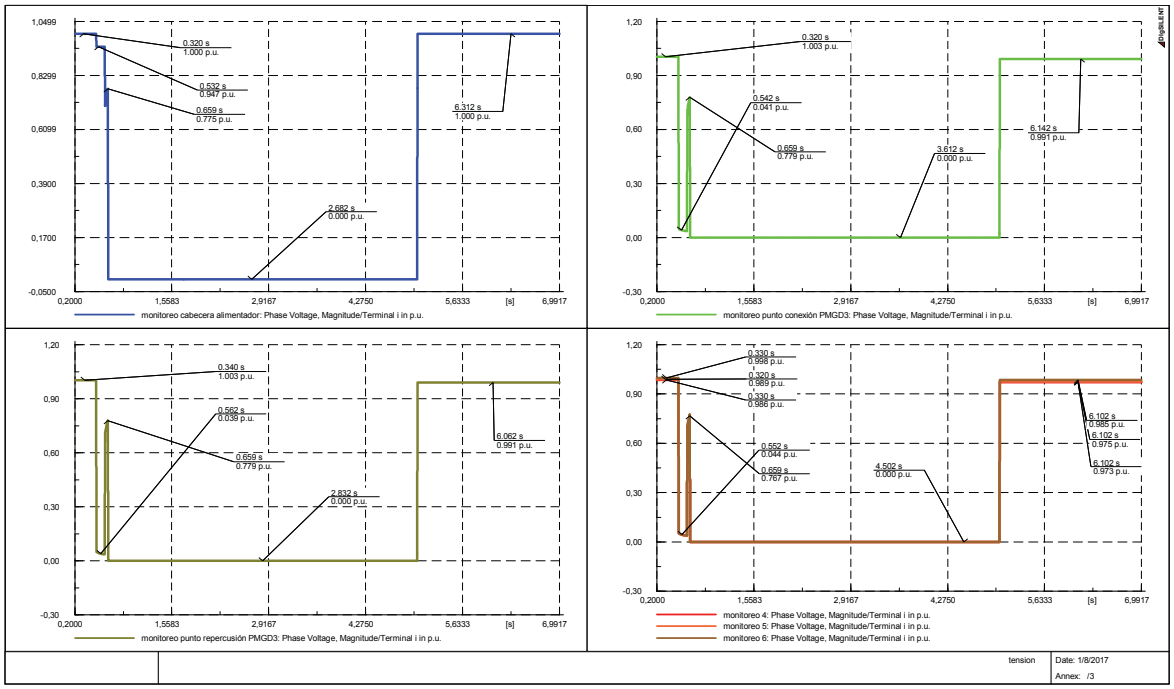


Figura 5-40 Evolución del nivel de tensión ante la contingencia "falla trifásica en cabecera", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

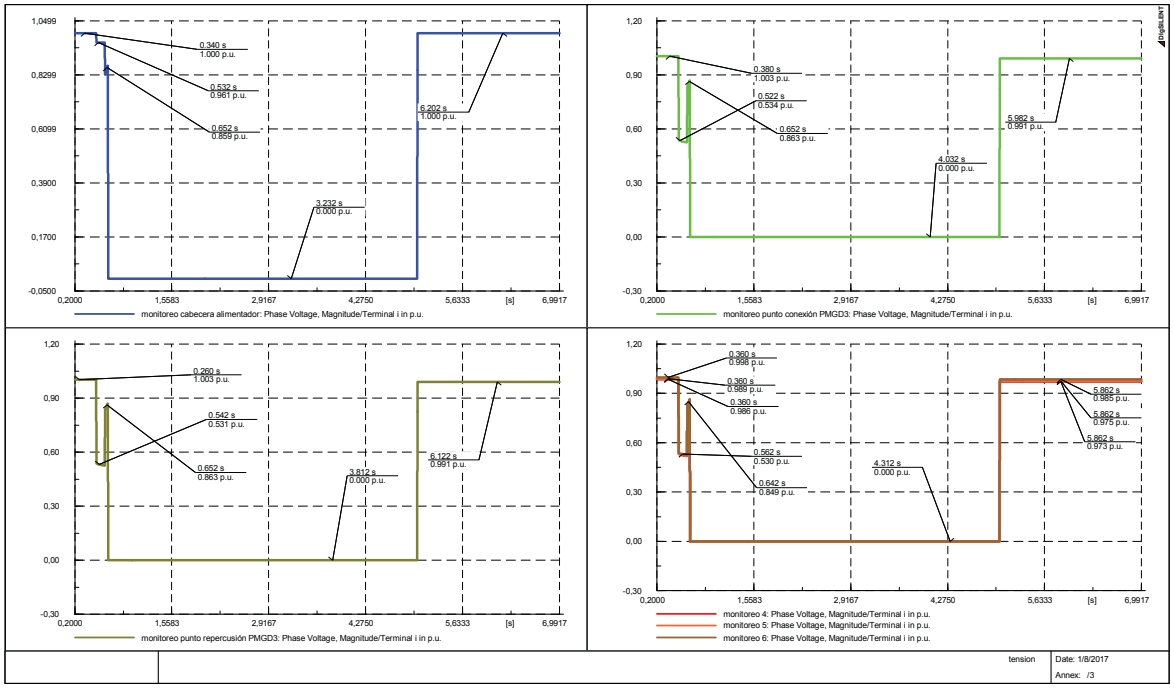


Figura 5-41 Evolución del nivel de tensión ante la contingencia "falla bifásica en cabecera", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

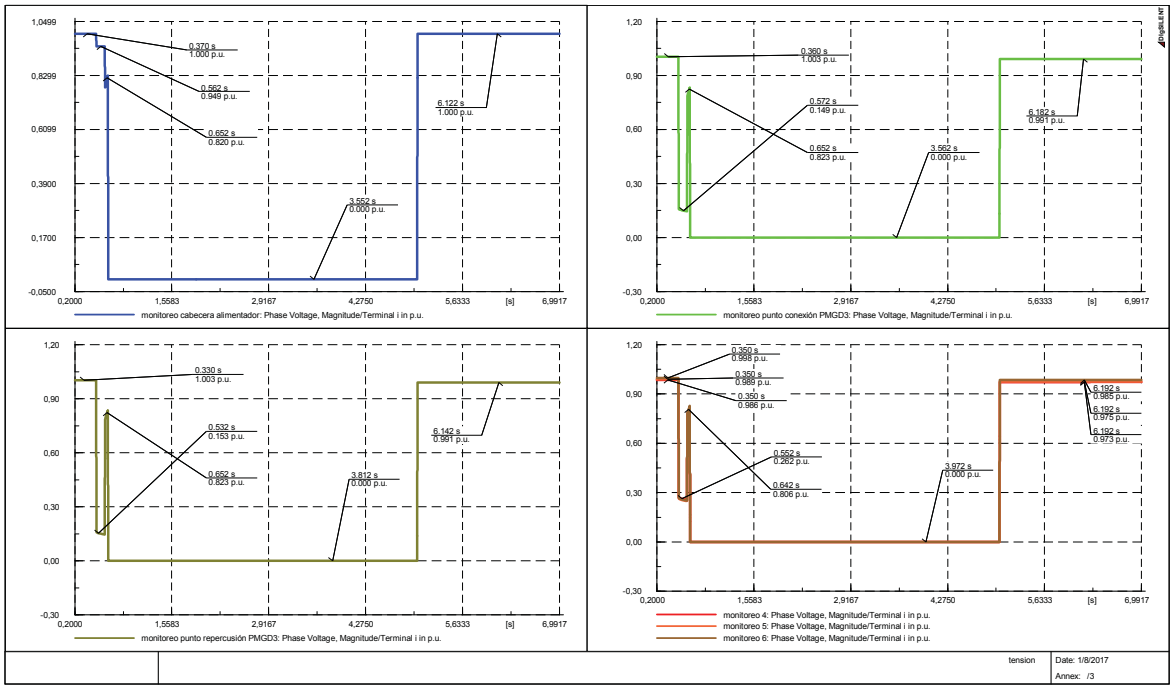


Figura 5-42 Evolución del nivel de tensión ante la contingencia "falla bifásica a tierra en cabecera", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

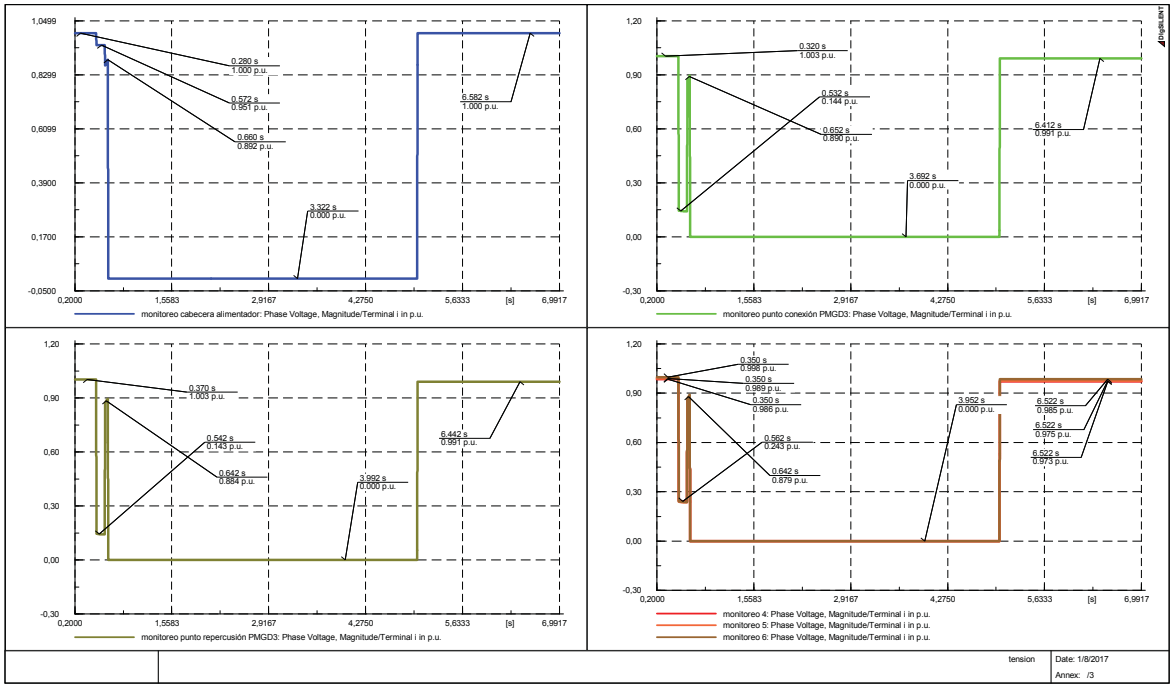


Figura 5-43 Evolución del nivel de tensión ante la contingencia "falla monofásica a tierra en cabecera", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

La grafica de la figura 5-44 muestra la simulación en valores instantáneos, donde se observa que los niveles de tensión en el punto de conexión y repercusión disminuyen abruptamente superando los límites establecidos por todas las normas utilizadas.

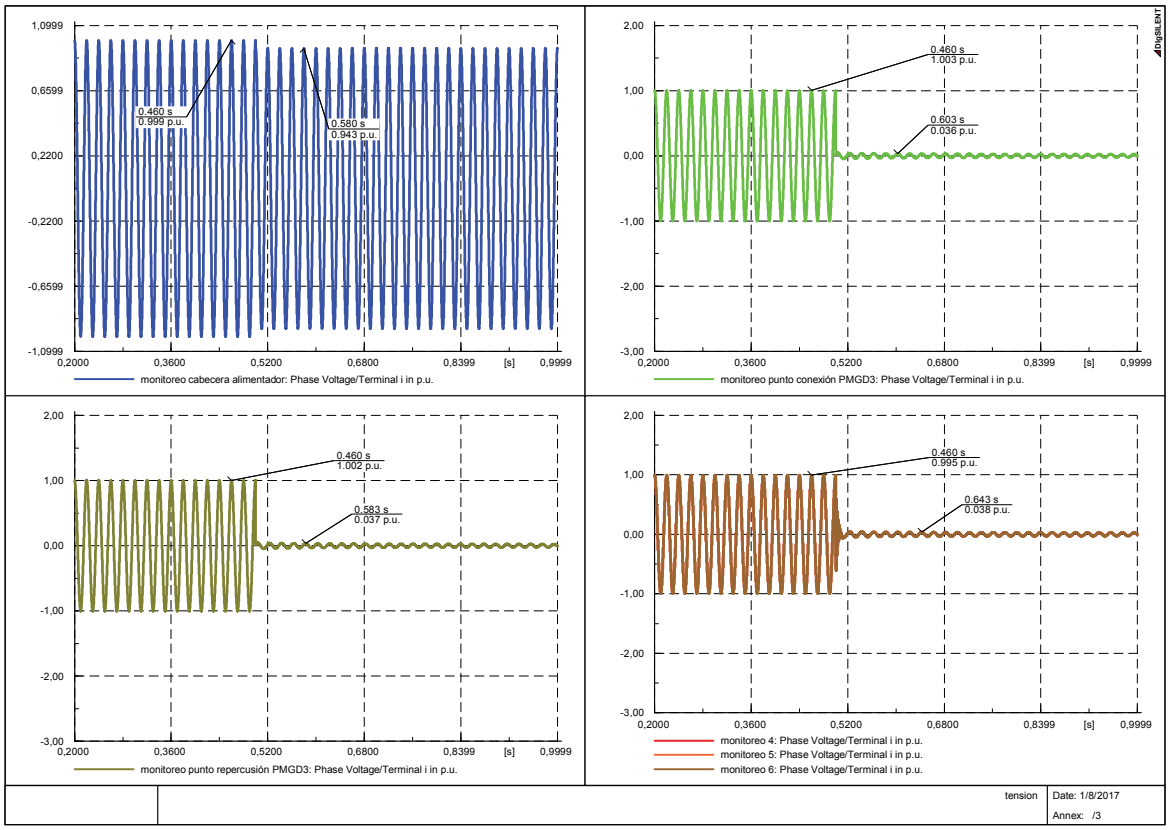


Figura 5-44 Nivel de tensión para valores instantáneos ante la contingencia "falla trifásica en cabecera", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Ahora analicemos la frecuencia ante esta contingencia. La tabla 5-33 muestra los niveles de frecuencia registrados tras las simulaciones realizadas para todas las fallas consideradas para esta contingencia.

Tabla 5-33 Niveles de frecuencia registrados

Tipo de contingencia	Punto monitoreo	Frecuencia pre-falla [Hz]	Frecuencia en falla [Hz]	Frecuencia despeje [Hz]	Frecuencia sin PMGD [Hz]	Frecuencia reconexión [Hz]
Falla trifásica	Punto 1 (Cabecera)	50,000	50,000	50,394	50,466	50,000
	Punto 2 (conexión)	50,000	50,217	50,789	50,531	50,000
	Punto 3 (repercusión)	50,000	50,217	50,789	50,531	50,000
	Punto 4 (cola alim.)	50,000	50,187	50,789	50,531	50,000
	Punto 5 (pueblo)	50,000	50,187	50,789	50,531	50,000
	Punto 6 (zona central)	50,000	50,187	50,789	50,531	50,000
Falla bifásica	Punto 1 (Cabecera)	50,000	50,000	50,208	50,266	50,000
	Punto 2 (conexión)	50,000	50,025	50,179	50,270	50,000
	Punto 3 (repercusión)	50,000	50,025	50,179	50,270	50,000
	Punto 4 (cola alim.)	50,000	50,028	50,222	50,270	50,000
	Punto 5 (pueblo)	50,000	50,028	50,222	50,270	50,000
	Punto 6 (zona central)	50,000	50,028	50,222	50,270	50,000
Falla bifásica a tierra	Punto 1 (Cabecera)	50,000	50,000	50,311	50,336	50,000
	Punto 2 (conexión)	50,000	50,050	50,295	50,343	50,000
	Punto 3 (repercusión)	50,000	50,052	50,295	50,343	50,000
	Punto 4 (cola alim.)	50,000	50,051	50,264	50,343	50,000
	Punto 5 (pueblo)	50,000	50,051	50,264	50,343	50,000
	Punto 6 (zona central)	50,000	50,051	50,264	50,343	50,000
Falla monofásica a tierra	Punto 1 (Cabecera)	50,000	50,000	50,183	50,203	50,000
	Punto 2 (conexión)	50,000	50,015	50,158	50,205	50,000
	Punto 3 (repercusión)	50,000	50,015	50,158	50,205	50,000
	Punto 4 (cola alim.)	50,000	50,017	50,164	50,205	50,000
	Punto 5 (pueblo)	50,000	50,017	50,164	50,205	50,000
	Punto 6 (zona central)	50,000	50,017	50,164	50,205	50,000

Los valores obtenidos nos reflejan la estabilidad de frecuencia que se produce en todo el alimentador. Las gráficas obtenidas para todas las fallas se muestran desde la figura 5-45 a la figura 5-48.

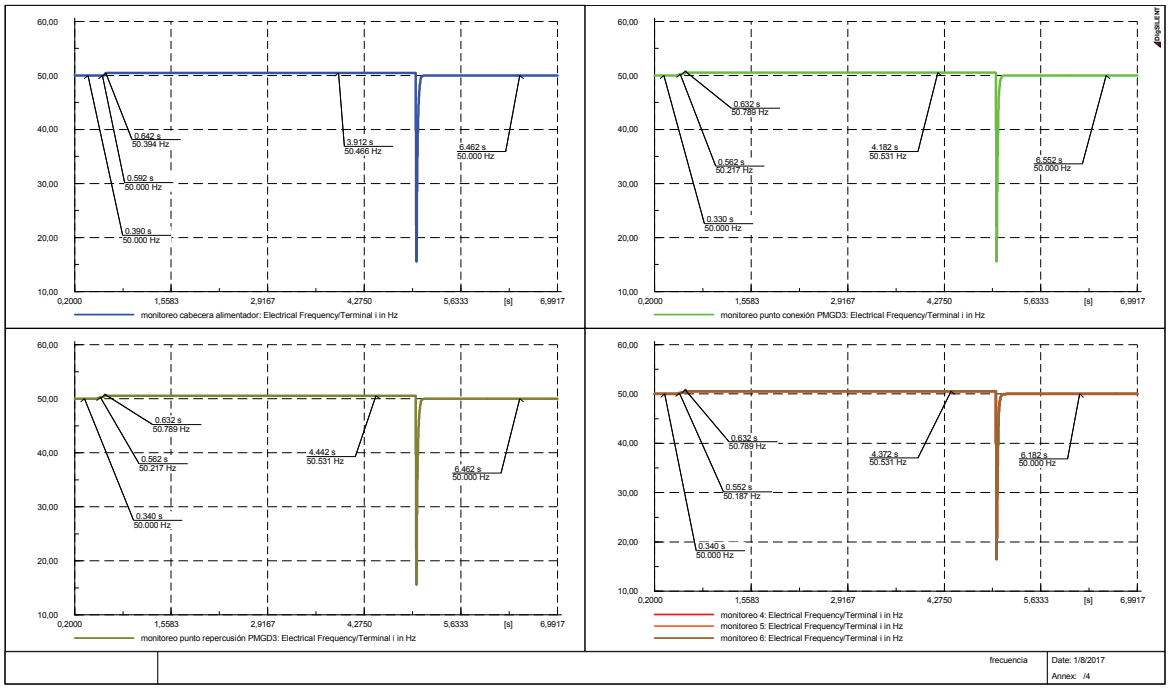


Figura 5-45 Variación en la frecuencia ante la contingencia "falla trifásica en cabecera", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

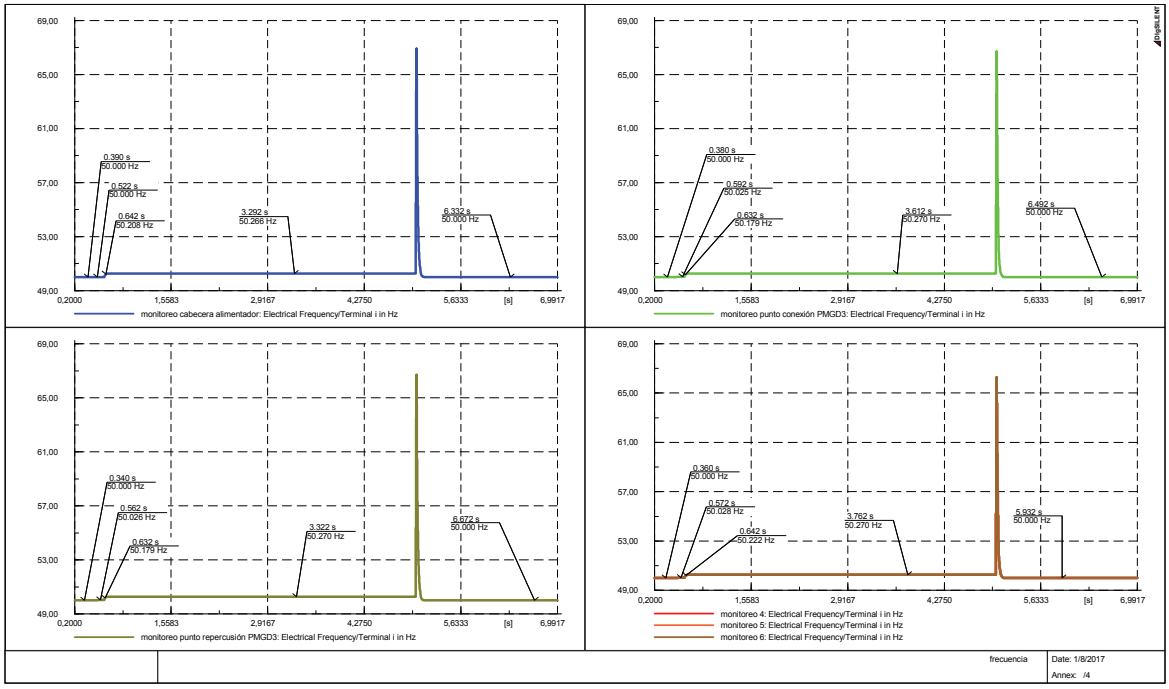


Figura 5-46 Variación en la frecuencia ante la contingencia "falla bifásica en cabecera", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

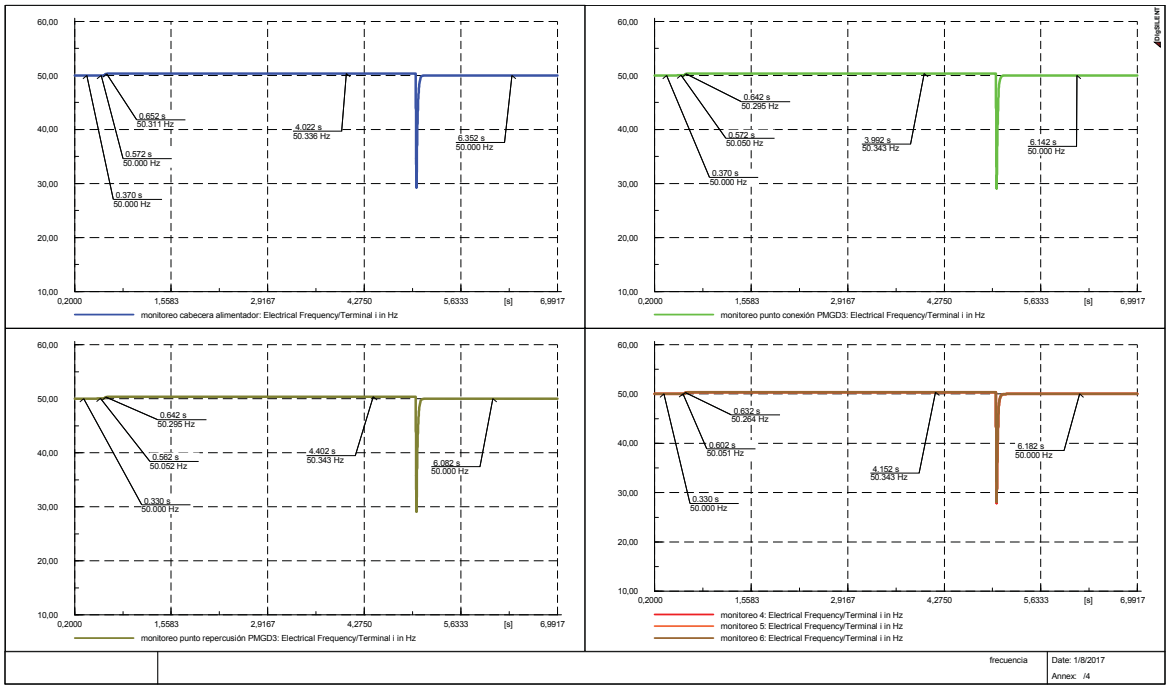


Figura 5-47 Variación en la frecuencia ante la contingencia "falla bifásica a tierra en cabecera", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

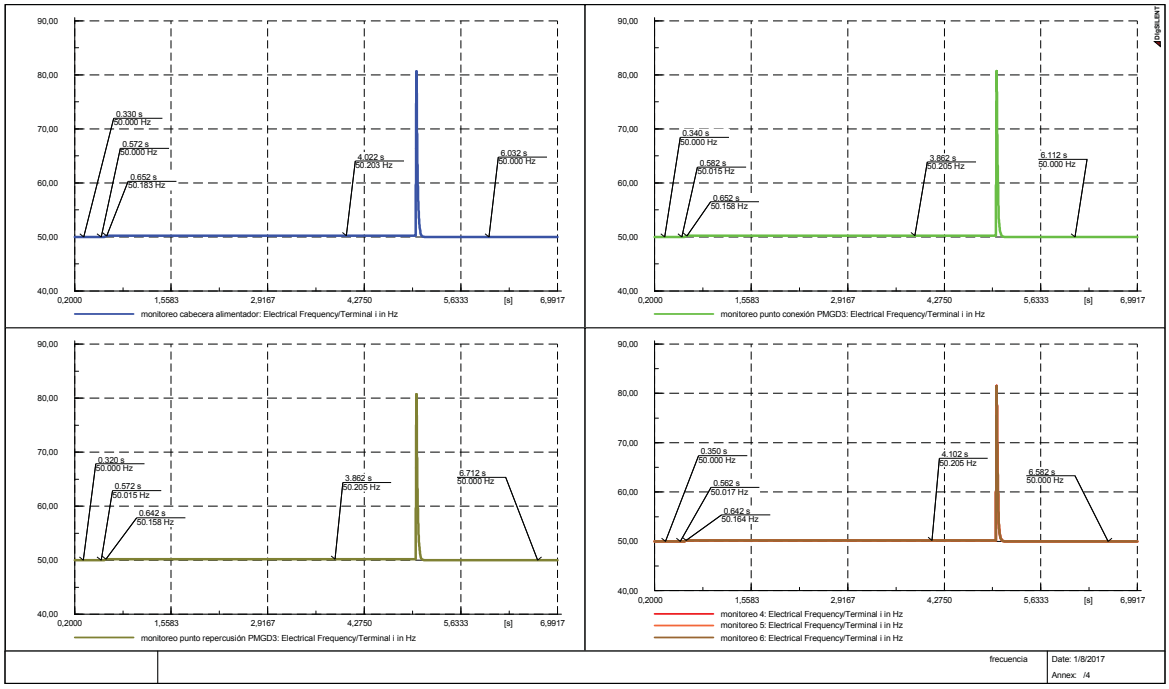


Figura 5-48 Variación en la frecuencia ante la contingencia "falla monofásica a tierra en cabecera", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Un análisis de los valores instantáneas en frecuencia nos muestra los altos valores obtenidos en el punto de conexión de la central, llegando a 215,76 [Hz], frecuencia que a los 100 [ms] no logran bajar de los 54 [Hz]. Recién a los 300 [ms] baja de los 51,5 [Hz] establecidos en el artículo 4-37 de la NTCO para PMGD debiendo por lo tanto despejar antes de los 100 [ms]. Estos valores obtenidos se muestran en la gráfica de la figura 5-49.

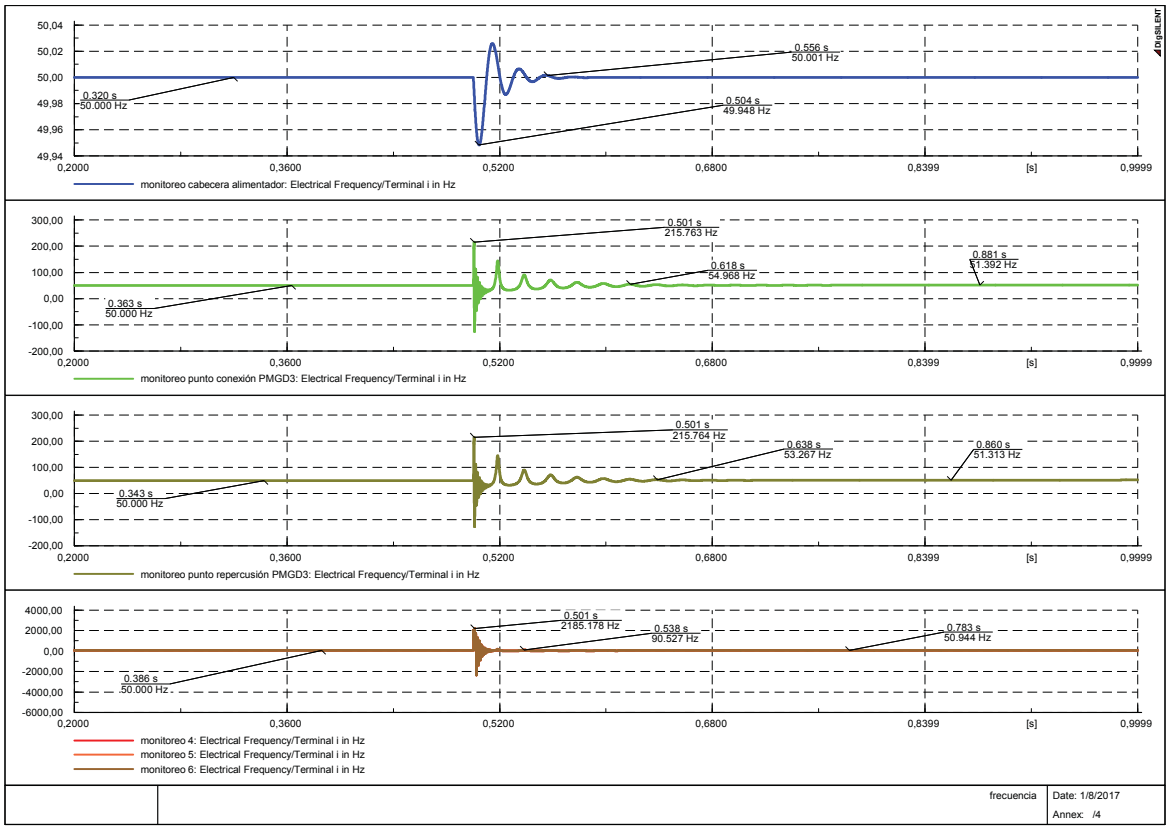


Figura 5-49 Análisis instantáneo frecuencia ante la contingencia "falla trifásica en cabecera", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Debido a que no existe otra central conectada al alimentador y la central en estudio procederá a desconectarse por funcionamiento en isla, las variaciones angulares y el factor de amortiguamiento no se calculan. De todas maneras la simulación muestra que en el caso de la falla monofásica a tierra la excursión angular llego a los 120°, límite para el cumplimiento de los márgenes de estabilidad y seguridad en estado normal y alerta de la NTSyCS. La figura 5-50 muestra la gráfica obtenida en la falla monofásica a tierra para la variación angular de la central estudiada.

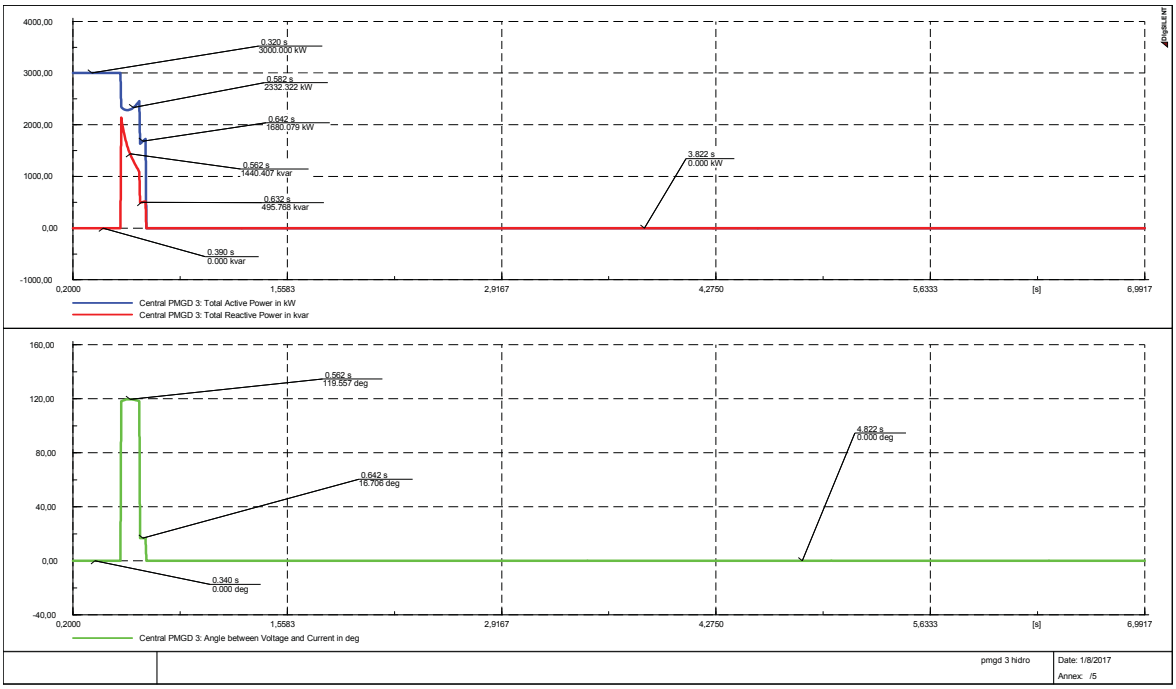


Figura 5-50 Evolución temporal ángulo de la central PMGD ante la contingencia "falla monofásica a tierra en cabecera", además de la potencia activa y reactiva. Escenario demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

5.4.3 Contingencia 3, salida sección del alimentador (cargas)

Se verifico el comportamiento dinámico para la contingencia de desconexión de un tramo de alimentador bajando bruscamente la demanda de la red. Exactamente se desconectó una carta total de 1000 [kW]. El proceso de simulación fue el siguiente:

- Inicio simulación: 0,00 segundos
- Desconexión de carga: 0,50 segundos
- Fin simulación: 7,00 segundos

Nuevamente debemos estudiar nuestras variables de interés que son la tensión, frecuencia, excursión angular y factor de amortiguamiento debido a que es un PMGD con generador sincrónico y la central continuara en funcionamiento luego de la contingencia.

La tabla 5-34 muestra los valores obtenidos para la tensión en los puntos de monitoreo.

Tabla 5-34 Niveles de tensión registrados

Tipo de contingencia	Punto monitoreo	Tensión antes de contingencia [p.u.]	Tensión después de contingencia [p.u.]
Desconexión carga	Punto 1 (Cabecera)	1,000	1,000
	Punto 2 (conexión)	1,003	1,010
	Punto 3 (repercusión)	1,003	1,010
	Punto 4 (cola alim.)	0,986	1,073
	Punto 5 (pueblo)	0,989	-
	Punto 6 (zona central)	0,998	1,075

Estos valores dan cumplimiento a la NTCO para PMGD y la NTSyCS pues permanecen dentro de los rangos establecidos. La figura 5-51 muestra los gráficos de tensión obtenidos.

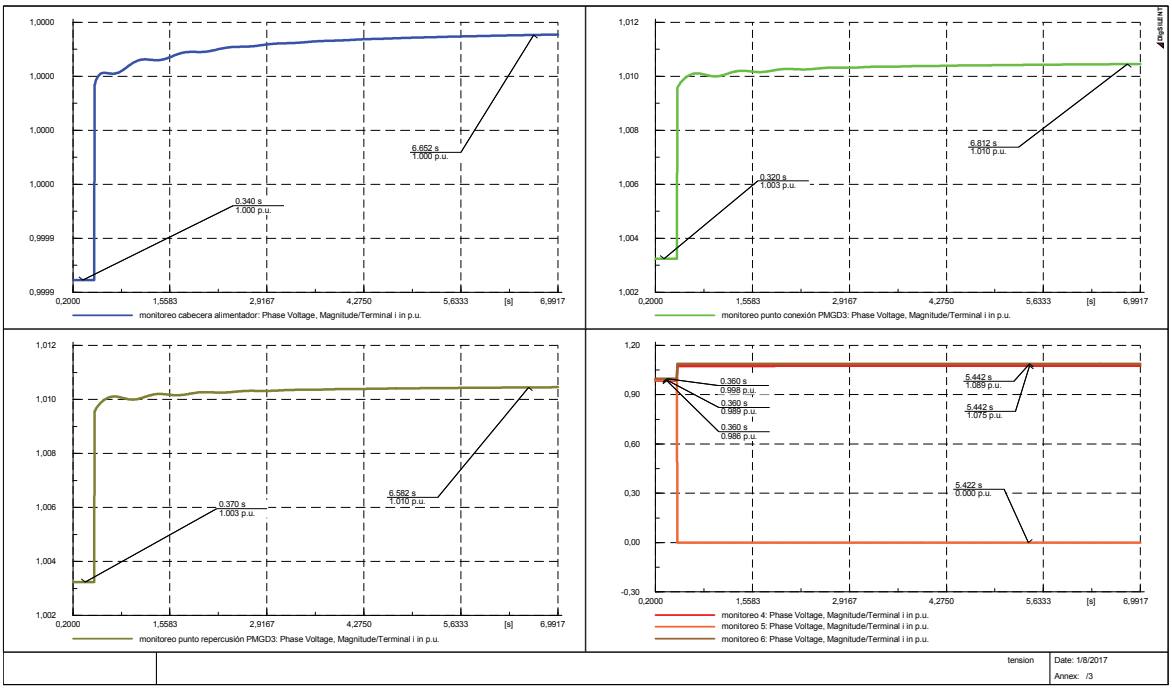


Figura 5-51 Evolución del nivel de tensión ante la contingencia "Desconexión de carga", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Corresponde analizar el comportamiento de la frecuencia. La tabla 5-35 muestra los valores antes y después de la contingencia obtenidos.

Tabla 5-35 Niveles de frecuencia registrados

Tipo de contingencia	Punto monitoreo	Frecuencia antes de contingencia [Hz]	Frecuencia después de contingencia [Hz]
Desconexión carga	Punto 1 (Cabecera)	50,000	50,000
	Punto 2 (conexión)	50,000	50,000
	Punto 3 (repercusión)	50,000	50,000
	Punto 4 (cola alim.)	50,000	50,000
	Punto 5 (pueblo)	50,000	-
	Punto 6 (zona central)	50,000	50,000

Los resultados obtenidos muestran la escasa variación en la frecuencia debido a esta contingencia. Las gráficas de la figura 5-52 muestran variaciones en el tiempo que antes de los 5 segundos se estabilizan pero estas variaciones son pequeñas por lo que prácticamente la frecuencia permanece en 50 [Hz].

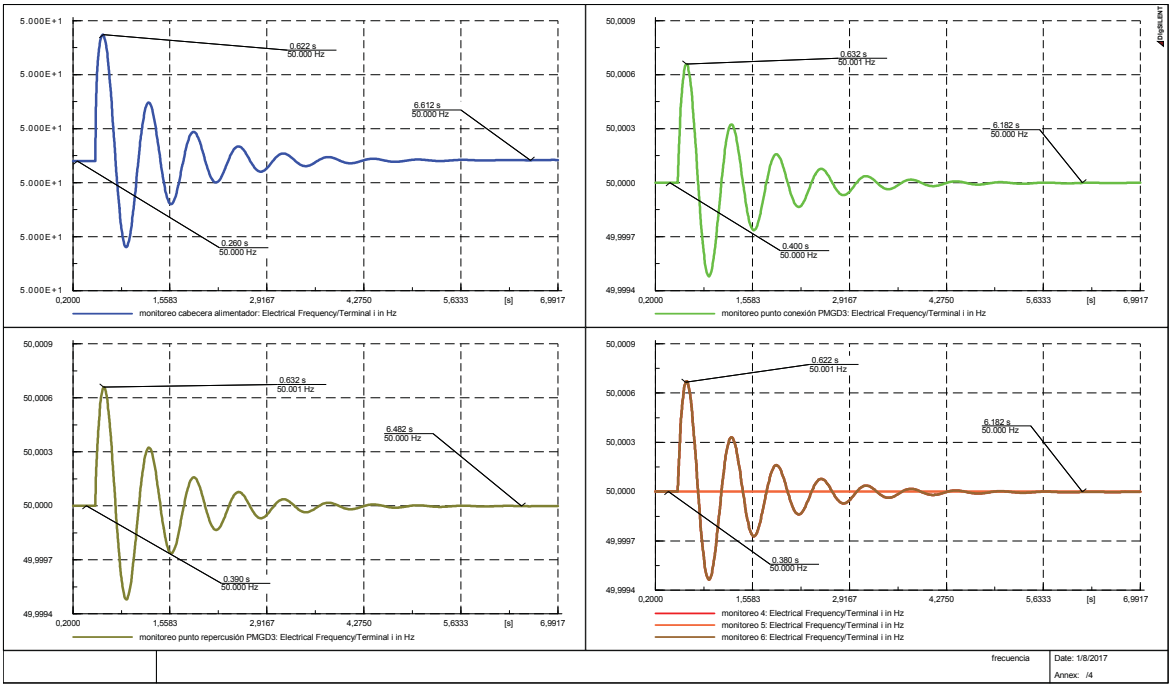


Figura 5-52 Variación en la frecuencia ante la contingencia "Desconexión de carga", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Si realizamos un análisis de los valores instantáneos de la frecuencia nos percatamos que se llegan a valores en el punto de conexión y repercusión de 49,56 [Hz] pero no tienen una duración mayor a los 20 [ms] por lo que no reflejan mayores problemas y cumplen la normativa. Este análisis se observa en la gráfica de la figura 5-53.

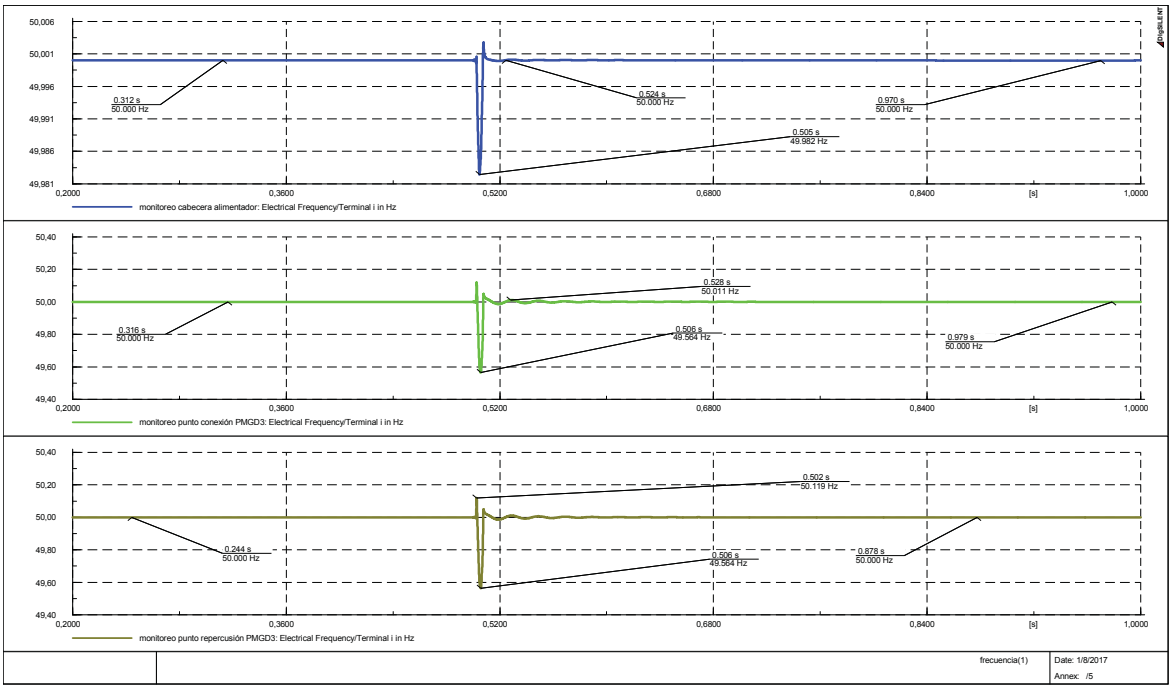


Figura 5-53 Análisis instantáneo frecuencia ante la contingencia "Desconexión de carga", escenario de demanda máxima, generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Finalmente debemos realizar en análisis angular y calcular el factor de amortiguamiento propio de este tipo de centrales. La tabla 5-36 muestra el ángulo del rotor del PMGD que no debe superar los 120°

Tabla 5-36 Excursión angular del rotor de la central PMGD en la primera oscilación para la contingencia analizada

Tipo de contingencia	Punto monitoreo	ángulo antes de contingencia [p.u.]	ángulo después de contingencia [p.u.]
Desconexión carga	Central PMGD	0°	1,55°

La excursión angular no varía en demasía lo que cumple con los requerimientos de la NTSyCS. Además, en la figura 5-54 se muestra el comportamiento de la potencia activa y reactiva al momento de la variación angular de la central.

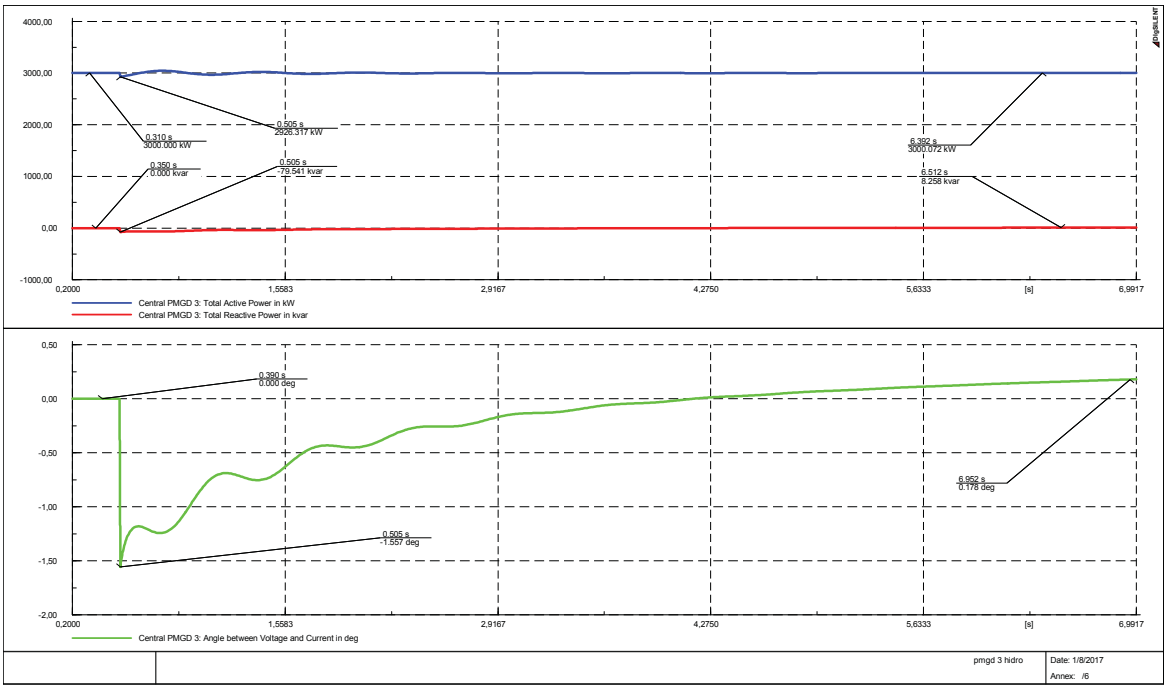


Figura 5-54 Evolución temporal ángulo de la central PMGD ante la contingencia "Desconexión de carga", además de la potencia activa y reactiva. Escenario de demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

El factor de amortiguamiento calculado para esta contingencia se muestra en la tabla 5-37.

Tabla 5-37 Coeficiente de amortiguamiento central PMGD en estudio

Tipo de contingencia	Punto monitoreo	Potencia 1er Semiciclo [kW]	Potencia 2do Semiciclo [kW]	Potencia sistema estable [kW]	A1	A2	RA	ζ [%]
Desconexión carga	Central PMGD	3045,17	3022,61	2999,99	45,18	22,62	0,50	10,9%

Este 10,9% da cumplimiento al artículo 5-43 de la NTSyCS que exige un valor mínimo de 5% ante contingencias simples. En la figura 5-55 se aprecia las oscilaciones de la potencia activa y su posterior estabilidad antes de los 7 segundos.

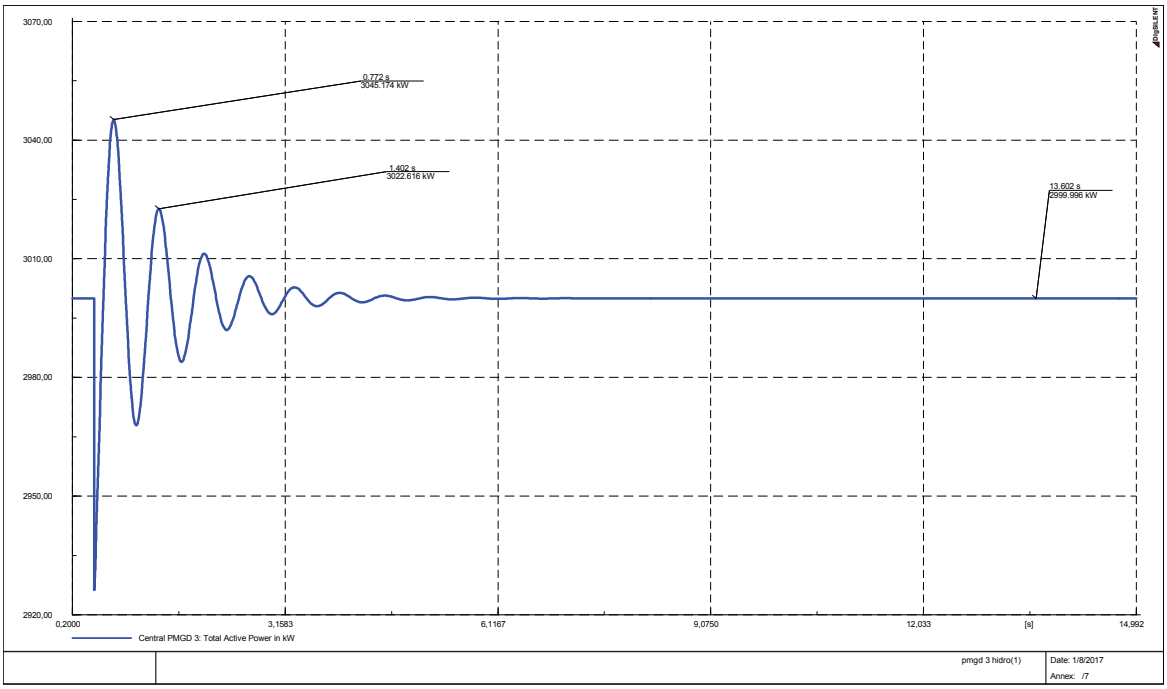


Figura 5-55 Amortiguamiento central PMGD en estudio ante la contingencia "Desconexión de carga",. Escenario de demanda máxima y generación máxima (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

La salida de operación del PMGD en este caso no fue necesaria debido a que sus niveles de tensión y frecuencia en el punto de conexión no lograron superar los límites establecidos en la normativa, además la protección anti-isla no necesito funcionar pues esta situación no se dio.

5.4.4 Conclusiones

Si en las simulaciones se observaron frecuencias peak superiores a lo establecido en la norma, están en lo general fueron inferiores a un ciclo, por lo tanto no activaran los relés de sobre o baja frecuencia.

La evolución dinámica de las tensiones da cumplimento a los estándares exigidos por las NTSyCS. Tras el despeje de las fallas analizadas las magnitudes de tensión se recuperaron rápidamente lo que no implico mayor problema en el sistema.

La excursión angular máxima de las unidades generadoras podía alcanzar un valor máximo de 120°, lo que se cumplió en cada una de las simulaciones.

El estudio da cuenta del comportamiento del sistema ante contingencias solo para demanda máxima, en escenarios como salida intempestiva de la central, salida intempestiva de carga y cortocircuitos en cabecera y cola del alimentador. Se concluye que para todos los escenarios de operación y contingencias simuladas se da cumplimiento a los requerimientos de repercusión dinámica establecidos en la NTSyCS para frecuencia, tensión y oscilación.

5.5 Estudio de protecciones

5.5.1 Primera etapa

Lo primero es analizar el escenario de operación. Ya tenemos bien claras las características contractivas de nuestro alimentador. Ahora debemos definir el nivel de penetración que en este caso será sobre los 500 [kW], entregando una potencia nominal de 3000 [kW], con un generador sincrónico ubicado en la cola del alimentador y con una demanda máxima (recordemos que los ajustes también deben ser revisados en demanda mínima y otros escenarios que el ingeniero crea necesarios)

Según la metodología propuesta, la siguiente tarea es verificar los ajustes de las protecciones. En nuestro caso ejemplo ubicaremos los reconectadores en las posiciones que indica el diagrama de la figura 5-56.

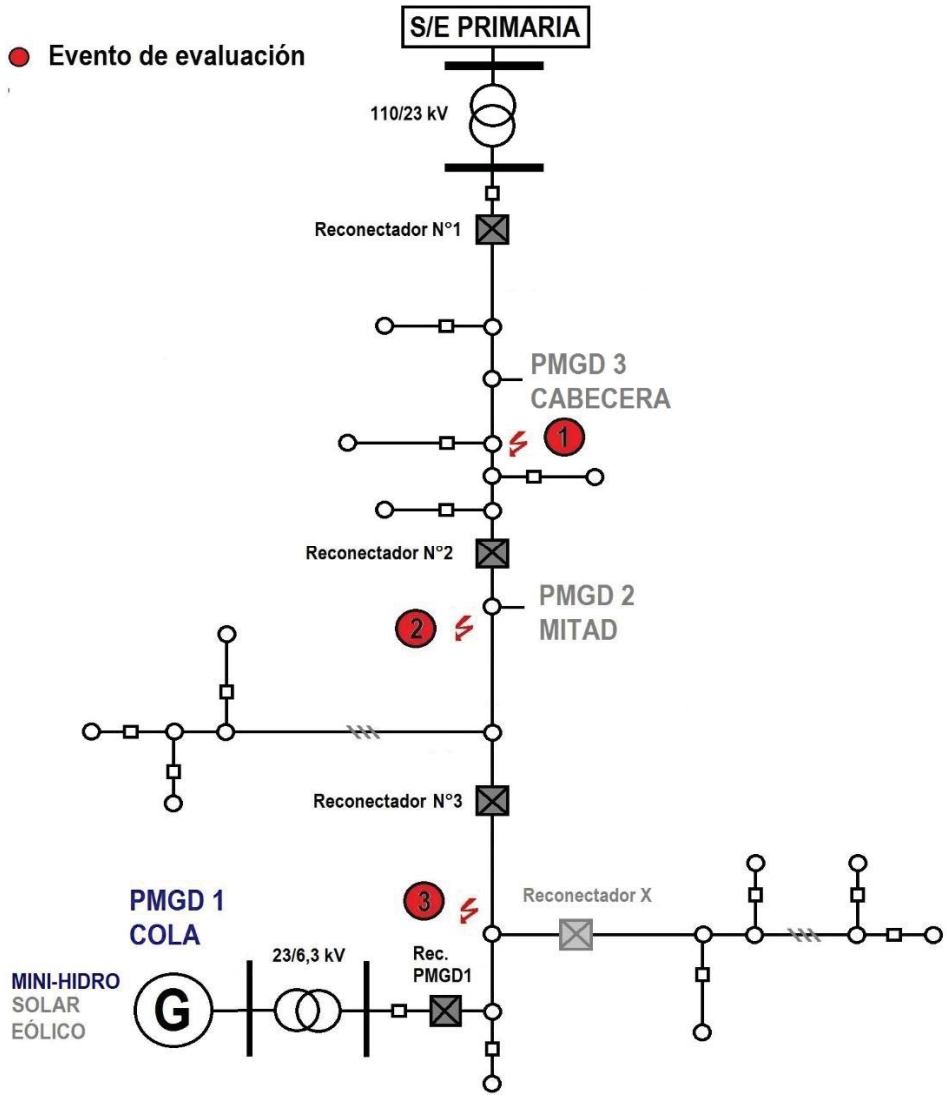


Figura 5-56 Diagrama unilineal del alimentador para estudio de protecciones (Fuente: Elaboración propia)

Para verificar las protecciones debemos cargar sus características en el software utilizado, en este caso DigSilent. La tabla 5-38 muestra los ajustes que se ingresaron a cada uno de los equipos interruptores presentes en el alimentador. Estos ajustes fueron facilitados por la misma empresa que nos facilitó el software y la librería que estamos utilizando.

Tabla 5-38 Ajustes equipos de protecciones en alimentador

	Reconectador 1	Reconectador 2	Reconectador 3
Rec/interruptor	NOVA	NOJA	W&B
Control/relé	F6	RC10	Panacea
FASE			
I pick up [A]	150	125	100
Curva (51)	201	IEC Standard	Kyle 139
Multiplicador	0,3	0,12	0,4
Sumador [Seg]	No usado	No usado	No usado
Reconexión (79)	1	2	2
T. reconexión [Seg]	5	5	5
RESIDUAL			
I pick up [A]	15	15	15
Curva (51)	200	IECStandard Inv	Kyle 112
Multiplicador	0,35	0,1	1,00
Sumador	No usado	No usado	No usado
Reconexión (79)	1	2	2
T. reconexión [Seg]	5	5	5

La imagen de la figura 5-57 muestra los ajustes que se realizan para el caso del “reconectador 2” dentro de DigSilent. Se aprecia que desde la librería se carga un equipo tipo NOJA, es una protección de sobre corriente de fase y se ajustan las características de la curva para las sobre corrientes de fase. Estos ajustes se realizan de igual manera para las curvas de sobre corriente residual.

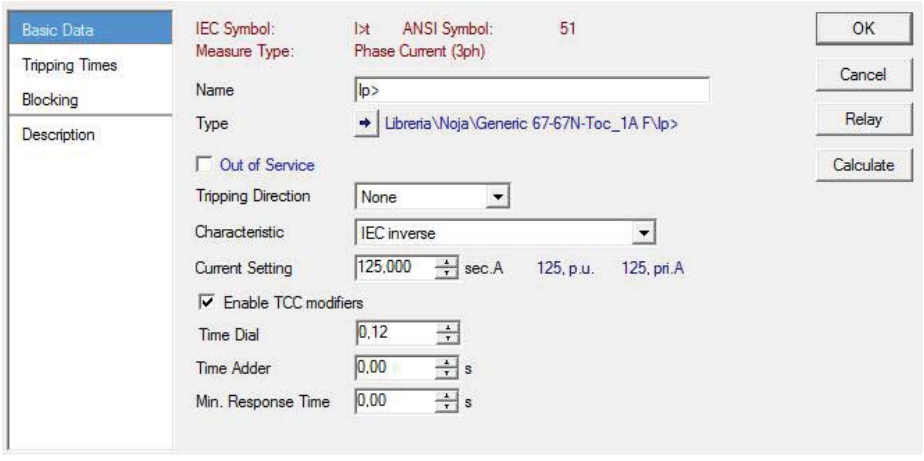


Figura 5-57 Ajustes reconectador 2. Sobre corriente de fase (51) NOJA (Fuente: Digsilent)

Antes de comenzar a modificar los parámetros propios de las protecciones existentes debemos verificar su operación con sus actuales ajustes y ver que el PMGD que estamos instalando es capaz de operar sin tener salidas intempestivas. La imagen de la figura 5-58 muestra las curvas de los tres reconectadores del alimentador que se encuentran aguas arriba de la central, y las corrientes que se obtienen al operar el PMGD con su potencia nominal, en este caso ejemplo, 3000[kW] con demanda máxima del alimentador.

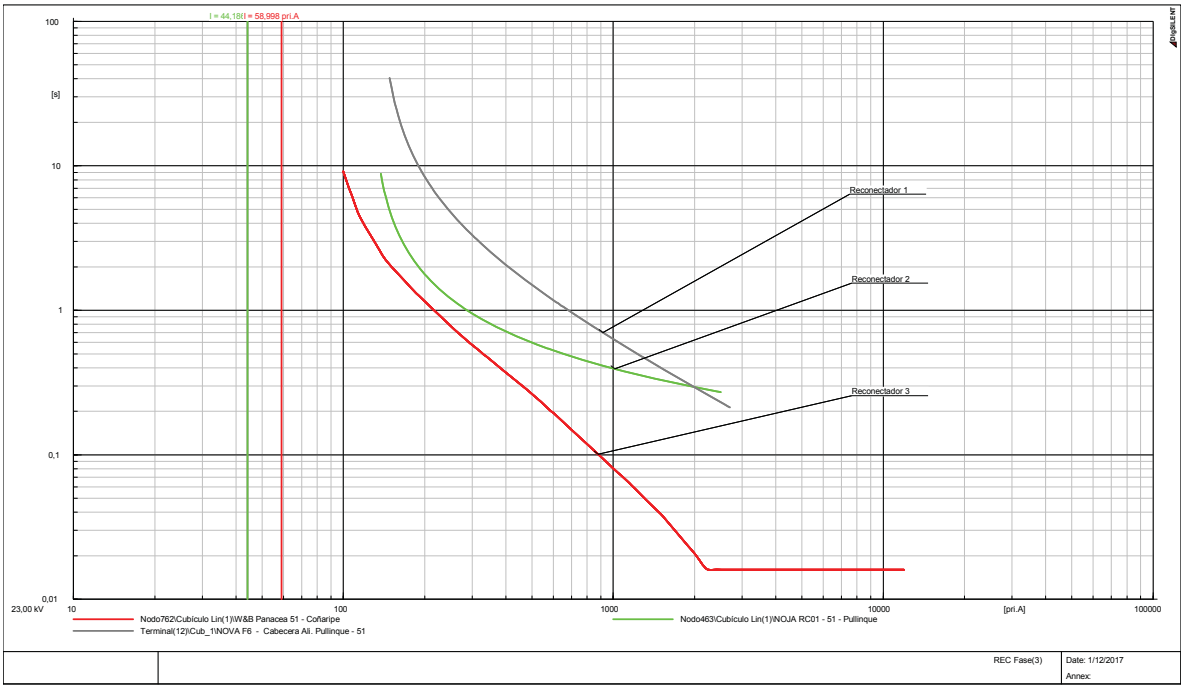


Figura 5-58 Curvas protecciones existentes en alimentador (Fuente: DigSilent)

Como se aprecia en la figura anterior, los reconectadores no presentan operación con el despacho de 3000 [kW] de la central conectada en la cola del alimentador.

5.5.2 Segunda etapa

Ahora se procede al ajuste de la protección propia del PMGD. Utilizaremos una protección “NOJA OSM 27” que se ajustara con las características que muestra la tabla 5-39

Tabla 5-39 Ajustes Sobre corriente de fase y residual para protección Central en cola del alimentador

Reconectador "Rec. PMGD1"		
Rec/interruptor	NOJA OSM 27	
Control/relé	ROC10	
FASE		
Dirección	Directa (hacia central)	Inversa (hacia alimentador)
I pick up [A]	90	90
Curva (51)	Ansi Inverse	IEC EI
Multiplicador	0,27	0,07
Sumador [Seg]	No usado	0,3
Reconexión (79)	No usado	No usado
T. reconexión [Seg]	No usado	No usado
RESIDUAL		
Dirección	Sin direccionalidad	
I pick up [A]	15	
Curva (51)	Kyle 112	
Multiplicador	0,60	
Sumador [Seg]	No usado	
Reconexión (79)	No usado	
T. reconexión [Seg]	No usado	

Se debe mencionar que en este caso se optó por solo una curva, sin direccionalidad, en el ajuste de sobre corriente residual de la central, esto debido a que se desea coordinar otros reconectares presentes en ramales del alimentador no modelados para este ejemplo para fallas a tierra que se produzcan aguas abajo del "reconectador X" del diagrama 1.

Al ingresar estos ajustes al reconectador de la central en la cola del alimentador se obtienen las curvas, para el caso de la sobre corrientes de fase la figura 5-59 y para el caso de las sobre corrientes residuales la figura 5-60. Las corrientes que se aprecian son las medidas en PMGD (celeste 74 [A]), en el reconectador 3 (roja 59,9 [A]) y en el reconectador 2 (verde 44,2 [A]). La corriente por el reconectador de cabecera no alcanza a aparecer en la gráfica.

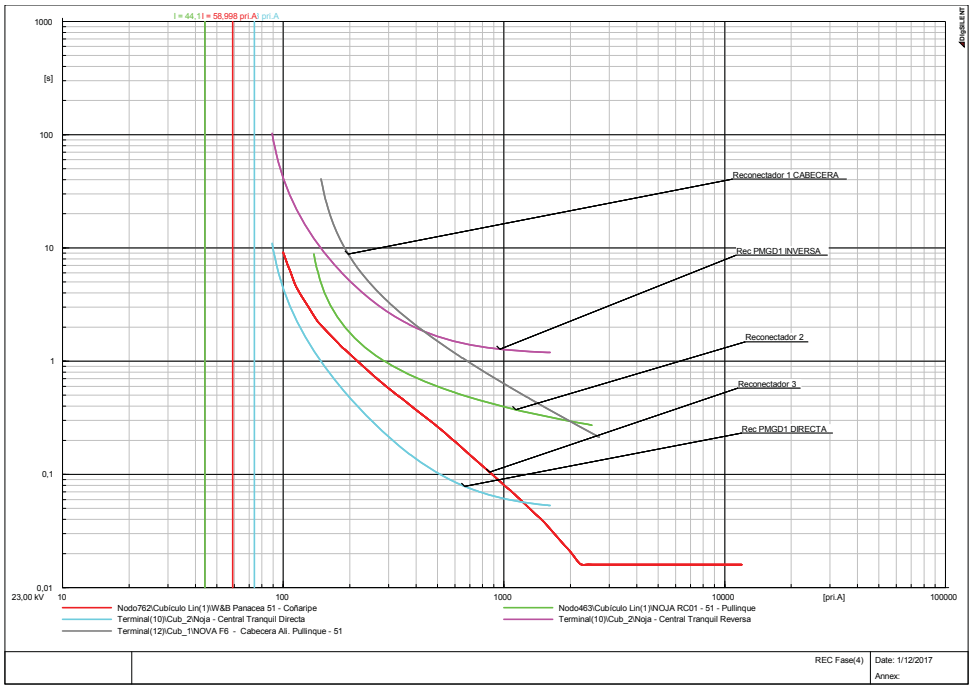


Figura 5-59 Todas las curvas para protecciones para sobre corrientes de fase (fuente: Simulación DigSilent)

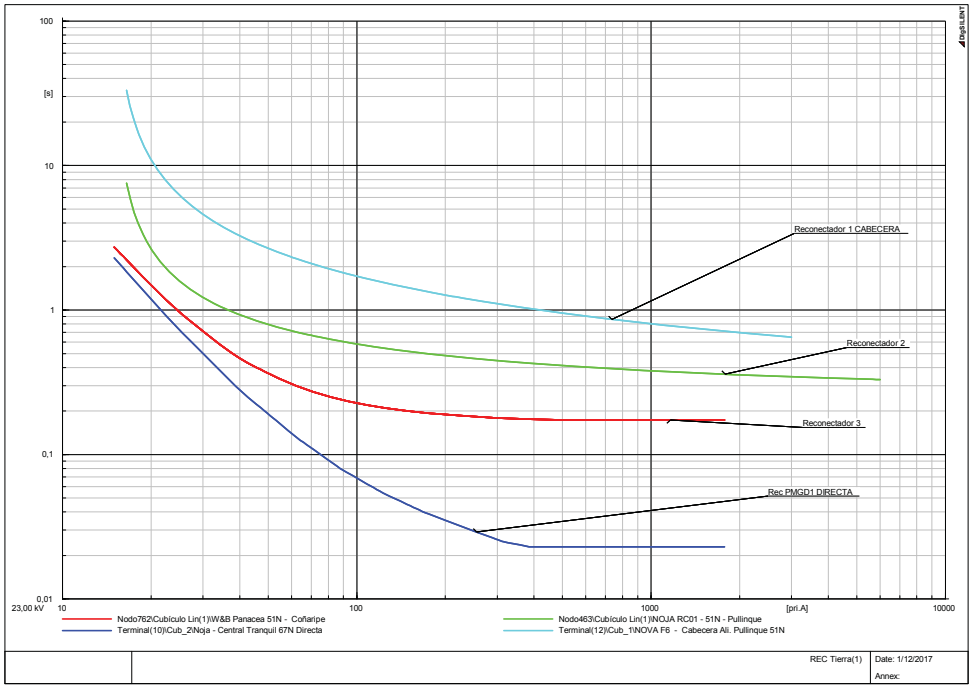


Figura 5-60 Todas las curvas para protecciones para sobre corrientes residuales (fuente: DigSilent)

Ya reguladas las protecciones por sobre corriente procedemos al resto de los ajustes que son las funciones 78, 59, 27, 59, 59N, 81U y 81O. En este caso se utilizó un relé Woodward que permite el control de todas estas protecciones de red e instalación (RI), incluyendo la de anti-isla (ANSI 78).

La tabla 5-40 muestra los ajustes ingresados en este alimentador en el relé Woodward.

Tabla 5-40 Ajustes relé WOODWARD

Relé WOODWARD MRU4	
Vector Shift (78)	
Sobre Phase angle Shift	18°
Sobre tensión (59)	
Voltaje de operación 1	1,2 Vn
Tiempo de operación 1	0,16 seg
Voltaje de operación 2	1,1 Vn
Tiempo de operación 2	1,0 seg
Bja tensión (27)	
Voltaje de operación 1	0,9 Vn
Tiempo de operación 1	2,0 seg
Voltaje de operación 2	0,5 Vn
Tiempo de operación 2	0,16 seg
Sobre tensión residual (59N)	
Voltaje de operación	0,1 Vn
Tiempo de operación	2,0 seg
Sobre frecuencia (81 O)	
Frecuencia de operación 1	51,5 Hz
Tiempo de retardo 1	0,1 seg
Frecuencia de operación 2	51,0 Hz
Tiempo de retardo 2	90 seg
Baja frecuencia (81 U)	
Frecuencia de operación 1	49,0 Hz
Tiempo de retardo 1	90 seg
Frecuencia de operación 2	48,0 Hz
Tiempo de retardo 2	0,1 seg

Para verificar la correcta operación de estas protecciones de tensión, frecuencia o isla se recomienda realizar simulaciones de fallas a tierra en los mismos puntos probados para las sobre corrientes de fase y residual o algún otro punto que el ingeniero a cargo considere necesario.

5.5.3 Tercera etapa

Verificaciones de la coordinación de todas las protecciones del alimentador. Como dice la metodología, una vez ya definidos todos los ajustes de las protecciones existentes y las nuevas, se procede a la simulación de las fallas. Recordemos que se deben tomar en cuenta todas las protecciones presentes en el alimentador desde la cabecera hasta el punto de conexión de la central. Para ejemplificar mostraremos cómo se comportan las protecciones con fallas monofásicas a tierra y trifásicas en los puntos del diagrama de la figura 5-56 antes presentado.

Las curvas de las protecciones del alimentador para corrientes de fase y residual para falla monofásica y trifásica, y en un escenario de demanda alta y máxima generación local se pueden ver desde la figura 5-61 a la figura 5-69

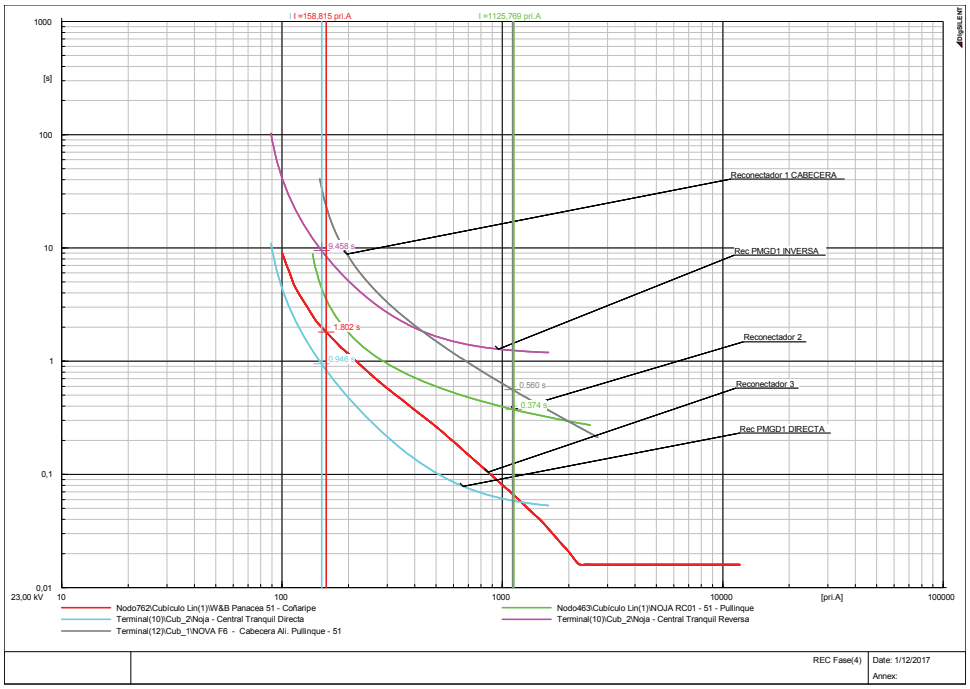


Figura 5-61 Curvas protecciones para sobre corrientes de fase, falla monofásica a tierra en “punto 1" de diagrama unilineal (fuente: Simulación DigSilent)

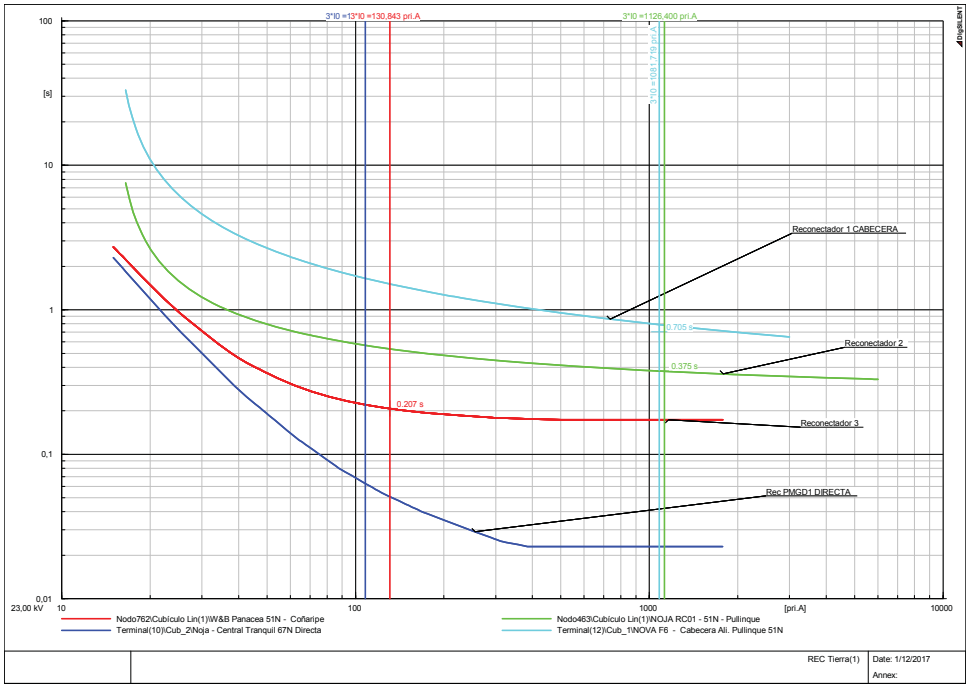


Figura 5-62 Curvas protecciones para sobre corrientes residuales, falla monofásica a tierra en “punto 1" de diagrama unilineal (fuente: Simulación DigSilent)

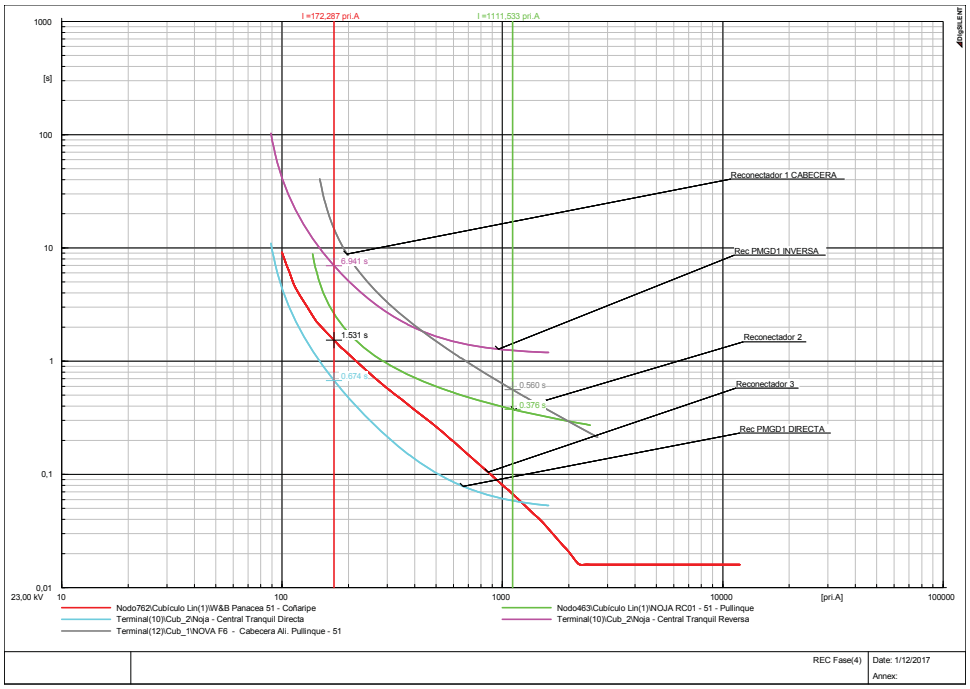


Figura 5-63 Curvas protecciones para sobre corrientes de fase, falla trifásica a tierra en “punto 1" de diagrama unilineal (fuente: Simulación DigSilent)

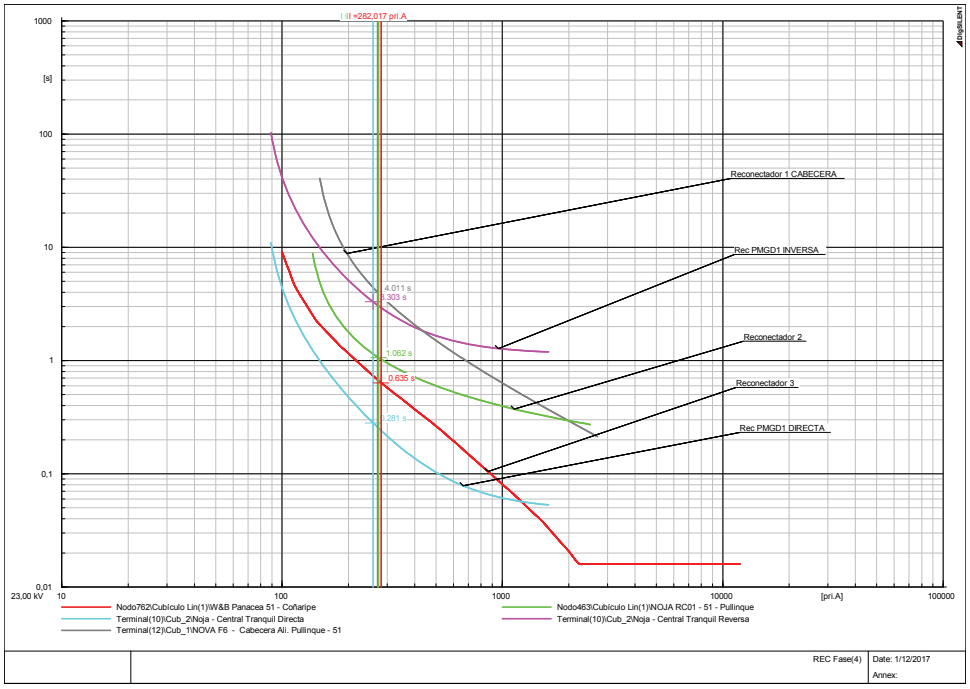


Figura 5-64 Curvas protecciones para sobre corrientes de fase, falla monofásica a tierra en “punto 2" de diagrama unilineal (fuente: Simulación DigSilent)

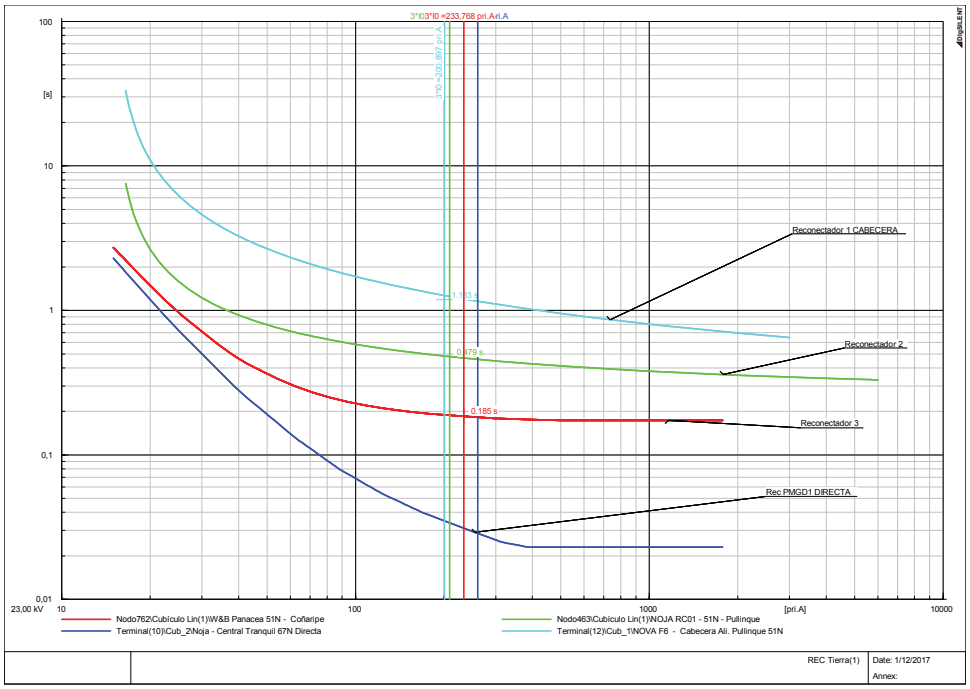


Figura 5-65 Curvas protecciones para sobre corrientes residuales, falla monofásica a tierra en “punto 2" de diagrama unilineal (fuente: Simulación DigSilent)

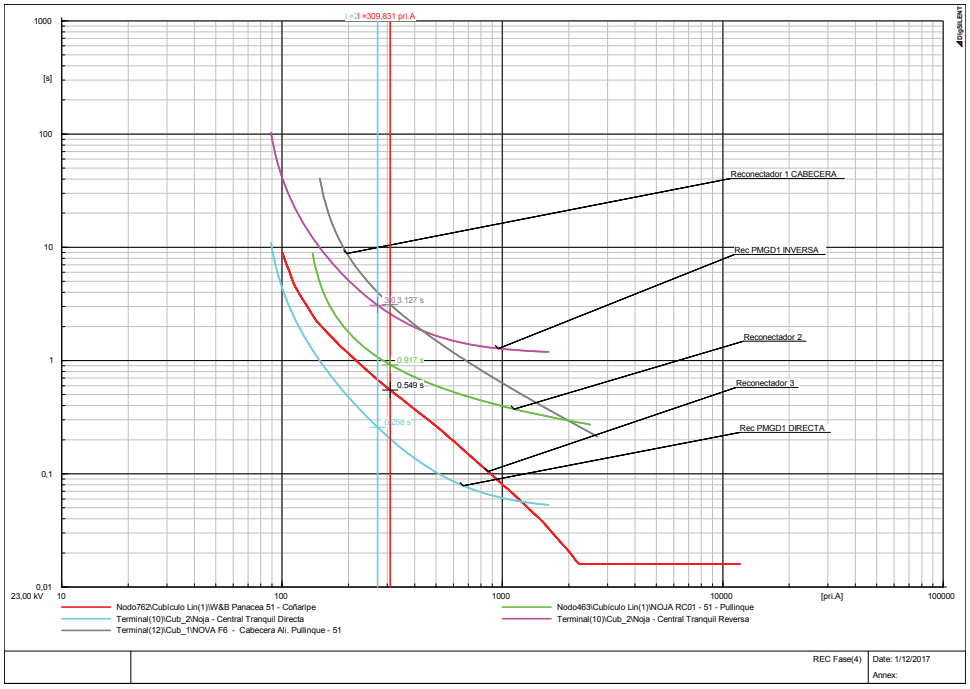


Figura 5-66 Curvas protecciones para sobre corrientes de fase, falla trifásica en “punto 2" de diagrama unilineal (fuente: Simulación DigSilent)

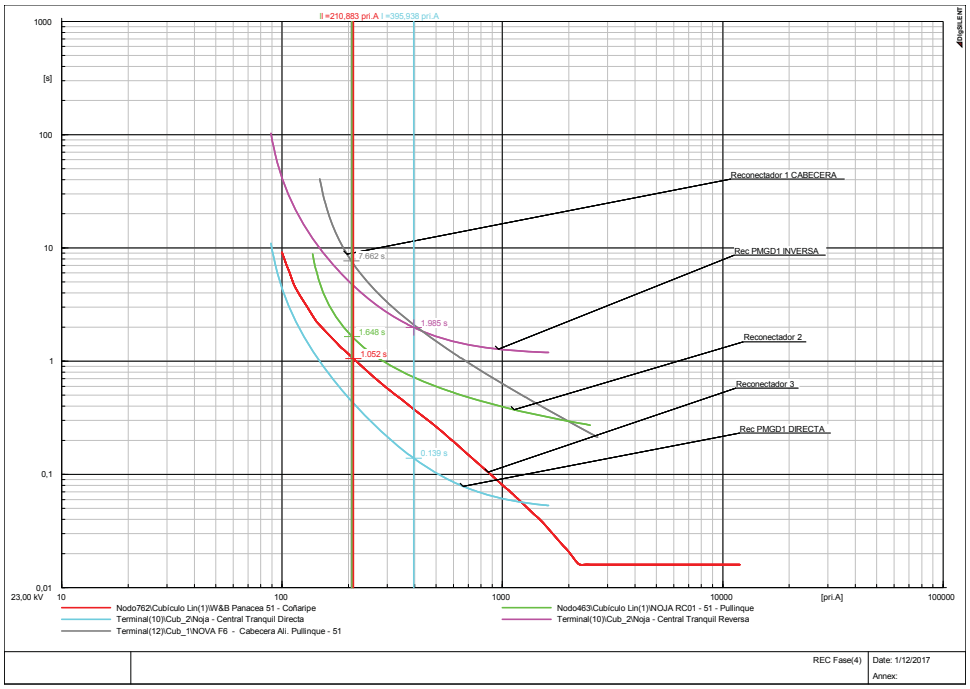


Figura 5-67 Curvas protecciones para sobre corrientes de fase, falla monofásica a tierra en “punto 3" de diagrama unilineal (fuente: Simulación DigSilent)

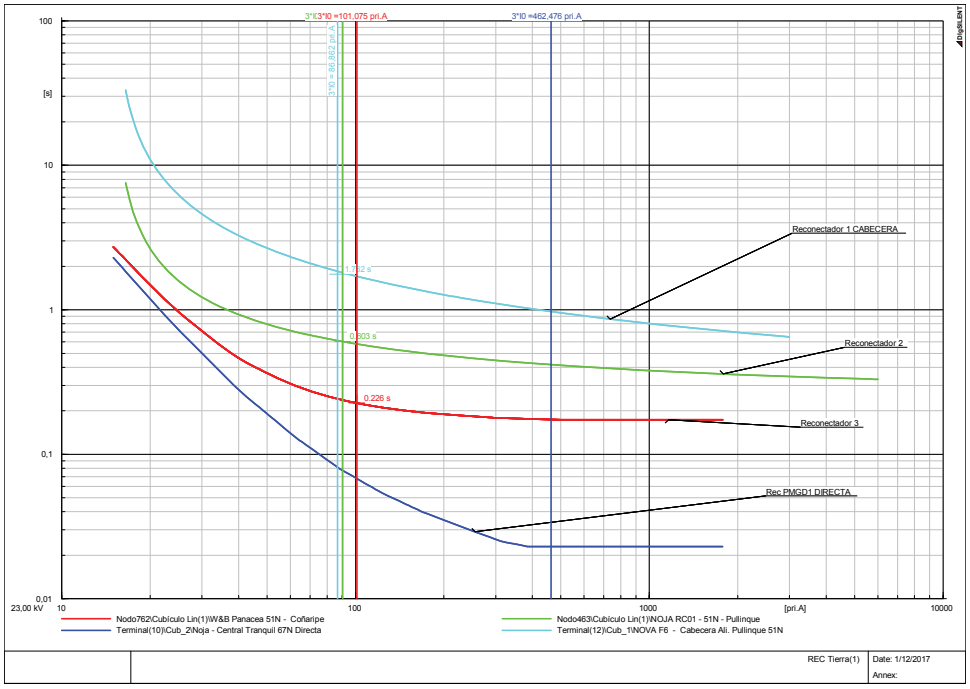


Figura 5-68 Curvas protecciones para sobre corrientes residuales, falla monofásica a tierra en “punto 3" de diagrama unilineal (fuente: Simulación DigSilent)

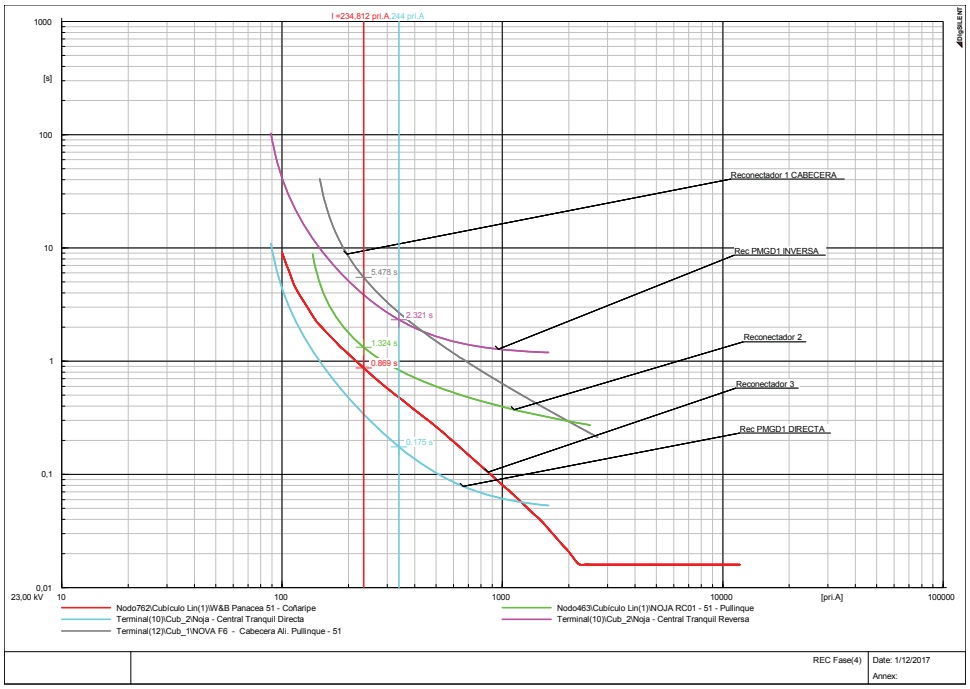


Figura 5-69 Curvas protecciones para sobre corrientes de fase, falla trifásica en “punto 3" de diagrama unilineal (fuente: Simulación DigSilent)

Con estas graficas se valida la correcta coordinación de las protecciones para este alimentador y para esta central. Las protecciones de sobre corriente de fase y residual que ya estaban ajustadas desde antes en el alimentador pueden ser ajustadas para una mejor coordinación respecto a otros eventos principalmente por temas de corrientes residuales todo dependerá del ingeniero a cargo de realizar la coordinación.

Conclusiones

Se ha estudiado la Generación Distribuida y se ha propuesto una metodología para la incorporación de Pequeños Medios de Generación Distribuida PMGD en las redes de media tensión. Todo esto bajo las normas de seguridad y calidad de servicio nacionales y las exigencias para la conexión y operación propias de este tipo de centrales establecidas en la última actualización la normativa.

El desarrollo de este Trabajo requería una inducción en la materia y la normativa vigente para lograr adquirir los conocimientos necesarios y enfrentar los escenarios que se propusieron para realizar la conexión y operación de las generadoras de manera tal de obtener los resultados esperados. La recopilación de antecedentes de las distintas fuentes fue de gran utilidad, esto para ampliar la idea de cuan estudiando se encuentra el tema de los PMGD. Sin ir más lejos, en los últimos años gran cantidad de memorias de título de diferentes universidades han guiado a sus estudiantes a enfrentar los escenarios de los distintos efectos que producen los PMGD en la red de distribución poniéndose en el lugar tanto del interesado en conectar como de la empresa distribuidora.

La base esencial para conectar cualquier proyecto de generación en distribución es el decreto supremo DS 244 con su actualización el DS 101 que establece las exigencias mínimas que debe cumplir tanto el dueño de la central PMGD como la concesionaria del servicio público. Debemos destacar que los valores que tiene esta norma son referenciales, estándares y pueden variar dependiendo las necesidades de cada distribuidora.

La metodología propone realizar cuatro estudios esenciales para cualquier tipo de PMGD y cualquier tipo de alimentador que se tenga. Recordemos que los estudios son:

- Estudio de impacto estático o flujo de potencia
- Estudio dinámico
- Estudio de cortocircuito
- Estudio para la coordinación de protecciones

En base a estos estudios se pueden simular los proyectos de GD y corregir los principales problemas detectados y efectos probables que tenga el PMGD en la red o cambiar algunos supuestos con escenarios con cargas diferentes, niveles de generación variable para así solucionar las condiciones de riesgo encontradas y entregar de forma clara y precisa la información al dueño del proyecto de generación.

El software utilizado permitió la realización de los diferentes estudios propuestos y recomendados para la evaluación del impacto de un PMGD en las redes de distribución. Por lo cual, revisar la sobrecarga de las redes, si se invierten o no los flujos de potencia, las exigencias máximas que pueden soportar los equipos, los niveles de pérdidas presentes en el alimentador, los niveles de tensión de cada uno de los clientes, las corrientes máximas y mínimas en los distintos puntos, la sobrecarga de los transformadores y todas las exigencias técnicas, es factible gracias a este software de simulación siempre y cuando se tenga bien modelada la red y las librerías necesarias para el proyecto. Para realizar proyectos PMGD los estudios con el software Power Factory DigSilent permiten un sin número de modificaciones en la red y equipos, pudiendo extender, construir, cambiar o crear conductores, escenarios y todo lo necesario para llevar a cabo el proyecto.

Otro mecanismo utilizado fue el lenguaje de programación DPL (DigSilent Programming Lenguage), propio del software y semejante a C++. Es una herramienta poderosa y valiosa al momento de realizar cualquier tipo de estudio pues permite operaciones aritmética, funciones lógicas, funciones estándares, poner condiciones de operación, acceder a cualquier parámetro y variable del sistema, etc. En este trabajo de título su uso fue de vital importancia para la reducción de los tiempos de simulación.

La experiencia internacional y nacional estudiada en los primeros capítulos de este trabajo, en conjunto del estudio realizado al alimentador seleccionado para comprobar esta metodología, evidencian la necesidad de controlar tanto la ubicación de la GD como sus niveles de penetración de esta pues los efectos en los distintos puntos son muy variables y si se dispone de un análisis anterior se pueden disminuir costos y trabajos que mejorarían la factibilidad del proyecto.

Temas como la coordinación, comunicación y despacho de la GD se encuentran bien definidas en las exigencias que entrega la NTCO para PMGD, lo que permite mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio de la red y tener los más mínimos efectos en el resto de los clientes.

En cuanto a la validación de la metodología, esta se ha realizado en un alimentador rural del sur del país el cual cuenta con centrales conectadas en la actualidad. En este alimentador se evaluaron escenarios actuales tanto en la ubicación como en los niveles de penetración de energía y además se realizaron supuestos para comprobar que la metodología a seguir es aplicable en cualquier escenario que se solicite.

Se han evaluado escenarios con y sin las centrales conectas verificando las variaciones en la cargabilidad de los equipos y las líneas con las distintas tecnologías seleccionadas comprobando los efectos que tiene un central eléctrica conectada en distribución, pues, dependiendo del nivel

de generación y la ubicación puede o no invertir los flujos de potencia y puede o no afectar equipos ya conectados en la red, sobrecargándolos o exigiendo al máximo sus capacidades.

En cuanto al desempeño de las distintas centrales dependiendo el tipo de generación estudiado se mostró que las pérdidas mínimas se produjeron con la generación eólica, esto debido principalmente a que los niveles de penetración estudiados y que entrego el perfil de generación propio de esta central, no alcanzo los niveles del resto, principalmente por las características del viento. Esto no es concluyente para asegurar que siempre será de esta manera pues dependerá de factores naturales propios de la ubicación geográfica de cada central y las características de cada alimentador.

La investigación y los distintos estudios realizados al alimentador seleccionado entregaron datos y resultados dentro de lo esperado.

Respecto al sistema de protecciones, es más favorable tanto para la empresa distribuidora como para el propietario de la central utilizar equipos con características y fabricantes similares a los dispuestos en otros puntos de la red y que la concesionaria y los operadores del sistema ya manejen. Se recomienda además la utilización de elementos de protección Vector Shift que permitan detectar la condición de isla de forma instantánea y en consecuencia evitar reconexiones contra las centrales que puedan existir.

La implementación de direccionalidad en los reconectadores existentes en el alimentador permitiría que una central conectada no tenga que salir de operación en caso de fallas en ramales de la red. Se debe tener en consideración que esto implicaría cambios en equipos o control de los reconectadores elevando en parte los costos para el propietario de la central.

En los últimos años el crecimiento sostenido de la incorporación de sistemas de generación en las redes de distribución trajo consigo miles de consecuencias tanto por efectos técnicos en las redes por inversiones de flujo, sobre carga de alimentadores, modernización de equipos de monitoreo y control y tantos otros aspectos como en la parte medio ambiental, cultural y de relaciones con las comunidades. Considerar aspectos extras como las reducciones de los gases de efecto invernadero (bajando la huella de carbono) o el uso de energía renovable pueden favorecer fuertemente el éxito del proyecto.

Otro punto a considerar es la ubicación del PMGD. Sabemos que esta dependerá 100% del inversionista pero el hecho de poder realizar recomendación con respecto al horizonte más favorable para ambas partes puede también ser esencial para el éxito del proyecto. Tener información como crecimiento vegetativo del sector y obtener información de municipio respecto a proyectos futuros es relevante, principalmente para el cálculo de la función objetivo pues se considera el crecimiento real de los primeros 5 años. Del año 6 se usa el precio nudo a largo plazo y otros. Debemos ver las inversiones que debe hacer la distribuidora hasta el año de vida útil y estas inversiones se ponen por año y se traen a valor presente y deben ser descontadas al PMGD.

Trabajos futuros

Es importante destacar la gran cantidad de análisis que permite realizar el software Power Factory Digsilent. Además de los cuatros casos de estudios analizados en este trabajo, el programa permite realizar análisis de confiabilidad del sistema con modelos avanzados de sistemas de restauración incluyendo el re-despacho de generadores y tiro de carga. También permite realizar análisis armónicos que en los sistemas de distribución con centrales conectadas nos permitirá calcular el dimensionamiento de filtros armónicos, grafiar el comportamiento en dominio del tiempo y la frecuencia e identificar las fuentes de armónicos balanceados y desbalanceados, cabe destacar que la NTCO en su artículo 4-42 dice que las corrientes y tensiones armónicas inyectadas en el punto de conexión, no deberán superar los límites dispuestos por la normativa vigente, esto es muy importante para los PMGD que operan con inversores.

En este trabajo de título se lograron establecer los efectos de las pérdidas en el alimentador estudiado con distintas tecnologías de generación (solar, eólica y mini-hidro), distintas niveles de generación y distintos puntos de ubicación de la central pero no se realizaron mayores pruebas variando el tipo de demanda pues claramente el alimentador estudiado tenía un comportamiento residencial pero que ocurriría si la demanda fuera del tipo comercial o industrial, el factor de referenciación cambiaria notoriamente principalmente con tecnologías de generación distintas.

Incluir los efectos propios de otras tecnologías de generación como el biogás (con el poder calorífico de la descomposición del material orgánico), la mareomotriz (con la variación de la fuerza de las olas dependiendo las características climáticas en eventos de tormenta, además del ciclo lunar) y la geotérmica (dependiendo la acumulación del calor en los acuíferos que pudieran ser explotados para GD).

No se realizaron pruebas de la metodología en otro tipo de alimentadores con características constructivas y de demanda diferentes a las estudiadas por lo que no se comprueban que los efectos de los niveles de generación estudiados y las tecnologías aplicadas siempre afecten de igual manera la red de distribución. Se debe tener presente que cada alimentador se comportara de diferente manera al recibir generación en algún punto por lo que se recomienda no omitir ninguno de los estudios y pasos que la metodología propone y además realizar los supuestos que se crean necesarios y evaluar los escenarios que el ingeniero a cargo estime necesarios.

Se propone mejorar la metodología planteada incorporando situaciones de relaciones con los clientes entregando exigencias en las relaciones que deben mantener con las comunidades alrededor de su proyecto de generación. También se debe profundizar en temas de protecciones y agregar situaciones como efectos de banco de condensadores, cargas industriales de gran demanda, más de una central conectada en un mismo alimentador (situaciones que cada vez se vuelven más frecuentes), etc.

Bibliografía

[1] N. Peña, «ERNC explican el 93% de la inversión ingresada a evaluación ambiental,» *Diaria La Tercera no. 24.045,* p. 25 (en línea), 25 Abril 2016.

[2] G. d. Chile, «cdec-sic "Norma técnica de seguridad y calidad de servicios",» 14 Enero 2016. [En línea]. Available: http://www.cdecsic.cl/sobre-cdec-sic/paginas/001.pdf. [Último acceso: 21 Mayo 2016].

[3] C. E.J., *Distribution grid operation including distributed generation: impact on grid protection and the concequences of fault ride-through behavior,* 2010.

[4] H. Leite, «Dsitributed generation protection scheme to permit "ride-through fault",» no 0104, 2009, pp. 8-11.

[5] C. Valenzuela, «Algoritmo de localización y tamaño de la generación distribuida en redes de media tensión utilizando un flujo de carga probabilístico,» Pontifícia Universidad Católica de Valparaíso, Valparaíso, 2015.

[6] C. S. Luzio, «Efectos de los requerimientos frente a los huecos de tensión para generación distribuida,» Universidad de Chile, Santiago, 2014.

[7] L. Chilena, «Ley 19.994,» de *"Regula sistemas de transporte de energía eléctric, establece un nuevo regimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos"*, Santiago, Biblioteca del Congreso Nacional, 13 marzo 2004.

[8] L. Chilena, «Ley 20.018,» de *Modifica el marco normativo del serctor eléctrico*, Santiago, Biblioteca del Congreso Nacional, 10 mayo 2005.

[9] H. Rudnick, «Consejo internacional de Grandes Redes Eléctricas Mundiales CIGRE,» Mayo 2014. [En línea]. Available: http://systep.cl/documents/Rudnick_CIGRE_29052014_v2.pdf. [Último acceso: abril 2016].

[10] E. d. prensa, «Net Metering: Por una matriz energética "más verde",» *Revista Electroindustria,* vol. 1, nº 131, pp. 16-18, abril 2012.

[11] F. Órdenes, «Análisis técnico, ecónomico y legal de la implementación del sistema Net-Metering en Chile:aplicación den dos viviendas de la región metropolitana,» Santiago, Universidad de Chile, 2012.

[12] L. Chilena, «Ley 20.571,» de *Regula el pago de las tarifas eléctricas de los generadores residenciales*, Sanitago, Biblioteca del Congreso Nacioanal, septiembre 2014.

[13] G. Campusano, «Impacto de la generacion distribuida en la operación de la distribución,» Universidad de Chile, Santiago, 2013.

[14] IEEE, «Guide for monitoring information exchange, ando control of distributed resources interconnected with electric power systems,» The Institute of Electrical and Electronics Engineers, noviembre 2007.

[15] CDEC-SIC, «Reporte Anual del centro de despacho económico de carga del sistema interconectado central,» SIC, Santiago, 2014.

[16] H. Rudnick, «Systep Reporte del sector eléctrico SIC SING,» abril 2016. [En línea]. Available: http://systep.cl/documents/reportes/042016_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf. [Último acceso: abril 2016].

[17] G. d. C. A.G., «Boletín del mercado eléctrico generadoras de Chile,» Dirección de estudios y contenidos, Santiago de Chile, abril 2016.

[18] L. Chilena, «D.S 244 y 101,» de *Aprueba el reglamento para pequeños medios de generación convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos*, Santiago, Biblioteca del Congreso Nacioanl, septiembre 2015.

[19] C. n. Energía, «NTCO para PMGD,» de *Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión*, Santiago de Chile, Gobierno de Chile, julio 2016.

[20] C. n. Energía, «NTSyCS,» de *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*, Santiago de Chile, Gobierno de Chile, enero 2016.

[21] AENOR, «IEC 60909-0,» de *Commission Electrotechnique Internationale*, UNE , Asociacion Española de Normalización y Certificación, julio 2001.

[22] D. Pavez, «Estudio estático y de impacto de la conexión de un parque eólico con compensación de reactivos,» Universidad de Chile, departamento de ingeniería eléctrica, Santiago, junio 2012.

[23] A. Castillo, «Respuesta inercial de sistemas de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica,» Universidad de chile, departamento de ingeniería eléctrica, Santiago, abril 2013.

[24] F. Castro, «Impacto de la generación distribuida en la estabilidad de sistemas de potencia,» Universidad de Chile, departamento de ingeniería eléctrica, Santiago, enero 2013.

A Simulación flujo de potencia

Este primer apéndice pretende entregar todos los datos del primer estudio, el de flujo de potencia o impacto estático, que probo la conexión de centrales en el alimentador en tres puntos (cola, medio y cabecera) con dos niveles de penetración 500 [kW] y 3000 [kW] para las demandas mínimas, media y máxima en el año 2015, donde entra en operación el PMGD.

A.1 Estudio estático SIN PMGD año 2015

Las siguientes figuras muestran los perfiles de tensión para demanda máxima, media y mínima para el año 2015

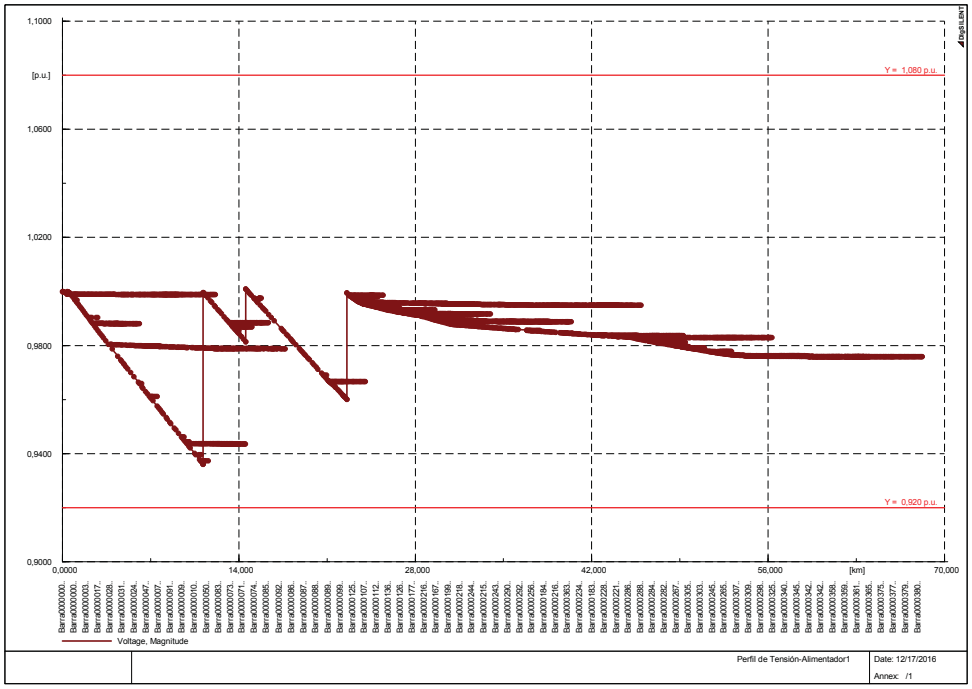


Figura apéndice A-1 Perfil de tensión Red MT Demanda Máxima año 2015 SIN PMGD (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

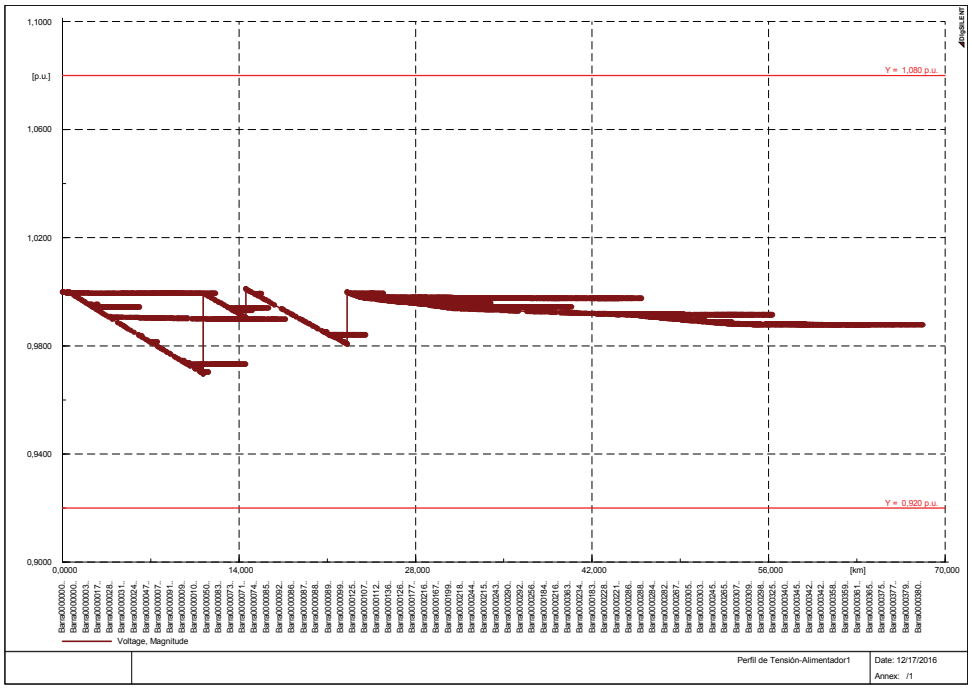


Figura apéndice A-2 Perfil de tensión Red MT Demanda Media año 2015 SIN PMGD
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

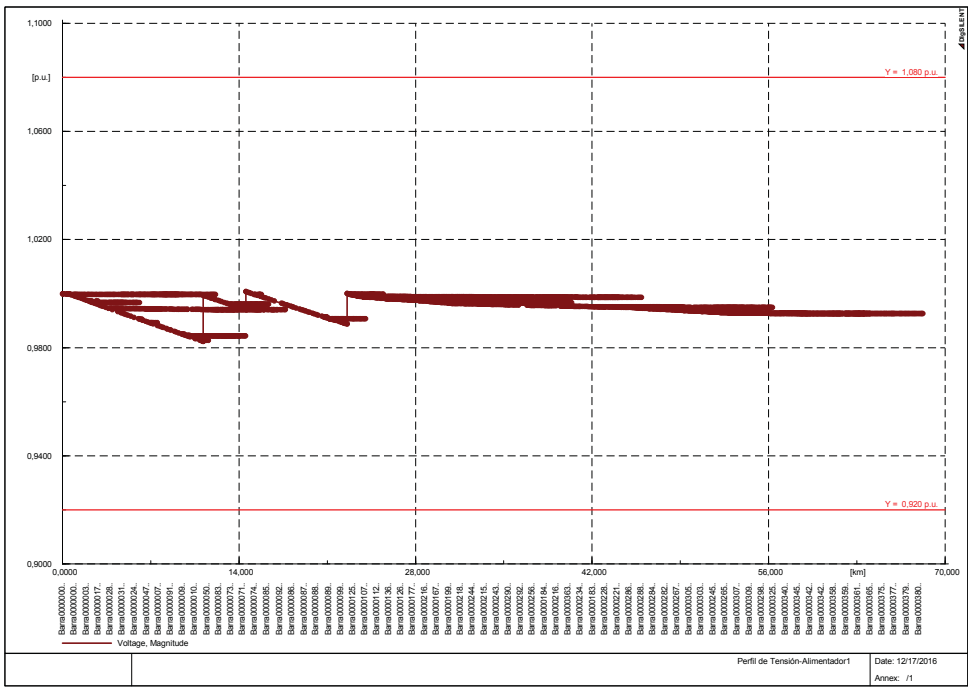


Figura apéndice A-3 Perfil de tensión Red MT Demanda Mínima año 2015 SIN PMGD
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Las siguientes figuras muestran la carga en equipos y líneas con demanda máxima puesto que fueron los eventos donde más efecto se vio en la red.

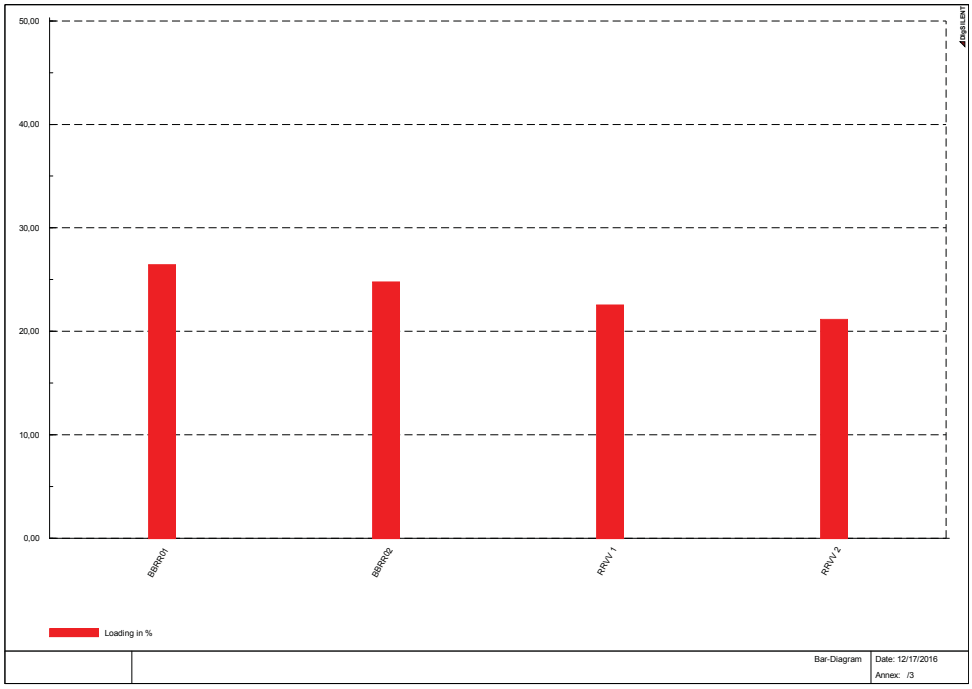


Figura apéndice A-4 Carga equipos Red MT Demanda Máxima año 2015 SIN PMGD (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

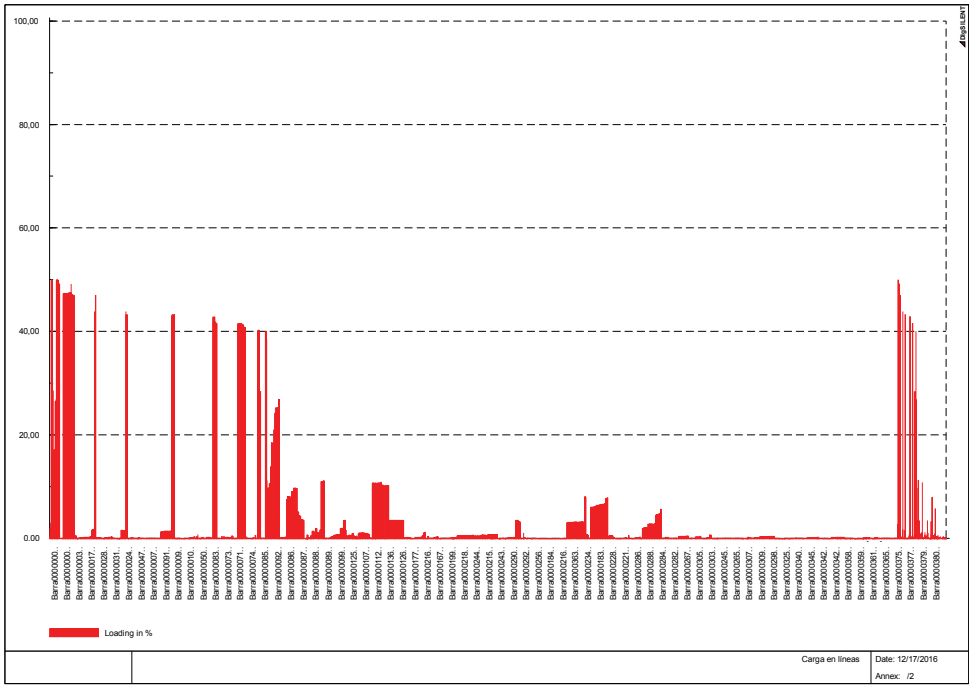


Figura apéndice A-5 Carga líneas Red MT Demanda Máxima año 2015 SIN PMGD (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

A.2 Estudio estático PMGD cola, 500 [kW] año 2015

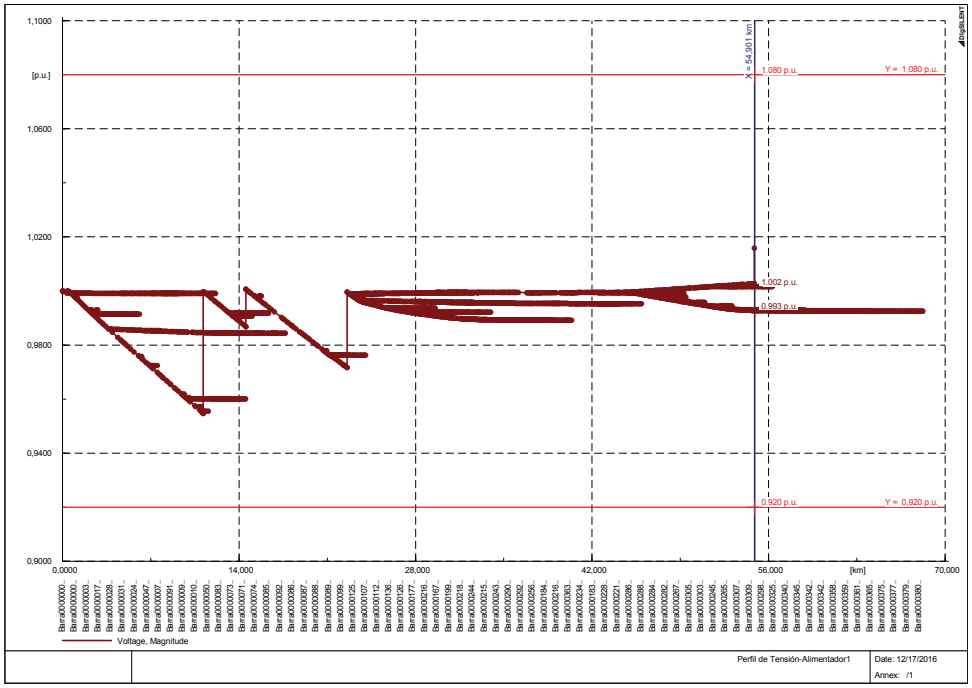


Figura apéndice A-6 Perfil de tensión Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cola (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

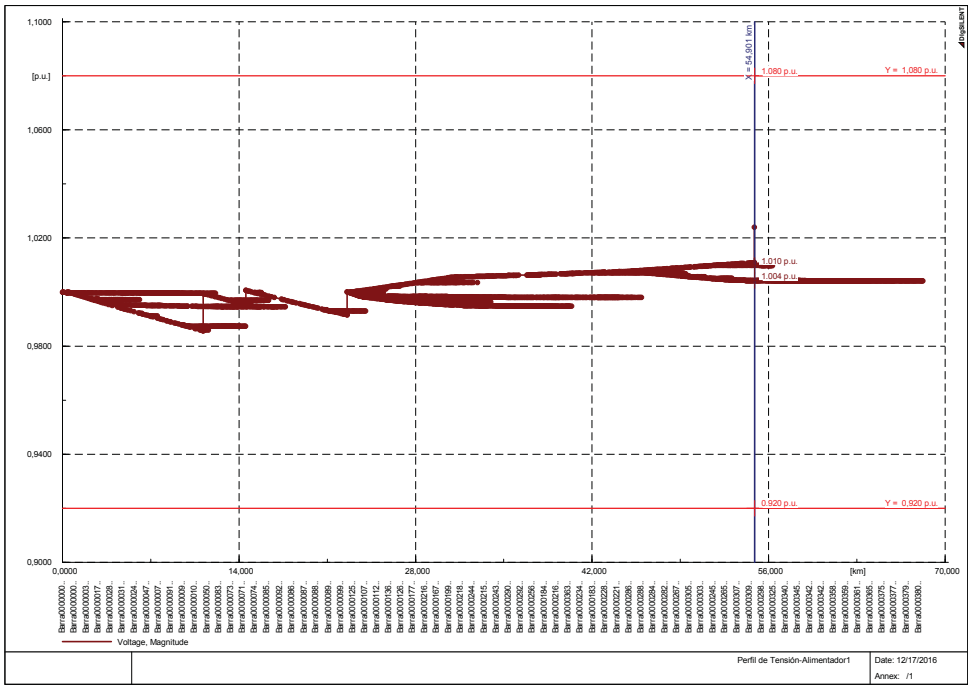


Figura apéndice A-7 Perfil de tensión Red MT Demanda Media año 2015 PMGD en cola (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

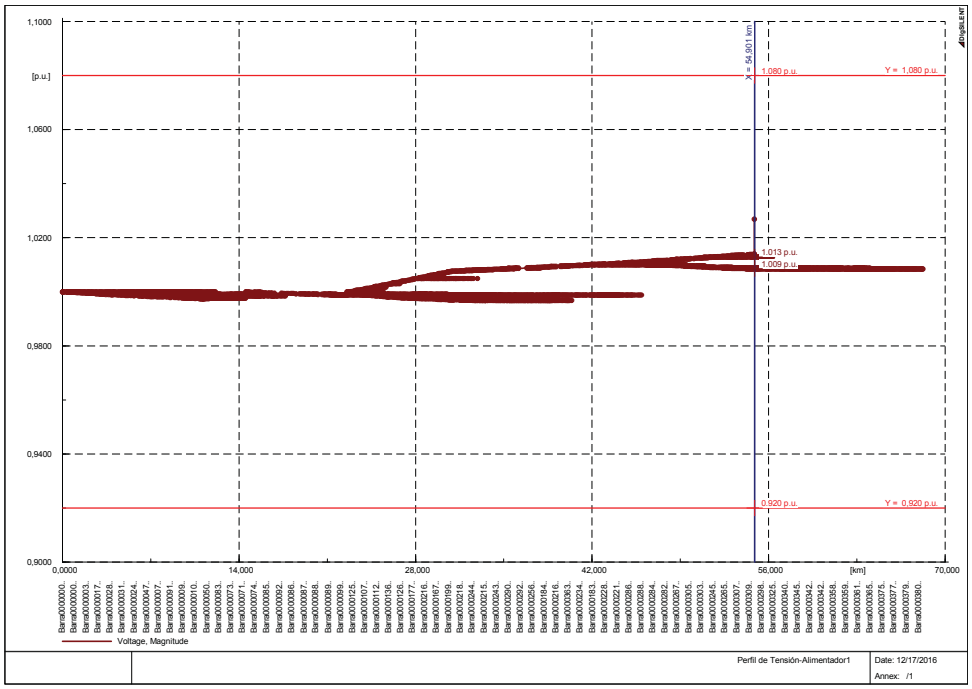


Figura apéndice A-8 Perfil de tensión Red MT Demanda Mínima año 2015 PMGD en cola
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Las siguientes figuras muestran la carga en equipos y líneas con demanda máxima puesto que fueron los eventos donde más efecto se vio en la red.

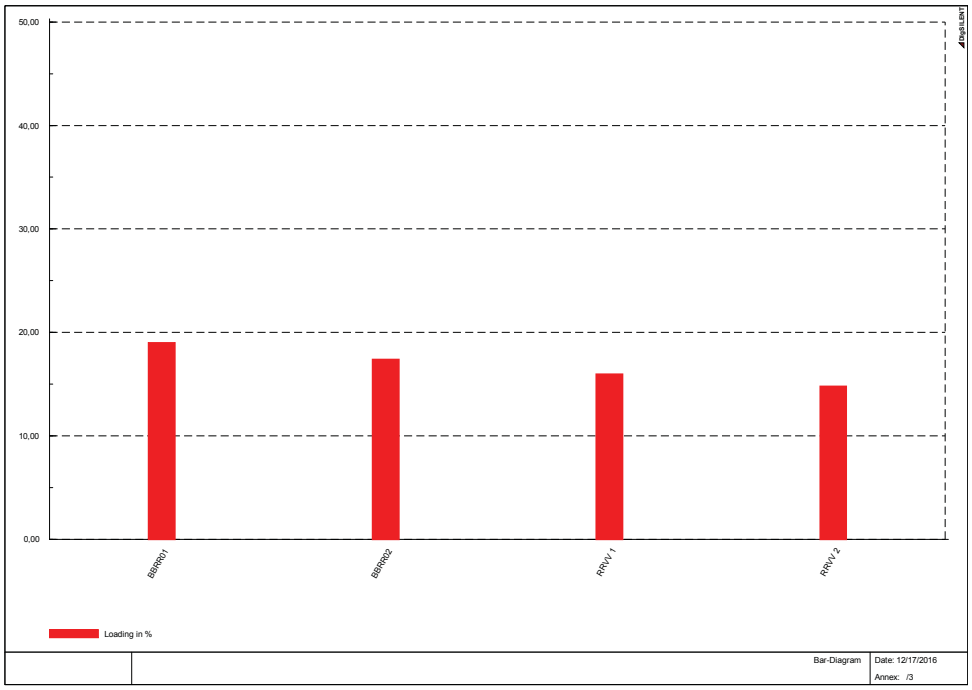


Figura apéndice A-9 Carga equipos Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cola
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

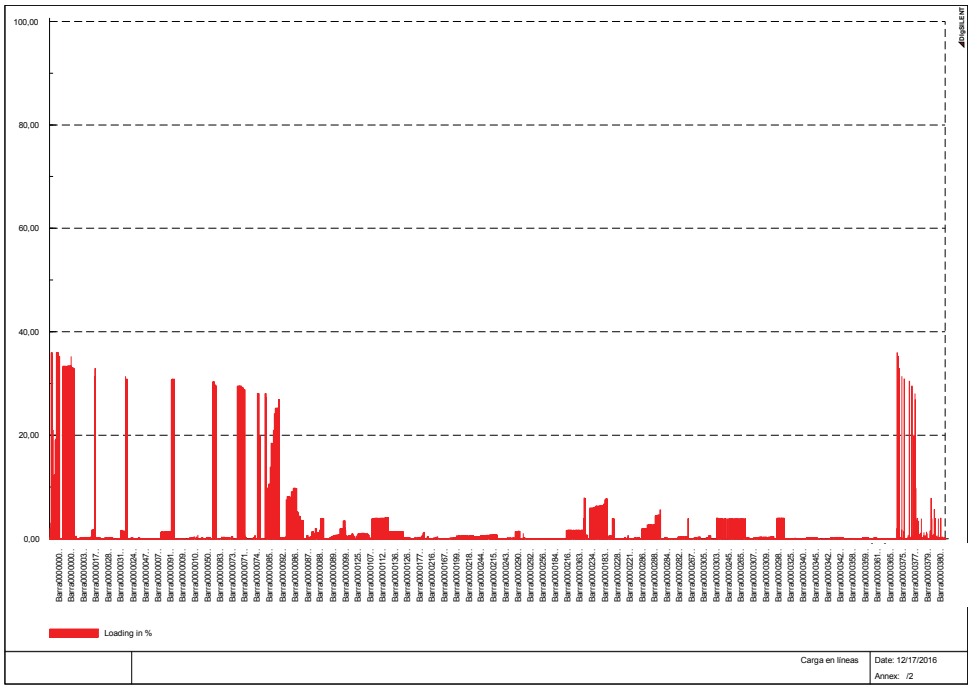


Figura apéndice A-10 Carga líneas Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cola
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

A.3 Estudio estático PMGD cola, 3000 [kW] año 2015

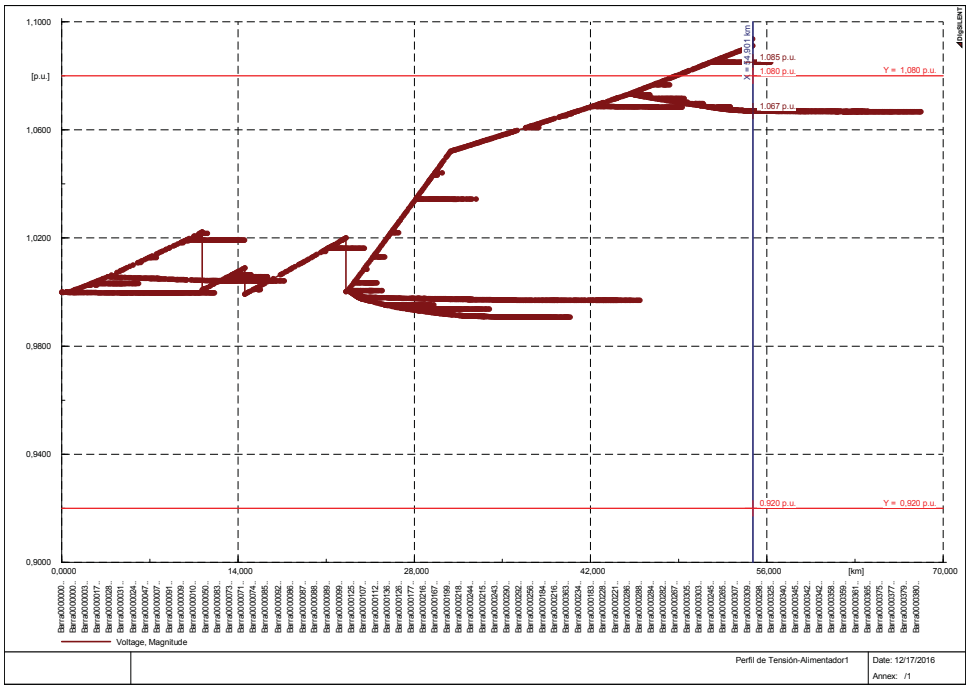


Figura apéndice A-11 Perfil de tensión Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cola
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

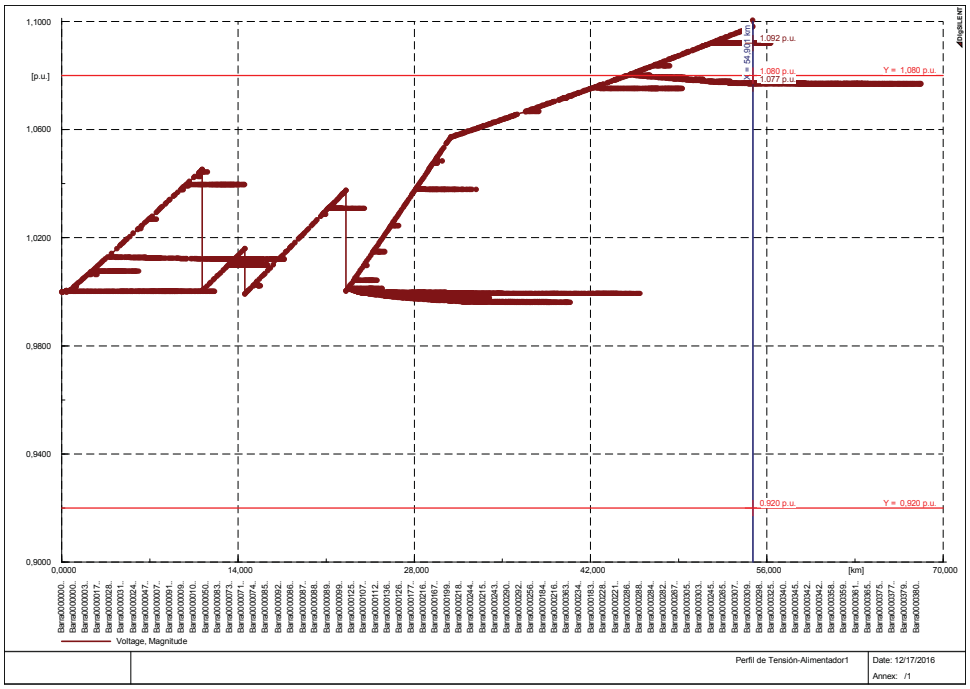


Figura apéndice A-12 Perfil de tensión Red MT Demanda Media año 2015 PMGD en cola (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

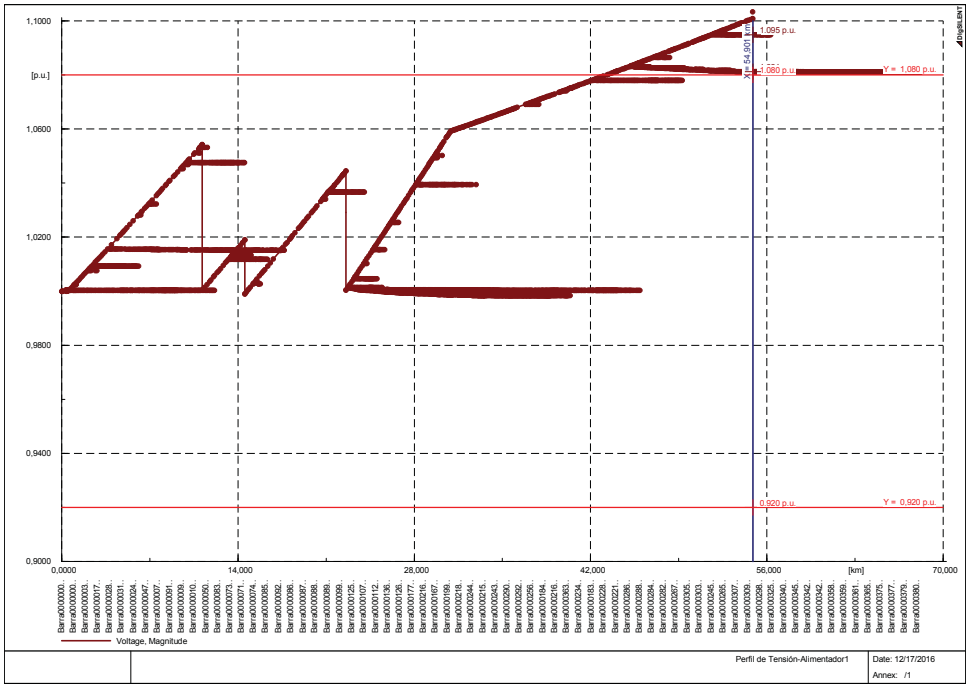


Figura apéndice A-13 Perfil de tensión Red MT Demanda Mínima año 2015 PMGD en cola (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Las siguientes figuras muestran la carga en equipos y líneas con demanda máxima puesto que fueron los eventos donde más efecto se vio en la red.

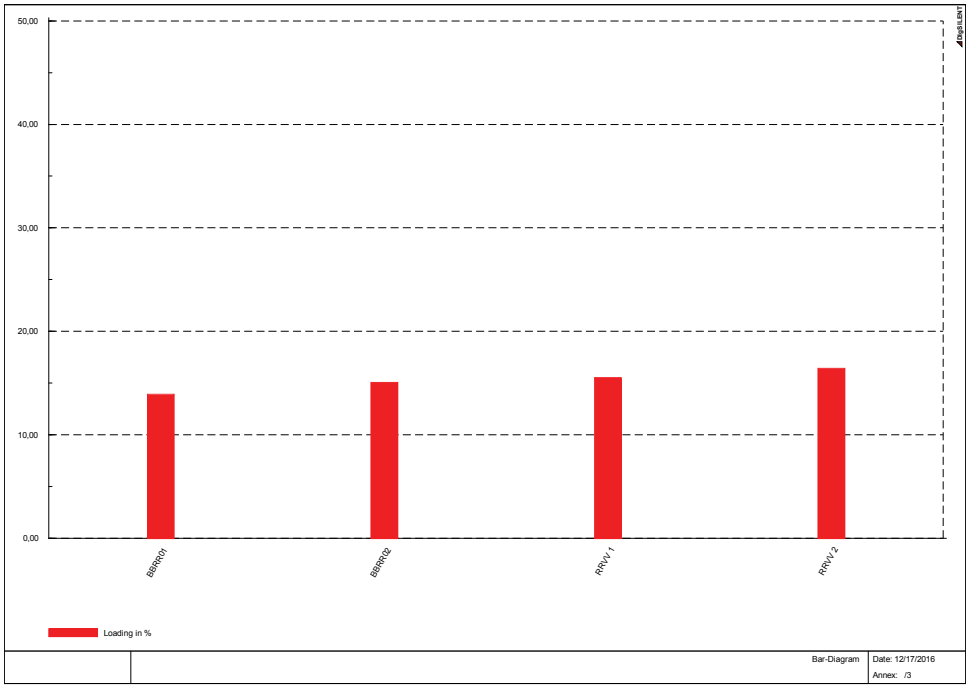


Figura apéndice A-14 Carga equipos Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cola (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

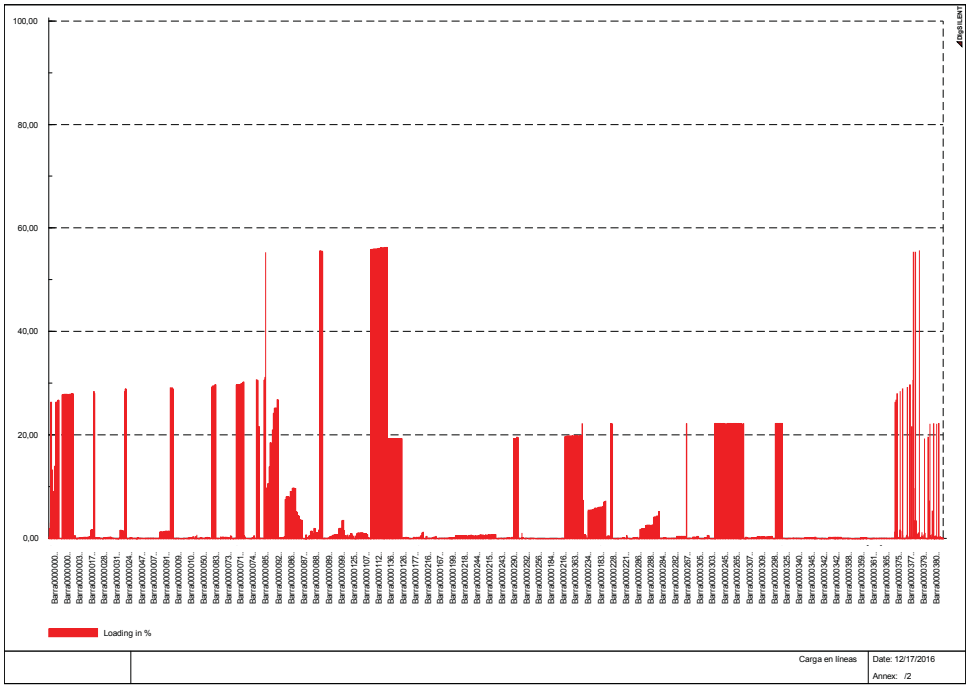


Figura apéndice A-15 Carga líneas Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cola (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

A.4 Estudio estático PMGD medio, 500 [kW] año 2015

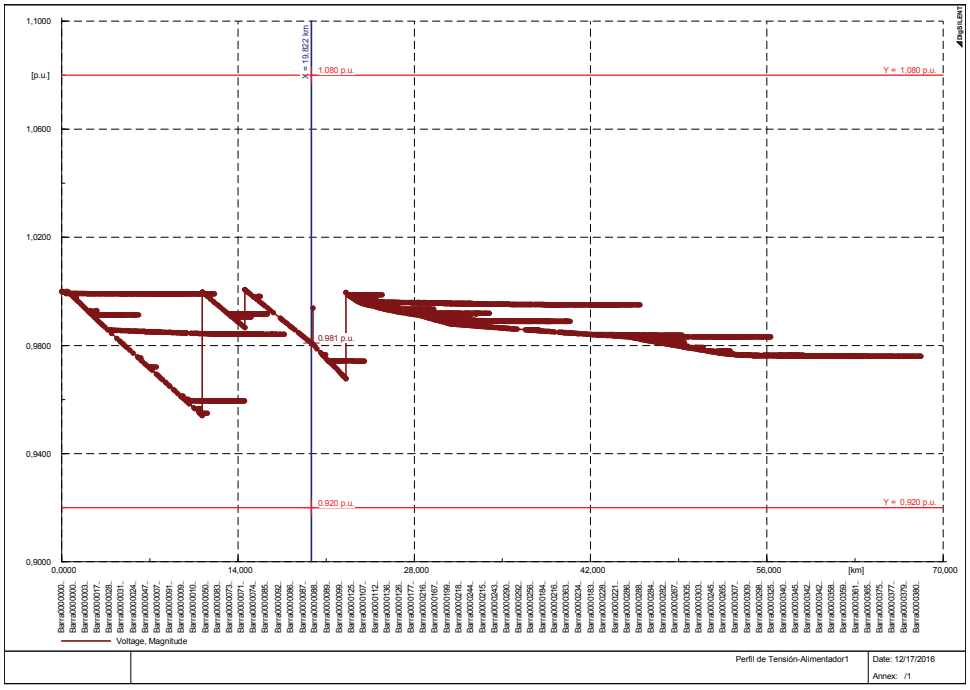


Figura apéndice A-16 Perfil de tensión Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en medio (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

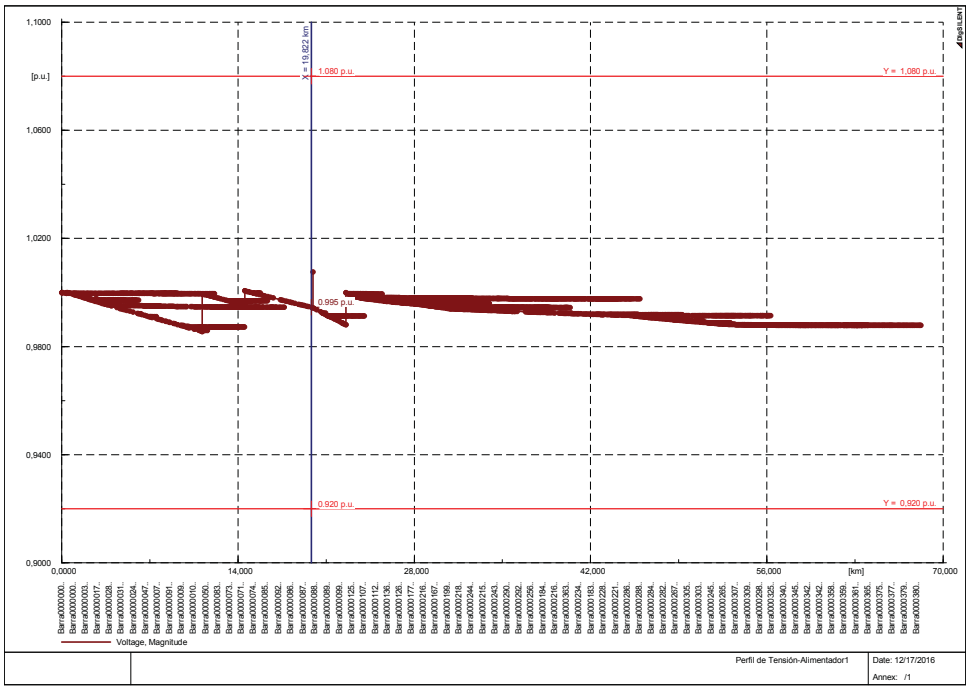


Figura apéndice A-17 Perfil de tensión Red MT Demanda Media año 2015 PMGD en medio (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

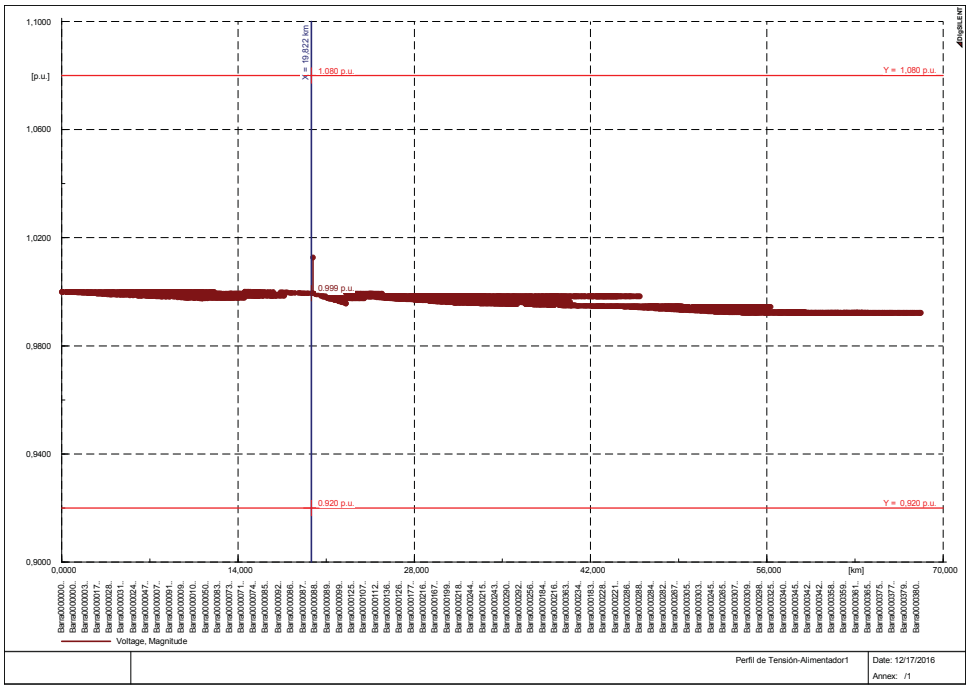


Figura apéndice A-18 Perfil de tensión Red MT Demanda Mínima año 2015 PMGD en medio
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Las siguientes figuras muestran la carga en equipos y líneas con demanda máxima puesto que fueron los eventos donde más efecto se vio en la red.

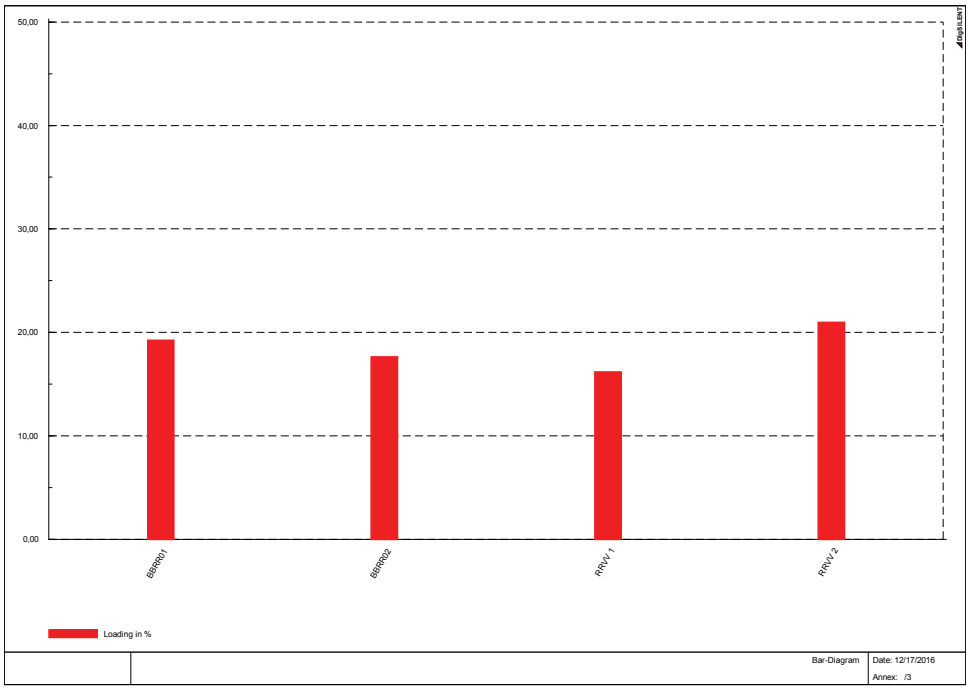


Figura apéndice A-19 Carga equipos Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en medio
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

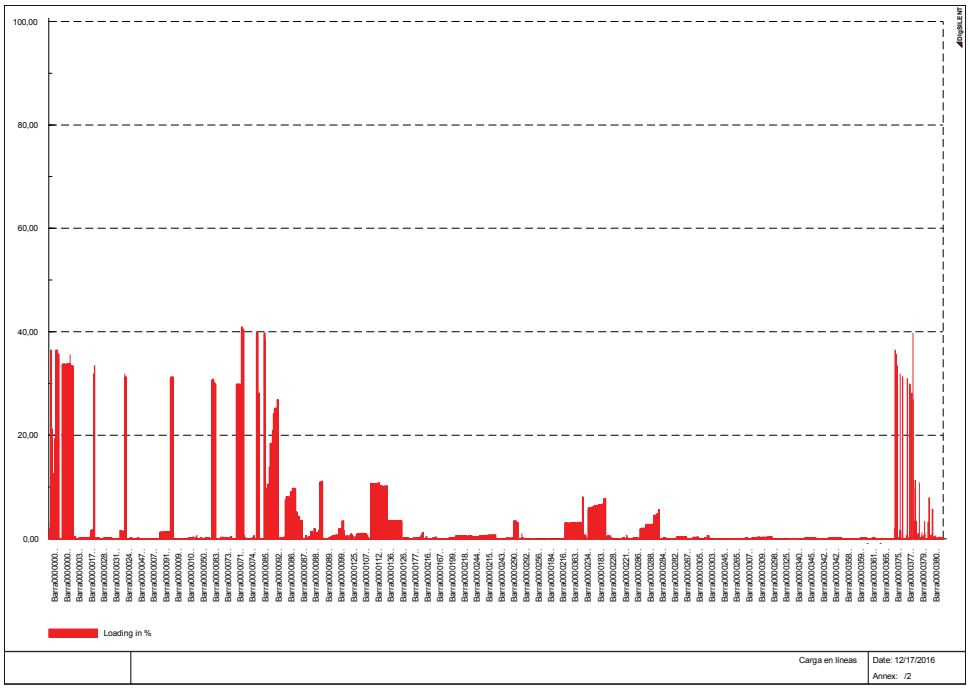


Figura apéndice A-20 Carga líneas Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en medio (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

A.5 Estudio estático PMGD medio, 3000 [kW] año 2015

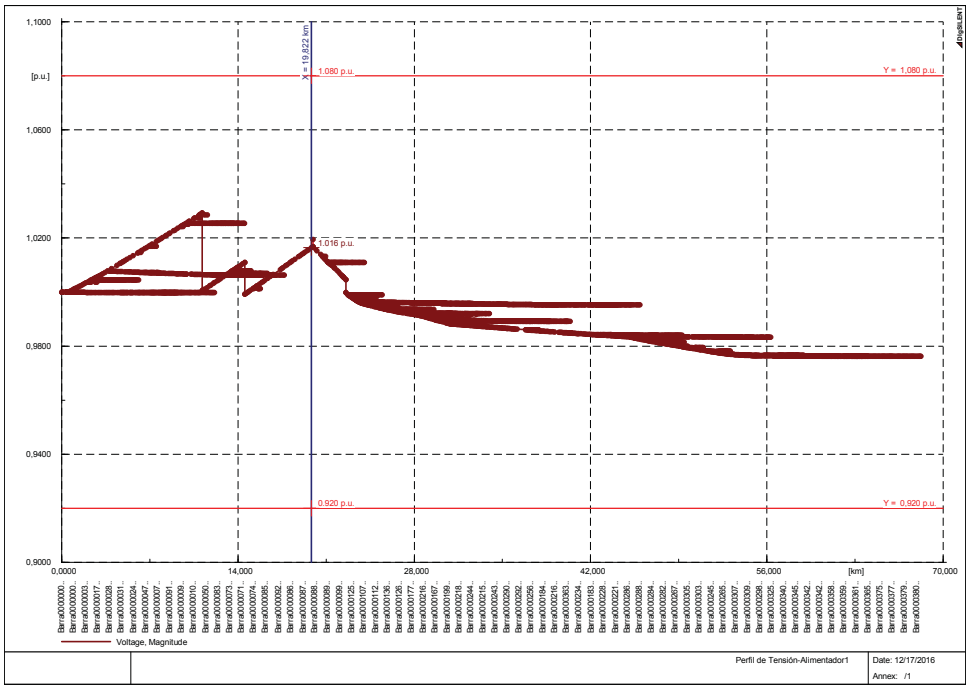


Figura apéndice A-21 Perfil de tensión Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en medio (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

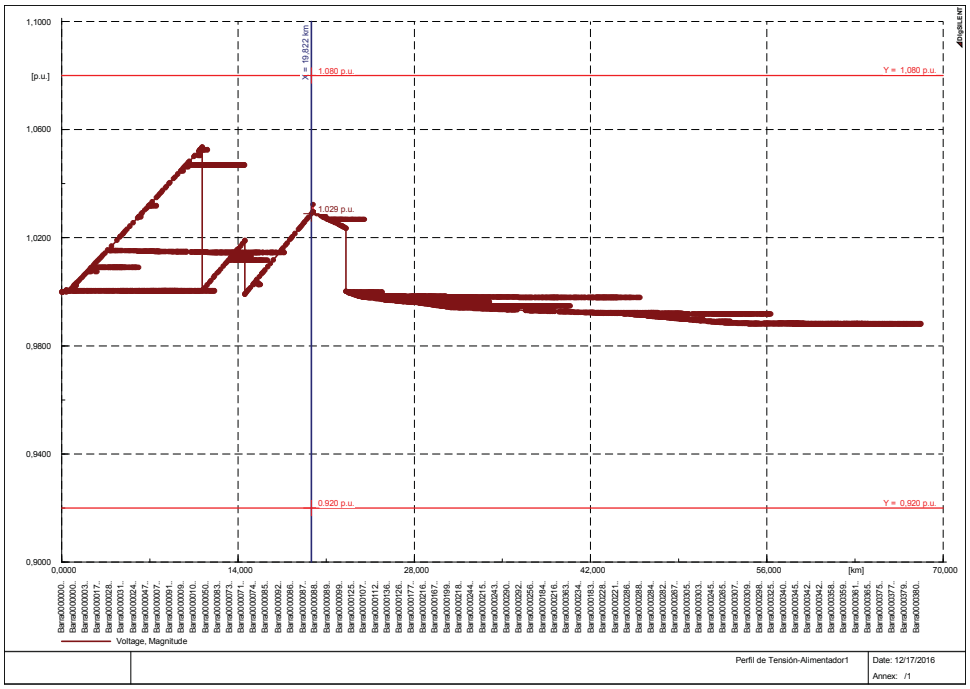


Figura apéndice A-22 Perfil de tensión Red MT Demanda Media año 2015 PMGD en medio (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

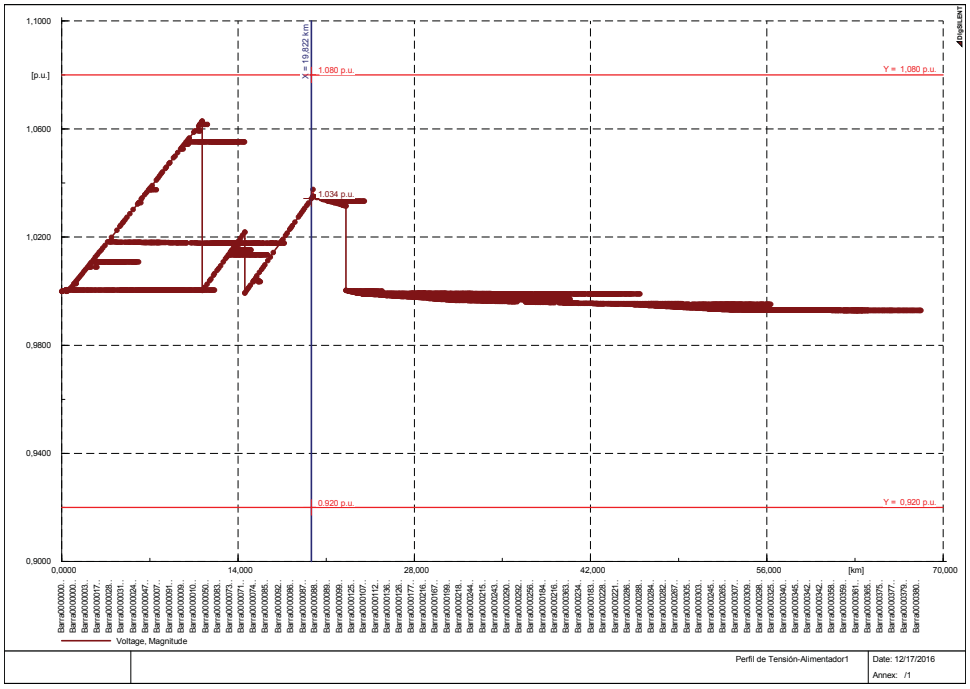


Figura apéndice A-23 Perfil de tensión Red MT Demanda Mínima año 2015 PMGD en medio (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Las siguientes figuras muestran la carga en equipos y líneas con demanda máxima puesto que fueron los eventos donde más efecto se vio en la red.

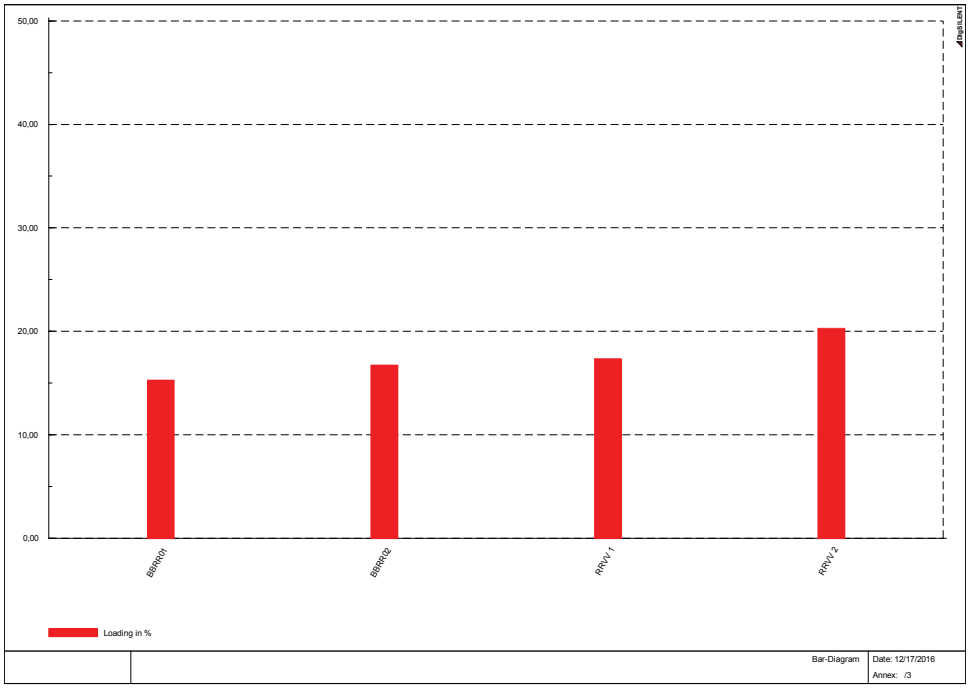


Figura apéndice A-24 Carga equipos Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en medio (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

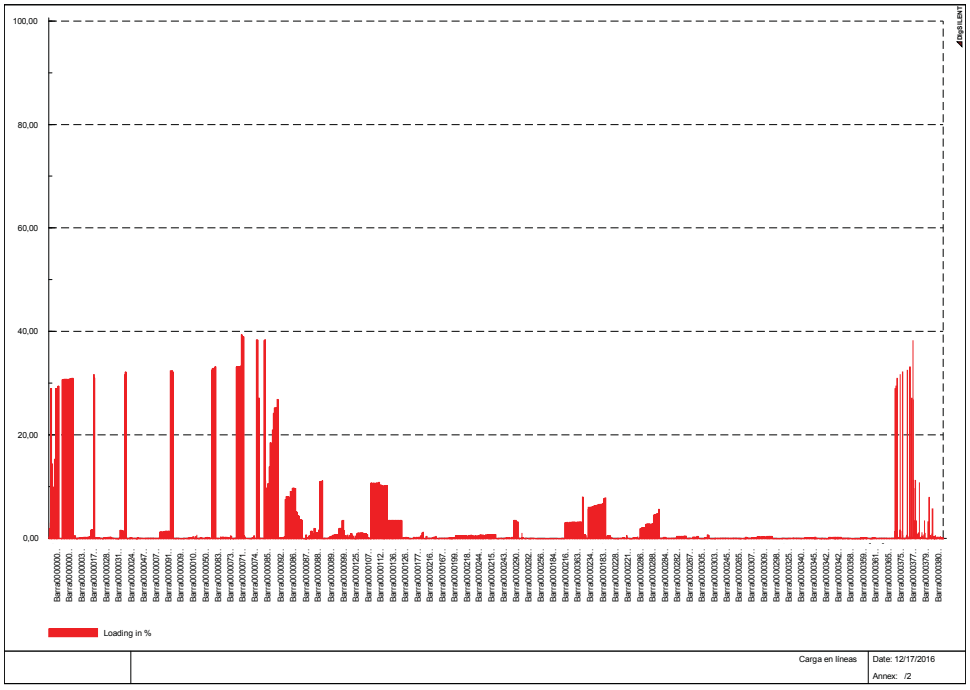


Figura apéndice A-25 Carga líneas Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en medio (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

A.6 Estudio estático PMGD cabecera, 500 [kW] año 2015

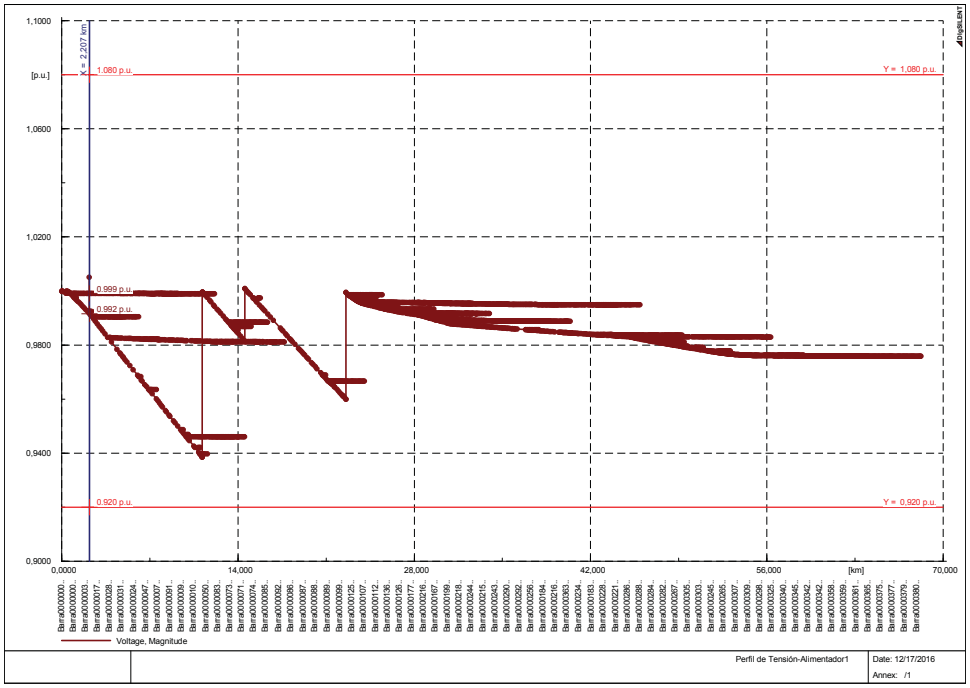


Figura apéndice A-26 Perfil de tensión Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cabecera (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

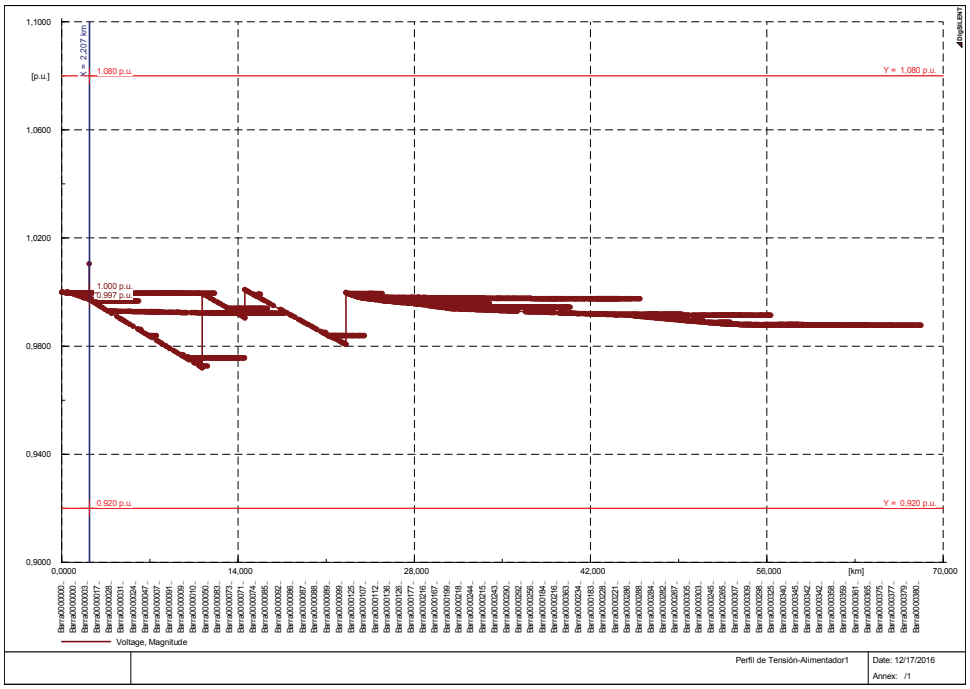


Figura apéndice A-27 Perfil de tensión Red MT Demanda Media año 2015 PMGD en cabecera (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

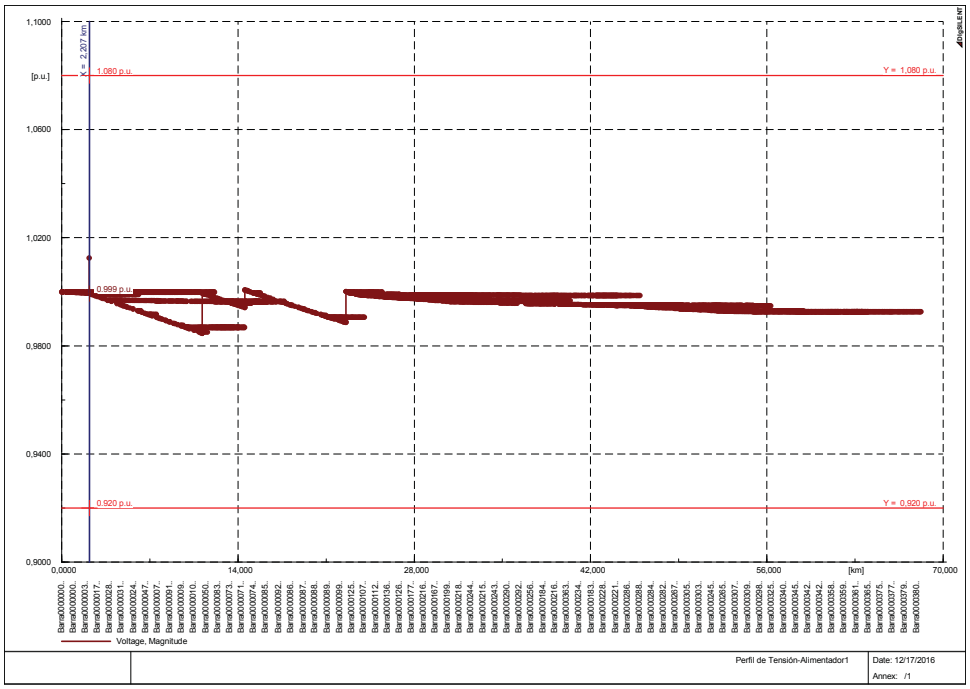


Figura apéndice A-28 Perfil de tensión Red MT Demanda Mínima año 2015 PMGD en cabecera
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Las siguientes figuras muestran la carga en equipos y líneas con demanda máxima puesto que fueron los eventos donde más efecto se vio en la red.

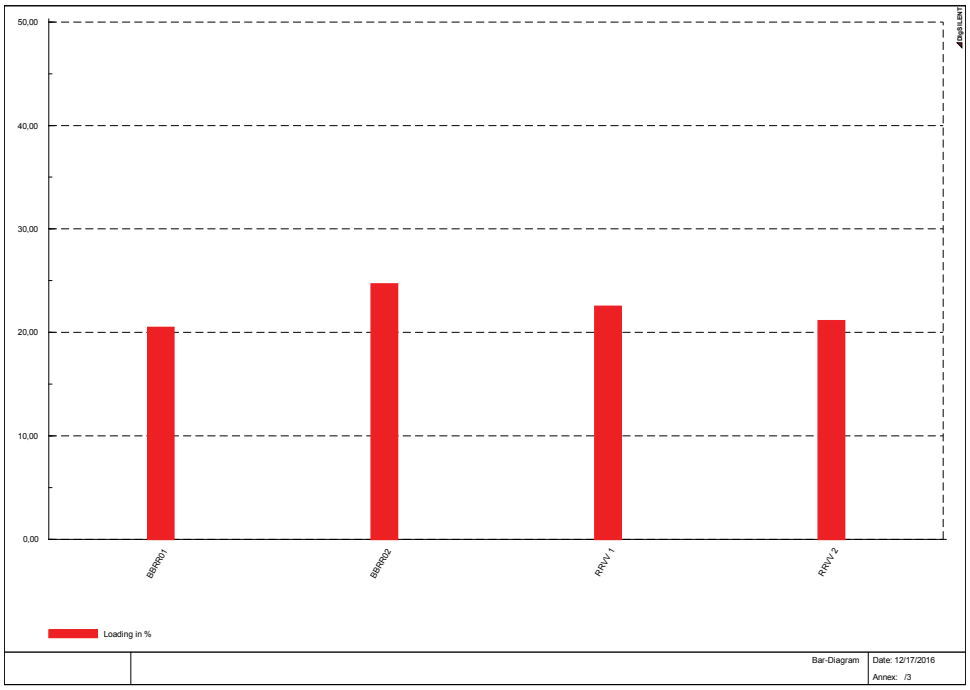


Figura apéndice A-29 Carga equipos Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cabecera
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

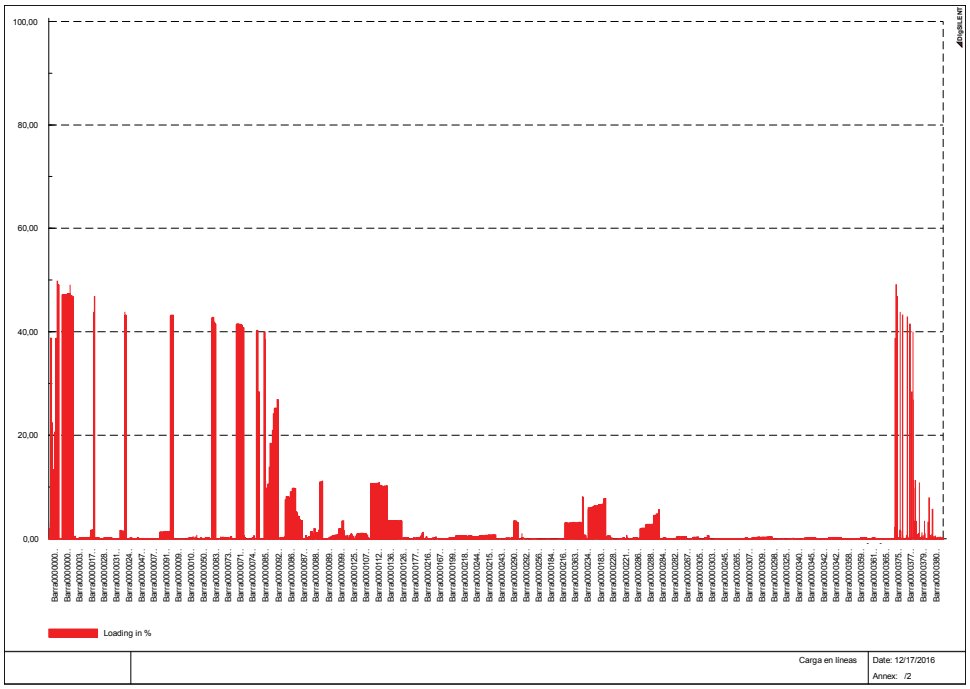


Figura apéndice A-30 Carga líneas Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cabecera
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

A.7 Estudio estático PMGD cabecera 3000 [kW] año 2015

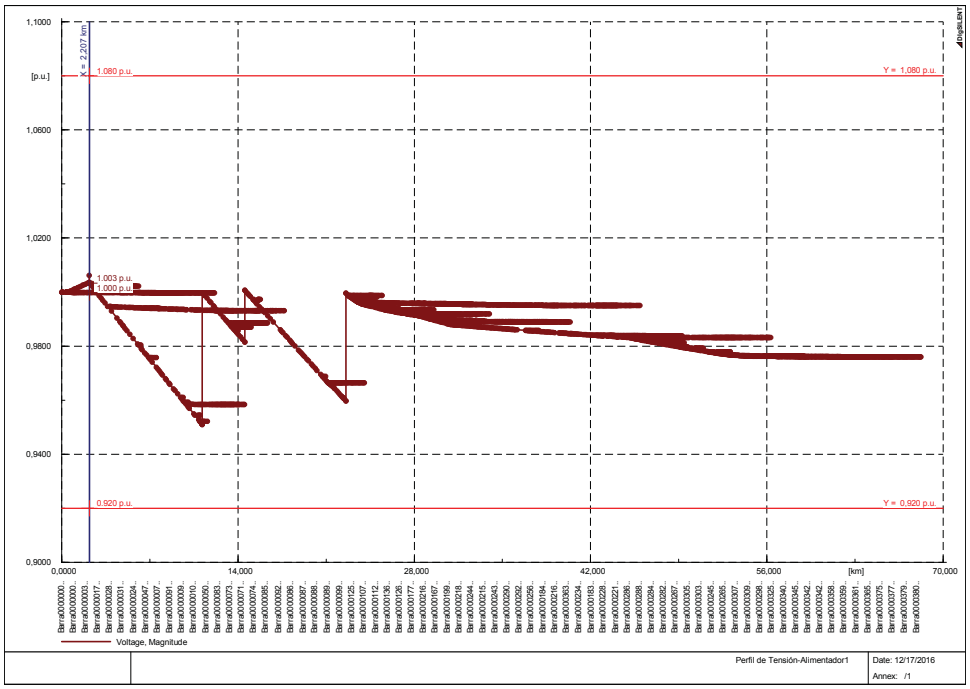


Figura apéndice A-31 Perfil de tensión Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cabecera
(Fuente: Simulaciones en DigSilent)

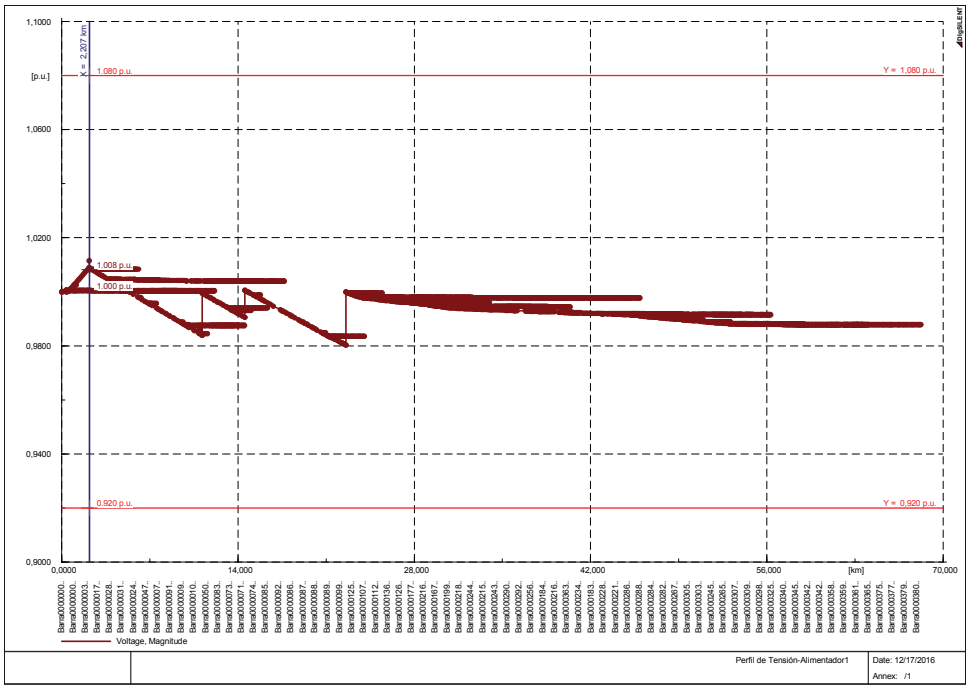


Figura apéndice A-32 Perfil de tensión Red MT Demanda Media año 2015 PMGD en cabecera (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

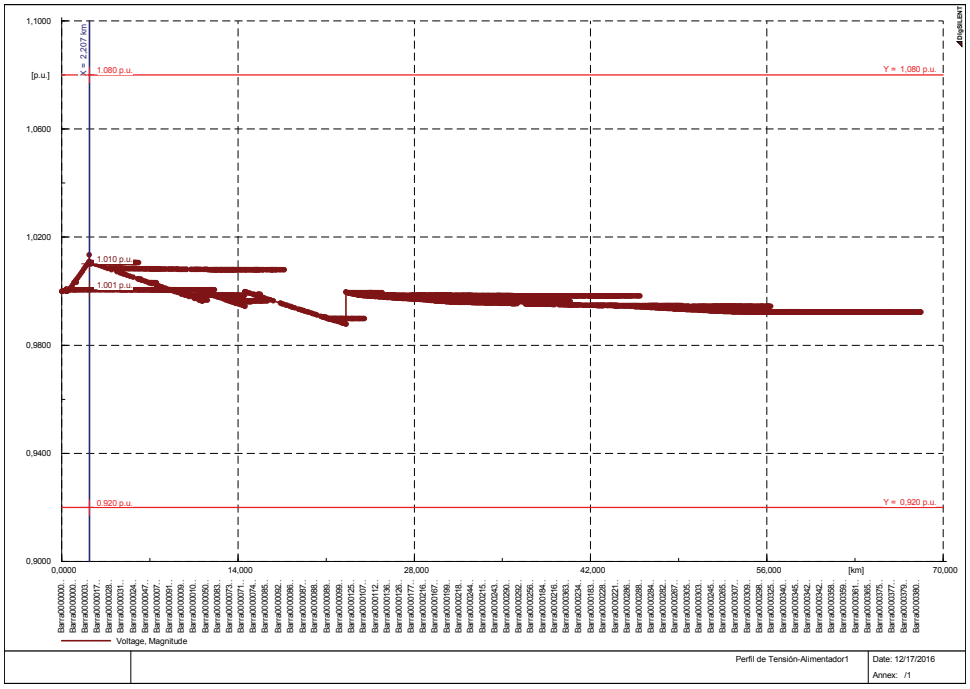


Figura apéndice A-33 Perfil de tensión Red MT Demanda Mínima año 2015 PMGD en cabecera (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

Las siguientes figuras muestran la carga en equipos y líneas con demanda máxima puesto que fueron los eventos donde más efecto se vio en la red.

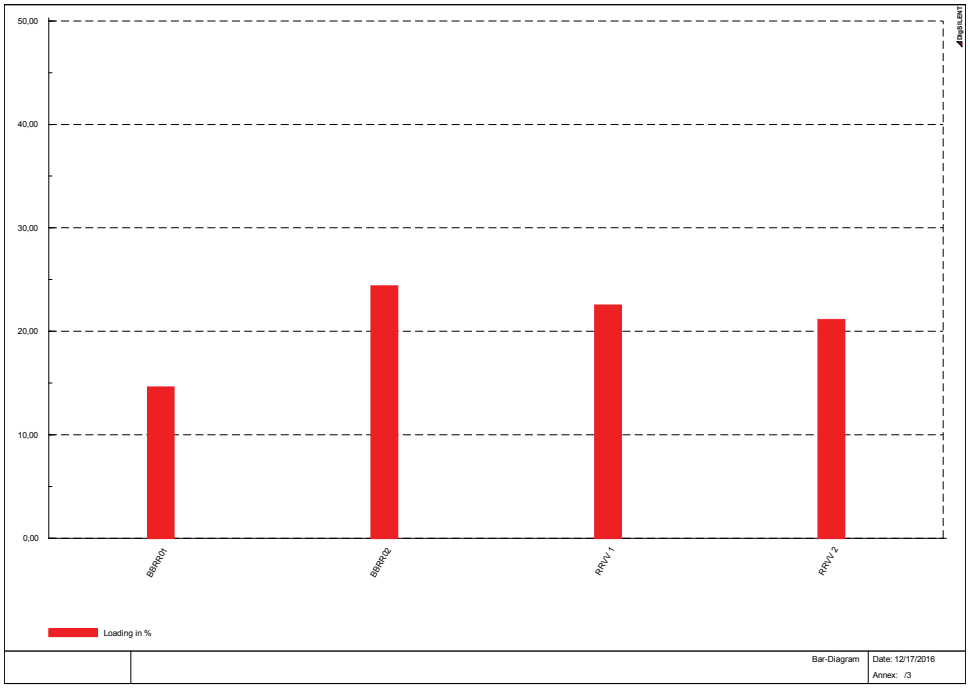


Figura apéndice A-34 Carga equipos Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cabecera (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

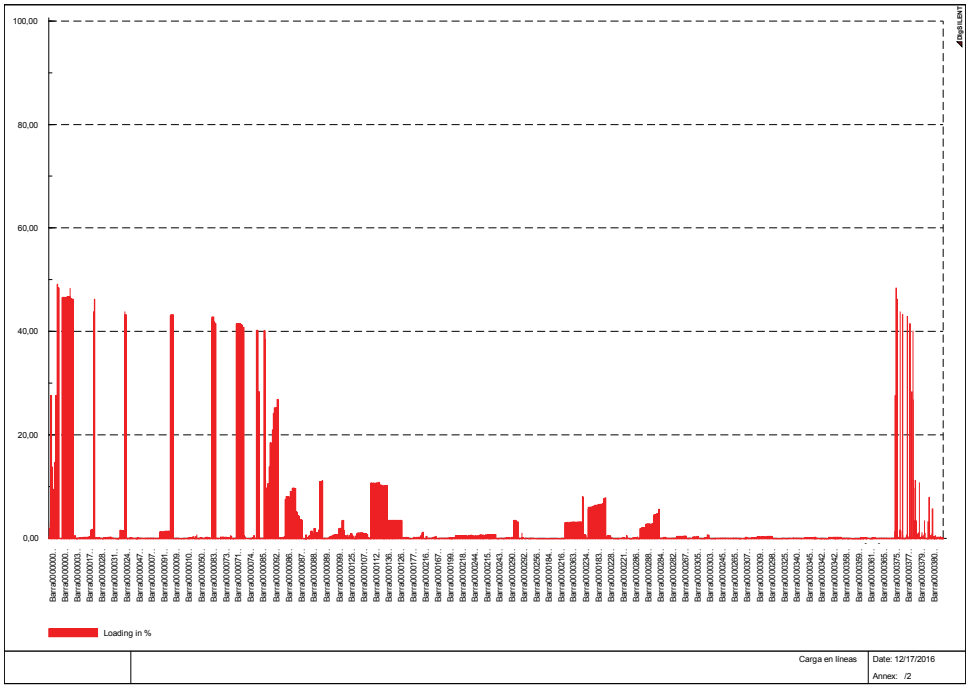


Figura apéndice A-35 Carga líneas Red MT Demanda Máxima año 2015 PMGD en cabecera (Fuente: Simulaciones en DigSilent)

A.8 Código DPL y tablas de resultados para las pérdidas en alimentador

```
set S,S1,S2;
object C,O1,O2;
string st1,st2,st3;
int i1,i2;
double f1,f2,f3,f4;

DEM_DOMICILIARIO.Execute();
DEM_INDUSTRIAL.Execute();
DEM_COMERCIAL.Execute();
PERFIL_GENERACION.Execute();

PERDIDAS_PMGD1.ColLbl('SOLAR[w]',1);

! --------- PMGD SOLAR ---------------

i2=1;
while(i2<25){
     f1=SOLAR.Get(i2,1);

     S = AllRelevant();
     C = S.Firstmatch('ElmSym');
     while (C) {
          st1=C:loc_name;
          st2='Central PMGD 1';
          i1=strcmp(st1,st2);
          if (i1=0){
              C:pgini=f1;
          }
          C = S.Nextmatch();
     }

     S = AllRelevant();
     C = S.Firstmatch('ElmSym');
     while (C) {
          st1=C:loc_name;
          st2='Central PMGD 2';
          i1=strcmp(st1,st2);
          if (i1=0){
              C:pgini=0;
          }
          C = S.Nextmatch();
     }

     S = AllRelevant();
     C = S.Firstmatch('ElmSym');
     while (C) {
          st1=C:loc_name;
          st2='Central PMGD 3';
          i1=strcmp(st1,st2);
          if (i1=0){
              C:pgini=0;
          }
          C = S.Nextmatch();
     }


  !---- análisis de cargas -------

  f2=DEM_COM.Get(i2,1);
  f3=DEM_INDUST.Get(i2,1);
  f4=DEM_DOMICIL.Get(i2,1);

     S = AllRelevant();
     C = S.Firstmatch('ElmZone');
     while (C) {
          st1=C:loc_name;
          st2='Zona Comercial';
          i1=strcmp(st1,st2);
          if (i1=0){
              C:curscale=f2;
          }
          C = S.Nextmatch();
     }
```

```
     S= AllRelevant();
     C = S.Firstmatch('ElmZone');
     while (C) {
          st1=C:loc_name;
          st2='Zona Industrial';
          i1=strcmp(st1,st2);
          if (i1=0){
              C:curscale=f3;
          }
          C = S.Nextmatch();
     }

     S = AllRelevant();
     C = S.Firstmatch('ElmZone');
     while (C) {
          st1=C:loc_name;
          st2='Zona Residencial';
          i1=strcmp(st1,st2);
          if (i1=0){
              C:curscale=f4;
          }
          C = S.Nextmatch();
     }

!-------- CALCULO DE PERDIDAS ------

   ! corre flujo de carga
  O1 = GetCaseCommand('ComLdf');
  O1.Execute();

   ! potencia activa red externa
  S2 = AllRelevant();
  O2 = S2.Firstmatch('ElmXnet');
  while (O2) {
       f2=O2:m:P:bus1;
       O2 = S2.Nextmatch();
  }

   ! potencia activa PMGD
  S2 = AllRelevant();
  O2 = S2.Firstmatch('ElmSym');
  while (O2) {
       f2+=O2:m:P:bus1;
       O2 = S2.Nextmatch();
  }

  ! potencia activa demanda
  S2 = AllRelevant();
  O2 = S2.Firstmatch('ElmLod');
  while (O2) {
       if (O2:outserv=0){
       f3+=O2:m:P:bus1;
       }
       O2 = S2.Nextmatch();
  }

  f4=f2-f3;

  PERDIDAS_PMGD1.Resize(i2,3);

  st3=sprintf('%i:00:00',i2);
  PERDIDAS_PMGD1.RowLbl(st3,i2);

  PERDIDAS_PMGD1.Set(i2,1,f4);
  f4=0;
  f3=0;
  f2=0;

  printf('%i',i2);
  i2+=1;
```

Figura apéndice A-36 Código DPL cálculo pérdidas con central solar
(Fuente: Simulaciones en DPL DigSilent)

Tabla apéndice A-1 Pérdidas en alimentador con central solar año 2015, conectada en tres puntos con dos niveles de penetración

CENTRAL SOLAR			Pérdidas con generación 500 [kW]			Pérdidas con generación 3000 [kW]		
GENERACIÓN	DEMANDA	HORA	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA
0	812,4564	1	39,55871	39,40887	39,17066	39,92524	39,63571	39,1957
0	638,3586	2	25,05454	24,94324	24,77574	25,25607	25,04421	24,7883
0	619,0144	3	23,69195	23,58484	23,42519	23,8757	23,67218	23,4364
0	735,0796	4	32,60842	32,47577	32,26837	32,90052	32,64595	32,2878
0	928,5216	5	51,53744	51,36043	51,07214	52,01914	51,6745	51,1058
0	1083,2752	6	70,52307	70,30666	69,95139	71,16535	70,74135	69,9969
75,15	1276,7172	7	86,06325	88,5907	97,76029	42,0282	48,2695	93,8299
175,35	1160,652	8	56,81093	61,2519	79,6099	37,38349	18,57141	75,1438
275,55	967,21	9	30,08472	33,90114	55,26241	123,147	49,27526	56,7707
340,68	967,21	10	27,24266	30,8484	55,9538	206,9419	89,97985	62,1971
380,76	1005,8984	11	28,53281	32,25027	60,95908	263,8429	118,1599	70,132
375,75	1005,8984	12	28,68054	32,44245	60,88515	255,7915	113,9824	69,5684
380,76	1044,5868	13	31,18144	35,34632	65,61875	259,0399	114,5856	73,987
385,77	1102,6194	14	35,31492	40,12788	73,10233	260,0181	113,527	80,7137
385,77	1296,0614	15	52,93269	60,15069	101,4587	238,3465	98,36281	104,835
370,74	1296,0614	16	53,99135	61,22564	101,2855	216,1646	87,78678	103,425
335,67	1373,4382	17	65,81591	73,89901	113,9706	162,8439	62,77534	112,052
225,45	1605,5686	18	114,9714	123,7719	158,9093	62,47131	35,52987	149,352
15,03	1760,3222	19	194,053	194,5779	196,857	175,5252	179,8297	195,502
0	1857,0432	20	223,0813	222,6338	221,8833	224,6676	223,761	221,996
0	1934,42	21	244,24	243,7657	242,9696	245,9361	244,9717	243,089
0	1876,3874	22	228,261	227,8068	227,045	229,8744	228,9535	227,159
0	1508,8476	23	141,7859	141,4498	140,8902	142,9155	142,2451	140,971
0	1179,9962	24	84,19589	83,95451	83,55448	84,94274	84,46734	83,6076

Tabla apéndice A-2 Pérdidas en alimentador con central mini-hidro año 2015, conectada en tres puntos con dos niveles de penetración

CENTRAL MINI-HIDRO			Pérdidas con generación 500 [kW]			Pérdidas con generación 3000 [kW]		
GENERACIÓN	DEMANDA	HORA	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA
0	812,4564	1	18,28144	19,09126	41,74321	375,4924	185,2749	60,43655
0	638,3586	2	13,89216	12,6925	28,13321	404,4584	209,1963	50,64067
0	619,0144	3	13,59069	12,19648	26,84583	405,8311	210,8685	49,62957
0	735,0796	4	15,87943	15,79089	35,18476	387,1275	195,0569	55,5227
0	928,5216	5	23,24057	25,46018	53,10111	356,4827	170,2038	69,1208
0	1083,2752	6	32,57218	36,79194	71,17298	327,7314	149,2815	83,22133
75,15	1276,7172	7	48,39014	55,1666	98,94894	310,2293	134,4695	106,833
175,35	1160,652	8	38,44801	43,69417	81,5531	314,6666	140,0157	91,60625
275,55	967,21	9	25,25366	27,9394	57,32836	352,5364	166,6124	72,5837
340,68	967,21	10	25,25906	27,95202	57,31914	351,6119	166,1108	72,51489
380,76	1005,8984	11	27,46138	30,63491	61,75111	346,8552	162,1311	76,1137
375,75	1005,8984	12	27,46933	30,6496	61,74209	345,9383	161,6372	76,04607
380,76	1044,5868	13	29,87051	33,54452	66,38193	340,3623	157,293	79,78666
385,77	1102,6194	14	34,01349	38,50512	73,66439	321,5338	145,3913	85,02886
385,77	1296,0614	15	50,29053	57,34058	102,0292	306,9802	132,3118	109,3846
370,74	1296,0614	16	50,60294	57,68474	101,9487	297,6305	127,5964	108,7498
335,67	1373,4382	17	58,27446	66,42228	114,9846	298,5581	126,1956	120,4589
225,45	1605,5686	18	87,56106	99,20682	159,8026	272,9758	109,6357	159,2166
15,03	1760,3222	19	111,526	125,6724	194,8998	259,8393	102,1569	190,1495
0	1857,0432	20	128,5671	144,3558	219,0693	251,5058	98,20625	211,612
0	1934,42	21	143,3262	160,4616	239,6951	245,3569	95,73935	229,9928
0	1876,3874	22	132,0696	148,1985	224,1215	250,8174	97,90001	216,1493
0	1508,8476	23	74,41018	84,56575	140,023	282,726	115,7119	141,9818
0	1179,9962	24	39,82864	45,28743	84,37284	320,8829	142,6661	94,50124

Tabla apéndice A-3 Pérdidas en alimentador con central eólica año 2015, conectada en tres puntos con dos niveles de penetración

CENTRAL EÓLICA			Pérdidas con generación 500 [kW]			Pérdidas con generación 3000 [kW]		
GENERACIÓN	DEMANDA	HORA	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA	PMGD COLA	PMGD MEDIO	PMGD CABECERA
0	812,4564	1	22,54141	25,14633	38,92374	70,95665	27,59985	39,18648
0	638,3586	2	13,43608	14,97531	24,88856	77,88099	32,73784	26,82985
0	619,0144	3	12,69171	14,12459	23,56102	76,97346	32,58865	25,58079
0	735,0796	4	18,5336	20,64569	32,11342	63,75742	25,14025	32,61896
0	928,5216	5	32,12507	35,36962	50,48164	51,32383	19,39242	48,79047
0	1083,2752	6	47,10956	51,23749	69,00979	43,12498	18,04607	65,50416
75,15	1276,7172	7	70,35332	75,66728	97,23462	41,05745	22,21674	91,62814
175,35	1160,652	8	56,47731	60,96691	79,60912	38,64197	18,68996	75,17454
275,55	967,21	9	36,82999	40,14642	54,74425	39,31772	15,78762	52,20454
340,68	967,21	10	36,42275	39,789	54,75429	42,08364	16,56549	52,32287
380,76	1005,8984	11	39,12326	42,81788	59,30251	47,00479	18,29753	56,71316
375,75	1005,8984	12	38,304	42,09145	59,33004	53,39159	20,31959	57,00577
380,76	1044,5868	13	41,09751	45,2308	64,09639	58,98483	22,34941	61,62269
385,77	1102,6194	14	45,51557	50,19874	71,66749	67,91541	25,62705	68,94574
385,77	1296,0614	15	66,5844	72,91073	100,3954	69,3515	27,6807	95,3987
370,74	1296,0614	16	65,51459	71,96955	100,4184	76,32501	29,70902	95,68862
335,67	1373,4382	17	74,41579	81,70506	113,5557	82,20356	32,37583	107,9864
225,45	1605,5686	18	106,9434	116,8884	158,8746	92,54251	39,33005	150,0081
15,03	1760,3222	19	136,7922	148,194	194,2812	85,15858	43,26057	182,5662
0	1857,0432	20	158,5501	170,7283	218,6954	81,45836	48,57756	205,2464
0	1934,42	21	177,8704	190,5629	239,5552	80,01922	55,19271	224,8268
0	1876,3874	22	166,9606	178,6783	223,8805	74,25429	52,09356	210,2061
0	1508,8476	23	98,22215	106,2273	138,8842	62,64798	31,37851	130,7323
0	1179,9962	24	54,7639	59,91248	82,43502	58,46399	23,21349	78,44504

B Simulación para cortocircuito

Este apéndice contiene los códigos DPL que se utilizaron para obtener todas las corrientes de cortocircuito en cada uno de los escenarios propuestos y la razón R/X utilizadas para el cálculo de la corriente continua y de la asimétrica. Además se adjuntan las tablas con todos los resultados obtenidos con los códigos DPL.

El primer código DPL corresponde al utilizado para obtener las distintas corrientes cuando el PMGD mini-hidro con generador sincrónico es instalado en la cola del alimentador. Para los otros casos de estudio, donde probamos el PMGD en cabecera o al medio de la línea, se utilizó un código DPL similar, cambiando algunas pequeñas características tanto de medición como de aplicación de los eventos.

El segundo código DPL corresponde al utilizado para calcular la razón R/X y las potencias en cada punto de monitoreo.

Al final de este apéndice se entregan todos los resultados de todas las mediciones realizaras para el año 2015, con generación de 3000 [kW] y 500 [kW] (impacto significativo e impacto no significativo) y para todos los escenarios propuestos (PMGD en cola, medio y cabecera). Todas estas pruebas fueron realizadas con un generador sincrónico.

```
int i0,i1,i2,i3;
double f1,f2,f3,f4,f5,f6,f7,f8,f9,f10,f11,f12,f13,f14,f15;
string st0,st1,st2,st3,st4,st5,st6,st7,st8,st9,st10,st11,
       st12,st13,st14,st15,st16,st17,st18,st19;

object O;
set S;

ClearOutput();

!     ---------------------- falla 3 fase ----------------------

st1='Ikss A';
st2='Ikss B';
st3='Ikss C';
st4='ip A';
st5='ip B';
st6='ip C';
st7='Ib A';
st8='Ib B';
st9='Ib C';
st10='Ith A';
st11='Ith B';
st12='Ith C';
st13='Ik A';
st14='Ik B';
st15='Ik C';

COCI_3F.Resize(1,15);
COCI_3F.ColLbl(st1,1);
COCI_3F.ColLbl(st2,2);
COCI_3F.ColLbl(st3,3);
COCI_3F.ColLbl(st4,4);
COCI_3F.ColLbl(st5,5);
COCI_3F.ColLbl(st6,6);
COCI_3F.ColLbl(st7,7);
COCI_3F.ColLbl(st8,8);
COCI_3F.ColLbl(st9,9);
COCI_3F.ColLbl(st10,10);
COCI_3F.ColLbl(st11,11);
COCI_3F.ColLbl(st12,12);
COCI_3F.ColLbl(st13,13);
COCI_3F.ColLbl(st14,14);
COCI_3F.ColLbl(st15,15);

S = AllRelevant();
O = S.Firstmatch('ElmTerm');
while (O) {
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra00000016';          !NODO DE MEDICION 1
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_3PHASE:shcobj=0;

        i0+=1;
        F_3PHASE.Execute();       !COCI 3-F
        f1=O:m:Ikss:A;
        f2=O:m:Ikss:B;
        f3=O:m:Ikss:C;
        f4=O:m:ip:A;
        f5=O:m:ip:B;
        f6=O:m:ip:C;
        f7=O:m:Ib:A;
        f8=O:m:Ib:B;
        f9=O:m:Ib:C;
        f10=O:m:Ith:A;
        f11=O:m:Ith:B;
        f12=O:m:Ith:C;
        f13=O:m:Ik:A;
        f14=O:m:Ik:B;
        f15=O:m:Ik:C;

        COCI_3F.Resize(i0,15);
        COCI_3F.Set(i0,1,f1);
        COCI_3F.Set(i0,2,f2);
        COCI_3F.Set(i0,3,f3);
        COCI_3F.Set(i0,4,f4);
        COCI_3F.Set(i0,5,f5);
        COCI_3F.Set(i0,6,f6);
        COCI_3F.Set(i0,7,f7);
        COCI_3F.Set(i0,8,f8);
        COCI_3F.Set(i0,9,f9);
        COCI_3F.Set(i0,10,f10);
        COCI_3F.Set(i0,11,f11);
        COCI_3F.Set(i0,12,f12);
        COCI_3F.Set(i0,13,f13);
        COCI_3F.Set(i0,14,f14);
        COCI_3F.Set(i0,15,f15);

        COCI_3F.RowLbl(st2,i0);
    }

!-----

    st1=O:loc_name;
    st2='Barra00000884';          !NODO DE MEDICION 2
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_3PHASE:shcobj=0;

        i0+=1;
        F_3PHASE.Execute();       !COCI 3-F

        f1=O:m:Ikss:A;
        f2=O:m:Ikss:B;
        f3=O:m:Ikss:C;
        f4=O:m:ip:A;
        f5=O:m:ip:B;
        f6=O:m:ip:C;
        f7=O:m:Ib:A;
        f8=O:m:Ib:B;
        f9=O:m:Ib:C;
        f10=O:m:Ith:A;
        f11=O:m:Ith:B;
        f12=O:m:Ith:C;
        f13=O:m:Ik:A;
        f14=O:m:Ik:B;
        f15=O:m:Ik:C;

        COCI_3F.Resize(i0,15);
        COCI_3F.Set(i0,1,f1);
        COCI_3F.Set(i0,2,f2);
        COCI_3F.Set(i0,3,f3);
        COCI_3F.Set(i0,4,f4);
        COCI_3F.Set(i0,5,f5);
        COCI_3F.Set(i0,6,f6);
        COCI_3F.Set(i0,7,f7);
        COCI_3F.Set(i0,8,f8);
        COCI_3F.Set(i0,9,f9);
        COCI_3F.Set(i0,10,f10);
        COCI_3F.Set(i0,11,f11);
        COCI_3F.Set(i0,12,f12);
        COCI_3F.Set(i0,13,f13);
        COCI_3F.Set(i0,14,f14);
        COCI_3F.Set(i0,15,f15);

        COCI_3F.RowLbl(st2,i0);
    }

!-----
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra00002419';          !NODO DE MEDICION 3
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_3PHASE:shcobj=0;

        i0+=1;
        F_3PHASE.Execute();       !COCI 3-F

        f1=O:m:Ikss:A;
        f2=O:m:Ikss:B;
        f3=O:m:Ikss:C;
        f4=O:m:ip:A;
        f5=O:m:ip:B;
        f6=O:m:ip:C;
        f7=O:m:Ib:A;
        f8=O:m:Ib:B;
        f9=O:m:Ib:C;
        f10=O:m:Ith:A;
        f11=O:m:Ith:B;
        f12=O:m:Ith:C;
        f13=O:m:Ik:A;
        f14=O:m:Ik:B;
        f15=O:m:Ik:C;

        COCI_3F.Resize(i0,15);
        COCI_3F.Set(i0,1,f1);
        COCI_3F.Set(i0,2,f2);
        COCI_3F.Set(i0,3,f3);
        COCI_3F.Set(i0,4,f4);
        COCI_3F.Set(i0,5,f5);
        COCI_3F.Set(i0,6,f6);
        COCI_3F.Set(i0,7,f7);
        COCI_3F.Set(i0,8,f8);
        COCI_3F.Set(i0,9,f9);
        COCI_3F.Set(i0,10,f10);
        COCI_3F.Set(i0,11,f11);
        COCI_3F.Set(i0,12,f12);
        COCI_3F.Set(i0,13,f13);
        COCI_3F.Set(i0,14,f14);
        COCI_3F.Set(i0,15,f15);

        COCI_3F.RowLbl(st2,i0);
    }

!-------------
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra00003289';          !NODO DE MEDICION 4
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_3PHASE:shcobj=0;

        i0+=1;
        F_3PHASE.Execute();       !COCI 3-F
        f1=O:m:Ikss:A;
        f2=O:m:Ikss:B;
        f3=O:m:Ikss:C;
```

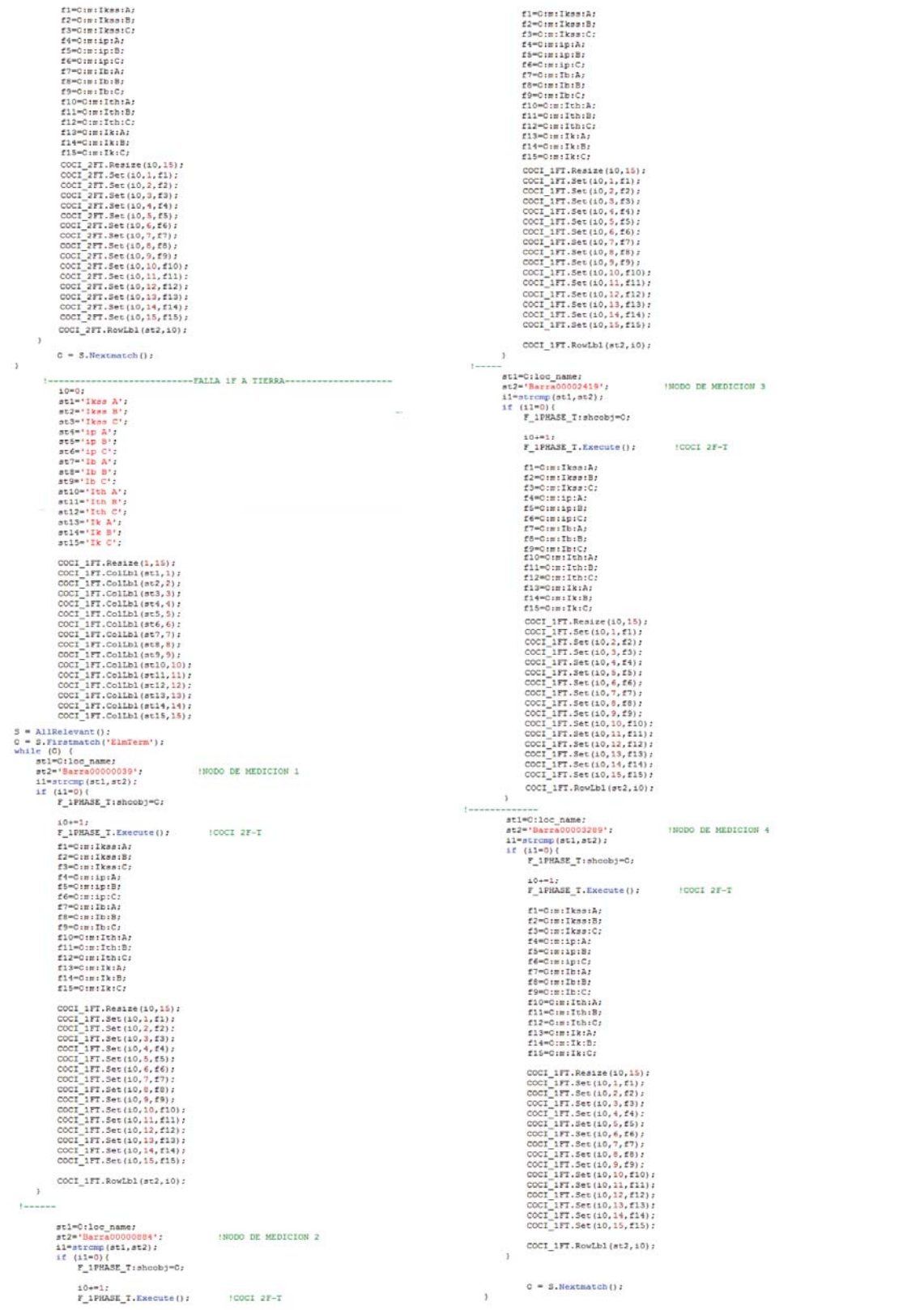
Figura apéndice B-1 Código DPL cálculo corrientes de cortocircuito PMGD cola PARTE 1

```
        f4=0:m:ip:A;
        f5=0:m:ip:B;
        f6=0:m:ip:C;
        f7=0:m:Ib:A;
        f8=0:m:Ib:B;
        f9=0:m:Ib:C;
        f10=0:m:Ith:A;
        f11=0:m:Ith:B;
        f12=0:m:Ith:C;
        f13=0:m:Ik:A;
        f14=0:m:Ik:B;
        f15=0:m:Ik:C;

        COCI_3F.Resize(i0,15);
        COCI_3F.Set(i0,1,f1);
        COCI_3F.Set(i0,2,f2);
        COCI_3F.Set(i0,3,f3);
        COCI_3F.Set(i0,4,f4);
        COCI_3F.Set(i0,5,f5);
        COCI_3F.Set(i0,6,f6);
        COCI_3F.Set(i0,7,f7);
        COCI_3F.Set(i0,8,f8);
        COCI_3F.Set(i0,9,f9);
        COCI_3F.Set(i0,10,f10);
        COCI_3F.Set(i0,11,f11);
        COCI_3F.Set(i0,12,f12);
        COCI_3F.Set(i0,13,f13);
        COCI_3F.Set(i0,14,f14);
        COCI_3F.Set(i0,15,f15);

        COCI_3F.RowLbl(st2,i0);
    }

    O = S.Nextmatch();
}

!   ---------------------- falla 2 fase --------------

    i0=0;
    st1='Ikss A';
    st2='Ikss B';
    st3='Ikss C';
    st4='ip A';
    st5='ip B';
    st6='ip C';
    st7='Ib A';
    st8='Ib B';
    st9='Ib C';
    st10='Ith A';
    st11='Ith B';
    st12='Ith C';
    st13='Ik A';
    st14='Ik B';
    st15='Ik C';
    COCI_2F.Resize(1,15);
    COCI_2F.ColLbl(st1,1);
    COCI_2F.ColLbl(st2,2);
    COCI_2F.ColLbl(st3,3);
    COCI_2F.ColLbl(st4,4);
    COCI_2F.ColLbl(st5,5);
    COCI_2F.ColLbl(st6,6);
    COCI_2F.ColLbl(st7,7);
    COCI_2F.ColLbl(st8,8);
    COCI_2F.ColLbl(st9,9);
    COCI_2F.ColLbl(st10,10);
    COCI_2F.ColLbl(st11,11);
    COCI_2F.ColLbl(st12,12);
    COCI_2F.ColLbl(st13,13);
    COCI_2F.ColLbl(st14,14);
    COCI_2F.ColLbl(st15,15);

    S = AllRelevant();
    O = S.Firstmatch('ElmTerm');
    while (O) {
        st1=O:loc_name;
        st2='Barra00000016';   !NODO DE MEDICION 1 ; FALLA 2f
        i1=strcmp(st1,st2);

if (i1=0){
    F_2PHASE:shcobj=O;

    i0+=1;
    F_2PHASE.Execute();       !COCI 2F

    f1=O:m:Ikss:A;
    f2=O:m:Ikss:B;
    f3=O:m:Ikss:C;
    f4=O:m:ip:A;
    f5=O:m:ip:B;
    f6=O:m:ip:C;
    f7=O:m:Ib:A;
    f8=O:m:Ib:B;
    f9=O:m:Ib:C;
    f10=O:m:Ith:A;
    f11=O:m:Ith:B;
    f12=O:m:Ith:C;
    f13=O:m:Ik:A;
    f14=O:m:Ik:B;
    f15=O:m:Ik:C;

    COCI_2F.Resize(i0,15);
    COCI_2F.Set(i0,1,f1);
    COCI_2F.Set(i0,2,f2);
    COCI_2F.Set(i0,3,f3);
    COCI_2F.Set(i0,4,f4);
    COCI_2F.Set(i0,5,f5);
    COCI_2F.Set(i0,6,f6);
    COCI_2F.Set(i0,7,f7);
    COCI_2F.Set(i0,8,f8);
    COCI_2F.Set(i0,9,f9);
    COCI_2F.Set(i0,10,f10);
    COCI_2F.Set(i0,11,f11);
    COCI_2F.Set(i0,12,f12);
    COCI_2F.Set(i0,13,f13);
    COCI_2F.Set(i0,14,f14);
    COCI_2F.Set(i0,15,f15);

    COCI_2F.RowLbl(st2,i0);
}

!------

    st1=O:loc_name;
    st2='Barra00000884';          !NODO DE MEDICION
    i1=strcmp(st1,st2);                                   2
    if (i1=0){
        F_2PHASE:shcobj=O;

        i0+=1;
        F_2PHASE.Execute();       !COCI 2F

        f1=O:m:Ikss:A;
        f2=O:m:Ikss:B;
        f3=O:m:Ikss:C;
        f4=O:m:ip:A;
        f5=O:m:ip:B;
        f6=O:m:ip:C;
        f7=O:m:Ib:A;
        f8=O:m:Ib:B;
        f9=O:m:Ib:C;
        f10=O:m:Ith:A;
        f11=O:m:Ith:B;
        f12=O:m:Ith:C;
        f13=O:m:Ik:A;
        f14=O:m:Ik:B;
        f15=O:m:Ik:C;

        COCI_2F.Resize(i0,15);
        COCI_2F.Set(i0,1,f1);
        COCI_2F.Set(i0,2,f2);
        COCI_2F.Set(i0,3,f3);
        COCI_2F.Set(i0,4,f4);
        COCI_2F.Set(i0,5,f5);
        COCI_2F.Set(i0,6,f6);
        COCI_2F.Set(i0,7,f7);
        COCI_2F.Set(i0,8,f8);
        COCI_2F.Set(i0,9,f9);
        COCI_2F.Set(i0,10,f10);
        COCI_2F.Set(i0,11,f11);
        COCI_2F.Set(i0,12,f12);
        COCI_2F.Set(i0,13,f13);
        COCI_2F.Set(i0,14,f14);
        COCI_2F.Set(i0,15,f15);

        COCI_2F.RowLbl(st2,i0);
    }

!-----
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra00002419';          !NODO DE MEDICION 3
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_2PHASE:shcobj=O;

        i0+=1;
        F_2PHASE.Execute();       !COCI 2-F

        f1=O:m:Ikss:A;
        f2=O:m:Ikss:B;
        f3=O:m:Ikss:C;
        f4=O:m:ip:A;
        f5=O:m:ip:B;
        f6=O:m:ip:C;
        f7=O:m:Ib:A;
        f8=O:m:Ib:B;
        f9=O:m:Ib:C;
        f10=O:m:Ith:A;
        f11=O:m:Ith:B;
        f12=O:m:Ith:C;
        f13=O:m:Ik:A;
        f14=O:m:Ik:B;
        f15=O:m:Ik:C;
        COCI_2F.Resize(i0,15);
        COCI_2F.Set(i0,1,f1);
        COCI_2F.Set(i0,2,f2);
        COCI_2F.Set(i0,3,f3);
        COCI_2F.Set(i0,4,f4);
        COCI_2F.Set(i0,5,f5);
        COCI_2F.Set(i0,6,f6);
        COCI_2F.Set(i0,7,f7);
        COCI_2F.Set(i0,8,f8);
        COCI_2F.Set(i0,9,f9);
        COCI_2F.Set(i0,10,f10);
        COCI_2F.Set(i0,11,f11);
        COCI_2F.Set(i0,12,f12);
        COCI_2F.Set(i0,13,f13);
        COCI_2F.Set(i0,14,f14);
        COCI_2F.Set(i0,15,f15);

        COCI_2F.RowLbl(st2,i0);
    }
!-------------
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra00003289';          !NODO DE MEDICION 4
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_2PHASE:shcobj=O;
```

Figura apéndice B-2 Código DPL cálculo corrientes de cortocircuito PMGD cola PARTE 2

```
        i0+=1;
        F_2PHASE.Execute();       !COCI 2-F

        f1=O:m:Ikss:A;
        f2=O:m:Ikss:B;
        f3=O:m:Ikss:C;
        f4=O:m:ip:A;
        f5=O:m:ip:B;
        f6=O:m:ip:C;
        f7=O:m:Ib:A;
        f8=O:m:Ib:B;
        f9=O:m:Ib:C;
        f10=O:m:Ith:A;
        f11=O:m:Ith:B;
        f12=O:m:Ith:C;
        f13=O:m:Ik:A;
        f14=O:m:Ik:B;
        f15=O:m:Ik:C;

        COCI_2F.Resize(i0,15);
        COCI_2F.Set(i0,1,f1);
        COCI_2F.Set(i0,2,f2);
        COCI_2F.Set(i0,3,f3);
        COCI_2F.Set(i0,4,f4);
        COCI_2F.Set(i0,5,f5);
        COCI_2F.Set(i0,6,f6);
        COCI_2F.Set(i0,7,f7);
        COCI_2F.Set(i0,8,f8);
        COCI_2F.Set(i0,9,f9);
        COCI_2F.Set(i0,10,f10);
        COCI_2F.Set(i0,11,f11);
        COCI_2F.Set(i0,12,f12);
        COCI_2F.Set(i0,13,f13);
        COCI_2F.Set(i0,14,f14);
        COCI_2F.Set(i0,15,f15);

        COCI_2F.RowLbl(st2,i0);
    }
        O = S.Nextmatch();
}
    !-------------------------FALLA 2F A TIERRA-----------
        i0=0;
        st1='Ikss A';
        st2='Ikss B';
        st3='Ikss C';
        st4='ip A';
        st5='ip B';
        st6='ip C';
        st7='Ib A';
        st8='Ib B';
        st9='Ib C';
        st10='Ith A';
        st11='Ith B';
        st12='Ith C';
        st13='Ik A';
        st14='Ik B';
        st15='Ik C';

        COCI_2FT.Resize(1,15);
        COCI_2FT.ColLbl(st1,1);
        COCI_2FT.ColLbl(st2,2);
        COCI_2FT.ColLbl(st3,3);
        COCI_2FT.ColLbl(st4,4);
        COCI_2FT.ColLbl(st5,5);
        COCI_2FT.ColLbl(st6,6);
        COCI_2FT.ColLbl(st7,7);
        COCI_2FT.ColLbl(st8,8);
        COCI_2FT.ColLbl(st9,9);
        COCI_2FT.ColLbl(st10,10);
        COCI_2FT.ColLbl(st11,11);
        COCI_2FT.ColLbl(st12,12);
        COCI_2FT.ColLbl(st13,13);
        COCI_2FT.ColLbl(st14,14);
        COCI_2FT.ColLbl(st15,15);

    S = AllRelevant();
    O = S.Firstmatch('ElmTerm');
    while (O) {
        st1=O:loc_name;
        st2='Barra00000016';          !NODO DE MEDICION 1
        i1=strcmp(st1,st2);

   if (i1=0){
        F_2PHASE_T:shcobj=O;

        i0+=1;
        F_2PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

        f1=O:m:Ikss:A;
        f2=O:m:Ikss:B;
        f3=O:m:Ikss:C;
        f4=O:m:ip:A;
        f5=O:m:ip:B;
        f6=O:m:ip:C;
        f7=O:m:Ib:A;
        f8=O:m:Ib:B;
        f9=O:m:Ib:C;
        f10=O:m:Ith:A;
        f11=O:m:Ith:B;
        f12=O:m:Ith:C;
        f13=O:m:Ik:A;
        f14=O:m:Ik:B;
        f15=O:m:Ik:C;

        COCI_2FT.Resize(i0,15);
        COCI_2FT.Set(i0,1,f1);
        COCI_2FT.Set(i0,2,f2);
        COCI_2FT.Set(i0,3,f3);
        COCI_2FT.Set(i0,4,f4);
        COCI_2FT.Set(i0,5,f5);
        COCI_2FT.Set(i0,6,f6);
        COCI_2FT.Set(i0,7,f7);
        COCI_2FT.Set(i0,8,f8);
        COCI_2FT.Set(i0,9,f9);
        COCI_2FT.Set(i0,10,f10);
        COCI_2FT.Set(i0,11,f11);
        COCI_2FT.Set(i0,12,f12);
        COCI_2FT.Set(i0,13,f13);
        COCI_2FT.Set(i0,14,f14);
        COCI_2FT.Set(i0,15,f15);
        COCI_2FT.RowLbl(st2,i0);
    }
!-----
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra00000884';          !NODO DE MEDICION 2
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_2PHASE_T:shcobj=O;
        i0+=1;
        F_2PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

        f1=O:m:Ikss:A;
        f2=O:m:Ikss:B;
        f3=O:m:Ikss:C;
        f4=O:m:ip:A;
        f5=O:m:ip:B;
        f6=O:m:ip:C;
        f7=O:m:Ib:A;
        f8=O:m:Ib:B;
        f9=O:m:Ib:C;
        f10=O:m:Ith:A;
        f11=O:m:Ith:B;
        f12=O:m:Ith:C;
        f13=O:m:Ik:A;
        f14=O:m:Ik:B;
        f15=O:m:Ik:C;

        COCI_2FT.Resize(i0,15);
        COCI_2FT.Set(i0,1,f1);
        COCI_2FT.Set(i0,2,f2);
        COCI_2FT.Set(i0,3,f3);
        COCI_2FT.Set(i0,4,f4);
        COCI_2FT.Set(i0,5,f5);
        COCI_2FT.Set(i0,6,f6);
        COCI_2FT.Set(i0,7,f7);
        COCI_2FT.Set(i0,8,f8);
        COCI_2FT.Set(i0,9,f9);
        COCI_2FT.Set(i0,10,f10);
        COCI_2FT.Set(i0,11,f11);
        COCI_2FT.Set(i0,12,f12);
        COCI_2FT.Set(i0,13,f13);
        COCI_2FT.Set(i0,14,f14);
        COCI 2FT.Set(i0,15,f15);
        COCI_2FT.RowLbl(st2,i0);
    }
!-----
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra00002419';          !NODO DE MEDICION 3
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_2PHASE_T:shcobj=O;

        i0+=1;
        F_2PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T
        f1=O:m:Ikss:A;
        f2=O:m:Ikss:B;
        f3=O:m:Ikss:C;
        f4=O:m:ip:A;
        f5=O:m:ip:B;
        f6=O:m:ip:C;
        f7=O:m:Ib:A;
        f8=O:m:Ib:B;
        f9=O:m:Ib:C;
        f10=O:m:Ith:A;
        f11=O:m:Ith:B;
        f12=O:m:Ith:C;
        f13=O:m:Ik:A;
        f14=O:m:Ik:B;
        f15=O:m:Ik:C;

        COCI_2FT.Resize(i0,15);
        COCI_2FT.Set(i0,1,f1);
        COCI_2FT.Set(i0,2,f2);
        COCI_2FT.Set(i0,3,f3);
        COCI_2FT.Set(i0,4,f4);
        COCI_2FT.Set(i0,5,f5);
        COCI_2FT.Set(i0,6,f6);
        COCI_2FT.Set(i0,7,f7);
        COCI_2FT.Set(i0,8,f8);
        COCI_2FT.Set(i0,9,f9);
        COCI_2FT.Set(i0,10,f10);
        COCI_2FT.Set(i0,11,f11);
        COCI_2FT.Set(i0,12,f12);
        COCI_2FT.Set(i0,13,f13);
        COCI_2FT.Set(i0,14,f14);
        COCI_2FT.Set(i0,15,f15);
        COCI_2FT.RowLbl(st2,i0);
    }
!-------------
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra00003289';          !NODO DE MEDICION 4
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_2PHASE_T:shcobj=O;

        i0+=1;
        F_2PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T
```

Figura apéndice B-3 Código DPL cálculo corrientes de cortocircuito PMGD cola PARTE 3



```
        f1=C:m:Ikss:A;
        f2=C:m:Ikss:B;
        f3=C:m:Ikss:C;
        f4=C:m:ip:A;
        f5=C:m:ip:B;
        f6=C:m:ip:C;
        f7=C:m:Ib:A;
        f8=C:m:Ib:B;
        f9=C:m:Ib:C;
        f10=C:m:Ith:A;
        f11=C:m:Ith:B;
        f12=C:m:Ith:C;
        f13=C:m:Ik:A;
        f14=C:m:Ik:B;
        f15=C:m:Ik:C;
        COCI_2FT.Resize(i0,15);
        COCI_2FT.Set(i0,1,f1);
        COCI_2FT.Set(i0,2,f2);
        COCI_2FT.Set(i0,3,f3);
        COCI_2FT.Set(i0,4,f4);
        COCI_2FT.Set(i0,5,f5);
        COCI_2FT.Set(i0,6,f6);
        COCI_2FT.Set(i0,7,f7);
        COCI_2FT.Set(i0,8,f8);
        COCI_2FT.Set(i0,9,f9);
        COCI_2FT.Set(i0,10,f10);
        COCI_2FT.Set(i0,11,f11);
        COCI_2FT.Set(i0,12,f12);
        COCI_2FT.Set(i0,13,f13);
        COCI_2FT.Set(i0,14,f14);
        COCI_2FT.Set(i0,15,f15);
        COCI_2FT.RowLbl(st2,i0);
    }
        C = S.Nextmatch();
}

    !-------------------------FALLA 1F A TIERRA--------------------
        i0=0;
        st1='Ikss A';
        st2='Ikss B';
        st3='Ikss C';
        st4='ip A';
        st5='ip B';
        st6='ip C';
        st7='Ib A';
        st8='Ib B';
        st9='Ib C';
        st10='Ith A';
        st11='Ith B';
        st12='Ith C';
        st13='Ik A';
        st14='Ik B';
        st15='Ik C';

        COCI_1FT.Resize(1,15);
        COCI_1FT.ColLbl(st1,1);
        COCI_1FT.ColLbl(st2,2);
        COCI_1FT.ColLbl(st3,3);
        COCI_1FT.ColLbl(st4,4);
        COCI_1FT.ColLbl(st5,5);
        COCI_1FT.ColLbl(st6,6);
        COCI_1FT.ColLbl(st7,7);
        COCI_1FT.ColLbl(st8,8);
        COCI_1FT.ColLbl(st9,9);
        COCI_1FT.ColLbl(st10,10);
        COCI_1FT.ColLbl(st11,11);
        COCI_1FT.ColLbl(st12,12);
        COCI_1FT.ColLbl(st13,13);
        COCI_1FT.ColLbl(st14,14);
        COCI_1FT.ColLbl(st15,15);

S = AllRelevant();
O = S.Firstmatch('ElmTerm');
while (O) {
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra000000039';          !NODO DE MEDICION 1
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_1PHASE_T:shcobj=O;

        i0+=1;
        F_1PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

        f1=C:m:Ikss:A;
        f2=C:m:Ikss:B;
        f3=C:m:Ikss:C;
        f4=C:m:ip:A;
        f5=C:m:ip:B;
        f6=C:m:ip:C;
        f7=C:m:Ib:A;
        f8=C:m:Ib:B;
        f9=C:m:Ib:C;
        f10=C:m:Ith:A;
        f11=C:m:Ith:B;
        f12=C:m:Ith:C;
        f13=C:m:Ik:A;
        f14=C:m:Ik:B;
        f15=C:m:Ik:C;

        COCI_1FT.Resize(i0,15);
        COCI_1FT.Set(i0,1,f1);
        COCI_1FT.Set(i0,2,f2);
        COCI_1FT.Set(i0,3,f3);
        COCI_1FT.Set(i0,4,f4);
        COCI_1FT.Set(i0,5,f5);
        COCI_1FT.Set(i0,6,f6);
        COCI_1FT.Set(i0,7,f7);
        COCI_1FT.Set(i0,8,f8);
        COCI_1FT.Set(i0,9,f9);
        COCI_1FT.Set(i0,10,f10);
        COCI_1FT.Set(i0,11,f11);
        COCI_1FT.Set(i0,12,f12);
        COCI_1FT.Set(i0,13,f13);
        COCI_1FT.Set(i0,14,f14);
        COCI_1FT.Set(i0,15,f15);

        COCI_1FT.RowLbl(st2,i0);
    }
 !------

        st1=O:loc_name;
        st2='Barra000000884';          !NODO DE MEDICION 2
        i1=strcmp(st1,st2);
        if (i1=0){
            F_1PHASE_T:shcobj=O;

            i0+=1;
            F_1PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

        f1=C:m:Ikss:A;
        f2=C:m:Ikss:B;
        f3=C:m:Ikss:C;
        f4=C:m:ip:A;
        f5=C:m:ip:B;
        f6=C:m:ip:C;
        f7=C:m:Ib:A;
        f8=C:m:Ib:B;
        f9=C:m:Ib:C;
        f10=C:m:Ith:A;
        f11=C:m:Ith:B;
        f12=C:m:Ith:C;
        f13=C:m:Ik:A;
        f14=C:m:Ik:B;
        f15=C:m:Ik:C;

        COCI_1FT.Resize(i0,15);
        COCI_1FT.Set(i0,1,f1);
        COCI_1FT.Set(i0,2,f2);
        COCI_1FT.Set(i0,3,f3);
        COCI_1FT.Set(i0,4,f4);
        COCI_1FT.Set(i0,5,f5);
        COCI_1FT.Set(i0,6,f6);
        COCI_1FT.Set(i0,7,f7);
        COCI_1FT.Set(i0,8,f8);
        COCI_1FT.Set(i0,9,f9);
        COCI_1FT.Set(i0,10,f10);
        COCI_1FT.Set(i0,11,f11);
        COCI_1FT.Set(i0,12,f12);
        COCI_1FT.Set(i0,13,f13);
        COCI_1FT.Set(i0,14,f14);
        COCI_1FT.Set(i0,15,f15);

        COCI_1FT.RowLbl(st2,i0);
    }
!-----
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra000002419';          !NODO DE MEDICION 3
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_1PHASE_T:shcobj=O;

        i0+=1;
        F_1PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

        f1=C:m:Ikss:A;
        f2=C:m:Ikss:B;
        f3=C:m:Ikss:C;
        f4=C:m:ip:A;
        f5=C:m:ip:B;
        f6=C:m:ip:C;
        f7=C:m:Ib:A;
        f8=C:m:Ib:B;
        f9=C:m:Ib:C;
        f10=C:m:Ith:A;
        f11=C:m:Ith:B;
        f12=C:m:Ith:C;
        f13=C:m:Ik:A;
        f14=C:m:Ik:B;
        f15=C:m:Ik:C;

        COCI_1FT.Resize(i0,15);
        COCI_1FT.Set(i0,1,f1);
        COCI_1FT.Set(i0,2,f2);
        COCI_1FT.Set(i0,3,f3);
        COCI_1FT.Set(i0,4,f4);
        COCI_1FT.Set(i0,5,f5);
        COCI_1FT.Set(i0,6,f6);
        COCI_1FT.Set(i0,7,f7);
        COCI_1FT.Set(i0,8,f8);
        COCI_1FT.Set(i0,9,f9);
        COCI_1FT.Set(i0,10,f10);
        COCI_1FT.Set(i0,11,f11);
        COCI_1FT.Set(i0,12,f12);
        COCI_1FT.Set(i0,13,f13);
        COCI_1FT.Set(i0,14,f14);
        COCI_1FT.Set(i0,15,f15);

        COCI_1FT.RowLbl(st2,i0);
    }
!------------
    st1=O:loc_name;
    st2='Barra000003289';          !NODO DE MEDICION 4
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_1PHASE_T:shcobj=O;

        i0+=1;
        F_1PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

        f1=C:m:Ikss:A;
        f2=C:m:Ikss:B;
        f3=C:m:Ikss:C;
        f4=C:m:ip:A;
        f5=C:m:ip:B;
        f6=C:m:ip:C;
        f7=C:m:Ib:A;
        f8=C:m:Ib:B;
        f9=C:m:Ib:C;
        f10=C:m:Ith:A;
        f11=C:m:Ith:B;
        f12=C:m:Ith:C;
        f13=C:m:Ik:A;
        f14=C:m:Ik:B;
        f15=C:m:Ik:C;

        COCI_1FT.Resize(i0,15);
        COCI_1FT.Set(i0,1,f1);
        COCI_1FT.Set(i0,2,f2);
        COCI_1FT.Set(i0,3,f3);
        COCI_1FT.Set(i0,4,f4);
        COCI_1FT.Set(i0,5,f5);
        COCI_1FT.Set(i0,6,f6);
        COCI_1FT.Set(i0,7,f7);
        COCI_1FT.Set(i0,8,f8);
        COCI_1FT.Set(i0,9,f9);
        COCI_1FT.Set(i0,10,f10);
        COCI_1FT.Set(i0,11,f11);
        COCI_1FT.Set(i0,12,f12);
        COCI_1FT.Set(i0,13,f13);
        COCI_1FT.Set(i0,14,f14);
        COCI_1FT.Set(i0,15,f15);

        COCI_1FT.RowLbl(st2,i0);
    }

        O = S.Nextmatch();
}
```

Figura apéndice B-4 Código DPL cálculo corrientes de cortocircuito PMGD cola PARTE 4

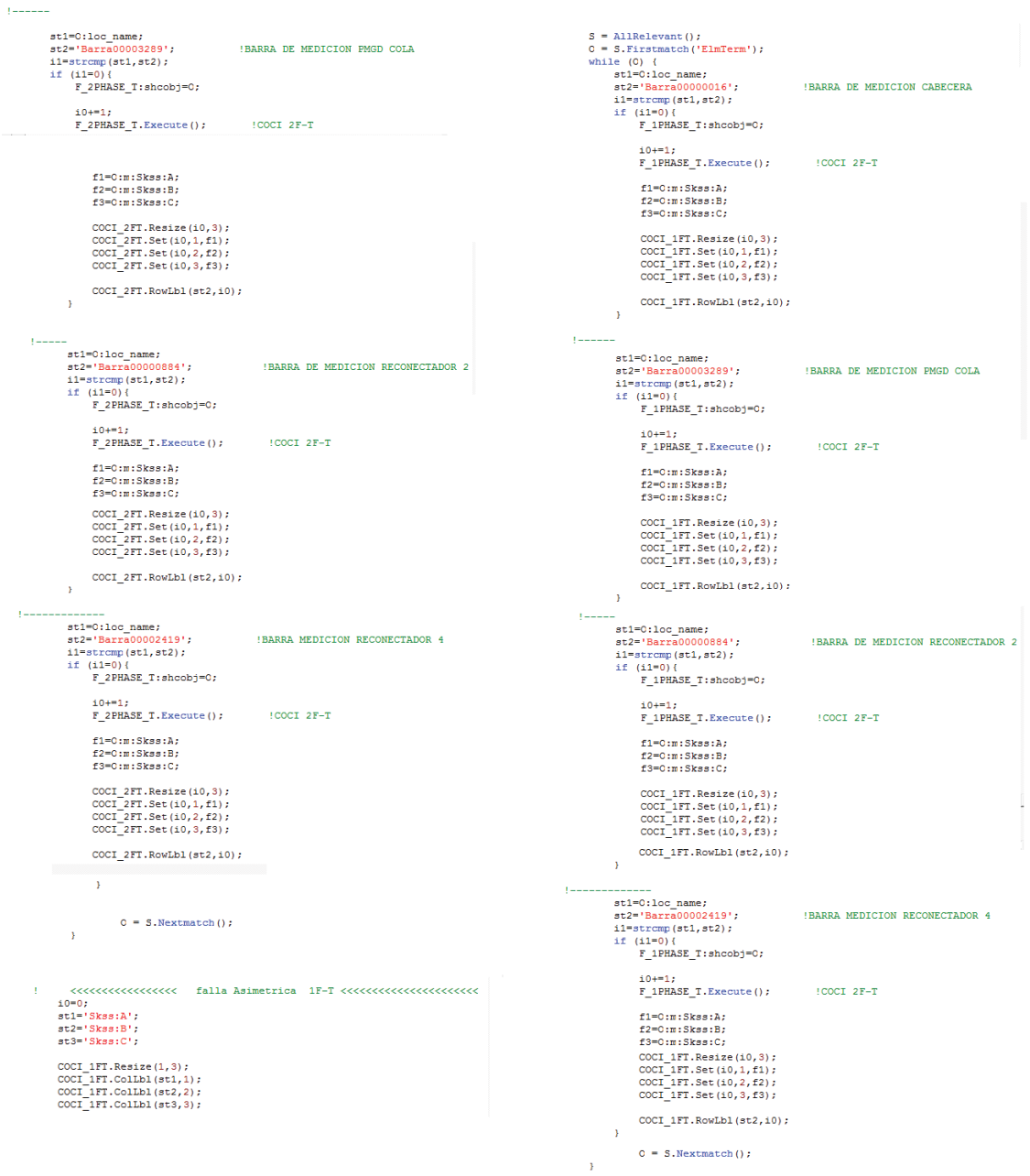
```
    int i0,i1,i2,i3;
    double f1,f2,f3,f4,f5,f6,f7,f8,f9,f10,f11,f12,f13,f14,f15;
    string st0,st1,st2,st3,st4,st5,st6,st7,st8,st9,st10,st11,st12,
           st13,st14,st15,st16,st17,st18,st19;
    object O;
    set S;
    ClearOutput();

    !     <<<<<<<<<<<<<<<<<   falla simetrica  3F <<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<

    st1='Skss';
    st2='XtoR';

    COCI_3F.Resize(1,2);
    COCI_3F.ColLbl(st1,1);
    COCI_3F.ColLbl(st2,2);

    S = AllRelevant();
    O = S.Firstmatch('ElmTerm');
    while (O) {

        st1=O:loc_name;
        st2='Barra00000016';          !BARRA DE MEDICION CABECERA
        i1=strcmp(st1,st2);
        if (i1=0){
            F_3PHASE:shcobj=O;

            i0+=1;
            F_3PHASE.Execute();       !CORTOCIRCUITO TRIFASICO

            f1=O:m:Skss;
            f2=O:m:XtoR;

            COCI_3F.Resize(i0,2);
            COCI_3F.Set(i0,1,f1);
            COCI_3F.Set(i0,2,f2);

            COCI_3F.RowLbl(st2,i0);
        }

    !<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<

        st1=O:loc_name;
        st2='Barra00003289';          !BARRA DE MEDICION PMGD COLA
        i1=strcmp(st1,st2);
        if (i1=0){
            F_3PHASE:shcobj=O;

            i0+=1;
            F_3PHASE.Execute();       !CORTOCIRCUITO TRIFASICO

            f1=O:m:Skss;
            f2=O:m:XtoR;

            COCI_3F.Resize(i0,2);
            COCI_3F.Set(i0,1,f1);
            COCI_3F.Set(i0,2,f2);

            COCI_3F.RowLbl(st2,i0);
        }

!<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<

        st1=O:loc_name;
        st2='Barra00000884';          !BARRA DE MEDICION RECONECTADOR 2
        i1=strcmp(st1,st2);
        if (i1=0){
            F_3PHASE:shcobj=O;

            i0+=1;
            F_3PHASE.Execute();       !CORTOCIRCUITO TRIFASICO

            f1=O:m:Skss;
            f2=O:m:XtoR;

            COCI_3F.Resize(i0,2);
            COCI_3F.Set(i0,1,f1);
            COCI_3F.Set(i0,2,f2);

            COCI_3F.RowLbl(st2,i0);
        }

  !-------------
         st1=O:loc_name;
         st2='Barra00002419';          !BARRA MEDICION RECONECTADOR 4
         i1=strcmp(st1,st2);
         if (i1=0){
             F_3PHASE:shcobj=O;

             i0+=1;
             F_3PHASE.Execute();       !COCI 3-F

             f1=O:m:Skss;
             f2=O:m:XtoR;

             COCI_3F.Resize(i0,2);
             COCI_3F.Set(i0,1,f1);
             COCI_3F.Set(i0,2,f2);

             COCI_3F.RowLbl(st2,i0);
         }

         O = S.Nextmatch();
    }

!     <<<<<<<<<<<<<<<<<   falla Asimetrica  2F <<<<<<<<<<<<
    i0=0;
    st1='Z0';
    st2='phiz0';
    st3='Z1';
    st4='phiz1';
    st5='Z2';
    st6='phiz2';
    st7='R0';
    st8='R1';
    st9='R2';
    st10='X0';
    st11='X1';
    st12='X2';
    st13='Skss:A';
    st14='Skss:B';
    st15='Skss:C';

    COCI_2F.Resize(1,15);
    COCI_2F.ColLbl(st1,1);
    COCI_2F.ColLbl(st2,2);
    COCI_2F.ColLbl(st3,3);
    COCI_2F.ColLbl(st4,4);
    COCI_2F.ColLbl(st5,5);
    COCI_2F.ColLbl(st6,6);
    COCI_2F.ColLbl(st7,7);
    COCI_2F.ColLbl(st8,8);
    COCI_2F.ColLbl(st9,9);
    COCI_2F.ColLbl(st10,10);
    COCI_2F.ColLbl(st11,11);
    COCI_2F.ColLbl(st12,12);
    COCI_2F.ColLbl(st13,13);
    COCI_2F.ColLbl(st14,14);
    COCI_2F.ColLbl(ot15,15);

    S = AllRelevant();
    O = S.Firstmatch('ElmTerm');
    while (O) {
        st1=O:loc_name;
        st2='Barra00000016';          !BARRA DE MEDICION CABECERA
        i1=strcmp(st1,st2);
        if (i1=0){
            F_2PHASE:shcobj=O;

            i0+=1;
            F_2PHASE.Execute();       !COCI 2F

            f1=O:m:Z0;
            f2=O:m:phiz0;
            f3=O:m:Z1;
            f4=O:m:phiz1;
            f5=O:m:Z2;
            f6=O:m:phiz2;
            f7=O:m:R0;
            f8=O:m:R1;
            f9=O:m:R2;
            f10=O:m:X0;
            f11=O:m:X1;
            f12=O:m:X2;
            f13=O:m:Skss:A;
            f14=O:m:Skss:B;
            f15=O:m:Skss:C;

            COCI_2F.Resize(i0,15);
            COCI_2F.Set(i0,1,f1);
            COCI_2F.Set(i0,2,f2);
            COCI_2F.Set(i0,3,f3);
            COCI_2F.Set(i0,4,f4);
            COCI_2F.Set(i0,5,f5);
            COCI_2F.Set(i0,6,f6);
            COCI_2F.Set(i0,7,f7);
            COCI_2F.Set(i0,8,f8);
            COCI_2F.Set(i0,9,f9);
            COCI_2F.Set(i0,10,f10);
            COCI_2F.Set(i0,11,f11);
            COCI_2F.Set(i0,12,f12);
            COCI_2F.Set(i0,13,f13);
            COCI_2F.Set(i0,14,f14);
            COCI_2F.Set(i0,15,f15);

            COCI_2F.RowLbl(st2,i0);
```

Figura apéndice B-5 Código DPL cálculo factor R/X y potencias con PMGD cola, PARTE 1

```
!------
      st1=0:loc_name;
      st2='Barra00003289';          !BARRA DE MEDICION PMGD COLA
      i1=strcmp(st1,st2);
      if (i1=0){
          F_2PHASE:shcobj=0;

          i0+=1;
          F_2PHASE.Execute();       !COCI 2F

          f1=0:m:Z0;
          f2=0:m:phiz0;
          f3=0:m:Z1;
          f4=0:m:phiz1;
          f5=0:m:Z2;
          f6=0:m:phiz2;
          f7=0:m:R0;
          f8=0:m:R1;
          f9=0:m:R2;
          f10=0:m:X0;
          f11=0:m:X1;
          f12=0:m:X2;
          f13=0:m:Skss:A;
          f14=0:m:Skss:B;
          f15=0:m:Skss:C;

          COCI_2F.Resize(i0,15);
          COCI_2F.Set(i0,1,f1);
          COCI_2F.Set(i0,2,f2);
          COCI_2F.Set(i0,3,f3);
          COCI_2F.Set(i0,4,f4);
          COCI_2F.Set(i0,5,f5);
          COCI_2F.Set(i0,6,f6);
          COCI_2F.Set(i0,7,f7);
          COCI_2F.Set(i0,8,f8);
          COCI_2F.Set(i0,9,f9);
          COCI_2F.Set(i0,10,f10);
          COCI_2F.Set(i0,11,f11);
          COCI_2F.Set(i0,12,f12);
          COCI_2F.Set(i0,13,f13);
          COCI_2F.Set(i0,14,f14);
          COCI_2F.Set(i0,15,f15);

          COCI_2F.RowLbl(st2,i0);
      }


!-----
      st1=0:loc_name;
      st2='Barra00000884';           !BARRA DE MEDICION RECONECTADOR 2
      i1=strcmp(st1,st2);
      if (i1=0){
          F_2PHASE:shcobj=0;

          i0+=1;
          F_2PHASE.Execute();       !COCI 2-F

          f1=0:m:Z0;
          f2=0:m:phiz0;
          f3=0:m:Z1;
          f4=0:m:phiz1;
          f5=0:m:Z2;
          f6=0:m:phiz2;
          f7=0:m:R0;
          f8=0:m:R1;
          f9=0:m:R2;
          f10=0:m:X0;
          f11=0:m:X1;
          f12=0:m:X2;
          f13=0:m:Skss:A;
          f14=0:m:Skss:B;
          f15=0:m:Skss:C;

          COCI_2F.Resize(i0,15);
          COCI_2F.Set(i0,1,f1);
          COCI_2F.Set(i0,2,f2);
          COCI_2F.Set(i0,3,f3);
          COCI_2F.Set(i0,4,f4);
          COCI_2F.Set(i0,5,f5);
          COCI_2F.Set(i0,6,f6);
          COCI_2F.Set(i0,7,f7);
          COCI_2F.Set(i0,8,f8);
          COCI_2F.Set(i0,9,f9);
          COCI_2F.Set(i0,10,f10);
          COCI_2F.Set(i0,11,f11);
          COCI_2F.Set(i0,12,f12);
          COCI_2F.Set(i0,13,f13);
          COCI_2F.Set(i0,14,f14);
          COCI_2F.Set(i0,15,f15);

          COCI_2F.RowLbl(st2,i0);
      }
```

```
!--------------
      st1=0:loc_name;
      st2='Barra00002419';          !BARRA MEDICION RECONECTADOR 4
      i1=strcmp(st1,st2);
      if (i1=0){
          F_2PHASE:shcobj=0;

          i0+=1;
          F_2PHASE.Execute();       !COCI 2-F

            f1=0:m:Z0;
          f2=0:m:phiz0;
          f3=0:m:Z1;
          f4=0:m:phiz1;
          f5=0:m:Z2;
          f6=0:m:phiz2;
          f7=0:m:R0;
          f8=0:m:R1;
          f9=0:m:R2;
          f10=0:m:X0;
          f11=0:m:X1;
          f12=0:m:X2;
          f13=0:m:Skss:A;
          f14=0:m:Skss:B;
          f15=0:m:Skss:C;


          COCI_2F.Resize(i0,15);
          COCI_2F.Set(i0,1,f1);
          COCI_2F.Set(i0,2,f2);
          COCI_2F.Set(i0,3,f3);
          COCI_2F.Set(i0,4,f4);
          COCI_2F.Set(i0,5,f5);
          COCI_2F.Set(i0,6,f6);
          COCI_2F.Set(i0,7,f7);
          COCI_2F.Set(i0,8,f8);
          COCI_2F.Set(i0,9,f9);
          COCI_2F.Set(i0,10,f10);
          COCI_2F.Set(i0,11,f11);
          COCI_2F.Set(i0,12,f12);
          COCI_2F.Set(i0,13,f13);
          COCI_2F.Set(i0,14,f14);
          COCI_2F.Set(i0,15,f15);

          COCI_2F.RowLbl(st2,i0);
      }
          C = S.Nextmatch();
      }

!     <<<<<<<<<<<<<<<<<<   falla Asimetrica  2F-T <<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<

      i0=0;
      st1='Skss:A';
      st2='Skss:B';
      st3='Skss:C';

      COCI_2FT.Resize(1,3);
      COCI_2FT.ColLbl(st1,1);
      COCI_2FT.ColLbl(st2,2);
      COCI_2FT.ColLbl(st3,3);

      S = AllRelevant();
      C = S.Firstmatch('ElmTerm');
      while (C) {
          st1=0:loc_name;
          st2='Barra00000016';          !BARRA DE MEDICION CABECERA
          i1=strcmp(st1,st2);
          if (i1=0){



      if (i1=0){
          F_2PHASE_T:shcobj=0;

          i0+=1;
          F_2PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

          f1=0:m:Skss:A;
          f2=0:m:Skss:B;
          f3=0:m:Skss:C;

          COCI_2FT.Resize(i0,3);
          COCI_2FT.Set(i0,1,f1);
          COCI_2FT.Set(i0,2,f2);
          COCI_2FT.Set(i0,3,f3);

          COCI_2FT.RowLbl(st2,i0);
      }
```

Figura apéndice B-6 Código DPL cálculo factor R/X y potencias con PMGD cola, PARTE 2



```
!------
      st1=0:loc_name;
      st2='Barra00003289';          !BARRA DE MEDICION PMGD COLA
      i1=strcmp(st1,st2);
      if (i1=0){
          F_2PHASE_T:shcobj=C;

          i0+=1;
          F_2PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T


              f1=0:m:Skss:A;
              f2=0:m:Skss:B;
              f3=0:m:Skss:C;

              COCI_2FT.Resize(i0,3);
              COCI_2FT.Set(i0,1,f1);
              COCI_2FT.Set(i0,2,f2);
              COCI_2FT.Set(i0,3,f3);

              COCI_2FT.RowLbl(st2,i0);
      }

  !-----
      st1=0:loc_name;
      st2='Barra00000884';          !BARRA DE MEDICION RECONECTADOR 2
      i1=strcmp(st1,st2);
      if (i1=0){
          F_2PHASE_T:shcobj=C;

          i0+=1;
          F_2PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

          f1=0:m:Skss:A;
          f2=0:m:Skss:B;
          f3=0:m:Skss:C;

          COCI_2FT.Resize(i0,3);
          COCI_2FT.Set(i0,1,f1);
          COCI_2FT.Set(i0,2,f2);
          COCI_2FT.Set(i0,3,f3);

          COCI_2FT.RowLbl(st2,i0);
      }
!-------------
      st1=0:loc_name;
      st2='Barra00002419';          !BARRA MEDICION RECONECTADOR 4
      i1=strcmp(st1,st2);
      if (i1=0){
          F_2PHASE_T:shcobj=C;

          i0+=1;
          F_2PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

          f1=0:m:Skss:A;
          f2=0:m:Skss:B;
          f3=0:m:Skss:C;

          COCI_2FT.Resize(i0,3);
          COCI_2FT.Set(i0,1,f1);
          COCI_2FT.Set(i0,2,f2);
          COCI_2FT.Set(i0,3,f3);

          COCI_2FT.RowLbl(st2,i0);


          }


              O = S.Nextmatch();
      }


!     <<<<<<<<<<<<<<<<<   falla Asimetrica  1F-T <<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<
    i0=0;
    st1='Skss:A';
    st2='Skss:B';
    st3='Skss:C';

    COCI_1FT.Resize(1,3);
    COCI_1FT.ColLbl(st1,1);
    COCI_1FT.ColLbl(st2,2);
    COCI_1FT.ColLbl(st3,3);
```

```
S = AllRelevant();
O = S.Firstmatch('ElmTerm');
while (O) {
    st1=0:loc_name;
    st2='Barra00000016';          !BARRA DE MEDICION CABECERA
    i1=strcmp(st1,st2);
    if (i1=0){
        F_1PHASE_T:shcobj=C;

        i0+=1;
        F_1PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

        f1=0:m:Skss:A;
        f2=0:m:Skss:B;
        f3=0:m:Skss:C;

        COCI_1FT.Resize(i0,3);
        COCI_1FT.Set(i0,1,f1);
        COCI_1FT.Set(i0,2,f2);
        COCI_1FT.Set(i0,3,f3);

        COCI_1FT.RowLbl(st2,i0);
    }
!------
      st1=0:loc_name;
      st2='Barra00003289';          !BARRA DE MEDICION PMGD COLA
      i1=strcmp(st1,st2);
      if (i1=0){
          F_1PHASE_T:shcobj=C;

          i0+=1;
          F_1PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

          f1=0:m:Skss:A;
          f2=0:m:Skss:B;
          f3=0:m:Skss:C;

          COCI_1FT.Resize(i0,3);
          COCI_1FT.Set(i0,1,f1);
          COCI_1FT.Set(i0,2,f2);
          COCI_1FT.Set(i0,3,f3);

          COCI_1FT.RowLbl(st2,i0):
      }
 !-----
      st1=0:loc_name;
      st2='Barra00000884';          !BARRA DE MEDICION RECONECTADOR 2
      i1=strcmp(st1,st2);
      if (i1=0){
          F_1PHASE_T:shcobj=C;

          i0+=1;
          F_1PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

          f1=0:m:Skss:A;
          f2=0:m:Skss:B;
          f3=0:m:Skss:C;

          COCI_1FT.Resize(i0,3);
          COCI_1FT.Set(i0,1,f1);
          COCI_1FT.Set(i0,2,f2);
          COCI_1FT.Set(i0,3,f3);

          COCI_1FT.RowLbl(st2,i0);
      }
!-------------
      st1=0:loc_name;
      st2='Barra00002419';          !BARRA MEDICION RECONECTADOR 4
      i1=strcmp(st1,st2);
      if (i1=0){
          F_1PHASE_T:shcobj=C;

          i0+=1;
          F_1PHASE_T.Execute();       !COCI 2F-T

          f1=0:m:Skss:A;
          f2=0:m:Skss:B;
          f3=0:m:Skss:C;
          COCI_1FT.Resize(i0,3);
          COCI_1FT.Set(i0,1,f1);
          COCI_1FT.Set(i0,2,f2);
          COCI_1FT.Set(i0,3,f3);

          COCI_1FT.RowLbl(st2,i0);
      }

          O = S.Nextmatch();
  }
```

Figura apéndice B-7 Código DPL cálculo factor R/X y potencias con PMGD cola, PARTE 3

Tabla apéndice B-1 Corrientes de cortocircuito y potencia para un PMGD sincrónico conectado en cabecera. Potencia 500 [kW], año 2015

Skss [mva]	**FALLA 3F**	**Ikss A**	**Ikss B**	**Ikss C**	**Ip A**	**Ip B**	**Ip C**	**Ib A**	**Ib B**	**Ib C**	**Idc**	**Iasi**	**Ith A**	**Ith B**	**Ith C**	**Ik A**	**Ik B**	**Ik C**
166,072	CABECERA	4,169	4,169	4,169	10,225	10,225	10,225	4,151	4,151	4,151	1,560	4,435	4,221	4,221	4,221	4,131	4,131	4,131
84,935	PMGD CABECERA	2,132	2,132	2,132	3,852	3,852	3,852	2,117	2,117	2,117	0,010	2,117	2,128	2,128	2,128	2,096	2,096	2,096
17,096	REC 2	0,429	0,429	0,429	0,624	0,624	0,624	0,429	0,429	0,429	0,000	0,429	0,430	0,430	0,430	0,429	0,429	0,429
9,873	REC 4	0,248	0,248	0,248	0,359	0,359	0,359	0,248	0,248	0,248	0,000	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248
	FALLA 2F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
47,945	CABECERA	0,000	3,611	3,611	0,000	8,856	8,856	0,000	3,611	3,611	1,366	3,860	0,005	3,671	3,671	0,000	3,611	3,611
24,513	PMGD CABECERA	0,000	1,846	1,846	0,000	3,337	3,336	0,000	1,846	1,846	0,009	1,846	0,005	1,902	1,902	0,000	1,846	1,846
4,936	REC 2	0,000	0,372	0,372	0,000	0,540	0,540	0,000	0,372	0,372	0,000	0,372	0,000	0,372	0,372	0,000	0,372	0,372
2,850	REC 4	0,000	0,215	0,215	0,000	0,311	0,311	0,000	0,215	0,215	0,000	0,215	0,000	0,215	0,215	0,000	0,215	0,215
	FALLA 2F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
56,937	CABECERA	0,000	4,288	4,275	0,000	10,633	10,641	0,000	4,288	4,275	1,366	3,860	0,413	4,422	4,425	0,000	4,288	4,275
30,554	PMGD CABECERA	0,000	2,066	2,301	0,000	4,057	4,240	0,000	2,066	2,301	0,009	1,846	0,486	2,254	2,357	0,000	2,066	2,301
6,538	REC 2	0,000	0,355	0,492	0,000	0,516	0,715	0,000	0,355	0,492	0,000	0,372	0,000	0,356	0,493	0,000	0,355	0,492
3,586	REC 4	0,000	0,194	0,270	0,000	0,281	0,391	0,000	0,194	0,270	0,000	0,215	0,000	0,194	0,270	0,000	0,194	0,270
	FALLA 1F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
58,092	CABECERA	2,236	0,000	0,000	4,077	0,000	0,000	2,236	0,000	0,000	0,831	2,386	2,256	0,465	0,460	2,236	0,000	0,000
29,699	PMGD CABECERA	2,236	0,000	0,000	4,077	0,000	0,000	2,236	0,000	0,000	0,024	2,237	2,256	0,465	0,460	2,236	0,000	0,000
5,805	REC 2	0,437	0,000	0,000	0,635	0,000	0,000	0,437	0,000	0,000	0,000	0,437	0,438	0,000	0,000	0,437	0,000	0,000
2,946	REC 4	0,222	0,000	0,000	0,322	0,000	0,000	0,222	0,000	0,000	0,000	0,222	0,222	0,000	0,000	0,222	0,000	0,000

Tabla apéndice B-2 Corrientes de cortocircuito y potencia para un PMGD sincrónico conectado en cabecera. Potencia 3000 [kW], año 2015

Skss [mva]	FALLA 3F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
177,169	CABECERA	4,447	4,447	4,447	10,889	10,889	10,889	4,381	4,381	4,381	1,646	4,679	4,460	4,460	4,460	4,300	4,300	4,300
96,481	PMGD CABECERA	2,422	2,422	2,422	4,658	4,658	4,658	2,363	2,363	2,363	0,011	2,363	2,390	2,390	2,390	2,268	2,268	2,268
17,530	REC 2	0,440	0,440	0,440	0,640	0,640	0,640	0,440	0,440	0,440	0,000	0,440	0,441	0,441	0,441	0,440	0,440	0,440
10,015	REC 4	0,251	0,251	0,251	0,364	0,364	0,364	0,251	0,251	0,251	0,000	0,251	0,252	0,252	0,252	0,251	0,251	0,251
	FALLA 2F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
51,156	CABECERA	0,000	3,852	3,852	0,000	9,432	9,433	0,000	3,852	3,852	1,459	4,119	0,017	3,922	3,922	0,000	3,852	3,852
27,817	PMGD CABECERA	0,000	2,095	2,095	0,000	4,039	4,031	0,000	2,095	2,095	0,020	2,095	0,019	2,177	2,177	0,000	2,095	2,095
5,062	REC 2	0,000	0,381	0,381	0,000	0,554	0,554	0,000	0,381	0,381	0,000	0,381	0,000	0,382	0,382	0,000	0,381	0,381
2,892	REC 4	0,000	0,218	0,218	0,000	0,316	0,316	0,000	0,218	0,218	0,000	0,218	0,000	0,218	0,218	0,000	0,218	0,218
	FALLA 2F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
62,440	CABECERA	0,000	4,702	4,568	0,000	11,590	11,412	0,000	4,702	4,568	1,231	4,861	0,661	4,835	4,756	0,000	4,702	4,568
39,657	PMGD CABECERA	0,000	2,634	2,986	0,000	6,095	6,147	0,000	2,634	2,986	0,164	2,991	1,370	3,058	3,105	0,000	2,634	2,986
6,683	REC 2	0,000	0,368	0,503	0,000	0,535	0,732	0,000	0,368	0,503	0,000	0,503	0,000	0,369	0,504	0,000	0,368	0,503
3,632	REC 4	0,000	0,197	0,273	0,000	0,286	0,396	0,000	0,197	0,273	0,000	0,273	0,000	0,198	0,274	0,000	0,197	0,273
	FALLA 1F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
63,445	CABECERA	2,948	0,000	0,000	5,996	0,000	0,000	2,948	0,000	0,000	0,935	3,093	3,021	1,088	1,062	2,948	0,000	0,000
39,147	PMGD CABECERA	2,948	0,000	0,000	5,996	0,000	0,000	2,948	0,000	0,000	0,059	2,949	3,021	1,088	1,062	2,948	0,000	0,000
5,960	REC 2	0,449	0,000	0,000	0,652	0,000	0,000	0,449	0,000	0,000	0,000	0,449	0,449	0,000	0,000	0,449	0,000	0,000
2,984	REC 4	0,225	0,000	0,000	0,326	0,000	0,000	0,225	0,000	0,000	0,000	0,225	0,225	0,000	0,000	0,225	0,000	0,000

Tabla apéndice B-3 Corrientes de cortocircuito y potencia para un PMGD sincrónico conectado en medio. Potencia 500 [kW], año 2015

Skss [mva]	FALLA 3F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
165,696	CABECERA	4,159	4,159	4,159	10,183	10,183	10,183	4,147	4,147	4,147	1,511	4,413	4,215	4,215	4,215	4,130	4,130	4,130
19,139	PMGD MEDIO	0,480	0,480	0,480	0,817	0,817	0,817	0,490	0,490	0,490	0,000	0,490	0,493	0,493	0,493	0,468	0,468	0,468
19,424	REC 2	0,488	0,488	0,488	0,826	0,826	0,826	0,496	0,496	0,496	0,000	0,496	0,500	0,500	0,500	0,475	0,475	0,475
10,686	REC 4	0,268	0,268	0,268	0,404	0,404	0,404	0,267	0,267	0,267	0,000	0,267	0,269	0,269	0,269	0,268	0,268	0,268
	FALLA 2F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
47,842	CABECERA	0,000	3,603	3,603	0,000	8,819	8,820	0,000	3,603	3,603	1,320	3,837	0,004	3,663	3,663	0,000	3,603	3,603
5,508	PMGD MEDIO	0,000	0,415	0,415	0,000	0,709	0,707	0,000	0,415	0,415	0,000	0,415	0,004	0,451	0,451	0,000	0,415	0,415
5,590	REC 2	0,000	0,421	0,421	0,000	0,717	0,715	0,000	0,421	0,421	0,000	0,421	0,004	0,449	0,449	0,000	0,421	0,421
3,080	REC 4	0,000	0,232	0,232	0,000	0,349	0,349	0,000	0,232	0,232	0,000	0,232	0,000	0,232	0,232	0,000	0,232	0,232
	FALLA 2F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
56,071	CABECERA	0,000	4,222	4,184	0,000	10,318	10,305	0,000	4,222	4,184	1,339	4,430	0,158	4,298	4,290	0,000	4,222	4,184
8,984	PMGD MEDIO	0,000	0,485	0,677	0,000	1,098	1,146	0,000	0,485	0,677	0,000	0,677	0,321	0,623	0,676	0,000	0,485	0,677
9,001	REC 2	0,000	0,490	0,678	0,000	1,133	1,179	0,000	0,490	0,678	0,000	0,678	0,330	0,638	0,687	0,000	0,490	0,678
3,991	REC 4	0,000	0,218	0,301	0,000	0,327	0,452	0,000	0,218	0,301	0,000	0,301	0,000	0,218	0,301	0,000	0,218	0,301
	FALLA 1F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
56,360	CABECERA	2,023	0,000	0,000	3,639	0,000	0,000	2,023	0,000	0,000	0,696	2,139	2,035	0,170	0,165	2,023	0,000	0,000
8,170	PMGD MEDIO	0,615	0,000	0,000	1,089	0,000	0,000	0,615	0,000	0,000	0,000	0,615	0,637	0,240	0,235	0,615	0,000	0,000
8,227	REC 2	0,619	0,000	0,000	1,120	0,000	0,000	0,619	0,000	0,000	0,000	0,619	0,648	0,250	0,244	0,619	0,000	0,000
3,459	REC 4	0,261	0,000	0,000	0,392	0,000	0,000	0,261	0,000	0,000	0,000	0,261	0,261	0,000	0,000	0,261	0,000	0,000

Tabla apéndice B-4 Corrientes de cortocircuito y potencia para un PMGD sincrónico conectado en medio. Potencia 3000 [kW], año 2015

Skss [mva]	FALLA 3F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
171,288	CABECERA	4,300	4,300	4,300	10,423	10,423	10,423	4,305	4,305	4,305	1,196	4,468	4,390	4,390	4,390	4,279	4,279	4,279
28,900	PMGD MEDIO	0,726	0,726	0,726	1,623	1,623	1,623	0,735	0,735	0,735	0,000	0,735	0,756	0,756	0,756	0,640	0,640	0,640
29,214	REC 2	0,733	0,733	0,733	1,609	1,609	1,609	0,741	0,741	0,741	0,000	0,741	0,759	0,759	0,759	0,646	0,646	0,646
13,558	REC 4	0,340	0,340	0,340	0,538	0,538	0,538	0,340	0,340	0,340	0,000	0,340	0,341	0,341	0,341	0,340	0,340	0,340
	FALLA 2F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
49,485	CABECERA	0,000	3,727	3,727	0,000	9,030	9,030	0,000	3,727	3,727	1,042	3,870	0,008	3,810	3,808	0,000	3,727	3,727
8,290	PMGD MEDIO	0,000	0,624	0,624	0,000	1,410	1,404	0,000	0,624	0,624	0,000	0,624	0,013	0,725	0,725	0,000	0,624	0,624
8,382	REC 2	0,000	0,631	0,631	0,000	1,397	1,392	0,000	0,631	0,631	0,000	0,631	0,013	0,727	0,727	0,000	0,631	0,631
3,910	REC 4	0,000	0,294	0,294	0,000	0,465	0,465	0,000	0,294	0,294	0,000	0,294	0,000	0,295	0,295	0,000	0,294	0,294
	FALLA 2F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
57,480	CABECERA	0,000	4,329	4,319	0,000	10,456	10,483	0,000	4,329	4,319	1,175	4,485	0,071	4,415	4,429	0,000	4,329	4,319
14,448	PMGD MEDIO	0,000	0,957	1,088	0,000	2,551	2,288	0,000	0,957	1,088	0,005	1,088	0,535	1,196	1,111	0,000	0,957	1,088
14,060	REC 2	0,000	0,947	1,059	0,000	2,474	2,195	0,000	0,947	1,059	0,003	1,059	0,511	1,188	1,091	0,000	0,947	1,059
4,781	REC 4	0,000	0,290	0,360	0,000	0,459	0,569	0,000	0,290	0,360	0,000	0,360	0,000	0,291	0,361	0,000	0,290	0,360
	FALLA 1F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
57,729	CABECERA	2,143	0,000	0,000	3,787	0,000	0,000	2,143	0,000	0,000	0,591	2,223	2,161	0,101	0,093	2,143	0,000	0,000
13,245	PMGD MEDIO	0,997	0,000	0,000	2,266	0,000	0,000	0,997	0,000	0,000	0,001	0,997	1,093	0,341	0,323	0,997	0,000	0,000
13,180	REC 2	0,993	0,000	0,000	2,220	0,000	0,000	0,993	0,000	0,000	0,001	0,993	1,091	0,337	0,319	0,993	0,000	0,000
4,147	REC 4	0,312	0,000	0,000	0,494	0,000	0,000	0,312	0,000	0,000	0,000	0,312	0,313	0,000	0,000	0,312	0,000	0,000

Tabla apéndice B-5 Corrientes de cortocircuito y potencia para un PMGD sincrónico conectado en cola. Potencia 500 [kW], año 2015

Skss [mva]	FALLA 3F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
165,306	CABECERA	4,150	4,150	4,150	10,155	10,155	10,155	4,142	4,142	4,142	1,485	4,400	4,210	4,210	4,210	4,129	4,129	4,129
11,683	PMGD COLA	0,293	0,293	0,293	0,541	0,541	0,541	0,300	0,300	0,300	0,000	0,300	0,304	0,304	0,304	0,279	0,279	0,279
19,405	REC 2	0,487	0,487	0,487	0,781	0,781	0,781	0,491	0,491	0,491	0,000	0,491	0,494	0,494	0,494	0,474	0,474	0,474
12,297	REC 4	0,309	0,309	0,309	0,526	0,526	0,526	0,297	0,297	0,297	0,000	0,297	0,310	0,310	0,310	0,309	0,309	0,309
	FALLA 2F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
47,730	CABECERA	0,000	3,594	3,594	0,000	8,795	8,795	0,000	3,594	3,594	1,294	3,820	0,003	3,656	3,656	0,000	3,594	3,594
3,358	PMGD COLA	0,000	0,253	0,253	0,000	0,470	0,468	0,000	0,253	0,253	0,000	0,253	0,004	0,279	0,279	0,000	0,253	0,253
5,593	REC 2	0,000	0,421	0,421	0,000	0,678	0,677	0,000	0,421	0,421	0,000	0,421	0,003	0,441	0,441	0,000	0,421	0,421
3,536	REC 4	0,000	0,266	0,266	0,000	0,453	0,453	0,000	0,266	0,266	0,000	0,266	0,000	0,267	0,267	0,000	0,266	0,266
	FALLA 2F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
55,665	CABECERA	0,000	4,192	4,181	0,000	10,236	10,262	0,000	4,192	4,181	1,436	4,431	0,124	4,265	4,278	0,000	4,192	4,181
5,694	PMGD COLA	0,000	0,322	0,429	0,000	0,796	0,785	0,000	0,322	0,429	0,000	0,429	0,241	0,424	0,436	0,000	0,322	0,429
7,467	REC 2	0,000	0,430	0,562	0,000	0,763	0,880	0,000	0,430	0,562	0,000	0,562	0,098	0,482	0,568	0,000	0,430	0,562
5,299	REC 4	0,000	0,293	0,399	0,000	0,499	0,679	0,000	0,293	0,399	0,000	0,399	0,000	0,294	0,400	0,000	0,293	0,399
	FALLA 1F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
56,052	CABECERA	1,987	0,000	0,000	3,547	0,000	0,000	1,987	0,000	0,000	0,703	2,108	1,998	0,116	0,113	1,987	0,000	0,000
5,148	PMGD COLA	0,388	0,000	0,000	0,747	0,000	0,000	0,388	0,000	0,000	0,000	0,388	0,411	0,169	0,164	0,388	0,000	0,000
6,865	REC 2	0,517	0,000	0,000	0,840	0,000	0,000	0,517	0,000	0,000	0,000	0,517	0,533	0,096	0,092	0,517	0,000	0,000
4,912	REC 4	0,370	0,000	0,000	0,630	0,000	0,000	0,370	0,000	0,000	0,000	0,370	0,371	0,000	0,000	0,370	0,000	0,000

Tabla apéndice B-6 Corrientes de cortocircuito y potencia para un PMGD sincrónico conectado en cola. Potencia 3000 [kW], año 2015

Skss [mva]	FALLA 3F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
168,099	CABECERA	4,220	4,220	4,220	10,283	10,283	10,283	4,220	4,220	4,220	1,198	4,386	4,284	4,284	4,284	4,220	4,220	4,220
22,295	PMGD COLA	0,560	0,560	0,560	1,344	1,344	1,344	0,546	0,546	0,546	0,003	0,546	0,565	0,565	0,565	0,450	0,450	0,450
26,133	REC 2	0,656	0,656	0,656	1,044	1,044	1,044	0,655	0,655	0,655	0,000	0,655	0,657	0,657	0,657	0,625	0,625	0,625
21,942	REC 4	0,551	0,551	0,551	1,126	1,126	1,126	0,506	0,506	0,506	0,022	0,506	0,554	0,554	0,554	0,551	0,551	0,551
	FALLA 2F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
48,547	CABECERA	0,000	3,656	3,656	0,000	8,907	8,906	0,000	3,656	3,656	1,040	3,801	0,000	3,656	3,656	0,000	3,656	3,656
6,400	PMGD COLA	0,000	0,482	0,482	0,000	1,166	1,164	0,000	0,482	0,482	0,003	0,482	0,009	0,559	0,560	0,000	0,482	0,482
7,552	REC 2	0,000	0,569	0,569	0,000	0,907	0,908	0,000	0,569	0,569	0,000	0,569	0,006	0,594	0,594	0,000	0,569	0,569
6,312	REC 4	0,000	0,475	0,475	0,000	0,972	0,972	0,000	0,475	0,475	0,001	0,475	0,000	0,478	0,478	0,000	0,475	0,475
	FALLA 2F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
56,581	CABECERA	0,000	4,230	4,261	0,000	10,272	10,366	0,000	4,230	4,261	1,358	4,472	0,000	4,230	4,261	0,000	4,230	4,261
11,049	PMGD COLA	0,000	0,766	0,832	0,000	2,078	1,880	0,000	0,766	0,832	0,016	0,832	0,322	0,940	0,869	0,000	0,766	0,832
9,399	REC 2	0,000	0,576	0,708	0,000	0,927	1,114	0,000	0,576	0,708	0,000	0,708	0,038	0,604	0,730	0,000	0,576	0,708
8,239	REC 4	0,000	0,555	0,620	0,000	1,134	1,268	0,000	0,555	0,620	0,005	0,621	0,000	0,558	0,624	0,000	0,555	0,620
	FALLA 1F-T	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
56,707	CABECERA	2,047	0,000	0,000	3,603	0,000	0,000	2,047	0,000	0,000	0,614	2,137	2,047	0,000	0,000	2,047	0,000	0,000
10,274	PMGD COLA	0,774	0,000	0,000	1,873	0,000	0,000	0,774	0,000	0,000	0,008	0,774	0,860	0,204	0,190	0,774	0,000	0,000
8,460	REC 2	0,637	0,000	0,000	1,008	0,000	0,000	0,637	0,000	0,000	0,000	0,637	0,658	0,044	0,038	0,637	0,000	0,000
8,128	REC 4	0,612	0,000	0,000	1,251	0,000	0,000	0,612	0,000	0,000	0,002	0,612	0,616	0,000	0,000	0,612	0,000	0,000

Tabla apéndice B-7 Corrientes de cortocircuito y potencia sin PMGD. Año 2015

Skss [mva]	FALLA 3F	Ikss A	Ikss B	Ikss C	Ip A	Ip B	Ip C	Ib A	Ib B	Ib C	Idc	Iasi	Ith A	Ith B	Ith C	Ik A	Ik B	Ik C
166,710	CABECERA	4,081	4,081	4,081	10,024	10,024	10,024	4,081	4,081	4,081	1,555	4,368	4,148	4,148	4,148	4,081	4,081	4,081
17,020	REC 2	0,426	0,426	0,426	0,618	0,618	0,618	0,426	0,426	0,426	0,000	0,426	0,426	0,426	0,426	0,426	0,426	0,426
9,820	REC 4	0,247	0,247	0,247	0,357	0,357	0,357	0,247	0,247	0,247	0,000	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247
	FALLA 2F																	
46,937	CABECERA	0,000	3,535	3,535	0,000	8,681	8,681	0,000	3,535	3,535	1,347	3,783	0,000	3,535	3,535	0,000	3,535	3,535
4,890	REC 2	0,000	0,369	0,369	0,000	0,535	0,535	0,000	0,369	0,369	0,000	0,369	0,000	0,369	0,369	0,000	0,369	0,369
2,830	REC 4	0,000	0,214	0,214	0,000	0,310	0,310	0,000	0,214	0,214	0,000	0,214	0,000	0,214	0,214	0,000	0,214	0,214
	FALLA 2F-T																	
54,771	CABECERA	0,000	4,125	4,123	0,000	10,031	10,044	0,000	4,125	4,123	1,571	4,414	0,000	4,125	4,123	0,000	4,125	4,123
6,470	REC 2	0,000	0,349	0,487	0,000	0,517	0,673	0,000	0,349	0,487	0,000	0,487	0,000	0,349	0,487	0,000	0,349	0,487
3,560	REC 4	0,000	0,193	0,269	0,000	0,279	0,389	0,000	0,193	0,269	0,000	0,269	0,000	0,193	0,269	0,000	0,193	0,269
	FALLA 1F-T																	
55,287	CABECERA	1,925	0,000	0,000	3,318	0,000	0,000	1,925	0,000	0,000	0,732	2,059	1,925	0,000	0,000	1,925	0,000	0,000
5,710	REC 2	0,430	0,000	0,000	0,591	0,000	0,000	0,430	0,000	0,000	0,000	0,430	0,430	0,000	0,000	0,430	0,000	0,000
2,920	REC 4	0,220	0,000	0,000	0,319	0,000	0,000	0,220	0,000	0,000	0,000	0,220	0,220	0,000	0,000	0,220	0,000	0,000