



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

INCORPORACIÓN DE MEDIOS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES EN SISTEMAS INTERCONECTADOS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELECTRICISTA

JAVIERA GUTIÉRREZ PÉREZ

PROFESOR GUÍA:
LUIS VALENZUELA GÓMEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR MOYA ARAVENA
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2010



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

INCORPORACIÓN DE MEDIOS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES EN SISTEMAS INTERCONECTADOS

JAVIERA GUTIÉRREZ PÉREZ

COMISIÓN EXAMINADORA	CALIFICACIONES		
	NOTA (Nº)	NOTA (LETRAS)	FIRMA
PROF. GUÍA: SR. LUIS VALENZUELA GÓMEZ	:
PROF. CO- GUÍA: SR. OSCAR MOYA ARAVENA	:
PROFESOR INTEGRANTE SR. RODRIGO PALMA BEHNKE	:
NOTA FINAL EXAMEN DE TÍTULO	:

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELECTRICISTA

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2010

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERA CIVIL ELECTRICISTA
POR: JAVIERA GUTIÉRREZ PÉREZ
FECHA: 09/03/2010
PROF. GUÍA: SR. LUIS VALENZUELA G.

“INCORPORACIÓN DE MEDIOS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES EN SISTEMAS INTERCONECTADOS”

Chile es un país que posee una alta dependencia energética de combustibles fósiles que se deben importar, por lo que ha debido impulsar el uso de energías renovables no convencionales (ERNC) en generación eléctrica. Este plan, en un futuro próximo, traerá consigo una incorporación masiva de medios de generación no convencionales (MGNC) en los sistemas interconectados del país. Para aquellos nuevos inversionistas que quieran participar en el sector de generación mediante ERNC, el presente trabajo de título da a conocer, de una forma clara y simplificada, la información acerca del mercado y sector eléctrico, con el objeto de entender la operatividad y el manejo desde una perspectiva técnica, comercial y legal de este sector.

En este trabajo se realizó una revisión exhaustiva de todas las materias relacionadas con ERNC, introduciendo al lector en el concepto de Generación Distribuida, Bonos de Carbono, Mercado y Sector Eléctrico Chileno. Además, se efectuó un estudio técnico, económico y regulatorio relacionado con MGNC en sistemas interconectados.

Para verificar el impacto que causa el ingreso de un pequeño medio de generación distribuida (PMGD) en un alimentador real, se realizaron simulaciones con el programa Power Factory de DigSILENT. Se estudiaron detalladamente, las principales variables y efectos que se producen en la incorporación de PMGD en sistemas de distribución de media tensión. Para ello, se desarrollaron dos estudios de impacto eléctrico: un Estudio de Flujo de Potencia y un Estudio de Costos de Pérdidas.

De los análisis y simulaciones realizados se observa lo siguiente:

Uno de los incentivos más relevantes que se han creado normativamente, ha sido el sistema de cuotas de ERNC. Este mecanismo de apoyo a las ERNC, impulsado en Chile, busca financiar el costo adicional de la generación con MGNC y garantizar la producción de una cierta cantidad de energía proveniente de fuentes de energía renovable, pero aún no se han creado las herramientas para evitar la incertidumbre que existe con respecto a este sistema.

Los estudios de impacto eléctrico deben dejar en claro cuál es el impacto que produce la incorporación de un PMGD ya sea, en equipos eléctricos, protecciones, entre otros. No se debería exigir mayor nivel de detalle que el que se les exige a estudios de proyectos de generación tradicional.

Se pudo determinar que no siempre el ingreso de un generador distribuido disminuye las pérdidas en la red de distribución donde está conectado, el que aumente o disminuya el nivel de pérdidas con respecto al caso sin PMGD, depende de la configuración de la red, distribución de cargas y punto de conexión dentro de red eléctrica correspondiente, por lo que en cada proyecto se debe estudiar en forma independiente el impacto que generará el PMGD en la red de distribución.

Se observa la relevancia de encontrar una ubicación apropiada para el PMGD, que permita una alternativa técnicamente viable y además, permita reducir los costos de conexión. Es conveniente que el estudio de flujos de potencia se realice en forma simultánea con el estudio de costo de pérdidas eléctricas, debido a que la valorización de las pérdidas permite desechar o elegir una alternativa de conexión, por su gran influencia en los costos de conexión.

El desarrollo del presente trabajo de título permitió definir ciertas líneas de investigación que se necesitan estudiar para poder fomentar el ingreso de MGNC en sistemas interconectados. Sobre la base de lo anterior, este trabajo de título plantea una guía técnica, económica y regulatoria para el ingreso de MGNC en sistemas interconectados y se espera sea una base para futuras investigaciones, relacionadas especialmente, con MGNC y Generación Distribuida.

Agradecimientos

Debo agradecer el apoyo incondicional de mi familia, en especial el de mi hermana gemela, Fernanda, quien ha sido un pilar fundamental en mi vida. La paciencia, amor y motivación del Patito en todo momento, junto al cariño de su familia.

A mi profesor guía, Sr. Luis Valenzuela, por ayudarme a sacar adelante este gran trabajo y confiar en mí en todo momento, a pesar de ser un desafío, debido a su extensión y envergadura. A los profesores, Sr. Oscar Moya y Sr. Rodrigo Palma, por su participación en la comisión examinadora y por aportar con buenas ideas al desarrollo del trabajo de título.

A mis amigos y compañeros de Universidad por acompañarme en este proceso.

Al grupo GTD por la ayuda brindada, en especial a Francisco Cazorla, quien siempre estuvo presente ante cualquier duda y fue un gran apoyo en el desarrollo del presente trabajo.

Agradecer la ayuda económica de GTD Ingenieros Consultores Ltda. para el desarrollo del trabajo de investigación y destacar la confianza depositada en mí por Don Eduardo Saavedra, con quien siempre pude contar.

Finalmente, a mi tío Alfredo Lahsen por ser una gran persona que en todo momento estuvo presente.

Debo mencionar que estoy sumamente feliz de tener personas a mi alrededor, que me apoyen y motiven de la manera en que lo hicieron.

Índice General

Capítulo 1: Introducción	17
1.1 Motivación	17
1.2 Alcances	18
1.3 Objetivos	18
1.4 Estructura	19
Capítulo 2: Antecedentes	20
2.1 ERNC: “Energías Renovables No Convencionales”	20
2.1.1 Situación Actual de ERNC en Chile	22
2.1.2 Energía Hidráulica	23
2.1.3 Energía Eólica.....	24
2.1.4 Energía Geotérmica.....	26
2.1.5 Energía Solar	27
2.1.6 Energía Mareomotriz.....	27
2.1.7 Energía mediante Biomasa	28
2.1.8 Cogeneración	29
2.2 Mecanismo de Desarrollo Limpio: Bonos de Carbono	31
2.3 Generación Distribuida	35
2.4 Sector Eléctrico Chileno	37
2.4.1 Características Institucionales del Sector Eléctrico Chileno	37

2.4.1.1	<i>Ministerio de Energía</i>	37
2.4.1.2	<i>Comisión Nacional de Energía (CNE)</i>	37
2.4.1.3	<i>Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)</i>	37
2.4.1.4	<i>Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)</i>	38
2.4.1.5	<i>Panel de Expertos</i>	38
2.4.1.6	<i>Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)</i>	39
2.4.1.7	<i>Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC)</i>	39
2.4.1.8	<i>Centro de Energías Renovables (CER)</i>	39
2.4.2	Características Físicas del Sector Eléctrico	40
2.4.3	Características del Mercado Eléctrico	41
2.4.3.1	<i>Segmento de Generación</i>	41
2.4.3.2	<i>Segmento de Transmisión</i>	42
	Sistema de Transmisión Troncal (STT)	43
	Sistemas de Subtransmisión (SST)	43
	Sistemas de Transmisión Adicional (STA).....	44
2.4.3.3	<i>Segmento de Distribución</i>	44
2.4.3.4	<i>Cliente Regulado</i>	44
2.4.3.5	<i>Cliente Libre</i>	45
2.5	<i>Comentarios sobre Antecedentes relacionados con MGNC</i>	47
Capítulo 3:	<i>Marco Regulatorio para MGNC</i>	49
3.1	<i>Normativa Internacional y Nacional</i>	49
3.1.1	Normativa Internacional.....	49
3.1.1.1	<i>Estándares IEEE para Generación Distribuida</i>	49
3.1.1.2	<i>Mecanismos Normados de Apoyo a las Energías Renovables existentes en Europa</i>	51
3.1.2	Normativa Nacional.....	52
3.1.2.1	<i>Leyes y Decretos</i>	52
	Decreto con Fuerza Mayor de Ley N°4 (DFL N°4)	52
	Ley N°19.940 (Ley Corta I)	53
	Ley N° 20.018 (Ley Corta II)	53
	Ley N°20257 (Ley ERNC).....	54
	Decreto Supremo N°327 (DS N°327).....	54

Decreto Supremo N°244 (DS N°244).....	54
Resolución Exenta N°1278 (ResEx N°1278).....	55
Resolución Exenta N°75 (ResEx N°75).....	56
3.1.2.2 Normativa Técnica.....	56
Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)	56
Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en Instalaciones de Media Tensión	56
Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS_SM)	57
3.1.2.3 Resolución de Discrepancias.....	57
3.2 Comentarios relacionados con Marco Regulatorio para MGNC.....	58
Capítulo 4: Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC	59
4.1 Análisis Regulatorio Detallado	59
4.1.1 Disposiciones Generales.....	59
4.1.2 Operación de un MGNC.....	61
4.1.3 Alternativas de Venta de Energía y Potencia para un MGNC.....	62
4.1.4 Costos Adicionales y Ahorros por Conexión de un MGNC	64
4.1.5 Cuotas para ERNC.....	66
4.1.6 Aspectos Técnicos en relación a MGNC	67
4.1.7 Metodología y Estudios para la Incorporación de un MGNC a un Sistema Interconectado .	71
4.1.7.1 Metodología de Ingreso	71
4.1.7.2 Estudios de Prefactibilidad	74
4.1.7.3 Estudios de Factibilidad.....	77
4.1.7.4 Estudios de Impacto Eléctrico.....	79
4.1.8 Comentarios sobre el Análisis Regulatorio para MGNC.....	85
4.2 Análisis Técnico.....	88
4.2.1 Análisis de Flujos de Potencia.....	92
4.2.1.1 Caso Base: Red eléctrica del Alimentador sin Central Conectada	92
4.2.1.2 Caso 1: Conexión de un PMGD a la Cabecera del Alimentador.....	92

4.2.1.3	Caso 2: Conexión de un PMGD al Medio del Alimentador	96
4.2.1.4	Caso 3: Conexión de un PMGD al Ramal del Alimentador	100
4.2.1.5	Caso 4: Conexión de un PMGD en la Cola del Alimentador.....	108
4.2.2	Comentarios sobre el Análisis Teórico para MGNC	114
4.3	Análisis Económico	117
4.3.1	Comentarios sobre el Análisis Económico para MGNC.....	122
Capítulo 5:	Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida.....	124
5.1	Modelo del Alimentador Estudiado.....	125
5.2	Casos Base Originales del Alimentador en Estudio	127
5.3	Casos Analizados	128
5.4	Estudio de Flujos de Potencia	131
5.4.1	Análisis de Casos Base	133
5.4.2	Análisis de Flujos de Potencia, Sobrecargas y Niveles de Tensión.....	136
5.4.3	Análisis Punto de Repercusión.....	143
5.4.4	Comentarios relacionados con Estudio de Flujos de Potencia de un PMGD.....	150
5.5	Estudio de Costos de Pérdidas	152
5.5.1	Análisis Caso Base	154
5.5.2	Cálculos de Pérdidas de Potencia y Análisis de Casos	157
5.5.2.1	Se mantiene Transformador Regulador del Caso Base.....	158
5.5.2.2	Desconexión del Transformador Regulador del Caso Base	159
5.5.2.3	Se mantiene Transformador Regulador del Caso Base.....	162
5.5.2.4	Desconexión del Transformador Regulador del Caso Base	163
5.5.3	Valorización de Pérdidas de Energía y Potencia	169
5.5.4	Comentarios relacionados con Estudio de Costos de Pérdidas de un PMGD	173
Capítulo 6:	Conclusiones y Trabajo Futuro.....	175

<i>Referencias</i>	<i>179</i>
<i>Anexos</i>	<i>184</i>
<i>Anexo A: Mecanismos Normados de Apoyo a las Energías Renovables existentes en Europa</i>	<i>184</i>
<i>Anexo B: Análisis del Pago de Generadores</i>	<i>186</i>
<i>Anexo C: Resultados de Estudio de Costos de Pérdidas.....</i>	<i>192</i>
<i>Anexo D: Análisis Completo del Marco Regulatorio para MGNC y Otros Archivos....</i>	<i>197</i>

Índice de Tablas

<i>Tabla 2.1: Costos de los distintos tipos de tecnologías asociados a ERNC para el período 2007-2008.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 2.2: Factor de Planta de Centrales que utilizan como fuente energética ERNC.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 2.3: Potencial Bruto de ERNC en Chile.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 2.4: Capacidad instalada en Chile de medios de generación con ERNC, para el año 2009 y 2010... </i>	<i>22</i>
<i>Tabla 4.1: Normativa Chilena Vigente para conexión y operación de MGNC.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 4.2: Puntos de Conexión permitidos para MGNC, PMG y PMGD.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 4.3: Rangos Límite de frecuencia para Estado Normal y Estado de Alerta.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 4.4: Rangos Límite de Niveles de Tensión en barras pertenecientes al Sistema de Transmisión según su Tensión Nominal, Estado Normal.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 4.5: Rangos Límite de Niveles de Tensión en barras pertenecientes al Sistema de Transmisión según su Tensión Nominal, Estado de Alerta.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 4.6: Rangos Límite de Niveles de Tensión en barras pertenecientes al Sistema de Transmisión según su Tensión Nominal, Estado de Emergencia.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 4.7: Rangos límites para el factor de potencia en Instalaciones de Conexión de Clientes Libres y Clientes pertenecientes al Sistema de Distribución.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 4.8: Rangos Límite de Niveles de Tensión en barras pertenecientes al Sistema de Distribución Primaria de Media Tensión.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 4.9: Rangos límites para el factor de potencia en Instalaciones de Conexión de Clientes Libres y Clientes pertenecientes al Sistema de Distribución.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 5.1: Parámetros de Operación del Caso Base DMAX.....</i>	<i>127</i>
<i>Tabla 5.2: Parámetros de Operación del Caso Base DMIN.....</i>	<i>127</i>
<i>Tabla 5.3: Parámetros de Operación del Escenario DMAX-GMAX.....</i>	<i>132</i>
<i>Tabla 5.4: Parámetros de Operación del Escenario DMAX-GMIN.....</i>	<i>132</i>

<i>Tabla 5.5: Parámetros de Operación del Escenario DMIN-GMAX.....</i>	<i>132</i>
<i>Tabla 5.6: Parámetros de Operación del Escenario DMIN-GMIN.....</i>	<i>133</i>
<i>Tabla 5.7: Límites máximos para generación o absorción de reactivos para generadores PMGD a utilizar en el Estudio</i>	<i>133</i>
<i>Tabla 5.8: Resultados Variables Eléctricas Relevantes para Casos Base DMAX y DMIN originales</i>	<i>134</i>
<i>Tabla 5.9: Resultados Variables Eléctricas Relevantes para Casos Base DMAX modificado y DMIN</i>	<i>135</i>
<i>Tabla 5.10: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 1.....</i>	<i>136</i>
<i>Tabla 5.11: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 2.....</i>	<i>138</i>
<i>Tabla 5.12: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 2 Modificado</i>	<i>139</i>
<i>Tabla 5.13: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 3.....</i>	<i>140</i>
<i>Tabla 5.14: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 4.....</i>	<i>141</i>
<i>Tabla 5.15: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 4 Modificado</i>	<i>143</i>
<i>Tabla 5.16: Resultados de Niveles de Tensión en Punto de Repercusión para el Caso 1 y Comparación con Caso Base correspondiente</i>	<i>144</i>
<i>Tabla 5.17: Resultados de Niveles de Tensión en Cabecera del Alimentador para el Caso 2 y Comparación con Caso Base correspondiente.....</i>	<i>145</i>
<i>Tabla 5.18: Resultados de Niveles de Tensión en Cabecera del Alimentador para el Caso 2 Arreglado y Comparación con Caso Base correspondiente.....</i>	<i>146</i>
<i>Tabla 5.19: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 2, Versión 3.....</i>	<i>146</i>
<i>Tabla 5.20: Resultados de Niveles de Tensión en Punto de Repercusión para el Caso 3 y Comparación con Caso Base correspondiente</i>	<i>147</i>

<i>Tabla 5.21: Resultados de Niveles de Tensión en Punto de Repercusión para el Caso 4 y Comparación con Caso Base correspondiente</i>	<i>148</i>
<i>Tabla 5.22: Resultados de Niveles de Tensión en Punto de Repercusión para el Caso 4 Arreglado y Comparación con Caso Base correspondiente.....</i>	<i>149</i>
<i>Tabla 5.23: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 4, Versión 3.....</i>	<i>149</i>
<i>Tabla 5.24: Proyección de Demanda Máxima en la Cabecera del Alimentador en estudio y del Alimentador Vecino</i>	<i>154</i>
<i>Tabla 5.25: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso Base con Demanda Máxima proyectada al Año 15, Original.....</i>	<i>155</i>
<i>Tabla 5.26: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso Base con Demanda Máxima proyectada al Año 15, incluye Transformador Regulador.....</i>	<i>156</i>
<i>Tabla 5.27: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 1, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, considera Transformador Regulador del Caso Base</i>	<i>157</i>
<i>Tabla 5.28: Comparación de resultados de pérdidas en el Alimentador, entre el Caso 1 y el Caso Base para cada uno de los años en estudio.....</i>	<i>158</i>
<i>Tabla 5.29: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 2, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, considera Transformador Regulador del Caso Base</i>	<i>159</i>
<i>Tabla 5.30: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 2, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, no considera Transformador Regulador del Caso Base</i>	<i>160</i>
<i>Tabla 5.31: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 2, incluye modificaciones por punto de repercusión y no incorpora el Transformador Regulador.....</i>	<i>161</i>
<i>Tabla 5.32: Comparación de resultados de pérdidas en el Alimentador, entre el Caso 2 y el Caso Base para cada uno de los años en estudio.....</i>	<i>162</i>
<i>Tabla 5.33: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 3, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, considera Transformador Regulador del Caso Base</i>	<i>163</i>
<i>Tabla 5.34: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 3, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, posee Modificaciones y no considera Transformador Regulador del Caso Base.....</i>	<i>164</i>
<i>Tabla 5.35: Comparación de resultados de pérdidas en el Alimentador, entre el Caso 3 y el Caso Base para cada uno de los años en estudio.....</i>	<i>165</i>

<i>Tabla 5.36: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 4, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, posee Modificaciones necesarias para Año 1 y no considera Transformador Regulador del Caso Base.....</i>	<i>167</i>
<i>Tabla 5.37: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 4, incorpora modificaciones por punto de repercusión y no considera Transformador Regulador</i>	<i>168</i>
<i>Tabla 5.38: Comparación de resultados de pérdidas en el Alimentador, entre el Caso 4 y el Caso Base para cada uno de los años en estudio.....</i>	<i>168</i>
<i>Tabla 5.39: Tabla Resumen de Valorización Presente de Pérdidas y Diferencia entre Valor Presente de Pérdidas Caso Base y Valor Presente de Pérdidas Casos en estudio.....</i>	<i>170</i>
<i>Tabla 5.40: Precios de Regulador y Costos de Refuerzos de Conductores para los Casos 2 y 4</i>	<i>171</i>
<i>Tabla 5.41: Costos Adicionales Parciales y Ahorros producto de la incorporación y operación del PMGD</i>	<i>172</i>
<i>Tabla C.1: Valorización de las Pérdidas de Energía y Potencia para el Caso Base</i>	<i>192</i>
<i>Tabla C.2: Valorización de las Pérdidas de Energía y Potencia para el Caso 1.....</i>	<i>193</i>
<i>Tabla C.3: Valorización de las Pérdidas de Energía y Potencia para el Caso 2.....</i>	<i>194</i>
<i>Tabla C.4: Valorización de las Pérdidas de Energía y Potencia para el Caso 3 (con Transformador Regulador).....</i>	<i>195</i>
<i>Tabla C.5: Valorización de las Pérdidas de Energía y Potencia para el Caso 4.....</i>	<i>196</i>

Índice de Figuras

<i>Figura 4.1: Puntos posibles de Conexión de MGNC, PMG y PMGD en un Sistema Interconectado.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 4.2: Modelo simplificado de Red de Distribución Radial</i>	<i>88</i>
<i>Figura 4.3: Componentes relevantes del Modelo Simplificado de Red de Distribución Radial</i>	<i>89</i>
<i>Figura 4.4: Esquema del Caso Base, Alimentador sin incorporación de un PMGD.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 4.5: Esquema del Caso 1, Alimentador con la incorporación de un PMGD en su cabecera</i>	<i>92</i>
<i>Figura 4.6: Flujos de potencia, para Caso 1, Escenario 1.1</i>	<i>93</i>
<i>Figura 4.7: Flujos de potencia, para Caso 1, Escenario 1.2, Nivel de Flujo 1.2.1</i>	<i>95</i>
<i>Figura 4.8: Flujos de potencia, para Caso 1, Escenario 1.2, Nivel de Flujo 1.2.2</i>	<i>95</i>
<i>Figura 4.9: Esquema del Caso 1, PMGD conectado al Medio del Alimentador.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 4.10: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 2, Escenario 2.1.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 4.11: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 2, Escenario 2.2, Nivel de Flujo 2.2.1. 99</i>	
<i>Figura 4.12: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 2, Escenario 2.2, Nivel de Flujo 2.2.2. 99</i>	
<i>Figura 4.13: Esquema del Caso 3, Alimentador con la incorporación de un PMGD en su ramal</i>	<i>101</i>
<i>Figura 4.14: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 3, Escenario 3.1.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 4.15: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 3, Escenario 3.1.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 4.16: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 3, Escenario 3.3, Nivel de Flujo 3.3.1106</i>	
<i>Figura 4.17: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 3, Escenario 3.3, Nivel de Flujo 3.3.2106</i>	
<i>Figura 4.18: Esquema del Caso 4, Alimentador con la incorporación de un PMGD en su Cola.....</i>	<i>108</i>
<i>Figura 4.19: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 4, Escenario 4.1, Nivel de Flujo 4.1.1109</i>	

<i>Figura 4.20: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 4, Escenario 4.1, Nivel de Flujo 4.1.2110</i>	
<i>Figura 4.21: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 4, Escenario 4.2, Nivel de Flujo 4.2.1112</i>	
<i>Figura 4.22: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 4, Escenario 4.2, Nivel de Flujo 4.2.2113</i>	
<i>Figura 5.1: Modelo de Alimentador real a estudiar.....</i>	<i>125</i>
<i>Figura 5.2: Esquema de la Incorporación del Alimentador real a la Red Externa</i>	<i>126</i>
<i>Figura 5.3: Localizaciones para Conexión del PMGD según cada caso.....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 5.4: Esquema de Enlace para conexión entre el PMGD con el Alimentador.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 5.5: Reubicación de dos Bancos de Condensadores dentro de Alimentador para Caso Base DMAX Modificado</i>	<i>135</i>
<i>Figura 5.6: Tramos sobrecargados dentro del Alimentador para escenarios relacionados con Generación Máxima</i>	<i>141</i>
<i>Figura 5.7: Ubicación de la Incorporación del Transformador Regulador dentro del Alimentador.....</i>	<i>156</i>
<i>Figura 5.8: Tramos sobrecargados dentro del Alimentador para escenarios relacionados con Generación Máxima</i>	<i>165</i>
<i>Figura B.1: Configuración N°1 del Sistema de SubTransmisión (Caso Base 1)</i>	<i>187</i>
<i>Figura B.2: Escenario 1 para Configuración N°1 del Sistema de SubTransmisión</i>	<i>188</i>
<i>Figura B.3: Escenario 2 para Configuración N°1 del Sistema de SubTransmisión</i>	<i>189</i>
<i>Figura B.4: Configuración N°2 del Sistema de SubTransmisión (Caso Base 2)</i>	<i>190</i>
<i>Figura B. 5: Escenario 1 para Configuración N°2 del Sistema de SubTransmisión</i>	<i>190</i>
<i>Figura B.6: Escenario 2 para Configuración N°2 del Sistema de SubTransmisión</i>	<i>191</i>

Índice de Gráficos

<i>Gráfico 4.1: Factor proporcional para exención del peaje del STT</i>	<i>66</i>
<i>Gráfico 4.2: Régimen de Cuotas de ERNC exigidas a empresas eléctricas que comercializan energía.....</i>	<i>67</i>
<i>Gráfico C.1: Gráfico del Comportamiento de las Pérdidas de Potencia en el Alimentador en el Caso Base DMAX para un período de evaluación de 15 años.....</i>	<i>192</i>
<i>Gráfico C.2: Gráfico del Comportamiento de las Pérdidas de Potencia en el Alimentador en el Caso 1 para un período de evaluación de 15 años.....</i>	<i>193</i>
<i>Gráfico C.3: Gráfico del Comportamiento de las Pérdidas de Potencia en el Alimentador en el Caso 2 para un período de evaluación de 15 años.....</i>	<i>194</i>
<i>Gráfico C.4: Gráfico del Comportamiento de las Pérdidas de Potencia en el Alimentador en el Caso 3 (con Transformador Regulador).....</i>	<i>195</i>
<i>Gráfico C.5: Gráfico del Comportamiento de las Pérdidas de Potencia en el Alimentador en el Caso 4 para un período de evaluación de 15 años.....</i>	<i>196</i>

Capítulo 1:

Introducción

1.1 Motivación

La investigación en Energías Renovables No Convencionales, en adelante ERNC, se ha incrementado en los últimos años por la necesidad de encontrar una fuente de energía limpia que reemplace a los combustibles fósiles, debido al daño que éstos causan al medio ambiente. El cambio climático y el daño a la capa de ozono son un impacto ambiental de grandes proporciones, que no sólo afectan a las generaciones actuales, sino que también afectarán a las futuras generaciones. Por lo anterior, es necesario realizar estudios relacionados con las ERNC en Chile, su potencial y los procedimientos para su incorporación al sistema eléctrico chileno, con la finalidad de proporcionar información en forma clara a futuros inversionistas interesados en participar en proyectos energéticos.

Actualmente, Chile importa casi tres cuartas partes de la energía que consume [1], esto provoca la necesidad de diversificar, aún más, la matriz energética del país, privilegiando el uso de energías renovables y sustentables en el tiempo. Consecuentemente con lo anterior, el gobierno ha impulsado acciones para abordar este nuevo escenario con el objetivo de diversificar la matriz energética y lograr mayores grados de autonomía. Las múltiples normativas y decretos que se han publicado en relación a las ERNC, han establecido mejores condiciones para el desarrollo de proyectos de generación no convencional, entre las que se encuentran: exención parcial o total del pago de peaje por uso del Sistema de Transmisión Troncal, el establecimiento de un sistema de cuotas para ERNC, donde se define una meta mínima de generación eléctrica que provenga de fuentes energéticas renovables, entre otras disposiciones. Sin embargo, aún se deben entregar nuevas herramientas para desarrollar proyectos que estén relacionados con ERNC de una manera más eficiente y simple, que evite las barreras que se presentan a los Medios de Generación No Convencionales, en adelante MGNC, especialmente en la etapa del desarrollo de Estudios de Impacto Eléctrico. Por lo anterior, es necesario realizar una investigación más detallada sobre los estudios eléctricos requeridos para la incorporación de este tipo de

Introducción

medios de generación en sistemas eléctricos interconectados. Chile posee un gran potencial explotable de recursos renovables, es por ello que en los próximos años se prevé un incremento en la incorporación de MGNC en sistemas eléctricos interconectados.

Por otro lado, las ERNC contribuyen a reducir el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que es conveniente que los inversionistas en MGNC, ya sean nacionales o extranjeros, utilicen los instrumentos establecidos en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto, al cual Chile está suscrito.

Finalmente, cabe mencionar que este “trabajo de título” se enmarca en un proyecto de investigación requerido por la Empresa GTD Ingenieros Consultores Ltda., empresa reconocida por las compañías eléctricas de generación, transmisión y distribución de electricidad y por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) como empresa que realiza estudios de diferente índole dentro del área de Sistemas Eléctricos de Potencia. GTD Ingenieros Consultores Ltda., además está registrada en los CDEC del SIC y del SING como empresa de Auditoría Técnica.

1.2 Alcances

Se desarrollará un Estudio Técnico, Económico y Regulatorio que permite evaluar la viabilidad técnica y económica de la incorporación de Medios de Generación No Convencionales (MGNC) en sistemas eléctricos interconectados. Se propende que este Estudio sea una pauta para los posibles interesados en invertir en este tipo de fuente energética.

Se realizará una investigación de los principales conceptos que se conjugan en la incorporación de MGNC en niveles de transmisión troncal o adicional, subtransmisión y distribución, hasta media tensión. Además, se estudiarán más detalladamente, los principales efectos y variables que se producen en la incorporación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) en sistemas de distribución de media tensión. Para ello, se desarrollarán dos Estudios de Impacto Eléctrico: el Estudio de Flujo de Potencia y el Estudio de Costos de Pérdidas.

Para validar el trabajo desarrollado, se realizarán simulaciones con el software Power Factory de DigSILENT, focalizadas a pequeños medios de generación distribuidos (PMGD).

1.3 Objetivos

El objetivo general del presente trabajo de título es contribuir a la integración de MGNC, especialmente de PMGD, en sistemas interconectados, a través de la realización de una guía que entrega una base técnico-económica y regulatoria a nuevos inversionistas interesados en la generación eléctrica, para el desarrollo de proyectos que tengan relación con MGNC.

Los objetivos específicos definidos para el presente trabajo de Memoria son:

- Entregar una visión del estado del arte relacionado con MGNC.

Introducción

- Proveer información acerca de los objetivos, contenidos y alcances de los estudios de impacto eléctrico que se deben desarrollar para conectar este tipo de medios de generación a sistemas eléctricos interconectados, en base al marco legal vigente y acorde a óptimos económicos.
- Estudiar el impacto eléctrico causado por un PMGD en un Sistema de Distribución de Media Tensión mediante el programa Power Factory de DigSILENT. Desarrollando específicamente un Estudio de Flujos de Potencia y un Estudio de Costos de Pérdidas.

1.4 Estructura

La estructuración del presente trabajo de título se presenta a continuación:

En el Capítulo 2: "Antecedentes", se dan a conocer diversas disposiciones para introducir al lector en el tema que se abordará en el Desarrollo del presente trabajo de título. Introduce al lector en el concepto de ERNC, Generación Distribuida, Bonos de Carbono, Mercado y Sector Eléctrico Chileno, agentes relacionados con la energía eléctrica y participantes estatales y privados del mercado eléctrico.

Se dan a conocer las distintas energías renovables no convencionales que se reconocen en Chile entre las cuales se encuentran, la energía eólica, solar, hidráulica, geotermia, biomasa y la cogeneración, con algunas excepciones.

En el Capítulo 3: "Marco Regulatorio para MGNC", se presenta el Marco Regulatorio tanto Nacional como Internacional, relacionado con MGNC. Se analizan en forma general las normas y reglamentos relacionados con centrales que utilizan energía no convencional como energía primaria y que tiene una capacidad inferior a 20[MW].

En el Capítulo 4: "Estudio Técnico, Económico y Regulatorio", se desarrolla el trabajo de investigación. En este punto se realiza un análisis técnico, regulatorio y económico de la incorporación de MGNC en sistemas interconectados, enfocados principalmente a Generación Distribuida. Se establecen disposiciones económicas, regulatorias y técnicas de los procedimientos a seguir para la instalación de un PMGD en un sistema de distribución primaria.

En el Capítulo 5: "Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida", se desarrolla un modelo de un PMGD conectado a un sistema de distribución real, en donde se realizan simulaciones con el programa Power Factory de DigSILENT.

En el Capítulo 6: "Conclusiones", en base al análisis realizado en cada una de las partes del desarrollo del presente trabajo de título, se entregan las conclusiones del trabajo realizado, resaltando los resultados relevantes de la Memoria. Además, se analiza brevemente las alternativas sobre posibles desarrollos futuros que se podría realizar a partir de la Memoria presentada.

Capítulo 2:

Antecedentes

2.1 ERNC: “Energías Renovables No Convencionales”

Las energías renovables no convencionales, en adelante ERNC, se caracterizan porque, en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil, no se consumen ni se agotan en una escala humana de tiempo [2]. El término “no convencional” está asociado al nivel de desarrollo de las tecnologías para el aprovechamiento de este tipo de energía y a la penetración en los mercados energéticos que éstas presentan.

En la actualidad Chile importa cerca del 66% de la energía primaria que consume [1]. En consecuencia, el uso de ERNC permite obtener cierta independencia y seguridad energética sostenible, además de una matriz energética diversificada, permitiendo en algún grado, desvincularse de lo que suceda en otros países que exportan combustibles fósiles a Chile.

Por otro lado, las ERNC contribuyen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, cumpliendo con la iniciativa del país al suscribirse al Protocolo de Kyoto. El Mecanismo de Desarrollo Limpio de este Protocolo abre una nueva oportunidad económica para inversionistas interesados en el sector de generación con MGNC. Cabe señalar que los *Medios de generación no convencionales (MGNC)* se definen como, “Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20[MW]”.

Dentro de la normativa chilena se consideran como fuentes de generación no convencional, que a su vez son renovables, a los siguientes tipos de energías: *Energía Eólica, Energía Solar, Energía Hidráulica (<20[MW]), Energía Geotérmica, Energía de los Mares y Energía obtenida de la Biomasa*. Además, las instalaciones de *Cogeneración* también pueden considerarse como MGNC, siempre y cuando cumplan ciertos requerimientos.

Antecedentes

Como antecedente a tener en cuenta, en la tabla siguiente se muestra un resumen de costos de instalación de una central de generación eléctrica para los distintos tipos de tecnologías asociadas a ERNC, tanto de fuentes convencionales como no convencionales¹ [3]:

Tipos ERNC	Costos de Instalación		Costos de Operación y Mantenimiento			
	Rango [US\$/kW]	Promedio [US\$/kW]	Fijos		Variables	
			Rango [US\$/kW/año]	Promedio [US\$/kW/año]	Rango [US\$/MWh]	Promedio [US\$/MWh]
MiniHidráulica (< 20[MW])	2180	2180	0	0	0	0
Geotérmica	1664-3901	3201	66-160	119	0-28	20
Eólica	1206-2341	1679	12-49	32	0-6	3
Biomasa	2575-3664	3294	63-81	75	7-11	9
Solar Térmico	3623-5899	4550	54-66	59	0	0
Solar Fotovoltaico	5058-6000	5578	7-34	19	0	0

Tabla 2.1: Costos de los distintos tipos de tecnologías asociados a ERNC para el período 2007-2008

Se debe mencionar que los datos sobre costos de energía mareomotriz no están totalmente definidos por el bajo desarrollo que ha tenido este tipo de tecnología hasta el momento. Por otro lado, los datos sobre costos de ERNC fueron calculados teniendo en cuenta, además de las curvas de costos históricas, los gases de efecto invernadero y bonos de carbono.

Al observar los datos anteriores se puede destacar la existencia de una barrera económica para el ingreso de MGNC en los sistemas eléctricos interconectados, debido a que su costo de inversión inicial es bastante mayor que el costo de inversión de centrales convencionales, que pueden ir desde 300[US\$/kW] (turbinas a gas) hasta 2000[US\$/kW] (centrales hidráulicas) [34].

En la siguiente tabla se presenta una medida de eficiencia operacional de cada una de las centrales en base a ERNC¹ [3], esta medida de eficiencia se denomina “factor de planta” y se define como la cantidad de electricidad realmente producida en un año, dividido por la cantidad que se habría producido si los generadores hubieran funcionado a plena potencia y de forma continua denle dicho año [4].

Tipos ERNC	Factor de Planta
MiniHidráulica (< 20[MW])	0,51
Geotérmica	0,84
Eólica	0,39
Biomasa	0,68
Solar Térmico	0,32
Solar Fotovoltaico	0,21

Tabla 2.2: Factor de Planta de Centrales que utilizan como fuente energética ERNC

¹ Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL) / www.nrel.gov/analysis/costs.html

Antecedentes

2.1.1 Situación Actual de ERNC en Chile

Chile posee características geográficas y climáticas que le permiten disponer de energías renovables en toda su extensión, poniendo en evidencia el gran potencial que posee el país para generar electricidad a partir de ERNC. En efecto, estimaciones realizadas por profesionales de la Universidad de Chile y la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM), enmarcado en un trabajo de investigación encargado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) del año 2005, determinó que el potencial bruto que presentan las ERNC en Chile es el siguiente² [5]:

Tipos ERNC	Potencial Bruto[MW]
MiniHidráulica (< 20[MW])	20.392
Geotérmica	16.000
Eólica	40.000
Biomasa	13.675
Solar	41.000-101.000
Mareomotriz	>164.900
TOTAL[MW]	295.967-355.967

Tabla 2.3: Potencial Bruto de ERNC en Chile

Este potencial de recursos energéticos renovables entrega un espacio significativo para el crecimiento de generación con ERNC. Teniendo en cuenta que en Chile la generación con ERNC el año 2008, sólo alcanzaba un 2,3% del total de la potencia generada. A continuación, se presenta un desglose, realizado por la CNE, de la capacidad instalada para el año 2009 y 2010, de ERNC explotadas en Chile³ [6].

Tipos ERNC	Capacidad Instalada[MW] al 01/07/09	Capacidad Instalada[MW] al 31/12/09	Capacidad Instalada[MW] al 31/12/10
Biomasa	63,1	63,1	66,1
Eólico	21,8	185,8	185,8
MiniHidráulicas (< 20[MW])	135,8	157,6	162,1
TOTAL[MW]	220,7	406,5	414

Tabla 2.4: Capacidad instalada en Chile de medios de generación con ERNC, para el año 2009 y 2010

A continuación, se darán a conocer las características más importantes de cada una de estas fuentes de energía no convencional, junto con una descripción de sus ventajas y desventajas.

² Fuente: Informe Consolidado: "Estimación del aporte potencial de las Energías Renovables No Convencionales y del Uso Eficiente de la Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC) en el período 2008-2025", preparado por: Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile y Núcleo Milenio de Electrónica Industrial y Mecatrónica y Centro de Innovación en Energía de la Universidad Técnica Federico Santa María/ Julio 2008.

³ Fuente: "Integración de Energías Renovables al SIC Visión del Operador del Sistema", Director de Operación y Peajes del CDEC.-SIC, Don Eduardo Ricke/ Julio 2009.

Antecedentes

2.1.2 Energía Hidráulica

La energía hidráulica se origina del aprovechamiento de la energía cinética y potencial de ríos y saltos de agua. Es la fuente de energía renovable más usada en el mundo para generar electricidad.

Existen centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse, las primeras se utilizan como MGNC. Las centrales de pasada desvían parte del caudal de los ríos, para ser turbinado y luego devueltos en otro punto, aguas abajo del río respectivo. El agua (energía hidráulica) pasa por una turbina, la cual es transformada en energía mecánica y ésta a través de un generador, es transformada en energía eléctrica. Luego, ésta última pasa por una etapa de transformación de tensión, para luego ser transmitida hacia su punto de conexión al sistema interconectado correspondiente. Cabe señalar que las centrales hidroeléctricas poseen bajos costos operacionales y de mantenimiento.

En las transformaciones mencionadas anteriormente existen pérdidas, que tienen relación con el rendimiento de cada uno de los equipos utilizados (turbina, generador y transformador). Actualmente se pueden obtener altos rendimientos de operación conjunta (superiores al 85%). A continuación, se mostrarán los rangos que generalmente se encuentran en el mercado para cada uno de los equipos eléctricos utilizados en la central:

$$\left. \begin{array}{l} 85\% \leq \eta_{Turbina} \leq 94\% \\ 95\% \leq \eta_{Generador} \leq 98\% \\ 98.5\% \leq \eta_{Transformador_de_Potencia} \leq 99.5\% \end{array} \right\} \begin{array}{l} \eta_{Turbina} : \text{Rendimiento de la Turbina} \\ \eta_{Generador} : \text{Rendimiento del Generador} \\ \eta_{Transformador_de_Potencia} : \text{Rendimiento del Transformador de Potencia} \end{array}$$

El rendimiento total está dado por el producto entre el rendimiento de la turbina, el del generador y el del transformador de potencia, esto es:

$$\eta_T = \eta_{Turbina} \cdot \eta_{Generador} \cdot \eta_{Transformador_de_Potencia}$$

La Potencia Nominal de la central de pasada estará dada por:

$$P = Q \cdot H \cdot g \cdot \rho \cdot \eta_T \left\{ \begin{array}{l} P: \text{Potencia Nominal (MW)} \\ Q: \text{Caudal } \left(\frac{m^3}{s} \right) \\ H: \text{Altura Neta de caída (m)} \\ g: \text{Constante de gravedad } \left(9.8 \left[\frac{m}{s^2} \right] \right) \\ \rho: \text{Peso específico del agua } \left(\approx 1000 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \right) \\ \eta_T: \text{Rendimiento Total} \end{array} \right.$$

Para la construcción de una central hidráulica, se deben efectuar las siguientes obras de infraestructura:

Antecedentes

- Obras de captación (Derivación y Bocatoma): Su objetivo es tomar agua del río de manera controlada para entregarla limpia a las obras de conducción;
- Obras de conducción (túneles y canales): Ésta permite conducir el agua hasta la tubería en presión mediante un túnel o un canal;
- Tubería en presión: Permite llevar el agua desde el canal o túnel, en la parte alta, hasta la casa de máquinas sin perder presión;
- Casa de máquinas: Permite convertir el agua a presión en energía mecánica (turbina) y la energía mecánica en energía eléctrica (generador);
- Patio de Transformación: Permite transformar la tensión de generación en tensión de transmisión, junto con los equipos de maniobra, medición y protección asociados.

Actualmente Chile posee 7 centrales de pasada menores a 9[MW], conectadas a redes de distribución de media tensión (PMGD) pertenecientes al SIC. Además, existen 17 centrales hidroeléctricas de pasada, mayores a 9[MW] y menores a 20[MW], conectadas a redes eléctricas pertenecientes al SIC, junto con una central de embalse de las mismas características de potencia. Formando un total de 25 MGNC que producen electricidad con energía hidráulica conectados al SIC [7][8].

2.1.3 Energía Eólica

La energía eólica es una energía no contaminante que se origina por el movimiento de las masas de aire (viento). Al igual que la mayoría de las fuentes renovables, proviene del sol, ya que son las diferencias de temperaturas entre distintas zonas geográficas de la tierra las que producen la circulación de aire.

Los aerogeneradores son los equipos que transforman la energía cinética del flujo de viento en energía eléctrica. Están compuestos esencialmente por un rotor con aspas y buje situado en la copa de una torre, una góndola con caja multiplicadora, generador eléctrico y freno mecánico, controlador electrónico y mecanismo de orientación. Los costos de instalación de los aerogeneradores son altos los que contrastan con los bajos costos de mantención que ellos poseen.

Las zonas más favorables para la ubicación de proyectos eólicos son las áreas costeras, llanuras interiores abiertas, valles transversales y zonas montañosas donde existe mayor potencial de viento.

La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de los siguientes factores:

- Densidad del aire: La energía cinética de un cuerpo es proporcional a su masa, por ello la energía cinética del viento depende de la densidad del aire. En general, la densidad del aire disminuye ligeramente con el aumento de la humedad y de la temperatura. Además, el aire es menos denso en la medida en que se eleva la altitud.
- Área de barrido del rotor: Esta área determina cuanta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica, por esta razón la energía extraíble aumenta con el cuadrado del diámetro del rotor.

Antecedentes

- Velocidad del viento: La energía cinética del viento es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Lo anterior es porque la expresión general de la energía cinética, además de considerar la velocidad al cuadrado, también considera que la masa de aire que se mueve por segundo se calcula como el producto entre la densidad del aire, el área de barrido y la velocidad del viento.

De esta manera se puede obtener la siguiente expresión para la potencia del viento que pasa perpendicularmente a través de un área circular:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3$$

}	P : Potencia del Viento [W]
	ρ : Densidad del Aire $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
	v : Velocidad Media del Aire $\left[\frac{m}{s}\right]$
	r : Radio del Rotor [m]

El físico alemán Albert Betz estipuló en 1919, que sólo puede convertirse menos de 16/27 (el 59%) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador. Si se tiene una curva que representa la densidad de probabilidad de la velocidad del viento (generalmente densidad de Weibull), entonces se puede construir la densidad de potencia del viento, la de potencia mecánica extraíble y la de potencia eléctrica generable por el aerogenerador.

En el diseño de un aerogenerador son diversos los aspectos que se deben considerar para obtener el funcionamiento deseado. A continuación, se indican algunos de los más importantes.

- Potencia a generar: No basta con conocer el valor nominal para la potencia a generar sino que también se debe definir la potencia máxima, potencia mínima y la potencia media diaria, entre otros.
- Régimen de vientos: Debe conocerse la función de distribución de la velocidad del viento así como también las direcciones de éste.
- Densidad del aire: Es necesario para determinar el tamaño y peso de las aspas, de manera de generar la potencia deseada.
- Fuerzas a las que se someterán las aspas: Permiten determinar el número de aspas de manera que la torre soporte la torsión de éstas.

En Chile existe un gran potencial para la implementación de proyectos de generación de energía eólica. Actualmente están en operación el parque eólico Alto Baguales, los parques eólicos Canela I y Canela II, el parque eólico Monte Redondo y las centrales eólicas Punta Colorada y Totoral. Además, existe un amplio número de proyectos para la construcción de parques eólicos a lo largo de todo el país, principalmente entre la II y V región [9][10].

Antecedentes

2.1.4 Energía Geotérmica

La energía geotérmica es la energía calórica contenida en el interior de la tierra que se transmite por conducción y convección hacia la superficie. La Geotermia es una fuente de energía renovable ligada a volcanes, géiseres, aguas termales y zonas tectónicas geológicamente recientes (con actividad en la corteza terrestre durante los últimos diez o veinte mil años) [11].

El recurso geotérmico está basado en la energía contenida en el fluido y sus posibles formas de utilización. Es necesario definir entalpía, energía de un sistema termodinámico proporcional a la temperatura. Esto se debe a que, para el caso de las ERNC es necesario tener una entalpía media: $90^{\circ}\text{C} < T < 150^{\circ}\text{C}$, para así poder obtener generación de pequeña y mediana escala.

De acuerdo, principalmente con la recarga del agua y la estructura geológica del sistema geotérmico, estos sistemas pueden dividirse en [12]:

- *Sistemas de agua caliente:* Cuyos reservorios contienen agua a temperaturas entre 30°C y 100°C . Sistemas de este tipo son utilizados en la actualidad para calefacción y agroindustria principalmente.
- *Sistemas de agua - vapor:* Denominados también de vapor húmedo, contienen agua bajo presión a temperaturas superiores a 100°C . Este tipo de sistemas geotérmicos es el más común y de mayor explotación en la actualidad, pueden alcanzar temperaturas de hasta 350°C .
- *Sistemas de vapor seco o de vapor dominante:* producen vapor sobrecalentado, la separación de la fase gaseosa se produce dentro del reservorio; el grado de sobrecalentamiento puede variar entre 0 y 50°C .
- *Sistemas de rocas secas calientes:* Corresponden a zonas de alto flujo calórico, pero impermeables de tal modo que no hay circulación de fluidos que pueden transportar el calor.

Para conocer el recurso geotermal se utiliza avanzada tecnología que permite reducir los riesgos de perforar la tierra y no encontrar el recurso, lo cual implica un riesgo para las inversiones. Los siguientes son los pasos para determinar esta variable:

- Se realizan tres pasos técnicos básicos: exploración geológica, geoquímica y geofísica con estos se desarrolla un modelo conceptual que permite estimar cual es el tamaño del recurso geotermal bajo la tierra, su profundidad y su temperatura.
- La fase siguiente son las perforaciones exploratorias para: validar el modelo conceptual y realizar las pruebas de bombeo que permiten dimensionar el recurso, presiones y temperaturas.
- Finalmente, en la fase de explotación se construyen los pozos de extracción desde los cuales sale el fluido geotermal que se usará para la generación de energía eléctrica.

Antecedentes

Chile tiene el privilegio de estar ubicado sobre el “Cinturón de Fuego del Pacífico”, zona que se caracteriza por una alta actividad volcánica. Debido a esto el país cuenta con un alto potencial para la instalación de centrales generadoras con energía geotérmica. En efecto, estudios realizados por el académico Alfredo Lahsen de la Universidad de Chile demuestran que en Chile existen recursos geotérmicos susceptibles de ser utilizados ya sea en la generación de electricidad o bien, para ser empleados en forma directa en diversos tipos de aplicaciones. Sin embargo, para lograr un desarrollo y aplicación de este recurso es necesario llevar a cabo programas de investigación tendientes a su localización, caracterización y evaluación.

Debido al elevado riesgo de la exploración, la geotermia requiere de inversiones significativas que se realizan en etapas sucesivas y de creciente inversión. La probabilidad de ubicar un reservorio geotérmico comercialmente atractivo no es muy alta. En la etapa de exploración con pozos profundos (2 o más), que permite confirmar la existencia del recurso, la perforación es muy costosa (varios millones de dólares por pozo).

2.1.5 Energía Solar

La energía solar proviene, como su nombre lo indica, del sol y se encuentra disponible en todo el planeta en mayor o menor cantidad de radiación solar. Existen dos maneras de transformar este tipo de energía, denominadas energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica, utilizando una parte del espectro electromagnético de la energía del sol. La transformación se realiza por medio de módulos o paneles fotovoltaicos.

La energía solar térmica es aquella que se obtiene por medio de la transformación de la energía del sol en energía calórica, para luego ésta ser transformada en energía eléctrica, utilizando otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos. Las plantas solares termoeléctricas emplean radiación solar sobre la superficie terrestre para el calentamiento de fluido que, directamente o a través de un intercambiador de calor, se hace pasar por una turbina de vapor que acciona un generador.

Chile posee condiciones privilegiadas para el desarrollo de centrales que produzcan electricidad a partir de energía solar, debido a las altas intensidades de radiaciones solares en diversas regiones del país. Se espera que el avance tecnológico, acompañado de una baja de costos de inversión, permita la incorporación de la energía solar térmica para aprovechar la favorable radiación solar de la cual dispone Chile [13].

2.1.6 Energía Mareomotriz

La energía mareomotriz es una energía renovable y limpia, que resulta de aprovechar las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa de la Tierra y la Luna, y que resulta de la atracción gravitatoria de esta última y del Sol sobre las masas de agua de los mares. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse interponiendo partes móviles al movimiento natural de

Antecedentes

ascenso o descenso de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje. Con un alternador se transforma la energía mareomotriz en energía eléctrica [14].

Entre los factores más importantes a considerar para la elección e instalación de tecnologías de generadores mareomotrices se encuentran: la ubicación geográfica, los costos de inversión del proyecto y la energía obtenida. Los proyectos relacionados con centrales de generación mareomotrices presentan altos costos de inversión y bajos costos de operación.

Hasta el momento, en Chile no se han desarrollado oficialmente proyectos de energía mareomotriz ni de aprovechamiento de las olas o corrientes [15].

2.1.7 Energía mediante Biomasa

Se entiende por biomasa al conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. Se considera renovable por el hecho de que la biomasa se obtiene directa o indirectamente del proceso de fotosíntesis.

El concepto de biomasa energética incluye todos los materiales vegetales que no se utilizan con fines alimentarios o industriales.

La biomasa, como recurso energético, se puede clasificar en:

- ***Biomasa natural:*** es la que se encuentra en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana. Los recursos generados por los desechos naturales de un bosque constituyen un ejemplo de este tipo de biomasa.
- ***Biomasa residual:***
 - ***Seca:*** se incluyen en este grupo los productos sólidos no utilizados de las actividades agrícolas y ganaderas, forestales y de los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera. Algunos ejemplos de este tipo de biomasa son: el estiércol, la paja, el orujo, la madera de podas y raleo, el aserrín, etc.
 - ***Húmeda:*** son los vertidos denominados biodegradables, las aguas residuales urbanas e industriales y los residuos ganaderos, principalmente purines⁴. La fermentación de este tipo de biomasa genera un gas (biogás) que se combustiona.
- ***Cultivos energéticos:*** son cultivos realizados con la finalidad de producir biomasa transformable en biocombustible. Se encuentran en este grupo el maíz, raps y girasol, entre otros.

La Biomasa puede sufrir las siguientes transformaciones de energía:

⁴ Purín: parte líquida que rezuma de todo tipo de estiércoles de animales.

Antecedentes

- ***Combustión directa:*** Corresponde a la quema de biomasa (triturada y secada) en una caldera u horno. La energía proveniente de la combustión de biomasa es transferida al agua para producir vapor, esta transferencia se realiza en la caldera. El vapor mueve una turbina que, conectada a un generador, propicia la producción de energía eléctrica. El vapor de agua ya utilizado se lleva hasta un condensador, refrigerado por agua, el agua obtenida vuelve a la caldera y se repite el proceso.
- ***Producción de Biogas:*** En forma natural la biomasa húmeda se degrada por acción de bacterias y microorganismos. En condiciones de presencia de oxígeno este proceso entrega como productos finales dióxido de carbono (CO₂), agua, sulfato, nitrito, nitrato y sales de amonio. Si este proceso se lleva a cabo en condiciones anaerobias (ausencia de oxígeno) se obtiene como producto gas inflamable que se denomina biogás y un residuo húmedo de difícil degradación denominado lodo. Se utiliza principalmente en motores de combustión interna y turbinas a gas para la generación de electricidad y calor. Para lograr la generación de electricidad pueden utilizarse turbinas o motores de combustión, donde el combustible (biogas) es quemado, haciendo girar un motor que impulsa un alternador y genera electricidad, la cual puede ser directamente exportada a la red.

El rendimiento de las calderas de biomasa es inferior al de las que usan combustibles fósiles, ya que se necesita una mayor cantidad de biomasa para conseguir la misma cantidad de energía que con otras fuentes. Por otro lado, los canales de distribución de biomasa están menos desarrollados que los de combustibles fósiles. La recolección de biomasa es costosa y su transporte limita el tamaño y rentabilidad de las plantas.

En la actualidad, en Chile no hay un uso relevante de biocombustibles. Existe un espacio importante para el desarrollo local de biocombustibles aprovechando los recursos naturales disponibles en Chile así como los avances tecnológicos de los últimos años [16].

2.1.8 Cogeneración

Se debe mencionar que la cogeneración se puede considerar como energía no convencional, sólo si cumple con algunos estándares que se definen en el DS N°244 [17].

Se entiende por cogeneración a la producción conjunta de energía eléctrica y energía térmica mediante un mismo proceso de generación de calor o fuente de energía, lo que aumenta la eficiencia energética total del sistema. Existen dos formas típicas de cogeneración: aquella en la que se opera según demanda térmica, en que la electricidad es el subproducto, y aquella en la se opera según demanda eléctrica, en la cual el calor en forma de vapor o agua caliente es el producto.

Según el DS N°244, el proceso de cogeneración se puede considerar como un medio de generación no convencional si cumple lo estipulado a continuación:

Las instalaciones de cogeneración cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20[MW] que utilicen fuente de energía primaria diferentes a las fuentes de energía no

Antecedentes

convencional estipuladas en el artículo 60°, serán clasificadas como MGNC si acreditan un rendimiento energético superior al que indica la norma técnica.

Por otro lado, las instalaciones de cogeneración que utilicen calor residual de un proceso térmico independiente a la actividad de cogeneración, estarán exceptuadas de acreditar el rendimiento energético especificado en la norma, para ser clasificadas como MGNC. La norma técnica respectiva establecerá las condiciones que deberán cumplir la actividad de cogeneración y el uso del calor residual del proceso térmico señalado.

Se debe tener en consideración que la CNE puede incorporar otras fuentes energéticas no convencionales a la lista del DS°244, verificando que estas fuentes tengan un bajo impacto ambiental y contribuyan a aumentar la seguridad del abastecimiento energético.

Además, el avance tecnológico ha hecho que la cogeneración sea una alternativa rentable y atractiva para los inversionistas, ya que mejora en gran medida la eficiencia de las centrales térmicas [17].

Antecedentes

2.2 Mecanismo de Desarrollo Limpio: Bonos de Carbono

El calentamiento global ha provocado la necesidad de reducir la cantidad de emisiones de los llamados Gases de Efecto Invernadero (GEI). Esto ha llevado al desarrollo de propuestas para controlar estas emisiones y frenar el cambio climático. De esta forma nace el Protocolo de Kyoto, el cual se ha convertido en la propuesta más clara y seria de combatir el calentamiento global. Este Protocolo es un instrumento legal adoptado por la CMNUCC (“Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”), en donde se establecen metas para la reducción de emisiones de GEI que son obligatorias para ciertos países, para el período comprendido entre el año 2008 hasta el año 2012 (inicialmente).

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), es un mecanismo del Protocolo de Kyoto (Artículo N°12) basado en proyectos, que tiene como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en países en desarrollo, para lograr así un desarrollo sostenible y ayudar a los países que necesitan reducir sus emisiones.

Los CERs son las Reducciones Certificadas de Emisiones y son mayormente conocidos como "Bonos de Carbono". Estas reducciones certificadas se generan durante la fase de ejecución de un proyecto y constituyen derechos o créditos transables dentro del Mercado del Carbono. El CER es la unidad con la que trabaja el MDL y corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente.

Todo proyecto que quiera pertenecer al MDL debe cumplir lo siguiente:

- Reducir alguno de los gases de efecto invernadero indicados en el Anexo A del Protocolo de Kyoto. Participación voluntaria.
- Reducir emisiones consideradas “adicionales”⁵ a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto.
- Demostrar tener beneficios reales, medibles y de largo plazo en relación con la mitigación de los gases de efecto invernadero.
- Contribuir al desarrollo sostenible del país.
- Ser desarrollado en un país que haya ratificado el Protocolo de Kyoto y que posea una Autoridad Nacional Designada (DNA) para el MDL.

Los Bonos de Carbono se pueden comercializar por medio de un contrato de compraventa de la reducción de emisiones, resultantes de un Proyecto MDL. En este contrato se especifican las relaciones entre el comprador y el vendedor, relacionadas con la adquisición, transferencia y distribución, de todos o parte, de los CERs generados. El contrato compraventa más conocido actualmente es el ERPA (Emission Reductions Purchase Agreement), el cual establece medidas eficaces basadas en el mercado para sistemas de comercio de emisiones de gases de invernadero por parte de las empresas. Se debe

⁵ Un proyecto MDL es adicional si sus emisiones están por debajo de las de la línea base de referencia.

Antecedentes

mencionar que los CERs se podrán comercializar por medio de una transferencia inmediata o venta futura de las reducciones.

Los fondos de Carbono son las entidades encargadas de comprar reducciones de emisiones para los países y empresas privadas que aportan al fondo.

Chile ya ratificó su participación en el Protocolo de Kyoto y su Autoridad Nacional Designada (DNA) es la CONAMA. Esta ratificación permite que el país venda reducciones a países desarrollados, que necesiten disminuir sus emisiones de GEI.

El desarrollador del Proyecto MDL tendrá que pasar por varias etapas del denominado “Ciclo del Proyecto MDL”, a fin de hacer registrar el proyecto ante la Junta Ejecutiva (JE) del MDL, lo que constituye una condición previa para la obtención de los CERs. El Ciclo del Proyecto MDL y su vinculación con el desarrollo normal de un proyecto, se muestra a continuación.

El Ciclo del Proyecto MDL contiene las siguientes etapas:

- 1) Elaboración del Proyecto-formato PDD (Project Design Document -Documento Diseño de Proyecto): aquí se desarrollará el Proyecto MDL. A la fecha de desarrollo del presente trabajo de título, el formato oficial del PDD se encuentra disponible en el sitio web:

<http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>

Antes de desarrollar el PDD se pueden construir los documentos PIN (Project Idea Note) y PCN (Project Concept Note), los cuales permiten decidir si vale la pena proseguir con el ciclo de proyecto MDL. En ellos se determina su factibilidad ante reglas del MDL y los potenciales de comercialización de Bonos de Carbono;

- 2) Proceso de aprobación Nacional: la DNA (CONAMA) ratifica la voluntaria participación del interesado y que el Proyecto MDL aporta desarrollo sustentable al país;
- 3) Validación y Registro: la DOE (Designated Operational Entity) evalúa el Proyecto MDL, verificando el cumplimiento de requisitos del MDL y analiza el cálculo de las reducciones (Metodología de Línea Base). Luego, cuando se ha validado el Proyecto MDL, se debe registrar (la aceptación de la JE);
- 4) Monitoreo: recopila y archiva todos los datos necesarios para medir o estimar los GEI y las reducciones del Proyecto MDL;
- 5) Verificación: examen periódico independiente, donde se determinan las emisiones que está emitiendo el Proyecto MDL;
- 6) Certificación CERs: es una certificación escrita en donde la DOE le asegura a la JE, que durante el período analizado el Proyecto MDL ha conseguido reducciones de emisiones;
- 7) Emisión de CERs: la realiza la JE después de ser aprobado el informe de certificación.

Además, en Chile se debe conseguir lo siguiente:

Antecedentes

- Resolución de Calificación Ambiental (RCA) o permisos ambientales sectoriales;
- Descripción del proyecto MDL;
- Declaración jurada del proponente del proyecto que se está presentando en forma voluntaria a MDL.

El tiempo mínimo requerido para el desarrollo del Ciclo del Proyecto MDL es mayor a 9 meses, el cual se puede extender aún más debido a si se tiene o no una metodología de la Línea Base y a la complejidad del Proyecto MDL.

Existen proyectos regulares o de gran escala (large scale projects), proyectos de pequeña escala (small scale projects) y proyectos de forestación y reforestación. Estos serán explicados más detalladamente en la sección “Glosario de Términos”, adjuntada al presente trabajo de título. Los proyectos de pequeña escala deben estar dentro de los siguientes tipos de proyectos:

- Proyectos de Energía Renovable con una capacidad instalada máxima equivalente de hasta 15[MW];
- Proyectos de Eficiencia Energética que reducen el consumo de energía en el punto de suministro y/o consumo, hasta un equivalente de 15[GWh/año];
- Otros Proyectos que conjuntamente reduzcan emisiones de GEI en menos de 15.000 toneladas anuales de CO₂ equivalente. Aparte de los tipos de proyectos listados en las dos categorías anteriores, se indican que podrían calificar los relacionados al reciclado del CO₂, los electrodos de carbono, la producción de ácido adípico⁶ y el uso de hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆) con referencia a las reducciones de emisiones generadas por estos proyectos expresadas en CO₂ equivalente.

Los proyectos de pequeña escala poseen ciertos beneficios en su aplicación a MDL, los que evitan barreras de entrada y reducen costos. Estos beneficios se establecen en un documento llamado "Modalidades y Procedimientos Simplificados"⁷. Los proyectos pueden agruparse, lo que generalmente reduce costos del Ciclo del Proyecto MDL, y las metodologías de Línea Base y plan de monitoreo se simplifican, entre otros aspectos.

Los proyectos asociados a MGNC que no pertenezcan a los proyectos contemplados como de pequeña escala tendrán que regirse según las metodologías de los proyectos de gran escala, estos son, aquellos proyectos de generación eléctrica con una capacidad mayor a 15[MW] y menor o igual a 20[MW].

Para mayor información sobre las metodologías que se deben desarrollar para validar o registrar todo tipo de proyectos MDL, ya sean de gran escala, pequeña escala o de forestación y reforestación, se pueden encontrar en el siguiente link, perteneciente a la CNUCC, <http://cdm.unfccc.int/methodologies>.

⁶ Ácido adípico: compuesto orgánico utilizado generalmente para la producción de nylon.

⁷ Más información en: “Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile”, CNE/CONAMA/GTZ, Octubre 2007 [18].

Antecedentes

Se debe mencionar la existencia del MDL Programático, herramienta del MDL que permite presentar un conjunto de actividades de proyectos como un solo programa de actividades. Permite la agrupación de más de una actividad de proyecto de gran o pequeña escala y sin necesariamente contar con el mismo período de acreditación.

Los costos en que se debe incurrir en un Proyecto MDL son costos de transacción asociados al desarrollo de todas las etapas del Ciclo del Proyecto MDL. El costo total mínimo para un proyecto de escala regular es alrededor de 70.000[US\$]. Aun considerando que las reducciones son mayores a $15.000 \left[\frac{\text{ton } CO_2}{\text{año}} \right]$ se estima un valor mínimo de $11.670 \left[\frac{\text{ton } CO_2}{\text{año}} \right]$ reducidas (vendidas a $6 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{ton}} \right]$) para poder cubrir este costo de transacción.

La CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) posee fondos que permiten financiar parte del Ciclo de Proyecto MDL o de Estudios de Prefactibilidad (PIN o PCN)⁸.

El cálculo de las reducciones de emisiones de CO₂ de MGNC conectados a sistemas interconectados, se deben estimar utilizando Metodologías de Línea Base y Monitoreo aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL. La Metodología de Línea Base consiste en multiplicar un Factor de Emisión de Línea Base por la energía generada en un año por el MGNC, esto es:

$$\text{Reducción de } CO_2 \left[\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right] = FE \left[\frac{\text{ton } CO_2}{\text{MWh}} \right] \cdot E \left[\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right]$$

Donde,

FE: Factor de Emisión de la Línea Base correspondiente al Sistema Interconectado donde se encuentre conectada la central generadora.

E: Energía generada al año

Las metodologías utilizadas para el cálculo del Factor de Emisión de la Línea Base aplicables al SIC y al SING son distintas. El método de cálculo depende de las características de cada uno de los sistemas eléctricos y de la información específica del sector eléctrico. Mientras más específica sea la información de la que se disponga, se podrá tener un mayor Factor de Emisión y por lo tanto tener una mayor reducción de emisiones de CO₂ [18].

Se pueden generar bonos de carbono durante todo el período de acreditación, donde la DOE verifica y certifica reducciones de GEI. Se tienen dos opciones de acreditación para los inversionistas:

- Período de acreditación de 10 años, sin renovación.
- Período de acreditación de 7 años, con posibilidad de renovarlo hasta 2 veces y completar un máximo de 21 años [18].

⁸ Para mayor información de estos fondos y otras líneas de financiamiento CORFO se puede consultar el sitio web: www.corfo.cl

Antecedentes

2.3 Generación Distribuida

El concepto de Generación Distribuida no tiene una definición como tal. No obstante lo anterior, una de las definiciones más ilustrativa es: “Se entiende por generación distribuida al uso integrado de pequeñas unidades de generación conectadas directamente al sistema de distribución, o dentro de las instalaciones de un cliente” [20].

En el caso chileno se puede decir que la Generación Distribuida, es la generación por medio de pequeñas centrales generadoras menores a 9[MW] conectadas en líneas de distribución de media tensión. En Chile a un generador distribuido se le conoce como PMGD (“Pequeño Medio de Generación Distribuido”). La instalación de un PMGD, generalmente presenta beneficios, no sólo para el dueño de este medio de generación, sino también para las empresas distribuidoras, esto depende de ciertos factores, entre ellos: la configuración de la red de distribución, la distribución de las cargas, entre otros. Dentro de los beneficios que se pueden encontrar los siguientes: el pago por pérdidas que debe efectuar la empresa distribuidora a las empresas generadoras disminuye por la reducción de las pérdidas, eventuales retraso de las inversiones de la red que debe realizar la empresa distribuidora y la reducción de pagos por servicios complementarios como la regulación de tensión, una vez que entre en vigencia la normativa de servicios complementarios correspondiente.

Un inversionista que instale un PMGD podrá vender sus excedentes al sistema y, si es que posee consumos, reducir su consumo de energía.

La Generación Distribuida entrega un valor agregado a la red:

- Reducción del costo de la energía debido a una eventual disminución de pérdidas⁹ y a una mayor gama de fuentes de generación disponibles.
- Los sistemas eléctricos se vuelven más robustos debido a la interconexión de varios MGNC.
- Manejo de la intermitencia de fuentes de energía renovables debido a la complementariedad entre diversas fuentes renovables y fósiles.
- En virtud de un uso más óptimo y controlado de la red de distribución, muchas veces pueden retardarse inversiones.

La Generación Distribuida, en su conjunto, busca mejorar la eficiencia, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico. Los conceptos de suficiencia y seguridad de un sistema eléctrico se distinguieron con la Ley Corta I. Con respecto a la seguridad de servicio se definieron los servicios complementarios, en adelante SSCC, estableciendo que “todo propietario de instalaciones eléctricas interconectadas deberá prestar los SSCC de que disponga que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio”. A continuación, se definen los conceptos de suficiencia, seguridad de servicio y servicios complementarios:

⁹ La disminución de pérdidas no es un hecho concreto, depende de ciertos factores como: la configuración de la red de distribución, la distribución de las cargas, entre otros.

Antecedentes

- Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda;
- Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios;
- Servicios complementarios (SSCC): recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137 del DFL N° 4. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Hasta el momento no se ha promulgado el reglamento de SSCC, el cual asociará a SSCC como un servicio adicional y no como que todo medio de generación debe proveer. En este sentido se abrirán nuevas oportunidades económicas a los inversionistas en MGNC, mediante la participación de éstos en mercados de SSCC.

La incorporación de estos medios de generación al sistema eléctrico, tiene especial impacto en las empresas distribuidoras, ya que es una forma económicamente competitiva de ampliar la red de distribución. Esto es especialmente cierto cuando se evalúa la expansión de instalaciones y redes que se encuentran saturadas o próximas a estarlo, o en redes que presentan altos costos de expansión producto de restricciones ajenas a la red eléctrica.

Existen diversos fomentos a las fuentes de generación distribuidas en Chile, especialmente a las relacionadas con energías renovables. Desde el año 2004 se abrió el acceso al mercado spot y se asegura conexión a la red (Ley Corta I). Además, desde el año 2008 (Ley ERNC) se exige que una parte de la energía comercializada provenga de ERNC, categoría que incluye a gran parte de los PMGD.

Por otro lado, para el caso del modelo de mercado chileno, en donde las empresas de distribución deben competir con una empresa modelo, la integración de estos medios de generación en forma masiva puede ser un gran incentivo para las empresas distribuidoras, ya que esta incorporación se considera como una herramienta empleada para aumentar la eficiencia de sus inversiones y para aumentar la eficiencia en la expansión de sus redes [19].

Antecedentes

2.4 Sector Eléctrico Chileno

2.4.1 Características Institucionales del Sector Eléctrico Chileno

El sector eléctrico chileno está institucionalizado por organismos que definen políticas para regular y fiscalizar a empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras junto a autoprodutores y consumidores (libres y regulados).

Se presentará una breve referencia de los organismos principales que definen la institucionalidad del sector.

2.4.1.1 Ministerio de Energía

El Ministerio de Energía se crea en la Ley promulgada el 25 de Noviembre de 2009 y tiene por función el diseño y la coordinación de planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector. Se separan las funciones de política pública y rectoría (Ministerio) de las referidas al ámbito regulatorio (CNE), siguiendo las buenas prácticas internacionales en este sentido.

El Ministerio de Energía es la institución que relaciona la Presidencia con la Comisión Nacional de Energía (CNE), Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la Comisión Chilena de Energía Nuclear [21].

2.4.1.2 Comisión Nacional de Energía (CNE)

La Comisión Nacional de Energía es un organismo público, autónomo y descentralizado, que fue creada por el Decreto de Ley N° 2.224 (25 de mayo de 1978). Su función principal es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético del país, además de velar por el cumplimiento de todas las materias relacionadas con la energía, tanto en su producción y uso como en la promoción del uso eficiente de ésta.

Los actos jurídicos administrativos de la CNE se realizan a través del Ministerio de Energía. Aún así posee plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones directamente con el Presidente de la República.

Dentro del sector eléctrico, la CNE posee entre sus funciones principales diseñar las normas del sector y calcular las tarifas y peajes que la legislación ha establecido [22].

2.4.1.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), es una institución pública descentralizada, creada el 14 de Diciembre 1984, bajo el nombre de Inspección Técnica de Empresas y Servicios Eléctricos. En la actualidad sus funciones se rigen por la Ley N°18.410 de 1985 y N° 19.613 de 1999. Además, está relacionada con el Gobierno a través del Ministerio de Energía. La SEC tiene como misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio. Su objetivo es fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales,

Antecedentes

reglamentarias y normativas, sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, buscando que las operaciones y el uso de estos recursos energéticos no constituyan peligro para las personas y sus cosas. Algunas de sus funciones son: multar, resolver conflictos, autorizar servidumbre, entre otras [23].

2.4.1.4 Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Un Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) es un organismo reglamentado por el Decreto Supremo N°327 (DS N°327), del año 1997, el cual está integrado por todas aquellas empresas eléctricas de transmisión, generación y clientes libres que cumplen con los requisitos establecidos en el artículo N°168 del Decreto Supremo N°327. A su vez un CDEC está conformado por un Directorio, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes.

En Chile existen dos centros de despacho económico de carga, el CDEC-SIC y el CDEC-SING, el primero está encargado de la coordinación de las instalaciones ubicadas en el Sistema Interconectado Central y el segundo está encargado de la coordinación de las instalaciones ubicadas en el Sistema Interconectado del Norte Grande.

Los CDEC están encargados de la coordinación de la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, con el fin de:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico;
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Otros de los objetivos de los CDEC son:

- Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo;
- Determinar los costos marginales de energía y las transferencias económicas entre los integrantes del CDEC;
- Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre sus integrantes;
- Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras [24][25].

2.4.1.5 Panel de Expertos

El Panel de Expertos es un órgano colegiado autónomo creado en el año 2004 por la Ley N°19.940, está integrado por siete profesionales designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante concurso público, que períodos de seis años. El Panel de Expertos fue creado con el fin de analizar y dictaminar sobre discrepancias y conflictos que, conforme a la Ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas sometan a su conocimiento [26].

Antecedentes

2.4.1.6 Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)

La Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) es una institución pública, descentralizada, creada el año 1994 por la Ley N° 19.300 de Bases Generales del Medio Ambiente. Tiene como misión velar por un medio ambiente libre de contaminación, por la protección y preservación de la naturaleza y por último, por la conservación del patrimonio ambiental.

La CONAMA propone políticas ambientales al Presidente de la República y es la encargada de administrar el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA). Además, debe informar sobre el cumplimiento y aplicación de la normativa ambiental.

Además, se debe mencionar que la CONAMA es la Autoridad Nacional Designada (DNA) de Chile, la cual está encargada de entregar la aprobación nacional a la tramitación del proyecto ante la JE (Junta Ejecutiva) del MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio), en base a su contribución al desarrollo sustentable del país [18][27].

2.4.1.7 Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC)

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) es una institución creada mediante la Ley N°19.911, publicada en el Diario Oficial del Noviembre de 2003. Su misión es promover y resguardar la Libre Competencia en los mercados, previniendo, corrigiendo o prohibiendo cualquier hecho acto o convención que la impida, restrinja o entorpezca o que tienda a producir esos efectos y sancionando a quienes, individual o colectivamente, atenten contra ella. Todo lo anterior en la esfera de las atribuciones que posee de acuerdo con la ley [29].

2.4.1.8 Centro de Energías Renovables (CER)

El día 18 de Agosto de 2009 se creó el Centro de Energías Renovables, en adelante CER, nació como iniciativa de la CNE y la CORFO. El CER está especializado en la investigación, desarrollo y fomento de las energías renovables no convencionales en Chile.

Tanto la Comisión Nacional de Energía como CORFO seguirán trabajando coordinadamente con el CER por el desarrollo de las energías limpias; la primera institución lo hará en materia de regulación e información, y la segunda, en lo que respecta a la promoción de inversiones.

Algunas de las funciones del CER son:

- Estudiar la evolución y el desarrollo de las tecnologías de ERNC y su aplicabilidad en Chile, para facilitar la eliminación de barreras en la materialización de proyectos;
- Promover y desarrollar una red de convenios con centros e instituciones, a nivel nacional e internacional, que estén realizando promoción e innovación en ERNC;
- Servir de centro de información y orientación para entes gubernamentales, inversionistas, desarrolladores de proyectos e investigadores académicos;
- Generar catastros de recursos naturales para el desarrollo de las ERNC;

Antecedentes

- Velar porque exista acreditación en la competencia de recursos humanos, así como certificación de productos y servicios que sean conexos a proyectos de ERNC (tales como servicios de consultoría, ingeniería, laboratorios, proveedores de tecnología, mantención, entre otros) [30].

2.4.2 Características Físicas del Sector Eléctrico

En Chile existen diversos sistemas eléctricos independientes, el Sistema Interconectado del Norte Grande y el Sistema Interconectado Central son los de mayor tamaño, también están los sistemas medianos que poseen una capacidad inferior a 200[MW], tales como el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes, el Sistema Eléctrico de Isla de Pascua, los sistemas eléctricos de Palena, Cochamó, Hornopirén, entre otros [35].

Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir la energía eléctrica. Se caracterizan porque sus centrales generadoras y sus consumos están interconectados a través de un sistema de transmisión, subestaciones y redes de distribución.

Los sistemas eléctricos que existen en Chile se clasifican según su tamaño:

- **Sistemas Mayores:** corresponden a aquellos sistemas con una capacidad instalada de generación igual o superior a 200[MW].

1) El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Ubicado en la zona norte del país, el SING abastece desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso por el sur (regiones I y II). Su generación es mayoritariamente térmica y orientada a la industria minera. Posee una potencia instalada de 3601,9[MW] [32], constituyendo el 27,42% de la capacidad instalada total del país.

2) El Sistema Interconectado Central (SIC)

Ubicado en la zona centro del país, el SIC abastece desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 21.000[km]. Posee una potencia instalada de 9385,7[MW] [32], constituyendo el 71,45% de la capacidad instalada total del país, abastece a más del 90% de la población.

- **Sistemas Medianos:** corresponden a aquellos sistemas con una capacidad instalada entre 1,5[MW] y 200[MW]. Algunos de estos sistemas se presentan a continuación:

Antecedentes

1) El Sistema Eléctrico de Aysén

Ubicado en la zona sur, el sistema de Aysén está constituido por cinco sistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. Posee una potencia instalada de 50,5[MW] [32], constituyendo el 0,38% de la capacidad instalada nacional.

2) El Sistema Eléctrico de Magallanes

Ubicado en la zona más austral del país, el sistema eléctrico de Magallanes está constituido por cuatro sistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen respectivamente, a las ciudades del mismo nombre. Posee una potencia instalada de 98,7[MW] [32], constituyendo una capacidad instalada conjunta de un 0,75% de la capacidad instalada nacional.

3) El Sistema Eléctrico de Isla de Pascua [33]

Ubicado en la zona de Isla de Pascua, es un sistema eléctrico pequeño propiedad de la empresa Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua Ltda. (SASIPA), que depende en un 99,93% de CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) y 0,7% de SACOR Ltda. (Sociedad Agrícola SACOR Ltda.).

2.4.3 Características del Mercado Eléctrico

El sector eléctrico chileno está dividido en tres segmentos: Generación, Transporte y Distribución. Dentro de estos segmentos, en el año 2008 participaban un total de 41 empresas generadoras, 6 empresas transmisoras puras, 33 empresas distribuidoras (incluyendo a las cooperativas). Cabe señalar que dos empresas integradas verticalmente en generación, transmisión y distribución, participan de la industria eléctrica nacional [35].

2.4.3.1 Segmento de Generación

El segmento de Generación es el encargado de la producción de energía eléctrica para satisfacer el consumo eléctrico nacional. Está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad.

Se pueden distinguir dos mercados: el mercado spot y mercado el de contratos. El mercado spot es entre generadores eléctricos (tarificación a costo marginal) y el de contratos se establece entre generadores y clientes libres o empresas distribuidoras. Estos tipos de mercado se analizarán con mayor detalle en una sección posterior.

En relación a la operación de las centrales de generación, el despacho horario del parque generador del sistema corresponde a un orden de mérito en función del costo variable de operación, lo anterior da lugar a las transferencias o intercambios comerciales de energía del sistema entre las empresas antes descritas. Lo anterior se debe a que existen empresas excedentarias que venden energía y potencia en el mercado spot, debido a que por despacho tienen un nivel de producción superior al

Antecedentes

comprometido en los contratos. Y por otro lado, existen empresas deficitarias, las cuales deben comprar energía y potencia al mercado spot, debido a que por despacho tienen un nivel de producción inferior al estipulado en los contratos. Las transferencias físicas y monetarias son determinadas por el respectivo CDEC, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al costo marginal (CMg) resultante de la operación del sistema en esa hora y en el caso de la potencia, al precio de nudo de la potencia correspondiente.

2.4.3.2 Segmento de Transmisión

El segmento de Transmisión tiene por función llevar la energía producida por las centrales generadoras hasta los centros de consumos o distribución. Está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de instalaciones destinadas al transporte de electricidad. Un sistema de transmisión o de transporte de electricidad es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman un sistema eléctrico.

Este segmento se caracteriza por ser un monopolio natural, por lo que debe ser regulado y su rol central es el de permitir en forma transparente y no discriminatoria la existencia de mercados competitivos en el nivel de generación, permitiendo la incorporación de cualquier central que cumpla la normativa vigente.

Las condiciones físicas y geográficas de Chile, en que las grandes fuentes de generación hidráulica se encuentran alejadas de los grandes centros de consumo, determinan la importancia del sistema de transmisión. La operación en Chile se realiza bajo el estándar europeo de 50[Hz] de frecuencia nominal. Los niveles de tensión empleados en el sector de transmisión nacional cubren el rango comprendido entre 33[kV] y 500[kV].

El pago o remuneración de los sistemas de transmisión se realiza a través del ingreso tarifario y de los peajes. El ingreso tarifario resulta de aplicar un sistema de transferencia de energía entre las empresas de generación, a base de costos marginales en cada nodo. En otras palabras, el cobro a costo marginal realizado a los consumos (compras) en el mercado spot genera ingresos mayores a los pagos por ventas de energía realizados a las empresas generadoras (ventas). Técnicamente esto se debe a que las pérdidas óhmicas marginales en una red eléctrica son mayores a las pérdidas medias. El ingreso tarifario se traspa a las empresas de transmisión como parte del pago de sus anualidades reconocidas en procesos tarifarios. Cabe mencionar que el ingreso tarifario también se produce en las transferencias de potencia. El peaje corresponde al valor que resulta de sustraer de las anualidades, reconocidas a las empresas de transmisión en el proceso tarifario de transmisión troncal, el ingreso tarifario resultante. En términos referenciales, para un sistema de transmisión económicamente adaptado, el ingreso tarifario corresponde a valores del orden del 20% de la anualidad de un sistema de transmisión. Debido a que este monto usualmente en la práctica no cubre los costos anuales de transmisión reconocidos en los procesos tarifarios, el monto restante, denominado peaje, es asignado a generadores y consumos de acuerdo a un esquema de prorroateo basado en el uso eléctrico esperado que cada instalación hace del sistema. Este esquema tiene tratamientos diferenciados según se trate de sistemas de transmisión, subtransmisión o adicional.

Antecedentes

En Chile, el sistema de transmisión posee tres subdivisiones conocidos como transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional. A continuación, se darán a conocer los aspectos más relevantes de cada una de las subdivisiones del sistema de transmisión.

Sistema de Transmisión Troncal (STT)

El sistema de transmisión troncal, en adelante STT, es aquel sistema al cual se interconectan las centrales generadoras y se producen los intercambios de grandes bloques de energía. Existe un sistema de transmisión troncal tanto para el SIC como para el SING. Cada sistema de transmisión troncal está constituido por líneas mayores a 220[kV], en donde la magnitud de los flujos no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores y en donde los flujos por las líneas sean bidireccionales relevantes, sin que se produzcan por el consumo de un cliente o por la producción de un grupo reducido de centrales.

En el caso del SIC, el STT comprende las instalaciones de niveles de tensión superior o igual a 220[kV] entre los nudos Diego de Almagro y Puerto Montt, y a su vez el área de influencia común de las instalaciones ubicadas entre las barras de Quillota y Charrúa.

En la actualidad, para el SIC el sistema de transmisión troncal comprende las En el caso del SING, el STT corresponde a las instalaciones comprendidas entre los nudos SSEE Encuentro y SSEE Crucero, es decir, involucra sólo un tramo de la red. Este tramo es un doble circuito en 220[kV] con una longitud de 800[m] perteneciente a la empresa Transelec Norte [31].

Sistemas de Subtransmisión (SST)

Los sistemas de subtransmisión están constituidos por líneas y subestaciones eléctricas que están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Transportan la energía proveniente de las subestaciones principales del STT hasta las barras donde retiran energía las empresas distribuidoras y clientes libres que comparten instalaciones con éstas. En el SST se pueden encontrar tensiones en el rango de 33[kV] a 220[kV] [31].

Actualmente existen 7 sistemas de subtransmisión, 6 de ellos pertenecen al SIC y 1 al SING. A continuación se enlistan cada uno de estos sistemas [53]:

- SIC-1 Diego de Almagro – Quillota (III, IV y norte de V región);
- SIC-2 Quillota – Batuco (V región);
- SIC-3 Región Metropolitana;
- SIC-4 Paine – Charrúa. (VI y VII región);
- SIC-5 Charrúa – Temuco (VIII región);
- SIC-6 Temuco – Quellón (IX y X región);
- SING Arica – Antofagasta.

Antecedentes

Sistemas de Transmisión Adicional (STA)

Los sistemas de transmisión adicional son aquellas instalaciones eléctricas que permiten suministrar energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios y que permiten a los generadores inyectar su producción a algún sistema eléctrico. Estos sistemas de transmisión adicional no forman parte ni del sistema de transmisión troncal ni del sistema de subtransmisión [31].

2.4.3.3 Segmento de Distribución

El segmento de Distribución está encargado de transportar la energía eléctrica retirada en los puntos de conexión con las instalaciones de subtransmisión (llamadas subestaciones primarias), hasta los centros de consumo al interior de una zona de concesión, asociada a cada una de las empresas distribuidoras. Está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de instalaciones destinadas a distribuir la electricidad hasta los consumidores finales localizados en zonas geográficas delimitadas. Las redes de distribución están compuestas por un conjunto de líneas, subestaciones y equipos necesarios para cumplir su misión. Operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

En este segmento se tiende a tener un monopolio natural de carácter geográfico, es por ello que el segmento de distribución debe ser regulado al igual que el sector de transmisión.

Los sistemas eléctricos de distribución se puede dividir en:

- ***Sistemas de distribución primaria:*** Operan con niveles de alta tensión de distribución, esto es, 23, 13.2 y 12[kV], entre otros de menor uso. Abastecen a clientes industriales y/o transmiten bloques de energía hacia el interior del sistema de distribución.
- ***Sistemas de distribución secundaria:*** Son aquellas redes de baja tensión (220[V] monofásico y 380[V] trifásico) que permiten distribuir la energía a clientes residenciales, comerciales e industriales pequeños.

El presente trabajo de título se enfocará en la incorporación de MGNC en sistemas de distribución primaria, correspondiente a redes de distribución de media tensión [31].

2.4.3.4 Cliente Regulado

Es aquel que paga una tarifa definida por la autoridad calculada en base a una empresa distribuidora modelo que opera en forma eficiente y al precio de compra por parte de la empresa de distribución. Dentro de los clientes regulados se encuentran consumidores de una potencia conectada igual o inferior a 2[MW], teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500[kW] y 2[MW], que estén ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora, de optar a ser clientes libres [31].

Antecedentes

2.4.3.5 Cliente Libre

Son aquellos clientes finales que consumen por sobre 2[MW], los cuales negocian libremente los precios y condiciones del suministro eléctrico con las empresas generadoras o distribuidoras. Además, lo integran aquellos clientes que posean una potencia instalada entre 500[kW] y 2[MW], y que eligen ser clientes libres [31].

Las ventas de energía y potencia a clientes libres son realizadas directamente por las empresas generadoras a través de contratos bilaterales de carácter financiero. Las empresas distribuidoras también pueden vender a clientes libres.

El sistema eléctrico de Chile está desintegrado verticalmente (jurídicamente y contablemente), lo que quiere decir que las empresas operadoras de sistemas de transmisión no pueden dedicarse a actividades de generación o distribución de electricidad.

El mercado eléctrico chileno es un mercado de carácter competitivo, que posee como forma básica de organización un “Modelo Mancomunado o Pool”, en el que además, se pueden establecer contratos bilaterales financieros.

El Modelo Mancomunado o Pool establece una estructura de mercado tal que productores y consumidores no entran en una relación comercial directa. Se establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (precio spot), que es el precio de despeje de mercado (mercado spot). Este precio es resultado de un despacho económico centralizado, por parte del operador de mercado (en el caso de Chile los CDEC), basado en la entrega de costos o de ofertas de compra y venta por parte de los agentes involucrados. Este precio puede variar dependiendo la zona del sistema en la que se encuentre. Además, se establece un sistema de tarificación para la transmisión y para los servicios complementarios necesarios para la operación segura y confiable del sistema eléctrico.

Los contratos de tipo bilateral financiero se realizan mediante un intercambio comercial libre entre empresas generadoras y empresas distribuidoras y/o consumidores libres y/o otros generadores. Por definición, no afectan al despacho de operación y sólo son acordados entre los participantes del mercado con el fin de manejar el riesgo de posibles variaciones futuras del precio de la energía eléctrica logrando una mayor estabilidad de precio. Estos contratos bilaterales son confidenciales de mediano y largo plazo, en los cuales se establece una obligación de suministrar y una obligación de comprar a un precio predeterminado. Se debe informar al CDEC respectivo, cual es el punto de suministro y cantidad de potencia a suministrar.

En el mercado spot el precio de la energía eléctrica (precio spot) corresponde al costo marginal de corto plazo resultante del equilibrio instantáneo entre oferta y demanda. El costo de la energía es horario y corresponde al costo marginal (CMg) resultante de la operación del sistema en esa hora y el costo de la potencia, corresponde al precio de nudo de la potencia correspondiente (depende de la barra

Antecedentes

en donde se esté inyectando o retirando energía). Se debe mencionar que los precios de nudo están constituidos por el precio básico de la energía¹⁰ y el precio básico de la potencia de punta¹¹ [36].

Actualmente la venta de energía y potencia a las empresas distribuidoras por parte de los generadores se realiza al precio de nudo de energía y potencia (precios estabilizados para clientes regulados). Sin embargo, a partir del año 2010, los precios para clientes regulados quedarán establecidos a partir de los precios de energía y potencia que se pacten en los procesos de licitaciones públicas de suministro.

Cabe señalar que los contratos de suministro que puedan establecer una empresa distribuidora con clientes libres no forman parte del mercado spot ni del concepto de mercado mayorista antes descrito [31][34].

¹⁰ Precio básico de la energía: promedio a lo largo del tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento [36].

¹¹ Precio básico de potencia de punta: promedio ponderado de los costos marginales previstos para los cuatro años siguientes [36].

Antecedentes

2.5 Comentarios sobre Antecedentes relacionados con MGNC

Luego de haber realizado una detallada investigación acerca de gran parte de las materias relacionadas con proyectos de generación eléctrica mediante ERNC, a excepción del ámbito regulatorio, el cual se presentará en el próximo Capítulo, se debe mencionar lo siguiente:

Con respecto a las ERNC, se pudo observar que existen barreras de tipo informativo, las cuales provocan inconvenientes para el desarrollo de proyectos relacionados con MGNC. Algunas de estas barreras son: falta información sobre catastros y mediciones de viento, ausencia de regularización de derechos de exploración de recursos eólicos, costos de terreno y franjas de paso y elevados costos de inversión para gran parte de las ERNC. Se espera que en unos pocos años más, exista un avance tecnológico que permita la disminución de los costos de inversión y que se resuelvan materias relacionadas con las barreras para ERNC.

Las barreras específicas que puedan existir en el ámbito de generación mediante ERNC en Chile, no se abordarán en el presente trabajo de título, pero sí se debe dejar en claro que es necesario que estudiantes o personas interesadas en temas relacionados con generación eléctrica mediante ERNC, tomen como base el presente trabajo e investiguen sobre posibles soluciones a estas barreras enmarcadas en el caso chileno.

La Generación Distribuida pretende obtener un sistema eléctrico más eficiente, al incorporar generación eléctrica cercana a los consumidores. Esta eficiencia está asociada a la reducción de pérdidas en la red de distribución, pero esta disminución no ocurre en todos los casos donde se incorpora un PMGD, todo depende de la configuración de la red, distribución de cargas y punto de conexión dentro de red eléctrica correspondiente, por lo que se debe estudiar en detalle el impacto que producirá el PMGD en el sistema eléctrico correspondiente.

En un futuro próximo, se debe tener presente que pueden incorporarse varias centrales generadoras a la red de distribución, por lo que se debe realizar un diseño y desarrollo planificado de la red eléctrica, para mantener la seguridad y calidad de servicio. Este tema aún no se estudia a cabalidad en Chile y necesita ser desarrollado e investigado.

Por otro lado, se vio que el calentamiento global ha provocado la necesidad de reducir la cantidad de emisiones de los llamados Gases de Efecto Invernadero (GEI). Chile al estar adscrito al Protocolo de Kyoto, permite que proyectos relacionados con MGNC tengan la posibilidad de participar en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), el cual es un mecanismo del Protocolo de Kyoto basado en proyectos, que tiene como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en países en desarrollo, para lograr así un desarrollo sostenible y ayudar a los países que necesitan reducir sus emisiones. La participación de los dueños de MGNC en el MDL, permite obtener ingresos económicos adicionales que no poseen otros proyectos de generación tradicional. Estos ingresos se generan con la venta de CERs o Bonos de Carbono, que son las Reducciones Certificadas de Emisiones, y se generan durante la fase de ejecución de un proyecto constituyendo derechos o créditos transables dentro del Mercado del Carbono [18].

Antecedentes

Los nuevos inversionistas que quieran participar en el sector de generación chileno utilizando el uso de ERNC, deben conocer a cabalidad el mercado y sector eléctrico de Chile, sus participantes, sus instalaciones, formas de contratos, balances de energía y potencia, normativas y reglamentos correspondientes, entre otros detalles. Por lo que el presente trabajo de título es un gran apoyo para estos nuevos participantes que quieran interiorizarse en todas las materias relacionadas con la generación eléctrica en Chile asociadas especialmente a ERNC.

Capítulo 3:

Marco Regulatorio para MGNC

3.1 Normativa Internacional y Nacional

En este capítulo se presenta una síntesis de los principales aspectos tratados en la normativa, tanto internacional como nacional, que hacen referencia principalmente a la Generación Distribuida y a medios de generación que utilicen ERNC como fuente energética.

3.1.1 Normativa Internacional

3.1.1.1 Estándares IEEE para Generación Distribuida

La asociación mundial dedicada a la estandarización IEEE, “*The Institute of Electrical and Electronics Engineers*”, ha creado estándares relacionados con Generación Distribuida. El primer estándar publicado fue el Std. IEEE 1547, el año 2003, en el cual se exigen condiciones de desempeño, operación, prueba y seguridad de los recursos distribuidos que se conectan a un sistema eléctrico de potencia, en forma general.

A continuación, se presenta una breve reseña de cada uno de los documentos IEEE relacionados con Generación Distribuida:

IEEE Std. 1547-2003, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”

Este estándar se creó para regular la incorporación de recursos distribuidos en redes de distribución, enfocado principalmente a aspectos técnicos para la interconexión. Aparecen requerimientos relevantes para la ejecución, operación, pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión, entre otras.

Marco Regulatorio para MGNC

Está enfocado a centrales distribuidas menores o iguales a 10[MVA], referente a cualquier tipo de tecnología, interconectadas tanto a redes de distribución primaria como a redes de distribución secundaria. Esto permite considerar como guía a este estándar para el desarrollo del trabajo de título presente, debido a que los PMGD estarían considerados en este rango, al ser centrales menores o iguales a 9[MW] interconectadas en redes de distribución primarias.

Algunas de las consideraciones que aparecen en este estándar son:

Consideraciones sobre la regulación de voltaje, sincronización, puesta a tierra, protecciones en caso de variaciones en el voltaje o en la frecuencia en el punto de conexión. Además, especifica límites para armónicos, entre otros aspectos.

Establece criterios y requerimientos para la interconexión de generadores distribuidos con sistemas eléctricos. Requerimientos relevantes al comportamiento, operación, medida, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión.

IEEE Std. 1547.1-2005, "IEEE Standard Conformance Test Procedures for equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems"

Este estándar establece procedimientos de pruebas para establecer y verificar el cumplimiento de los requisitos del IEEE Std. 1547-2003. Se especifican pruebas tanto para los equipos necesarios para la interconexión de recursos distribuidos como para la puesta en marcha de la central distribuida.

Especifica las pruebas necesarias para demostrar que el equipamiento de la interconexión cumple con la norma antes mencionada.

IEEE Std. 1547.2-2008, "Guide for IEEE Std. 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems"

Guía estandarizada que apoya la comprensión del estándar IEEE Std. 1547 mediante disposiciones técnicas y detalles de aplicación. Facilita el uso del IEEE Std. 1547 tanto para inversionistas interesados en el área de la generación como para las empresas eléctricas dueñas de las redes de distribución, mediante caracterización de diversas formas de tecnologías de distribución de los recursos y los aspectos relacionados con la interconexión. Además, se debe mencionar que los antecedentes y la justificación de los requisitos técnicos se discuten en términos de la operación de la interconexión de los recursos distribuidos con la red de distribución.

Provee detalles técnicos y de aplicación para el buen entendimiento del estándar IEEE Std. 1547.

IEEE Std. 1547.3 -2007, "Guide for Monitoring Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems"

Esta guía tiene por objeto facilitar la interoperabilidad de generadores distribuidos, ayuda a definir aspectos de supervisión y vigilancia, intercambio de información y control de los recursos

Marco Regulatorio para MGNC

distribuidos. Ofrece apoyo técnico y operaciones de negocios de generación distribuida. Provee una guía para el monitoreo, intercambio de información y control de los generadores distribuidos.

IEEE Std. 1547.4 -2007, “Draft Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resources Island Systems with Electric Power Systems”

Esta guía está destinada a proporcionar información sobre el diseño, operación de generadores distribuidos en sistemas eléctricos aislados. Aborda los sistemas aislados que funcionan con recursos distribuidos, y su interacción con un sistema eléctrico de potencia.

IEEE Std. 1547.5 -2007, “Draft Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources greater than 10MVA to the Power Transmission Grid”

Da a conocer requisitos técnicos, de diseño y construcción, puesta en marcha, de mantenimiento y requisitos de desempeño, para la interconexión de generadores eléctricos con una capacidad mayor a 10[MVA] a una red de transmisión de potencia. Proporciona información técnica y orientación para agentes participantes del proyecto.

IEEE Std. 1547.6 -2007, “Draft Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distributions Secondary Networks”

Basado en IEEE Std. 1547, estudia la interconexión de recursos distribuidos en sistemas de red secundaria. Establece criterios recomendados, requisitos y ensayos, y proporciona orientación para la interconexión de recursos distribuidos en sistemas de distribución secundaria. Se centra en aspectos técnicos de ésta, junto con recomendaciones asociadas a la ejecución, operación, pruebas, consideraciones de seguridad y el mantenimiento de la conexión.

IEEE Std. 1547.7-2007, “Draft Guide to Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection”

Describe criterios, alcance y extensión de los estudios de ingeniería de impacto en la zona de sistemas de energía eléctrica de un recurso distribuido o total de recursos distribuidos interconectados en un área del sistema eléctrico de distribución de energía [37].

3.1.1.2 Mecanismos Normados de Apoyo a las Energías Renovables existentes en Europa

El Parlamento Europeo aprobó que las energías renovables representen un 25% sobre el total de energía consumida en Europa para el 2020. Una de las razones por las que se determinó el aumento de centrales que utilicen ERNC es el Protocolo de Kyoto, sobre reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Para apoyar a las centrales de generación que utilicen ERNC para producir, se han desarrollado distintos mecanismos de apoyo a las ERNC en países europeos, que tienen relación con incentivos al precio, como es el caso de Feed in Tariffs, pago adicional a los precios normales de mercado para generadores que utilicen energías renovables, existencia de cuotas de ERNC, incentivos a la cantidad de potencia producida con ERNC, subsidios a la inversión e incentivos tributarios.

Marco Regulatorio para MGNC

El detalle de la investigación de los mecanismos de apoyo europeos, se puede encontrar en la sección de Anexos del presente trabajo de título, específicamente en el Anexo A.

Se debe mencionar que en Dinamarca, Finlandia, Alemania y los Países Bajos, se han creado normas para la distribución de los costos de inversión en la red eléctrica. Se ha establecido un enfoque de costos parciales, en donde los costos de conexión quedan a cargo de los dueños de MGNC o son compartidos entre los dueños de los MGNC y los dueños u operadores de la red, mientras que los costos relacionados directamente con los costos necesarios para realizar ampliaciones y refuerzos de la red a la cual se conecta el MGNC, son asumidos por los dueños u operadores de la red, y repercuten en la estructura tarifaria de la red. En Dinamarca, algunos costos de conexión para la energía eólica también son asumidos por el dueño u operador de la red, esto reduce el gasto económico que deben desembolsar los dueños u operadores de parques eólicos.

En gran parte de los países pertenecientes a la Unión Europea (UE), los mecanismos de incentivo van acompañados de programas destinados al desarrollo de ERNC. Entre éstos se pueden encontrar: incentivos a la autogeneración para viviendas y pequeños consumidores, programas de aprovechamiento de residuos, programas de incentivo a la energía solar térmica, entre otros [38].

3.1.2 Normativa Nacional

A continuación, se dará a conocer, en forma concisa, la reglamentación legal que existe en Chile relacionada con el Sector Eléctrico, específicamente con la conexión de MGNC en redes de transmisión y distribución.

3.1.2.1 Leyes y Decretos

Decreto con Fuerza Mayor de Ley N°4 (DFL N°4), Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica. Fecha de Promulgación: 12 de Mayo 2006 [39].

El Decreto con Fuerza Mayor de Ley N°4 (DFL N°4) corresponde a la actual Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en adelante DFL N°4. El DFL N°4 contiene todas las modificaciones que ha sufrido la LGSE desde la creación del DFL N°1 el año 1982, entre las más relevantes se encuentran la Ley N° 19.940 (Ley Corta I, 2004) y la Ley N° 20.018 (Ley Corta II, 2005), que serán revisados más adelante.

Hasta la fecha el DFL N°4 se ha ido actualizando periódicamente para facilitar el conocimiento y la aplicación de las nuevas normas legales relacionadas con el Sector Eléctrico. La última actualización fue el año 2008 con la incorporación de la Ley N°20.273, la cual modifica el Código Penal en lo referente a delitos relacionados con el robo y receptación de cables eléctricos y tapas de cauces. Anterior a esta última modificación se había incorporado la Ley N°20.257, llamada Ley ERNC, que será revisada posteriormente.

El Sector Eléctrico de Chile se rige por el DFL N°4 y tiene como finalidad la regulación de la producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica. Este

Marco Regulatorio para MGNC

documento legal incluye régimen de concesiones, servidumbres, régimen de precios de la energía eléctrica, condiciones de calidad y seguridad de instalaciones, maquinarias e instrumentos y las relaciones de las empresas con el Estado y los particulares.

Por último se debe mencionar la existencia de reglamentación complementaria que determinan las normas técnicas y de seguridad por las cuales debe regirse cualquier instalación eléctrica en el país.

Ley N°19.940 (Ley Corta I), Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de Tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos e Introduce Adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. Fecha de Promulgación: 13 de Marzo 2004 [40].

La Ley N° 19.940, en adelante Ley Corta I, regula Sistemas de Transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de Tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos e introduce adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Esta Ley busca obtener mayores niveles de seguridad y calidad de servicio en el Sector Eléctrico, específicamente en el Sector de Transmisión. Además, busca obtener una fijación de precios acorde a los requerimientos de eficiencia y seguridad que se estipulan.

Algunos de las modificaciones y condiciones estipuladas en la Ley Corta I son:

- Se crean condiciones beneficiosas para el desarrollo de proyectos de medios de generación no convencional. Se considera la exención parcial o total del pago de peajes por uso del Sistema de Transmisión Troncal. Además, se permite la conexión de centrales de generación pequeñas (< 9[MW]) al sistema de distribución (PMGD);
- Ampliación del mercado de clientes libres, disminuyendo el rango mínimo desde 2000[kW] a 500[kW];
- Se permite el acceso a clientes libres, ubicados en las zonas de concesión de empresas distribuidoras, por parte de oferentes distintos a éstas últimas, definiendo normas de peajes;
- Se establece la transacción y valoración de recursos técnicos que permiten mejorar la calidad y seguridad de servicios, nace el mercado de los Servicios Complementarios (SSCC);
- Para sistemas medianos se modificó el mecanismo de cálculo de tarifas;
- Condiciona la operación y desarrollo de los sistemas de transmisión.

Ley N° 20.018 (Ley Corta II), Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico. Fecha de Promulgación: 19 de Mayo 2005 [41].

La Ley N°20.018, en adelante Ley Corta II, establece que las empresas distribuidoras puedan licitar el suministro necesario para abastecer los consumos de clientes regulados mediante contratos de largo plazo. En estas licitaciones se oferta un precio de energía para un punto de compra y el precio de la potencia será el precio fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación.

Marco Regulatorio para MGNC

Las licitaciones crean un mercado con mayor estabilidad para inversionistas en generación que sustituye al sistema de venta a precios de nudo.

Un punto importante a resaltar es que se establecen derechos de los propietarios de PMG, PMGD y MGNC a suministrar el 5% del total de la demanda destinada a consumidores regulados.

Ley N°20257 (Ley ERNC), Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales. Fecha de Promulgación: 01 de Abril 2008 [42].

La Ley N°20.257, en adelante Ley ERNC, modifica el DFL N°4 respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales.

Se establece que cada una de las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde el SIC o el SING, para comercializarla con distribuidoras o con otros clientes finales, deberán acreditar que el 10% de sus retiros de energía anuales deben provenir de fuentes de energías renovables no convencionales. Esto regirá a partir del 1 de Enero del año 2010, debiéndose obtener un 5% para los años 2010 a 2014, luego, a partir del año 2015 se debe aumentar en un 0,5%, hasta alcanzar el año 2024 el 10% estipulado.

Decreto Supremo N°327 (DS N°327), Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Fecha de Promulgación: 12 de Diciembre de 1997 [43].

El Decreto Supremo N°327, en adelante DS N°327, es un reglamento orgánico que pretende abarcar en forma íntegra y completa, las diversas materias normadas en el DFL N°4, facilitando su correcta ejecución y aplicación. Además, busca actualizar y completar la reglamentación complementaria al DFL N°4, junto con la derogación de diversas disposiciones contenidas en normativas dispersas y parciales.

El DS N°327 comprende los aspectos de concesiones, permisos y servidumbres, relaciones entre propietarios de instalaciones eléctricas, clientes y autoridad, interconexión de instalaciones, instalaciones y calidad de servicio. Y además, se contemplan los temas que tienen relación con conexión de servicio, aplicación de tarifas, reclamos, precios, multas y sanciones.

Decreto Supremo N°244 (DS N°244), Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Fecha de Promulgación: 02 de Septiembre de 2005 [17].

El Decreto Supremo N°244, en adelante DS N°244, entrega las disposiciones que se aplicarán a empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico, pertenecientes a alguna de las siguientes categorías: MGNC, PMG o PMGD. A continuación, se definirán estas categorías, según su tamaño y punto de conexión, y se especificarán las disposiciones del DS N°244 relacionadas a cada una de ellas:

Marco Regulatorio para MGNC

1. **Pequeños medios de generación distribuidos (PMGD):** 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.

Disposiciones Legales:

- Procedimientos y condiciones para conexión, mantenimiento e intervención de las instalaciones de un PMGD
 - Determinación de los costos de las obras adicionales para la conexión de un PMGD
 - Régimen de operación, remuneración y pago de un PMGD
 - Medición y facturación de un PMGD
 - Deberes y derechos de los agentes participantes
-
- **Pequeños medios de generación (PMG):** 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, subtransmisión o adicional.

Disposiciones Legales:

- Régimen de operación, remuneración y pago de un PMG
 - Medición y facturación de un PMG
-
- **Medios de generación no convencionales (MGNC):** Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20[MW]. La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes.

Disposiciones Legales:

- Clasificación de un MGNC según fuente
- Exención del pago por uso de los sistemas de transmisión troncal

En general, los PMGD se consideran que operarán con autodespacho, lo que quiere decir que los propietarios u operadores de estos medios de generación serán responsables de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución a la cual está conectado. Esta operación se debe coordinar tanto por el CDEC como con la empresa distribuidora.

Los PMGD podrán participar en el balance de inyecciones y retiros entre empresas eléctricas coordinadas por el CDEC. Si es así, se podrá optar por vender su energía al sistema al costo marginal instantáneo o según un régimen de precio estabilizado.

Resolución Exenta N°1278 (ResEx N°1278), Establece Normas para la Adecuada Implementación de la Ley N°20257, que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la

Marco Regulatorio para MGNC

Generación de la Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales. Fecha de Promulgación: 27 de Noviembre de 2009 [44].

La Resolución Exenta N°1278, establece normas para la adecuada implementación de las disposiciones establecidas en la Ley ERNC respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales.

Se establecen disposiciones para cumplir adecuadamente con las cuotas de ERNC estipuladas en la Ley ERNC, por parte de las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde el SIC o el SING, para comercializarla con distribuidoras o con otros clientes finales. Además, se establece que los CDEC deben llevar un registro detallado de la generación con MGNC.

Resolución Exenta N°75 (ResEx N°75), Aprueba Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014. Fecha de Promulgación: 27 de Enero de 2010 [52].

La Resolución Exenta N°75, establece las bases definitivas para los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.

Se establece cuando el dueño de un PMGD debe pagar por uso del sistema de subtransmisión correspondiente, que es cuando se está inyectando potencia al sistema de subtransmisión desde la red distribución donde se encuentre conectado el generador distribuido.

3.1.2.2 Normativa Técnica

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). Fecha de Promulgación: Octubre de 2009 [45].

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante NTSyCS, se dicta en la Resolución Exenta N°85 con título oficial “Modifica Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central”. La NTSyCS establece requerimientos mínimos de seguridad y calidad de servicio asociadas al diseño y operación de sistemas eléctricos interconectados. Además, busca obtener la operación más económica y garantizar acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y subtransmisión, de acuerdo a lo estipulado en el DFL N°4 y su reglamentación complementaria.

Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en Instalaciones de Media Tensión. Fecha de Promulgación: Mayo de 2007 [46].

La Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, en adelante NTCO, se dicta en la Resolución Exenta N° 24 con título oficial “Dicta Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión”. La NTCO establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias técnicas necesarias para la conexión y operación de los PMGD en redes de media tensión de distribución (Distribución Primaria).

Marco Regulatorio para MGNC

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS_SM). Fecha de Promulgación: Enero de 2006 [47].

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, en adelante NTSyCS_SM, establece requerimientos mínimos de seguridad y calidad de servicio asociadas al diseño y operación de sistemas eléctricos medianos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200[MW] y superior a 1.500[kW].

3.1.2.3 Resolución de Discrepancias

Si por alguna razón existen discrepancias o conflictos en proyectos relacionados con ERNC, se resolverán ya sea por la SEC o por el Panel de Expertos, dependiendo tanto del punto de conexión como del modelo de comercialización elegido.

La resolución de discrepancias entre un PMGD y empresas distribuidoras y/o CDEC respectivo las resolverá la SEC.

La resolución de discrepancias que tengan relación con un PMG las resolverá el Panel de Expertos.

Marco Regulatorio para MGNC

3.2 Comentarios relacionados con Marco Regulatorio para MGNC

Dentro del presente capítulo correspondiente al Marco Regulatorio para MGNC, se destacaron las normas y reglamentos chilenos relacionados con ERNC, los cuales fueron la base para Estudio técnico, económico y regulatorio para MGNC que se presentará en el próximo capítulo.

Se debe destacar la existencia de normas y reglamentos que han estipulado disposiciones que incentivan, de diversas formas, el ingreso de medios de generación que utilizan energía no convencional para producir energía eléctrica en los sistemas eléctricos existentes en Chile. Entre estas disposiciones se encuentran:

- Sistema de Cuotas de ERNC;
- Exención total o parcial de peajes de Transmisión Troncal;
- Alternativas de operación, autodespacho o mercado spot;
- Posibilidad de conexión de un MGNC en cualquier sistema eléctrico.

Existen además otras disposiciones que serán especificadas y analizadas en el siguiente capítulo, dentro del Análisis Regulatorio del Estudio sobre MGNC.

Finalmente, se debe mencionar que aún no existe un pago por SSCC, aunque se ha avanzado en este sentido, pues la Ley Corta I abre la posibilidad a una remuneración en base a costos (no concretado aún). De todas formas existe la obligación de proveer los SSCC de los que se disponga.

Capítulo 4:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

En el presente capítulo se desarrollará un Estudio técnico, económico y regulatorio que permita evaluar la viabilidad técnica y económica de la incorporación de medios de generación no convencionales (MGNC) en sistemas eléctricos interconectados.

4.1 Análisis Regulatorio Detallado

El presente “Análisis Regulatorio Detallado” está basado en el capítulo anterior “Marco Regulatorio para MGNC”, en donde se dieron a conocer las normas, reglamentos, decretos y resoluciones que permiten desarrollar un estudio más detallado del ámbito regulatorio que deben cumplir los MGNC.

Se debe mencionar que el análisis regulatorio que se presenta a continuación, es sólo un resumen del análisis regulatorio que se realizó para el presente trabajo de título. El análisis completo realizado está disponible en el Anexo D del presente documento.

4.1.1 Disposiciones Generales

Lo primero que se debe dar a conocer es la definición de PMGD, PMG y MGNC [17]:

- **PMGD o Pequeños Medios de Generación Distribuidos:** “Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, 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”;
- **PMG o Pequeños Medios de Generación:** “Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional”;

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

- **MGNC o Medios de Generación No Convencionales:** “Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts”¹².

Lo estipulado da cuenta que tanto los PMGD, como los PMG pueden pertenecer a la categoría de los MGNC, sólo si su fuente de generación es no convencional. “Dentro de este trabajo de título se estudiarán aquellos que pertenezcan a la categoría de MGNC”.

En el Capítulo 2, “Antecedentes”, del presente trabajo de título, se describieron las leyes, decretos y normas chilenas que tienen relación con MGNC. De ello se puede rescatar las siguientes relaciones entre punto de conexión y reglamentación sobre conexión y operación de MGNC.

Punto de Conexión	Niveles de Voltaje	Reglamentación sobre Conexión de MGNC	Reglamentación sobre Operación de MGNC
Distribución	0,4[kV]<V<=23[kV]	NTCO DS N°244	NTCO DS N°244
Transmisión Troncal, Adicional y Subtransmisión	23[kV]<V<=500[kV]	NTSyCS DS N°327	NTSyCS DS N°327

Tabla 4.1: Normativa Chilena Vigente para conexión y operación de MGNC¹³

Resumiendo se tienen las siguientes alternativas de conexión para MGNC, PMG y PMGD:

Tipo de Central	Punto de Conexión	Niveles de Voltaje
PMGD Y MGNC (< = 9[MW])	Distribución	0,4[kV]<V<=23[kV]
PMG y MGNC	Transmisión Troncal, Adicional y Subtransmisión	23[kV]<V<=500[kV]

Tabla 4.2: Puntos de Conexión permitidos para MGNC, PMG y PMGD

Esquemáticamente se tendrá la siguiente situación:

¹² Según el Reglamento Interno del CDEC-SIC (Artículo 10), se entenderá por potencia máxima excedente de un medio de generación pequeño y no convencional, a la potencia máxima que su propietario ha declarado que inyectará.

¹³ Se debe mencionar que para el punto de conexión en distribución, sólo se pueden conectar MGNC que inyecten una potencia excedente menor o igual a 9[MW].

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

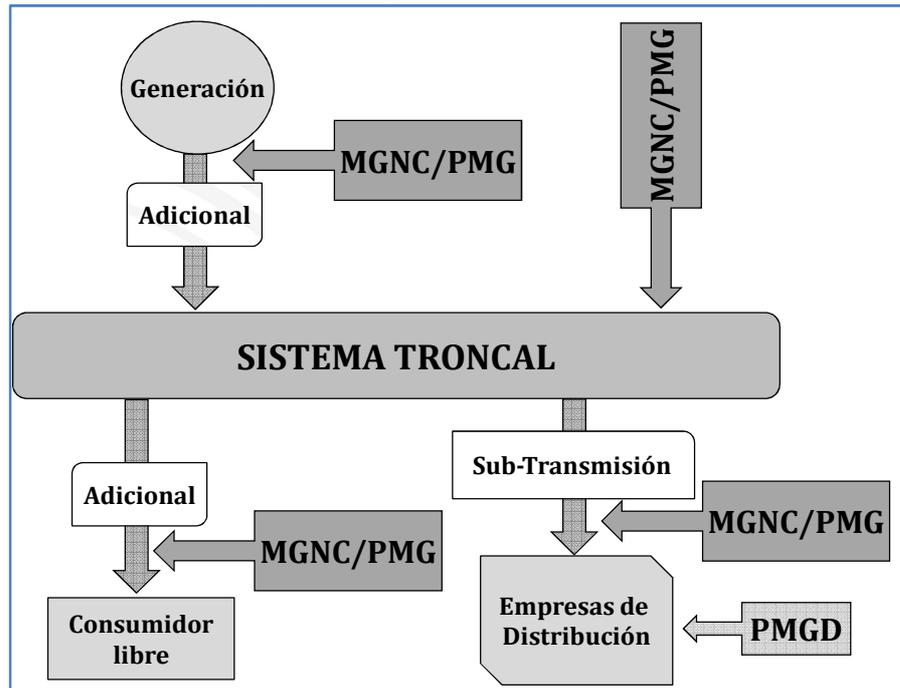


Figura 4.1: Puntos posibles de Conexión de MGNC, PMG y PMGD en un Sistema Interconectado

En el Artículo 60° del DS N°244 se consideran como fuentes de generación no convencionales a las siguientes energías: *Energía Eólica, Energía Solar, Energía Hidráulica (<20[MW]), Energía Geotérmica, Energía de los Mares y Energía obtenida de la Biomasa* (sólo ciertos tipos que se estipulan en el Artículo 61° del DS N°244). Las energías recién presentadas también forman parte de las energías renovables, por lo que se consideran dentro de la categoría de ERNC. Además, las instalaciones de *Cogeneración* también pueden considerarse como MGNC, sólo si cumplen ciertos requerimientos establecidos en los Artículos 62° y 63° del DS N°244. Se debe destacar el hecho de que cualquier interesado en clasificar una fuente como no convencional, podrá solicitar a la CNE que estudie la procedencia de su clasificación. Esta nueva fuente no convencional debe ser de bajo impacto ambiental y debe contribuir a aumentar la seguridad del abastecimiento energético.

4.1.2 Operación de un MGNC

Todo PMGD opera con autodespacho y puede participar en las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas coordinadas por el CDEC, esta alternativa brinda al propietario u operador del PMGD la libertad de poder manejar de manera óptima su operación, sin tener que regir su operación por lo determinado por el CDEC respectivo. Un PMG puede operar coordinado con el CDEC respectivo, a no ser que el PMG utilice ERNC para producir, en cuyo caso tendrá la alternativa de operar con autodespacho.

Cabe señalar que tanto los PMGD como los PMG que operen con autodespacho se les consideraran que no poseen capacidad de regulación de sus excedentes [17].

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

4.1.3 Alternativas de Venta de Energía y Potencia para un MGNC

Las alternativas de venta de energía y potencia, tanto para un PMG como para un PMGD son:

- 1. Venta de energía y potencia a otras empresas generadoras, en el mercado spot, a través del CDEC. Transacciones valorizadas al costo marginal instantáneo para energía y al precio de nudo de la potencia;**

Esta alternativa de venta de energía y potencia en el mercado spot, permite al MGNC participar de un mercado cerrado sólo para generadores, donde la energía se valoriza a costo marginal y la potencia se valoriza a precio de nudo de potencia. En el caso de los PMGD se utiliza la barra de mayor nivel de tensión de la subestación de distribución primaria para el cálculo del costo marginal de energía.

Mensualmente el CDEC correspondiente, realizará un balance en donde cuantificará la energía inyectada por el MGNC al sistema, valorizándola a costo marginal horario calculado para el MGNC.

Se debe destacar que en esta alternativa sólo se transa la energía y potencia que puede producir el MGNC y no existe obligación de tener un nivel de producción predeterminado.

- 2. Venta de energía y potencia a otras empresas generadoras, en el mercado spot, a través del CDEC, considerando un precio estabilizado para energía. Transacciones valorizadas al precio de nudo de energía y al precio de nudo de la potencia;**

Esta alternativa de venta de energía y potencia en el mercado spot, permite al MGNC participar de un mercado cerrado sólo para generadores. A diferencia de la alternativa anterior, donde la energía se valoriza a costo marginal, en esta alternativa la energía se valoriza al precio de nudo de la energía y la potencia se valoriza a precio de nudo de potencia.

Mensualmente el CDEC correspondiente, realizará un balance en donde cuantificará la energía inyectada por el MGNC al sistema, valorizándola al precio de nudo de energía correspondiente.

Se debe destacar que en esta alternativa sólo se transa la energía y potencia que puede producir el MGNC y no existe obligación de tener un nivel de producción predeterminado.

- 3. Venta de energía y potencia a una empresa generadora a través de un contrato de largo plazo a precios a convenir para energía y potencia;**

En esta alternativa el MGNC establece un contrato bilateral de largo plazo con una empresa de generación que participe en el mercado mayorista. En este contrato se pactan los precios de energía y potencia, y las características de la producción que se le brindará a la empresa de generación.

- 4. Venta de energía y potencia a un cliente libre a través de un contrato de largo plazo a precios a convenir para energía y potencia;**

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

En esta alternativa de venta de energía y potencia, el PMGD, además de pactar un contrato con un cliente libre, puede participar del mercado spot. La valorización de la energía en el mercado spot depende de la alternativa escogida para participación dentro de éste, si es valorizada al costo marginal instantáneo o al precio de nudo de energía correspondiente. La valorización de la potencia en el mercado spot es al precio de nudo de potencia correspondiente.

El contrato que se establece con el cliente libre, es del tipo bilateral financiero, en donde se fijan precios de venta para la energía que consume el cliente libre. El dueño del MGNC debe dar cuenta del contrato al CDEC correspondiente para que sea considerado en el balance mensual.

Si el MGNC no puede abastecer al cliente libre, entonces otros generadores lo harán, lo que genera una transferencia en el mercado spot entre generadores.

Se debe mencionar que en esta alternativa el MGNC recibe un ingreso fijo igual al precio de la energía pactado en el contrato por la energía consumida por el cliente libre.

5. Venta de energía y potencia a una empresa distribuidora, a través de una licitación, donde el precio de la energía corresponde al establecido en el contrato de licitación y el precio de la potencia corresponderá al precio nudo de la potencia vigente en el momento de la licitación.

En este caso, en el proceso de licitación de las empresas distribuidoras, se asume que el MGNC se adjudica uno o más bloques, ofertando un cierto precio para la energía.

En Chile, las empresas distribuidoras están obligadas a garantizar suministro de energía a todos sus consumidores regulados por lo menos los próximos 3 años.

Los generadores ofertan un cierto precio para la energía, el cual no debe sobrepasar un determinado precio límite de energía, calculado en base al precio de nudo de energía vigente. En el caso de que la licitación se declare desierta, esto es, no existan ofertas suficientes que cumplan las condiciones del proceso, se convoca a una nueva licitación, dentro de los 30 días siguientes, con un incremento de hasta un 15% del precio límite que se tenía en el primer proceso de licitación.

El precio de la potencia durante el contrato pactado, será el fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación.

Los ingresos por potencia firme no tienen relación con el proceso de licitación, por lo que, independientemente del resultado del proceso, los generadores seguirán recibiendo estos ingresos [54].

Independientemente del régimen que se haya elegido, ya sea el régimen estabilizado o el régimen de ventas a costo marginal, se debe tener un período de permanencia mínimo de 4 años. Si se desea cambiar de régimen, se debe avisar al CDEC correspondiente con una antelación de 12 meses del término del régimen en uso.

El precio de nudo de potencia y el precio de nudo de energía corresponderán al precio de nudo de la subestación troncal más cercana, esto es, a mínima distancia eléctrica entre el punto de conexión y

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

la barra troncal respectiva. Según el numeral 3.3 del Artículo Segundo del Decreto N°320, el camino de mínima distancia eléctrica, es aquel que se determine conforme a la suma de las reactancias de los tramos que componen cada camino desde el punto de inyección o retiro a la barra en que exista precio de nudo fijado conforme al Artículo 162° del DFL N°4.

Las alternativas de venta de energía y potencia recién presentadas, deben ser estudiadas en detalle, definiendo la mejor alternativa según un punto de vista económico. Para cada una de las alternativas se deben realizar flujos de caja, que se diferenciarán en los ingresos percibidos. A este estudio se le llamará “Estudio de Alternativas de Venta de Energía y Potencia” [17].

4.1.4 Costos Adicionales y Ahorros por Conexión de un MGNC

Del Artículo 29° perteneciente al DS N°244 se desprende que se deben calcular las inversiones adicionales que se deben realizar en el sistema de distribución, producto de la conexión del PMGD y además, se deben calcular los ahorros que se producen en el sistema de distribución, producto de la inyección del PMGD. De esta forma los costos de conexión estarán dados por:

$$CC = CIA - VPP$$

Donde,

CC: Costos de Conexión

CIA: Costos de Inversión Adicionales

VPP: Valor Presente de Ahorros de Pérdidas

El Artículo 30° establece que los costos de conexión serán nulos si los ahorros por operación del PMGD correspondiente son mayores o iguales a los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD.

El Artículo 8° perteneciente al DS N°244, establece que las obras adicionales que se deban realizar se ejecutarán por las empresas distribuidoras, pero su costo estará a cargo de los dueños de los PMGD.

Los propietarios u operadores de PMG o de PMGD estarán exceptuados de pagar peaje de transmisión troncal, conforme a lo estipulado en el Artículo 43° y 68° del DS N°244.

Los propietarios u operadores de PMGD no deben pagar peaje de distribución, de acuerdo a lo estipulado en el DFL N°4, a no ser que se deba dar suministro a clientes libres ubicados en la zona de concesión de la empresa distribuidora correspondiente. Si se diera esta última situación, el peaje de distribución correspondería al VAD, “Valor Agregado de Distribución”.

Del Artículo 31° del DS N°244 se desprende que los costos y ahorros que se deben calcular, se deben hacer en base a los criterios utilizados en el estudio del “Valor Agregado de Distribución” (VAD). Conforme lo establece el marco regulatorio vigente, el VAD es calculado para las áreas típicas de distribución fijadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), bajo un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora modelo operando en el país.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Los MGNC, que no pertenezcan en la categoría de PMG o PMGD, deberán pagar un peaje por uso del Sistema de Transmisión Troncal (si corresponde) conforme a su potencia, de acuerdo a la siguiente relación:

$$Peaje_{MGNC_STT} = Peaje_{Base_STT} \cdot \frac{(P_{MGNC} - 9.000)}{11.000}$$

Donde,

Peaje_{MGNC}: Peaje que debe pagar un MGNC por uso del Sistema de Transmisión Troncal.

Peaje_{Base}: Peaje que le correspondería pagar al MGNC, conforme a las normas generales de peajes, expresado en unidades monetarias.

P_{MGNC}: Excedente de Potencia suministrada al sistema por el MGNC, expresado en [kW].

En el momento que la capacidad conjunta exceptuada de peaje supera el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico entonces los MGNC deben pagar un peaje adicional que viene dado por:

$$Peaje_Adicional_{MGNC_STT} = (Peaje_{Base_STT} - Peaje_{MGNC_STT}) \cdot \frac{(CEP - 0,05 \cdot CIT)}{CEP}$$

Donde,

Peaje_{Adicional_{MGNC_{STT}}}: Peaje adicional que debe pagar un MGNC por uso del Sistema de Transmisión Troncal.

CEP: Capacidad conjunta exceptuada de peajes, expresada en [kW].

CIT: Capacidad instalada total en el sistema eléctrico [kW].

Según lo estipulado anteriormente se obtiene la siguiente curva que relaciona el factor proporcional (FP) asociado al MGNC con los excedentes de potencia no convencional (EPNC) suministrada al sistema por el MGNC:

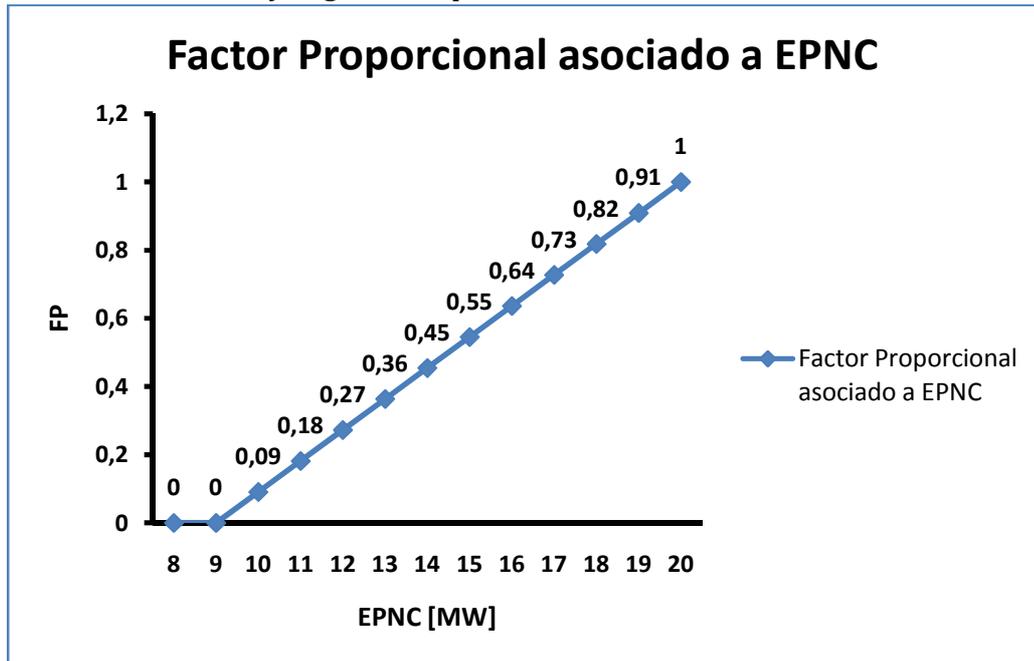


Gráfico 4.1: Factor proporcional para exención del peaje del STT

El gráfico anterior indica que, para un MGNC con excedente de potencia menor o igual a 9[MW], el pago por peaje de transmisión troncal es nulo, ahora bien, por cada MW adicional que se requiera instalar se estará incurriendo en un aumento mayor al 9% del peaje base.

El pago adicional de peaje del MGNC (PNC2) será distinto de cero si la capacidad conjunta exceptuada de peajes (CEP) es mayor al 5% de la capacidad total instalada en el sistema interconectado que corresponda. Observando la ecuación para calcular el CEP se puede inferir que mientras mayor son los EPNC menor será la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

Finalmente, se debe mencionar que en la ResEx N°75, se establece que el dueño de un PMGD debe pagar por uso del sistema de subtransmisión correspondiente, sólo si se está inyectando potencia al sistema de subtransmisión desde la red distribución donde se encuentre conectado el generador distribuido [17][52].

4.1.5 Cuotas para ERNC

En la Ley de ERNC se establece la exigencia de cuotas de generación de ERNC, lo cual permite la posibilidad de comercializar, por parte de cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de ERNC, el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica. Este traspaso puede establecerse a través de contratos bilaterales financieros a precios libremente pactados e independientemente de las ventas de energía.

En el año 2010 se exigirá una cuota de ERNC de un 5%, la que se mantendrá hasta el año 2014, a partir de ese año se aumentará en forma gradual el porcentaje de cuotas de ERNC exigidas, dándoles tiempo a nuevos participantes para invertir en MGNC. Finalmente, se pretende llegar a una cuota de ERNC de un 10% para el año 2024, lo que es beneficioso en términos tanto sociales como privados.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Según lo estipulado, a partir del año 2010 las empresas eléctricas deberán acreditar que comercializan energía generada con ERNC, según ciertos porcentajes especificados que se aprecian a continuación:

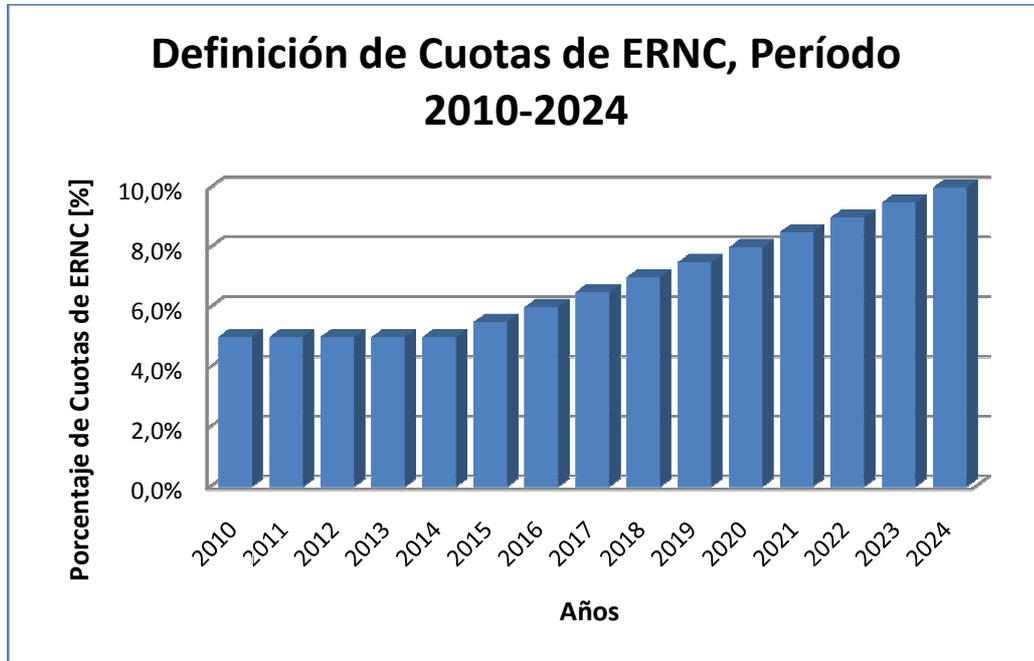


Gráfico 4.2: Régimen de Cuotas de ERNC exigidas a empresas eléctricas que comercializan energía

Se puede observar que a partir del año 2014 se va aumentando en forma gradual el porcentaje de cuotas de ERNC exigidas, dándoles tiempo a nuevos participantes para invertir en MGNC. Finalmente, se pretende llegar a una cuota de ERNC de un 10% para el año 2024, lo que es beneficioso en términos tanto sociales como privados.

El mecanismo de apoyo a las ERNC, impulsado en Chile, correspondiente al sistema de cuotas, busca financiar el costo adicional que posee la generación con MGNC y garantizar la producción de una cierta cantidad de energía proveniente de fuentes de ERNC [17].

4.1.6 Aspectos Técnicos en relación a MGNC

Es importante definir “*punto de conexión*” y “*punto de repercusión*” para dar a conocer los Estudios de Impacto Eléctrico que se deben llevar a cabo:

- **Punto de conexión:** punto de las instalaciones de distribución de energía eléctrica en la que se conecta un PMGD a un SD (Sistema de Distribución).
- **Punto de repercusión:** punto del SD, más cercano a un PMGD, en que está conectados otros clientes o en que existe la posibilidad real y pronta de que se conecten otros clientes. Es el punto de referencia para juzgar las repercusiones sobre el SD del PMGD. La distancia desde el PMGD al punto de repercusión se medirá a través de las líneas eléctricas.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

En la NTCO se establece que el dueño del PMGD debe realizar “Estudios de Impacto Eléctrico”¹⁴ para determinar tanto el impacto estático como dinámico que produciría el PMGD en el punto de repercusión asociado al punto de conexión seleccionado.

El Artículo 3-8 perteneciente a la NTSyCS, reglamenta la absorción de reactivos por parte de los parques eólicos en su punto de conexión al sistema eléctrico correspondiente. Y establece el comportamiento que debe tener el parque eólico con respecto a su tensión en su punto de conexión frente a una falla en el sistema de transmisión. Lo recién estipulado es muy importante porque no se había reglamentado anteriormente en Chile el comportamiento de los parques eólicos con respecto a la absorción de reactivos que influye en la tensión de la red.

Cabe mencionar que en este punto que sólo falta reglamentar específicamente los armónicos que pueden generar los parques eólicos, por uso de inversores y equipos de electrónica de potencia.

En los MGNC, además, de tener que cumplir con los límites de potencia según su diagrama PQ, su generación de potencia reactiva estará limitado por la tensión en bornes del generador, la cual no deberá ser superior a 1,05[pu] ni inferior a 0,95[pu]. Por otro lado, su frecuencia debe estar comprendida entre 49,0 y 51,0[Hz].

Por otro lado, se debe mencionar que tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta, el MGNC deberá poder mantener su frecuencia entre 49,8[Hz] y 50,2[Hz], durante el 99% del tiempo de cualquier período de control o de medición semanal.

Estado del Sistema	Rango Límite Frecuencia
Estado Normal	49,8[Hz]<=f<=50,02[Hz]
Estado de Alerta	49,8[Hz]<=f<=50,02[Hz]

Tabla 4.3: Rangos Límite de frecuencia para Estado Normal y Estado de Alerta

El ingreso de una nueva central de generación en un sistema eléctrico, siempre causará algún impacto en los niveles de tensión. Es por ello que el dueño del MGNC deberá realizar un estudio de niveles de tensión, con el objetivo de determinar si el impacto causado en los niveles de tensión de las barras, por la incorporación del MGNC, se puede corregir con los elementos de compensación reactiva existentes en el sistema interconectado, si no se deberá instalar nuevos equipos de compensación reactiva, localizados en lugares estratégicos, que también tendrán que ser estudiados, de manera de cumplir con los niveles de tensión estipulados. Los rangos límites para los niveles de tensión en las barras del Sistema de Transmisión dependen de la tensión nominal de cada una de ellas.

A continuación, se presenta una tabla ilustrativa en donde aparecen los límites para el nivel de tensión en las barras contemplados en la norma para un sistema eléctrico en Estado Normal.

¹⁴ Para mayor información sobre el Estudio dirigirse a sección “Metodología y Estudios para la Incorporación de un MGNC a un Sistema Interconectado” del Capítulo 4 del presente trabajo de título.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Tensión Nominal Barra	Rangos Límites[pu]
$V \geq 500$ [kV]	$0,97 \leq V \leq 1,03$
200 [kV] $\leq V < 500$ [kV]	$0,95 \leq V \leq 1,05$
$V < 200$ [kV]	$0,93 \leq V \leq 1,07$

Tabla 4.4: Rangos Límite de Niveles de Tensión en barras pertenecientes al Sistema de Transmisión según su Tensión Nominal, Estado Normal

Frente a una contingencia simple, que deje al sistema en Estado de Alerta, el dueño de la central generadora, deberá realizar un estudio de niveles de tensión, determinando las acciones de control que se deben llevar a cabo para cumplir con los estándares de niveles de tensión estipulados. Los rangos límites para los niveles de tensión en las barras del Sistema de Transmisión dependen de la tensión nominal de cada una de ellas.

A continuación, se presentará una tabla ilustrativa en donde aparecerán los límites para el nivel de tensión en las barras contemplados en la norma para un sistema eléctrico en Estado de Alerta.

Tensión Nominal Barra	Rangos Límites[pu]
$V \geq 500$ [kV]	$0,96 \leq V \leq 1,04$
200 [kV] $\leq V < 500$ [kV]	$0,93 \leq V \leq 1,07$
$V < 200$ [kV]	$0,91 \leq V \leq 1,09$

Tabla 4.5: Rangos Límite de Niveles de Tensión en barras pertenecientes al Sistema de Transmisión según su Tensión Nominal, Estado de Alerta

Frente a una contingencia severa, que deje al sistema en Estado de Emergencia, el dueño de la central generadora, deberá realizar un estudio de niveles de tensión, determinando las acciones de control que se deben llevar a cabo para cumplir con los estándares de niveles de tensión estipulados. Los rangos límites para los niveles de tensión en las barras del Sistema de Transmisión dependen de la tensión nominal de cada una de ellas.

A continuación, se presentará una tabla ilustrativa en donde aparecerán los límites para el nivel de tensión en las barras contemplados en la norma para un sistema eléctrico en Estado de Emergencia.

Tensión Nominal Barra	Rangos Límites[pu]
$V \geq 500$ [kV]	$0,95 \leq V \leq 1,05$
200 [kV] $\leq V < 500$ [kV]	$0,90 \leq V \leq 1,10$
$V < 200$ [kV]	$0,90 \leq V \leq 1,10$

Tabla 4.6: Rangos Límite de Niveles de Tensión en barras pertenecientes al Sistema de Transmisión según su Tensión Nominal, Estado de Emergencia

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Frente a una contingencia severa, que deje al sistema en Estado de Emergencia, el MGNC debe poder mantener su generación de potencia reactiva dentro de su diagrama PQ, teniendo en cuenta los límites de tensión que existen para el Estado de Emergencia. Para el caso de parques eólicos, su generación debe ser tal que no se sobrepase un factor de potencia de 0,95 tanto capacitivo como inductivo, en el punto de conexión del MGNC.

Con respecto a los estándares de factor de potencia estipulados en la NTSyCS, se deben cumplir los siguientes rangos límites en Instalaciones de Conexión tanto de Clientes Libres como de Clientes pertenecientes al Sistema de Distribución.

Tensión Nominal Instalación de Conexión Clientes Libres y Clientes Distribución	Rangos Límites para Factor de Potencia
$V < 30[\text{kV}]$	0,930 inductivo $<FP < 0,960$ capacitivo
$30[\text{kV}] = <V < 100[\text{kV}]$	0,960 inductivo $<FP < 0,980$ capacitivo
$100[\text{kV}] = <V < 200[\text{kV}]$	0,980 inductivo $<FP < 0,995$ capacitivo
$V \leq 200[\text{kV}]$	0,980 inductivo $<FP < 1,000$

Tabla 4.7: Rangos límites para el factor de potencia en Instalaciones de Conexión de Clientes Libres y Clientes pertenecientes al Sistema de Distribución

Según el Artículo 3-18 de la NTCO, dentro del Sistema de Distribución de Media Tensión, donde se conecte el PMGD, se debe cumplir que en su punto de repercusión, el nivel de tensión no exceda un 6% el nivel de tensión que había en ese mismo punto cuando no existía el PMGD.

Por lo otro lado, el DS N°327 establece en su Artículo 243° que las barras pertenecientes al Sistema de Distribución de Media Tensión y las barras de alta tensión con tensión nominal menor a 154[kV], deben poseer un nivel de tensión dentro del rango 0,94 y 1,06[pu]. Por lo tanto, todas las barras pertenecientes a redes de distribución de media tensión deben cumplir el siguiente estándar:

Sistema de Media Tensión	Rango Límite Nivel de Tensión[pu]
Distribución Primaria	$0,94 \leq V \leq 1,06$

Tabla 4.8: Rangos Límite de Niveles de Tensión en barras pertenecientes al Sistema de Distribución Primaria de Media Tensión

En líneas pertenecientes al sistema de transmisión, no se debe superar la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, que corresponde a la capacidad máxima térmica definida por los fabricantes de conductores. Esta disposición se supone válida también para sistemas de distribución de media tensión.

Para todo proyecto de generación se debe realizar un “Estudio de Coordinación de Protecciones” para verificar el buen cumplimiento de las protecciones frente a distintos tipos de contingencias (ver Estudios de Impacto Eléctrico de esta misma sección) [45][46].

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

4.1.7 Metodología y Estudios para la Incorporación de un MGNC a un Sistema Interconectado

4.1.7.1 Metodología de Ingreso

Existe una metodología reglamentada para el ingreso de nuevos participantes al negocio de la Generación Distribuida. A continuación, se darán a conocer los pasos que se deben seguir para tramitar el ingreso de un PMGD en redes de distribución primarias:

- 1) El primer paso que debe realizar el dueño de un PMGD es informar por escrito, a la Empresa Distribuidora o a la Empresa con Instalaciones de Distribución, según corresponda, la intención de conectar un PMGD a la red de media tensión. Junto con ello se debe adjuntar el Formulario 1, “Solicitud de Información de la Instalaciones”¹⁵. Por otro lado, se debe enviar una copia del Formulario 1 a la Superintendencia dentro de los siguientes 3 días¹⁶ de su envío a la respectiva empresa distribuidora¹⁷.

El Formulario 1, “Solicitud de Información de la Instalaciones” considera lo siguiente:

- Identificación del Interesado.
 - Características principales del PMGD y del Proyecto.
 - Antecedentes del Punto de Conexión.
 - Especificaciones de la Información a solicitar.
- 2) Una vez recibida la solicitud por parte de la Empresa Distribuidora o Empresa con Instalaciones de Distribución correspondiente, ésta tiene un plazo máximo de 15 días¹⁸ para hacer entrega al Interesado¹⁹ de todos los antecedentes de sus instalaciones de distribución que resultan relevantes para el diseño, conexión y operación del PMGD²⁰. Los antecedentes deben entregarse en el Formulario 2, “Antecedentes de la Empresa Distribuidora o Empresa con Instalaciones de Distribución”²¹

El Formulario 2, “Antecedentes de la Empresa Distribuidora o Empresa con Instalaciones de Distribución” considera lo siguiente:

- Identificación de la Empresa
- Datos principales del Proyecto

¹⁵ Formulario 1, disponible en el Capítulo N°6 de la NTCO [46].

¹⁶ Plazo establecido en el Artículo 15°, DS N°244, 2005, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción [17].

¹⁷ NTCO, Capítulo N°2: Procedimiento Técnico de Conexión e Inicio de Operación de un PMGD, Título 2-1: Antecedentes y Solicitud de Información, Artículo 2-2 [46].

¹⁸ Plazo establecido en el Artículo 17°, DS N°244, 2005, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción [17].

¹⁹ Interesado: Persona interesada en conectar un PMGD a la red de media tensión de un SD [46].

²⁰ NTCO, Capítulo N°2: Procedimiento Técnico de Conexión e Inicio de Operación de un PMGD, Título 2-1: Antecedentes y Solicitud de Información, Artículo 2-2 [46].

²¹ Formulario 2, disponible en el Capítulo N°6 de la NTCO [46].

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

- Antecedentes Técnicos de la Red
 - Otros antecedentes a adjuntar
- 3) Teniendo la información de las redes de distribución, el dueño del PMGD debe desarrollar las especificaciones de conexión y operación del proyecto, basándose en aquella información y las normas vigentes respectivas.
 - 4) Una vez especificadas las disposiciones de conexión y operación, se presenta una SCR, “Solicitud de Conexión a la Red”²², a la empresa distribuidora completando la información del Formulario 3 de la NTCO. Además, se debe enviar una copia de la SCR a la Superintendencia y al CDEC respectivo, dentro de los 3 días²³ siguientes a su presentación a la empresa distribuidora.

El Formulario 3, “Solicitud de Conexión a la Red” considera lo siguiente:

Hoja de Datos del PMGD, incluye datos personales del Operador u Constructor del proyecto, Ubicación de la Planta, Datos del Punto de Conexión y Repercusión, Características de la Instalación, Especificaciones del Transformador de Red (si es necesario instalar), Datos de las Protecciones, Características de la Unidad de Compensación (si es necesario instalar) y Datos de las Líneas a instalar para conexión del PMGD. Antecedentes del Punto de Conexión.

- 5) En un plazo máximo de 2 meses, la empresa de distribución debe manifestarse en lo que respecta al SCR, mediante la emisión del ICC, “Informe de Criterios de Conexión”. Su posición frente al SCR presentado por el dueño del PMGD, ya sea de acuerdo o en desacuerdo con lo que allí se estipula, debe ser sustentada con antecedentes técnicos²⁴.
- 6) Por otro lado, la empresa distribuidora podrá emitir un Informe de Costos de Conexión, si determina que los costos adicionales que se deben realizar por causa de la incorporación del PMGD son mayores que los ahorros que se evita la empresa distribuidora por la operación del PMGD²⁵.
- 7) En caso que exista disconformidad respecto al ICC por parte del dueño del PMGD, se tendrá un máximo de 20 días, una vez recibido el ICC, para solicitar las correcciones a dicho Informe a la empresa de distribución, adjuntando los antecedentes que fundamenten la disconformidad. Se debe enviar una copia de la solicitud a la SEC²⁶.
- 8) Una vez recibida la solicitud de correcciones al ICC por parte de la empresa distribuidora, ésta tiene un plazo de 15 días para emitir el ICC con sus modificaciones basándose en los antecedentes que entregó el dueño del PMGD²¹.

²² Formulario 3, disponible en el Capítulo N°6 de la NTCO [46].

²³ Plazo establecido en el Artículo 18°, DS N°244, 2005, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción [17].

²⁴ Artículo 18°, DS N°244, 2005, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción [17].

²⁵ Artículo 33°, DS N°244, 2005, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción [17].

²⁶ Artículo 19°, DS N°244, 2005, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción [17].

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

- 9) Se considerará aceptada la SCR cuando en el ICC la empresa distribuidora manifieste estar de acuerdo con la SCR presentada por el dueño del PMGD o cuando se han resuelto controversias entre el dueño del PMGD y la empresa distribuidora, en las que se determina favorable la conexión del PMGD. Una vez aceptada la SCR, ésta tendrá una vigencia de 18 meses²⁷.
- 10) Antes de la entrada en operación del PMGD, se debe presentar ante la SEC, todos aquellos documentos que reflejen el cumplimiento de la NTCO, en los cuales se incluyen los Estudios de Impacto Eléctrico²⁸.

Se debe realizar el “Protocolo de Puesta en Servicio”²⁹ para coordinar la conexión de la central en cuestión con el sistema de distribución primaria.

Además, se debe tener en cuenta la existencia de otro tipo de protocolos que tienen relación con el buen funcionamiento de los equipos que se deben instalar para la segura conexión del PMGD, respetando la normativa existente. Dentro de la NTCO, el capítulo que tiene relación con las pruebas a equipos es el Capítulo N°4: “Exigencias para las Pruebas de Conexión”.

Por otro lado, se debe tener presente el hecho de que se deben realizar pruebas periódicas a las instalaciones, una vez ya conectado el PMGD al sistema eléctrico de distribución, para verificar el buen comportamiento de los equipos. Dentro de la NTCO, el capítulo que tiene relación con las pruebas de mantenimiento preventivo es el Capítulo N°5: “Pruebas Periódicas de la Instalación de Conexión”.

El dueño del PMGD podrá optar si los empalmes necesarios para la conexión a la red de distribución primaria correspondiente, son construidos por él mismo o por la empresa distribuidora. En cualquier caso los gastos asociados a esta actividad son de cargo del dueño del PMGD.

Para la conexión y desconexión del PMGD se deben seguir los procedimientos que tenga estipulados la empresa distribuidora. Las maniobras de conexión deben ser realizadas por la empresa distribuidora.

A continuación, se darán a conocer los estudios que se deben llevar a cabo para desarrollar un proyecto de MGNC.

Los primeros estudios que se deben realizar son los “Estudios de Prefactibilidad”, los cuales permiten tener una visión general, tanto regulatoria, técnica y económica, de lo que será el desarrollo del proyecto. Estos estudios son necesarios para saber si un proyecto relacionado con generación mediante ERNC, es viable o no de llevar a cabo.

Cuando ya se tiene cierta certeza de la viabilidad del proyecto, corresponde realizar los “Estudios de Factibilidad”, los cuales detallan todos aquellos aspectos que fueron estudiados en la parte de

²⁷ Artículo 20°, DS N°244, 2005, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción [17].

²⁸ Artículo 21°, DS N°244, 2005, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción [17].

²⁹ El documento “Protocolo de Puesta en Servicio” se puede encontrar en el Capítulo N°6 de la NTCO [46].

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

prefactibilidad del proyecto, y anexan además, ciertos estudios específicos según la ERNC que se esté utilizando y/o que tengan relación con el cumplimiento de la normativa vigente.

En la etapa de prefactibilidad, tanto los cálculos económicos como los cálculos técnicos se realizan con aproximaciones y datos históricos, mientras que en la etapa de factibilidad, se debe hacer una investigación minuciosa de los datos que se necesitan para los cálculos de diseño y los cálculos económicos que se deben utilizar.

Luego de las etapas de prefactibilidad y factibilidad, se deben realizar todos los estudios relacionados con la Ingeniería de Detalle, entre los cuales incluyen: cálculos de obras civiles, emisión de órdenes de compra de equipos, planos, entre otros. Además, existen otras pruebas que deben tenerse en cuenta al momento de incorporar un MGNC, en algún sistema interconectado: pruebas de diseño, pruebas a la instalación de conexión, pruebas de puesta en servicio, entre otras. Todas las disposiciones estipuladas anteriormente no se verán en detalle en el presente trabajo, debido a que son de conocimiento más general.

4.1.7.2 Estudios de Prefactibilidad

Los Estudios de Prefactibilidad permiten tener una visión general, tanto regulatoria, técnica y económica, de lo que será el desarrollo del proyecto. Estos estudios son importantes para determinar si un proyecto relacionado con generación mediante ERNC, es viable o no de llevar a cabo.

Existen Estudios de Prefactibilidad generales que son comunes para todo tipo de ERNC y Estudios de Prefactibilidad que dependen de donde proviene su fuente de energía renovable.

Estudios Generales de Prefactibilidad

Entre los estudios generales que se deben realizar para verificar la prefactibilidad del proyecto a llevar a cabo son:

Estudio Geográfico y Climático, en el cual se estudia el relieve, tipo de terreno, vegetación y clima, además debe incluir un estudio geológico, para ver el riesgo volcánico y sísmico del terreno. Este Estudio permite tener a disposición información del tipo climática y física del lugar donde se quiere instalar el MGNC, que servirá para el diseño de la central y de sus instalaciones.

Estudio de Diseño Preliminar, aquí se debe definir la capacidad de generación que tendrá el MGNC, esto depende del Estudio anterior y de información relacionada con cada tipo de central según su fuente, la cual será especificada más adelante en esta misma sección. También incluye un análisis de la potencia firme que puede ofrecer el MGNC al sistema eléctrico al cual está conectado.

Por otro lado, se debe incluir un diseño preliminar de la central y de las obras civiles. Se deben listar equipos eléctricos que se necesitarán. Y finalmente, se deben analizar los caminos de acceso al área del proyecto y el sistema eléctrico en el área de influencia del proyecto.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Estudio Punto Óptimo de Conexión, se deben estudiar todos aquellos puntos de conexión donde se pueda incorporar el MGNC, según su ubicación física. Para ello se debe tener presente distintos tipos de líneas de conexión e instalaciones según lo que se necesite para cada proyecto. Además, se debe analizar los peajes que se tendrán que pagar según el punto de conexión. Finalmente, el punto óptimo se elegirá por un criterio técnico-económico, según los resultados de algunos estudios de impacto eléctrico.

Estudios de Impacto Eléctrico Preliminares, permiten determinar los requerimientos que necesita cada punto de conexión en estudio. Si existen problemas con alguna variable eléctrica, se debe plantear una solución óptima y factible, que puede o no considerar la incorporación de equipos de control.

Estudio de Alternativas de Venta de Energía y Potencia, se estudian las alternativas de venta de energía y potencia para un PMGD, definiendo la mejor alternativa según un punto de vista económico. Para cada una de las alternativas se deben realizar flujos de caja, que se diferenciarán en los ingresos percibidos. Las alternativas que se deben estudiar son las que se estipulados en este mismo capítulo y sección, dentro de la parte “Alternativas de Venta de Energía y Potencia para un MGNC”.

Evaluación Económica, considera estudios de costos marginales de la energía, cotización de equipos eléctricos, cotización de obras civiles, costos de conexión y línea de conexión al sistema eléctrico, todo ordenado en un presupuesto. Se calculan ingresos por venta de energía, ingresos por potencia firme, costos de equipos, de obras civiles, de línea de conexión, entre otros.

Se debe realizar un estudio preliminar para valorización de las pérdidas en el sistema eléctrico donde se conecte el MGNC, conocido como “Estudio de Costos de Pérdidas”³⁰. Al desarrollar este estudio, se debe tener presente el hecho de que la incorporación del MGNC puede retrasar las inversiones necesarias para mantener en forma correcta (cumpliendo normativa) el sistema eléctrico al cual esté conectado, dentro de un período de 15 años y una tasa de actualización de un 10%³¹.

Estudios de Prefactibilidad según Tipo de ERNC

Uno de los primeros pasos que se deben realizar es acreditar el acceso al recurso energético. Para esto se debe tener presente las siguientes disposiciones, según el tipo de ERNC:

³⁰ Para mayor información sobre el “Estudio de Costos de Pérdidas”, dirigirse a la sección de Análisis Económico, del presente Capítulo.

³¹ Tasa de Actualización que se estipula en el Artículo 165°, DFL N°4 [39].

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC Centrales Hidráulicas (< 20[MW])

El inversionista debe acreditar tener propiedad sobre los derechos de agua, ya sean propios o adquiridos mediante un compromiso formal entre el inversionista y el propietario de los derechos de agua.

Los derechos de agua en Chile son bienes nacionales de uso público y se otorga a los particulares el derecho de aprovechamiento de ellas, quienes deben respetar el Código de Aguas. El actual Código de Aguas data de 1981 y fue reformado el año 2005, luego de 13 años de tramitación en el Congreso. La Reforma estipula que el propietario de un derecho de agua que no lo utilice debe pagar una patente anual. Además, se creó un mercado de derechos de agua, para reasignación de éstos, y se adoptó un sistema de remate de derechos de agua por parte del Estado [48].

Se deben recopilar una serie de datos necesarios para solicitar un derecho de agua³², entre los más relevantes se encuentran:

- Información del Solicitante
- Caudal solicitado
- Localización del proyecto, incluyendo coordenadas UTM y datum de las instalaciones de la central.

Además, se debe realizar un Estudio Hidrológico y Topográfico, que incluya la Batimetría de la superficie, con el objetivo de obtener información sobre el caudal y la altura de caída que tendría ese caudal de agua. Esto permitirá definir posteriormente la potencia de generación que tendrá el MGNC.

Centrales Eólicas

El inversionista debe acreditar tener propiedad sobre el terreno donde se desea instalar la central eólica, ya sea propio o exista un compromiso formal entre el postulante y el propietario del terreno. Mapa (escala 1:50.000 o de mayor detalle), delimitando terreno en donde se emplazará la central.

Se deben especificar los puntos en los cuales se pretende medir (incluyendo coordenadas utm y datum), los puntos y coordenadas de mediciones previas si las hubiere, un resumen de los resultados de dichas mediciones, la descripción del instrumental que se usará en la prospección (tamaño de mástiles, niveles de medición, tipo de anemómetros, etc.).

Además, se debe tener a disposición la localización del proyecto, incluyendo coordenadas UTM y datum de las instalaciones de la central.

³² Para mayor información sobre asignación y reasignación (Mercado) y remates de Derechos de Agua, dirigirse a la página de la DGA, "Dirección General de Aguas" (www.dga.cl).

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC Centrales de Biomasa, Geotérmicas y Otras

El inversionista debe acreditar tener propiedad sobre los recursos energéticos, o sobre las concesiones que le permitan su exploración o explotación, otorgadas por instituciones públicas correspondientes, o por un compromiso notarial entre el inversionista y el propietario del recurso o de la concesión respectiva.

Para las centrales de Biomasa se debe tener en cuenta el transporte de la Biomasa, si es que se requiere, y se debe realizar un “Estudio del Recurso” para poder determinar cuál es la potencia que se podrá generar por cada tonelada del recurso y así determinar la potencia nominal de la central. Esto tiene relación con la eficiencia que tienen las calderas de biomasa que se ocuparán.

Para proyectos de generación geotérmica se deben realizar tres pasos técnicos básicos:

- Exploración geológica, geoquímica y geofísica con estos se desarrolla un modelo conceptual que permite estimar cual es el tamaño del recurso geotermal bajo la tierra, su profundidad y su temperatura.
- La fase siguiente son las perforaciones exploratorias para: validar el modelo conceptual y realizar las pruebas de bombeo que permiten dimensionar el recurso, presiones y temperaturas.
- Finalmente, en la fase de explotación se construyen los pozos de extracción desde los cuales sale el fluido geotermal que se usará para la generación de energía eléctrica.

Además, se debe tener a disposición la localización del proyecto, incluyendo coordenadas UTM y datum de las instalaciones de la central.

4.1.7.3 Estudios de Factibilidad

Los Estudios de Factibilidad permiten tener una visión más detallada del proyecto en sí, tanto regulatoria, técnica y económicamente. Luego de la etapa de prefactibilidad, si tanto la parte técnica como económica entregan resultados apropiados, se procede a realizar estudios más detallados que los ya realizados, enfocándolos específicamente al proyecto que se desea llevar a cabo.

Entre los estudios comunes que se deben realizar para verificar la factibilidad del proyecto a llevar a cabo son:

Estudio de Diseño, se determinan y especifican los equipos de la subestación eléctrica necesaria para la correcta conexión de la central al sistema eléctrico correspondiente. Se realizan cálculos para las obras civiles, especificando así, un diseño definitivo de la central.

Estudio o Declaración de Impacto Ambiental [49], por normativa toda central generadora debe someterse al Sistema de Impacto Ambiental (SEIA), sistema perteneciente a la CONAMA. Según el Artículo 10 de la “Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente” (Ley N°19300), las centrales menores

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

o iguales a 3[MW] deben realizar una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y los MGNC que sean mayores a 3[MW] deben realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Las DIA o los EIA se deben presentar a la COREMA de la región correspondiente, en los casos donde el proyecto contemple distintas regiones se deben presentar a la Dirección Ejecutiva de la CONAMA. La DIA debe ser resuelta en 60 días hábiles, aunque se puede extender 30 días hábiles más (sólo una vez). El EIA debe ser resuelto en 120 días hábiles, pudiendo extenderse, por una sola vez, en 60 días hábiles más.

Todos los requerimientos e información que se debe presentar tanto para el DIA como para el EIA se encuentran en el “Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental”³³.

Estudios de Impacto Eléctrico, se deben realizar con el objetivo de estudiar el comportamiento del sistema eléctrico frente a la incorporación del MGNC, en forma detallada. Si existen problemas con alguna variable eléctrica, se debe plantear una solución óptima y factible, que puede o no considerar la incorporación de equipos de control, para finalmente, conseguir respetar la normativa vigente respectiva.

Los Estudios de Impacto Eléctrico que se realizan en esta etapa son más elaborados que los Estudios que se realizaron en la etapa de prefactibilidad. Además, se incluyen otros Estudios más específicos, como por ejemplo, el Estudio de Coordinación de Protecciones.

Evaluación Económica, es la segunda evaluación económica del proyecto. El estudio realizado en esta segunda etapa es más detallado que el de la etapa de prefactibilidad y está más enfocado al proyecto en sí, porque en la primera evaluación se consideran costos y precios promedios que se tienen disponibles. Considera cotización de equipos eléctricos, cotización de obras civiles, costos de conexión y línea de conexión al sistema eléctrico, todo ordenado en un presupuesto. Se calculan ingresos por venta de energía, ingresos por potencia firme, costos de equipos, de obras civiles, de línea de conexión, entre otros. Además, se incluye una estructura de financiamiento del proyecto en estudio.

Se debe realizar un estudio detallado para la valorización de las pérdidas en el sistema eléctrico donde se conecte el MGNC, conocido como “Estudio de Costos de Pérdidas”. Al desarrollar este estudio, se debe tener presente el hecho de que la incorporación del MGNC puede retrasar las inversiones necesarias para mantener en forma correcta (cumpliendo normativa) el sistema eléctrico al cual esté conectado, dentro de un período de 15 años y una tasa de actualización de un 10%^{34 35}.

³³ Este Reglamento se puede encontrar en la página de la CONAMA, www.conama.cl, sección de Reglamentos Ambientales.

³⁴ Tasa de Actualización que se estipula en el Artículo 165°, DFL N°4 [39].

³⁵ Para mayor información sobre el “Estudio de Costos de Pérdidas”, dirigirse a la sección de Análisis Económico, del presente Capítulo.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Por otro lado, se debe mencionar, que para proyectos relacionados con la generación de energía eléctrica a través de biomasa se debe desarrollar un Balance de Masas, para determinar la eficiencia de la central. Además, para proyectos hidráulicos se solicita un Estudio Geosísmico del área de aducción.

Finalmente, se deben tener presente todos los aspectos legales que involucran llevar a cabo un proyecto, ya sea por uso de suelo, trazado de líneas eléctricas, entre otras cosas.

4.1.7.4 Estudios de Impacto Eléctrico

Los Estudios de Impacto Eléctrico son esenciales para el correcto y seguro funcionamiento de los sistemas interconectados. Para poder realizar correctamente estos Estudios es necesario contar con un buen modelo del sistema eléctrico que se estudiará. Para ello se requiere la mayor información confiable posible para añadir al modelo.

El Informe de Precios de Nudo que se realiza semestralmente contiene el “Plan Indicativo de Obras de Generación y Transmisión”, el cual entrega información respecto de la planificación de ampliaciones y/o incorporaciones de centrales generadoras o de líneas de transmisión. Esta información es relevante al momento de analizar la incorporación de centrales de mayor tamaño que se pueden conectar en instalaciones de mayor nivel de tensión.

Además, se debe poseer un programa computacional que permita simular flujos de potencia, fallas en distintos equipos y elementos, simulaciones en el tiempo, entre muchas otras actividades. Un ejemplo de estos programas es el software Power Factory de DigSILENT, herramienta computacional que entrega resultados fidedignos y permite obtener información relevante para los Estudios de Impacto Eléctrico.

Para cada análisis que se realice se debe ir actualizando el modelo que se posea para realizar las simulaciones, incluyéndole los equipos de control y elementos necesarios que se vayan determinando, verificando el cumplimiento de la NTSyCS y NTCO, según corresponda.

Estudio de Flujos de Potencia y de Estabilidad Estática

Estos Estudios de Impacto Eléctrico tienen como objetivo analizar sobrecargas y niveles de tensión en todos los elementos afectados por la incorporación del MGNC. El Estudio de Flujos de Potencia analiza el impacto del PMGD en las redes de distribución, sin considerar escenarios con fallas, en cambio el Estudio de Estabilidad Estática analiza el impacto de la incorporación del PMGD en el sistema de distribución, considerando escenarios de fallas importantes dentro del sistema en estudio, como por ejemplo, salidas intempestivas de centrales, cortocircuitos en líneas relevantes, pérdida de grandes consumos, etc. Para ambos Estudios el análisis se debe realizar anualmente para distintos casos que consideran las cuatro alternativas que resultan de combinar situaciones de Generación y Demanda extremas, es decir Generación Máxima-Demanda Máxima, Generación Máxima-Demanda Mínima, Generación Mínima-Demanda Máxima y Generación Mínima-Demanda Mínima de la zona en donde se contempla la conexión del MGNC.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Según lo recién estipulado se tendrán cuatro Casos Base, los cuales no contemplan la incorporación del MGNC y cuatro casos en donde sí se considera la conexión del MGNC al sistema eléctrico en cuestión.

El análisis a seguir en ambos Estudios es verificar que los niveles de tensión de todas las barras modeladas pertenecientes a Sistema de Transmisión, para cada uno de los casos, se encuentren dentro de los rangos especificados en la NTSyCS, esto es, en el rango $\pm 3\%$ para barras con tensión nominal superior o igual a 500[kV], en el rango $\pm 5\%$ para barras con tensión nominal entre 200[kV] (inclusive) y 500[kV], y en el rango $\pm 7\%$ para barras con tensión nominal inferior a 200[kV]. Para el Sistema de Distribución de Media Tensión se debe cumplir que en cada una de sus barras el nivel de tensión esté dentro del rango 0,94 y 1,06[pu], según lo especificado en el DS N°327. Se debe verificar además, que los niveles de carga (factor de utilización) de las líneas no excedan su límite técnico.

Por otra parte para el Estudio de Flujos de Potencia, se debe analizar el impacto en el nivel de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, verificando que éste no sobrepase un 6% del nivel de tensión que había en ese mismo punto en el caso base, según lo especificado en la NTCO.

Para cada uno de los casos que se analizarán se debe rescatar las siguientes variables eléctricas:

- Tensión nominal
- Nivel de Tensión

De esta forma se pondrán a comparar ambas variables y así poder determinar si el nivel de tensión está o no dentro de norma.

Otras variables eléctricas relevantes de analizar, para cada uno de los tramos del sistema eléctrico modelado son:

- Nivel de carga (factor de utilización)
- Nivel de pérdida
- Potencia Activa terminal i
- Potencia Activa terminal j
- Potencia Reactiva terminal i
- Potencia Reactiva terminal j

Con estas variables eléctricas se puede determinar si existe sobrecarga en las líneas y se puede observar el comportamiento de la potencia reactiva en cada uno de los tramos del sistema eléctrico modelado. Con ello se debe analizar la necesidad de instalar equipos de control, transformadores reguladores o refuerzos de líneas.

Finalmente, la Metodología a seguir tanto en el Estudio de Flujo de Potencia como en el Estudio de Estabilidad Estática se divide en tres etapas:

- 1) Se determinan los niveles de tensión y niveles de carga en los elementos en estudio pertenecientes al sistema eléctrico modelado. Se realiza un análisis para determinar, de ser necesario, la incorporación de equipos de control, incorporación de refuerzos de líneas

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

tanto del sistema de transmisión como del sistema del alimentador y reemplazo por sobrecarga de los transformadores existentes en la zona de estudio.

- 2) Si hubiese necesidad de instalar ya sea equipos de control, transformadores o refuerzos de líneas, estas componentes se deben incorporar en las Bases de Datos del software que se esté utilizando para la realización de los Estudios de Impacto Eléctrico, verificando sus efectos en el cumplimiento de la NTSyCS, en cuanto a niveles de carga y niveles de tensión.
- 3) Si se necesitase de equipos de control, éstos se deben valorizar a costos estándares, lo que correspondería a una parte del estudio económico, en donde se realiza una evaluación económica del proyecto relacionándola directamente con los aspectos técnicos de éste.

Estudio de Cortocircuito para la Verificación de la Capacidad de Ruptura de Interruptores

Estudio de impacto eléctrico que se realiza con la finalidad de verificar si la capacidad de ruptura de los interruptores afectados por la incorporación del MGNC es la adecuada, es decir, para no sobrepasar el límites de ruptura de éstos.

La incorporación del MGNC provoca un cambio en las corrientes de cortocircuito que se pueden presentar en el sistema eléctrico en estudio. Para estudiar dicho impacto, se deben realizar simulaciones en donde se calculan corrientes de cortocircuito en distintos puntos del área de influencia. Los resultados se utilizan para evaluar el impacto del MGNC en la capacidad de ruptura de los interruptores y en la corriente de cortocircuito dinámica de los equipos, para todas las instalaciones de la zona o área de influencia en estudio.

Las simulaciones de cortocircuito se analizarán para el escenario más desfavorable, o sea, en el escenario donde la corriente de cortocircuito es máxima. Generalmente este escenario desfavorable ocurre cuando el MGNC está generando a máxima potencia para una demanda máxima en el sistema y asumiendo que todas las otras centrales del sistema se encuentran conectadas. El cálculo de la corriente de cortocircuito máxima permitirá definir la capacidad de los interruptores que se deben instalar para la correcta y segura incorporación del MGNC.

En las simulaciones se genera un cortocircuito, que puede ser trifásico o monofásico, en algún punto del sistema modelado, generalmente en líneas eléctricas, rescatando los niveles de cortocircuito en las principales barras del sistema. Según los resultados obtenidos se debe determinar si se necesita o no utilizar elementos limitadores de corriente en la subestación de enlace y en el punto de conexión al sistema eléctrico correspondiente, además de verificar que no se ha sobrepasado la capacidad de ruptura de los interruptores ya existentes.

Finalmente, la Metodología a seguir en el Estudio de Corto Circuito se divide en tres etapas:

- 1) Se determinan las corrientes de cortocircuito. Se realiza un análisis para determinar, de ser necesario, la incorporación de equipos limitadores de corriente, o reemplazo de interruptores ya existentes en la zona de estudio por aumento en la corriente de cortocircuito.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

- 2) Si hubiese necesidad de instalar elementos limitadores y/o recambio de interruptores ya existentes, estas nuevas componentes se deben incorporar en las Bases de Datos del software que se esté utilizando para la realización de los Estudios de Impacto Eléctrico, verificando sus efectos en el cumplimiento de la NTSyCS, en cuanto a capacidades de ruptura de interruptores.
- 3) Si se necesitase de elementos limitadores y/o recambio de interruptores, éstos se deben valorizar a costos estándares, lo que correspondería a una parte del estudio económico, en donde se realiza una evaluación económica del proyecto relacionándola directamente con los aspectos técnicos de éste.

En la página del CDEC se pueden encontrar información sobre los interruptores que se encuentran en el sistema interconectado correspondiente.

Estudio de Estabilidad Dinámica

Este Estudio de Impacto Eléctrico es necesario para analizar el impacto de la incorporación de un MGNC en la estabilidad dinámica del sistema interconectado correspondiente. De acuerdo a lo señalado en la NTSyCS, se debe garantizar que ante la ocurrencia de una contingencia simple, sus efectos no se propaguen al resto de las instalaciones conectadas al sistema eléctrico en estudio.

Se deben determinar las contingencias que se analizarán para el Estudio de Estabilidad Dinámica, generalmente se analiza la salida intempestiva de una línea o de una unidad de generación, para un escenario crítico de generación y demanda que se debe determinar. Se deben realizar simulaciones dinámicas en el tiempo para las condiciones operacionales más exigentes del sistema y para las contingencias que correspondan, según un criterio de topología de la red y el sistema eléctrico en donde se esté conectado.

El modelo del sistema debe permitir efectuar correctamente las simulaciones dinámicas que se deben realizar en este Estudio. Para este Estudio también se deben analizar los niveles de tensión y los flujos de potencia con que quedaría operando el sistema posterior a la desconexión del elemento en cuestión.

Estudio de Coordinación de Protecciones

Este estudio de impacto eléctrico es importantísimo para el seguro funcionamiento del sistema eléctrico al cual está conectado el MGNC. La incorporación de la central no puede afectar la coordinación de protecciones ya existente, es por ello la existencia de este Estudio, el cual debe mostrar la coordinación de protecciones en todos los elementos afectados por la incorporación del MGNC.

Como ya se había comentado, la incorporación de un MGNC podría aumentar los niveles de cortocircuito, lo que podría afectar la coordinación de las protecciones en el sistema eléctrico en estudio y por lo tanto en la seguridad de la red.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Se corren flujos de carga en escenarios donde se simulan cortocircuitos en distintos puntos de la red analizando la actuación de las protecciones. En caso de detectarse actuaciones erráticas de las mismas, se determinan las protecciones a sustituir (instalación de protección direccional de corriente).

Por otro lado, para MGNC que necesiten ser energizados desde el sistema eléctrico al cual están conectados, se debe verificar que las protecciones no se vean operadas por esta incorporación.

Estudio de Requerimiento de Compensación Reactiva

Este Estudio de impacto eléctrico consiste en verificar el cumplimiento de estándares de factores de potencia en puntos de inyección afectados por la incorporación del MGNC. Además, se debe verificar el cumplimiento de niveles de tensión y carga de las líneas eléctrica. Este análisis se debe realizar para distintos casos que consideran las cuatro alternativas que resultan de combinar situaciones de Generación y Demanda extremas, es decir Generación Máxima-Demanda Máxima, Generación Máxima-Demanda Mínima, Generación Mínima-Demanda Máxima y Generación Mínima-Demanda Mínima de la zona en donde se contempla la conexión del MGNC.

El Estudio considera, para cada uno de los escenarios base, que el conjunto de cargas en la zona en estudio puede tomar carga reactiva con distintos factores de potencia, generalmente se suelen analizar los factores de potencia de 96%, 98% y 100% inductivo, que son los más comunes en la realidad. En consecuencia, como se tienen cuatro Casos Base, se tienen entonces 12 escenarios para analizar el cumplimiento de los estándares de la NTSyCS en cuanto a factor de potencia.

El análisis a seguir en este Estudio, es verificar que los factores de potencia, para cualquier condición de carga, en las Instalaciones de Conexión de Clientes Libres y de Clientes pertenecientes a la Red de Distribución afectadas por la incorporación del MGNC, se encuentren dentro de los rangos especificados por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), esto es:

Tensión Nominal Instalación de Conexión Clientes Libres y Clientes Distribución	Rangos Límites para Factor de Potencia
V<30[kV]	0,930 inductivo <FP< 0,960 capacitivo
30[kV]=<V<100[kV]	0,960 inductivo <FP< 0,980 capacitivo
100[kV]=<V<200[kV]	0,980 inductivo <FP< 0,995 capacitivo
V<=200[kV]	0,980 inductivo <FP<1,000

Tabla 4.9: Rangos límites para el factor de potencia en Instalaciones de Conexión de Clientes Libres y Clientes pertenecientes al Sistema de Distribución

Para verificar el cumplimiento de la NTSyCS, se debe utilizar la siguiente fórmula, para determinar el factor de potencia en el punto de conexión de las centrales con el sistema eléctrico correspondiente:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

$$FP = \text{Coseno} \left(\text{ArcoTangente} \left(\frac{QST + QGI}{PST + PGI} \right) \right)$$

Donde,

PST: Potencia Media Real Activa medida en la Instalación de Conexión de Cliente con el Sistema de Transmisión. Valor positivo cuando fluye desde el Sistema de Transmisión.

QST: Potencia Media Real Reactiva medida en la Instalación de Conexión de Cliente con el Sistema de Transmisión. Valor positivo cuando fluye desde el Sistema de Transmisión.

PGI: Potencia Media Real Activa total medida en las Instalaciones de Conexión de la Generación Interna conectada a las Instalaciones de la Empresa de Distribución correspondiente a la Instalación de Conexión en cuestión. Valor positivo cuando fluye desde la Generación Interna.

QGI: Potencia Media Real Reactiva total medida en las Instalaciones de Conexión de la Generación Interna conectada a las Instalaciones de la Empresa de Distribución correspondiente a la Instalación de Conexión en cuestión. Valor positivo cuando fluye desde la Generación Interna.

Finalmente, la Metodología a seguir en el Estudio de Requerimiento de Compensación Reactiva se divide en tres etapas:

- 1) Se determinan los factores de potencia en los puntos de inyección afectados por la incorporación del MGNC. Además, se realiza un análisis para determinar, de ser necesario, la incorporación de equipos de compensación reactiva.
- 2) Si hubiese necesidad de instalar equipos de compensación reactiva, estas componentes se deben incorporar en las Bases de Datos en formato Power Factory de DigSILENT, verificando sus efectos en el cumplimiento de la NTSyCS, en cuanto a estándares de factores de potencia.
- 3) Si se necesitase de equipos de compensación reactiva, éstos se deben valorizar a costos estándares, lo que correspondería a una parte del estudio económico, en donde se realiza una evaluación económica del proyecto relacionándola directamente con los aspectos técnicos de éste.

Estudios Adicionales para Centrales Eólicas

La incorporación de centrales eólicas en sistemas interconectados podrían causar posibles variaciones de tensión y generar ruido armónico que afecta a la estabilidad del sistema eléctrico. Esto debido a que las centrales eólicas generalmente absorben reactivos desde la red para poder energizarse, influyendo en los niveles de tensión en barras del sistema eléctrico al cual esté conectada la central. Por otro lado, el ruido armónico puede generarse al utilizar equipos de electrónica de potencia (inversor, STATCOM), lo que afectaría a las variables eléctricas de la red al cual esté conectada.

Se debe hacer un estudio de los posibles impactos que podrían suscitar variaciones intempestivas de la velocidad del viento, específicamente en la capacidad de transmisión del sistema

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

eléctrico al cual esté conectado el MGNC, de manera de cumplir con el criterio N-1 estipulado en la NTSyCS.

Se debe estudiar detalladamente el comportamiento de la tensión para distintas condiciones de viento. Esto permitirá analizar el comportamiento dinámico del parque eólico, frente a contingencias en el sistema interconectado al cual esté conectado el MGNC [31].

4.1.8 Comentarios sobre el Análisis Regulatorio para MGNC

El conocimiento detallado de la normativa y reglamentos presentados anteriormente es esencial para poder desarrollar adecuadamente un proyecto relacionado con MGNC. Es por ello que los especialistas que estén a cargo de un proyecto relacionado con MGNC deben tener claro cuáles son las disposiciones legales que se deben cumplir y cuáles son los deberes y derechos que se tienen como dueño de un generador que utilice ERNC para producir.

Chile ha creado incentivos regulatorios para la incorporación de MGNC en sistemas eléctricos, entre los cuales se encuentran:

La existencia de cuotas de ERNC, a partir del año 2010, permitirá que aumente la demanda por tecnologías asociadas a las ERNC, se espera que esto de pie a la disminución en los costos de inversión en generación eléctrica relacionada con ERNC. A partir del año 2014 se va aumentando en forma gradual el porcentaje de cuotas de ERNC exigidas, dándoles tiempo a nuevos participantes para invertir en MGNC. Finalmente, se pretende llegar a una cuota de ERNC de un 10% para el año 2024, lo que es beneficioso en términos tanto sociales como privados.

La exigencia de cuotas de generación de ERNC permite la posibilidad de comercializar, por parte de cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de ERNC, el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica. Este traspaso puede establecerse a través de contratos bilaterales financieros a precios libremente pactados e independientemente de las ventas de energía. Además, el sistema de cuotas de ERNC, busca financiar el costo adicional que posee la generación con MGNC y garantizar la producción de una cierta cantidad de energía proveniente de fuentes de ERNC [17].

Un MGNC con excedente de potencia menor o igual a 9[MW] no debe pagar peaje de transmisión troncal, por cada MW adicional que se requiera instalar se estará incurriendo en un aumento mayor al 9% del peaje base. Además, se debe mencionar que el pago adicional de peaje del MGNC será distinto de cero si la capacidad conjunta exceptuada de peajes es mayor al 5% de la capacidad total instalada en el sistema interconectado que corresponda.

Todo PMGD opera con autodespacho y puede participar en las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas coordinadas por el CDEC, esta alternativa brinda al propietario u operador del PMGD la libertad de poder manejar de manera óptima su operación, sin tener que regir su operación por lo determinado por el CDEC respectivo. Un PMG operará coordinado con el CDEC respectivo, a no ser que el PMG utilice ERNC para producir, en donde tendrá la alternativa de operar con autodespacho.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Tanto los PMGD como los PMG que operen con autodespacho se les consideraran que no poseen capacidad de regulación de sus excedentes. Ambos MGNC con potencia menor o igual a 9[MW], tendrán la posibilidad de optar por un régimen de venta estabilizado o un régimen de ventas a costo marginal, independiente del régimen que se escoja se debe tener un período de permanencia mínimo de 4 años. Si se desea cambiar de régimen, se debe avisar al CDEC correspondiente con una antelación de 12 meses del término del régimen en uso.

Por otro lado, se deben tener presente todos los requerimientos técnicos que permiten mantener la seguridad y calidad del servicio en la red eléctrica correspondiente. Estos corresponden a estándares de niveles de tensión, factor de potencia, frecuencia, junto a otros requerimientos técnicos, como por ejemplo de estabilidad transitoria y dinámica. Estos estándares son la base para el análisis de los Estudios de Impacto Eléctrico que se deben desarrollar en proyectos relacionados con MGNC. Dentro de los aspectos técnicos, es importante destacar la relevancia que posee el punto de repercusión asociado al PMGD que se requiera incorporar a algún sistema de distribución, debido a que es en ese punto donde se analiza el impacto que producirá el PMGD en la red de distribución correspondiente.

Se debe destacar que la resolución de discrepancias entre un PMGD y empresas distribuidoras y/o CDEC respectivo las resolverá la SEC. Y la resolución de discrepancias que tengan relación con un PMG las resolverá el Panel de Expertos.

Además, se debe recordar que normativamente toda central generadora debe someterse al Sistema de Impacto Ambiental (SEIA), sistema perteneciente a la CONAMA. Las centrales menores o iguales a 3[MW] deben realizar una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y los MGNC que sean mayores a 3[MW] deben realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Por otro lado, en la NTSyCS vigente, se reglamenta la absorción de reactivos por parte de los parques eólicos en su punto de conexión al sistema eléctrico correspondiente (Artículo 3-8). Además, se establece el comportamiento que debe tener el parque eólico con respecto a su tensión en su punto de conexión frente a una falla en el sistema de transmisión. Lo estipulado es importante porque no se había reglamentado anteriormente en Chile el comportamiento de los parques eólicos con respecto a la absorción de reactivos que influye en la tensión en la red eléctrica cercana. Ahora bien, técnicamente, falta reglamentar, específicamente, la cantidad de armónicos que pueden generar los parques eólicos, por uso de inversores y equipos de electrónica de potencia.

Se debe mencionar que uno de los problemas más grandes para los inversionistas en PMGD son los impedimentos que le entrega la empresa distribuidora, del tipo técnico y económico para desarrollar en forma adecuada los estudios necesarios para el desarrollo del proyecto sobre MGNC.

Finalmente, es importante destacar que existen diversos agentes que participan en el mercado energético, que existen diversas alternativas de operación y venta de energía y potencia para los PMGD y que es necesario entender todo el funcionamiento del sector y marco regulatorio para poder invertir correctamente en generación con ERNC. El presente trabajo de título es una base para inversionistas y para desarrolladores de proyectos relacionados con MGNC, especialmente asociados a generación

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

distribuida, que necesiten interiorizarse en materias regulatorias y normativas relacionadas con la generación eléctrica en Chile mediante ERNC.

4.2 Análisis Técnico

Los sistemas eléctricos de distribución han sido diseñados para operar sin inyección de generación eléctrica en sus redes, es por ello que nace la necesidad de estudiar el impacto que ocasionará el ingreso de un generador distribuido en estos tipos de sistemas. Como una primera aproximación, se analizará el efecto que produce el ingreso de un PMGD en los flujos de potencia y voltajes en un alimentador perteneciente a la red de distribución. Para ello se diseñará un alimentador como una red de distribución radial simple, acoplada al sistema de subtransmisión mediante la subestación de distribución primaria, tal como se muestra en la siguiente figura.

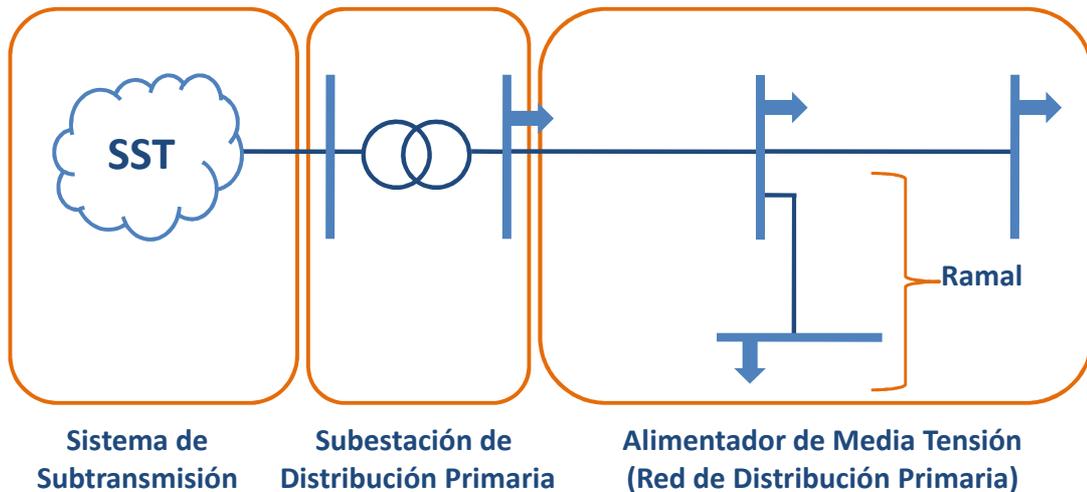


Figura 4.2: Modelo simplificado de Red de Distribución Radial

En el diagrama anterior se pueden observar tres zonas importantes de destacar: la primera es el sistema de subtransmisión, de donde generalmente proviene el flujo de potencia que alimenta a los consumos, la segunda zona es la subestación de distribución primaria, la cual permite acoplar el sistema de subtransmisión con el sistema de distribución primario, y finalmente, la tercera zona es la correspondiente al Alimentador, el cual representa el sistema de distribución primario. Se debe mencionar que la subestación de distribución primaria es parte del sistema de subtransmisión, se hace esta distinción para facilitar el análisis técnico que se realiza.

El análisis que se realizará propende estudiar el comportamiento de los flujos de potencia tanto en el Alimentador como en la subestación de distribución primaria, con el objetivo de saber cuándo le corresponderá al dueño del PMGD pagar por uso de esta subestación y en qué factores hay que preocuparse al momento de conectar un PMGD en un Alimentador de Media Tensión.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

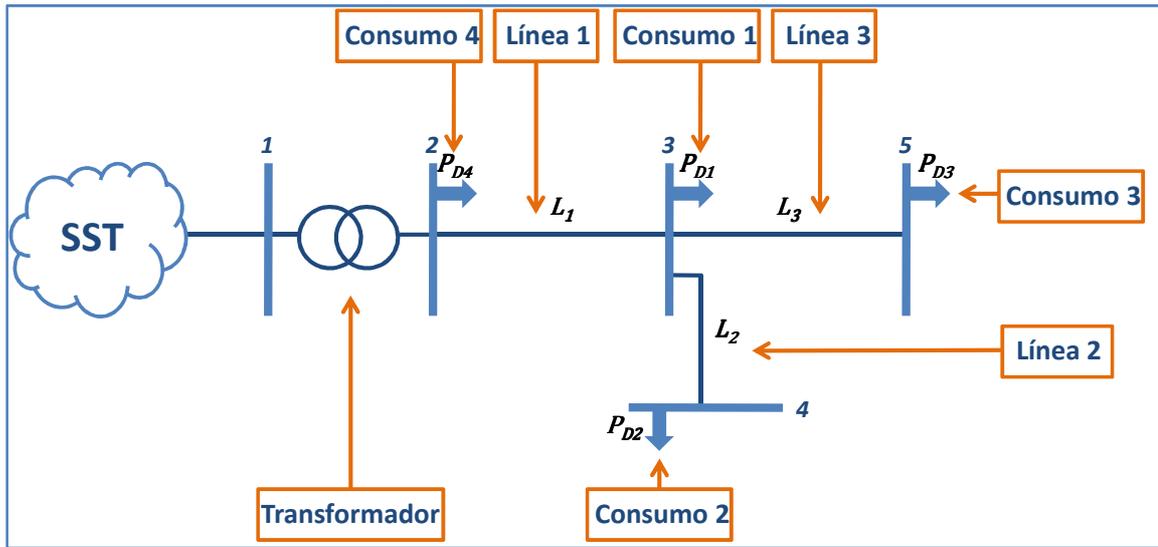


Figura 4.3: Componentes relevantes del Modelo Simplificado de Red de Distribución Radial

En el diagrama anterior, el transformador que aparece representa a la subestación primaria de distribución. Además, existen tres consumos en el Alimentador, uno ubicado en la cola, otro ubicado en el medio de la red y el último ubicado en un ramal del Alimentador. Se considera además, un cuarto consumo que representa la demanda de otro alimentador, conectado a la barra 2 donde se encuentra la cabecera del Alimentador en estudio. La red de distribución posee líneas que llegan a los distintos consumos. Los tipos de conductores de cada una de estas líneas tienen diferentes capacidades y estructuras, debido a que, generalmente, los flujos a lo largo del Alimentador van disminuyendo, por lo que la capacidad de cada conductor debe ir disminuyendo también (conductores cónicos).

Para el análisis se definirán cuatro casos, el primero corresponderá a la conexión de un PMGD en la cabecera del Alimentador, el segundo corresponderá a la conexión de un PMGD en el medio del Alimentador, el tercer caso corresponderá a la incorporación de un PMGD en un ramal del Alimentador, y por último, el cuarto caso corresponderá a la conexión de un PMGD en la cola del Alimentador. Una vez hecho esto, se supondrán distintos escenarios relacionados con la demanda del Alimentador, las pérdidas producidas en éste y la generación del PMGD. Finalmente, para el análisis se tendrá en consideración: la distribución de los consumos, reducción o aumento de pérdidas, postergación de inversiones en redes eléctricas, entre otros aspectos.

Los casos a analizar son:

- **Caso 1: Conexión de un PMGD en la Cabecera del Alimentador**
- **Caso 2: Conexión de un PMGD al Medio del Alimentador**
- **Caso 3: Conexión de un PMGD en Ramal del Alimentador**
- **Caso 4: Conexión de un PMGD en la Cola del Alimentador**

Todos estos casos se compararán con un caso base, que corresponde al Alimentador sin incorporación de un PMGD:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

- **Caso Base: Red eléctrica del Alimentador sin Central Conectada**

Para el caso base se cumple el siguiente escenario:

$$\text{Escenario Base: } P_{SST}^{CB} = \sum P_D + \sum P_L$$

Donde,

$\sum P_D$: Sumatoria de Potencias Demandadas en el Alimentador más la Potencia demandada por el consumo 4.

$\sum P_L$: Sumatoria de Pérdidas en el Alimentador.

P_{SST}^{CB} : Flujo de Potencia proveniente del Sistema de Subtransmisión para el Caso Base.

Ahora bien, al considerar la incorporación del PMGD al Alimentador, es posible obtener la siguiente expresión, para este escenario denominado “Escenario Caso GD”, la cual es independiente del tamaño y ubicación de la central en el alimentador:

$$\text{Escenario Caso GD: } P_{SST}^{CGD} + P_{GD} = \sum P_D + \sum P_L + P_{L,LGD}$$

Donde,

P_{GD} : Potencia generada por el PMGD.

P_{SST}^{CGD} : Flujo de Potencia desde/hacia el Sistema de Subtransmisión para el Caso con PMGD conectado.

$P_{L,LGD}$: Pérdidas de Potencia en la Línea de Interconexión entre el PMGD y el Sistema Eléctrico.

En este escenario, que incorpora la conexión del PMGD, se pueden tener dos situaciones, o el flujo de potencia se dirige desde el sistema de subtransmisión hacia el Alimentador, es decir, $P_{SST}^{CGD} \geq 0$, o el flujo de potencia se dirige hacia el sistema de subtransmisión desde el Alimentador, es decir, $P_{SST}^{CGD} < 0$, esto depende de la potencia generada por el PMGD:

Si $P_{GD} > \sum P_D + \sum P_L + P_{L,LGD}$, entonces $P_{SST}^{CGD} < 0$

Si $P_{GD} \leq \sum P_D + \sum P_L + P_{L,LGD}$, entonces $P_{SST}^{CGD} \geq 0$

Se realizarán dos tipos de análisis, el primero se llamará “Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria”, en el cual se determinará si el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación primaria cambia o no con respecto a éste mismo flujo en el caso base. Y en el segundo análisis llamado “Análisis de Pérdidas” se determinará si las pérdidas aumentaron o disminuyeron con respecto al caso base en estudio. Ambos análisis tienen como objetivo saber en qué momento existe un beneficio o un perjuicio económico reflejados en los costos de conexión del PMGD.

A continuación, se definen cada una de las variables eléctricas y parámetros que se utilizarán para realizar el análisis:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

- P_{ij} : Flujo de Potencia que circula desde la barra i hacia la barra j , saliendo de la barra i .
- P_{ji} : Flujo de Potencia que circula desde la barra j hacia la barra i , saliendo de la barra j .
- P_{D1} : Potencia consumida por Demanda 1
- P_{D2} : Potencia consumida por Demanda 2
- P_{D3} : Potencia consumida por Demanda 3
- P_{D4} : Potencia consumida por Demanda 4 (Simula posible Alimentador en barra 2)
- P_{SST}^{CB} : Flujo de Potencia proveniente del Sistema de Subtransmisión para el Caso Base
- P_{SST}^{C1} : Flujo de Potencia desde/hacia el Sistema de Subtransmisión para el Caso 1
- P_{SST}^{C2} : Flujo de Potencia desde/hacia el Sistema de Subtransmisión para el Caso 2
- P_{SST}^{C3} : Flujo de Potencia desde/hacia el Sistema de Subtransmisión para el Caso 3
- P_{SST}^{C4} : Flujo de Potencia desde/hacia el Sistema de Subtransmisión para el Caso 4
- $P_{L,Lj}^{CB}$: Pérdidas de Potencia en Línea j para el Caso Base
- $P_{L,Lj}^{C1}$: Pérdidas de Potencia en Línea j para el Caso 1
- $P_{L,Lj}^{C2}$: Pérdidas de Potencia en Línea j para el Caso 2
- $P_{L,Lj}^{C3}$: Pérdidas de Potencia en Línea j para el Caso 3
- $P_{L,Lj}^{C4}$: Pérdidas de Potencia en Línea j para el Caso 4
- P_{GD} : Potencia generada por el PMGD
- $P_{L,LGD}$: Pérdidas de Potencia en Línea LGD, línea de conexión entre el PMGD y el Alimentador

Algunos de los supuestos o consideraciones que se especificaron para realizar el análisis técnico son:

- *En el Alimentador en donde se incorporará el PMGD, se considerará que no existe otra fuente de generación en la red de distribución eléctrica.*
- *El Alimentador en el caso base que corresponde al caso sin central (sin PMGD) se encuentra correctamente dimensionado y diseñado, de tal forma que se respete la normativa vigente.*
- *Red de subtransmisión, debe ser capaz de evacuar el posible flujo que pueda provocar el generador distribuido (PMGD) en sus redes.*
- *No se considerarán las pérdidas de potencia en el transformador de la subestación de distribución primaria, ni en los paños de salida y acoplamiento de la central de generación no convencional, por simplicidad en los análisis desarrollados.*

A continuación, se dará inicio al análisis detallado de cada uno de los casos, para distintos escenarios de demanda y generación.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

4.2.1 Análisis de Flujos de Potencia

4.2.1.1 Caso Base: Red eléctrica del Alimentador sin Central Conectada

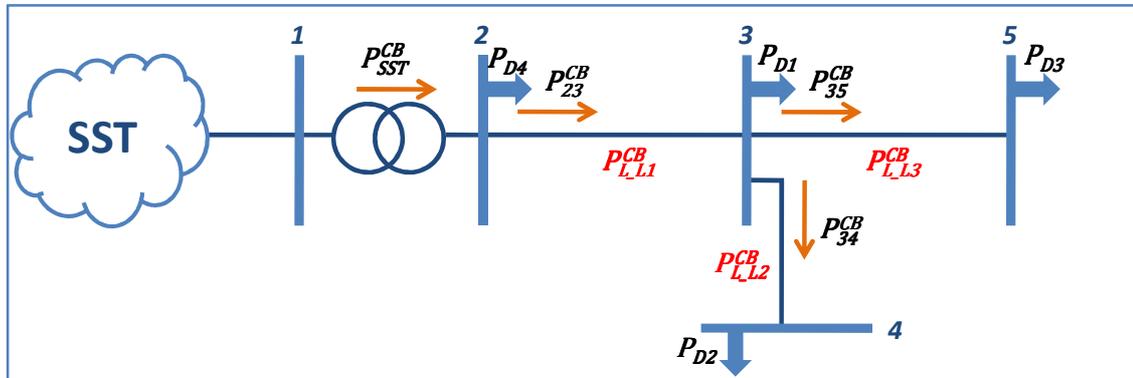


Figura 4.4: Esquema del Caso Base, Alimentador sin incorporación de un PMGD

En la figura anterior se puede observar que el flujo normal de potencia es desde la cabecera del Alimentador hacia las barras con demanda utilizando los segmentos troncales y ramales correspondientes. Existe una potencia P_{SST}^{CB} , que corresponde al flujo de potencia proveniente del sistema de subtransmisión, el cual abastece a los consumos presentes en el Alimentador. Además, existen pérdidas en las líneas, por lo tanto el flujo que sale desde una barra i hacia una barra j (P_{ij}), no será el mismo que el flujo que incide a la barra j proveniente desde la barra i .

Los flujos de potencia y los valores de pérdidas en las líneas para el caso base presentado, permitirán realizar los análisis que se encuentran a continuación, mediante la comparación de estas variables con las que se presenten según cada caso, escenario y/o nivel de flujo, según corresponda.

4.2.1.2 Caso 1: Conexión de un PMGD a la Cabecera del Alimentador

El caso 1 queda representado de la siguiente forma:

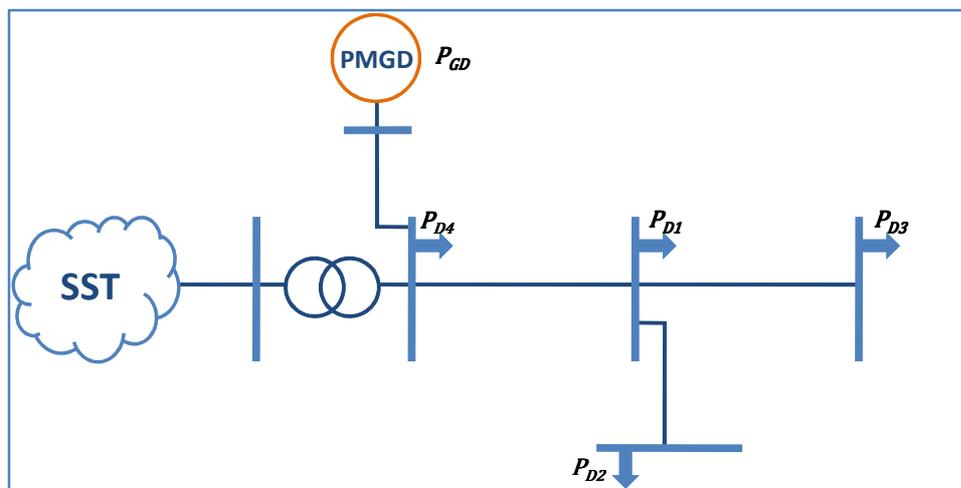


Figura 4.5: Esquema del Caso 1, Alimentador con la incorporación de un PMGD en su cabecera

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

A continuación, se darán a conocer los distintos escenarios relacionados con los perfiles de generación y de demanda dentro del Alimentador en estudio para el presente caso:

Escenario 1.1: $P_{GD} - P_{L_{LGD}} \leq P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L_{L1}}^{CB} + P_{L_{L2}}^{CB} + P_{L_{L3}}^{CB}$

Como la potencia generada por el PMGD menos las pérdidas en su línea de conexión al Alimentador (Línea LGD), es menor o igual a la suma de los consumos del Alimentador, existe una sola alternativa para la circulación de los flujos de potencia en el Alimentador. Los flujos de potencia se comportarían tal como muestra la figura a continuación:

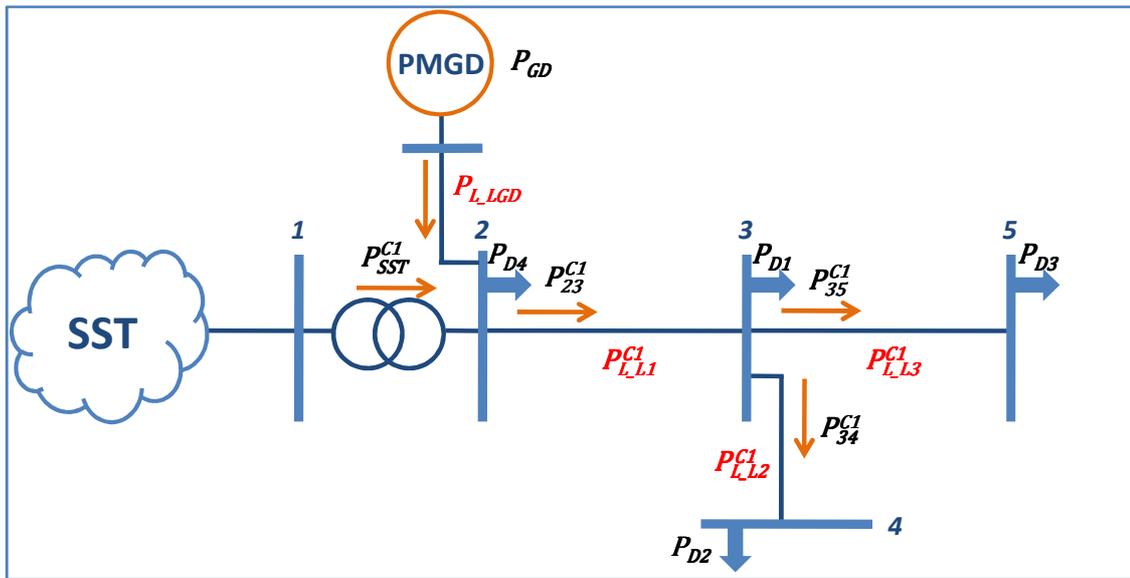


Figura 4.6: Flujos de potencia, para Caso 1, Escenario 1.1

En esta situación, como la potencia generada por el PMGD menos las pérdidas en su línea de conexión al Alimentador (Línea LGD), es menor o igual a la suma de los consumos del Alimentador, se tiene que el PMGD abastece a parte o a la totalidad de la demanda que posee el Alimentador. Este abastecimiento reduce la potencia que proviene desde la red de subtransmisión en el caso base. Ahora bien, se tiene que la potencia inyectada por el transformador de poder de la subestación de distribución primaria es igual a:

$$P_{SST}^{C1} = P_{SST}^{CB} - (P_{GD} - P_{L_{LGD}}) \Rightarrow P_{SST}^{C1} \leq P_{SST}^{CB}$$

Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria

Como la potencia inyectada por el PMGD ($P_{GD} - P_{L_{LGD}}$) no alcanza a abastecer toda la demanda del Alimentador, entonces se sigue necesitando potencia desde el sistema de subtransmisión, es por ello que el sentido del flujo que circula por la subestación de distribución primaria no cambia en comparación con el sentido de éste mismo flujo en el caso base.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Análisis de Pérdidas

Como el flujo de potencia por el Alimentador no ha sido modificado por la conexión del PMGD, las pérdidas en las redes de distribución no sufren ningún cambio en comparación con el caso base. Esto permite estipular que si un PMGD se conecta en la cabecera del Alimentador y su inyección de potencia no sobrepasa la demanda más las pérdidas totales del Alimentador, entonces las pérdidas de la red de distribución no se ven afectadas, por lo que no se debe incurrir en costos de nuevos conductores para el Alimentador.

Por otro lado, la disminución de potencia proveniente desde el sistema de subtransmisión, tiene como consecuencia una disminución de pérdidas en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria, esto conlleva a un beneficio económico para el dueño del sistema de subtransmisión. Este beneficio económico, que provoca la incorporación del PMGD a la red de distribución eléctrica, no es contabilizado como beneficio adicional según la reglamentación de Chile. La reglamentación sólo da cuenta de los posibles beneficios y costos adicionales que provocan los PMGD en las redes de distribución específicamente, no refiriéndose en ningún momento a los posibles beneficios que pueda brindar un PMGD al sistema de subtransmisión.

Escenario 1.2: $P_{GD} - P_{L_{LGD}} > P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L_{L1}}^{CB} + P_{L_{L2}}^{CB} + P_{L_{L3}}^{CB}$

En este caso y escenario específico, como el PMGD inyecta una potencia ($P_{GD} - P_{L_{LGD}}$), mayor a la suma de los consumos del Alimentador, aguas abajo de su punto de conexión, se tendrá una potencia excedente dada por:

$$\Delta P_{GD}^{C1} = P_{GD} - (P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L_{L1}}^{CB} + P_{L_{L2}}^{CB} + P_{L_{L3}}^{CB} + P_{L_{LGD}})$$

Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria

El sentido del flujo de potencia en la subestación de distribución primaria puede ir hacia el Alimentador, o venir desde el Alimentador. Esto es sumamente relevante al momento de determinar cuándo se deberá pagar por uso de la subestación de distribución primaria. El sentido del flujo de potencia dependerá de la potencia excedente comparada con la potencia consumida por la demanda 4, la cual representa otro alimentador conectado a la barra de media tensión de la subestación de distribución primaria.

Definiendo las dos alternativas de niveles de flujo, se obtiene:

➤ **Nivel de Flujo 1.2.1:** $\Delta P_{GD}^{C1} \leq P_{D4}$

La situación especificada según nivel de flujo queda representada por:

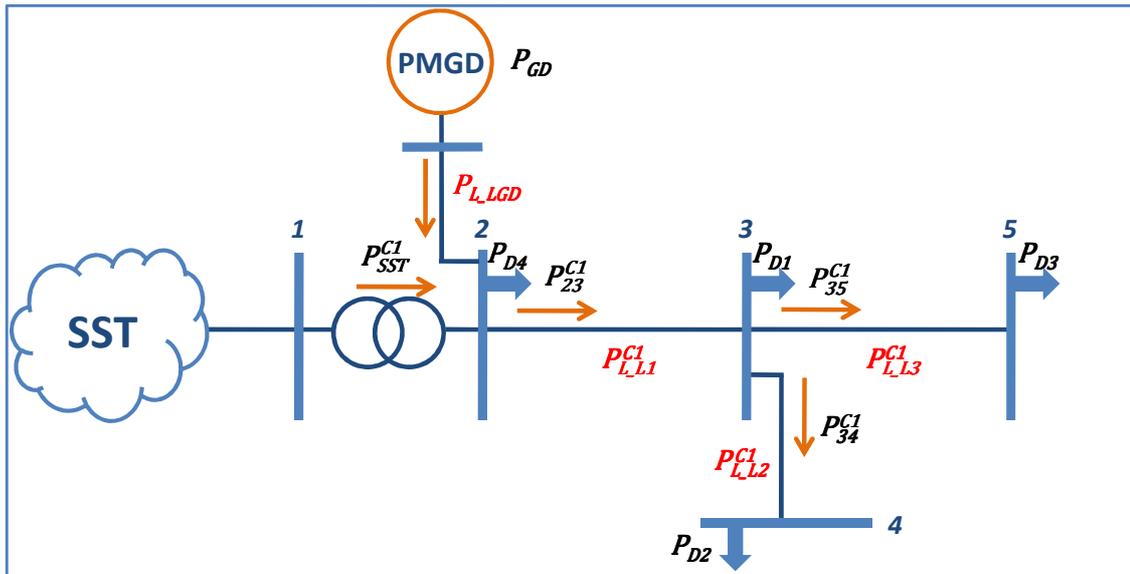


Figura 4.7: Flujos de potencia, para Caso 1, Escenario 1.2, Nivel de Flujo 1.2.1

Como la potencia excedente que genera el PMGD, conectado en la cabecera del Alimentador, es menor o igual a la potencia consumida por la demanda 4, entonces el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria no sufre ningún cambio, por lo que se evitaría tener que incurrir en el pago por uso de la subestación de distribución primaria.

➤ Nivel de Flujo 1.2.2: $\Delta P_{GD}^{C1} > P_{D4}$

La situación especificada según nivel de flujo queda representada por:

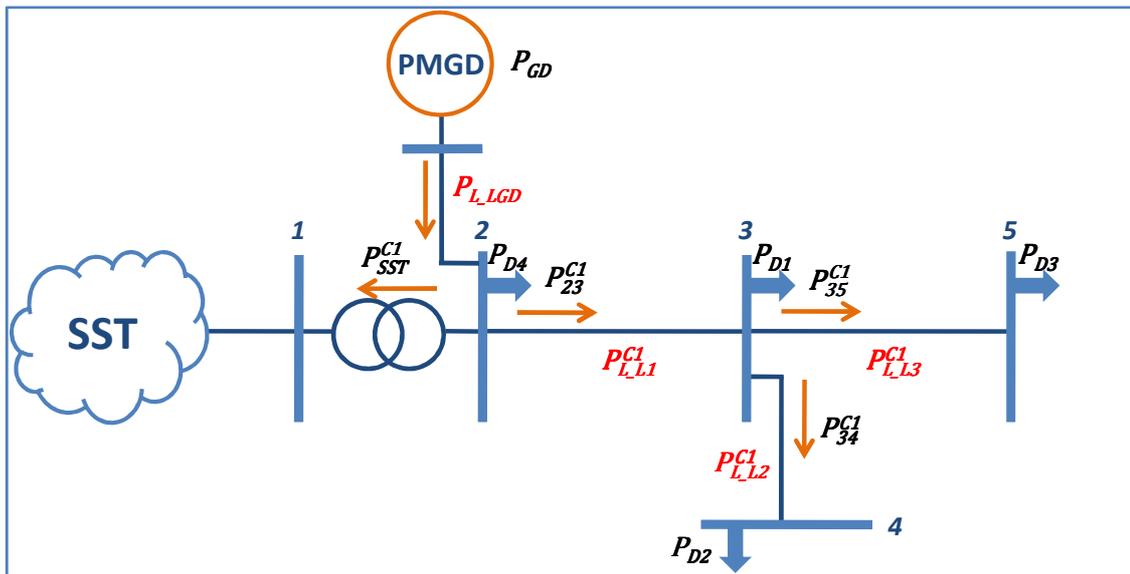


Figura 4.8: Flujos de potencia, para Caso 1, Escenario 1.2, Nivel de Flujo 1.2.2

Como la potencia excedente que genera el PMGD, conectado en la cabecera del Alimentador es mayor que la potencia consumida por la demanda 4, entonces el flujo de potencia que circula por la

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

subestación de distribución primaria se ha invertido en comparación con el caso base, por lo que se debería pagar por el uso de la subestación de distribución primaria. Este pago se incorpora a los costos de conexión.

Análisis de Pérdidas

En ambas alternativas presentadas en el “Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria”, recién realizado se cumple que el flujo de potencia por el Alimentador no ha sido modificado por la conexión del PMGD, las pérdidas en las redes de distribución no sufren ningún cambio en comparación con el caso base. Esto último y el análisis del escenario 1.1, perteneciente al caso 1, permite estipular que: “Si un PMGD inyecta su potencia en la cabecera de un Alimentador, entonces las pérdidas en la red de distribución no se ven afectadas, por lo que no se debe incurrir en costos de inversión adicionales para el Alimentador”.

4.2.1.3 Caso 2: Conexión de un PMGD al Medio del Alimentador

El caso 2 queda representado de la siguiente forma:

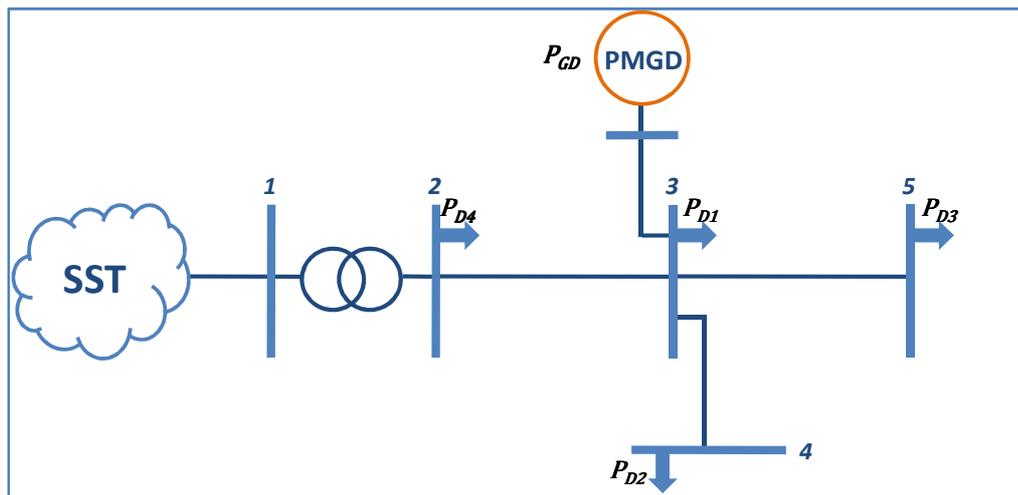


Figura 4.9: Esquema del Caso 1, PMGD conectado al Medio del Alimentador

A continuación, se darán a conocer los distintos escenarios relacionados con los perfiles de generación y de demanda dentro del Alimentador en estudio para el presente caso:

Escenario 2.1: $P_{GD} - P_{L_{LGD}} \leq P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L_{L2}}^{CB} + P_{L_{L3}}^{CB}$

Como la potencia inyectada por el PMGD al Alimentador ($P_{GD} - P_{L_{LGD}}$) es menor o igual a la suma de los consumos del Alimentador, aguas abajo del punto de conexión, existe una sola alternativa para la circulación de los flujos de potencia en el Alimentador. Los flujos de potencia se comportarían tal como muestra la figura a continuación:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

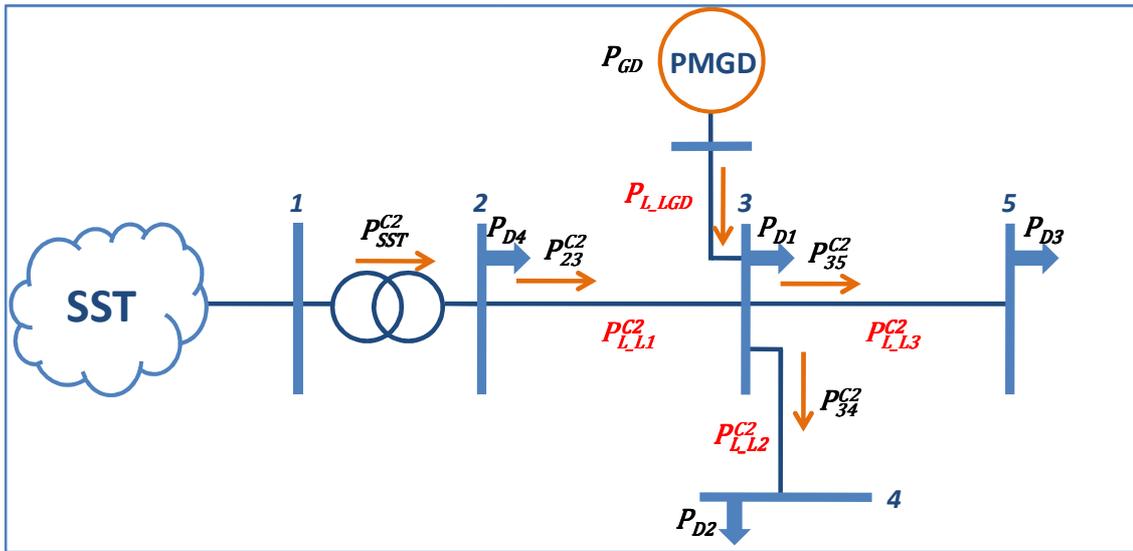


Figura 4.10: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 2, Escenario 2.1

En esta situación, como la potencia inyectada por el PMGD al Alimentador ($P_{GD} - P_{L_LGD}$) es menor o igual a la suma de los consumos del Alimentador aguas abajo del punto de conexión del PMGD (considerando pérdidas en las líneas), se tiene que el PMGD abastece a parte o casi a la totalidad de la demanda que posee el Alimentador. Este abastecimiento reduce la potencia que proviene desde la red de subtransmisión en el caso base. Ahora bien, se tiene que la potencia inyectada por la red de subtransmisión es igual a:

$$P_{SST}^{CZ} = P_{SST}^{CB} - (P_{GD} - P_{L_LGD}) \Rightarrow P_{SST}^{CZ} \leq P_{SST}^{CB}$$

Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria

Como la potencia inyectada por el PMGD ($P_{GD} - P_{L_LGD}$) no alcanza a abastecer toda la demanda del Alimentador, entonces se sigue necesitando potencia desde el sistema de subtransmisión, es por ello que el sentido del flujo que circula por la subestación de distribución primaria no cambia en comparación con el sentido de éste mismo flujo en el caso base.

Análisis de Pérdidas

En este caso y escenario específico, ni el flujo de potencia por el Alimentador aguas abajo del punto de conexión del PMGD, ni el flujo de potencia por el ramal del Alimentador, se han visto afectados por la incorporación del PMGD, por lo que las pérdidas tanto en la Línea 2 como en la Línea 3 no sufren ningún cambio en comparación con el caso base. Por lo que no se debe incurrir en costos de inversión de nuevos conductores para la Línea 2 y para la Línea 3, pertenecientes al Alimentador.

La disminución de potencia proveniente desde el sistema de subtransmisión, tiene como consecuencia una disminución de pérdidas tanto en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria, como en el tramo correspondiente a la Línea 1.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

La disminución de pérdidas en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria, conlleva a un beneficio económico para el dueño del sistema de subtransmisión. El beneficio económico que provoca la reducción de las pérdidas en el sistema de subtransmisión para los dueños de éste, tal como se explicó en el caso 1, escenario 1, no está reglamentado y si se quisiese cuantificar, se debería realizar un estudio de impacto, en el cual se debiese modelar el sistema de subtransmisión lo más fielmente posible.

Por otro lado, la reducción de pérdidas en la Línea 1 produce un efecto positivo tanto para la empresa distribuidora como para el dueño del PMGD, ya que la empresa distribuidora se ahorra parte del pago por pérdidas de potencia en la Línea 1, incluso si el nivel de reducción de pérdidas es muy alto, se pueden retrasar inversiones en la red de distribución primaria. Por otro lado, el dueño del PMGD se beneficia por la reducción de los costos de conexión, debido a que al total de costos adicionales de conexión se le descuenta el ahorro monetario que tuvo la empresa distribuidora por la disminución en las pérdidas de la Línea 1. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

Esto permite estipular que si un PMGD se conecta al medio del Alimentador y su inyección de potencia no sobrepasa la demanda más las pérdidas totales del Alimentador y además, la demanda se distribuye aguas abajo del punto de conexión, entonces no se debe incurrir en costos de inversión de nuevos conductores para el Alimentador.

$$\text{Escenario 2.2: } P_{GD} - P_{L,LGD} > P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L,L2}^{CB} + P_{L,L3}^{CB}$$

En este caso y escenario específico, como el PMGD inyecta $(P_{GD} - P_{L,LGD})$ una potencia mayor a la suma de los consumos del Alimentador, aguas abajo de su punto de conexión, se tendrá una potencia excedente dada por:

$$\Delta P_{GD}^{C2} = P_{GD} - (P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L,L2}^{CB} + P_{L,L3}^{CB} + P_{L,LGD})$$

Esta potencia excedente será igual al flujo de potencia que sale desde barra 3 y se dirige hacia la barra 2 (sentido hacia la subestación de distribución primaria). Por lo tanto:

$$\Delta P_{GD}^{C2} = P_{32}^{C2}$$

Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria

En este caso y escenario específico, el sentido del flujo de potencia en la subestación de distribución primaria puede ir hacia el Alimentador, o venir desde el Alimentador. Esto es relevante al momento de determinar cuándo se deberá pagar por uso de la subestación de distribución primaria. El sentido del flujo de potencia dependerá del nivel de flujo que llegué a la barra 2 proveniente de la barra 3 $(P_{32}^{C2} - P_{L,L1}^{C2})$ comparado con la potencia consumida por la demanda 4 (P_{D4}) , la cual representa otro alimentador conectado a la barra de media tensión de la subestación de distribución primaria.

Definiendo las dos alternativas de niveles de flujo, se obtiene:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

- Nivel de Flujo 2.2.1: $P_{32}^{C2} - P_{L,L1}^{C2} \leq P_{D4}$

La situación especificada según nivel de flujo queda representada por:

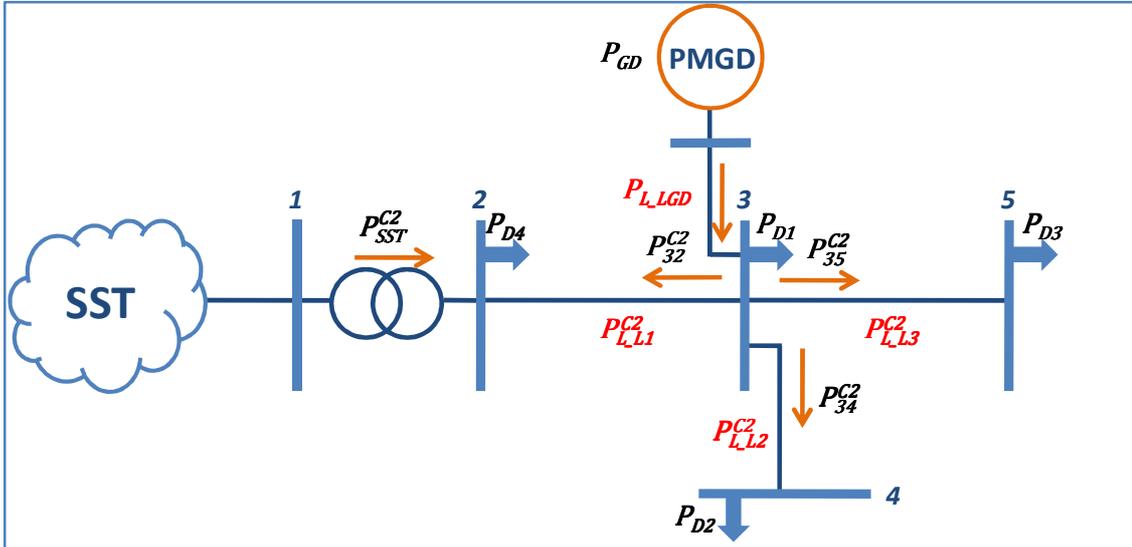


Figura 4.11: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 2, Escenario 2.2, Nivel de Flujo 2.2.1

Como el flujo de potencia que llega a la barra 2, producto de una potencia excedente que generó el PMGD, conectado al medio del Alimentador, es menor o igual a la potencia consumida por la demanda 4, entonces el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria no sufre ningún cambio en comparación con el caso base, por lo que se evitaría tener que incurrir en el pago por uso de la subestación de distribución primaria.

- Nivel de Flujo 2.2.2: $P_{32}^{C2} - P_{L,L1}^{C2} > P_{D4}$

La situación especificada según nivel de flujo queda representada por:

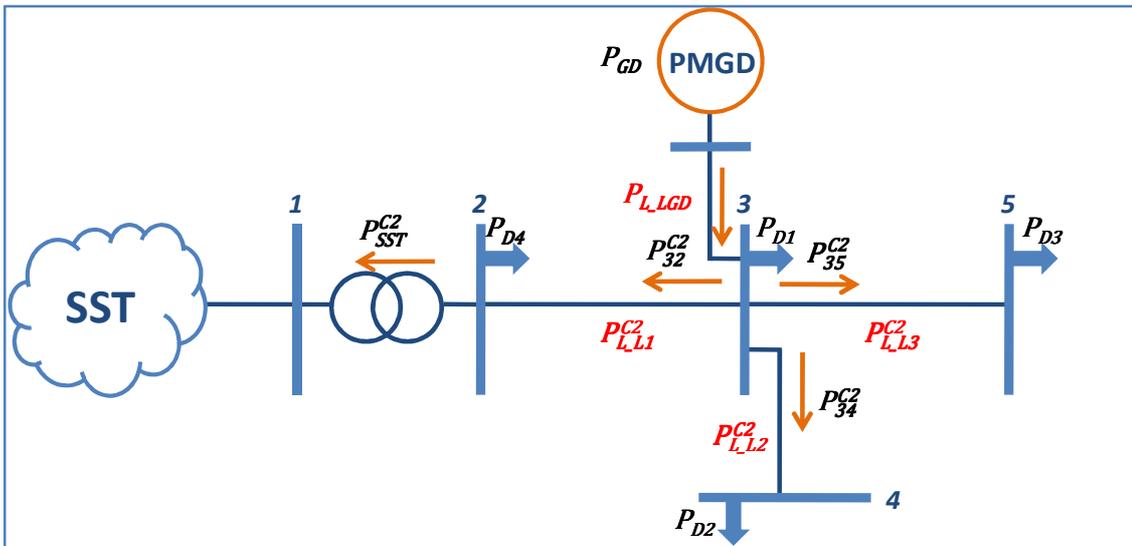


Figura 4.12: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 2, Escenario 2.2, Nivel de Flujo 2.2.2

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Como el flujo de potencia que llega a la barra 2, producto de una potencia excedente que generó el PMGD, conectado al medio del Alimentador, es mayor que la potencia consumida por la demanda 4, entonces el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria se ha invertido en comparación con el caso base, por lo que se debería pagar por el uso de la subestación de distribución primaria. Este pago se incorpora a los costos de conexión.

Análisis de Pérdidas

En ambas alternativas presentadas en el “Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria”, recién realizado, se cumple que tanto el flujo de potencia por el Alimentador aguas abajo del punto de conexión del PMGD, como el flujo de potencia por el ramal del Alimentador, no se han visto afectados por la incorporación del PMGD, por lo que las pérdidas tanto en la Línea 2 como en la Línea 3 no sufren ningún cambio en comparación con el caso base. Por lo que no se debe incurrir en costos de inversión de nuevos conductores para la Línea 2 y para la Línea 3, pertenecientes al Alimentador.

Con respecto a las pérdidas en el tramo correspondiente a la Línea 1, se tienen dos situaciones distintas que tienen relación con el nivel de flujo por la Línea 1. La primera situación es aquella donde la potencia excedente generada por el PMGD (ΔP_{GD}^{C2}) es mayor que el flujo de potencia que ingresaba a la Línea 1 en el caso base (P_{23}^{CB}) y la segunda situación es aquella donde la potencia excedente generada por el PMGD (ΔP_{GD}^{C2}) es menor o igual al flujo de potencia que ingresaba a la Línea 1 en el caso base, (P_{23}^{CB}). Entonces se tiene:

➤ **Nivel de Flujo 2.2.3: $\Delta P_{GD}^{C2} > P_{23}^{CB}$**

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 1, es mayor que la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 1 en el caso base. Por lo tanto, las pérdidas en la Línea 1 aumentan en comparación con el caso base, esto se convierte en un aumento de los costos de conexión de la central. Este aumento de pérdidas se ve reflejado en un costo monetario que corresponde al valor presente del aumento en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

➤ **Nivel de Flujo 2.2.4: $\Delta P_{GD}^{C2} \leq P_{23}^{CB}$**

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 1, es menor o igual a la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 1 en el caso base. En consecuencia, la Línea 1 tendrá menores pérdidas en comparación con el caso base. Esto se debe contabilizar como un ahorro en los costos de conexión del PMGD. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

4.2.1.4 Caso 3: Conexión de un PMGD al Ramal del Alimentador

El caso 3 queda representado de la siguiente forma:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

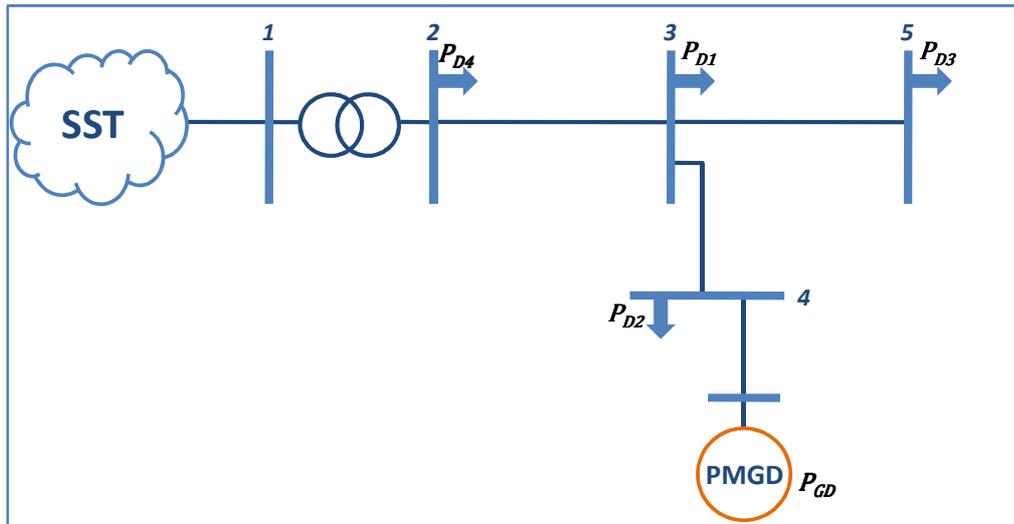


Figura 4.13: Esquema del Caso 3, Alimentador con la incorporación de un PMGD en su ramal

A continuación, se darán a conocer los distintos escenarios relacionados con los perfiles de generación y de demanda dentro del Alimentador en estudio para el presente caso:

Escenario 3.1: $P_{GD} - P_{L,LGD} \leq P_{D2}$

En este caso y escenario específico, como la potencia generada por el PMGD menos las pérdidas en su línea de conexión a la barra 4 (Línea LGD), es menor o igual al consumo 2, existe una sola alternativa para la circulación de los flujos de potencia en el Alimentador. Los flujos de potencia se comportarían tal como muestra la figura a continuación:

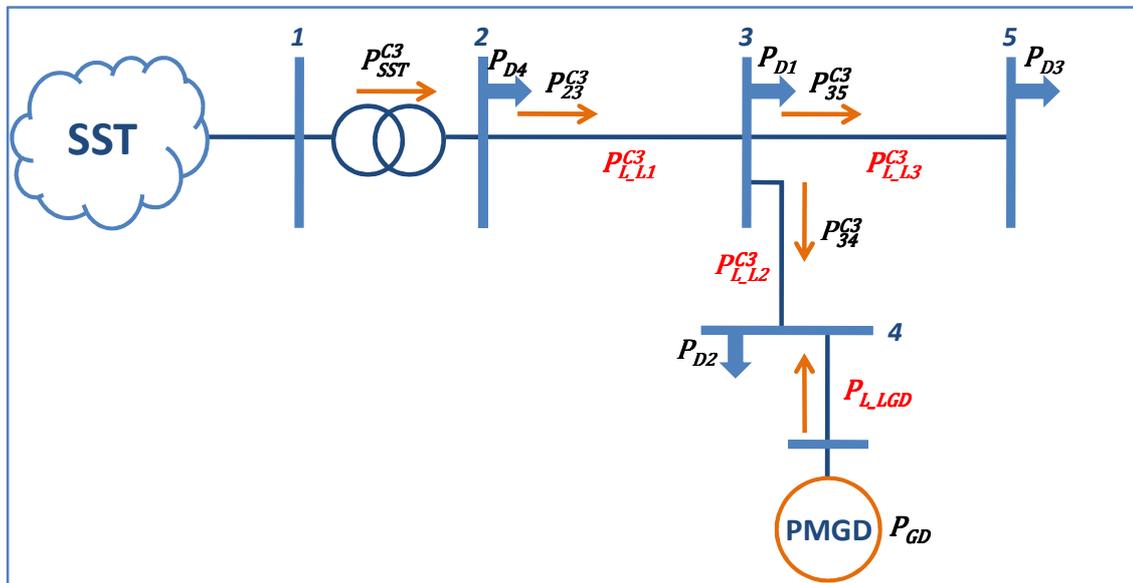


Figura 4.14: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 3, Escenario 3.1

En esta situación, como la potencia inyectada por el PMGD ($P_{GD} - P_{L,LGD}$) es menor o igual al consumo 2, se tiene que el PMGD abastece a parte o a la totalidad de la demanda correspondiente al

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

consumo 2. Esto reduce la potencia que provenía desde la red de subtransmisión en el caso base. Ahora bien, se tiene que la potencia inyectada por la red de subtransmisión es igual a:

$$P_{SST}^{C3} = P_{SST}^{CB} - (P_{GD} - P_{L_{LGD}}) \Rightarrow P_{SST}^{C3} \leq P_{SST}^{CB}$$

Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria

Como la potencia generada por el PMGD sólo alcanza para abastecer una parte o la totalidad de la demanda 2, entonces se sigue necesitando potencia desde el sistema de subtransmisión para alimentar a los otros consumos pertenecientes al Alimentador, es por ello que el sentido del flujo que circula por la subestación de distribución primaria no cambia en comparación con el sentido de éste mismo flujo en el caso base.

Análisis de Pérdidas

En este caso y escenario específico, el flujo de potencia por la Línea 3 del Alimentador no se ha visto afectado por la incorporación del PMGD, por lo que las pérdidas en la Línea 3 no sufren ningún cambio en comparación con el caso base. Por lo que no se debe incurrir en costos de inversión de nuevos conductores para la Línea 3, perteneciente al Alimentador.

La disminución de potencia proveniente desde el sistema de subtransmisión, tiene como consecuencia una disminución de pérdidas en: el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria, en el tramo correspondiente a la Línea 1 y en el tramo correspondiente a la Línea 2.

La disminución de pérdidas en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria, conlleva a un beneficio económico para el dueño del sistema de subtransmisión. El beneficio económico que provoca la reducción de las pérdidas en el sistema de subtransmisión para los dueños de éste, tal como se explicó en el caso 1, escenario 1, no está reglamentado y si se quisiese cuantificar, se debería realizar un estudio de impacto, en el cual se debiese modelar el sistema de subtransmisión lo más fielmente posible.

Por otro lado, la reducción de pérdidas tanto en la Línea 1 como en la Línea 2, produce un efecto positivo tanto para la empresa distribuidora como para el dueño del PMGD, ya que la empresa distribuidora se ahorra parte del pago por pérdidas de potencia en la Línea 1, incluso si el nivel de reducción de pérdidas es muy alto, se pueden retrasar inversiones en la red de distribución primaria. Por otro lado, el dueño del PMGD se beneficia por la reducción de los costos de conexión, debido a que al total de costos adicionales de conexión se le descuenta el ahorro monetario que tuvo la empresa distribuidora por la disminución en las pérdidas de la Línea 1. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Escenario 3.2: $P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L,L2}^{CB} + P_{L,L3}^{CB} \geq P_{GD} - P_{L,LGD} > P_{D2}$

En este caso y escenario específico, como la potencia inyectada por el PMGD a la barra 4 ($P_{GD} - P_{L,LGD}$), es mayor que el consumo 2, y menor o igual a la suma de los consumos del Alimentador más las pérdidas en las Línea 2 y 3, existe una sola alternativa para la circulación de los flujos de potencia en el Alimentador. Los flujos de potencia se comportarían tal como muestra la figura a continuación:

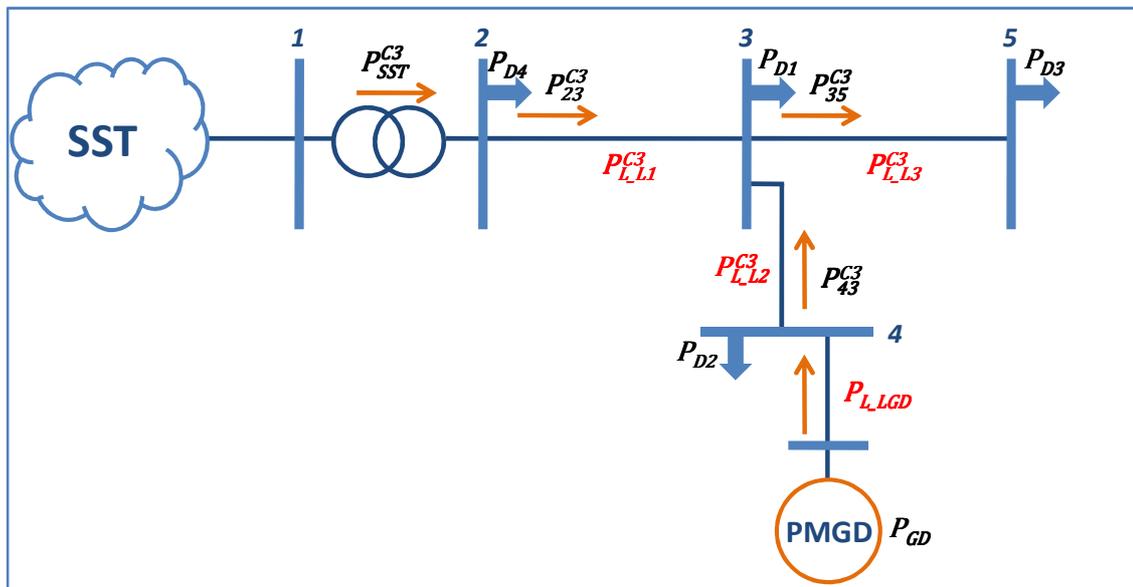


Figura 4.15: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 3, Escenario 3.1

En esta situación, como la potencia inyectada por el PMGD a la barra 4 ($P_{GD} - P_{L,LGD}$), es mayor que el consumo 2, y menor o igual a la suma de los consumos del Alimentador más las pérdidas en las Línea 2 y 3, se tiene que el PMGD abastece a parte o a la totalidad de la demanda que posee el Alimentador. Este abastecimiento reduce la potencia que proviene desde la red de subtransmisión en el caso base. Ahora bien, se tiene que la potencia inyectada por la red de subtransmisión es igual a:

$$P_{SST}^{C3} = P_{SST}^{CB} - (P_{GD} - P_{L,LGD}) \Rightarrow P_{SST}^{C3} \leq P_{SST}^{CB}$$

Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria

Como la potencia generada por el PMGD no alcanza a abastecer toda la demanda del Alimentador, entonces se sigue necesitando potencia desde el sistema de subtransmisión, es por ello que el sentido del flujo que circula por la subestación de distribución primaria no cambia en comparación con el sentido de éste mismo flujo en el caso base.

Análisis de Pérdidas

En este caso y escenario específico, el flujo de potencia por la Línea 3 del Alimentador no se ha visto afectado por la incorporación del PMGD, por lo que las pérdidas en la Línea 3 no sufren ningún

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

cambio en comparación con el caso base. Por lo que no se debe incurrir en costos de inversión de nuevos conductores para la Línea 3, perteneciente al Alimentador.

La disminución de potencia proveniente desde el sistema de subtransmisión, tiene como consecuencia una disminución de pérdidas en tanto en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria como en el tramo correspondiente a la Línea 1.

La disminución de pérdidas en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria, conlleva a un beneficio económico para el dueño del sistema de subtransmisión. El beneficio económico que provoca la reducción de las pérdidas en el sistema de subtransmisión para los dueños de éste, tal como se explicó en el caso 1, escenario 1, no está reglamentado y si se quisiese cuantificar, se debería realizar un estudio de impacto, en el cual se debiese modelar el sistema de subtransmisión lo más fielmente posible.

Por otro lado, la reducción de pérdidas en la Línea 1, produce un efecto positivo tanto para la empresa distribuidora como para el dueño del PMGD, ya que la empresa distribuidora se ahorra parte del pago por pérdidas de potencia en la Línea 1, incluso si el nivel de reducción de pérdidas es muy alto, se pueden retrasar inversiones en la red de distribución primaria. Por otro lado, el dueño del PMGD se beneficia por la reducción de los costos de conexión, debido a que al total de costos adicionales de conexión se le descuenta el ahorro monetario que tuvo la empresa distribuidora por la disminución en las pérdidas de la Línea 1. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

Con respecto a las pérdidas en el tramo correspondiente a la Línea 2, se tienen dos situaciones distintas que tienen relación con el nivel de flujo que circula por la Línea 2. La primera situación es aquella donde el flujo de potencia que sale desde la barra 4 y se dirige a la barra 3, para el caso 3, escenario 3.2 (P_{43}^{C3}) es mayor que el flujo de potencia que ingresaba a la Línea 2 en el caso base (P_{34}^{CB}) y donde el flujo de potencia que sale desde la barra 4 y se dirige a la barra 3, para el caso 3, escenario 3.2 (P_{43}^{C3}) es menor o igual al flujo de potencia que ingresaba a la Línea 2 en el caso base (P_{34}^{CB}) Entonces se tiene:

➤ ***Nivel de Flujo 3.2.1: $P_{43}^{C3} > P_{34}^{CB}$***

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 2, desde la barra 4 hacia la barra 3, es mayor que la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 2 en el caso base, desde la barra 3 hacia la barra 4. Por lo tanto, las pérdidas en la Línea 2 aumentan en comparación con el caso base, esto se convierte en un aumento de los costos de conexión de la central. Este aumento de pérdidas se ve reflejado en un costo monetario que corresponde al valor presente del aumento en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

➤ **Nivel de Flujo 3.2.2: $P_{43}^{C3} \leq P_{34}^{CB}$**

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 2, desde la barra 4 hacia la barra 3, es menor o igual a la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 2 en el caso base, desde la barra 3 hacia la barra 4. Esto se debe contabilizar como un ahorro en los costos de conexión del PMGD. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

Escenario 3.3: $P_{GD} - P_{L,LGD} > P_{D2} + P_{D1} + P_{D3} + P_{L,L2}^{C3} + P_{L,L3}^{C3}$

En este caso y escenario específico, como el PMGD inyecta ($P_{GD} - P_{L,LGD}$) una potencia mayor a la suma de los consumos del Alimentador más las pérdidas de las Líneas 2 y 3, se tendrá una potencia excedente dada por:

$$\Delta P_{GD}^{C3} = P_{GD} - (P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L,L2}^{C3} + P_{L,L3}^{C3} + P_{L,LGD})$$

Esta potencia excedente será igual al flujo de potencia que sale desde barra 3 y se dirige hacia la barra 2 (sentido hacia la subestación de distribución primaria). Por lo tanto:

$$\Delta P_{GD}^{C3} = P_{32}^{C3}$$

Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria

En este caso y escenario específico, el sentido del flujo de potencia en la subestación de distribución primaria puede ir hacia el Alimentador, o venir desde el Alimentador. Esto es relevante al momento de determinar cuándo se deberá pagar por uso de la subestación de distribución primaria. El sentido del flujo de potencia dependerá del nivel de flujo que llegué a la barra 2 proveniente de la barra 3 ($P_{32}^{C3} - P_{L,L1}^{C3}$) comparado con la potencia consumida por la demanda 4 (P_{D4}), la cual representa otro alimentador conectado a la barra de media tensión de la subestación de distribución primaria.

Definiendo las dos alternativas de niveles de flujo, se obtiene:

➤ **Nivel de Flujo 3.3.1: $P_{32}^{C3} - P_{L,L1}^{C3} \leq P_{D4}$**

La situación especificada según nivel de flujo queda representada por:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

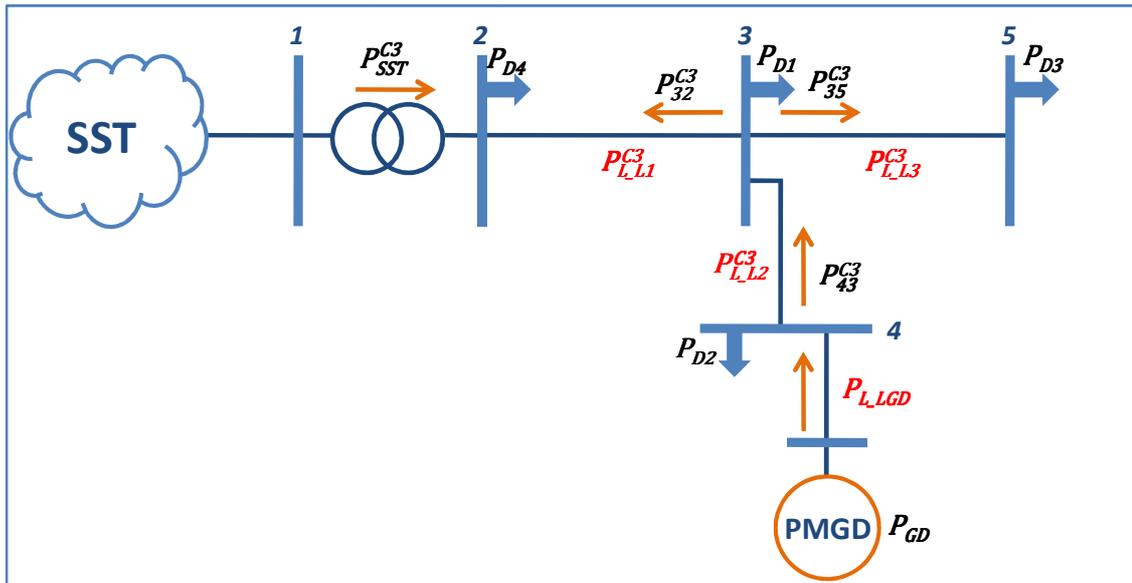


Figura 4.16: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 3, Escenario 3.3, Nivel de Flujo 3.3.1

Como el flujo de potencia que llega a la barra 2, producto de una potencia excedente que generó el PMGD, conectado en el ramal del Alimentador, es menor o igual a la potencia consumida por la demanda 4, entonces el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria no sufre ningún cambio en comparación con el caso base, por lo que se evitaría tener que incurrir en el pago por uso de la subestación de distribución primaria.

- Nivel de Flujo 3.3.2: $PC_{32}^3 - PC_{L1}^3 > PD4$

La situación especificada según nivel de flujo queda representada por:

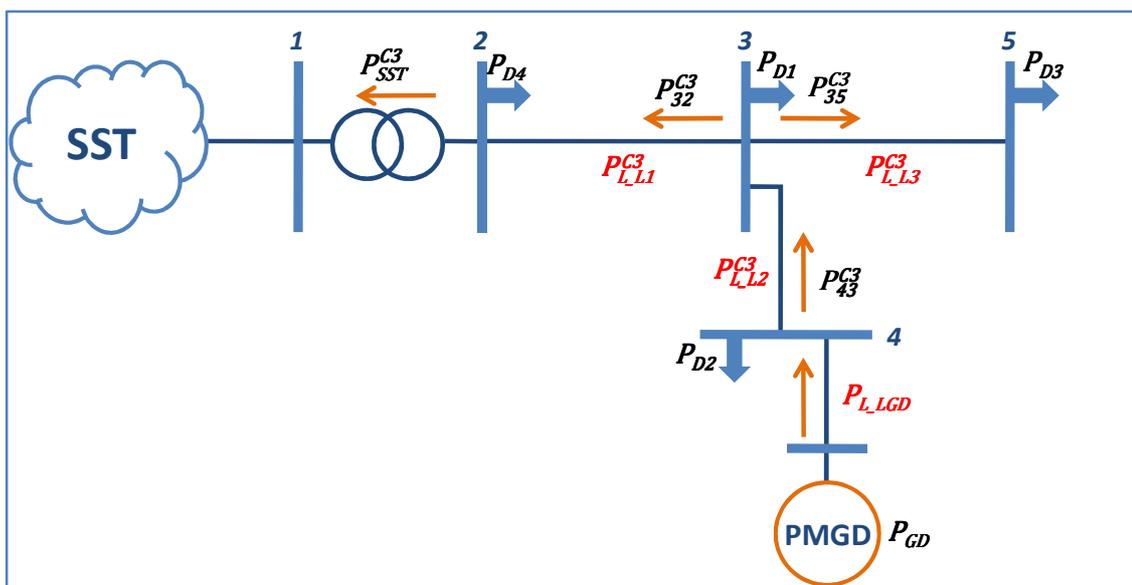


Figura 4.17: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 3, Escenario 3.3, Nivel de Flujo 3.3.2

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Como el flujo de potencia que llega a la barra 2, producto de una potencia excedente que generó el PMGD, conectado al medio del Alimentador, es mayor que la potencia consumida por la demanda 4, entonces el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria se ha invertido en comparación con el caso base, por lo que se debería pagar por el uso de la subestación de distribución primaria. Este pago se incorpora a los costos de conexión.

Análisis de Pérdidas

En ambas alternativas presentadas en el “Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria”, recién realizado, se cumple que el flujo de potencia por la Línea 3 no se ha visto afectado por la incorporación del PMGD, por lo que las pérdidas en la Línea 3 no sufren ningún cambio en comparación con el caso base. Por lo que no se debe incurrir en costos de inversión de nuevos conductores para la Línea 3, perteneciente al Alimentador.

Con respecto a las pérdidas en el tramo correspondiente a la Línea 2, se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 2, desde la barra 4 hacia la barra 3, es mayor que la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 2 en el caso base, desde la barra 3 hacia la barra 4. Por lo tanto, las pérdidas en la Línea 2 aumentan en comparación con el caso base, esto se convierte en un aumento de los costos de conexión de la central. Este aumento de pérdidas se ve reflejado en un costo monetario que corresponde al valor presente del aumento en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

Con respecto a las pérdidas en el tramo correspondiente a la Línea 1, se tienen dos situaciones distintas que tienen relación con el nivel de flujo por la Línea 1. La primera situación es aquella donde la potencia excedente generada por el PMGD (ΔP_{GD}^{C3}) es mayor que el flujo de potencia que ingresaba a la Línea 1 en el caso base (P_{23}^{CB}) y la segunda situación es aquella donde la potencia excedente generada por el PMGD (ΔP_{GD}^{C3}) es menor o igual al flujo de potencia que ingresaba a la Línea 1 en el caso base, (P_{23}^{CB}). Entonces se tiene:

➤ **Nivel de Flujo 3.3.3:** $\Delta P_{GD}^{C3} > P_{23}^{CB}$

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 1, desde la barra 3 hacia la barra 2, es mayor que la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 1 en el caso base, desde la barra 2 hacia la barra 3. Por lo tanto, las pérdidas en la Línea 1 aumentan en comparación con el caso base, esto se convierte en un aumento de los costos de conexión de la central. Este aumento de pérdidas se ve reflejado en un costo monetario que corresponde al valor presente del aumento en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

➤ **Nivel de Flujo 3.3.4:** $\Delta P_{GD}^{C3} \leq P_{23}^{CB}$

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 1, desde la barra 3 hacia la barra 2, es menor o igual a la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 1 en el caso base, desde la barra 2 hacia la barra 3. En consecuencia, la Línea 1 tendrá menores (o iguales) pérdidas en comparación con el caso base. Esto se debe contabilizar como un ahorro en los

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

costos de conexión del PMGD. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

4.2.1.5 Caso 4: Conexión de un PMGD en la Cola del Alimentador

El caso 4 queda representado de la siguiente forma:

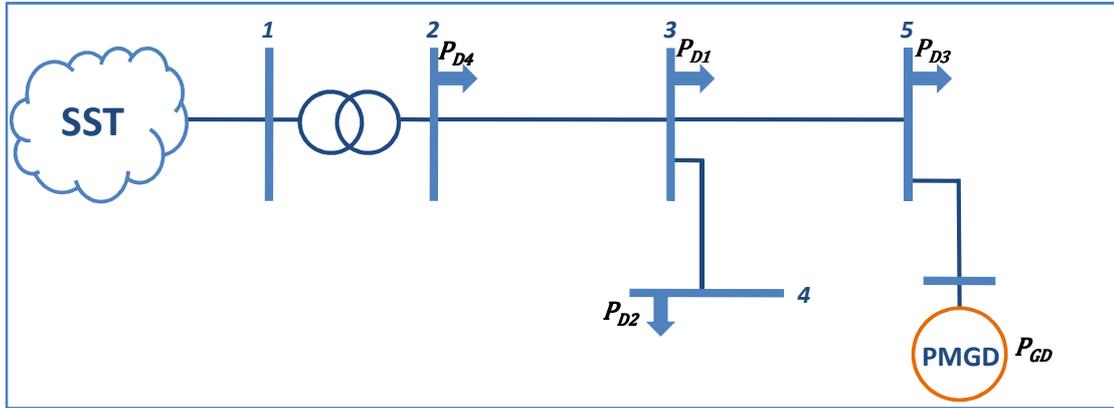


Figura 4.18: Esquema del Caso 4, Alimentador con la incorporación de un PMGD en su Cola

A continuación, se darán a conocer los distintos escenarios relacionados con los perfiles de generación y de demanda dentro del Alimentador en estudio para el presente caso:

Escenario 4.1: $P_{GD} - P_{L_LGD} \leq P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L_L2} + P_{L_L3}$

En esta situación, como la potencia inyectada por el PMGD al Alimentador ($P_{GD} - P_{L_LGD}$) es menor o igual a la suma de los consumos del Alimentador, más las pérdidas en las Línea 2 y 3, se tiene que el PMGD abastece a parte o a la totalidad de la demanda que posee el Alimentador. Este abastecimiento reduce la potencia que provee desde la red de subtransmisión en el caso base. Ahora bien, se tiene que la potencia inyectada por la red de subtransmisión es igual a:

$$P_{SST}^{C4} = P_{SST}^{CB} - (P_{GD} - P_{L_LGD}) \Rightarrow P_{SST}^{C4} \leq P_{SST}^{CB}$$

En este caso y escenario específico, como la potencia inyectada por el PMGD ($P_{GD} - P_{L_LGD}$), es menor o igual a la suma de los consumos del Alimentador, más las pérdidas en las Línea 2 y 3, existen dos alternativas para la circulación de los flujos de potencia en el Alimentador. La diferencia radica en el sentido del flujo de potencia que circula por la Línea 3.

➤ **Nivel de Flujo 4.1.1:** $P_{GD} - P_{L_LGD} \leq P_{D3}$

La situación especificada según nivel de flujo queda representada por:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

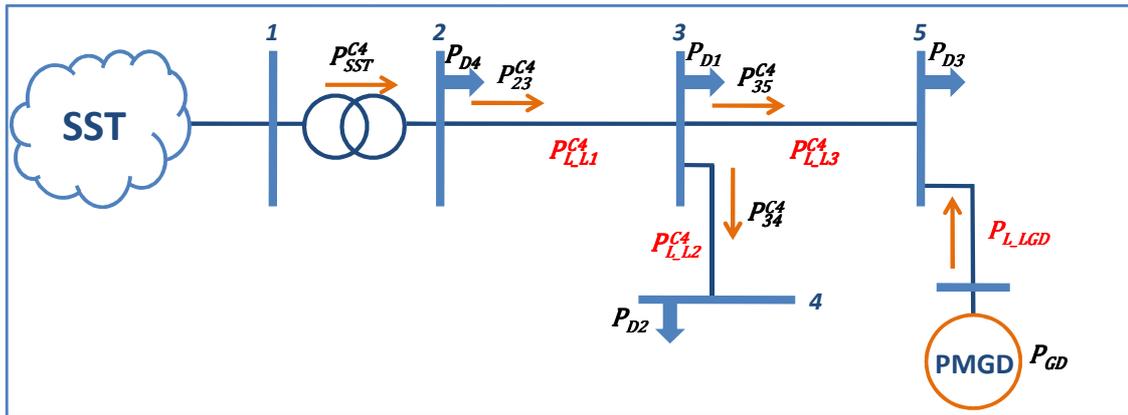


Figura 4.19: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 4, Escenario 4.1, Nivel de Flujo 4.1.1

Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria

Como la potencia inyectada por el PMGD ($P_{GD} - P_{L_{LGD}}$) no alcanza a abastecer la totalidad del consumo 3, entonces se sigue necesitando potencia desde el sistema de subtransmisión, es por ello que el sentido del flujo que circula por la subestación de distribución primaria no cambia en comparación con el sentido de éste mismo flujo en el caso base.

Análisis de Pérdidas

En este caso y escenario específico, el flujo de potencia por el ramal del Alimentador no se ha visto afectado por la incorporación del PMGD, por lo que las pérdidas en la Línea 2 no sufren ningún cambio en comparación con el caso base. Por lo que no se debe incurrir en costos de inversión de nuevos conductores para la Línea 2, pertenecientes al Alimentador.

La disminución de potencia proveniente desde el sistema de subtransmisión, tiene como consecuencia una disminución de pérdidas en: el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria, el tramo correspondiente a la Línea 1 y en el tramo correspondiente a la Línea 3.

La disminución de pérdidas en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria, conlleva a un beneficio económico para el dueño del sistema de subtransmisión. El beneficio económico que provoca la reducción de las pérdidas en el sistema de subtransmisión para los dueños de éste, tal como se explicó en el caso 1, escenario 1, no está reglamentado y si se quisiese cuantificar, se debería realizar un estudio de impacto, en el cual se debiese modelar el sistema de subtransmisión lo más fielmente posible.

Por otro lado, la reducción de pérdidas tanto en la Línea 1 como en la Línea 3, produce un efecto positivo tanto para la empresa distribuidora como para el dueño del PMGD, ya que la empresa distribuidora se ahorra parte del pago por pérdidas de potencia tanto en la Línea 1 como en la Línea 3, incluso si el nivel de reducción de pérdidas es muy alto, se pueden retrasar inversiones en la red de distribución primaria. Por otro lado, el dueño del PMGD se beneficia por la reducción de los costos de conexión, debido a que al total de costos adicionales de conexión se le descuenta el ahorro monetario

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

que tuvo la empresa distribuidora por la disminución en las pérdidas tanto en la Línea 1 como en la Línea 3. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

➤ Nivel de Flujo 4.1.2: $P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L,L2} + P_{L,L3} \geq P_{GD} - P_{L,LGD} > P_{D3}$

La situación especificada según nivel de flujo queda representada por:

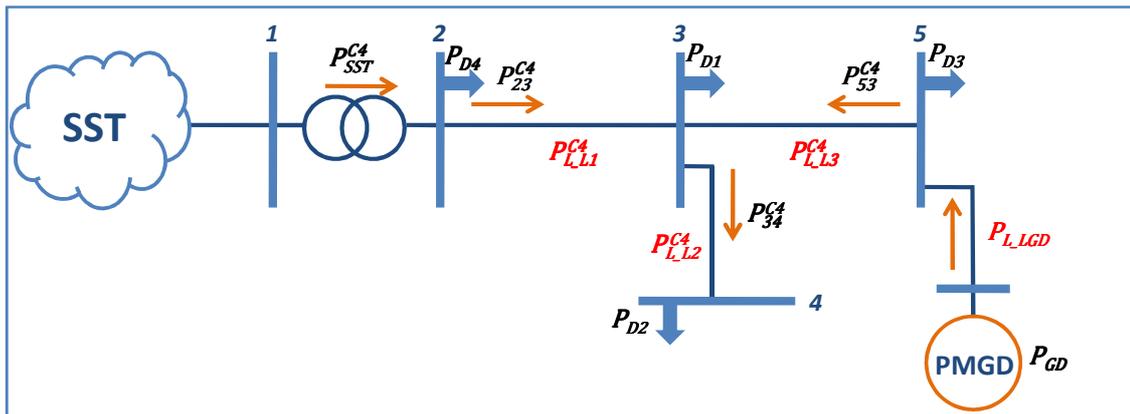


Figura 4.20: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 4, Escenario 4.1, Nivel de Flujo 4.1.2

Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria

Como la potencia inyectada por el PMGD ($P_{GD} - P_{L,LGD}$) no alcanza a abastecer la totalidad del consumo 3, entonces se sigue necesitando potencia desde el sistema de subtransmisión, es por ello que el sentido del flujo que circula por la subestación de distribución primaria no cambia en comparación con el sentido de éste mismo flujo en el caso base.

Análisis de Pérdidas

En este caso y escenario específico, el flujo de potencia por el ramal del Alimentador no se ha visto afectado por la incorporación del PMGD, por lo que las pérdidas en la Línea 2 no sufren ningún cambio en comparación con el caso base. Por lo que no se debe incurrir en costos de inversión de nuevos conductores para la Línea 2, pertenecientes al Alimentador.

La disminución de potencia proveniente desde el sistema de subtransmisión, tiene como consecuencia una disminución de pérdidas tanto en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria como en el tramo correspondiente a la Línea 1.

La disminución de pérdidas en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria, conlleva a un beneficio económico para el dueño del sistema de subtransmisión. El beneficio económico que provoca la reducción de las pérdidas en el sistema de subtransmisión para los dueños de éste, tal como se explicó en el caso 1, escenario 1, no está reglamentado y si se quisiese cuantificar, se debería realizar un estudio de impacto, en el cual se debiese modelar el sistema de subtransmisión lo más fielmente posible.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Por otro lado, la reducción de pérdidas en la Línea 1, produce un efecto positivo tanto para la empresa distribuidora como para el dueño del PMGD, ya que la empresa distribuidora se ahorra parte del pago por pérdidas de potencia en la Línea 1, incluso si el nivel de reducción de pérdidas es muy alto, se pueden retrasar inversiones en la red de distribución primaria. Por otro lado, el dueño del PMGD se beneficia por la reducción de los costos de conexión, debido a que al total de costos adicionales de conexión se le descuenta el ahorro monetario que tuvo la empresa distribuidora por la disminución en las pérdidas en la Línea 1. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

Con respecto a las pérdidas en el tramo correspondiente a la Línea 3, se tienen dos situaciones distintas que tienen relación con el nivel de flujo que circula por la Línea 3. La primera situación es aquella donde el flujo de potencia que sale desde la barra 5 y se dirige a la barra 3, para el caso 4, escenario 3.1 (P_{53}^{C4}) es mayor que el flujo de potencia que ingresaba a la Línea 3 en el caso base (P_{35}^{CB}) y donde el flujo de potencia que sale desde la barra 5 y se dirige a la barra 3, para el caso 4, escenario 3.1 (P_{53}^{C4}) es menor o igual al flujo de potencia que ingresaba a la Línea 3 en el caso base (P_{35}^{CB}) Entonces se tiene:

➤ **Nivel de Flujo 4.1.3: $P_{53}^{C4} > P_{35}^{CB}$**

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 3, desde la barra 5 hacia la barra 3, es mayor que la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 3 en el caso base, desde la barra 3 hacia la barra 5. Por lo tanto, las pérdidas en la Línea 3 aumentan en comparación con el caso base, esto se convierte en un aumento de los costos de conexión de la central. Este aumento de pérdidas se ve reflejado en un costo monetario que corresponde al valor presente del aumento en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

➤ **Nivel de Flujo 4.1.4: $P_{53}^{C4} \leq P_{35}^{CB}$**

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 3, desde la barra 5 hacia la barra 3, es menor o igual a la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 3 en el caso base, desde la barra 3 hacia la barra 5. Esto se debe contabilizar como un ahorro en los costos de conexión del PMGD. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

Escenario 4.2: $P_{GD} - P_{L_{LGD}} > P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L_{L2}}^{C4} + P_{L_{L3}}^{C4}$

En este caso y escenario específico, como el PMGD inyecta ($P_{GD} - P_{L_{LGD}}$) una potencia mayor a la suma de los consumos del Alimentador, aguas abajo de su punto de conexión, se tendrá una potencia excedente dada por:

$$\Delta P_{GD}^{C4} = P_{GD} - (P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} + P_{L_{L2}}^{C4} + P_{L_{L3}}^{C4} + P_{L_{LGD}})$$

Esta potencia excedente será igual al flujo de potencia que sale desde barra 3 y se dirige hacia la barra 2 (sentido hacia la subestación de distribución primaria). Por lo tanto:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

$$\Delta P_{GD}^{C4} = P_{32}^{C4}$$

Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria

En este caso y escenario específico, el sentido del flujo de potencia en la subestación de distribución primaria puede ir hacia el Alimentador, o venir desde el Alimentador. Esto es sumamente relevante al momento de determinar cuándo se deberá pagar por uso de la subestación de distribución primaria. El sentido del flujo de potencia dependerá del nivel de flujo que llegué a la barra 2 proveniente de la barra 3 ($P_{32}^{C4} - P_{L,L1}^{C4}$) comparado con la potencia consumida por la demanda 4 (P_{D4}), la cual representa otro alimentador conectado a la barra de media tensión de la subestación de distribución primaria.

Definiendo las dos alternativas de niveles de flujo, se obtiene:

- Nivel de Flujo 4.2.1: $P_{32}^{C4} - P_{L,L1}^{C4} \leq P_{D4}$

La situación especificada según nivel de flujo queda representada por:

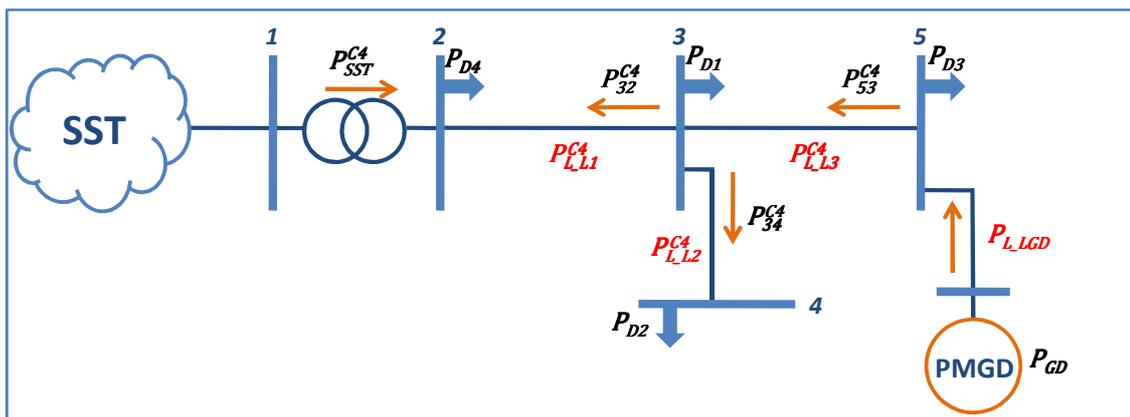


Figura 4.21: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 4, Escenario 4.2, Nivel de Flujo 4.2.1

Como el flujo de potencia que llega a la barra 2, producto de una potencia excedente que generó el PMGD, conectado al medio del Alimentador, es menor o igual a la potencia consumida por la demanda 4, entonces el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria no sufre ningún cambio en comparación con el caso base, por lo que se evitaría tener que incurrir en el pago por uso de la subestación de distribución primaria.

- Nivel de Flujo 4.2.2: $P_{32}^{C4} - P_{L,L1}^{C4} > P_{D4}$

La situación especificada según nivel de flujo queda representada por:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

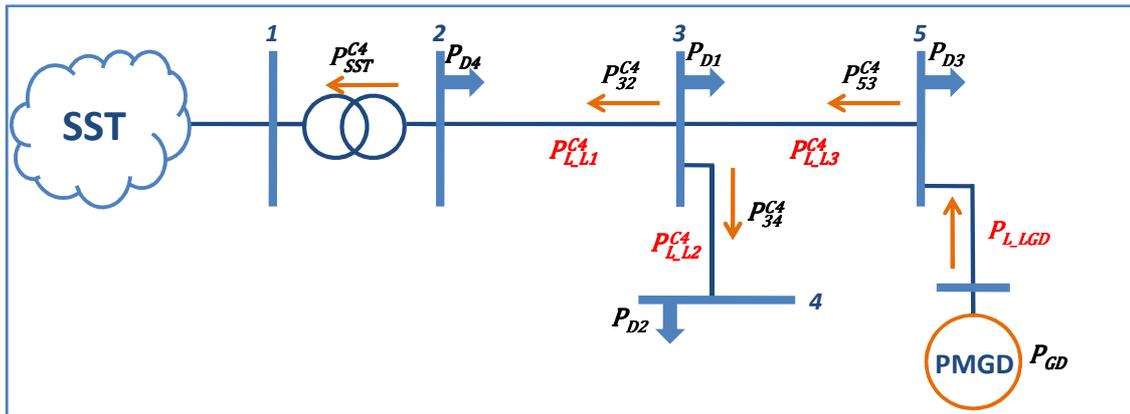


Figura 4.22: Flujos de potencia y pérdidas en las líneas, para Caso 4, Escenario 4.2, Nivel de Flujo 4.2.2

Se puede observar que, como el flujo de potencia que llega a la barra 2, producto de una potencia excedente que generó el PMGD, conectado al medio del Alimentador, es mayor que la potencia consumida por la demanda 4, entonces el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria se ha invertido en comparación con el caso base, por lo que se debería pagar por el uso de la subestación de distribución primaria. Este pago se incorpora a los costos de conexión.

Análisis de Pérdidas

En ambas alternativas presentadas en el “Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria”, recién realizado, se cumple el flujo de potencia por el ramal del Alimentador, no se ha visto afectado por la incorporación del PMGD, por lo que las pérdidas en la Línea 2 no sufren ningún cambio en comparación con el caso base. Por lo que no se debe incurrir en costos de inversión de nuevos conductores para la Línea 2, pertenecientes al Alimentador.

Con respecto a las pérdidas en el tramo correspondiente a la Línea 1, se tienen dos situaciones distintas que tienen relación con el nivel de flujo por la Línea 1. La primera situación es aquella donde la potencia excedente generada por el PMGD (ΔP_{GD}^{C4}) es mayor que el flujo de potencia que ingresaba a la Línea 1 en el caso base (P_{23}^{CB}) y la segunda situación es aquella donde la potencia excedente generada por el PMGD (ΔP_{GD}^{C4}) es menor o igual al flujo de potencia que ingresaba a la Línea 1 en el caso base, (P_{23}^{CB}). Entonces se tiene:

➤ **Nivel de Flujo 4.2.3: $\Delta P_{GD}^{C4} > P_{23}^{CB}$**

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 1, es mayor que la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 1 en el caso base. Por lo tanto, las pérdidas en la Línea 1 aumentan en comparación con el caso base, esto se convierte en un aumento de los costos de conexión de la central. Este aumento de pérdidas se ve reflejado en un costo monetario que corresponde al valor presente del aumento en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

➤ **Nivel de Flujo 4.2.4: $\Delta P_{GD}^{CA} \leq P_{23}^{CB}$**

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 1, es menor o igual a la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 1 en el caso base. En consecuencia, la Línea 1 tendrá menores pérdidas en comparación con el caso base. Esto se debe contabilizar como un ahorro en los costos de conexión del PMGD. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

Con respecto a las pérdidas en el tramo correspondiente a la Línea 3, se tienen dos situaciones distintas que tienen relación con el nivel de flujo que circula por la Línea 3. La primera situación es aquella donde el flujo de potencia que sale desde la barra 5 y se dirige a la barra 3, para el caso 4, escenario 4.2 (P_{53}^{CA}) es mayor que el flujo de potencia que ingresaba a la Línea 3 en el caso base (P_{35}^{CB}) y donde el flujo de potencia que sale desde la barra 5 y se dirige a la barra 3, para el caso 4, escenario 4.2 (P_{53}^{CA}) es menor o igual al flujo de potencia que ingresaba a la Línea 3 en el caso base (P_{35}^{CB}) Entonces se tiene:

➤ **Nivel de Flujo 4.2.5: $P_{53}^{CA} > P_{35}^{CB}$**

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 3, desde la barra 5 hacia la barra 3, es mayor que la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 3 en el caso base, desde la barra 3 hacia la barra 5. Por lo tanto, las pérdidas en la Línea 3 aumentan en comparación con el caso base, esto se convierte en un aumento de los costos de conexión de la central. Este aumento de pérdidas se ve reflejado en un costo monetario que corresponde al valor presente del aumento en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

➤ **Nivel de Flujo 4.2.6: $P_{53}^{CA} \leq P_{35}^{CB}$**

En esta situación se tiene que la magnitud del flujo de potencia que transita por la Línea 3, desde la barra 5 hacia la barra 3, es menor o igual a la magnitud del flujo de potencia que transitaba por la Línea 3 en el caso base, desde la barra 3 hacia la barra 5. Esto se debe contabilizar como un ahorro en los costos de conexión del PMGD. Este ahorro monetario es el valor presente del ahorro en pérdidas en el sistema de distribución, para una cierta tasa y período de evaluación.

4.2.2 Comentarios sobre el Análisis Teórico para MGNC

El análisis teórico presentado, sobre la conexión de un PMGD en un Alimentador Simple, muestra que para el correcto desarrollo de un proyecto de generación distribuida es necesario conocer, en forma detallada, la red eléctrica donde se requiere conectar el PMGD, además de la distribución de la carga en el interior de ésta.

En una primera etapa se realizaron dos tipos de análisis, el primero “Análisis de Sentido de Flujo de Potencia que circula por Subestación de Distribución Primaria”, en el cual se determinó si el sentido del flujo de potencia que circulaba por la subestación primaria cambió o no con respecto a éste mismo

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

flujo en el caso base³⁶. Y en el segundo análisis, “*Análisis de Pérdidas*”, se determinó si las pérdidas aumentaron o disminuyeron con respecto al caso base en estudio. Estos análisis fueron realizados en cuatro casos, cada uno de ellos diferenciados por la ubicación física del PMGD en el Alimentador en estudio.

Según el análisis teórico efectuado, para un PMGD conectado en la cabecera del Alimentador en estudio (Caso 1), el flujo de potencia por el Alimentador no se ve modificado por la conexión del PMGD, las pérdidas en las redes de distribución no sufren ningún cambio en comparación con el caso base. Por lo tanto se puede estipular lo siguiente: “*Si un PMGD inyecta su potencia en la cabecera de un Alimentador, entonces las pérdidas en la red de distribución no se ven afectadas, por lo que no se debe incurrir en costos de inversión adicionales para el Alimentador*”. En los casos restantes, es decir, Caso 2, conexión del PMGD en el medio del Alimentador; Caso 3, donde el PMGD estaba conectado en un ramal del Alimentador; y finalmente, el Caso 4, donde el PMGD estaba incorporado en la cola del Alimentador, no se puede entregar una conclusión anticipada para el comportamiento de los flujos de potencia dentro del Alimentador, ni para el comportamiento de las pérdidas dentro de éste mismo, todo depende de los escenarios de demanda y generación, de la ubicación física del PMGD dentro del Alimentador y por lo tanto de la configuración de la red de distribución primaria que se esté estudiando.

Dentro de los cuatro casos, se analizaron numerosos escenarios y situaciones que se diferenciaban principalmente por los niveles de generación y de demanda. El alto volumen de casos analizados y su diversidad no permiten una esquematización de ellos.

Por otro lado, para realizar un Estudio de Impacto Eléctrico Real se debe tener a disposición algún programa computacional que permita un estudio completo de sistemas eléctricos de potencia, por ejemplo el software Power Factory de DigSILENT.

Además, se pudo concluir que frente a distintas capacidades del PMGD a conectar en el Alimentador, la diferencia en pérdidas puede ser considerablemente grande. Por lo cual es indispensable realizar una evaluación de los costos monetarios de las pérdidas debido a que el presupuesto se puede ver encarecido por el costo adicional que provocan las pérdidas al sistema de distribución.

Cabe señalar que en Enero de 2010, se publicó la Resolución Exenta N°75 (ResEx N°75), que establece que el dueño de un PMGD debe pagar por uso del sistema de subtransmisión correspondiente, sólo si se está inyectando potencia a este sistema eléctrico desde la red distribución donde se encuentre conectado el generador distribuido [52]. Anteriormente a la fecha de publicación de esta resolución, se había realizado un análisis del pago de generadores, en donde se determinó que aunque el PMGD no inyectará potencia al sistema de subtransmisión, que corresponde a que no invierta el sentido de flujo de potencia normal (hacia la red de distribución), igual podría aumentar los flujos de potencia que circulan por el sistema de subtransmisión, por lo tanto debería existir un pago por uso del sistema de subtransmisión.

³⁶ Caso Base: Caso donde el Alimentador no posee la conexión del PMGD en estudio.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

El “Análisis del Pago de Generadores”³⁷ se realizó para dar a conocer que la incorporación de un PMGD en las redes de distribución primaria (Alimentador), además de impactar al sistema donde está conectado, impacta al sistema de subtransmisión al cual está conectado el Alimentador, no sólo cuando se invierte el flujo de potencia normal (hacia el Alimentador) de la subestación de distribución primaria. Se comprobó que el pago de peaje de subtransmisión por parte del PMGD no depende del sentido del flujo de potencia por la subestación de distribución primaria, sino que de la configuración del sistema de subtransmisión al cual está conectado el Alimentador donde está incorporado el PMGD.

³⁷ El desarrollo completo del “Análisis del Pago de Generadores” se encuentra en la sección de Anexos, específicamente en Anexo B.

4.3 Análisis Económico

El análisis económico de un proyecto de generación eléctrica es una de las partes más relevantes dentro de éste, tanto para la etapa de prefactibilidad como para la etapa de factibilidad. El estudio económico determina que un proyecto se lleve o no se lleve a cabo.

Dentro de este Análisis se darán a conocer los conceptos básicos que se deben tener en cuenta al momento de hacer un estudio económico.

En un proyecto se tienen costos de distintos tipos y montos, pero uno relevante son los costos de conexión. En la sección de Análisis Regulatorio del presente Trabajo, se definieron los costos de conexión como los costos de las obras adicionales en la red de distribución menos los ahorros en costos por la operación del PMGD. De esta forma los costos de conexión estarán dados por:

$$CC = CIA - VPP$$

Donde,

CC: Costos de Conexión

CIA: Costos de Inversión Adicionales

VPP: Valor Presente de Ahorros de Pérdidas

Las obras adicionales que se deban realizar se ejecutarán por las empresas distribuidoras, pero su costo estará de cargo de los dueños de los PMGD.

Los costos de obras adicionales y los ahorros por operación del PMGD, que se deban calcular, se deben hacer sobre la base a los criterios utilizados en el estudio del “Valor Agregado de Distribución” (VAD). Conforme lo establece el marco regulatorio vigente, el VAD es calculado para las áreas típicas de distribución fijadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), bajo un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora modelo operando en el país.

Dentro de los costos de conexión se encuentran:

- Costos fijos, gastos de facturación, administración y atención al usuario independiente del consumo.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución.
- Costos de Instalación de Equipamiento necesario para inyectar la energía del PMGD al sistema eléctrico al cual esté conectado, en forma segura, respetando los reglamentos y normas existentes.
- Costos de operación, mantenimiento y administración de estas instalaciones, conocido como COMA.
- Costo presente de pérdidas de potencia y energía

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

- Costos de inversión de nuevos conductores, producto del ingreso del PMGD.

Se debe destacar que las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida, y pueden clasificarse como pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas (hurtos de electricidad o errores técnicos) [51].

Dentro de los ingresos que recibirá el PMGD se encuentran los ingresos por potencia firme y los ingresos por energía. Actualmente a los PMGD no se les reconoce un aporte a la seguridad energética, sólo se le reconocen un aporte a la suficiencia del sistema eléctrico correspondiente, con un pago por potencia firme. Esto debido a que se establece que las centrales conectadas en redes de distribución primarias deben coordinarse con la empresa distribuidora para mantener la seguridad de suministro y no directamente con el CDEC respectivo, por lo que frente a una contingencia o emergencia, no pueden seguir los planes de recuperación estipulados por el CDEC de manera inmediata.

Se debe mencionar que además, de los ingresos por potencia firme y por energía y potencia, existen los ingresos por bonos de carbono, para aquellos MGNC que quieran pertenecer al Protocolo de Kyoto.

A continuación, se enlistan los ingresos que existen para un MGNC:

- Ingreso por Potencia [38]: Reconocimiento de potencia firme basado en las estadísticas propias del medio o bien extraídas de otras fuentes, según los procedimientos indicados en el DS N° 62 del 01 de febrero de 2006. Valorización a precio de nudo de potencia de la subestación troncal eléctricamente más cercana.
- Ingresos por energía: Valorización de la energía a precio estabilizado (precio de nudo de energía) o valorización a costo marginal horario establecido por el CDEC respectivo, depende del régimen de operación elegido por el dueño del PMGD.
- Ingresos por venta de bonos de carbono: Depende del precio de la transacción de los bonos de carbono, el cual depende del mercado en donde se esté participando.

En la etapa de análisis económico de un proyecto se debe tener definido que alternativa de operación utilizará el MGNC. De esta forma se tendrá claro de qué forma se valorizarán la potencia y energía suministrada. Independientemente del régimen de operación que se elija se deben tener presente los siguientes puntos:

- Los precios de nudo de energía y de potencia deben ser aquellos correspondiente a la subestación troncal eléctrica más cercana eléctricamente. Para ello se deben multiplicar los precios de nudo de energía y de potencia básicos por un factor de penalización asociada a la subestación troncal donde se quieren llevar.
- El costo marginal instantáneo o precio spot corresponderá al costo marginal horario calculado por el CDEC en la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria que corresponda.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Los propietarios u operadores de PMGD no deben pagar peaje de transmisión troncal, de acuerdo a lo estipulado en el DFL N°4. Se debe pagar peaje por uso del sistema de distribución sólo si se poseen contratos de suministro con clientes libres ubicados en la zona de concesión de la empresa distribuidora correspondiente. Si se diera esta última situación, el peaje de distribución correspondería al VAD, “Valor Agregado de Distribución”. Finalmente, se debe pagar peaje de subtransmisión solamente si se inyecta potencia hacia el sistema de subtransmisión desde el sistema de distribución, tal como se estipula en la resolución exenta N°75, que Aprueba Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014 [52].

Los siguientes párrafos se enfocarán al Estudio de Costos de Pérdidas de un proyecto de generación con PMGD.

Estudio de Costos de Pérdidas

En el Estudio de Costos de Pérdidas se deben calcular las pérdidas, tanto de energía como de potencia, producidas por la incorporación del PMGD en el alimentador al cual esté conectado y las pérdidas existentes en el Caso Base, el cual no considera la incorporación del PMGD en el alimentador. Las pérdidas se valorizan al precio de nudo de la energía (o a costo marginal, según corresponda) y al precio de nudo de potencia de la subestación troncal más cercana, esto es, a mínima distancia eléctrica entre el punto de conexión y la barra troncal respectiva. Posteriormente se debe analizar si el impacto en las pérdidas por la incorporación del PMGD, hace aumentar o disminuir los costos de conexión del PMGD en estudio. Este análisis se debe realizar para un período de evaluación de 15 años, con una tasa de actualización de un 10%, tal como se estipula en el DFL N°4.

Los cálculos de pérdidas de potencia deben realizarse para cada uno de los años del período de evaluación, lo cual trae consigo la extensión del Estudio. Sin embargo, una metodología recomendable para simplificar este Estudio es tomar el primer y último año del período de evaluación más un año a la mitad de éste mismo, de tal forma que en esos años se calculen las pérdidas de potencia, para posteriormente con los datos obtenidos poder determinar líneas de tendencia que permitan obtener los niveles de pérdidas de potencia esperados en los años restantes. Sin embargo, se debe mencionar que esta metodología simplificada debe ser aprobada por la empresa distribuidora correspondiente.

Al estudiar un alimentador real es complejo analizar cada uno de los posibles escenarios de generación del PMGD y de demanda del alimentador de manera detallada. Es por ello, que una buena alternativa es realizar el análisis de los escenarios que tengan relación con la Demanda Máxima del Alimentador, debido a que es allí donde se producen la mayor cantidad de pérdidas en éste. De todas formas, en un Estudio de Costos de Pérdidas real se deben evaluar las cuatro alternativas que resultan de combinar situaciones extremas de Generación y Demanda dentro del Alimentador, es decir Demanda Máxima-Generación Máxima, Demanda Máxima-Generación Mínima, Demanda Mínima-Generación Máxima y Demanda Mínima-Generación Mínima de la zona en donde se contempla la conexión del PMGD.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

Para el Estudio se debe utilizar un modelo de alimentador que soporte el crecimiento de la demanda de éste, para un período de análisis de 15 años, sin considerar la incorporación del PMGD. Para obtener un modelo adecuado se debe proyectar la demanda que se tenía en la cabecera del Alimentador para el año 1 para los próximos 15 años (incluyendo el año 1), con una tasa de crecimiento asociada al Alimentador en estudio. Este valor, correspondiente a la tasa de crecimiento del alimentador, la cual debe ser proporcionada por la empresa distribuidora correspondiente o por lo menos deben ser entregados datos que permitan calcularlo.

Luego de realizar lo estipulado en el párrafo anterior, se deben analizar los niveles de tensión y sobrecargas dentro del alimentador, para poder saber cuáles son los refuerzos o necesidades que requiere el alimentador que permitan respetar la normativa vigente. Una metodología a seguir es utilizar directamente la demanda máxima del año 15 debido a que es en esta situación donde se definen los mayores requerimientos para el Alimentador en la situación sin conexión del PMGD.

Una vez modificado el alimentador para satisfacer la demanda cumpliendo la normativa vigente en el escenario de demanda correspondiente al año 15, sin incorporación del PMGD, se deben simular flujos de potencia usando las demandas estipuladas para los años 1 y 8. De existir problemas de tensión, se deben arreglar con los equipos existentes en el alimentador o con equipos adicionales.

Al momento de calcular las pérdidas de potencia de cada uno de los casos estudiados, se debe verificar que éstos estén cumpliendo con la normativa vigente, en cuanto a estándares de niveles de tensión, factor de utilización de las líneas y cambios en el nivel de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en análisis. Más específicamente, los niveles de tensión de todas las barras modeladas pertenecientes al Sistema de Distribución de Media Tensión deben estar dentro del rango 0,94[pu] y 1,06[pu], según lo especificado en el DS N°327, el impacto en el nivel de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio no debe sobrepasar un 6% del nivel de tensión que había en ese mismo punto en el caso base, según lo especificado en la NTCO, y por último, los niveles de carga (factor de utilización) de las líneas no deben exceder su límite técnico.

En base a las pérdidas de potencia determinadas para los 15 años del período de evaluación, se pueden estimar las pérdidas de energía para esos años en base al factor de carga de las pérdidas asociadas al alimentador en estudio, mediante la siguiente fórmula:

$$E_L^i = P_L^i \cdot f_{CL} \cdot 8760$$

Donde,

E_L^i : Pérdidas de Energía en el año i

P_L^i : Pérdidas de Potencia en el año i

f_{CL} : Factor de carga de las pérdidas

Comúnmente, en redes de distribución, para calcular el factor de carga de las pérdidas a partir del factor de carga del alimentador en estudio se utiliza la siguiente relación:

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

$$f_{CL} = 0,7 \cdot f_c^2 + 0,3 \cdot f_c$$

Donde,

f_{CL} : Factor de carga de las pérdidas

f_c : Factor de carga del alimentador

Para un estudio más acabado, se pueden realizar sensibilizaciones que tengan al factor de carga del alimentador en estudio como parámetro, esto se debe a que el valor que se utilice para el factor de carga incide en el valor de los ahorros de pérdidas de energía. Para ello se deben realizar los cálculos de pérdidas de energía utilizando, en cada uno de ellos, distintos valores del factor de carga dentro de un cierto rango predeterminado, de esta forma se obtendrá una mejor visión de lo que sucede con el ahorro en pérdidas de energía dentro del alimentador en estudio.

Se debe destacar que el procedimiento o metodología descrita para el cálculo de pérdidas de energía debe ser aprobado por la empresa distribuidora correspondiente.

Finalmente, la metodología a seguir para cada uno de los casos y escenarios a estudiar, se compone de los siguientes pasos:

- Proyectar la Demanda Máxima que se posee en el año 1 al año 15, con una tasa de crecimiento asociada al Alimentador en estudio.
- Incorporar la Demanda Máxima obtenida para el año 15 en el alimentador.
- Simular Flujos de Potencia para poder determinar los cambios necesarios para que el escenario recién considerado cumpla con la normativa vigente. Una vez realizado lo anterior, se obtendrá un alimentador adecuado para el Estudio de Costos de Pérdidas, tal que satisfaga la Demanda Máxima del último año del período de evaluación.
- Simular Flujos de Potencia utilizando las Demandas Máximas, obtenidas de la proyección, de los años 1, 8 y 15. Luego se deben realizar las modificaciones necesarias para cumplir con la normativa vigente para cada uno de ellos, siempre teniendo en cuenta la minimización del valor presente de la inversión y la operación.
- Teniendo escenarios que cumplen la normativa vigente, se deben rescatar las variables eléctricas más relevantes, en especial las pérdidas de potencia de los tramos del alimentador.
- Los datos de pérdidas de potencia para los años restantes se pueden obtener mediante la extrapolación de los datos encontrados en los 3 años analizados, utilizando una línea de tendencia cuadrática.
- En base a las pérdidas de potencia determinadas para los 15 años del período de evaluación, se pueden estimar las pérdidas de energía para esos años en base al factor de carga de las pérdidas asociadas al alimentador en estudio, tal como se indicó en los párrafos anteriores.

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

- Teniendo las pérdidas de potencia y energía de cada uno de los años del período de evaluación se deben valorizar de acuerdo al precio de nudo de potencia y energía correspondiente a la subestación troncal más cercana eléctricamente, para finalmente, calcular el valor presente de los costos de pérdidas total.

Idealmente cuando se necesite cambiar los conductores del alimentador en estudio, se debe realizar un análisis del conductor óptimo para cada solución, de tal forma de minimizar costos, mediante la disminución de pérdidas.

Finalmente, se debe tener presente que la CORFO apoya financieramente a inversionistas interesados en desarrollar proyectos relacionados con MGNC. Existen subsidios a la preinversión de proyectos con ERNC, mediante los cuales se financia hasta el 50% de los estudios requeridos para la evaluación de factibilidad de dichos proyectos. También existen subsidios para la ingeniería de detalle y para la etapa de inversión del proyecto. Asimismo, existen tasas y créditos preferenciales para proyectos relacionados con ERNC.

4.3.1 Comentarios sobre el Análisis Económico para MGNC

La evaluación económica es una de las etapas más relevantes dentro de la prefactibilidad y factibilidad de un proyecto, debido a que es allí donde se determina si un proyecto se debe o no llevar a cabo.

En un proyecto de generación distribuida se tienen costos de distintos tipos y montos, uno relevante son los costos de conexión, que corresponde a los costos de las obras adicionales en la red de distribución menos los ahorros en costos por la operación del PMGD. Las obras adicionales que sean necesarias para incorporar correctamente al PMGD en el sistema de distribución primaria deben ser de costo del dueño de la central.

Además, las obras adicionales que se deban realizar se ejecutarán por las empresas distribuidoras, pero su costo estará de cargo de los dueños de los PMGD.

El cálculo de los costos de obras adicionales y los ahorros por operación del PMGD, se deben hacer en base a los criterios utilizados en el estudio del “Valor Agregado de Distribución” (VAD). Conforme lo establece el marco regulatorio vigente, el VAD es calculado para las áreas típicas de distribución fijadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), bajo un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora modelo operando en el país.

El que un proyecto de ERNC sea rentable o no, depende en gran magnitud de los resultados del Estudio de Costos de Pérdidas, en donde se obtienen distintos resultados dependiendo del lugar donde se conecte el MGNC. Esto se pudo verificar en el Análisis Teórico que se presentó, donde las pérdidas de potencia cambiaban dependiendo de la ubicación física del PMGD, de los niveles de generación y demanda y de la distribución de ésta última dentro de la red de distribución en estudio.

El hecho de que el generador se conecte en una red de distribución, implica que las líneas de interconexión serán menos extensas que las líneas que se necesitan comúnmente para interconectar

Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC

generadores eléctricos en sistemas de transmisión. Lo anterior, se debe tener en cuenta al momento de estudiar la prefactibilidad del proyecto, debido a que un proyecto podría ser no económicamente viable, al adicionarle el costo del tramo de red necesario para incorporarse al sistema eléctrico correspondiente.

Dentro de los ingresos que recibirá el PMGD, se encuentran los ingresos por potencia firme y los ingresos por energía. Actualmente, a los PMGD no se les reconoce un aporte a la seguridad energética, sólo se le reconocen un aporte a la suficiencia del sistema eléctrico correspondiente, con un pago por potencia firme. Esto debido a que se establece que las centrales conectadas en redes de distribución primarias deben coordinarse con la empresa distribuidora para mantener la seguridad de suministro y no directamente con el CDEC respectivo, por lo que frente a una contingencia o emergencia, no pueden seguir los planes de recuperación estipulados por el CDEC de manera inmediata.

Finalmente, se debe tener presente, que existen diversos apoyos financieros que entrega la CORFO para proyectos relacionados con MGNC.

Capítulo 5:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

En esta sección se mostrará el impacto que ocasiona el ingreso de un Generador Distribuido en un Sistema de Distribución de Media Tensión Real, mediante simulaciones de flujos de potencia balanceados, utilizando el software Power Factory de DigSILENT.

Inicialmente se realizó un Estudio de Flujos de Potencia, en donde se analizó el efecto que produce el ingreso de un PMGD en los flujos de potencia y voltajes en un Alimentador real, además se estudio el impacto en el nivel de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD incorporado. Por otro lado, se analizó el sentido del flujo de potencia que circulaba por la subestación de distribución primaria, observando el comportamiento del flujo de potencia que llega o sale desde la red externa equivalente.

Posteriormente, se realizó un Estudio de Costos de Pérdidas, en donde se calcularon las pérdidas producidas por la incorporación del PMGD y las pérdidas existentes en el Caso Base, éstas se valorizaron al precio de nudo de potencia de una subestación troncal, es este caso se tomó la subestación Polpaico 220[kV] como un parámetro del Estudio. Para un Estudio de Costos de Pérdidas Real, las pérdidas se deben valorizar al precio de nudo de la potencia de la subestación troncal más cercana, esto es, a mínima distancia eléctrica entre el punto de conexión y la barra troncal respectiva. Posteriormente, se analizó si el impacto en las pérdidas por la incorporación del PMGD, hace aumentar o disminuir los costos de conexión del PMGD en estudio. Este análisis se realizó para un período de evaluación de 15 años, con una tasa de actualización de un 10%, tal como se estipula en el DFL N°4.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

5.1 Modelo del Alimentador Estudiado

Para los Estudios se utilizó un Alimentador real ya modelado y que está representado en la siguiente figura:

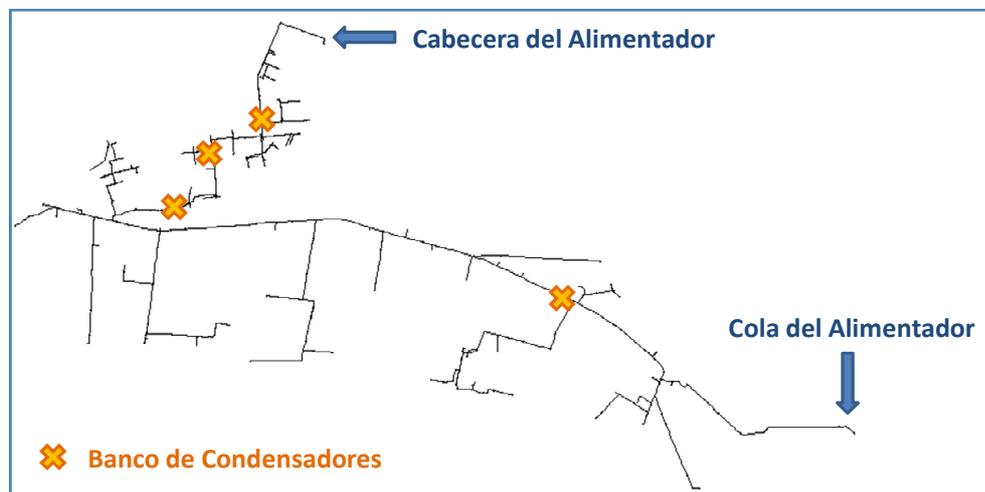


Figura 5.1: Modelo de Alimentador real a estudiar

Este Alimentador posee las siguientes características:

- **Longitud:** 16,7[km]
- **Tensión Nominal:** 13,2[kV]
- **N° de Nodos o Barras:** 1254
- **N° de Tramos:** 1255
- **N° de Cargas:**
 - Trifásicas (3F) 120
 - Bifásicas (2F) 10
 - Monofásicas (1F) 5
- **Bancos de Condensadores:** 4 de 0,3[MVAR] c/u

En la figura anterior se puede observar la localización de los bancos de condensadores dentro del Alimentador en estudio, junto con la ubicación de su cabecera y su cola. Los bancos de condensadores se encuentran ubicados en una zona donde se encuentra la mayor demanda del Alimentador (cercana a su cabecera). La cola del Alimentador posee una demanda relativamente pequeña respecto del total de la demanda del Alimentador, representativa de una zona rural.

Este Alimentador real, se incorporó al sistema interconectado, mediante una subestación de distribución primaria. Esta subestación de distribución primaria se modeló mediante un transformador de poder de 110/13,2[kV], 30[MVA], con regulador de tensión. Por otro lado, el sistema de transmisión aguas arriba de la barra de alta tensión de la subestación de distribución primaria se modeló como una red externa con imposición del nivel de tensión.

Las cargas se simularon en la barra de Media Tensión de los Transformadores de Distribución (TD). La demanda del Alimentador en su cabecera se distribuyó en las cargas mediante un procedimiento recursivo desarrollado por GTD Ingenieros Consultores Ltda., que depende de las potencias de TD y de la

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

demanda en la cabecera del Alimentador. Además, se anexó una demanda en la cabecera del Alimentador que representa un Alimentador Vecino.

Esquemáticamente, el modelo desarrollado se ve de la siguiente forma:

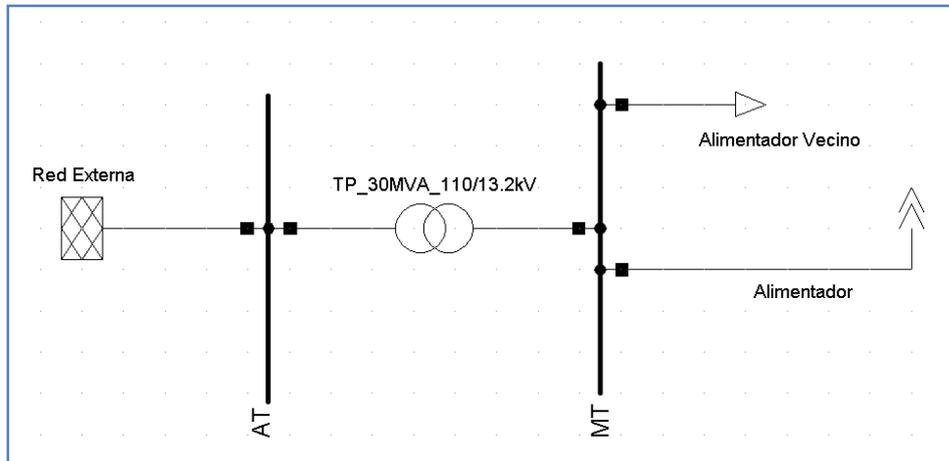


Figura 5.2: Esquema de la Incorporación del Alimentador real a la Red Externa

El transformador de poder utilizado en la subestación de distribución primaria posee las siguientes características generales:

- **Razón de Transformación:** 110/13,2[kV]
- **Potencia Nominal:** 30[MVA]
- **Tipo de Configuración Enrollados:** Dyn1
- **Tap:**
 - Paso Inicial: 1
 - Paso Final: 21
 - Posición Nominal: 11
 - Relación de Voltaje: 1,25[kV]
 - Características de Operación: Alta Tensión, con carga.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

5.2 Casos Base Originales del Alimentador en Estudio

Los Casos Base originales son dos, los cuales corresponden al Alimentador sin incorporación de un PMGD, uno con Demanda Máxima y otro con Demanda Mínima:

- **Caso Base DMAX: Red eléctrica del Alimentador sin Central Conectada, con Demanda Máxima, considera Demanda Máxima tanto para el Alimentador en estudio como para la demanda que representa al Alimentador Vecino.**

Operación de Caso Base DMAX	
Demanda Alimentador	Demanda Alimentador Vecino
4,49[MW]	3,53[MW]
0,00[MVAr]	0,44[MVAr]

Tabla 5.1: Parámetros de Operación del Caso Base DMAX

- **Caso Base DMIN: Red eléctrica del Alimentador sin Central Conectada, con Demanda Mínima, considera Demanda Mínima tanto para el Alimentador en estudio como para la demanda que representa al Alimentador Vecino.**

Operación de Caso Base DMIN	
Demanda Alimentador	Demanda Alimentador Vecino
1,35[MW]	1,06[MW]
0,00[MVAr]	0,13[MVAr]

Tabla 5.2: Parámetros de Operación del Caso Base DMIN

La información presentada recientemente y los parámetros del Alimentador real fueron entregados por la empresa distribuidora correspondiente.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

5.3 Casos Analizados

Los casos estudiados tanto para el Estudio de Flujos de Potencia, como para el Estudio de Costos de Pérdidas, fueron cuatro, los cuales presentan distintas ubicaciones de conexión de un PMGD dentro del Alimentador. Estos puntos de conexión se pueden ver representados en la siguiente figura:

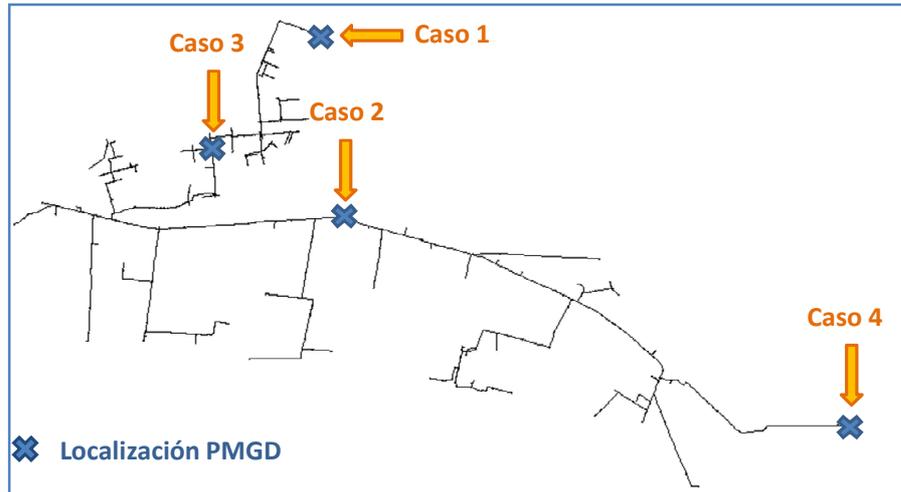


Figura 5.3: Localizaciones para Conexión del PMGD según cada caso

Con respecto a los casos que se analizaron en el Análisis Teórico del Estudio de Flujos de Potencia, existen algunas diferencias que se enumerarán a continuación:

- Para el Caso 1, se mantiene la incorporación del PMGD en la cabecera del Alimentador.
- Para el Caso 2, no se incorpora el PMGD exactamente en la mitad del Alimentador, sino que se conecta en una zona o sector donde el cambio de conductores es brusco (con respecto a su capacidad) y que se encuentra cercano a la mitad del Alimentador. Esto se define así porque es un caso que podría traer mayores complejidades a los análisis que se realizarán en cada uno de los Estudios.
- Para el Caso 3, no se conectó el PMGD directamente en un ramal del Alimentador, sino que se incorporó en una zona donde está acumulada la mayor parte de la demanda del Alimentador, que es cercana a la cabecera de éste mismo.
- Para el Caso 4, se mantiene la incorporación del PMGD en la cola del Alimentador.

Por lo tanto, los cuatro casos estudiados quedan definidos por:

- **Caso 1: Conexión de un PMGD en la Cabecera del Alimentador**
- **Caso 2: Conexión de un PMGD cercano al Medio del Alimentador**
- **Caso 3: Conexión de un PMGD en Zona mayor Demanda del Alimentador**
- **Caso 4: Conexión de un PMGD en la Cola del Alimentador**

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Para los Estudios se consideraron dos capacidades distintas para el PMGD, una cercana a 9[MW] (Generador Grande) y otra cercana a 1[MW] (Generador Pequeño). Los parámetros de los generadores se obtuvieron de la información publicada por las empresas en la página del CDEC-SIC.

Las características generales de los generadores elegidos son:

Generador Grande:

- **Potencia Nominal:** 8,02[MVA]
- **Tensión Nominal:** 6,6[kV]
- **Factor de Potencia:** 0,9

Generador Pequeño:

- **Potencia Nominal:** 2,25[MVA]
- **Tensión Nominal:** 6,6[kV]
- **Factor de Potencia:** 0,85

Para la conexión del PMGD a la Red de Distribución de Media Tensión se modeló un Enlace compuesto por un transformador de enlace, una línea de conexión, barras, y los generadores.

El transformador de enlace permite acoplar el PMGD con la línea de conexión que se dirige al Alimentador, subiendo la tensión de los generadores de 6,6[kV] a 13,2[kV]. La línea de enlace, permite conectar el transformador de enlace con el Alimentador. El generador grande operó, sólo si el generador pequeño estaba fuera de servicio y el generador pequeño, sólo operó, si el generador grande estaba fuera de servicio.

El esquema del Circuito de Enlace modelado para la correcta conexión del PMGD al Alimentador se presenta en la siguiente figura:

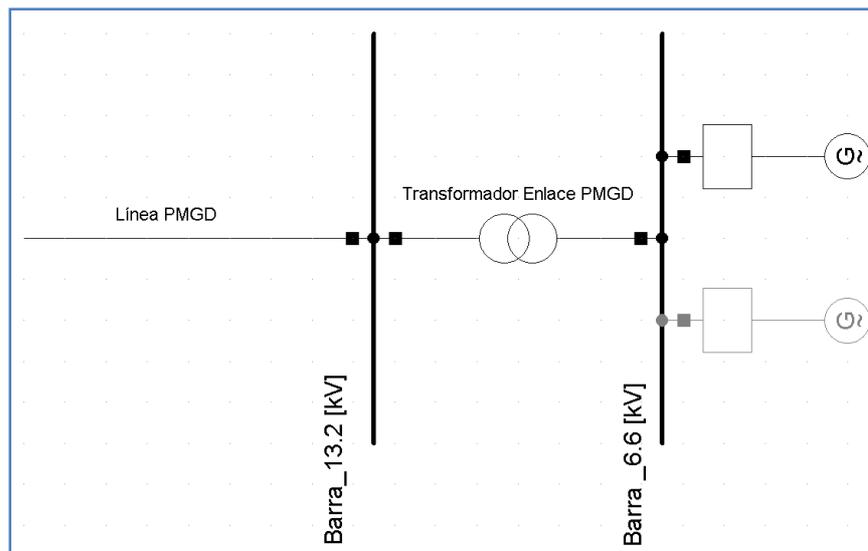


Figura 5.4: Esquema de Enlace para conexión entre el PMGD con el Alimentador

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Para la conexión del PMGD al Alimentador, en cada uno de los cuatro casos, se consideró un transformador y una línea de enlace que presentan las siguientes características:

Transformador de Enlace:

- *Razón de Transformación:* 13,2/6,6[kV]
- *Potencia Nominal:* 12[MVA]
- *Tipo de Configuración Enrollados:* YNd11
- *Tap:* *Paso Inicial:* 1
Paso Final: 4
Posición Nominal: 3
Relación de Voltaje: 2,27[kV]
Características de Operación: Alta Tensión, con carga.

Línea de Enlace:

- *Tensión Nominal:* 13,2[kV]
- *Corriente Nominal:* 0,59[kA]
- *Potencia Nominal:* 10[MVA]
- *Tipo de Conductor:* Cobre 300 AWG
- *Longitud:* 0,5[km]

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

5.4 Estudio de Flujos de Potencia

En el Estudio de Flujos de Potencia se analizó el efecto que produce el ingreso de un PMGD en los flujos de potencia y voltajes en el Alimentador real, junto con ello se estudió el impacto en el nivel de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD incorporado. Por otro lado, se analizó el sentido del flujo de potencia que circulaba por la subestación de distribución primaria, observando el comportamiento del flujo de potencia que llega o sale desde la red externa equivalente.

Al tratarse de un Alimentador real es complejo poder analizar cada uno de los posibles escenarios de generación del PMGD y demanda del Alimentador de manera detallada. Es por ello que se analizaron cuatro escenarios posibles que están dados por las cuatro alternativas que resultan de combinar situaciones extremas de Generación y Demanda dentro del Alimentador, es decir Demanda Máxima-Generación Máxima, Demanda Máxima-Generación Mínima, Demanda Mínima-Generación Máxima y Demanda Mínima-Generación Mínima de la zona en donde se contempla la conexión del PMGD.

El primer paso del Estudio, fue realizar un análisis de los casos base, con el objetivo de verificar si la información entregada por la empresa distribuidora para el Alimentador real utilizado, cumplía o no lo estipulado en las normas correspondientes. Si se observaban problemas se modificaban los casos bases de manera de respetar las normas correspondientes.

El análisis que se siguió en el presente Estudio de Flujos de Potencia fue verificar que los niveles de tensión de todas las barras modeladas pertenecientes al Sistema de Distribución de Media Tensión estuvieran dentro del rango 0,94[pu] y 1,06[pu], según lo especificado en el DS N°327. Además, se analizó el impacto en el nivel de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, verificando que éste no sobrepasara un 6% del nivel de tensión que había en ese mismo punto en el caso base, según lo especificado en la NTCO.

Además, se verificó que los niveles de carga (factor de utilización) de las líneas no excedieran su límite técnico. En líneas pertenecientes al sistema de transmisión, no se debe superar la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, que corresponde a la capacidad máxima térmica definida por los fabricantes de conductores. Esta disposición se supone válida también para Sistemas de Distribución de Media Tensión.

Para cada uno de los casos y escenarios que se analizaron se rescataron las siguientes variables eléctricas:

- Nivel de Tensión
- Nivel de carga (factor de utilización)
- Nivel de pérdida
- Potencia Activa Red Externa Terminal i
- Potencia Reactiva Red Externa Terminal i

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Con estas variables eléctricas se determinó si existía sobrecarga en las líneas y si el nivel de tensión de las barras de media tensión del Alimentador estaba dentro o fuera de norma. Con ello se analizó la necesidad de instalar equipos de control, transformadores reguladores o refuerzos de líneas.

Los cuatro escenarios analizados, como ya se mencionó, estaban dados por las cuatro alternativas que resultan de combinar situaciones extremas de Generación y Demanda dentro del Alimentador:

- 1) Escenario DMAX-GMAX (Demanda Máxima y Generación Máxima): Se considera una demanda máxima para el Alimentador y para la demanda equivalente del Alimentador Vecino y una generación máxima para el PMGD.

A continuación, se presenta la Operación del presente escenario:

Operación de Escenario DMAX-GMAX		
Generación PMGD	Demanda Alimentador	Demanda Alimentador Vecino
7,22[MW]	4,50[MW]	3,53[MW]
-	0,00[MVAr]	0,44[MVAr]

Tabla 5.3: Parámetros de Operación del Escenario DMAX-GMAX

- 2) Escenario DMAX-GMIN (Demanda Máxima y Generación Mínima): Se considera una demanda máxima para el Alimentador y para la demanda equivalente del Alimentador Vecino y una generación mínima para el PMGD.

A continuación, se presenta la Operación del presente escenario:

Operación de Escenario DMAX-GMIN		
Generación PMGD	Demanda Alimentador	Demanda Alimentador Vecino
1,91[MW]	4,50[MW]	3,53[MW]
-	0,00[MVAr]	0,44[MVAr]

Tabla 5.4: Parámetros de Operación del Escenario DMAX-GMIN

- 3) Escenario DMIN-GMAX (Demanda Mínima y Generación Máxima): Se considera una demanda mínima para el Alimentador y para la demanda equivalente del Alimentador Vecino y una generación máxima para el PMGD.

A continuación, se presenta la Operación del presente escenario:

Operación de Escenario DMIN-GMAX		
Generación PMGD	Demanda Alimentador	Demanda Alimentador Vecino
7,22[MW]	1,35[MW]	1,06[MW]
-	0,00[MVAr]	0,13[MVAr]

Tabla 5.5: Parámetros de Operación del Escenario DMIN-GMAX

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

4) Escenario Base 4 (Demanda Mínima y Generación Mínima): Se considera una demanda mínima para el Alimentador y para la demanda equivalente del Alimentador Vecino y una generación mínima para el PMGD.

A continuación, se presenta la Operación del presente escenario:

Operación de Escenario DMIN-GMIN		
Generación PMGD	Demanda Alimentador	Demanda Alimentador Vecino
1,91[MW]	1,35[MW]	1,06[MW]
-	0,00[MVAr]	0,13[MVAr]

Tabla 5.6: Parámetros de Operación del Escenario DMIN-GMIN

Se debe mencionar que se operó a generación máxima, conectando al Alimentador el generador de capacidad 8,02[MVA] (generador grande) y se operó a generación mínima conectando al Alimentador el generador de capacidad de 2,25[MVA] (generador pequeño). Además, se supuso que los generadores que se utilizaron para representar los escenarios de generación máxima y mínima no son capaces de regular tensión, tal como se especifica en el DS N°244.

Si existían problemas de reactivos en el Alimentador, se evaluó la posibilidad de generar o absorber reactivos, no más allá de un 20% de la capacidad nominal del generador. Para los modelos de generadores utilizados se tiene que los límites están fijados por:

Operación Generación	
Generación Mínima PMGD	Generación Máxima PMGD
1,910[MW]	7,220[MW]
±0,450[MVAr]	±1,604[MVAr]

Tabla 5.7: Límites máximos para generación o absorción de reactivos para generadores PMGD a utilizar en el Estudio

5.4.1 Análisis de Casos Base

Como ya se mencionó se tenían dos Casos Base, uno considerando Demanda Máxima en el Alimentador y en la demanda equivalente del Alimentador Vecino y otro considerando Demanda Mínima en el Alimentador y en la demanda equivalente del Alimentador Vecino.

Solamente se tenían datos de demanda máxima y mínima en la cabecera del Alimentador por lo que se tuvo que distribuir esta demanda en las cargas del Alimentador mediante un procedimiento recursivo desarrollado por GTD Ingenieros Consultores Ltda., que depende de las potencias de los TD y de la demanda en la cabecera del Alimentador.

El análisis que se siguió fue verificar que los niveles de tensión de todas las barras modeladas pertenecientes al Sistema de Distribución de Media Tensión estuvieran dentro del rango 0,94[pu] y

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

1,06[pu], según lo especificado en el DS N°327. Además, se verificó que los niveles de carga (factor de utilización) de las líneas no excedieran su límite técnico.

Una vez cargados los datos de demanda tanto para el Alimentador como para la demanda equivalente del Alimentador Vecino, se procedió a correr flujos de potencia para cada uno de los Casos Base, en donde se encontraron los siguientes resultados:

Caso	Caso Base	
Caso Base	DMIN	DMAX
Voltaje Mínimo[pu]	0,98921	0,93040
Voltaje Máximo[pu]	1,00093	1,00043
Pérdidas Totales[MW]	0,02480	0,18460
Carga Máxima[%]	22,62308	59,56730
P Sist. Equiv[MW]	2,43310	8,21390
Q Sist. Equiv[MVAr]	-1,03190	-0,20350

Tabla 5.8: Resultados Variables Eléctricas Relevantes para Casos Base DMAX y DMIN originales

Los resultados de la tabla anterior son para un nivel de tensión de 1[pu] en la cabecera del Alimentador. Como se puede observar, para el Caso Base DMAX, existe un problema con el nivel de tensión (destacado en color rojo en la tabla anterior) ya que éste no se encuentra dentro de los estándares de nivel de tensión, se encuentra por debajo de los 0,94[pu] que es el límite inferior estipulado en la DS N°327. En consecuencia los datos originales del Alimentador para la demanda informada o presentan un error o el Alimentador está operando con probabilidad de que existan desniveles de tensión para cierta demanda, no cumpliendo la normativa correspondiente. Esta es una de las barreras que se les ha presentado a los dueños de PMGD, debido a que las empresas distribuidoras no entregan datos del Alimentador que cumplan con la normativa vigente, ya sea por un error o porque realmente se está operando en condiciones en que no se cumple la NTSyCS.

Frente al problema presentado fue necesario modificar los casos Base originales, de tal forma de respetar los estándares de nivel de tensión dentro de la red de distribución primaria. Para ello se reubicaron los bancos de condensadores ya existentes en el Alimentador, en zonas del Alimentador que presentaran problemas de bajo nivel de tensión, esto contribuyó a que los niveles de tensión en las barras de media tensión de estas zonas se elevarán.

Los cambios específicos de reubicación de los bancos de condensadores dentro del Alimentador se pueden observar en la siguiente figura:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

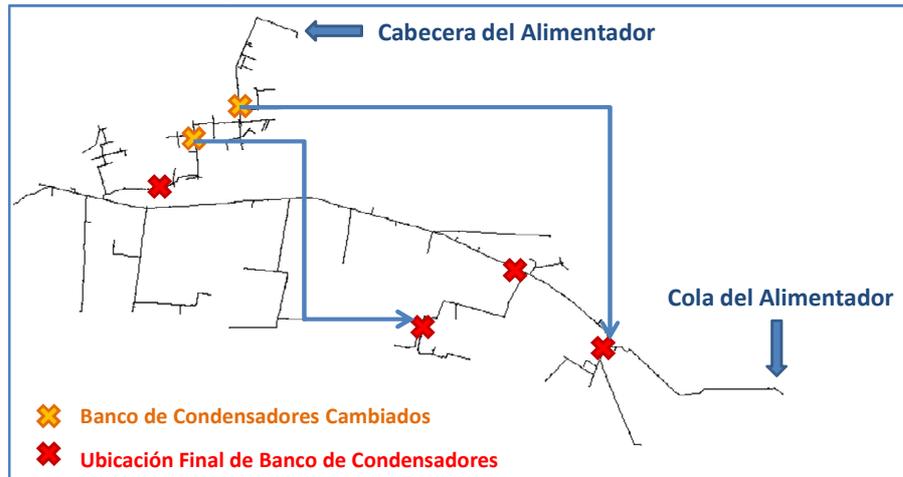


Figura 5.5: Reubicación de dos Bancos de Condensadores dentro de Alimentador para Caso Base DMAX Modificado

Por lo tanto, el Alimentador correspondiente al Caso Base DMAX quedó configurado por la posición de los bancos de condensadores en rojo, de la figura anterior.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el Caso Base DMAX modificado y el Caso Base DMIN son:

Caso	Caso Base	
	DMIN	DMAX
Voltaje Mínimo[pu]	0,98921	0,94059
Voltaje Máximo[pu]	1,00093	1,00013
Pérdidas Totales[MW]	0,02480	0,21093
Carga Máxima[%]	22,62308	59,74867
P Sist. Equiv[MW]	2,43310	8,23970
Q Sist. Equiv[MVAr]	-1,03190	-0,14520

Tabla 5.9: Resultados Variables Eléctricas Relevantes para Casos Base DMAX modificado y DMIN

Como se puede observar en la tabla anterior, la reubicación de los bancos de condensadores para el Caso Base DMAX, permitieron obtener un Caso Base que si cumple con la normativa correspondiente. No se presentan problemas de niveles de tensión, ni sobrecargas en las líneas.

Por otro lado, se debe enfatizar cuál es el sentido del flujo de potencia normal que circula por la subestación de distribución primaria, que en ambos Casos Base, tanto en el Caso Base DMAX como en el Caso Base DMIN, es aquel que se dirige desde la red externa equivalente hacia el Alimentador. Lo mencionado anteriormente se puede observar en la tabla anterior viendo el signo que posee la potencia activa del sistema equivalente (P Sist. Equiv), si es positiva es porque el flujo de potencia va desde la red equivalente hacia el Alimentador (sentido normal) y si es negativa es porque va desde el Alimentador hacia la red equivalente (sentido invertido). Se dirá que el sentido de flujo de potencia es normal cuando circule desde la red equivalente hacia el Alimentador, o sea aquel en el que la potencia de la red equivalente sea positiva.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Finalmente, se han encontrado Casos Base que sí cumplen con la normativa vigente y que permiten el correcto desarrollo del Estudio de Flujos de Potencia.

5.4.2 Análisis de Flujos de Potencia, Sobrecargas y Niveles de Tensión

Luego del análisis anterior se verificó que los niveles de tensión de todas las barras modeladas pertenecientes al Sistema de Distribución de Media Tensión estuvieran dentro del rango 0,94[pu] y 1,06[pu], según lo especificado en el DS N°327. Se debió verificar además, que los niveles de carga (factor de utilización) de las líneas no excediesen su límite técnico.

Por otro lado, se analizó el sentido del flujo de potencia que circulaba por la subestación de distribución primaria con respecto al sentido del mismo flujo en el caso base correspondiente, observando el comportamiento del flujo de potencia que llega o sale desde la red externa equivalente.

Para cada uno de los escenarios estudiados, independientemente del caso, se fijó un valor de 1[pu] en la Cabecera del Alimentador para evaluar el comportamiento de los niveles de tensión dentro del Alimentador con la incorporación del PMGD. El nivel de tensión en la Cabecera del Alimentador en estudio, se reguló modificando el nivel de tensión fijado en la red equivalente externa, esto se realizó por simplicidad ya que se tiene un mejor control sobre el nivel de tensión de la red externa equivalente que sobre el tap del transformador de la subestación de distribución primaria.

Es importante mencionar que la regulación de tensión en la cabecera del Alimentador, en la realidad, es realizada por el transformador de poder de la subestación de distribución primaria. Dado un cierto desnivel de tensión en el sistema externo, actúan los taps del transformador en cuestión para mantener un cierto nivel de tensión en la Cabecera del Alimentador (secundario del transformador de poder).

Caso 1: Conexión de un PMGD en la Cabecera del Alimentador

En este caso se ejecutaron flujos de potencia balanceados, para cada uno de los escenarios en estudio.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Caso	Escenario			
	DMAX-GMAX	DMAX-GMIN	DMIN-GMAX	DMIN-GMIN
Caso 1				
Voltaje Mínimo[pu]	0,94027	0,94093	0,98920	0,98926
Voltaje Máximo[pu]	1,00518	1,00234	1,00518	1,00222
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,21107	0,21085	0,02480	0,02480
Carga Máxima[%]	59,79911	59,73746	53,25920	22,62295
P Sist. Equiv[MW]	1,06730	6,32890	-4,73570	0,52360
Q Sist. Equiv[MVAr]	-0,05200	-0,25970	-0,51240	-1,03100

Tabla 5.10: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 1

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

En este caso específico, para cada uno de los escenarios en estudio, no existen problemas ni de niveles de tensión, ni de sobrecargas en los tramos del Alimentador.

En la tabla anterior se puede observar que para los escenarios de demanda máxima se tienen dos situaciones distintas:

- Para el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX), disminuyen las pérdidas en comparación con las pérdidas existentes en el caso base, en aproximadamente un 6,6%.
- Por otro lado, para el escenario de Demanda Máxima- Generación Mínima (DMAX-GMIN), existe un pequeño aumento en las pérdidas en comparación con las existentes en el caso base, este aumento es de un 3,8%.

Estas pequeñas diferencias se deben a que el nivel de voltaje en la cabecera al mantenerse en 1[pu], independientemente del escenario, provoca tener que cambiar la consigna de tensión en la red externa equivalente, lo que conlleva a obtener una operación distinta entre un escenario y otro. En el Caso Base DMAX se utilizó una consigna 0,999[pu] en la red externa equivalente, para poder obtener en la cabecera un nivel de tensión de 1[pu], en cambio para el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) se utilizó una consigna de 1[pu] y para el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN) se utilizó una consigna de 0,999[pu]. Como ambos escenarios son de Demanda Máxima cualquier variación en el nivel de tensión de la red externa equivalente provoca una variación en el nivel del flujo de potencia que entra o sale desde o hacia la subestación de distribución primaria considerable, en consecuencia esto es lo que provoca las mínimas diferencias existentes en las pérdidas de potencia activa contempladas.

Para ambos escenarios con demanda mínima, las pérdidas se mantienen iguales en comparación con las pérdidas del Caso Base DMIN. La consigna de tensión para la red equivalente externa en el Caso Base DMIN y en el escenario de Demanda Mínima- Generación Mínima (DMIN-GMIN), es igual a 0,995[pu], en cambio para el escenario de Demanda Mínima-Generación Máxima (DMIN-GMAX) la consigna de tensión es igual a 0,997[pu], esta pequeña diferencia no produce cambios en las pérdidas debido a que, como se tiene una Demanda Mínima, tanto en el Alimentador como en el Alimentador Vecino, las diferencias que sufre el flujo de potencia tanto dentro del Alimentador como en la red externa equivalente son imperceptibles.

En la mayoría de los escenarios estudiados no ha cambiado el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria con respecto al Caso Base, a excepción del escenario de Demanda Mínima-Generación Máxima (DMIN-GMAX) en donde se está entregando potencia activa hacia la red externa equivalente. Por lo tanto, se ha invertido el flujo de potencia normal que pasaba por la subestación de distribución primaria, en consecuencia se deberá pagar en algún momento por uso de esta subestación eléctrica.

En los escenarios de Demanda Máxima- Generación Máxima (DMAX-GMAX) y Demanda Mínima-Generación Mínima (DMIN-GMIN) se está ayudando a abastecer parte de la demanda equivalente correspondiente al Alimentador Vecino.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida
Caso 2: Conexión de un PMGD cercano al Medio del Alimentador

El enlace modelado se instaló en un punto cercano al medio del Alimentador y se ejecutaron flujos de potencia balanceados, para cada uno de los escenarios en estudio.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Caso	Escenario			
	Caso 2	DMAX-GMAX	DMAX-GMIN	DMIN-GMAX
Voltaje Mínimo[pu]	0,99900	0,97343	0,99800	0,99450
Voltaje Máximo[pu]	1,06659	1,00643	1,09007	1,02805
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,30536	0,10575	0,49961	0,03120
Carga Máxima[%]	108,54736	52,38015	123,57207	29,71997
P Sist. Equiv[MW]	1,17690	6,22460	-4,26840	0,52990
Q Sist. Equiv[MVAr]	-0,21130	-0,44330	-0,21920	-1,06120

Tabla 5.11: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 2

Existen problemas de sobretensión y de sobrecarga de tramos en los escenarios relacionados con Generación Máxima, valores destacados en rojo en la tabla anterior. Específicamente, son 3 tramos los que se ven sobrecargados, el de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) y el de Demanda Mínima-Generación Máxima (DMIN-GMAX). Los tramos sobrecargados eran de aluminio y poseían una capacidad de 0,221[kA], éstos fueron reemplazados por conductores del mismo tipo, pero de mayor capacidad igual a 0,357[kA].

Los tramos saturados fueron reemplazados por conductores del mismo tipo, pero de mayor capacidad, lo cual permitió arreglar el problema de sobrecarga existente. No se realizó un análisis de elección óptima de conductores por no ser éste uno de los objetivos a los que se enfoca el presente trabajo de título. De todas formas, se debe mencionar que para un Estudio de Impacto Eléctrico Real se debe poseer un modelo de elección de conductores óptima siguiendo un criterio económico y técnico a la vez.

Al cambiar los conductores, se redujeron los niveles de tensión de los nodos con sobretensión, pero esta disminución no fue lo suficiente para respetar la norma vigente. Para poder corregir lo anterior se modificó la consigna de operación del PMGD, en cada uno de los escenarios con Generación Máxima.

En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX), se utilizó una consigna de operación para el PMGD de tal forma que éste absorbiera un 10% de su potencia nominal, equivalente a 0,802[MVAr].

Por otro lado, para el escenario de Demanda Mínima-Generación Máxima (DMIN-GMAX), se utilizó una consigna de operación en el PMGD que permitiera que éste absorbiera un 15% de su potencia nominal equivalente a 1,203[MVAr]. Además, se desconectaron dos de los cuatro bancos de condensadores existentes en el Alimentador. Específicamente, se desconectaron los bancos de condensadores más cercanos al punto de conexión del PMGD.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Luego de realizados los cambios estipulados anteriormente se tienen los siguientes resultados para las variables eléctricas más relevantes:

Caso	Escenario			
	DMAX-GMAX	DMAX-GMIN	DMIN-GMAX	DMIN-GMIN
Caso 2				
Voltaje Mínimo[pu]	0,99953	0,97343	1,00029	0,99450
Voltaje Máximo[pu]	1,05559	1,00643	1,05924	1,02805
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,33010	0,10575	0,53536	0,03120
Carga Máxima[%]	75,97241	52,38015	90,80009	29,71997
P Sist. Equiv[MW]	1,17170	6,22460	-4,22700	0,52990
Q Sist. Equiv[MVAr]	0,64440	-0,44330	1,78870	-1,06120

Tabla 5.12: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 2 Modificado

En la tabla anterior se puede observar que no existen niveles de tensión fuera de norma, ni sobrecargas en los tramos pertenecientes al Alimentador.

En todos los escenarios estudiados para el Caso 2, existe un aumento considerable en las pérdidas en comparación con las respectivas pérdidas de cada uno de los escenarios de demanda máxima y mínima para el Caso Base. Este aumento en las pérdidas es superior a 500[kW] para el escenario de Demanda Mínima- Generación Máxima (DMIN-GMAX) con respecto al Caso Base de Demanda Mínima.

En gran parte de los escenarios no ha cambiado el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria con respecto al caso base, a excepción del escenario de Demanda Mínima- Generación Máxima (DMIN-GMAX), en el cual el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria se ha invertido por lo que se deberá pagar por concepto de uso de esta subestación eléctrica.

En los escenarios de Demanda Máxima- Generación Máxima (DMAX-GMAX) y Demanda Mínima- Generación Mínima (DMIN-GMIN) se está ayudando a abastecer parte de la demanda equivalente correspondiente al Alimentador Vecino.

Caso 3: Conexión de un PMGD en Zona mayor Demanda del Alimentador

El enlace modelado se instaló en una zona con gran parte de la Demanda del Alimentador, cercana a la cabecera de éste, y se ejecutaron flujos de potencia balanceados, para cada uno de los escenarios en estudio.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Caso	Escenario			
	DMAX-GMAX	DMAX-GMIN	DMIN-GMAX	DMIN-GMIN
Caso 3				
Voltaje Mínimo[pu]	0,96463	0,94075	0,99700	0,99450
Voltaje Máximo[pu]	1,02245	1,00033	1,03535	1,01113
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,13212	0,12323	0,16844	0,01943
Carga Máxima[%]	52,54328	45,29475	74,62657	16,78026
P Sist. Equiv[MW]	1,01320	6,26810	-4,59490	0,51820
Q Sist. Equiv[MVar]	-0,20700	-0,35540	-0,44400	-1,05700

Tabla 5.13: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 3

En la tabla anterior se puede observar que los niveles de tensión en cada una de las barras del Alimentador en estudio están dentro de norma, además no existen problemas de sobrecargas en ninguno de los tramos que componen al Alimentador.

Para los escenarios de Demanda Máxima existe una disminución considerable en las pérdidas, entre un 37% y un 42% aproximadamente, de las pérdidas encontradas en el Caso Base a Demanda Máxima. Lo mismo ocurre para el caso de Demanda Mínima-Generación Mínima (DMIN-GMIN), en el cual existe una disminución de un 22% aproximadamente de las pérdidas encontradas en el Caso Base a Demanda Mínima. A diferencia de los escenarios anteriores, en el escenario de Demanda Mínima-Generación Máxima existe un aumento en las pérdidas correspondiente a más de 140[kW] con respecto al Caso Base de Demanda Mínima.

En la mayoría de los escenarios estudiados no ha cambiado el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria con respecto al Caso Base, a excepción del escenario de Demanda Mínima-Generación Máxima (DMIN-GMAX) en donde se está entregando potencia activa hacia la red externa equivalente. Por lo tanto, se ha invertido el flujo de potencia normal que pasaba por la subestación de distribución primaria, en consecuencia se deberá pagar en algún momento por uso de esta subestación eléctrica.

En los escenarios de Demanda Máxima- Generación Máxima (DMAX-GMAX) y Demanda Mínima-Generación Mínima (DMIN-GMIN) se está ayudando a abastecer parte de la demanda equivalente correspondiente al Alimentador Vecino.

Caso 4: Conexión de un PMGD en la Cola del Alimentador

El enlace modelado se instaló en la Cola del Alimentador y se ejecutaron flujos de potencia balanceados, para cada uno de los escenarios en estudio.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Caso	Escenario			
	DMAX-GMAX	DMAX-GMIN	DMIN-GMAX	DMIN-GMIN
Caso 4				
Voltaje Mínimo[pu]	1,00000	0,98899	0,99900	0,99500
Voltaje Máximo[pu]	1,32209	1,07403	1,35703	1,13140
Pérdidas Totales sin LG[MW]	1,54607	0,14110	1,81020	0,16091
Carga Máxima[%]	175,21853	50,34215	176,48314	54,79657
P Sist. Equiv[MW]	2,36930	6,28780	-2,97300	0,65900
Q Sist. Equiv[MVAr]	-0,33190	-0,51670	-0,21540	-1,05450

Tabla 5.14: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 4

Existen problemas de sobretensión en todos los escenarios analizados, destacados en rojo en la tabla anterior, debido a que los niveles de tensión máximos encontrados se encuentran por sobre el límite superior del nivel de tensión permitido por norma, correspondiente a 1,06[pu]. Por otro lado, también existen problemas de sobrecarga de tramos en los escenarios relacionados con Generación Máxima, valores destacados en rojo en la tabla anterior. Específicamente, son 100 tramos (cerca de un 8% del total de tramos pertenecientes al Alimentador) los que se ven sobrecargados en los escenarios destacados en la tabla anterior, el de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) y el de Demanda Mínima-Generación Máxima (DMIN-GMAX). Los tramos sobrecargados eran de diferentes tipos de conductores, todos ubicados cercanos a la zona de la Cola del Alimentador, donde fue conectado el PMGD, tal como muestra la figura mostrada a continuación:

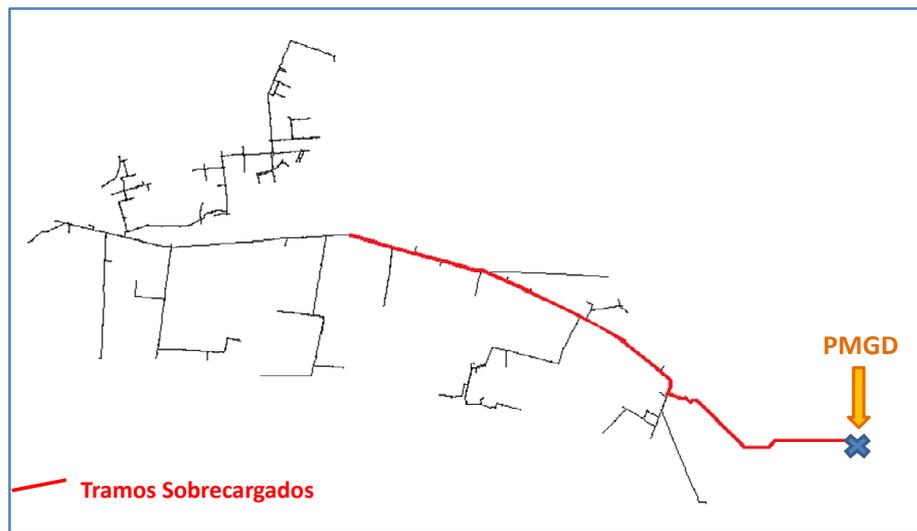


Figura 5.6: Tramos sobrecargados dentro del Alimentador para escenarios relacionados con Generación Máxima

Los tramos se reemplazaron por conductores del mismo tipo, pero de mayor capacidad, de manera que soportarán la cantidad de corriente que por cada uno de ellos debe circular. De esta forma, se consiguió solucionar el problema de sobrecarga existente de una manera simple.

Al cambiar los conductores, se redujeron los niveles de tensión de los nodos con sobretensión, pero esta disminución no fue lo suficiente para respetar la norma vigente. Para poder arreglar el

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

problema de sobretensión, se tuvo que cambiar la consigna de operación del PMGD, en cada uno de los escenarios con Generación Máxima.

En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX), se utilizó una consigna de operación para el PMGD de tal forma que éste absorbiera 1,604[MVAr]. Además, se desconectaron los cuatro bancos de condensadores existentes en el Alimentador, junto con la instalación de un reactor de capacidad igual a 0,3[MVAr]. Este reactor se ubicó en el punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, justamente donde se conecta las instalaciones del PMGD con el Alimentador.

Por otro lado, para el escenario de Demanda Mínima-Generación Máxima (DMIN-GMAX), se utilizó una consigna de operación en el PMGD tal que éste absorbiera un 20% de su potencia nominal, equivalente a 1,604[MVAr]. Además, se desconectaron todos los bancos de condensadores existentes en el Alimentador. Junto con ello, se tuvo que utilizar un reactor de capacidad igual a 0,8[MVAr] y se debió cambiar el tap del Transformador de Enlace de la posición 3 a la posición 4. La incorporación del reactor provocó la sobrecarga de otros 15 tramos del Alimentador, los cuales fueron reemplazados o cambiados por conductores del mismo tipo, pero con una capacidad tal que permitiesen circular la corriente necesaria para no sobrecargarse.

Las modificaciones recién presentadas, el reemplazo de conductores sobrecargados, cambio en la consigna de operación del PMGD y la incorporación del reactor, permitieron dejar al Alimentador dentro de norma para los escenarios relacionados con Generación Máxima.

Ahora bien, en los escenarios relacionados con Generación Mínima se tienen problemas de sobretensiones que se deben arreglar. Tanto en el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN) como en el escenario de Demanda Mínima-Generación Mínima (DMIN-GMIN) se modificaron las consignas de operación del PMGD.

Para el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN), se utilizó una consigna de operación en el PMGD tal que éste no absorbiera ningún reactivo y se cambió el tap del Transformador de Enlace de la posición 3 a la posición 4. Además, se desconectaron tres de los cuatro bancos de condensadores existentes en el Alimentador.

En el escenario de Demanda Mínima-Generación Mínima (DMIN-GMIN) se utilizó una consigna de operación en el PMGD tal que éste absorbiera un 20% de su potencia nominal, equivalente a 0,45[MVAr]. Además, se desconectaron los cuatro bancos de condensadores existentes en el Alimentador y se cambió el tap del Transformador de Enlace de la posición 3 a la posición 4, lo que permitió disminuir el nivel de tensión que estaba sobrepasando el límite máximo permitido por norma.

Luego de realizados los cambios estipulados anteriormente se tienen los siguientes resultados para las variables eléctricas más relevantes:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Caso	Escenario			
	DMAX-GMAX	DMAX-GMIN	DMIN-GMAX	DMIN-GMIN
Caso 4				
Voltaje Mínimo[pu]	0,98873	0,98297	0,99798	0,98882
Voltaje Máximo[pu]	1,05603	1,05834	1,05369	1,05519
Pérdidas Totales sin LG[MW]	1,04783	0,13487	1,32772	0,29115
Carga Máxima[%]	96,90037	50,75713	98,18666	72,38317
P Sist. Equiv[MW]	1,89250	6,25430	-3,43210	0,79000
Q Sist. Equiv[MVAr]	3,90350	0,42280	4,63950	1,61040

Tabla 5.15: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 4 Modificado

Los resultados que se muestran en la tabla anterior, dan cuenta que no existen niveles de tensión fuera de norma, ni sobrecargas en los tramos pertenecientes al Alimentador.

En todos los escenarios estudiados para el Caso 4, existe un aumento considerable en las pérdidas en comparación con las respectivas pérdidas de cada uno de los escenarios de demanda máxima y mínima para el Caso Base. Este aumento en las pérdidas corresponde a más de 1,3[MW] con respecto a las pérdidas encontradas en el Caso Base a Demanda Mínima, para el escenario de Demanda Mínima- Generación Máxima (DMIN-GMAX).

En la mayoría de los escenarios estudiados no ha cambiado el sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria con respecto al Caso Base, a excepción del escenario de Demanda Mínima-Generación Máxima (DMIN-GMAX), en donde se está entregando potencia activa hacia la red externa equivalente. Por lo tanto, se ha invertido el flujo de potencia normal que pasaba por la subestación de distribución primaria, en consecuencia se deberá pagar en algún momento por uso de esta subestación eléctrica.

En los escenarios de Demanda Máxima- Generación Máxima (DMAX-GMAX) y Demanda Mínima-Generación Mínima (DMIN-GMIN) se está ayudando a abastecer parte de la demanda equivalente correspondiente al Alimentador Vecino.

5.4.3 Análisis Punto de Repercusión

Luego de haber encontrado casos, con sus correspondientes escenarios, que cumplieren con la normativa vigente respecto a niveles de tensión y sobrecargas en las líneas, se prosiguió con el análisis del comportamiento del nivel de tensión en el punto de repercusión asociado al PMGD correspondiente.

Según el Artículo 3-18 de la NTCO, dentro del Sistema de Distribución de Media Tensión, donde se conecte el PMGD, se debe cumplir que en su punto de repercusión, el nivel de tensión no exceda un 6% el nivel de tensión que había en ese mismo punto cuando no existía el PMGD.

Si existió algún caso, con su correspondiente escenario, que no cumplieren con la normativa relacionada con el punto de repercusión se encontró la forma de arreglar este problema, ya sea cambiado consignas de operación del PMGD, desconexión de bancos de condensadores, reemplazo o

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

incorporación de equipos de compensación, entre otras alternativas, de manera de cumplir no sólo con la normativa relacionada con el punto de repercusión, sino también con la normativa relacionada con los niveles de tensión y sobrecargas en las líneas.

Caso 1: Conexión de un PMGD en la Cabecera del Alimentador

A continuación, se darán a conocer los resultados sobre niveles de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD ubicado en la Cabecera del Alimentador, tanto para este Caso, como para los Casos Base. Además, se presentará un cuadro comparativo entre los niveles de tensión del punto de repercusión en estudio del Caso 1 con los correspondientes niveles de tensión de este mismo punto en el Caso Base según sea el escenario analizado. Los niveles de tensión de cada una de las fases del punto de repercusión se compararán con los niveles de tensión de este mismo punto en el Caso Base correspondiente.

Los resultados de los niveles de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio y su respectivo cuadro comparativo se pueden observar a continuación:

Comparación	Nivel de Tensión Pto. de Repercusión[pu]			Porcentaje con respecto al Caso Base[%]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Caso Base DMAX	0,99385	0,99437	0,99424	100,000	100,000	100,000
Caso 1, Escenario DMAX GMAX	0,99391	0,99446	0,99437	100,007	100,009	100,013
Caso 1, Escenario DMAX GMIN	0,99421	0,99470	0,99461	100,037	100,032	100,037
Caso Base DMIN	1,00030	1,00046	1,00041	100,000	100,000	100,000
Caso 1, Escenario DMIN GMAX	1,00030	1,00045	1,00041	100,000	99,999	100,000
Caso 1, Escenario DMIN GMIN	1,00035	1,00050	1,00047	100,006	100,004	100,005

Tabla 5.16: Resultados de Niveles de Tensión en Punto de Repercusión para el Caso 1 y Comparación con Caso Base correspondiente

En la tabla anterior se puede observar que los niveles de tensión de cada una de las fases del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, para cada uno de los escenarios estudiados en este Caso, no sufren un cambio significativo en comparación con los niveles de tensión de este mismo punto en los Casos Base correspondientes. El máximo cambio en el nivel de tensión del punto de repercusión es menor a un 0,4%.

Por lo tanto, cada uno de los escenarios analizados para el Caso 1 está cumpliendo con la normativa establecida.

Caso 2: Conexión de un PMGD cercano al Medio del Alimentador

Se presentarán los resultados sobre niveles de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD ubicado cercano a la Mitad del Alimentador, tanto para este Caso (Caso 2) como para los Casos Base. Además, se mostrará un cuadro comparativo entre los niveles de tensión del punto de repercusión en estudio del Caso 2 con los correspondientes niveles de tensión de este mismo punto en el Caso Base,

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

según sea el escenario analizado. Los niveles de tensión de cada una de las fases del punto de repercusión se compararán con los niveles de tensión de este mismo punto en el Caso Base correspondiente.

A continuación, se presentan los resultados de los niveles de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio y su respectivo cuadro comparativo:

Comparación	Nivel de Tensión Pto. de Repercusión[pu]			Porcentaje con respecto al Caso Base[%]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Caso Base DMAX	0,97170	0,97561	0,97422	100,000	100,000	100,000
Caso 2, Escenario DMAX GMAX	1,05058	1,05062	1,05092	108,118	107,689	107,872
Caso 2, Escenario DMAX GMIN	1,00203	1,00193	1,00258	103,122	102,697	102,911
Caso Base DMIN	0,99800	0,99918	0,99876	100,000	100,000	100,000
Caso 2, Escenario DMIN GMAX	1,05512	1,05513	1,05521	105,723	105,599	105,652
Caso 2, Escenario DMIN GMIN	1,02398	1,02395	1,02414	102,604	102,479	102,540

Tabla 5.17: Resultados de Niveles de Tensión en Cabecera del Alimentador para el Caso 2 y Comparación con Caso Base correspondiente

Al observar los niveles de tensión de cada una de las fases del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, presentados en la tabla anterior, para cada uno de los escenarios estudiados en este Caso, excepto en el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX), cumplen con la exigencia de la normativa de no exceder un 6% el nivel de tensión que había en ese mismo punto cuando no existía el PMGD.

En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) se está sobrepasando en más de un 7% (valores destacados en rojo en la tabla anterior) los niveles de tensión que había en el Caso Base DMAX en el punto de repercusión. Para arreglar este problema se desconectaron los cuatro bancos de condensadores existentes en el Alimentador y se aumentó la absorción de reactivos igual a un 15% de su potencia nominal equivalente a 1,203[MVar].

Incorporando los cambios estipulados en el párrafo anterior para el escenario DMAX-GMAX, se tienen los siguientes resultados:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Comparación	Nivel de Tensión Pto. de Repercusión[pu]			Porcentaje con respecto al Caso Base[%]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Caso Base DMAX	0,97170	0,97561	0,97422	100,000	100,000	100,000
Caso 2, Escenario DMAX GMAX	1,02871	1,02875	1,02902	105,867	105,447	105,625
Caso 2, Escenario DMAX GMIN	1,00203	1,00193	1,00258	103,122	102,697	102,911
Caso Base DMIN	0,99800	0,99918	0,99876	100,000	100,000	100,000
Caso 2, Escenario DMIN GMAX	1,05512	1,05513	1,05521	105,723	105,599	105,652
Caso 2, Escenario DMIN GMIN	1,02398	1,02395	1,02414	102,604	102,479	102,540

Tabla 5.18: Resultados de Niveles de Tensión en Cabecera del Alimentador para el Caso 2 Arreglado y Comparación con Caso Base correspondiente

En la tabla anterior se puede observar que los niveles de tensión de cada una de las fases del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, para cada uno de los escenarios estudiados en este Caso, cambian considerablemente en comparación con los niveles de tensión de este mismo punto en los Casos Base correspondientes, pero se respeta lo estipulado en la NTCO con respecto al punto de repercusión. El máximo cambio en el nivel de tensión del punto de repercusión es menor a un 5,9%, relativamente cercano al límite máximo permitido por norma.

Por lo tanto, cada uno de los escenarios analizados para el Caso 2 está cumpliendo con la normativa establecida, y luego de las modificaciones realizadas para el escenario de DMAX-GMAX, se tienen los siguientes resultados de las variables eléctricas más relevantes:

Caso	Escenario			
Caso 2	DMAX-GMAX	DMAX-GMIN	DMIN-GMAX	DMIN-GMIN
Voltaje Mínimo[pu]	0,99549	0,97343	1,00029	0,99450
Voltaje Máximo[pu]	1,03267	1,00643	1,05924	1,02805
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,36064	0,10575	0,53536	0,03120
Carga Máxima[%]	80,82611	52,38015	90,80009	29,71997
P Sist. Equiv[MW]	1,20520	6,22460	-4,22700	0,52990
Q Sist. Equiv[MVAr]	2,42090	-0,44330	1,78870	-1,06120

Tabla 5.19: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 2, Versión 3

Los resultados que se muestran en la tabla anterior, dan cuenta que los cambios realizados en el Caso 2, debido al problema en el nivel de tensión del punto de repercusión, para el escenario de DMAX-GMAX, permiten cumplir con los estándares de niveles de tensión y de sobrecargas de líneas estipulados en la normativa vigente, para cada uno de los escenarios estudiados.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Caso 3: Conexión de un PMGD en Zona mayor Demanda del Alimentador

A continuación, se darán a conocer los resultados sobre niveles de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD, ubicado en la zona de Mayor Demanda en el Alimentador, tanto para este Caso (Caso 3), como para los Casos Base. Además, se presentará un cuadro comparativo entre los niveles de tensión del punto de repercusión en estudio del Caso 3, con los correspondientes niveles de tensión de este mismo punto en el Caso Base, según sea el escenario analizado. Los niveles de tensión de cada una de las fases del punto de repercusión, se compararán con los niveles de tensión de este mismo punto en el Caso Base correspondiente.

Los resultados de los niveles de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio y su respectivo cuadro comparativo se pueden observar a continuación:

Comparación	Nivel de Tensión Pto. de Repercusión[pu]			Porcentaje con respecto al Caso Base[%]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Caso Base DMAX	0,98513	0,98664	0,98615	100,000	100,000	100,000
Caso 3, Escenario DMAX GMAX	1,01669	1,01684	1,01696	103,203	103,061	103,124
Caso 3, Escenario DMAX GMIN	0,99493	0,99501	0,99523	100,994	100,848	100,921
Caso Base DMIN	1,00039	1,00085	1,00069	100,000	100,000	100,000
Caso 3, Escenario DMIN GMAX	1,02957	1,02961	1,02964	102,916	102,874	102,893
Caso 3, Escenario DMIN GMIN	1,00886	1,00888	1,00895	100,846	100,803	100,825

Tabla 5.20: Resultados de Niveles de Tensión en Punto de Repercusión para el Caso 3 y Comparación con Caso Base correspondiente

Al analizar la tabla anterior, se observa que los niveles de tensión de cada una de las fases del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, para cada uno de los escenarios estudiados en este Caso, cambian en comparación con los niveles de tensión de este mismo punto en los Casos Base correspondientes, pero se mantienen dentro de lo estipulado en la NTCO con respecto al punto de repercusión. El máximo cambio en el nivel de tensión del punto de repercusión es menor a un 3,3%.

Por lo tanto, cada uno de los escenarios analizados para el Caso 3 está cumpliendo con la normativa establecida.

Caso 4: Conexión de un PMGD en la Cola del Alimentador

Se darán a conocer los resultados sobre niveles de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD ubicado en la Cola del Alimentador, tanto para este Caso (Caso 4), como para los Casos Base. Además, se presentará un cuadro comparativo entre los niveles de tensión del punto de repercusión en estudio del Caso 4, con los correspondientes niveles de tensión de este mismo punto en el Caso Base, según sea el escenario analizado. Los niveles de tensión de cada una de las fases del punto de repercusión, se compararán con los niveles de tensión de este mismo punto en el Caso Base correspondiente.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

A continuación, se presentan los resultados de los niveles de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio y su respectivo cuadro comparativo:

Comparación	Nivel de Tensión Pto. de Repercusión[pu]			Porcentaje con respecto al Caso Base[%]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Caso Base DMAX	0,94193	0,94702	0,94640	100,000	100,000	100,000
Caso 4, Escenario DMAX GMAX	1,05507	1,05492	1,05530	112,011	111,394	111,507
Caso 4, Escenario DMAX GMIN	1,05740	1,05667	1,05773	112,259	111,579	111,763
Caso Base DMIN	0,98968	0,99124	0,99108	100,000	100,000	100,000
Caso 4, Escenario DMIN GMAX	1,05290	1,05286	1,05298	106,388	106,216	106,246
Caso 4, Escenario DMIN GMIN	1,05484	1,05465	1,05495	106,584	106,396	106,445

Tabla 5.21: Resultados de Niveles de Tensión en Punto de Repercusión para el Caso 4 y Comparación con Caso Base correspondiente

Los valores en rojo, destacados en la tabla anterior, dan cuenta que los niveles de tensión de cada una de las fases del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, para cada uno de los escenarios estudiados en este Caso, no cumplen con la exigencia de la normativa de no exceder un 6% el nivel de tensión respecto del caso en que no está conectado el PMGD.

En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) se está sobrepasando en más de un 11% los niveles de tensión que había en el Caso Base DMAX en el punto de repercusión. Para solucionar este problema, se desconectaron los bancos de condensadores restantes y se reemplazó el reactor existente en la versión anterior de este escenario y caso específico, por uno de mayor capacidad igual a 1,5[MVAr] instalado en el punto de repercusión en estudio.

Ahora bien, al igual que en el escenario anterior, en el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN) se está sobrepasando en más de un 11% los niveles de tensión que había en el Caso Base DMAX en el punto de repercusión. Para solucionar este problema, se impuso una consigna tal, que el PMGD absorbiera un 20% de su potencia nominal, equivalente a 0,45[MVAr] y se reemplazó el reactor por uno de mayor capacidad igual a 1,125[MVAr], instalado en el punto de repercusión en estudio.

En el escenario de Demanda Mínima-Generación Máxima (DMIN-GMAX), se sobrepasa en más de un 6% los niveles de tensión que había en el Caso Base DMIN-GMAX en el punto de repercusión. Para solucionar este problema, se impuso una consigna tal, que el PMGD absorbiera un 20% de su potencia nominal, equivalente a 1,604[MVAr] y se reemplazó el reactor por uno de mayor capacidad igual a 1,125[MVAr] instalado en el punto de repercusión en estudio.

Finalmente, al igual que en el escenario anterior, en el escenario de Demanda Mínima-Generación Mínima (DMIN-GMIN) se sobrepasa en más de un 6% los niveles de tensión que existían en el Caso Base DMIN-GMIN en el punto de repercusión. Para solucionar este problema, se impuso una

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

consigna tal, que el PMGD absorbiera un 20% de su potencia nominal, equivalente a 0,45[MVAr] y se reemplazó el reactor por uno de mayor capacidad igual a 1,125[MVAr], instalado en el punto de repercusión en estudio. Además, en todos los escenarios, se cambió el tap del Transformador de Enlace de la posición 3 a la posición 4.

Incorporando los cambios estipulados en los párrafos anteriores, se tienen los siguientes resultados:

Comparación	Nivel de Tensión Pto. de Repercusión[pu]			Porcentaje con respecto al Caso Base[%]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Caso Base DMAX	0,94193	0,94702	0,94640	100,000	100,000	100,000
Caso 4, Escenario DMAX GMAX	0,99801	0,99789	0,99830	105,953	105,372	105,484
Caso 4, Escenario DMAX GMIN	0,99691	0,99625	0,99731	105,837	105,199	105,380
Caso Base DMIN	0,98968	0,99124	0,99108	100,000	100,000	100,000
Caso 4, Escenario DMIN GMAX	1,03924	1,03920	1,03932	105,007	104,838	104,867
Caso 4, Escenario DMIN GMIN	1,04173	1,04153	1,04183	105,259	105,073	105,121

Tabla 5.22: Resultados de Niveles de Tensión en Punto de Repercusión para el Caso 4 Arreglado y Comparación con Caso Base correspondiente

En la tabla anterior se puede observar que los niveles de tensión de cada una de las fases del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, para cada uno de los escenarios estudiados en este Caso, cambian considerablemente, en comparación con los niveles de tensión de este mismo punto en los Casos Base correspondientes, pero se respeta lo estipulado en la NTCO con respecto al punto de repercusión. El máximo cambio en el nivel de tensión del punto de repercusión es menor a un 5,96% aproximadamente, bastante cercano al límite máximo permitido por norma.

Por lo tanto, cada uno de los escenarios analizados para el Caso 4 está cumpliendo con la normativa establecida, y luego de las modificaciones realizadas para cada uno de los escenarios, se tienen los siguientes resultados de las variables eléctricas más relevantes:

Caso	Escenario			
Caso 4	DMAX-GMAX	DMAX-GMIN	DMIN-GMAX	DMIN-GMIN
Voltaje Mínimo[pu]	0,96640	0,95188	0,99498	0,98290
Voltaje Máximo[pu]	1,02800	1,01200	1,04003	1,04208
Pérdidas Totales sin LG[MW]	1,28835	0,34854	1,41744	0,36672
Carga Máxima[%]	98,22031	75,99788	96,93448	80,21076
P Sist. Equiv[MW]	2,14210	6,46900	-3,35100	0,86580
Q Sist. Equiv[MVAr]	5,57990	2,43200	5,09670	1,98430

Tabla 5.23: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para todos los escenarios en evaluación del Caso 4, Versión 3

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Los resultados que se muestran en la tabla anterior, dan cuenta que los cambios realizados en el Caso 4, debido al problema en el nivel de tensión del punto de repercusión para cada uno de los escenarios estudiados, permiten cumplir con los estándares de niveles de tensión y de sobrecargas de líneas estipulados en la normativa vigente, en cada uno de los escenarios.

5.4.4 Comentarios relacionados con Estudio de Flujos de Potencia de un PMGD

Es necesario mencionar que el Estudio de Flujos de Potencia de cada proyecto relacionado con Generación Distribuida variará según la red de distribución donde se conecte el PMGD en estudio. No todos los alimentadores existentes en el país poseen la misma configuración de red, ni la misma distribución de cargas en su interior, por lo que los resultados presentados en el Estudio de Flujos de Potencia desarrollado en el presente trabajo de título no son generales. De todas formas el Estudio realizado, permite concluir ciertas aseveraciones que se darán a conocer en los siguientes párrafos.

En el Estudio de Flujos de Potencia recién presentado se puede observar el efecto que produce el ingreso de un PMGD en los flujos de potencia y voltajes en un Alimentador real, junto con ello se observó el impacto en el nivel de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD incorporado. Además, se pudo conocer el comportamiento del flujo de potencia que circulaba por la subestación de distribución primaria, para determinar el pago de peajes por uso de la subestación de distribución primaria.

Se analizaron cuatro escenarios posibles que están dados por las cuatro alternativas que resultan de combinar situaciones extremas de Generación y Demanda dentro del Alimentador, es decir Demanda Máxima-Generación Máxima, Demanda Máxima-Generación Mínima, Demanda Mínima-Generación Máxima y Demanda Mínima-Generación Mínima de la zona en donde se contempla la conexión del PMGD.

Los análisis efectuados se basaron en la normativa y reglamentación vigente, específicamente en las normas NTCO y NTSyCS, y en el decreto supremo DS N°327. La primera norma, NTCO, se utilizó para verificar que el nivel de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, no sobrepasara un 6% del nivel de tensión que había en ese mismo punto en el caso base. La norma, NTSyCS, se empleó para verificar que los niveles de carga (factor de utilización) de las líneas no excedieran su límite técnico. Finalmente, el decreto supremo DS N°327, se utilizó para verificar que los niveles de tensión de todas las barras modeladas pertenecientes al Sistema de Distribución de Media Tensión estuvieran dentro del rango $0,94[pu]$ y $1,06[pu]$.

Se debe mencionar que la metodología utilizada para el desarrollo del Estudio de Flujos de Potencia, puede ser utilizada en otros proyectos de generación distribuida.

En todos los casos y escenarios encontrados se pudo encontrar una configuración del sistema en estudio que cumpliera con la normativa vigente. Pero es necesario recalcar que las configuraciones encontradas pueden no ser las más adecuadas según un punto de vista económico. Para poder obtener configuraciones óptimas es necesario tener modelos de optimización que permitan una mejor elección

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

de conductores, localización de equipos y minimización de pérdidas. Se necesita un modelo para ubicar en forma adecuada los reguladores de tensión dentro de la red de distribución, y así evitar el uso de reguladores adicionales por una mala localización de estos equipos eléctricos. Por otro lado, se necesita un modelo que entregue la alternativa más económica entre elección de conductores, minimización de pérdidas y compra de equipos, para un período de evaluación de 15 años y una tasa de actualización del 10%, lo que ayudaría a realizar el Estudio de Costos de Pérdidas de una forma adecuada.

Dentro de las simulaciones y análisis realizados se pudo observar que la información que entrega la empresa distribuidora como base para los Estudios de Impacto Eléctrico, presenta problemas, debido a que al modelar la red con los datos que fueron entregados y correr flujos de potencia, se encontraron problemas de tensión en algunos perfiles de demanda para el caso base³⁸. El motivo de esto se podría deber a que la información es errónea o que el Alimentador está operando fuera de la normativa vigente. Esta es una de las barreras que se les ha presentado a futuros inversionistas en PMGD. En consecuencia, el desarrollador de los Estudios de Impacto Eléctrico, debe corroborar que los datos que entregue la empresa distribuidora sean correctos, o en su defecto si el alimentador está operando fuera de la normativa vigente, hacer las mejoras que permitan cumplir la normativa vigente y que dichas mejoras no sean de cargo del inversionista.

Además, es necesario regularizar más detalladamente la entrega de información que envían las empresas distribuidoras para la realización de los Estudios de Impacto Eléctrico, de manera que ésta no sea una barrera para posibles inversionistas en PMGD. Quizás, más importante sería verificar que las redes de distribución estén cumpliendo con la normativa técnica, y que se tenga una actualización mensual del estado de las redes eléctricas pertenecientes a las empresas distribuidoras.

Finalmente, se debe decir que, para los Estudios de Impacto Eléctrico es importantísimo el modelo del Alimentador donde se conectará el PMGD en estudio, el cual se debe modelar con programas computacionales especializados que permitan ingresar o calcular los parámetros relevantes de la red de distribución, así se podrán encontrar resultados confiables para distintos perfiles de carga y niveles de generación.

³⁸ Caso Base corresponde al Alimentador real sin el PMGD conectado, Situación Inicial de la red de distribución.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

5.5 Estudio de Costos de Pérdidas

En el presente Estudio de Costos de Pérdidas, se calcularon las pérdidas, tanto de energía como de potencia, producidas por la incorporación del PMGD y las pérdidas existentes en el Caso Base, dentro del Alimentador Real. Estas pérdidas se valorizaron al precio de nudo de potencia y de energía de la subestación troncal Polpaico, siendo parámetros del Estudio. Para un Estudio de Costos de Pérdidas Real, las pérdidas se deben valorizar al precio de nudo de la subestación troncal más cercana, esto es, a mínima distancia eléctrica entre el punto de conexión y la barra troncal respectiva. Posteriormente, se analizó si el impacto en las pérdidas por la incorporación del PMGD, hace aumentar o disminuir los costos de conexión del PMGD en estudio. Este análisis se realizó para un período de evaluación de 15 años, con una tasa de actualización de un 10%, tal como se estipula en el DFL N°4.

Para realizar los cálculos de pérdidas de potencia se tomaron sólo tres de los 15 años correspondientes al período de evaluación estipulado. Los años contemplados para el Estudio fueron el año 1, el año 8 y el año 15, luego para obtener las pérdidas de potencia de los restantes años se extrapolaron los valores, según una curva de tendencia cuadrática.

Al tratarse de un Alimentador real, es complejo poder analizar cada uno de los posibles escenarios de generación del PMGD y de demanda del Alimentador de manera detallada. Es por ello que se analizaron los escenarios que tengan relación con la Demanda Máxima del Alimentador, que es donde se producen la mayor cantidad de pérdidas en éste. De todas formas se debe tener en cuenta que en el escenario de Demanda Mínima-Generación Máxima también existen grandes variaciones en las pérdidas de potencia dentro del Alimentador, que en un Estudio real se deberían analizar con detalle, pero no se abordó en el presente trabajo de título, por no aportar mayormente a los objetivos de éste mismo. Por lo tanto los escenarios estudiados fueron dos: Demanda Máxima-Generación Máxima y Demanda Máxima-Generación Mínima de la zona en donde se contempla la conexión del PMGD.

Para el Estudio se utilizó un modelo de Alimentador que soportara el crecimiento de la demanda de éste, para un período de análisis de 15 años, sin considerar la incorporación del PMGD. Para obtener un modelo adecuado, se proyectó la demanda que se tenía en la cabecera del Alimentador para el año 1 (la misma utilizada para el Estudio de Flujos de Potencia) para los próximos 15 años (incluyendo el año 1), con una tasa de crecimiento de un 2,04%. Este valor, correspondiente a la tasa de crecimiento del Alimentador, debe ser entregado por la empresa distribuidora correspondiente o por lo menos deben ser entregados datos que permitan calcularlo. Posteriormente, se distribuyó la demanda encontrada para el año 15 en la cabecera del Alimentador, en las cargas del Alimentador mediante un procedimiento recursivo desarrollado por GTD Ingenieros Consultores Ltda., que depende de las potencias de los TD y de la demanda en la cabecera del Alimentador.

Luego de realizar lo estipulado en el párrafo anterior, se analizaron los niveles de tensión y sobrecargas dentro del Alimentador, para poder saber cuáles eran los refuerzos o necesidades que requería el Alimentador, que permitieran respetar la normativa vigente. Se debe mencionar que se

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

utilizó la demanda máxima del año 15 debido a que es en esta situación donde se definen los mayores requerimientos para el Alimentador en la situación sin conexión del PMGD.

Una vez modificado el Alimentador encontrado en el escenario de demanda correspondiente al año 15, sin incorporación del PMGD, se simuló flujos de potencia usando las demandas estipuladas para los años 1 y 8. Si existían problemas de tensión, se arreglaron con los equipos existentes en el Alimentador o con equipos adicionales.

Al momento de calcular las pérdidas de potencia de cada uno de los casos estudiados, se verificó que éstos estuvieran cumpliendo con la normativa vigente, en cuanto a estándares de niveles de tensión, factor de utilización de las líneas y cambios en el nivel de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en análisis. Más específicamente, los niveles de tensión de todas las barras modeladas pertenecientes al Sistema de Distribución de Media Tensión debían estar dentro del rango 0,94[pu] y 1,06[pu], según lo especificado en el DS N°327, el impacto en el nivel de tensión del punto de repercusión asociado al PMGD en estudio no debía sobrepasar un 6% del nivel de tensión que había en ese mismo punto en el caso base, según lo especificado en la NTCO, y por último, los niveles de carga (factor de utilización) de las líneas no debían exceder su límite técnico.

En base a las pérdidas de potencia determinadas para los 15 años del período de evaluación, se estimaron las pérdidas de energía para esos años en base al factor de carga de las pérdidas asociado al Alimentador en estudio, siguiendo la metodología descrita en Capítulo 4 “Estudio Técnico, Económico y Regulatorio para MGNC”, sección “Análisis Económico”, “Estudio de Costos de Pérdidas”.

El Estudio de Costos de Pérdidas constó de dos partes, “Cálculos de Pérdidas de Potencia y Análisis de Casos” y “Valorización de Pérdidas de Energía y de Potencia”. En la primera parte, se proyectó la demanda máxima del Alimentador en los 15 años del período de evaluación, se incorporó la demanda del año 15, donde el Alimentador está sometido a mayores requerimientos, y finalmente, se realizaron acciones que permitiesen que el Alimentador cumpliera con la normativa vigente. Luego de ello, se simuló flujos de potencia para obtener las pérdidas de potencia de cada uno de los casos y escenarios en estudio. Es en esta primera parte donde se verificó que se cumpliera la normativa vigente correspondiente.

En la segunda parte “Valorización de Pérdidas de Energía y de Potencia”, se extrapolaron los datos encontrados en la parte de “Cálculos de Pérdidas de Potencia y Análisis de Casos” para las pérdidas de potencia, y posteriormente se calcularon las pérdidas de energía en base al factor de carga de pérdidas del Alimentador en estudio, para finalmente valorizar las pérdidas de energía y de potencia. Además, se realizó un análisis económico considerando la valorización de pérdidas, tanto de energía como de potencia, compra de equipos, costos de refuerzos y posibles retrasos de compra de equipos que pudiesen beneficiar a la empresa distribuidora, según cada caso y escenario en estudio. Este análisis pretende comparar las distintas alternativas de conexión del PMGD y sus escenarios correspondientes, desde un punto de vista económico. Por otro lado, hay que recalcar el hecho de que un PMGD, sí podría retrasar las inversiones que tenga que realizar la empresa distribuidora en un horizonte de 15 años, pero

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

que no se justifica valorizar este retraso porque frente a cualquier falla que se produzca en el PMGD, la seguridad y calidad de servicio de la red de distribución se puede ver afectada.

5.5.1 Análisis Caso Base

El primer paso fue proyectar la Demanda Máxima que se tenía para el año 1, al año 15, con una tasa de crecimiento de un 2,04%. Los resultados de la proyección se muestran a continuación:

AÑO	Alimentador	Alimentador Vecino	
	P[MW]	P[MW]	Q[MVAr]
1	4,49600	3,53000	0,44160
2	4,58772	3,60201	0,45061
3	4,68131	3,67549	0,45980
4	4,77681	3,75047	0,46918
5	4,87425	3,82698	0,47875
6	4,97369	3,90505	0,48852
7	5,07515	3,98472	0,49848
8	5,17868	4,06600	0,50865
9	5,28433	4,14895	0,51903
10	5,39213	4,23359	0,52962
11	5,50213	4,31995	0,54042
12	5,61437	4,40808	0,55145
13	5,72891	4,49801	0,56270
14	5,84578	4,58977	0,57418
15	5,96503	4,68340	0,58589

Tabla 5.24: Proyección de Demanda Máxima en la Cabecera del Alimentador en estudio y del Alimentador Vecino

En la tabla anterior aparecen destacados los años 1, 8 y 15, que serán los años en los que se estudiará en detalle el comportamiento de las pérdidas en el Alimentador. Para obtener las pérdidas de los restantes años se extrapolarán los valores, según una curva de tendencia cuadrática.

Posteriormente, se incorporó al modelo la Demanda Máxima obtenida para el año 15, donde se reflejan los mayores requerimientos para el Alimentador, en las cargas del Alimentador mediante un procedimiento recursivo desarrollado por GTD Ingenieros Consultores Ltda., que depende de las potencias de los TD y de la demanda en la cabecera del Alimentador.

Los datos sobre las variables eléctricas del Alimentador se pueden observar en la siguiente tabla:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Caso Base Original	Caso Base DMAX		
	Año	1	8
Voltaje Mínimo[pu]	0,94059	0,92595	0,90936
Voltaje Máximo[pu]	1,00013	1,00001	1,00151
Pérdidas Totales[MW]	0,21093	0,27165	0,35476
Carga Máxima[%]	59,74867	68,77688	79,34939
P Sist. Equiv[MW]	8,23970	9,52260	11,01150
Q Sist. Equiv[MVAr]	-0,14520	0,12500	0,46620

Tabla 5.25: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso Base con Demanda Máxima proyectada al Año 15, Original

La existencia de valores destacados en rojo en la tabla anterior, dan cuenta de que los niveles de tensión dentro del Alimentador están bajo la tensión mínima estipulada por norma, que es igual a 0,94[pu], en más de un 3%. Por lo tanto, para poder realizar correctamente el Estudio de Costos de Pérdidas, se debió reforzar el Alimentador de manera que soportará el aumento de demanda para un período de evaluación de 15 años, sin considerar la incorporación del PMGD en el Alimentador, teniendo en cuenta la minimización del valor presente de la inversión y la operación.

Debido al gran desbalance de tensión existente, se determinó instalar un Transformador Regulador, esto debido a que si se instalaban bancos de condensadores, éstos tendrían que haber sido de gran capacidad, y además, se debería haber tenido una metodología para ubicarlos de manera óptima, lo que no se poseía en ese momento. Se observó el perfil de tensión dentro del Alimentador y se ubicó el primer punto donde se encontró un nivel de tensión menor a 0,94[pu], luego en ese punto se instaló un regulador de tensión con capacidad de 100[A]. Se verificó que esta capacidad soportará el flujo de potencia que por allí circulaba.

Las características más importantes del transformador regulador (autotransformador) utilizado son:

- **Razón de Transformación:** 13,2/13,2[kV]
- **Potencia Nominal:** 2,29[MVA]
- **Tipo de Configuración Enrollados:** Yy0
- **Tap:**
 - Paso Inicial:** -15
 - Paso Final:** 15
 - Posición Nominal:** 0
 - Relación de Voltaje:** 1[kV]
 - Características de Operación:** Alta Tensión, con carga.

La ubicación específica del Transformador Regulador es la que se presenta en el siguiente esquema:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

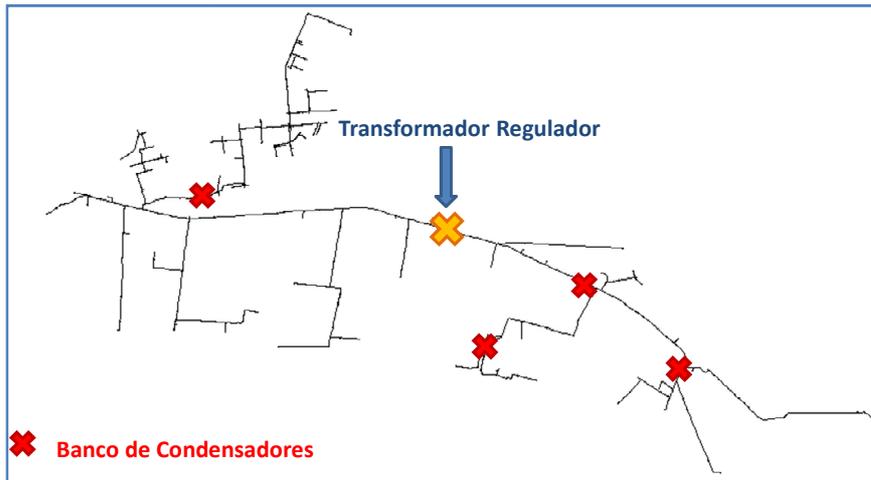


Figura 5.7: Ubicación de la Incorporación del Transformador Regulador dentro del Alimentador

La incorporación del Transformador Regulador contribuyó a que los niveles de tensión en las barras de media tensión del Alimentador, se elevará. Ahora bien, esta nueva configuración del Alimentador permite modelar el Caso Base para el Estudio de Costos de Pérdidas, cargando la demanda máxima del año 1, del año 8 y por último del año 15. Los datos de las variables eléctricas más relevantes del Caso Base modelado, para cada uno de los años en estudio, son:

Caso Base Modificado	Caso Base DMAX		
	Año	1	8
Voltaje Mínimo[pu]	0,96477	0,95533	0,94379
Voltaje Máximo[pu]	1,01918	1,00959	1,00101
Pérdidas Totales[MW]	0,21259	0,27147	0,35262
Carga Máxima[%]	59,95690	68,85820	79,40351
P Sist. Equiv[MW]	8,24380	9,52300	11,01010
Q Sist. Equiv[MVAr]	-0,20370	0,07060	0,42520

Tabla 5.26: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso Base con Demanda Máxima proyectada al Año 15, incluye Transformador Regulador

Como se puede observar en la tabla anterior, todas las variables eléctricas están dentro de los estándares establecidos en la normativa correspondiente, no existen sobrecargas en las redes, ni problemas con los niveles de tensión.

Finalmente, se ha obtenido un Caso Base adecuado, el cual será el punto de comparación con los casos que se analizarán a continuación.

En el caso donde el PMGD se incorpora a la Cabecera del Alimentador (Caso 1), no es necesario analizar el caso sin el transformador regulador debido a que las exigencias para el Alimentador son las mismas que para el Caso Base. En el Caso 4, no se analizará la situación con transformador regulador, debido a que éste se satura por los niveles de flujo de potencia que produce la incorporación del PMGD dentro del Alimentador. Para los otros casos se analizarán dos situaciones distintas, una considerando la incorporación del PMGD manteniendo el transformador regulador y otra sin el transformador regulador

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

con pequeñas modificaciones en algunos escenarios si fuese necesario, para cumplir con la normativa vigente.

5.5.2 Cálculos de Pérdidas de Potencia y Análisis de Casos ³⁹

Caso 1: Conexión de un PMGD en la Cabecera del Alimentador

El enlace modelado para el Estudio de Flujos de Potencia, se instaló en la Cabecera el Alimentador y se ejecutaron flujos de potencia balanceados, para cada uno de los escenarios en estudio.

Para lograr cumplir con la normativa vigente se debió realizar lo estipulado a continuación:

- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) para todos los años en estudio, se fijó el tap del transformador regulador en 4.
- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN) para todos los años en estudio, se fijó el tap del transformador regulador en 4.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Caso	Escenario					
	DMAX-GMAX			DMAX-GMIN		
Caso 1 (Con Transformador Regulador)						
Año	1	8	15	1	8	15
Voltaje Mínimo[pu]	0,96436	0,95519	0,94454	0,96407	0,95470	0,94437
Voltaje Máximo[pu]	1,01874	1,00942	1,00201	1,01840	1,00887	1,00101
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,21270	0,27153	0,35219	0,21278	0,27171	0,35228
Carga Máxima[%]	59,97786	68,86680	79,34809	59,99356	68,89842	79,36220
P Sist. Equiv[MW]	1,06940	2,34730	3,83240	6,33300	7,61190	9,09800
Q Sist. Equiv[MVAr]	-0,11310	0,06570	0,30680	-0,31540	-0,06650	0,25390

Tabla 5.27: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 1, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, considera Transformador Regulador del Caso Base

Como se puede ver en la tabla anterior, todas las variables eléctricas están dentro de los estándares establecidos en la normativa correspondiente, no existen sobrecargas en las redes, ni problemas con los niveles de tensión.

Ahora bien, haciendo una comparación entre las pérdidas obtenidas en el Caso Base en cada uno de los años en estudio, y los escenarios del Caso 1 para cada uno de los años en estudio, se obtienen los siguientes resultados:

³⁹ Se debe mencionar que en esta parte llamada, “Cálculos de Pérdidas de Potencia y Análisis de Casos”, se hablará de “pérdidas”, refiriéndose a “pérdidas de potencia”.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Comparación	Pérdidas Alimentador[MW]			Porcentaje con respecto al Caso Base[%]		
	Año 1	Año 8	Año 15	Año 1	Año 8	Año 15
Caso Base DMAX	0,213	0,271	0,353	100,000	100,000	100,000
Caso 1, Escenario DMAX GMAX	0,213	0,272	0,352	100,000	100,369	99,717
Caso 1, Escenario DMAX GMIN	0,213	0,272	0,352	100,000	100,369	99,717

Tabla 5.28: Comparación de resultados de pérdidas en el Alimentador, entre el Caso 1 y el Caso Base para cada uno de los años en estudio

Observando la tabla anterior, se puede decir que el comportamiento de las pérdidas en el período de evaluación, no es muy distinto al comportamiento de las pérdidas en el Caso Base, para cada uno de los años en estudio. Por lo que cuando se valoricen estas pérdidas no habrá mayor diferencia entre el Caso Base y el Caso 1, donde el PMGD está incorporado en la Cabecera del Alimentador.

En este caso específico, en donde el PMGD se incorpora a la Cabecera del Alimentador, no es relevante analizar el caso sin el transformador regulador debido a que las exigencias para el Alimentador son las mismas que para el Caso Base.

Ahora bien, analizando el cumplimiento de la normativa técnica, acerca del punto de repercusión, no se tuvieron problemas de nivel de tensión en el punto de repercusión asociado al PMGD en estudio.

Caso 2: Conexión de un PMGD cercano al Medio del Alimentador

La conexión de la Central, para el Estudio de Flujos de Potencia, se instaló en una zona cercana al medio del Alimentador y se ejecutaron flujos de potencia balanceados, para cada uno de los escenarios en estudio.

Al correr los flujos de potencia en los escenarios con Generación Máxima, se sobrecargaron 3 tramos del Alimentador. Los tramos sobrecargados eran de aluminio y poseían una capacidad de 0,221[kA], éstos fueron cambiados por conductores del mismo tipo, pero de mayor capacidad igual a 0,357[kA].

Los tramos saturados fueron reemplazados por conductores del mismo tipo, pero de mayor capacidad, lo cual permitió solucionar el problema de sobrecarga existente. No se realizó un análisis de elección óptima de conductores por no ser éste uno de los objetivos a los que se enfoca el presente trabajo de título. De todas formas, se debe mencionar que para un Estudio de Impacto Eléctrico Real se debe poseer un modelo de elección de conductores óptima siguiendo un criterio económico y técnico a la vez.

5.5.2.1 Se mantiene Transformador Regulador del Caso Base

Para el análisis de este caso se mantendrá el transformador regulador que está incorporado en el Caso Base para este Estudio.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Para lograr cumplir con la normativa vigente se debió realizar lo estipulado a continuación:

- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) para todos los años en estudio, se fijó el tap del transformador regulador en 0 (posición nominal). Tanto para el año 1, como para el año 8, se utilizó una consigna de operación para el PMGD de tal forma que éste absorbiera un 10% de su potencia nominal, equivalente a 0,802[MVAr]. Para el año 15 no hubo absorción de reactivos.
- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN) para todos los años en estudio, se fijó el tap del transformador regulador en 4.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Caso	Escenario					
	DMAX-GMAX			DMAX-GMIN		
Caso 2 (Con Transformador Regulador)						
Año	1	8	15	1	8	15
Voltaje Mínimo[pu]	1,00001	1,00002	0,99978	0,99395	0,98756	0,97816
Voltaje Máximo[pu]	1,05922	1,05179	1,05542	1,04848	1,03970	1,02955
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,32971	0,30565	0,28499	0,10880	0,14023	0,18749
Carga Máxima[%]	75,94358	73,59626	70,26253	53,68236	59,15014	65,99812
P Sist. Equiv[MW]	1,1717	2,36670	3,74900	6,22780	7,47920	8,93190
Q Sist. Equiv[MVAr]	0,6484	0,73550	0,01090	-0,50700	-0,29300	-0,01400

Tabla 5.29: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 2, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, considera Transformador Regulador del Caso Base

Observando la tabla anterior, se puede decir que, todas las variables eléctricas están dentro de los estándares establecidos en la normativa correspondiente, no existen sobrecargas en las redes, ni problemas con los niveles de tensión.

Se debe mencionar que las modificaciones realizadas en el punto de operación del PMGD, pueden no ser óptimas para la minimización de las pérdidas, pero es la forma más simple y fácil de arreglar problemas de niveles de tensión en el Alimentador en estudio, de todas maneras se buscó disminuir las pérdidas.

Se puede observar que, para el escenario de Demanda Máxima- Generación Máxima (DMAX-GMAX), las pérdidas van disminuyendo a medida que transcurre el período de evaluación, o sea, a medida que crece la demanda. En cambio, para el escenario de Demanda Máxima- Generación Mínima (DMAX-GMIN), las pérdidas van aumentando a medida que transcurre el período de evaluación, o sea, a medida que crece la demanda.

5.5.2.2 Desconexión del Transformador Regulador del Caso Base

Para el análisis de este caso se desconectará el transformador regulador que está incorporado en el Caso Base para este Estudio.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Para lograr cumplir con la normativa vigente se debió realizar lo estipulado a continuación:

- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX), tanto para el año 1, como para el año 8, se utilizó una consigna de operación para el PMGD de tal forma que éste absorbiera un 10% de su potencia nominal, equivalente a 0,802[MVAr]. Para el año 15 no hubo absorción de reactivos.
- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN) para todos los años en estudio, se fijó el tap del transformador regulador en 4.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Caso	Escenario					
	DMAX-GMAX			DMAX-GMIN		
Caso 2 (Sin Transformador Regulador)						
Año	1	8	15	1	8	15
Voltaje Mínimo[pu]	1,00004	1,00009	0,99988	0,97325	0,96009	0,94492
Voltaje Máximo[pu]	1,05471	1,04919	1,05474	1,00332	1,00008	0,99992
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,32982	0,29438	0,28590	0,10655	0,13824	0,18856
Carga Máxima[%]	75,93528	73,57193	70,26096	52,38358	58,15931	65,32630
P Sist. Equiv[MW]	1,1714	2,36640	3,74920	6,22430	7,47640	8,92980
Q Sist. Equiv[MVAr]	0,6424	0,72260	-0,00950	-0,44300	-0,23650	0,03180

Tabla 5.30: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 2, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, no considera Transformador Regulador del Caso Base

Como se puede observar en la tabla anterior, todas las variables eléctricas están dentro de los estándares establecidos en la normativa correspondiente, no existen sobrecargas en las redes, ni problemas con los niveles de tensión.

Al igual que en el Caso 2 con transformador regulador, en el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX), las pérdidas van disminuyendo a medida que transcurre el período de evaluación, o sea, a medida que crece la demanda. En cambio para el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN), las pérdidas van aumentando a medida que transcurre el período de evaluación, o sea, a medida que crece la demanda.

Comparando ambas situaciones, con y sin transformador regulador, se puede mencionar que el nivel de pérdidas entre ambas no difiere en más de un 4%. Dicho esto, existe la posibilidad de que la incorporación del transformador regulador al Alimentador, por parte de la empresa distribuidora, se podría retrasar a causa de la conexión del PMGD.

Debido a que no existen mayores diferencias entre las situaciones con y sin transformador regulador, se elegirá esta segunda alternativa para proseguir con el Estudio de Costos de Pérdidas, siguiendo un criterio económico.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Ahora bien, analizando el cumplimiento de la normativa técnica, acerca del punto de repercusión, se tuvieron problemas de nivel de tensión en el punto de repercusión de este Caso con la configuración usada, en los escenarios de Generación Máxima. Por lo que se debió modificar algunas consignas de operación, las cuales se explican a continuación:

- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) para todos los años en estudio, se desconectaron los cuatro bancos de condensadores existentes en el Alimentador. Para el año 8 y 15, se utilizó una consigna de operación para el PMGD de tal forma que éste absorbiera un 20% de su potencia nominal, equivalente a 1,604[MVAr]. Para el año 1, se utilizó un punto de operación para el PMGD, tal que éste absorbiera un 15% de su potencia nominal, equivalente a 1,203[MVAr].

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Caso	Escenario					
	DMAX-GMAX			DMAX-GMIN		
Caso 2 (Caso Final)						
Año	1	8	15	1	8	15
Voltaje Mínimo[pu]	0,99549	0,97706	0,96359	0,97325	0,96009	0,94492
Voltaje Máximo[pu]	1,03159	1,01940	1,01550	1,00332	1,00008	0,99992
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,34920	0,35143	0,33287	0,10655	0,13824	0,18856
Carga Máxima[%]	80,82611	80,80135	78,20153	52,38358	58,15931	65,32630
P Sist. Equiv[MW]	1,2052	2,42910	3,81550	6,22430	7,47640	8,92980
Q Sist. Equiv[MVAr]	2,4209	2,94010	3,03590	-0,44300	-0,23650	0,03180

Tabla 5.31: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 2, incluye modificaciones por punto de repercusión y no incorpora el Transformador Regulador

Observando la tabla anterior, se puede decir que, todas las variables eléctricas están dentro de los estándares establecidos en la normativa correspondiente y además, se está cumpliendo la NTCO, con respecto al punto de repercusión asociado al PMGD. Por lo tanto se ha obtenido una versión adecuada del Caso 2 para la posterior valorización de las pérdidas.

Ahora bien, haciendo una comparación entre las pérdidas obtenidas en el Caso Base en cada uno de los años en estudio, y los escenarios del Caso 2 (no considera conexión del Regulador, pero sí considera arreglos por problema del punto de repercusión) para cada uno de los años en estudio, se obtienen los siguientes resultados:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Comparación	Pérdidas Alimentador[MW]			Porcentaje con respecto al Caso Base[%]		
	Año 1	Año 8	Año 15	Año 1	Año 8	Año 15
Caso Base DMAX	0,213	0,271	0,353	100,000	100,000	100,000
Caso 2, Escenario DMAX GMAX	0,349	0,351	0,333	163,850	129,520	94,334
Caso 2, Escenario DMAX GMIN	0,107	0,138	0,189	50,235	50,923	53,541

Tabla 5.32: Comparación de resultados de pérdidas en el Alimentador, entre el Caso 2 y el Caso Base para cada uno de los años en estudio

Se puede observar, en la tabla anterior, que existe una elevación de las pérdidas en los escenarios relacionados con Generación Máxima, pero ya en el año 15 se puede observar que las pérdidas empiezan a disminuir, en comparación con el Caso Base.

En los escenarios relacionados con Generación Mínima las pérdidas son casi un 50% de las pérdidas existentes en el Caso Base, dentro del período de evaluación. Se debe destacar eso si que las pérdidas, en este caso, poseen un leve aumento dentro del período de evaluación.

Caso 3: Conexión de un PMGD en Zona mayor Demanda del Alimentador

La conexión de la Central para el Estudio de Flujos de Potencia, se instaló en la una zona donde se concentra la mayor demanda del Alimentador y se ejecutaron flujos de potencia balanceados, para cada uno de los escenarios en estudio.

5.5.2.3 Se mantiene Transformador Regulador del Caso Base

Para el análisis de este caso se mantendrá el transformador regulador que está incorporado en el Caso Base para este Estudio.

Para lograr cumplir con la normativa vigente se debió realizar lo estipulado a continuación:

- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) para todos los años en estudio, se fijó el tap del transformador regulador en 3 y no hubo absorción de reactivos por parte del PMGD.
- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN) para todos los años en estudio, se fijó el tap del transformador regulador en 3.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Caso	Escenario					
Caso 3 (Con Transformador Regulador)	DMAX-GMAX			DMAX-GMIN		
Año	1	8	15	1	8	15
Voltaje Mínimo[pu]	0,99872	0,98948	0,97952	0,97509	0,96612	0,95516
Voltaje Máximo[pu]	1,05348	1,04386	1,03347	1,02851	1,01916	1,00770
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,16039	0,17293	0,19805	0,15141	0,19681	0,26160
Carga Máxima[%]	53,62434	59,06626	65,88164	53,97299	59,67206	66,83451
P Sist. Equiv[MW]	1,01540	2,24740	3,67730	6,27160	7,53700	9,00730
Q Sist. Equiv[MVAr]	-0,27770	-0,15050	0,02470	-0,41770	-0,18700	0,11540

Tabla 5.33: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 3, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, considera Transformador Regulador del Caso Base

Como se puede ver en la tabla anterior, todas las variables eléctricas están dentro de los estándares establecidos en la normativa correspondiente, no existen sobrecargas en las redes, ni problemas con los niveles de tensión.

Además, para todos los escenarios tanto de Generación Máxima y Generación Mínima, las pérdidas van aumentando a medida que transcurre el período de evaluación, o sea, a medida que crece la demanda.

5.5.2.4 Desconexión del Transformador Regulador del Caso Base

Para el análisis de este caso se desconectará el transformador regulador que está incorporado en el Caso Base para este Estudio.

Para lograr cumplir con la normativa vigente se debió realizar lo estipulado a continuación:

- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) para todos los años en estudio, se fijó el tap del transformador regulador en 3 y no hubo absorción de reactivos por parte del PMGD.
- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN) para todos los años en estudio, se fijó el tap del transformador regulador en 3. Sin ningún tipo de absorción de reactivos. Se debió agregar al Alimentador bancos de condensadores en posiciones estratégicas de tal forma que elevaran los niveles de tensión que tenían problemas. Se cambió el único banco de condensadores que quedaba cercano a la Cabecera del Alimentador y se instaló en una rama de este mismo. Además, se añaden 0,9[MVAr] en la Cola del Alimentador.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Caso	Escenario					
Caso 3 (Sin Transformador Regulador)	DMAX-GMAX			DMAX-GMIN		
Año	1	8	15	1	8	15
Voltaje Mínimo[pu]	0,97516	0,96249	0,94662	0,97341	0,95955	0,94339
Voltaje Máximo[pu]	1,01741	1,01465	1,01061	1,00019	1,00003	1,00009
Pérdidas Totales sin LG[MW]	0,15853	0,17226	0,19938	0,30926	0,35172	0,41297
Carga Máxima[%]	52,34340	58,08237	65,25097	82,07252	85,33664	89,82489
P Sist. Equiv[MW]	1,01320	2,24610	3,67790	6,42920	7,69150	9,15820
Q Sist. Equiv[MVAr]	-0,20700	-0,09160	0,07460	-1,14530	-0,89410	-0,57200

Tabla 5.34: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 3, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, posee Modificaciones y no considera Transformador Regulador del Caso Base

Observando la tabla anterior, se puede decir que, todas las variables eléctricas están dentro de los estándares establecidos en la normativa correspondiente, no existen sobrecargas en las redes, ni problemas con los niveles de tensión.

Además, que para todos los escenarios tanto de Generación Máxima y Generación Mínima, las pérdidas van aumentando a medida que transcurre el período de evaluación, o sea, a medida que crece la demanda.

Comparando ambas situaciones, con y sin transformador regulador, se puede mencionar que el nivel de pérdidas entre ambas, para los escenarios con Generación Máxima, no difiere en más de un 2%. No ocurre lo mismo con los escenarios de Generación Mínima, en donde las pérdidas del caso sin transformador regulador superan en más de un 50% las pérdidas del caso con transformador regulador, esto se debe a la incorporación de bancos de condensadores en el Alimentador, que aumentan el flujo de potencia por los tramos de éste.

Planteado lo anterior, se puede decir que el ingreso del PMGD puede retrasar las inversiones de la empresa distribuidora en la compra del transformador regulador, pero aumenta las pérdidas dentro del Alimentador, por lo tanto se elegirá el caso con transformador regulador para el Estudio de Costos de Pérdidas.

Analizando el cumplimiento de la normativa técnica, acerca del punto de repercusión, no se tuvieron problemas de nivel de tensión en el punto de repercusión asociado al PMGD en estudio.

Ahora bien, haciendo una comparación entre las pérdidas obtenidas en el Caso Base en cada uno de los años en estudio, y los escenarios del Caso 3 (considera conexión del Regulador) para cada uno de los años en estudio, se obtienen los siguientes resultados:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Comparación	Pérdidas Alimentador[MW]			Porcentaje con respecto al Caso Base[%]		
	Año 1	Año 8	Año 15	Año 1	Año 8	Año 15
Caso Base DMAX	0,213	0,271	0,353	100,000	100,000	100,000
Caso 3, Escenario DMAX GMAX	0,160	0,173	0,198	75,117	63,838	56,091
Caso 3, Escenario DMAX GMIN	0,151	0,197	0,262	70,892	72,694	74,221

Tabla 5.35: Comparación de resultados de pérdidas en el Alimentador, entre el Caso 3 y el Caso Base para cada uno de los años en estudio

Al observar la tabla anterior, se puede ver que existe una disminución de las pérdidas tanto en los escenarios relacionados con Generación Máxima, como en los escenarios relacionados con Generación Mínima, en comparación con el Caso Base.

Caso 4: Conexión de un PMGD en Cola del Alimentador

La conexión de la Central para el Estudio de Flujos de Potencia, se instaló en la Cola el Alimentador y se ejecutaron flujos de potencia balanceados, para cada uno de los escenarios en estudio.

Para el año 15 se satura el transformador regulador del Caso Base, en más del doble de su capacidad, para el escenario de Demanda Máxima. En los años 1 y 8 también existe un problema de saturación en un poco menos del 200%. Por lo que, en este caso específico, en donde el PMGD que está conectado en la Cola del Alimentador, se optó por sacar el transformador regulador, debido a su saturación y a que una nueva ubicación no aportaba mayormente al buen funcionamiento de las variables eléctricas en el Alimentador.

Al correr los flujos de potencia se encontraron sobrecargas en más de 80 tramos del Alimentador, tal como se puede observar en la figura presentada a continuación:



Figura 5.8: Tramos sobrecargados dentro del Alimentador para escenarios relacionados con Generación Máxima

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Los tramos saturados fueron reemplazados por conductores del mismo tipo, pero de mayor capacidad, lo cual permitió solucionar el problema de sobrecarga existente. No se realizó un análisis de elección óptima de conductores por no ser éste uno de los objetivos a los que se enfoca el presente trabajo de título. De todas formas se debe mencionar que para un Estudio de Impacto Eléctrico Real se debe poseer un modelo de elección de conductores óptima siguiendo un criterio económico y técnico a la vez.

Entonces se debió modificar el caso y escenario estudiados para poder realizar los cálculos de las pérdidas en el Alimentador para el período en estudio.

Generalmente el caso más adverso es el que se obtiene con el perfil de demanda del año 15, es por ello que allí se realizan las simulaciones, pero existe una excepción a la regla, el Caso 4 de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX). Aunque se tengan mayores pérdidas en la versión 2 del Caso 4 DMAX-GMAX, se dejará ésta para arreglar el punto de repercusión debido a que el año 1 provocó mayores requerimientos para el Alimentador. Así los otros años en estudio incluirán las modificaciones que requirió el Alimentador en el año 1.

Manteniendo la configuración del Alimentador experimentada en el año 1, donde se encontraron los mayores requerimientos para éste, se procede a correr flujos de potencia para proseguir con el Estudio de Costos de Pérdidas. Para lograr cumplir con la normativa vigente se debió realizar lo estipulado a continuación:

- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) para todos los años en estudio, se desconectaron los cuatro bancos de condensadores existentes en el Alimentador y se instaló un reactor de capacidad igual a 0,3[MVAr] en el punto de repercusión asociado al PMGD de este caso en estudio (Caso 4). Ahora bien, para los años 1 y 8 se fijó un punto de operación tal para el PMGD que éste absorbiera 20% de reactivos, equivalentes a 1,604[MVAr]. Para el año 15 se fijó un punto de operación tal para el PMGD que éste absorbiera 15% de reactivos, equivalentes a 1,203[MVAr].
- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Mínima (DMAX-GMIN) para todos los años en estudio, se desconectaron los cuatro bancos de condensadores existentes en el Alimentador. No hubo absorción de reactivos en ninguno de los años en estudio.

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Caso	Escenario					
Caso 4 (Sin Transformador Regulador)	DMAX-GMAX			DMAX-GMIN		
Año	1	8	15	1	8	15
Voltaje Mínimo[pu]	0,98873	0,98335	0,98366	0,98183	0,97489	0,96499
Voltaje Máximo[pu]	1,05530	1,04872	1,05591	1,00772	1,00400	1,00500
Pérdidas Totales sin LG[MW]	1,03697	1,00243	0,88648	0,06627	0,08588	0,11702
Carga Máxima[%]	96,90037	96,89285	93,86172	33,08537	41,83245	51,98305
P Sist. Equiv[MW]	1,89250	3,07770	4,36410	6,18570	7,42510	8,86140
Q Sist. Equiv[MVAr]	3,90350	3,96660	3,54200	0,71050	0,88810	1,12180

Tabla 5.36: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 4, Escenarios con Demanda Máxima para Años en estudio, posee Modificaciones necesarias para Año 1 y no considera Transformador Regulador del Caso Base

Observando la tabla anterior, se puede decir que, todas las variables eléctricas están dentro de los estándares establecidos en la normativa correspondiente, no existen sobrecargas en las redes, ni problemas con los niveles de tensión.

Por otro lado, se puede ver que, para el escenario de Demanda Máxima- Generación Máxima (DMAX-GMAX), las pérdidas van disminuyendo a medida que transcurre el período de evaluación, o sea, a medida que crece la demanda. En cambio para el escenario de Demanda Máxima- Generación Mínima (DMAX-GMIN), las pérdidas van aumentando a medida que transcurre el período de evaluación, o sea, a medida que crece la demanda.

Ahora bien, analizando el cumplimiento de la normativa técnica, acerca del punto de repercusión, se tuvieron problemas de nivel de tensión en el punto de repercusión de este Caso con la configuración usada, en los escenarios de Generación Máxima. Por lo que se debió modificar algunas consignas de operación, las cuales se explican a continuación:

- En el escenario de Demanda Máxima-Generación Máxima (DMAX-GMAX) para todos los años en estudio, se desconectaron los cuatro bancos de condensadores existentes en el Alimentador y se reemplazo el reactor que se había conectado por uno de mayor capacidad igual a 1,125[MVAr]. Para el año 15, se utilizó una consigna de operación para el PMGD de tal forma que éste absorbiera un 20% de su potencia nominal, equivalente a 1,604[MVAr]. Para el año 8, se utilizó un punto de operación para el PMGD, tal que éste absorbiera un 15% de su potencia nominal, equivalente a 1,203[MVAr]. Y por último para el año 1, se utilizó un punto de operación para el PMGD, tal que éste absorbiera un 10% de su potencia nominal, equivalente a 0,802[MVAr].

Los resultados de las variables eléctricas más relevantes del modelo para el caso en estudio son:

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Caso	Escenario					
Caso 4 (Versión Final)	DMAX-GMAX			DMAX-GMIN		
Año	1	8	15	1	8	15
Voltaje Mínimo[pu]	0,98762	0,97650	0,96430	0,98183	0,97489	0,96499
Voltaje Máximo[pu]	1,04872	1,02857	1,02600	1,00772	1,00400	1,00500
Pérdidas Totales sin LG[MW]	1,03081	1,08515	1,15978	0,06627	0,08588	0,11702
Carga Máxima[%]	92,30520	95,68444	99,59337	33,08537	41,83245	51,98305
P Sist. Equiv[MW]	1,88480	3,16130	4,64420	6,18570	7,42510	8,86140
Q Sist. Equiv[MVAr]	4,01770	4,57540	5,19900	0,71050	0,88810	1,12180

Tabla 5.37: Resultados de Variables Eléctricas Relevantes para el Caso 4, incorpora modificaciones por punto de repercusión y no considera Transformador Regulador

Como se puede ver en la tabla anterior, todas las variables eléctricas están dentro de los estándares establecidos en la normativa correspondiente y además, se está cumpliendo la NTCO, con respecto al punto de repercusión asociado al PMGD. Por lo tanto se ha obtenido una versión adecuada del Caso 4 para la posterior valorización de las pérdidas.

Ahora bien, haciendo una comparación entre las pérdidas obtenidas en el Caso Base en cada uno de los años en estudio, y los escenarios del Caso 4 para cada uno de los años en estudio, se obtienen los siguientes resultados:

Comparación	Pérdidas Alimentador[MW]			Porcentaje con respecto al Caso Base[%]		
	Año 1	Año 8	Año 15	Año 1	Año 8	Año 15
Caso Base DMAX	0,213	0,271	0,353	100,000	100,000	100,000
Caso 4, Escenario DMAX GMAX	1,031	1,085	1,160	484,038	400,369	328,612
Caso 4, Escenario DMAX GMIN	0,066	0,086	0,117	30,986	31,734	33,144

Tabla 5.38: Comparación de resultados de pérdidas en el Alimentador, entre el Caso 4 y el Caso Base para cada uno de los años en estudio.

Se puede observar, en la tabla anterior, que existe un aumento de las pérdidas en los escenarios relacionados con Generación Máxima, en más de un 300% pero éstas empiezan a disminuir a medida que crece la demanda (durante el período de evaluación), en comparación con el Caso Base.

En los escenarios relacionados con Generación Mínima las pérdidas son menores a un 34% de las pérdidas existentes en el Caso Base, dentro del período de evaluación. Se debe destacar eso si que las pérdidas, en este caso, poseen un leve aumento dentro del período de evaluación.

Los resultados de pérdidas de los años que no fueron considerados para el análisis, serán presentados en la sección de valorización de pérdidas presentada a continuación.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

5.5.3 Valorización de Pérdidas de Energía y Potencia

En esta sección se presentará un análisis económico enfocado a la valorización de pérdidas, tanto de potencia como de energía, de cada uno de los casos que se modelaron en la parte anterior. Primero, se extrapolaron los datos de pérdidas de potencia encontrados, mediante una curva de tendencia cuadrática, obteniendo un valor de pérdidas de potencia para cada uno de los 15 años del período de evaluación.

En base a las pérdidas de potencia determinadas para los 15 años del período de evaluación, se estimaron las pérdidas de energía para esos años en base al factor de carga de las pérdidas asociado al Alimentador en estudio, mediante la siguiente fórmula:

$$E_L^i = P_L^i \cdot f_{CL} \cdot 8760$$

Donde,

E_L^i : Pérdidas de Energía en el año i

P_L^i : Pérdidas de Potencia en el año i

f_{CL} : Factor de carga de las pérdidas

Según información proporcionada por la empresa distribuidora, se tiene que el factor de carga del Alimentador en estudio es igual a 0,435 en el año 2009. Este valor es el que se utilizó para calcular el factor de carga de las pérdidas del Alimentador, mediante la fórmula presentada a continuación, comúnmente utilizada en redes de distribución:

$$f_{CL} = 0,7 \cdot f_C^2 + 0,3 \cdot f_C$$

Donde,

f_{CL} : Factor de carga de las pérdidas

f_C : Factor de carga del Alimentador

Posteriormente, se valorizaron los resultados de pérdidas de energía y de potencia de cada uno de los años del período de evaluación. El análisis económico, consideró la valorización de pérdidas, tanto de energía como de potencia, compra de equipos, costos de refuerzos y posibles retrasos de compra de equipos que pudiese beneficiar a la empresa distribuidora, según cada caso y escenario en estudio. Este análisis pretende comparar las distintas alternativas de conexión del PMGD y sus escenarios correspondientes, desde un punto de vista económico. Por otro lado, hay que recalcar el hecho de que un PMGD, sí podría retrasar las inversiones que tenga que realizar la empresa distribuidora en un horizonte de 15 años, pero que no se justifica valorizar este retraso porque frente a cualquier falla que se produzca en el PMGD, la seguridad y calidad de servicio de la red de distribución se ve afectada.

Para la valorización de las pérdidas de potencia y de energía se utilizó el valor de precio de nudo de potencia y energía, respectivamente, de la barra Polpaico 220[kV], correspondiente al Informe de

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Precios de Nudo, Abril 2009, publicado por la CNE. El valor para el precio de nudo de potencia es igual a $5.253,11 \left[\frac{\$}{kW/mes} \right]$ y el valor para el precio de nudo de energía es igual a $50,330 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$ [28]. La tasa de actualización para obtener el valor presente de las pérdidas que se utilizó fue igual a 10% y el período de evaluación fue de 15 años, conforme lo establece el marco regulatorio vigente para el cálculo del VAD.

Los resultados de la extrapolación realizada con los datos obtenidos en la parte “Cálculos de Pérdidas de Potencia y Análisis de Casos”, la curva de tendencia de las pérdidas de potencia, los resultados de pérdidas de potencia y de energía, para cada uno de los años pertenecientes al período de evaluación y para cada uno de los casos y escenarios en estudio y finalmente, los resultados de la valorización de las pérdidas, y el valor presente de éstas, se presentarán en la sección de Anexos del presente trabajo de título, específicamente en el Anexo C.

A continuación, se presentará una tabla resumen, en la cual aparecen los valores presentes de las pérdidas, correspondientes a la suma entre el valor presente de las pérdidas de potencia y el valor presente de las pérdidas de energía, de cada uno de los casos y sus respectivos escenarios, junto con la diferencia entre el valor presente de las pérdidas del Caso Base y el valor presente de las pérdidas, en cada uno de los casos y escenarios en estudio:

Casos	Valores Presentes de Pérdidas [Miles\$]	Diferencia entre Valores Presentes de Pérdidas [Miles\$]
Caso Base DMAX	352.146	0
Caso 1, GMAX	352.815	-669
Caso 1, GMIN	352.815	-669
Caso 2, GMAX	475.457	-123.311
Caso 2, GMIN	179.665	172.481
Caso 3, GMAX	232.441	119.705
Caso 3, GMIN	254.879	97.268
Caso 4, GMAX	1.461.329	-1.109.183
Caso 4, GMIN	111.563	240.583

Tabla 5.39: Tabla Resumen de Valorización Presente de Pérdidas y Diferencia entre Valor Presente de Pérdidas Caso Base y Valor Presente de Pérdidas Casos en estudio

Los valores destacados en rojo en la tabla anterior, dan cuenta que las pérdidas en estos casos y escenarios específicos son mayores que las que se produjeron en el Caso Base, por lo que existe un costo adicional producto de las pérdidas que debe costear el dueño del PMGD. En cambio en los otros casos y escenarios específicos, donde los datos de diferencia entre valores presentes de pérdidas están en negro, existen ahorros en los costos de pérdidas producto de la incorporación del PMGD en la red de distribución primaria. Estos ahorros deben ser restados a los costos adicionales que puedan existir en cada caso y escenario correspondiente.

Por otro lado, se puede observar que en el Caso 1, a diferencia de lo que se estipuló en el “Análisis Técnico” del Capítulo 4 “Estudio Técnico, Económico y Regulatorio”, las pérdidas aumentaron

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

en comparación con las pérdidas del Caso Base. Pero este aumento, es despreciable debido a que las diferencias son menores a 1% con respecto al valor presente de pérdidas en el Caso Base. La existencia de esta diferencia puede deberse a que el ingreso del PMGD en la cabecera del Alimentador aumentó el nivel de tensión de ésta, lo que provocó tener que cambiar la consigna de tensión en la red equivalente, para mantener el nivel de tensión en 1[pu] en la cabecera del Alimentador. Al cambiar la consigna de tensión de la red equivalente se producen diferencias mínimas en los flujos de potencia que entrega o absorbe la barra slack de esta red, lo que finalmente, puede traer consigo las diferencias encontradas entre las pérdidas de este Caso y las pérdidas del Caso Base.

A continuación, se presenta una tabla con los costos y precios que fueron utilizados para el análisis económico:

Precio/ Costo	Valor	Unidad
Transformador Regulador 13,2/13,2[kV], 100[A]	35.453	Miles\$
Refuerzos de Conductores, Caso 2	4.179	Miles\$
Refuerzos de Conductores, Caso 4	83.318	Miles\$

Tabla 5.40: Precios de Regulador y Costos de Refuerzos de Conductores para los Casos 2 y 4⁴⁰

Utilizando los precios y costos de la tabla anterior se pudo valorizar los costos adicionales de inversión. Por otro lado, se pudieron valorizar los ahorros de pérdidas que experimentaron algunos casos y escenarios específicos, a causa de la operación del PMGD en el período de evaluación. Antes de mostrar los resultados de las valorizaciones se enlistarán los costos relativos a cada uno de los casos y escenarios en estudio:

- Para ambos escenarios pertenecientes al Caso 1, no hubo que invertir en refuerzos de conductores, ni en otros equipos de compensación, por lo que los costos o ahorros serán producto de la diferencia entre el valor presente de las pérdidas del Caso Base y el valor presente de las pérdidas del Caso 1.
- En ambos escenarios del Caso 2, se tuvo que reforzar 3 tramos del Alimentador, cuyo costo total fue de 4.179 miles de pesos. Y junto con ello se debe agregar o restar la diferencia entre el valor presente de las pérdidas del Caso Base y el valor presente de las pérdidas del Caso 2, dependiendo si constituye un costo o un ahorro en la valorización de pérdidas, según corresponda.
- Para ambos escenarios pertenecientes al Caso 3, al igual que en Caso 1, no hubo que invertir en refuerzos de conductores, ni en otros equipos de compensación, por lo que los costos o ahorros serán producto de la diferencia entre el valor presente de las pérdidas del Caso Base y el valor presente de las pérdidas del Caso 3.
- En ambos escenarios del Caso 4, se tuvo que reforzar más de 80 tramos del Alimentador, cuyo costo total fue de 83.318 miles de pesos. Y junto con ello se debe agregar o restar la diferencia entre el valor presente de las pérdidas del Caso Base y el valor presente de las

⁴⁰ Costos y Precios son datos de información recopilada en GTD Ingenieros Consultores Ltda.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

pérdidas del Caso 4, dependiendo si constituye un costo o un ahorro en la valorización de pérdidas, según corresponda.

La valorización de costos adicionales parciales y ahorros por operación del PMGD se muestra a continuación, en la siguiente tabla:

Casos	Costos Adicionales de Inversión [Miles\$]	Ahorros Presentes de Pérdidas [Miles\$]
Caso 1, GMAX	0	-669
Caso 1, GMIN	0	-669
Caso 2, GMAX	4.179	-123.311
Caso 2, GMIN	4.179	172.481
Caso 3, GMAX	0	119.705
Caso 3, GMIN	0	97.268
Caso 4, GMAX	83.318	-1.109.183
Caso 4, GMIN	83.318	240.583

Tabla 5.41: Costos Adicionales Parciales y Ahorros producto de la incorporación y operación del PMGD

Para ambos escenarios pertenecientes al Caso 1, los ahorros presentes de pérdidas, indicados en rojo, son negativos, por lo que pasarían a ser costos por el aumento en las pérdidas producto de la operación del PMGD, lo que finalmente trae como consecuencia la elevación de los costos de conexión. Este aumento es menor a un 1% en comparación al valor presente de pérdidas en el Caso Base, y se puede deber a lo que se explicó recientemente sobre la fijación de la consigna del nivel de tensión de la red equivalente. El ingreso del PMGD en la cabecera del Alimentador aumentó el nivel de tensión de ésta, lo que provocó tener que cambiar la consigna de tensión en la red equivalente, para mantener el nivel de tensión en 1[pu] en la cabecera del Alimentador. Al cambiar la consigna de tensión de la red equivalente se producen diferencias mínimas en los flujos de potencia que entrega o absorbe la barra slack de esta red, lo que finalmente, puede traer consigo las diferencias encontradas entre las pérdidas de este Caso y las pérdidas del Caso Base.

Para el Caso 2 se tienen dos situaciones completamente distintas entre ambos escenarios, en el escenario de Generación Máxima se produce un aumento en los costos de conexión, debido a que existe un costo por el aumento de pérdidas en este escenario y caso específico (valor destacado en rojo en la tabla anterior), en cambio en el escenario de Generación Mínima se produce un ahorro en los costos de conexión a causa de la operación del PMGD, debido a que el valor presente de las pérdidas de este caso y escenario específico es menor que el valor presente de pérdidas del Caso Base. En consecuencia, si se pudiese elegir libremente la capacidad del PMGD, como en el caso de centrales eólicas y de biomasa, estando en una zona cercana al medio del Alimentador en estudio, se elegiría la alternativa de instalar un generador de pequeña capacidad, para de esta forma minimizar los costos de conexión que tenga que pagar el dueño del PMGD. Si no se pudiese elegir la capacidad, como en el caso de una central hidráulica o de geotermia, se tendría que hacer una evaluación más detallada de los costos de conexión.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

La instalación del PMGD en una zona de gran demanda del Alimentador en estudio, como es el Caso 3, para ambos escenarios de generación, existe un ahorro en los costos de conexión producto del ahorro en costos de pérdidas.

Finalmente, en el Caso 4 escenario de Generación Máxima, existe un aumento excesivo de los costos de conexión producto del gran aumento en el costo de las pérdidas, más de 4 veces el valor de los costos de pérdidas del Caso Base. En cambio, en el escenario de Generación Mínima, existe una disminución en los costos de conexión producto del ahorro en costos de pérdidas. Nuevamente, al igual que en Caso 2, si se pudiese elegir libremente la capacidad del PMGD, como en el caso de centrales eólicas y de biomasa, estando en una zona cercana a la cola del Alimentador en estudio, se elegiría la alternativa de instalar un generador de pequeña capacidad, para de esta forma minimizar los costos de conexión que tenga que pagar el dueño del PMGD. Si no se pudiese elegir la capacidad, como en el caso de una central hidráulica o de geotermia, se tendría que hacer una evaluación más detallada de los costos de conexión. De todas formas, se quiere mencionar, siguiendo un criterio lógico, que conectar un PMGD de gran capacidad en la cola del Alimentador, en donde no se concentra la mayor concentración de demanda, no es una alternativa factible.

5.5.4 Comentarios relacionados con Estudio de Costos de Pérdidas de un PMGD

En el presente Estudio de Costos de Pérdidas se calcularon las pérdidas, tanto de energía como de potencia, producidas por la incorporación del PMGD y las pérdidas existentes en el Caso Base, dentro de un Alimentador real. Estas pérdidas se valorizaron a los precios de nudo de la subestación troncal Polpaico, los cuales se tomaron como parámetros del Estudio. Posteriormente, se analizó si el impacto en las pérdidas por la incorporación del PMGD, hace aumentar o disminuir los costos de conexión del PMGD en estudio. Este análisis se realizó para un período de evaluación de 15 años, con una tasa de actualización de un 10%, tal como se estipula en el DFL N°4.

Para realizar los cálculos de pérdidas de potencia se tomaron sólo tres de los 15 años correspondientes al período de evaluación estipulado. Los años contemplados para el Estudio fueron el año 1, el año 8 y el año 15, luego para obtener las pérdidas de potencia de los restantes años se extrapolaron los valores, según una curva de tendencia cuadrática. Se estudiaron dos escenarios: Demanda Máxima-Generación Máxima y Demanda Máxima-Generación Mínima de la zona en donde se contempla la conexión del PMGD.

En base a las pérdidas de potencia determinadas para los 15 años del período de evaluación, se estimaron las pérdidas de energía para esos años en base al factor de carga de las pérdidas asociado al Alimentador en estudio.

Al realizar el Estudio de Costos de Pérdidas se tuvo que verificar el cumplimiento de los estándares de variables eléctricas y del comportamiento del nivel de tensión en el punto de repercusión asociado al PMGD en estudio, tal como se verificó en el Estudio de Flujos de Potencia de una forma más detallada.

Implementación y Pruebas: Aplicado a Generación Distribuida

Se debe mencionar que la metodología utilizada para el desarrollo del Estudio de Costos de Pérdidas, puede ser utilizada en otros proyectos de generación distribuida, sólo si la empresa distribuidora está de acuerdo con ello. Esto podría ser una barrera para futuros inversionistas en PMGD, porque la empresa distribuidora podría dificultar el desarrollo de estudios necesarios para la incorporación de este tipo de medios de generación si así lo quisiese, no aceptando, por ejemplo, metodologías simplificadas para el desarrollo de estudios, como la que se utilizó en el Estudio presentado recientemente.

Al igual como se destacó en los comentarios finales del Estudio de Flujos de Potencia, se debe comentar que las configuraciones de casos y escenarios encontradas para que cumplieren la norma, pueden no ser las más adecuadas según un punto de vista económico. Para poder obtener configuraciones óptimas es necesario tener modelos de optimización que permitan una mejor elección de conductores, localización de equipos y minimización de pérdidas. Se necesita un modelo para ubicar en forma adecuada los reguladores de tensión dentro de la red de distribución, y así evitar el uso de reguladores adicionales por una mala localización de estos equipos eléctricos. Por otro lado, se necesita un modelo que entregue la alternativa más económica entre elección de conductores, minimización de pérdidas y compra de equipos, para un período de evaluación de 15 años y una tasa de actualización de un 10%.

Del análisis efectuado se puede concluir que según la localización del PMGD en el Alimentador y según distintas capacidades del PMGD a conectar en el Alimentador, la diferencia en pérdidas puede ser considerablemente grande. Por lo que se corrobora la importancia que posee el Estudio de Costos de Pérdidas como un Estudio tanto de Prefactibilidad como de Factibilidad de un proyecto de Generación Distribuida.

La aseveración, “si existe un ahorro en pérdidas considerable en el sistema eléctrico correspondiente entonces se podrían retrasar las inversiones proyectadas en la red de distribución eléctrica”, no pudo ser corroborada plenamente. Efectivamente, existen casos y escenarios que permiten obtener ahorros en pérdidas considerables, tanto así que se podrían retrasar las inversiones que tuviese planificada la empresa distribuidora, pero lamentablemente, al tener sólo una central conectada en sus redes, no se puede asegurar ni la seguridad, ni la calidad de servicio futuros en la red de distribución. Es por este motivo que la empresa distribuidora no considera como un ahorro adicional el posible retraso de sus inversiones descontándose a los costos adicionales de conexión, debido a que se puede correr el riesgo de que su servicio se vea afectado por alguna falla en el PMGD. Se prevé, que cuando se incorporen más PMGD en la red de distribución, éstos se podrán coordinar y asegurar la entrega de potencia, evitando así los problemas de seguridad que pudieran surgir. Es por ello la importancia de realizar estudios en el área de la Generación Distribuida, especialmente en la forma de coordinación que pudiesen tener los PMGD en redes de distribución aplicadas al caso chileno, esto es el concepto de un Generador Virtual, que permita la coordinación inteligente de los PMGD.

Capítulo 6:

Conclusiones y Trabajo Futuro

El presente trabajo de Título define una guía metodológica para inversionistas que quieran invertir en generación eléctrica mediante el uso de energías renovables, junto con la especificación de los estudios que se necesitan realizar para el correcto ingreso de un PMGD en los sistemas eléctricos de distribución.

La normativa y reglamentación existente actualmente en Chile, relacionada con ERNC, fomenta, con distintos niveles de profundidad el ingreso de inversionistas en el sector de generación eléctrica mediante energías renovables. Pero aún, es necesario crear normativas que permitan reducir el riesgo que presentan las inversiones en proyectos de generación eléctrica mediante energías renovables. Además, en materias técnicas, es necesario normar, el posible ingreso de más de un PMGD en una misma red de distribución, por lo que se debe realizar un diseño y desarrollo planificado de la red eléctrica, para mantener la seguridad y calidad de servicio.

Desde un punto de vista regulatorio, se debe tener presente la posibilidad de que los PMGD, dentro de un mismo sistema de distribución, se coordinen entre ellos, pudiendo ofrecer, no sólo suficiencia energética, sino también seguridad energética y algunos servicios complementarios. Por el momento, a los dueños de PMGD, no se les puede pagar por seguridad, debido a que, según normativa, éstos se coordinan con la empresa distribuidora y no con el CDEC correspondiente.

Por otro lado, al considerar la alternativa de la coordinación de PMGD, se podría estudiar la posibilidad que existe de retrasar inversiones en la red de distribución, que pudiesen transformarse en una reducción de costos de conexión.

La exigencia de cuotas de generación de ERNC, permite la posibilidad de comercializar, por parte de cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de ERNC, el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica. Este mecanismo de apoyo a las ERNC impulsado en Chile, puesto en marcha el presente año (2010), trae consigo la incertidumbre de si éste sistema funcionará o no como un incentivo para el ingreso de nuevos participantes en el área de generación eléctrica mediante energías

Conclusiones y Trabajo Futuro

renovables. Cabe señalar la conveniencia que el gobierno realice una investigación del efecto que causará este mecanismo de cuotas en el mercado eléctrico chileno y qué efectos tendrá directamente en los MGNC, considerando los 14 años en los cuales se establecen las cuotas de ERNC.

Por otro lado, el que Chile esté adscrito al protocolo de Kyoto, permite que aquellos dueños de MGNC que quieran participar en el Mecanismo de Desarrollo Limpio, perteneciente a este protocolo, puedan obtener ingresos adicionales que no poseen otros proyectos de generación eléctrica tradicional.

Dentro de los estudios de impacto eléctrico existentes, una de las barreras más importantes al momento de realizar este tipo de estudios, es la información errónea que proporciona las empresas distribuidoras para ello.

Según la normativa vigente, las empresas de distribución deben entregar toda la información necesaria para la correcta incorporación de PMGD en redes de distribución, además de realizar las labores asociadas a las obras adicionales que se deben desarrollar para la correcta incorporación del PMGD. En consecuencia de esto, el desarrollador de los estudios de impacto eléctrico, debe necesariamente verificar y comprobar, antes del inicio del estudio, la calidad de la información proporcionada por la empresa distribuidora, con el fin de evitar retrasos en el desarrollo de los estudios posteriores.

Los Estudios de Impacto Eléctrico deben dejar en claro cuál es el impacto que produce la incorporación de un PMGD ya sea, en equipos eléctricos, protecciones, entre otros. Ni las empresas distribuidoras, ni la SEC, deberían requerir mayor detalle de este tipo de estudios, sólo se debe exigir exactamente el mismo nivel de detalle que a los estudios que se les aplican a proyectos de generación tradicional. Ahora bien, de los análisis realizados, se puede mencionar que en el estudio de flujo de potencia, lo más importante es encontrar una ubicación para el PMGD, que permita una alternativa técnicamente viable y además, permita reducir los costos de conexión lo más posible.

Es conveniente que el Estudio de Flujos de Potencia se realice en forma simultánea con el Estudio de Costos de Pérdidas, debido a que la valorización de las pérdidas puede desechar o aceptar una alternativa de conexión, por su gran influencia en los costos de conexión.

En Enero de 2010 se publicó la resolución exenta N°75, que Aprueba Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, la cual estipula que un PMGD sólo incurrirá en un pago por uso del sistema de subtransmisión, si inyecta directamente a este sistema eléctrico. Anteriormente a esta fecha, se había realizado un análisis del pago de generadores que determinó que el ingreso de un PMGD impacta en el sistema de subtransmisión, aumentando el flujo de potencia que circula por éste, no necesariamente cuando se inyecta el flujo de potencia en la subestación de distribución primaria, o sea, no solamente cuando inyecta al sistema de subtransmisión, por lo que podría existir un pago por uso del sistema de subtransmisión.

A partir de los análisis y simulaciones efectuadas, en cada uno de los estudios realizados, se pudo verificar que es necesario poseer un modelo que permita incorporar equipos para controlar la tensión

Conclusiones y Trabajo Futuro

dentro de la red de distribución, tales como reguladores de tensión o bancos de condensadores, de manera que se cumplan los requerimientos técnicos necesarios para cumplir con la normativa vigente, en este caso con los niveles de tensión estipulados en el DS N°327 para redes de distribución y además, se siga un criterio de minimización de costos.

Para el Estudio de Costos de Pérdidas, es necesario disponer de un modelo que permita, dentro del horizonte del período de evaluación, la elección óptima de conductores, tal que permita obtener los requerimientos técnicos que se necesiten y que busque minimizar las pérdidas dentro de la red de distribución, siguiendo un criterio económico. Lo anterior considerando que se debe encontrar un punto de equilibrio entre lo que se invierte en conductores de mayor calibre y el ahorro de pérdidas que ellos tienen asociados.

A partir de los análisis efectuados, se pudo concluir que según la localización del PMGD en el alimentador y según distintas capacidades del PMGD a conectar en la red de distribución, la diferencia en pérdidas varía en forma considerable entre los distintos puntos analizados.

Luego de efectuadas las simulaciones, se pudo determinar que no siempre el ingreso de un generador distribuido disminuye las pérdidas en la red de distribución donde está conectado, el que aumente o disminuya el nivel de pérdidas con respecto al caso donde no está conectado el PMGD, depende de la configuración de la red, distribución de cargas y punto de conexión dentro de red eléctrica correspondiente, por lo que se debe estudiar en detalle el impacto que producirá el PMGD en el sistema eléctrico correspondiente en cada proyecto relacionado con generación distribuida.

En base a lo expresado en los puntos anteriores, y según lo mostrado en los capítulos precedentes, este trabajo plantea una guía técnica, económica y regulatoria para el ingreso de MGNC en sistemas interconectados y se espera sea una base para futuras investigaciones, relacionadas especialmente, con MGNC y Generación Distribuida.

Trabajo Futuro

El desarrollo del presente trabajo de título permitió definir ciertas líneas de investigación que se necesitan desarrollar para poder fomentar el ingreso de MGNC en sistemas interconectados, en especial PMGD en redes de distribución, las cuales se presentarán a continuación:

- Es necesario desarrollar un modelo que permita incorporar equipos para controlar la tensión dentro de la red de distribución, tales como reguladores de tensión o bancos de condensadores, de manera que se cumplan los requerimientos técnicos necesarios para cumplir con la normativa vigente, minimizando los costos necesarios para ello.
- Se debe diseñar un modelo que permita, dentro del horizonte del período de evaluación del estudio de costos de pérdidas, la elección óptima de conductores, que respete los requerimientos técnicos necesarios y que busque minimizar las pérdidas dentro de la red de distribución, siguiendo un criterio económico.

Conclusiones y Trabajo Futuro

- Se prevé una incorporación masiva de PMGD en la red de distribución, es por ello que nace la necesidad de modelar un sistema de coordinación, que permita coordinar a los PMGD en redes de distribución aplicadas al caso chileno. Lo anterior se relaciona con el concepto de Generador Virtual, el cual estudia la coordinación inteligente de los PMGD. Cabe señalar que el CER está avanzando en estas materias.
- Las barreras específicas que puedan existir en el ámbito de generación mediante ERNC en Chile, deben ser investigadas y se deben plantear soluciones a ellas, enmarcadas en el caso chileno.
- Se deben realizar trabajos que aborden, específicamente, las barreras que se presentan para inversionistas que quieran ingresar al negocio de la generación mediante el uso de ERNC, tratando de proporcionar una solución o posibles soluciones a estas barreras.
- En un futuro próximo, se debe tener presente que pueden incorporarse varias centrales generadoras a la red de distribución, por lo que se debe realizar un diseño y desarrollo planificado de la red eléctrica, para mantener la seguridad y calidad de servicio. Este tema aún no se estudia a cabalidad en Chile y necesita ser desarrollado e investigado.

Como reflexión final, se debe mencionar la importancia de que personas, en especial jóvenes estudiantes, se interioricen en el ámbito de la generación distribuida y ERNC, con el propósito, de que se impulse el uso de ERNC y se tenga un país con mejores condiciones ambientales para futuras generaciones. Además, cabe mencionar que debiesen existir programas educativos que inculquen en la sociedad chilena, la importancia de generar electricidad con ERNC.

Referencias

- [1] HERMANSEN C. 2009. Panorama Energético. Revista Ingenieros, Colegio de Ingenieros de Chile A.G. Edición 191: 18.
- [2] JARA W. 2006. Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Endesa Eco, Agosto 2006.
- [3] NREL. [en línea] National Renewable Energy Laboratory (NREL). <www.nrel.gov/analysis/costs.html>. [consulta: Agosto 2009].
- [4] SANCHO J., MIRÓ R. y GALLARDO S. 2006. Gestión de la Energía. Universidad Politécnica de Valencia, España.
- [5] PROGRAMA DE ESTUDIOS E INVESTIGACIONES EN ENERGÍA DEL INSTITUTO DE ASUNTOS PÚBLICOS DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE Y NÚCLEO MILENIO DE ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y MECATRÓNICA Y CENTRO DE INNOVACIÓN EN ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA. 2008. Estimación del Aporte Potencial de las Energías Renovables No Convencionales y del Uso Eficiente de la Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC) en el período 2008-2025. [en línea] Programa de Estudios e Investigaciones en Energía (PRIEN). <www.prien.uchile.cl/documentos/UEEE-SIC/1.-Informe%20Ejecutivo%20Consolidado%2029_07_08%20final.pdf>.
- [6] RICKE E. 2009. Integración de Energías Renovables al SIC, Visión del Operador del Sistema. [en línea] CNE. <www.cne.cl>.
- [7] GUTIERREZ J., ORELLANA A., PEIRANO M. y VARGAS A. 2009. Subproyecto 2: Ingeniería de Detalle Central Hidroeléctrica Las Encinas. Taller de Proyecto en Sistema de Potencia II, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.
- [8] CDEC-SIC. [en línea] CDEC-SIC, Información Técnica del SIC. <https://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=6&contenido_id=000044>. [consulta: Febrero 2010].
- [9] WINDPOWER. [en línea] Windpower. <www.windpower.org/es/tour/wres/index.htm>.
- [10] CNE. [en línea] CNE, Precios de Nudo. <www.cne.cl/cnewww/opencms/07_Tarificacion/01_Electricidad/Otros/Precios_nudo/otros_precios_de_nudo/precios_de_nudo.html>.
- [11] RUZ AM. 2007. Taller Educativo: Energías Alternativas y Eficiencia Energética. [en línea] Fundación Chile. 20 de Septiembre de 2007.

<www.educarchile.cl/UserFiles/P0021/File/Ruz_FUNDACION%20CHILE.pdf>.

[12] LAHSEN A. 1975. La Energía Geotérmica: Posibilidades de Desarrollo en Chile. Departamento de Geología, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.

[13] BUN-CA. 2002. Manuales sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica. [en línea] Biomass Users Network (BUN-CA). <www.bun-ca.org/publicaciones/FOTOVOLT.pdf>.

[14] WIKIPEDIA. [en línea] Wikipedia, Energía Mareomotriz. <es.wikipedia.org/wiki/Energía_mareomotriz>. [consulta: Agosto 2009].

[15] CNE. [en línea] Energía Mareomotriz, CNE. <http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/renovables_noconvencionales/Tipos_Energia/energia_mareomotriz.html>.

[16] CNE y GTZ. 2007. Proyectos de Biomasa: Guía para evaluación ambiental energías renovables no convencionales, Mayo 2007.

[17] CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2005. Decreto Supremo N°244 (DS N°244): Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, 02 de Septiembre de 2005.

[18] CNE y GTZ. 2007. Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile. Segunda Edición. Octubre 2007.

[19] GUTIERREZ J. y VARGAS A. 2008. Economía de Microgrid: Definición de microgrid. Operaciones de mercado para hacer de los microgrid un negocio sustentable e impacto en los servicios complementarios. Mercados Energéticos Internacionales, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.

[20] CERDA JL., PALMA R. y JOFRÉ A. 2002. Integración de Generación Distribuida en un Modelo OPF para el Suministro de Energía de una Empresa Distribuidora. Revista Chilena de Ingeniería ISSN 0370-4009, N°437.

[21] CNN CHILE. 2009. Promulgan Ley que crea el Ministerio de Energía. [en línea] CNN Chile. 25 de Noviembre de 2009. <www.cnnchile.com/nacional/2009/11/25/promulgan-ley-que-crea-el-ministerio-de-energia/>.

[22] CNE. [en línea] Comisión Nacional de Energía (CNE). <www.cne.cl>. [consulta: Agosto 2009].

[23] SEC. [en línea] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). <www.sec.cl>. [consulta: Agosto 2009].

[24] CDEC-SIC. [en línea] Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC). <www.cdec-sic.cl>. [consulta: Agosto 2009].

- [25] CDEC-SING. [en línea] Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING). <www.cdec-sing.cl>. [consulta: Agosto 2009].
- [26] Panel de Expertos. [en línea] Panel de Expertos. <www.panelexpertos.cl>. [consulta: Agosto 2009].
- [27] CONAMA. [en línea] Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA). <www.conama.cl>. [consulta: Agosto 2009].
- [28] CNE. 2009. Fijación de Precios de Nudo Abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Definitivo. Abril 2009.
- [29] TDLC. [en línea] Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC). <www.tdlc.cl>. [consulta: Agosto 2009].
- [30] SAMHAN F. y ASSEF F. 2009. Chile crea Centro de Energías Renovables. [en línea] Noticias CNE. 18 de Agosto de 2009.
<www.cne.cl/cnewww/opencms/02_Noticias/10.0.1.1.energia/index/noticia_detalle.jsp?noticia=/02_Noticias/10.0.1.1.energia/10.0.1.1.3.ernc/f_noti18_08_2009.html&nom=ERNC>.
- [31] CNE y GTZ. 2009. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno.
- [32] CNE. 2008. Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional. [en línea] CNE, Capacidad Instalada de Generación. <www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html>.
- [33] SASIPA. [en línea] Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua (SASIPA). <www.sasipa.cl>.
- [34] BROKERING W., PALMA R. y VARGAS L. 2008. Ñom Lűfke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia. Ed. Prentice Hall-Pearson Educación.
- [35] MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, Subsecretaría de Economía, División Desarrollo de Mercados. 2009. Compendio Estadístico: Estadísticas de Regulación Servicios Domiciliarios de Red 2008. [en línea] Ministerio de Economía. Octubre de 2009.
< http://www.economia.cl/1540/articles-189548_recurso_1.pdf>.
- [36] SEC. [en línea] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
<www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,76366&_dad=portal&_schema=PORTAL>.
- [37] IEEE. [en línea] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <www.ieee.org/portal/site>. [consulta: Septiembre 2009].
- [38] PNUD y ENDESAECO. 2007. Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile. [en línea] PNUD. Diciembre 2007. <www.pnud.cl/publicaciones/Energias%20renovables.pdf>.

[39] CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2006. Decreto con Fuerza Mayor de Ley N°4 (DFL N°4): Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica, 12 de Mayo 2006.

[40] CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2004. Ley N°19.940 (Ley Corta I): Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de Tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos e Introduce Adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos, 13 de Marzo 2004.

[41] CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2005. Ley N° 20.018 (Ley Corta II): Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico, 19 de Mayo 2005.

[42] CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2008. Ley N°20.257 (Ley ERNC): Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales, 01 de Abril 2008.

[43] CHILE. Ministerio de Minería. 1997. DS N°327. 1997. Decreto Supremo N°327 (DS N°327): Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, 12 de Diciembre de 1997. Actualizado por Decreto N°62, Ministerio de Minería, 28 de Abril de 2007.

[44] CHILE. CNE. 2009. Resolución Exenta N°1278 (ResEx N°1278): Establece Normas para la Adecuada Implementación de la Ley N°20257, que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la Generación de la Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales, 27 de Noviembre de 2009.

[45] CHILE. Ministerio del Interior. 2009. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), Octubre 2009.

[46] CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2007. Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, Mayo 2007.

[47] CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2006. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NTSyCS_SM), Enero 2006.

[48] DGA. 2007. 24 Millones de Dólares en Pago de Patentes por no Uso del Agua. [en línea] Dirección General de Aguas (DGA). 15 de Enero de 2007.
<www.dga.cl/index2.php?option=content&do_pdf=1&id=1135>.

[49] SEIA. [en línea] Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). <www.seia.cl>. [consulta: Octubre 2009].

[50] TRANSELEC. [en línea] TRANSELEC. <www.transelec.cl/index.php/que-ofrecemos/nuestro-negocio/sistema-subtransmision/>. [consulta: Septiembre 2009].

[51] EDENOR. [en línea] Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR).

<<http://www.edenor.com.ar/edenor/pages/contenido/asiesedenor/perdidasenergia.jsp>>.

[52] CHILE. CNE. 2010. Resolución Exenta N°75 (ResEx N°75). Aprueba Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, 27 de Enero de 2010.

[53] Contreras JM. 2009. Tarificación de Subtransmisión. [en línea] ON ENERGY.
<<http://www.on-group.cl/seminarios/sem14/01%20JMContreras.pdf>>.

[54] Peirano F., Valenzuela H. 2009. Licitaciones ¿Fue un buen precio?. Mercados Eléctricos, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.

Anexos

Anexo A: Mecanismos Normados de Apoyo a las Energías Renovables existentes en Europa

El Parlamento Europeo aprobó que las energías renovables representen un 25% sobre el total de energía consumida en Europa para el 2020. Una de las razones por las que se determinó el aumento de centrales que utilicen ERNC es el Protocolo de Kyoto, sobre reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Algunos de los mecanismos de apoyo a las ERNC existentes en Europa son:

Tarifas (Feed in Tariffs)

Es un incentivo al precio, en donde las empresas distribuidoras y grandes clientes están obligados a comprar energía renovable de los productores, y se fija el precio que estas empresas y clientes pagan por unidad de potencia. Entonces, se garantiza acceso a la red y se establece un precio favorable por unidad de potencia, esto permite incentivar la inversión en proyectos relacionados con generación mediante ERNC. El financiamiento de este incentivo es pagado por los consumidores finales.

Premio o prima adicional

El mecanismo de prima o premio es un pago adicional por sobre los precios de mercado para generadores que utilicen ERNC. Según este sistema, el gobierno determina una prima fija o un incentivo medioambiental que se paga por encima del precio normal o de mercado libre de la electricidad a los productores que utilicen ERNC.

Cuotas y certificados

Las cuotas o certificados son incentivos para que los generadores produzcan mayor cantidad de energía eléctrica (incentivo a la cantidad) producida por ERNC a un precio de mercado. Todos los consumidores (o en algunos países los productores) están obligados a adquirir un determinado número de certificados de energías renovables o certificados verdes negociables (REC, TGC) provenientes de generadores que utilicen ERNC, de esta forma se financia el costo adicional de la generación con ERNC y se garantiza la producción de una cierta cantidad de energía provenientes de fuentes de ERNC. La autoridad define la meta obligatoria (cuota o porcentaje) de suministro de energía eléctrica producida por ERNC que debe ser cumplida por parte de los generadores, distribuidores, consumidores, entre otros. Si no se

cumple lo estipulado existe una multa que va a un fondo de investigación en ERNC o bien al Estado.

Los certificados verdes se venden en un mercado competitivo, de esta forma los dueños de generadores que usen fuentes de ERNC obtienen financiamiento adicional a la venta de la energía a los precios convencionales de mercado.

Licitaciones (Tendering)

Las licitaciones son incentivos a la cantidad de nivel de producción ofrecido, en donde su financiamiento se apoya en dos enfoques: a la inversión o a la generación. En el primer enfoque se fija un monto de capacidad a instalar y se llama a licitación, ofreciendo condiciones favorables para la inversión, incluyendo subsidios por kW instalado. Y en el segundo enfoque, se ofrece apoyo de acuerdo al precio ofrecido por kWh y por un tiempo determinado.

Subsidio a la inversión

El subsidio a la inversión se entrega como incentivo por el desarrollo de proyectos de generación eléctrica basados en fuentes de ERNC como un porcentaje del costo total, o como un monto predefinido de dinero por kW instalado. El nivel de incentivo es usualmente específico para cada tecnología.

Incentivos Tributarios

Los incentivos tributarios son incentivos al precio enfocados a la generación eléctrica que operan otorgando exenciones o reducciones de la carga tributaria o impuestos específicos aplicados a la producción de energía eléctrica. Los incentivos tributarios se diferencian del mecanismo “Feed in Tariffs” o de tarifas, en que en el flujo de caja de un proyecto de generación eléctrica mediante ERNC se evitan costos en vez de obtener ingresos adicionales.

Se debe mencionar que en Dinamarca, Finlandia, Alemania y los Países Bajos, se han creado normas para la distribución de los costos de inversión en la red eléctrica. Se ha establecido un enfoque de costos parciales, en donde los costos de conexión quedan a cargo de los dueños de MGNC o son compartidos entre los dueños de los MGNC y los dueños u operadores de la red, mientras que los costos relacionados directamente con los costos necesarios para realizar ampliaciones y refuerzos de la red a la cual se conecta el MGNC, son asumidos por los dueños u operadores de la red, y repercuten en la estructura tarifaria de la red. En Dinamarca, algunos costos de conexión para la energía eólica también son asumidos por el dueño u operador de la red, esto reduce el gasto económico que deben desembolsar los dueños u operadores de parques eólicos.

En gran parte de los países pertenecientes a la Unión Europea (UE), los mecanismos de incentivo van acompañados de programas destinados al desarrollo de ERNC. Entre éstos se pueden encontrar: incentivos a la autogeneración para viviendas y pequeños consumidores, programas de aprovechamiento de residuos, programas de incentivo a la energía solar térmica, entre otros [38].

Anexo B: Análisis del Pago de Generadores

En Enero de 2010, se publicó la Resolución Exenta N°75 (ResEx N°75), que establece que el dueño de un PMGD debe pagar por uso del sistema de subtransmisión correspondiente, sólo si se está inyectando potencia a este sistema eléctrico desde la red distribución donde se encuentre conectado el generador distribuido [52]. Anteriormente a la fecha de publicación de esta resolución, se había realizado un análisis del pago de generadores, en donde se determinó que aunque el PMGD no inyectará potencia al sistema de subtransmisión, que corresponde a que no invierta el sentido de flujo de potencia normal (hacia la red de distribución), igual podría aumentar los flujos de potencia que circulan por el sistema de subtransmisión, por lo tanto debería existir un pago por uso del sistema de subtransmisión.

A continuación, se presentará el análisis efectuado:

En cada sistema de subtransmisión se establece, para cada barra de retiro de dicho sistema, los precios por unidad de energía y potencia retirada denominados “peajes de subtransmisión”, que adicionados a los precios de nudo en las respectivas barras de inyección, constituyen los precios de nudo en las respectivas barras de retiro [50]. Para los agentes generadores que inyectan su producción a los sistemas de subtransmisión existe un cargo por el uso de estas instalaciones denominado “Pago de Generadores”.

El “Análisis del Pago de Generadores” se realizará para dar a conocer que la incorporación de un PMGD en las redes de distribución primaria (Alimentador), además de impactar al sistema donde está conectado, impacta al sistema de subtransmisión al cual está conectado el Alimentador, no sólo cuando se invierte el flujo de potencia normal (hacia el Alimentador) que circula por la subestación de distribución primaria. Se busca comprobar que el pago de peaje de subtransmisión por parte del PMGD no depende del sentido del flujo de potencia por la subestación de distribución primaria, sino que de la configuración del sistema de subtransmisión al cual está conectado el Alimentador donde está incorporado el PMGD.

Para realizar este análisis se presentarán dos casos, que se diferenciarán en la configuración del sistema de subtransmisión, el primero poseerá un generador de gran capacidad (“gran generador”) de tal forma que los flujos se dirijan hacia el sistema de transmisión troncal y el segundo caso tendrá la misma configuración de la red que el caso anterior, pero no poseerá generación. Según lo recién estipulado se tendrá un caso base para cada uno de los casos presentados, en donde no está conectado el PMGD al Alimentador.

Por otro lado, se analizarán dos escenarios, el primero donde el PMGD conectado en el Alimentador no invierte el sentido normal del flujo de potencia que circula por la subestación primaria de distribución en comparación con el caso base y el segundo donde el PMGD conectado en el Alimentador sí invierte el sentido normal del flujo de potencia que circula por la subestación primaria de distribución en comparación con el caso base. Tanto los casos, como los escenarios, permitirán concluir que el pago de subtransmisión depende de la configuración del sistema de subtransmisión y no del sentido del flujo de potencia que circula por la subestación de distribución primaria.

En este análisis no se considerarán pérdidas de ningún tipo ya que no son relevantes para ello.

A continuación, se definen cada una de las variables eléctricas y parámetros que se utilizarán para realizar el análisis:

- P_{SST}^{CB1} : Flujo de Potencia proveniente del Sistema de Subtransmisión para el Caso Base 1
- P_{SST}^{CB2} : Flujo de Potencia proveniente del Sistema de Subtransmisión para el Caso Base 2
- P_{SST}^{C1E1} : Flujo de Potencia desde el Sistema de Subtransmisión para el Caso 1, Escenario 1
- P_{SST}^{C1E2} : Flujo de Potencia hacia el Sistema de Subtransmisión para el Caso 1, Escenario 2
- P_{SST}^{C2E1} : Flujo de Potencia desde el Sistema de Subtransmisión para el Caso 2, Escenario 1
- P_{SST}^{C2E2} : Flujo de Potencia hacia el Sistema de Subtransmisión para el Caso 2, Escenario 2

Caso 1: Configuración N°1 del Sistema de Subtransmisión

La configuración del sistema de subtransmisión a estudiar y los flujos de circulación normal se pueden observar en la siguiente figura:

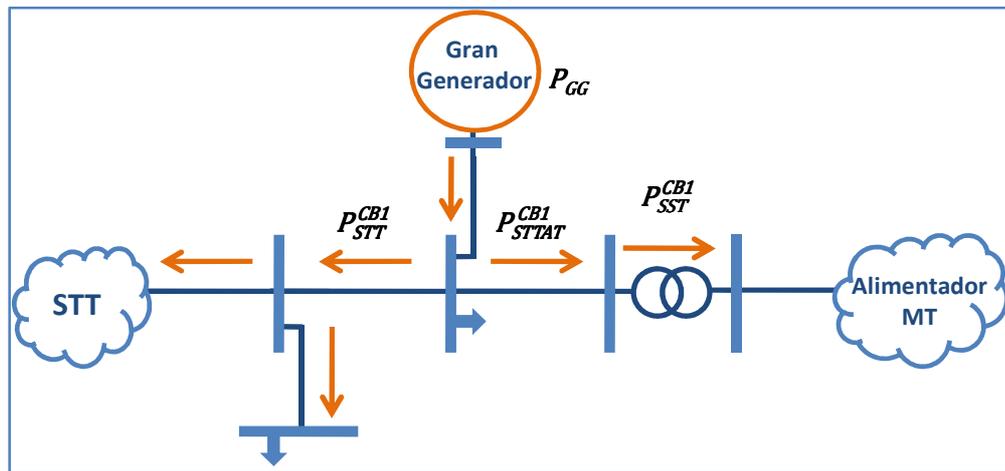


Figura B.1: Configuración N°1 del Sistema de SubTransmisión (Caso Base 1)

La figura anterior corresponde al caso base 1, sin central PMGD conectada al Alimentador de Media Tensión. Se puede observar que el flujo normal de potencia por la subestación primaria de distribución es hacia el Alimentador. Existe una potencia P_{SST}^{CB1} , que corresponde al flujo de potencia proveniente del sistema de subtransmisión y que circula hacia el Alimentador, permitiendo abastecer los consumos presentes en éste. Por otro lado, la potencia generada por el gran generador (P_{GG}) se divide en dos, una cierta cantidad abastece los consumos del Alimentador de media tensión (MT) y otra cantidad se dirige hacia el sistema de transmisión troncal, abasteciendo la totalidad de los consumos existentes en el sistema de subtransmisión.

Escenario 1: Flujo de Potencia por Subestación de Distribución Primaria Normal

En este escenario el sentido del flujo de potencia por la subestación de distribución primaria no ha cambiado en comparación con el caso base, por lo que los flujos de potencia se comportan de la siguiente forma:

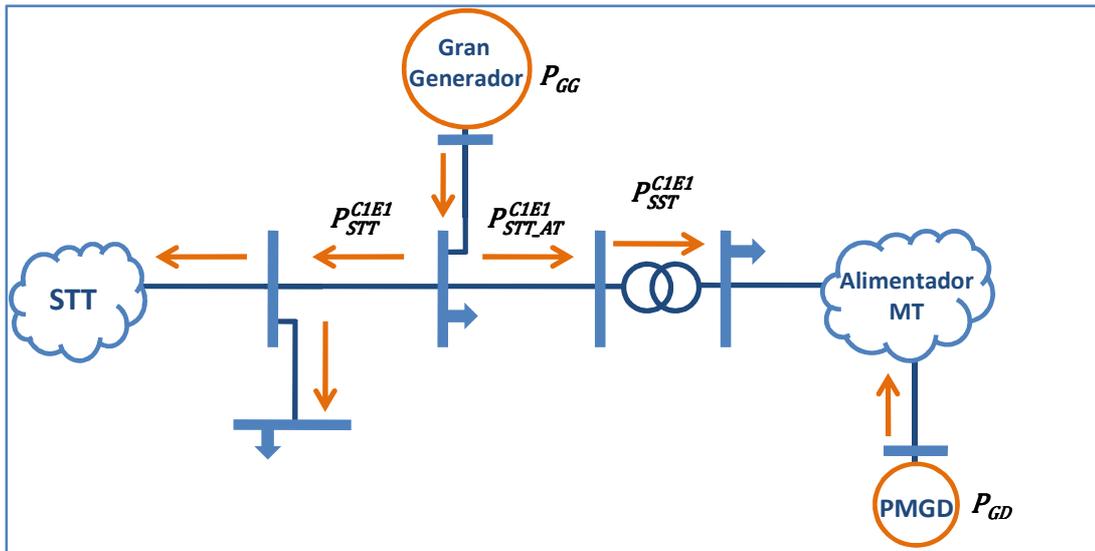


Figura B.2: Escenario 1 para Configuración N°1 del Sistema de SubTransmisión

En este caso y escenario específico, la incorporación del PMGD permite abastecer a una parte o a la totalidad de las demandas pertenecientes al Alimentador, lo importante es que el flujo de potencia por la subestación primaria de distribución no ha cambiado de sentido con respecto al caso base y que la potencia que proviene del sistema de subtransmisión hacia la subestación de distribución primaria ha disminuido en comparación con el caso base, gracias a la incorporación del PMGD en la red de distribución. Entonces se tiene:

$$P_{SST_AT}^{C1E1} \leq P_{SST_AT}^{CB1}$$

$$\Delta P_{SST_AT}^{C1E1} = P_{SST_AT}^{CB1} - P_{SST_AT}^{C1E1}$$

En consecuencia, si el gran generador sigue generando P_{GG} y las demandas no han sufrido cambios significantes, entonces la diferencia de flujo de potencia $\Delta P_{SST_AT}^{C1E1}$, debe ser despachada hacia el sistema de transmisión troncal (STT), lo que aumentaría el flujo de potencia P_{SST}^{C1E1} , en comparación con el caso base. Por lo tanto se tiene:

$$P_{SST}^{C1E1} > P_{SST}^{CB1}$$

Este aumento de potencia hacia el sistema de transmisión troncal, conlleva al pago de peaje de subtransmisión por parte del PMGD, debido a que su ingreso produjo un aumento en el flujo en las líneas pertenecientes al sistema de subtransmisión, que no se producía en el caso base, sin central PMGD conectada.

Escenario 2: Flujo de Potencia por Subestación de Distribución Primaria Invertido

El sentido del flujo de potencia por la subestación de distribución primaria no es el mismo para este escenario que para el caso base, por lo que los flujos de potencia se comportan de la siguiente forma:

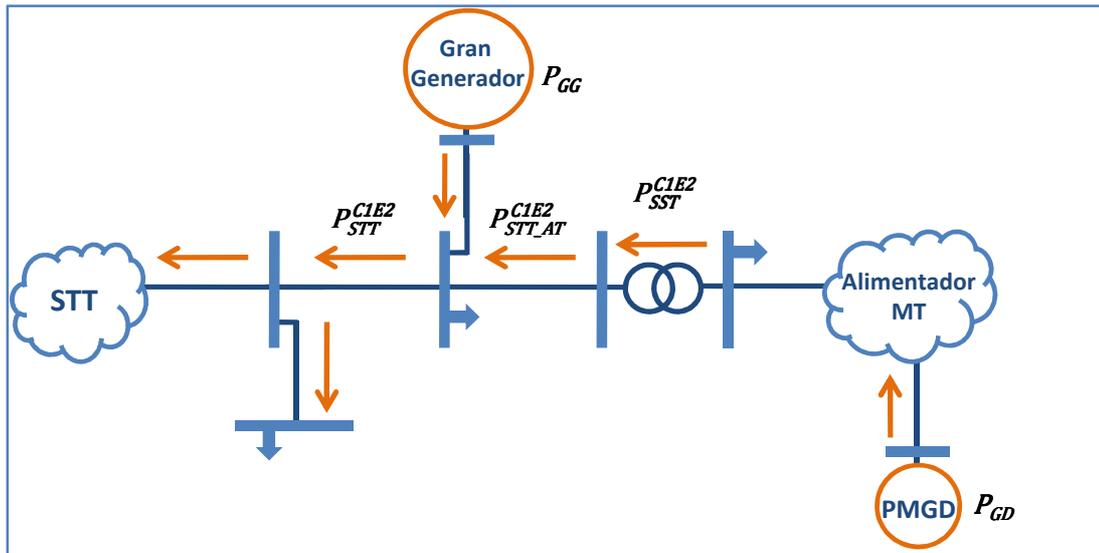


Figura B.3: Escenario 2 para Configuración N°1 del Sistema de SubTransmisión

En este caso y escenario específico, la incorporación del PMGD provoca que el flujo de potencia por la subestación primaria de distribución se invierta con respecto al caso base. Esto provoca que el dueño del PMGD deba pagar un peaje de subtransmisión por dar vuelta el flujo de potencia normal en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria y por aumentar la potencia que se dirige hacia el sistema de transmisión troncal. Por lo tanto se tiene:

$$P_{STT}^{C1E2} > P_{STT}^{CB1}$$

Podría ocurrir el caso que exista una demanda en la barra de alta tensión de la subestación primaria que produjera que el flujo de potencia del tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación de distribución primaria no se invirtiera, entonces en ese tramo no se pagará peaje de subtransmisión, pero se seguirá pagando en los otros tramos del sistema de subtransmisión debido al aumento de la potencia que circula hacia el sistema de transmisión troncal en comparación con el caso base.

De este análisis se rescata que para este tipo de configuración del sistema de subtransmisión, con un gran generador que provoca que los flujos de potencia se dirijan hacia el sistema de transmisión troncal, al dar vuelta el flujo de potencia que circula por la subestación primaria de distribución, se puede asegurar que en algún tramo se deberá pagar peaje de subtransmisión.

Caso 2: Configuración N°2 del Sistema de Subtransmisión

La configuración del sistema de subtransmisión a estudiar y los flujos de circulación normal se pueden observar en la siguiente figura:

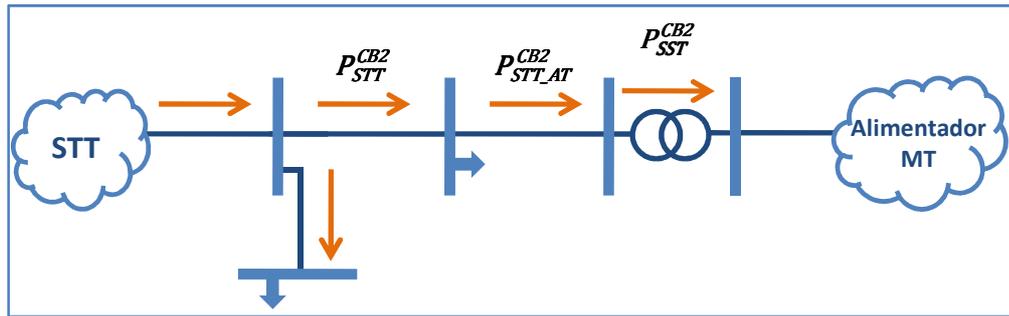


Figura B.4: Configuración N°2 del Sistema de SubTransmisión (Caso Base 2)

La figura anterior corresponde al caso base 2, sin central PMGD conectada al Alimentador de Media Tensión. Como se puede observar el flujo normal de potencia por la subestación primaria de distribución es hacia el Alimentador. Existe una potencia P_{SST}^{CB2} , que corresponde al flujo de potencia proveniente del sistema de subtransmisión y que circula hacia el Alimentador, permitiendo abastecer los consumos presentes en éste. Por otro lado, los flujos de potencia que circulan por el sistema de subtransmisión lo realizan en un sólo sentido, hacia el Alimentador MT.

Escenario 1: Flujo de Potencia por Subestación de Distribución Primaria Normal

En este escenario el sentido del flujo de potencia por la subestación de distribución primaria no ha cambiado en comparación con el caso base, por lo que los flujos de potencia se comportan de la siguiente forma:

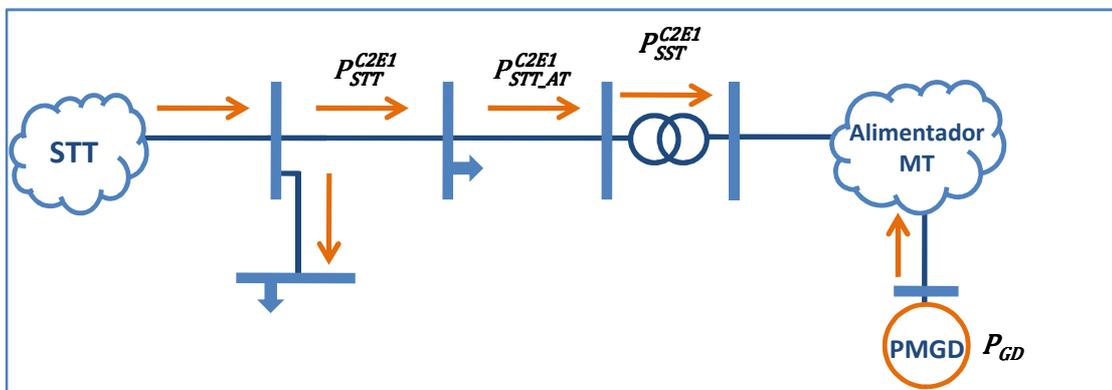


Figura B. 5: Escenario 1 para Configuración N°2 del Sistema de SubTransmisión

En este caso y escenario específico, la incorporación del PMGD permite abastecer a una parte o a la totalidad de las demandas pertenecientes al Alimentador, lo importante es que el flujo de potencia por la subestación primaria de distribución no ha cambiado de sentido con respecto al caso base y que la potencia que proviene desde el sistema de subtransmisión hacia la subestación de distribución primaria ha disminuido en comparación con el caso base, gracias a la incorporación del PMGD en la red de distribución. Entonces se tiene:

$$P_{SST_AT}^{CZE1} \leq P_{SST_AT}^{CB2}$$

$$\Delta P_{SST_AT}^{C2E1} = P_{SST_AT}^{CB2} - P_{SST_AT}^{C2E1}$$

En consecuencia, si las demandas no han sufrido cambios significantes, el flujo de potencia proveniente del sistema de transmisión troncal será menor que el que circulaba en el caso base, la diferencia será igual a $\Delta P_{SST_AT}^{C2E1}$. O sea, que por cada tramo perteneciente al sistema de subtransmisión circulará un flujo de potencia menor al que circulaba en el caso base. Por lo que en esta situación específica no se debe pagar peaje de subtransmisión.

Escenario 2: Flujo de Potencia por Subestación de Distribución Primaria Invertido

El sentido del flujo de potencia por la subestación de distribución primaria no es el mismo para este escenario que para el caso base, por lo que los flujos de potencia se comportan de la siguiente forma:

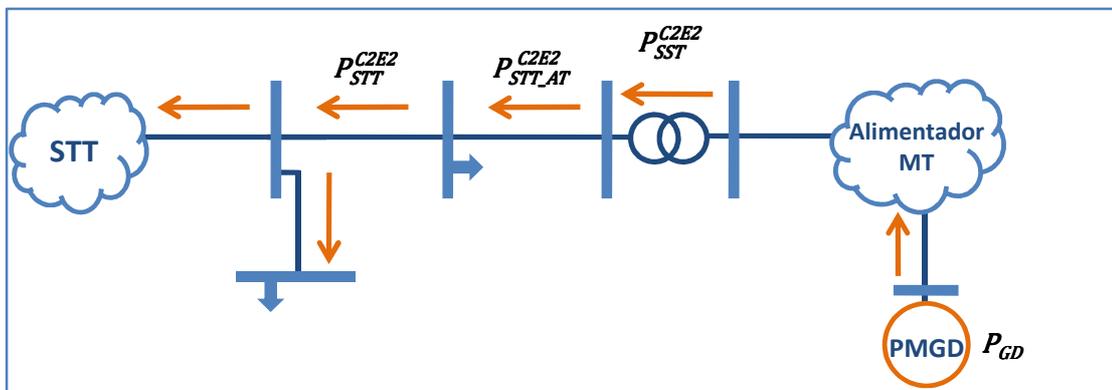


Figura B.6: Escenario 2 para Configuración N°2 del Sistema de SubTransmisión

En este caso y escenario específico, la incorporación del PMGD provoca que el flujo de potencia por la subestación primaria de distribución se invierta con respecto al caso base. Esto provoca que el dueño del PMGD deba pagar un peaje de subtransmisión por dar vuelta el flujo de potencia normal en todos los tramos pertenecientes al sistema de subtransmisión.

Podría ocurrir el caso que sólo se de vuelta el flujo de potencia normal en el tramo perteneciente al sistema de subtransmisión que llega a la subestación primaria de distribución, y sólo en ese tramo se tenga que pagar peaje de subtransmisión.

Anexo C: Resultados de Estudio de Costos de Pérdidas

Caso Base: Alimentador Sin Conexión de PMGD, Escenario Demanda Máxima

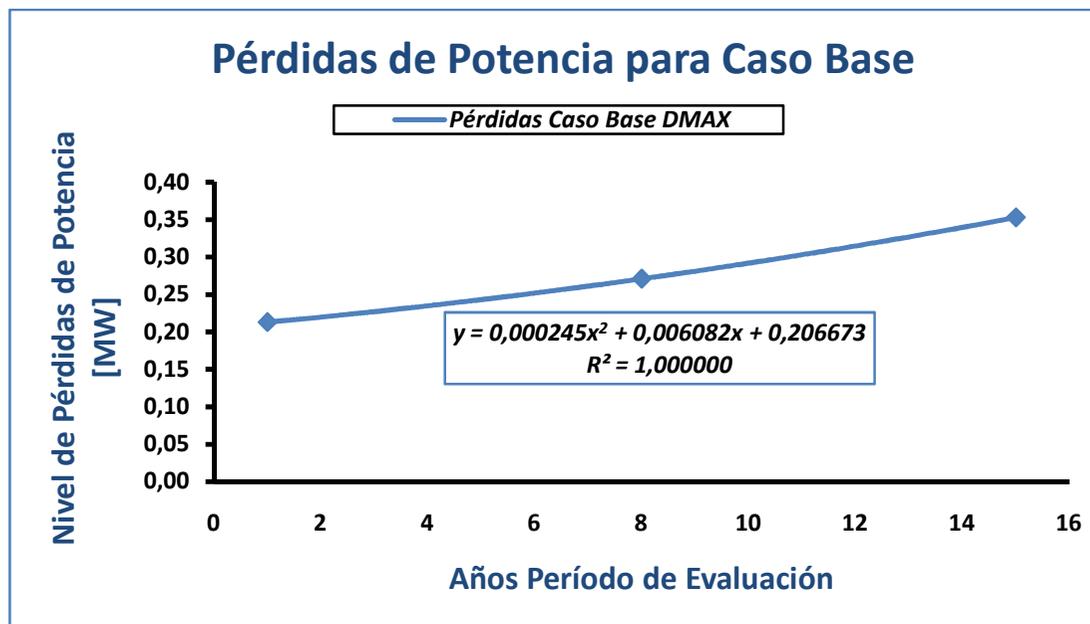


Gráfico C.1: Gráfico del Comportamiento de las Pérdidas de Potencia en el Alimentador en el Caso Base DMAX para un período de evaluación de 15 años

Valorización de Pérdidas de Potencia y Energía en el Alimentador Caso Base																
AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Nivel de Pérdidas de Potencia [MW]	Caso Base	0,213	0,220	0,227	0,235	0,243	0,252	0,261	0,271	0,281	0,292	0,303	0,315	0,327	0,340	0,353
Nivel de Pérdidas de Energía [GWh]	Caso Base	0,491	0,506	0,523	0,541	0,560	0,581	0,602	0,624	0,648	0,673	0,699	0,726	0,754	0,783	0,813
Valor de Pérdidas de Potencia [Miles\$]	Caso Base	13.427	13.857	14.317	14.809	15.331	15.884	16.469	17.084	17.730	18.406	19.114	19.853	20.622	21.423	22.254
Valor de Pérdidas de Energía [Miles\$]	Caso Base	24.698	25.489	26.336	27.240	28.201	29.219	30.293	31.425	32.613	33.858	35.160	36.518	37.934	39.406	40.935
Valor Presente de Pérdidas [Miles\$]	Caso Base	352.146														

Tabla C.1: Valorización de las Pérdidas de Energía y Potencia para el Caso Base

Caso 1: Conexión de un PMGD en la Cabecera del Alimentador

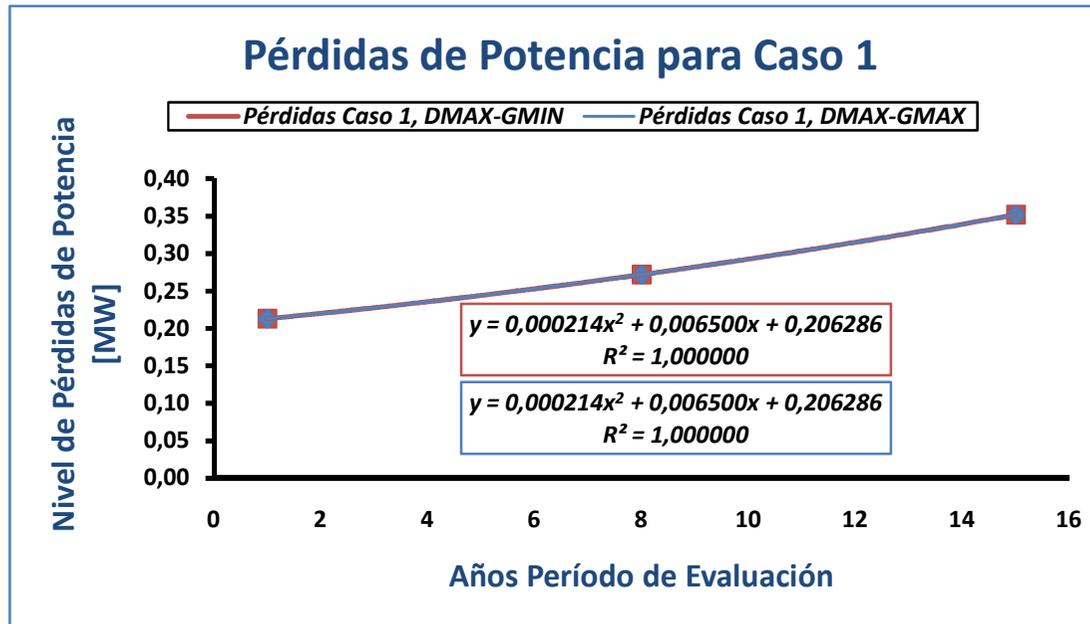


Gráfico C.2: Gráfico del Comportamiento de las Pérdidas de Potencia en el Alimentador en el Caso 1 para un período de evaluación de 15 años

Valorización de Pérdidas de Potencia y Energía en el Alimentador Caso 1																
AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Nivel de Pérdidas de Potencia [MW]	GMAX	0,213	0,220	0,228	0,236	0,244	0,253	0,262	0,272	0,282	0,293	0,304	0,315	0,327	0,339	0,352
	GMIN	0,213	0,220	0,228	0,236	0,244	0,253	0,262	0,272	0,282	0,293	0,304	0,315	0,327	0,339	0,352
Nivel de Pérdidas de Energía [GWh]	GMAX	0,491	0,507	0,525	0,543	0,562	0,583	0,604	0,627	0,650	0,674	0,700	0,726	0,753	0,782	0,811
	GMIN	0,491	0,507	0,525	0,543	0,562	0,583	0,604	0,627	0,650	0,674	0,700	0,726	0,753	0,782	0,811
Valor de Pérdidas de Potencia [Miles\$]	GMAX	13.427	13.877	14.354	14.859	15.390	15.948	16.533	17.145	17.784	18.450	19.143	19.863	20.610	21.384	22.185
	GMIN	13.427	13.877	14.354	14.859	15.390	15.948	16.533	17.145	17.784	18.450	19.143	19.863	20.610	21.384	22.185
Valor de Pérdidas de Energía [Miles\$]	GMAX	24.698	25.526	26.404	27.332	28.309	29.335	30.412	31.537	32.713	33.938	35.213	36.537	37.911	39.335	40.808
	GMIN	24.698	25.526	26.404	27.332	28.309	29.335	30.412	31.537	32.713	33.938	35.213	36.537	37.911	39.335	40.808
Valor Presente de Pérdidas [Miles\$]	GMAX	352.815														
	GMIN	352.815														

Tabla C.2: Valorización de las Pérdidas de Energía y Potencia para el Caso 1

Caso 2: Conexión de un PMGD cercano al Medio del Alimentador

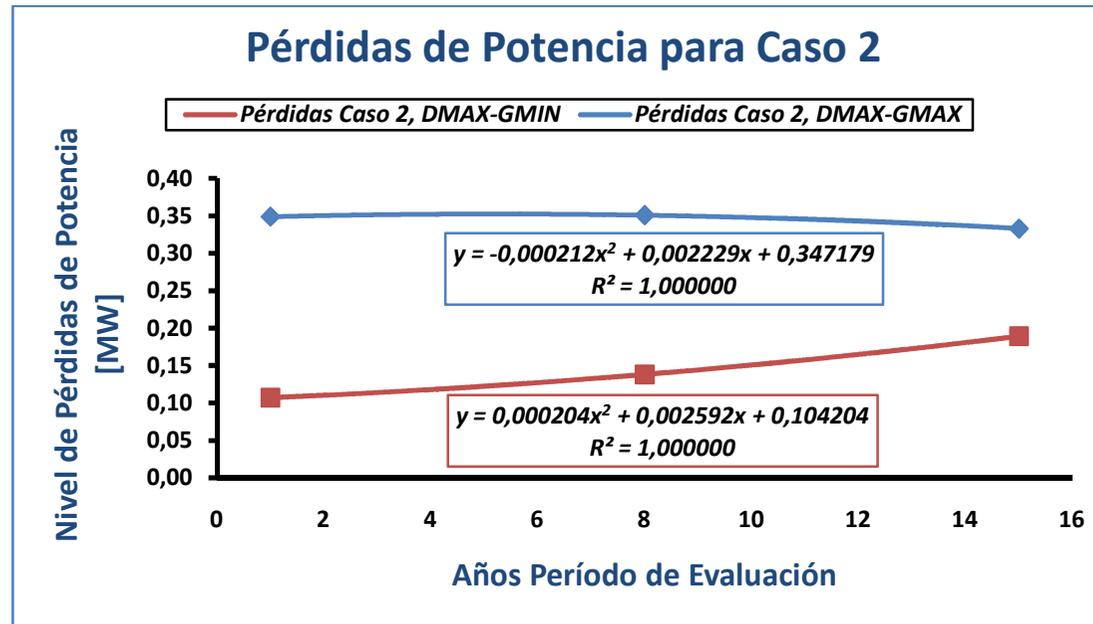


Gráfico C.3: Gráfico del Comportamiento de las Pérdidas de Potencia en el Alimentador en el Caso 2 para un período de evaluación de 15 años

Valorización de Pérdidas de Potencia y Energía en el Alimentador Caso 2																
AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Nivel de Pérdidas de Potencia [MW]	GMAX	0,349	0,351	0,352	0,353	0,353	0,353	0,352	0,351	0,350	0,348	0,346	0,343	0,340	0,337	0,333
	GMIN	0,107	0,110	0,114	0,118	0,122	0,127	0,132	0,138	0,144	0,151	0,157	0,165	0,172	0,180	0,189
Nivel de Pérdidas de Energía [GWh]	GMAX	0,805	0,808	0,811	0,813	0,813	0,813	0,812	0,810	0,807	0,802	0,797	0,791	0,784	0,776	0,767
	GMIN	0,247	0,254	0,262	0,271	0,282	0,293	0,305	0,318	0,332	0,347	0,363	0,379	0,397	0,416	0,435
Valor de Pérdidas de Potencia [Miles\$]	GMAX	22.012	22.113	22.186	22.233	22.254	22.247	22.214	22.154	22.067	21.954	21.814	21.647	21.453	21.233	20.986
	GMIN	6.745	6.947	7.175	7.428	7.707	8.012	8.343	8.699	9.081	9.489	9.922	10.381	10.866	11.377	11.913
Valor de Pérdidas de Energía [Miles\$]	GMAX	40.491	40.675	40.811	40.897	40.935	40.923	40.862	40.751	40.592	40.383	40.126	39.819	39.462	39.057	38.603
	GMIN	12.407	12.779	13.197	13.664	14.177	14.738	15.346	16.001	16.704	17.454	18.251	19.096	19.988	20.927	21.914
Valor Presente de Pérdidas [Miles\$]	GMAX	475.457														
	GMIN	179.665														

Tabla C.3: Valorización de las Pérdidas de Energía y Potencia para el Caso 2

Caso 3: Conexión de un PMGD en Zona mayor Demanda del Alimentador

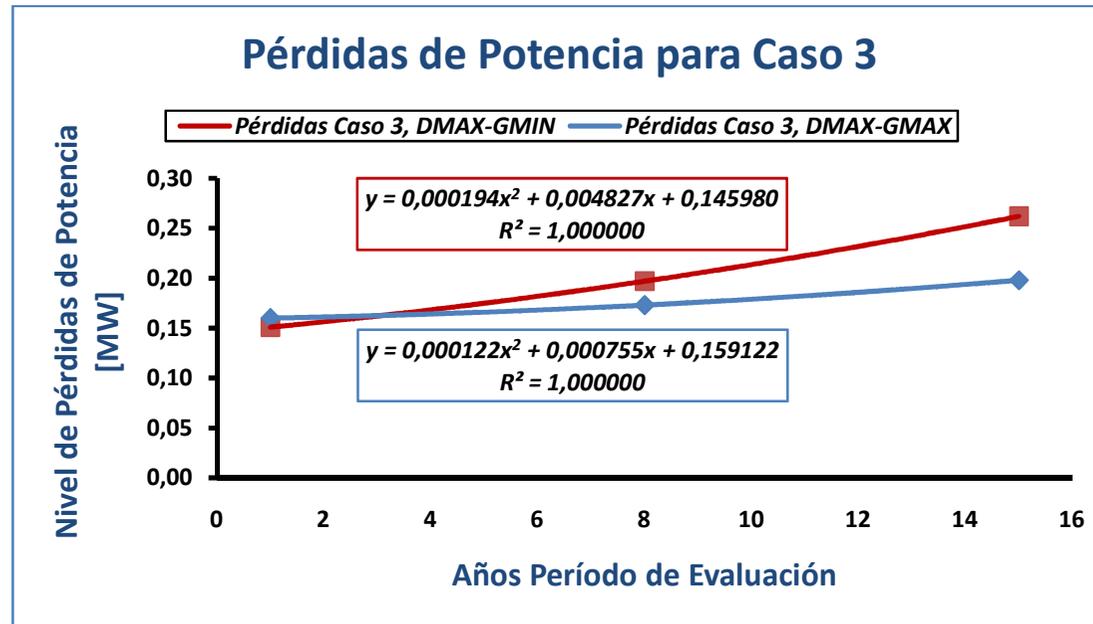


Gráfico C.4: Gráfico del Comportamiento de las Pérdidas de Potencia en el Alimentador en el Caso 3 (con Transformador Regulador)

Valorización de Pérdidas de Potencia y Energía en el Alimentador Caso 3																
AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Nivel de Pérdidas de Potencia [MW]	GMAX	0,160	0,161	0,162	0,164	0,166	0,168	0,170	0,173	0,176	0,179	0,182	0,186	0,190	0,194	0,198
	GMIN	0,151	0,156	0,162	0,168	0,175	0,182	0,189	0,197	0,205	0,214	0,223	0,232	0,242	0,252	0,262
Nivel de Pérdidas de Energía [GWh]	GMAX	0,369	0,371	0,374	0,378	0,382	0,387	0,393	0,399	0,405	0,412	0,420	0,428	0,437	0,446	0,456
	GMIN	0,348	0,360	0,374	0,388	0,403	0,419	0,436	0,454	0,473	0,492	0,513	0,534	0,556	0,580	0,604
Valor de Pérdidas de Potencia [Miles\$]	GMAX	10.086	10.157	10.243	10.344	10.461	10.593	10.741	10.904	11.082	11.276	11.485	11.709	11.949	12.204	12.475
	GMIN	9.519	9.860	10.225	10.615	11.029	11.468	11.931	12.419	12.931	13.468	14.029	14.615	15.225	15.859	16.518
Valor de Pérdidas de Energía [Miles\$]	GMAX	18.553	18.683	18.841	19.027	19.242	19.485	19.757	20.057	20.385	20.741	21.126	21.539	21.980	22.449	22.947
	GMIN	17.509	18.136	18.809	19.526	20.288	21.095	21.947	22.844	23.787	24.774	25.806	26.883	28.005	29.172	30.384
Valor Presente de Pérdidas [Miles\$]	GMAX	232.441														
	GMIN	254.879														

Tabla C.4: Valorización de las Pérdidas de Energía y Potencia para el Caso 3 (con Transformador Regulador)

Caso 4: Conexión de un PMGD en Cola del Alimentador

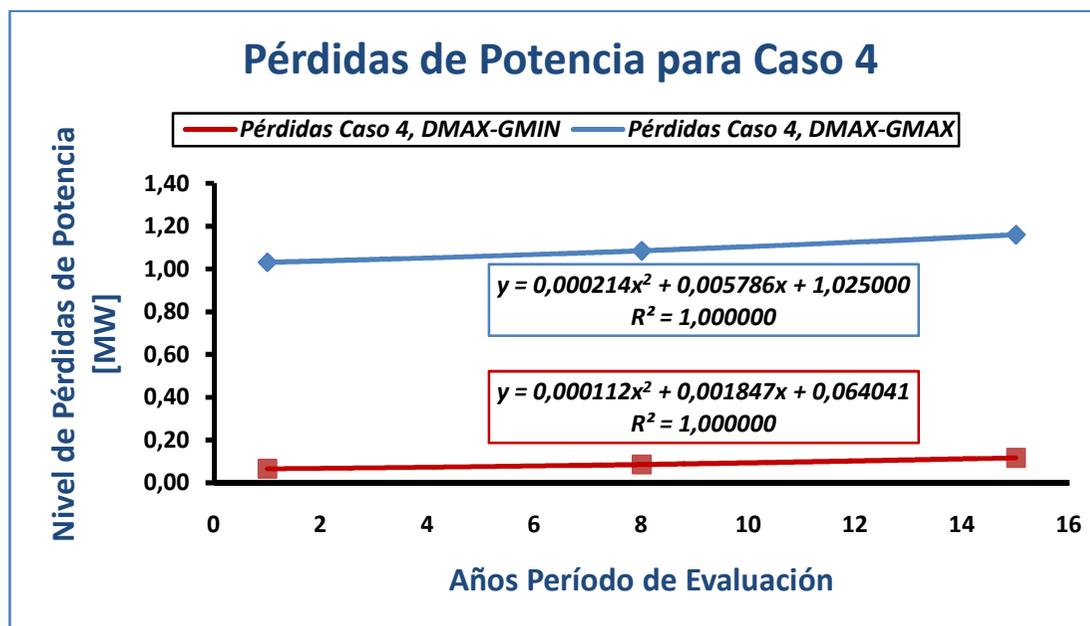


Gráfico C.5: Gráfico del Comportamiento de las Pérdidas de Potencia en el Alimentador en el Caso 4 para un período de evaluación de 15 años

Valorización de Pérdidas de Potencia y Energía en el Alimentador Caso 4																
AÑO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Nivel de Pérdidas de Potencia [MW]	GMAX	1,031	1,037	1,044	1,052	1,059	1,067	1,076	1,085	1,094	1,104	1,115	1,125	1,136	1,148	1,160
	GMIN	0,066	0,068	0,071	0,073	0,076	0,079	0,082	0,086	0,090	0,094	0,098	0,102	0,107	0,112	0,117
Nivel de Pérdidas de Energía [GWh]	GMAX	2,375	2,390	2,406	2,423	2,440	2,459	2,479	2,500	2,521	2,544	2,568	2,592	2,618	2,645	2,672
	GMIN	0,152	0,157	0,163	0,169	0,175	0,182	0,190	0,198	0,207	0,216	0,226	0,236	0,246	0,258	0,269
Valor de Pérdidas de Potencia [Miles\$]	GMAX	64.991	65.397	65.829	66.288	66.774	67.287	67.827	68.394	68.989	69.610	70.258	70.933	71.635	72.364	73.120
	GMIN	4.160	4.298	4.450	4.616	4.796	4.990	5.198	5.420	5.657	5.907	6.172	6.451	6.744	7.051	7.372
Valor de Pérdidas de Energía [Miles\$]	GMAX	119.549	120.294	121.089	121.934	122.828	123.772	124.765	125.809	126.901	128.044	129.236	130.477	131.769	133.109	134.500
	GMIN	7.653	7.906	8.185	8.490	8.821	9.178	9.561	9.970	10.405	10.866	11.353	11.866	12.405	12.970	13.560
Valor Presente de Pérdidas [Miles\$]	GMAX	1.461.329														
	GMIN	111.563														

Tabla C.5: Valorización de las Pérdidas de Energía y Potencia para el Caso 4

Anexo D: Análisis Completo del Marco Regulatorio para MGNC y Otros Archivos

El presente Anexo se grabó en un CD, debido a su extensión. Dentro del CD se puede encontrar:

- Análisis Completo del Marco Regulatorio para MGNC.
- Archivos de Resultados de Simulaciones.
- Archivos y documentos pertenecientes a las Referencias del presente trabajo de título.