



**UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA - CASO PRÁCTICO CENTRAL DE BIOGÁS DE
PICHACAY”**

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

AUTORES:

Freddy Patricio Carpio Garay
Jorge Leonardo Tepán Vele

DIRECTOR:

Ing. Miguel Guillermo Corral Serrano

TUTORES:

Ing. Fernando Duran Contreras
Ing. Santiago Machado Solis

Cuenca - Ecuador
2014

RESUMEN

En el presente trabajo de tesis previo a la obtención del título de ingeniero eléctrico, se da a conocer los efectos que produce la integración de la generación distribuida a la red eléctrica de distribución, para el estado de operación normal y en presencia de fallas. El estudio se centra en la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR red en la que ingresara la central de biogás de Pichacay.

En una primera parte se da a conocer la definición de generación distribuida (GD) y su perspectiva para el Ecuador, de acuerdo al tipo de recurso, metodología y tecnología a utilizar para la generación de energía eléctrica, además se proporciona una visión de las diferentes leyes y regulaciones que rigen en su construcción, operación e interconexión a la red eléctrica, dependiendo del recurso, tecnología utilizada y su capacidad nominal. En esta parte el estudio se enfoca en la fuente energética de biogás de los rellenos sanitarios.

En una segunda parte se detalla las características del relleno sanitario de Pichacay y los datos técnicos del biogás obtenidos en las pruebas realizadas para el estudio de prefactibilidad realizado en el año 2007. Basados en estos datos se muestra la capacidad de generación con las diferentes obras a realizar y los equipos que se instalarán en la construcción de la central de generación. Para terminar esta parte se realiza un estudio económico y ambiental, que permita verificar la viabilidad de la construcción de la central.

En la tercera parte se analizará la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR en el estado actual y con el ingreso de la central de GD, utilizando el software de simulación de redes eléctricas de distribución (CYMDIST). El análisis se centrará en los perfiles de tensión obtenidos a lo largo del alimentador, el nivel de pérdidas, las corrientes de cortocircuito para los diferentes tipos de fallas, los niveles de corriente que censan los dispositivos de protección de la central y del alimentador, los aportes de corriente de la central y el alimentador ante diferentes fallas. Finalmente se realiza la coordinación y calibración de los equipos de protección para la interconexión de la central basado en la norma IEEE Std. 1547-2008.

PALABRAS CLAVE

Generación Distribuida (GD), Alimentador, Falla, Central de Biogás, Distribución, Interconexión, Red Eléctrica, Protección, Relleno Sanitario.



ABSTRACT

This work, in fulfillment of the requirements for the degree of electrical engineer, presents the effects produced by the integration of distributed generation and electrical network in normal operations as well as in failures. This study focuses on the 0321 power supply at CENTROSUR network, which is the access to the Pichacay biogas plant.

The first part gives a definition of distributed generation (GD) and its perspectives for Ecuador, according to the resources, methodology, and technology used for electricity generation. Furthermore, there is an overview of different laws and regulations in regard to construction, operation, and interconnection to electrical networks, depending on resources, technology, and nominal capacity. In this part, the study focuses on the energy source of biogas from sanitary landfills.

The second part features the Pichacay sanitary landfill as well as technical data of biogas obtained from tests conducted for pre-feasibility studies in 2007. Based on these data, it is possible to see the generating capacity with different works to be performed and the equipment to be installed during the construction of the power station. To finish this part, an economic and environmental study is conducted to verify the feasibility of the construction of the plant.

The third part will analyze the 0321 power supply at CENTROSUR network in its current status as well as the admission of the distributed generation plant, using the simulation software for electrical distribution networks (CYMDIST). The analysis will focus on the voltage profiles obtained along the power supply, the level of losses, short circuit currents for different types of failures, current levels which take a census of protection devices of the plant and the power supply, the current contributions from the plant and the power supply in case of failures. Finally, it is presented the coordination and calibration of protection equipment for the interconnection of the plant based on the IEEE Std 1547-2008 standard.

KEYWORDS

Distributed Generation (DG), Power Supply, Failure, Biogas Plant, Distribution, Networking, Network Power, Protection, Sanitary Landfill.

ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	11
ÍNDICE DE TABLAS	14
1. GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	26
1.1 INTRODUCCIÓN.....	26
1.2 ANTECEDENTES.....	27
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	28
1.4 OBJETIVOS.....	29
1.4.1 Objetivo General	29
1.4.2 Objetivos Específicos	29
1.5 ALCANCE.....	29
1.6 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	30
1.6.1 Definición.....	30
1.6.2 Características generales.....	31
1.6.3 Generación Distribuida en el Ecuador	32
2. FUENTES DE ENERGÍA NO CONVENCIONALES	38
2.1 ENERGÍA SOLAR	38
2.1.1 Centrales Fotovoltaicas	42
2.1.1.1 Centrales Fotovoltaicas Aisladas de la Red	42
2.1.1.1.1 Paneles Fotovoltaicos.....	43
2.1.1.1.2 Regulador de Carga	44
2.1.1.1.3 Acumuladores.....	45
2.1.1.1.4 Inversor.....	45
2.1.1.1.5 Cableado	45
2.1.1.1.6 Protecciones eléctricas.....	45
2.1.1.2 Centrales Fotovoltaicas Conectadas a la Red	46
2.1.1.2.1 Inversores para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red ..	46
2.1.1.2.2 Seguidores solares	47
2.1.1.3 Ventajas de los sistemas fotovoltaicos.....	48
2.1.1.4 Desventajas de los sistemas fotovoltaicos	49
2.1.2 Centrales Termosolares	50
2.1.2.1 Central con Concentrador Cilíndrico - Parabólico (CCP)	51
2.1.2.2 Central de Torre Central.....	51
2.1.2.3 Central de Disco Parabólico.....	52
2.1.2.4 Ventajas de las centrales termosolares.....	52
2.1.2.5 Desventajas de las centrales termosolares.....	52
2.2 ENERGÍA EÓLICA	53



2.2.1	Centrales Eólicas	54
2.2.1.1	Tipos de aerogeneradores	55
2.2.1.2	Partes del aerogenerador [23].....	56
2.2.1.3	Ventajas de las centrales eólicas	56
2.2.1.4	Desventajas de las centrales eólicas	57
2.3	ENERGÍA HIDRÁULICA.....	58
2.3.1	Centrales Mini-Hidroeléctricas.....	58
2.3.1.1	Según su capacidad instalada	59
2.3.1.2	Según su régimen de flujo del agua [19].....	59
2.3.1.3	Ventajas de las centrales mini-hidroeléctricas.	61
2.3.1.4	Desventajas de las centrales mini-hidroeléctricas.....	62
2.4	ENERGÍA DE LA BIOMASA.....	62
2.4.1	Clasificación de las fuentes de biomasa	63
2.4.2	Proceso de obtención de la energía [25].....	64
2.4.2.1	Combustión	65
2.4.2.2	Procesos termoquímicos.....	65
2.4.2.3	Procesos bioquímicos	65
2.4.2.4	Otros procesos.....	66
2.4.3	Centrales de biogás con MCI de Mezcla Pobre o Micro-Turbinas.....	66
2.4.3.1	Micro-Turbinas	66
2.4.3.2	Motor de combustión interna de mezcla pobre encendido por chispa.....	67
2.4.4	Ventajas de las centrales eléctricas con biomasa	69
2.4.5	Desventajas de las centrales eléctricas con biomasa	70
3.	MARCO LEGAL Y NORMATIVO	72
3.1	LEY DEL RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO [27].....	72
3.2	REGULACIONES DEL CONELEC [13].....	73
3.2.1	Regulación N° CONELEC-006/08	73
3.2.2	Regulación N° CONELEC-008/08	73
3.2.3	Regulación N° CONELEC-013/08	74
3.2.4	Regulación N° CONELEC-005/09	75
3.2.5	Regulación N° CONELEC-002/11	75
3.2.6	Regulación N° CONELEC-003/11	75
3.2.7	Regulación N° CONELEC-008/12	76
3.2.8	Regulación N° CONELEC-001/13	76
4.	DETALLES TÉCNICOS, AMBIENTALES Y ECONÓMICOS DE LAS CENTRALES DE BIOGÁS DE RELLENOS SANITARIOS.....	82



4.1 INFORMACIÓN DEL RELLENO SANITARIO DE PICHACAY	82
4.1.1 Ubicación	82
4.1.2 Formación de biogás	83
4.1.3 Ingreso de Residuos	84
4.1.4 Composición de los residuos	84
4.1.5 Características de los depósitos [31]	85
4.1.6 Lixiviados y Gases	86
4.2 ESPECIFICACIONES DEL BIOGÁS DEL RELLENO SANITARIO DE PICHACAY	87
4.2.1 Modelación de las emisiones [31].....	87
4.2.2 Sondeo del gas emitido [31].....	88
4.2.2.1 Modelo de línea base	88
4.2.2.2 Disponibilidad de gas específico	89
4.2.2.3 Disponibilidad de gas en el sitio	90
4.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE BIOGÁS ..	91
4.3.1 Perforación y Pozos de Gas [31]	91
4.3.2 Lixiviados y canalización de biogás	91
4.4 ENSAYO DE BOMBEO DE GAS	92
4.5 SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	92
4.5.1 Cantidad de Energía Generada	93
4.5.2 Especificaciones del Grupo Electrónico	94
4.5.2.1 Datos técnicos del equipo de generación	95
4.5.2.2 Servicios que incluye en el grupo eléctrico.....	95
4.5.3 Subestación de transformación.....	97
4.6 LÍNEA DE INTERCONEXIÓN	99
4.7 SISTEMAS AUXILIARES [36]	105
4.7.1 Sistema de reducción de ruidos.....	105
4.7.2 Sistemas de ventilación	105
4.7.3 Transformador de servicios auxiliares	105
4.7.4 Banco de baterías.....	105
4.7.5 Cargadores de baterías	106
4.8 ASPECTOS AMBIENTALES.....	106
4.8.1 Impactos ambientales	106
4.8.2 Comercio de emisiones	108



4.9 ANÁLISIS FINANCIERO [55]	110
4.9.1 INGRESOS Y COSTOS OPERACIONALES	111
5. ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED DEL ALIMENTADOR 0321 DE LA CENTROSUR, CON LA CONEXIÓN DE LA CENTRAL DE PICHACAY	119
5.1 FLUJOS DE POTENCIA	119
5.1.1 Tipos de Barras	120
5.1.2 Métodos de solución de flujos de potencia	121
5.2 CURVA DE DEMANDA DEL ALIMENTADOR 0321 DE LA CENTROSUR.....	122
5.2.1 Curva de demanda para el mes de febrero	123
5.2.2 Curva de demanda del mes de enero	123
5.2.3 Curva de demanda del mes de diciembre	124
5.3 SOFTWARE CYMDIST PARA FLUJOS DE POTENCIA.....	125
5.4 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA - ESTADO ACTUAL	126
5.4.1 Resultados para los días laborables	126
5.4.1.1 Demanda mínima	127
5.4.1.2 Demanda media	128
5.4.1.3 Demanda máxima	129
5.4.2 Resultados para los días sábados	130
5.4.2.1 Demanda mínima	130
5.4.2.2 Demanda media.....	131
5.4.2.3 Demanda máxima	132
5.4.3 Resultados para los días domingos	133
5.4.3.1 Demanda mínima	133
5.4.3.2 Demanda media.....	134
5.4.3.3 Demanda máxima	135
5.5 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA CON EL INGRESO DE LA CENTRAL DE PICHACAY	136
5.5.1 Resultados para los días Laborables-Con la central conectada.....	136
5.5.1.1 Demanda mínima	136
5.5.1.2 Demanda media.....	137
5.5.1.3 Demanda máxima	138
5.5.2 Resultados para los días sábados-Con la central conectada.....	139
5.5.2.1 Demanda mínima	139
5.5.2.2 Demanda media.....	140
5.5.2.3 Demanda máxima	141
5.5.3 Resultados para los días Domingos-Con la central conectada	142



5.5.3.1	Demanda mínima	142
5.5.3.2	Demanda media	143
5.5.3.3	Demanda máxima	144
5.6	ANÁLISIS DE PARÁMETROS TÉCNICOS DEL ALIMENTADOR 0321 DE LA CENTROSUR	145
5.6.1.	Resumen de resultados obtenidos de la simulación de flujos de carga.....	145
5.6.2	Análisis del perfil de tensión y pérdidas	145
5.6.2.1	Demanda mínima	146
5.6.2.2	Demanda Media	147
5.6.2.3	Demanda Máxima	148
5.6.3.	Análisis económico de las perdidas en la red del alimentador 0321 .	149
5.6.4.	Operación de la central en isla	150
6.	FALLAS Y DISTURBIOS EN LA RED DEL ALIMENTADOR 0321 DE LA CENTROSUR: INFLUENCIA DE LA CENTRAL DE PICHACAY	153
6.1.	ASPECTOS GENERALES DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	153
6.1.1	Función de las protecciones.....	153
6.1.2	Fallas en el SEP.....	153
6.1.3	Requisitos de las protecciones.....	155
6.1.4	Sistemas de protección	156
6.2	ELEMENTOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	157
6.2.1	Transformadores de medida	157
6.2.1.1	Transformador de potencial.....	158
6.2.1.2	Transformadores de corriente	159
6.2.2	Relé.....	160
6.2.2.1	Tipos de relés	160
6.2.2.2	Parámetros a conocer para la configuración de los relés	160
6.2.2.3	Principales funciones de los relés	161
6.2.3	Disyuntores	164
6.2.3.1	Tipos de disyuntores.....	164
6.2.4	Fusibles.....	165
6.2.5	Seccionadores	165
6.2.5.1	Tipos de seccionadores.....	166
6.2.6	Reconectores	166
6.3	SISTEMA DE INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN	167
6.3.1	Interconexión de la GD de forma directa.....	168



6.3.2 Interconexión de la GD con transformador.....	168
6.3.2.1 Conexiones de los transformadores	169
6.3.3 Sistemas básico de protecciones para la interconexión de la GD.....	170
6.3.4 Configuración de los equipos norma IEEE	171
6.3.4.1 Relé de sobrecorriente de neutro 51N.....	172
6.3.4.2 Relé de sobrecorriente dependientes de tensión - 51V	172
6.3.4.3 Relé de baja tensión 27	173
6.3.4.4 Relé de sobrevoltaje 59	174
6.3.4.5 Relé de frecuencia 81	174
6.4 REQUISITOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA GD.....	175
6.5 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS EN LA RED DEL ALIMENTADOR 0321	177
6.5.1 Perfil de corrientes de cortocircuito	177
6.5.1.1 Punto Crítico – Estado Actual.....	177
6.5.1.2 Punto de interconexión	178
6.5.1.3 Punto Crítico – Ingreso de la Central.....	179
6.5.2. Corrientes censadas por los principales equipos de protección de la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR	180
6.6. EQUIPOS A UTILIZARSE EN LA INTERCONEXIÓN	184
6.6.1 Características del generador	184
6.6.2 Características del transformador de potencia	185
6.6.3 Características de los TP	186
6.6.4 Características de los TC	186
6.6.5 Características del relé del generador- MICOM P343.....	187
6.6.6 Características del relé de interconexión-MICOM P143.....	189
6.6.7 Características del disyuntor	191
6.6.8 Características del seccionador	192
6.7 COORDINACIONES DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL DE BIOGÁS DE PICHACAY	193
6.7.1 Esquemas de protección.....	193
6.7.2 Calibración del sistema de protecciones del generador.....	195
6.7.2.1 Protección de baja tensión 27	195
6.7.2.2 Protección de sobretensión 59	197
6.7.2.3 Protección de baja frecuencia 81U	200
6.7.2.4 Protección de sobrefrecuencia 81O	201
6.7.2.5. Protección de sobretensión residual 59N	203
6.7.2.6 Protección diferencial 87G.....	204
6.7.2.7 Protección de potencia Inversa 32	206
6.7.2.8 Protección de pérdida de campo 40	208
6.7.2.9 Protección de sobrecarga térmica 49G	212



6.7.2.10 Protección de sobrecorriente dependiente de tensión 51V	213
6.7.3 Calibración del sistema de protecciones de la interconexión	221
6.7.3.1 Protección de baja tensión 27	221
6.7.3.2 Protección de sobretensión 59	224
6.7.3.3 Comprobación de sincronismo 25	226
6.7.3.4 Protección de baja frecuencia 81U	228
6.7.3.5 Protección de sobrefrecuencia 81O	229
6.7.3.6 Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fases 50/51	229
6.7.3.7 Protección de sobrecorriente temporizada de falla a tierra 51N	233
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	238
7.1. CONCLUSIONES	238
7.2. RECOMENDACIONES.....	241
BIBLIOGRAFÍA	244
ANEXOS	249

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Sistemas Eléctricos de Generación Centralizada y Distribuida	28
Figura 1.2. GD de acuerdo a su rango de capacidad.....	30
Figura 1.3 Infraestructura en generación plan de expansión - 2013	32
Figura 1.4 Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética.	33
Figura 1.5 Cobertura eléctrica de empresas distribuidoras	34
Figura 2.1 Distribución de la energía solar incidente	39
Figura 2.2 Energía que ingresa a la tierra en promedio cada año, Expresada en teravatios-año (TW-año).	39
Figura 2.3 Insolación difusa promedio.....	40
Figura 2.4 Insolación directa promedio	41
Figura 2.5 Insolación global promedio.....	41
Figura 2.6 Aplicaciones de las Centrales Fotovoltaicas	42
Figura 2.7 Partes de los sistemas fotovoltaicos aislado de la red.	43
Figura 2.8 Partes del panel fotovoltaico	44
Figura 2.9 Sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución.....	46
Figura 2. 10 Estructura de una central eléctrica termosolar.	51
Figura 2.11 Aerogeneradores de eje vertical	55
Figura 2.12 Aerogeneradores de eje horizontal	56
Figura 2.13 Figura 2.2.1.2.1 Partes de un aerogenerador	56
Figura 2.14 Fuentes de Biomasa	63
Figura 2.15 Obtención de la energía de la biomasa.....	64
Figura 2.16 Partes de las micro-turbinas.....	67
Figura 2.17 Partes del Motor de Combustión Interna (MCI) de chispa	68
Figura 2.18 Esquema del funcionamiento del MCI de chispa	68
Figura 4.1 Plano de Ubicación	82
Figura 4.2 Sistema de recolección de lixiviados.....	86
Figura 4.3 Subestación Pichacay - Vista en planta	98
Figura 4.4 Tramo de repotenciación para la interconexión de la central de Pichacay ..	99
Figura 4.5 Punto de Interconexión en la red repotenciada.....	100
Figura 4.6 Estructura tipo E3 para Media Tensión.	102
Figura 4.7 Estructura tipo E2 para Media Tensión.	104
Figura 4.8 Evaluación de los impactos en cada una de las fases	107
Figura 4.9 Caracterización ambiental de la central	108
Figura 4.10 Ciclo para calificar como proyecto MDL.....	108
Figura 5.1 Sistema de dos barras	119
Figura 5.2 Circuito equivalente π de la línea	119



Figura 5.3 Variables de la barra	121
Figura 5.4 Curvas de demanda para el mes de febrero	123
Figura 5.5 Curvas de demanda para el mes de enero.	124
Figura 5.6 Curvas de demanda para el mes de diciembre.	125
Figura 5.7 Interfaz de CYMDIST	126
Figura 5.8 Perfil de tensión del punto crítico – Estado Actual	146
Figura 5.9 Perfil de tensión del punto crítico – Central conectada	146
Figura 5.10 Perfil de tensión del punto crítico – Estado Actual	147
Figura 5.11 Perfil de tensión del punto crítico – Central conectada	147
Figura 5. 12 Perfil de tensión del punto crítico – Estado Actual	148
Figura 5.13 Perfil de tensión del punto crítico – Central conectada	148
Figura 6.1 Porcentaje de Fallas	154
Figura 6.2 Porcentaje de Fallas de acuerdo a la ubicación.....	154
Figura 6. 3 Precisión de un TC clase 0,6	159
Figura 6.4 Interconexión directa de la GD a la red de distribución.....	168
Figura 6.5 Interconexión de la GD con un transformador a la red de distribución.....	169
Figura 6.6 Sistema básico de protecciones para la interconexión de la GD.	170
Figura 6.7 Curva de frecuencia límite de operación	175
Figura 6.8 Perfil de Icc del punto crítico – Estado Actual	177
Figura 6.9 Perfil de Icc del punto crítico – Central conectada	178
Figura 6.10 Perfil de Icc del punto de interconexión – Estado Actual	178
Figura 6.11 Perfil de Icc del punto de interconexión – Central conectada.....	179
Figura 6.12 Perfil de Icc del punto crítico – Estado Actual	179
Figura 6.13 Perfil de Icc del punto crítico – Central conectada	180
Figura 6.14 Diagrama de funciones del relé Micom P343.....	189
Figura 6.15 Diagrama de funciones del relé Micom P143.....	191
Figura 6.16 Esquema de interconexión de la central de biogás de Pichacay	194
Figura 6.17 Característica de funcionamiento de la protección diferencial de restricción 87G – Relé MICOM P343.	205
Figura 6.18 Conexión de los RTD en el relé MICOM P343.....	213
Figura 6.19 Modificación del nivel de arranque de la intensidad en la protección de sobreintensidad controlada por la tensión.....	214
Figura 6.20 Transformación del vector de tensión para un transformador triángulo – estrella.....	215
Figura 6.21 Circuito equivalente para falla trifásica.....	216
Figura 6.22 Esquema utilizado para obtener la corriente de falla trifásica.	216
Figura 6.23 Curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador.....	218
Figura 6.24 Curva de daño de sobrecorriente del transformador.....	219
Figura 6.25 Cuerva de actuación de sobrecorriente del relé 51V.	220



Figura 6.26 Funcionalidades de comprobación de sincronismo 25..... 227
Figura 6.27 Coordinación de la curva de actuación del relé de sobrecorriente 51..... 231
Figura 6.28 Coordinación de la curva de actuación del relé de sobrecorriente 51 234

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Potencial eólico-eléctrico estimado del Ecuador	54
Tabla 2.2 Tipos de centrales Hidroeléctricas	59
Tabla 3.1 Valores máximos solicitados al fondo del FERUM	74
Tabla 3.2 Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes	76
Tabla 3.3 Precios Preferentes	77
Tabla 3.4 Precios Preferentes (Generación hidroeléctrica C<30 MW)	77
Tabla 3.5 Cupo por tecnología de generación (MW)	78
Tabla 3.6 Valor unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial	79
Tabla 3.7 Valor unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial	79
Tabla 3.8 Valor unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial (Excedentes mensuales)	79
Tabla 3.9 Proyecto con certificación de calificación	80
Tabla 3.10 Valor unitario para el Buen Vivir Territorial	80
Tabla 4.1 Composición del biogás	83
Tabla 4.2 Ingreso de residuos en el relleno sanitario de Pichacay	84
Tabla 4.3 Composición de los residuos en el relleno sanitario de Pichacay	85
Tabla 4.4 Valores de los parámetros de Lo, k y %vol para los modelos de Carbon Trade, U.S. EPA México y Guía IPCC	88
Tabla 4.5 Comparación de emisiones de biogás	89
Tabla 4.6 Variación de ROI	90
Tabla 4.7 Promedio disponible del flujo de gas	90
Tabla 4.8 Capacidad Estimada de Generación Eléctrica	93
Tabla 4.9 Datos técnicos del equipo de generación	95
Tabla 4.10 Estimado de reducción de emisiones disponibles	110
Tabla 4.11 Ingresos operativos anuales	111
Tabla 4.12 Costos de gas utilizado	112
Tabla 4.13 Mano de obra directa	112
Tabla 4.14 Costos indirectos de generación	113
Tabla 4.15 Personal administrativo	113
Tabla 4.16 Gastos indirectos	114
Tabla 4.17 Depreciación bioprocesador y generador eléctrico	114
Tabla 4.18 Depreciación	115
Tabla 4.19 Maquinaria y sistema de extracción	115
Tabla 4.20 Amortización de deuda	116
Tabla 4.21 Indicadores financieros	116
Tabla 5.1 Resumen de la simulación de flujos – carga mínima	127
Tabla 5.2 Resumen de la simulación de flujos – carga promedio	128



Tabla 5.3	Resumen de la simulación de flujos – carga máxima.....	129
Tabla 5.4	Resumen de la simulación de flujos – carga mínima.	130
Tabla 5.5	Resumen de la simulación de flujos – carga promedio.	131
Tabla 5.6	Resumen de la simulación de flujos – carga máxima.....	132
Tabla 5.7	Resumen de la simulación de flujos – carga mínima.	133
Tabla 5.8	Resumen de la simulación de flujos – carga promedio.	134
Tabla 5.9	Resumen de la simulación de flujos – carga máxima.....	135
Tabla 5.10	Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga mínima.....	136
Tabla 5.11	Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga promedio. ..	137
Tabla 5.12	Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga máxima.....	138
Tabla 5.13	Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga mínima.....	139
Tabla 5.14	Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga promedio ...	140
Tabla 5.15	Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga máxima.....	141
Tabla 5.16	Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga mínima.....	142
Tabla 5.17	Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga promedio ...	143
Tabla 5.18	Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga máxima.....	144
Tabla 5.19	Resumen de resultados de la simulación de flujos de potencia para todos los periodos de estudio.....	145
Tabla 5.20	Análisis de pérdidas en valor presenta.....	150
Tabla 6.1	Precisión de los TP	158
Tabla 6.2	Principales funciones de los relés	161
Tabla 6.3	Respuesta del sistema de interconexión para tensiones anormales.....	171
Tabla 6.4	Respuesta del sistema de interconexión para frecuencias anormales.....	171
Tabla 6.5	Datos mínimos de ajuste de la protección de sobrecorriente.....	172
Tabla 6.6	Datos mínimos de ajuste del relé de sobrecorriente de tensión.....	173
Tabla 6.7	Rango de bajas tensiones en la interconexión de fuentes de GD.....	173
Tabla 6.8	Datos mínimos de ajuste del relé de baja tensión	174
Tabla 6.9	Rango de sobretensiones en la interconexión de fuentes de GD.....	174
Tabla 6.10	Datos mínimos de ajuste del relé de sobretensión.....	174
Tabla 6.11	Datos mínimos de ajuste del relé de frecuencia.....	175
Tabla 6.12	Corrientes censadas por los principales equipos de protección.....	181
Tabla 6.13	Características del Generador.....	184
Tabla 6.14	Características del Transformador de Potencia	185
Tabla 6.15	Características del Transformador de Potencia	186
Tabla 6.16	Características de los TC	187
Tabla 6.17	Funciones del relé Micom P343	187
Tabla 6.18	Funciones del relé Micom P143	190
Tabla 6.19	Características del Disyuntor.....	191
Tabla 6.20	Características del Disyuntor.....	192



Tabla 6.21 Configuración de la función de protección de baja tensión 27 del relé MiCOM P343.....	196
Tabla 6.22 Configuración de la función de protección de sobretensión 59 del relé MiCOM P343.....	199
Tabla 6.23 Configuración de la función de protección de baja frecuencia 81U del relé MiCOM P343.....	201
Tabla 6.24 Configuración de la función de protección de sobrefrecuencia 81O del relé MiCOM P343.....	202
Tabla 6.25 Configuración de la función de protección de sobretensión residual 59N del relé MiCOM P343.....	204
Tabla 6.26 Configuración de la función de protección diferencial de restricción 87G del relé MiCOM P343.....	206
Tabla 6.27 Configuración de la función de protección de potencia inversa 32 del relé MiCOM P343.....	208
Tabla 6.28 Configuración de la función de protección de pérdida de campo 40 del relé MiCOM P343.....	211
Tabla 6.29 Constantes para las curvas IEEE.....	220
Tabla 6.30 Configuración de la función de protección de sobrecorriente controla por tensión 51V del relé MiCOM P343.	220
Tabla 6.31 Configuración de la función de protección de baja tensión 27 del relé MiCOM P143.....	223
Tabla 6.32 Configuración de la función de protección de sobretensión 59 del relé MiCOM P143.....	225
Tabla 6.33 Configuración de la función de protección de baja frecuencia 81U del relé MiCOM P143.....	228
Tabla 6.34 Configuración de la función de protección de sobrefrecuencia 81O del relé MiCOM P143.....	229
Tabla 6.35 Constantes para las curvas IEEE.....	230
Tabla 6.36 Configuración de la función de protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fases 50/51 del relé MiCOM P143.	232
Tabla 6.37 Configuración de la función de protección de sobrecorriente temporizada de falla a tierra 51N del relé MiCOM P143.....	234



Yo, Freddy Patricio Carpio Garay, autor de la tesis "INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA - CASO PRÁCTICO CENTRAL DE BIOGÁS DE PICHACAY", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciera de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Mayo de 2014

Freddy Patricio Carpio Garay

0105677413



Yo, Freddy Patricio Carpio Garay, autor de la tesis "INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA - CASO PRÁCTICO CENTRAL DE BIOGÁS DE PICHACAY", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Mayo 2014

Freddy Patricio Carpio Garay

0105677413



Yo, Jorge Leonardo Tepán Vele, autor de la tesis “INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA - CASO PRÁCTICO CENTRAL DE BIOGÁS DE PICHACAY”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Mayo de 2014

Jorge Leonardo Tepán Vele
0105571558



Yo, Jorge Leonardo Tepán Vele, autor de la tesis “INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA - CASO PRÁCTICO CENTRAL DE BIOGÁS DE PICHACAY”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Mayo 2014

A handwritten signature in blue ink that reads "Jorge Leonardo Tepán Vele".

Jorge Leonardo Tepán Vele
0105571558



Esta Tesis ha sido desarrollada dentro del Convenio entre la Universidad de Cuenca y la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.



AGRADECIMIENTOS.

En primer lugar agradecemos a Dios por habernos permitido afrontar todas las adversidades que se han presentado a lo largo de nuestras vidas.

A nuestras familias por brindarnos su apoyo incondicional a lo largo de nuestra carrera.

Nuestros más sinceros agradecimientos al Ing. Miguel Corral por apoyarnos en el desarrollo del presente trabajo, gracias por brindarnos su apoyo y amistad.

De igual manera a los Ingenieros: Santiago Machado y Fernando Duran por su apoyo y colaboración en el desarrollo del presente trabajo de tesis.

A la Universidad de Cuenca y a su personal docente que nos compartieron sus conocimientos y experiencias.

A la CENTROSUR por permitirnos desarrollar el presente trabajo de tesis dentro de sus instalaciones y brindarnos su apoyo en el desarrollo.

De manera especial a nuestros amigos que nos apoyaron a lo largo de la realización del presente trabajo de tesis.

Los Autores



DEDICATORIA.

Con mucho cariño para mis padres Elsa Garay y Angel Carpio que hicieron todo lo posible para que yo pudiera cumplir mis metas, por darme sus consejos que me motivaron a seguir adelante por el camino correcto a pesar de los problemas que se presentan en la vida.

Con cariño para mis abuelitos Julia Palacios y Manuel Garay que me apoyaron en mis estudios y que con sus consejos me ayudaron a ser una persona de bien.

A mis hermanos y hermanas que con su apoyo me han ayudado a seguir adelante en este difícil camino.

A toda mi familia que con sus consejos y apoyo me han incentivado a salir adelante y forzar un camino lleno de éxitos y alegrías.

A mis profesores que con sus experiencias y conocimientos me han permitido ser una persona de bien y preparada para mi carrera profesional.

A todos mis amigos y amigas que han estado junto a mi recorriendo este camino, por todo su apoyo y por los buenos y malos momentos que hemos pasado.

Freddy Carpio



DEDICATORIA.

A mis padres por su esfuerzo, consejos y comprensión que me han brindado siempre y que me han ayudado a cumplir mis metas. Gracias.

A mis hermanos por su apoyo y amistad en todo momento y que me han motivado a seguir adelante.

Jorge Leonardo Tepán.



CAPÍTULO I

GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA



1. GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

1.1 INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo de tesis se analizará la influencia de la generación distribuida (GD) en la red eléctrica de distribución, debido a la creciente utilización y el consecuente desarrollo que tiene la GD mediante fuentes energéticas no convencionales a nivel del Ecuador y del mundo, permitiendo cambiar la matriz energética de generación centralizada convencional para aprovechar las ventajas de la GD.

La GD no tiene una definición específica, pero basado en las múltiples definiciones dadas por diferentes institutos y autores, se puede decir que la GD se presenta cuando la energía primaria se encuentra cerca de la carga y tiene una capacidad nominal pequeña (menor a 100 MW) permitiendo conectarse en forma directa a la red de distribución o a los centros de consumo.

En el Ecuador existe un gran potencial en materia de energías no convencionales como la solar, la eólica, las hidráulicas y la biomasa. En la actualidad se prevé el cambio de la matriz energética, incentivando al sector privado a la inversión en centrales no convencionales, con precios preferenciales de venta de energía. Uno de estos casos es la central de Pichacay, que aprovechará el biogás producido en el relleno sanitario del mismo nombre para por medio de motores de combustión interna de mezcla pobre combustionar el biogás y mover un generador eléctrico, la central generará en su primera etapa 1 MW y en su segunda etapa 1MW más, con una capacidad instalada total de 2 MW.

La interconexión de la GD a la red de distribución tiene muchas ventajas principalmente el ayudar a controlar los niveles de tensión a lo largo de la red, la reducción del nivel de pérdidas, evitar la saturación de la red y de los equipos que la componen, pero también causa el cambio del sentido del flujo de potencia, complicando el sistema de protecciones tradicionales utilizados en los sistemas de distribución con flujos de potencia unidireccionales. Además dependiendo del tipo de generador que se utilice (síncrono o asíncrono), el tipo de interconexión (directa o con transformador) y la configuración del transformador, se produce un aumento en las corrientes de los diferentes tipos de falla, lo cual puede provocar el mal funcionamiento del sistema de protecciones.

Debido a todas estas implicaciones que tienen la GD en la red, el sistema de protecciones utilizado para la interconexión debe cumplir los requisitos exigidos por la empresa de distribución y la central de GD. En la actualidad existe la norma IEEE Std. 1547–2008, que establece algunos requerimientos y niveles de configuración de los equipos de protección a utilizar para la interconexión.



Los requerimientos básicos que debe cumplir el sistema de protección de la interconexión son: detectar cualquier falla por pequeña y lejana que sea, evitar el funcionamiento de la central de GD en isla, desconectar la central de GD ante cualquier falla en la red eléctrica de distribución para permitir que el sistema de protecciones de la red despeje la falla.

1.2 ANTECEDENTES

Los países a nivel mundial han experimentado grandes cambios, teniendo como meta común el desarrollo de su nación, y todo esto conlleva al mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes. Este progreso está estrechamente relacionado con la energía eléctrica, que a lo largo de su historia ha tenido como su fuente primaria los combustibles fósiles, de gran potencial energético y considerado como recursos no renovables, que en un determinado tiempo se provee su agotamiento, para lo cual se buscan nuevas fuentes energéticas, teniendo como materia prima, recursos renovables.

Este tipo de energías renovables, como la solar, biomasa, eólica e hidráulica, permitirá un aprovechamiento energético alternativo al consumo actual de combustibles fósiles, que además permite una reducción de emisiones de CO₂ que afectan al medio ambiente. Con la utilización de los grandes recursos primarios se puede tener generación eléctrica, mediante centrales ubicadas cercanas a los puntos de suministro, y lejos de los lugares de consumo, pero ello implica mayores pérdidas y gastos económicos en el transporte. Debido a esta problemática y gracias a las mejoras tecnológicas surge una alternativa denominada generación distribuida, con la cual se tiene una generación eléctrica, si bien a menor escala, está en puntos cercanos a los centros de consumo. [1]

La utilización de fuentes de energía alternativas renovables se da mediante una generación centralizada, generalmente con grandes proyectos concentrados en un solo lugar como la hidroeléctrica y un segundo tipo de generación denominada generación distribuida (GD) que se caracteriza por tener su producción de energía eléctrica en varios puntos y conectados a la red de distribución (Figura 1.1), permitiendo reducir las pérdidas que se tiene en las redes de transmisión, logrando aumentar el nivel de confiabilidad y calidad de energía que se provee a los usuarios. Con este tipo de generación en conjunto con las energías renovables no convencionales se busca reducir los impactos ambientales ya sea mediante una fuente solar a través de paneles fotovoltaicos, biomasa con la producción de biogás en rellenos sanitarios, mini hidráulicas y eólica. [2][3]

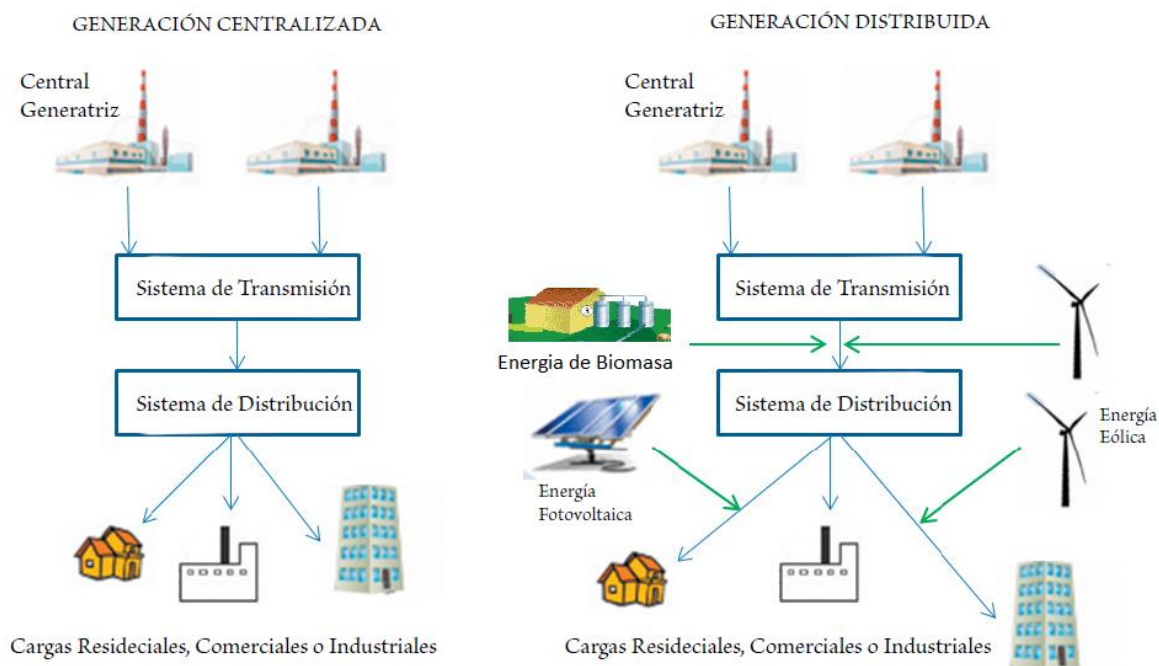


Figura 1.1 Sistemas Eléctricos de Generación Centralizada y Distribuida
 Fuente: Revista del Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico Año 27, Vol 1, 2014

1.3 JUSTIFICACIÓN

En el Ecuador, la actualidad de la matriz energética presenta a las energías no renovables como una alternativa principal para la producción de energía eléctrica. Para el 2017 según el plan maestro de electrificación se proyecta disponer a las centrales hidroeléctricas como una de las mayores fuentes de generación que componen la matriz energética del Ecuador, teniendo en cuenta al 2016 como un punto de inflexión en la reducción de producción térmica y por ende la reducción de gases contaminantes.

Debido a esto, y al gran potencial que presenta el país en materia de recursos renovables se ha planificado una diversificación de la matriz energética con la incorporación de fuentes energéticas alternas como la energía solar, biomasa y eólica como energías renovables no convencionales. Y al estar cercano a los puntos de consumo estos aprovechamientos se puede aplicar mediante el empleo del concepto de generación distribuida por lo cual se busca estudiar el comportamiento de la red de distribución al conectar este tipo de centrales, y de manera práctica se estudiará la central de biogás de Pichacay con una capacidad de 2 MW.



1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Analizar el impacto que se presenta en la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., con la conexión de la central de biogás de Pichacay, tanto en parámetros técnicos como operacionales.

1.4.2 Objetivos Específicos

1. Analizar la importancia de la generación distribuida en el avance energético del país.
2. Dar a conocer las principales fuentes energéticas no convencionales del país, así como sus ventajas y desventajas en su respectivo aprovechamiento.
3. Revisión del marco legal y regulatorio existente en el país referente a las centrales no convencionales.
4. Analizar los problemas técnicos de la red de distribución con la generación distribuida (caso Pichacay), en donde se engloban: la calidad del servicio, las pérdidas, las protecciones de la red y los servicios complementarios.

1.5 ALCANCE

En el Primer capítulo se presenta una introducción hacia lo que es la generación distribuida, y lo que esto representa para el avance energético del país.

En el Segundo capítulo se darán a conocer las fuentes energéticas no convencionales del país que están obteniendo mayor relevancia en los últimos años, así como los diferentes métodos de aprovechamiento de las mismas para la generación eléctrica.

Una vez conocidas las características y el funcionamiento de las diferentes centrales no convencionales, en el Tercer capítulo se analizará el marco legal y regulatorio establecido por el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad) para otorgar el permiso de construcción y operación de estas centrales, haciendo énfasis en las centrales de biogás en rellenos sanitarios.

En el cuarto capítulo se detallan los aspectos, técnicos, ambientales y económicos de las centrales de biogás en rellenos sanitarios, analizando estos aspectos de manera específica en el caso de la central del relleno sanitario de Pichacay.

En el Quinto capítulo se realizará un estudio de los aspectos técnicos de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (CENTROSUR), al conectar la central de biogás de Pichacay, analizando parámetros como niveles de

tensión y pérdidas, para esto se utilizará el programa de flujos de potencia utilizado por la CENTROSUR.

En el Sexto capítulo se realizará un análisis del sistema de protecciones que se debe utilizar para la interconexión de la central de biogás, para lo cual se efectuará la coordinación de protecciones de la línea de interconexión de la central de Pichacay con la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., también se estudiará, como estas centrales reaccionan ante la necesidad de servicios complementarios como en la regulación de la tensión y la frecuencia.

1.6 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Se estudiarán y revisarán los aspectos generales que ofrece la generación distribuida (GD), tanto por su conceptualización, como por los criterios de clasificación, ventajas, desventajas. También se realiza un análisis de la situación actual del país en el desarrollo de este tipo generación.

1.6.1 Definición

La generación distribuida se ha concebido desde los inicios del suministro de energía eléctrica, donde la producción energética se encontraba cercana a los puntos de consumo. Debido al creciente desarrollo de los países, estrechamente relacionados con el consumo de energía eléctrica, la generación centralizada ha pasado a ser parte importante en la matriz energética. No obstante la GD ha vuelto a retomar su importancia, con la inclusión de varios aspectos técnicos y ambientales los cuales ayudan a mejorar la calidad de energía en los que se destaca la utilización de energías renovables como energía primaria. Por tanto, para la generación distribuida, debido a sus amplias características, (como la tecnología utilizada, rango de capacidad como de detalla en la Figura 1.2 [4] disponibilidad, límites de potencia y su uso), se han dado varias definiciones por parte de organizaciones como IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), GIGRE (The International Council on Large Electric Systems), IEA (International Energy Agency) y varios autores académicos.

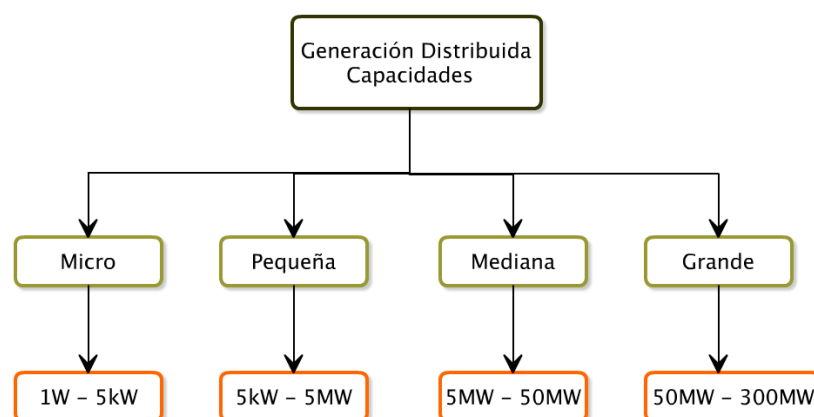


Figura 1.2. GD de acuerdo a su rango de capacidad



La definición dada por la IEEE expresa que la GD está dada por una producción de energía eléctrica mediante instalaciones que son suficientemente menores que las plantas de generación centralizadas, permitiendo la interconexión en casi cualquier punto de la red. [5][6]

De acuerdo con el grupo de GIGRE define a la GD en donde todas las unidades de generación tienen una capacidad máxima de 50 MW a 100 MW, las cuales se conectan a la red de distribución. [7][8]

IEA considera que la GD está dada por una producción de energía en la instalación del consumidor o dentro de la empresa de distribución local, suministrando energía directamente a la red de distribución. [6][9]

Mediante los autores Ackermann, T., Andersson, G., Soder, L. (2001) en el cual definen a la GD principalmente de acuerdo al propósito y la ubicación de las unidades generadoras las cuales están conectadas con las instalaciones de los consumidores o la red de distribución. [7]

De acuerdo con las definiciones citadas, la GD se establece como una generación a pequeña escala, que tiene como punto común una conexión a la red de distribución, o una instalación del consumidor, todo esto dependiendo de aspectos como su ubicación, capacidad MW, y el uso que se pueda dar a este tipo de generación.

1.6.2 Características generales

La GD presenta factores catalogados como ventajas frente a la generación centralizada como también aspectos limitadores en el desarrollo de la GD.

Uno de los aspectos de la GD frente a la generación centralizada, es la forma de transporte de la energía, debido a que en la GD se interconecta directamente a la red de distribución o a los consumidores, eliminando la necesidad de la red de transmisión que enlaza las centrales de generación con las subestaciones de distribución, todo esto conlleva a minimizar las pérdidas e incrementa la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico, además representa un cambio en la infraestructura del sector energético, con la implementación de pequeñas centrales cercanas a los puntos de consumo.

Con la GD se presentan varias formas de utilización como, una generación de soporte que ayuda a suplir la demanda de cargas sensibles ante cualquier falla en la red, además el uso de este tipo de generación se amplía hacia las zonas alejadas, donde el Sistema Nacional Interconectado no llega con el suministro de energía, por ello se aprovecha de la generación distribuida, para atender las necesidades y fomentar el desarrollo de la población, además de promover una democratización de la energía. [10]



Mediante la GD se busca una diversificación energética con la implementación de diferentes tipos de tecnología, como turbinas a vapor, ciclos combinados, pilas de combustible, a más de la utilización de recursos de energía renovables no convencionales (ERNC) como la energía solar, eólica, biomasa, mini-hidráulicas que son tratadas en el Capítulo 2. Mediante este tipo de recursos y con el desarrollo tecnológico se estructura un sistema de menor costo de instalación y mayor confiabilidad en las diversas centrales con GD.

La utilización de recursos no renovables en la generación centralizada, como los combustibles fósiles (gas, carbón, petróleo), hacen que la GD con la utilización de ERNC como combustibles primarios, ayuden a minimizar los impactos ambientales producidos por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), ayudando al desarrollo de la sustentabilidad energética.

Todas estas características presentadas sobre la GD, tiene como meta común el desarrollo del sector energético mejorando aspectos técnicos, ambientales y sociales. No obstante, existen ciertas limitaciones que impiden la implementación de la GD como factores económicos, donde los costos de inversión tienen un papel importante en la implementación, debido a que se debe tomar en cuenta el tipo de generación, costos de tecnología utilizada, vida útil y mantenimiento; a esto se suman factores técnicos como la falta de investigación y el desarrollo de tecnologías adecuadas para la GD, lo que permitirá una conexión adecuada con la red de distribución. Además del marco legal y normativo donde se requiere una mayor atención en lo que respecta a la GD.

1.6.3 Generación Distribuida en el Ecuador

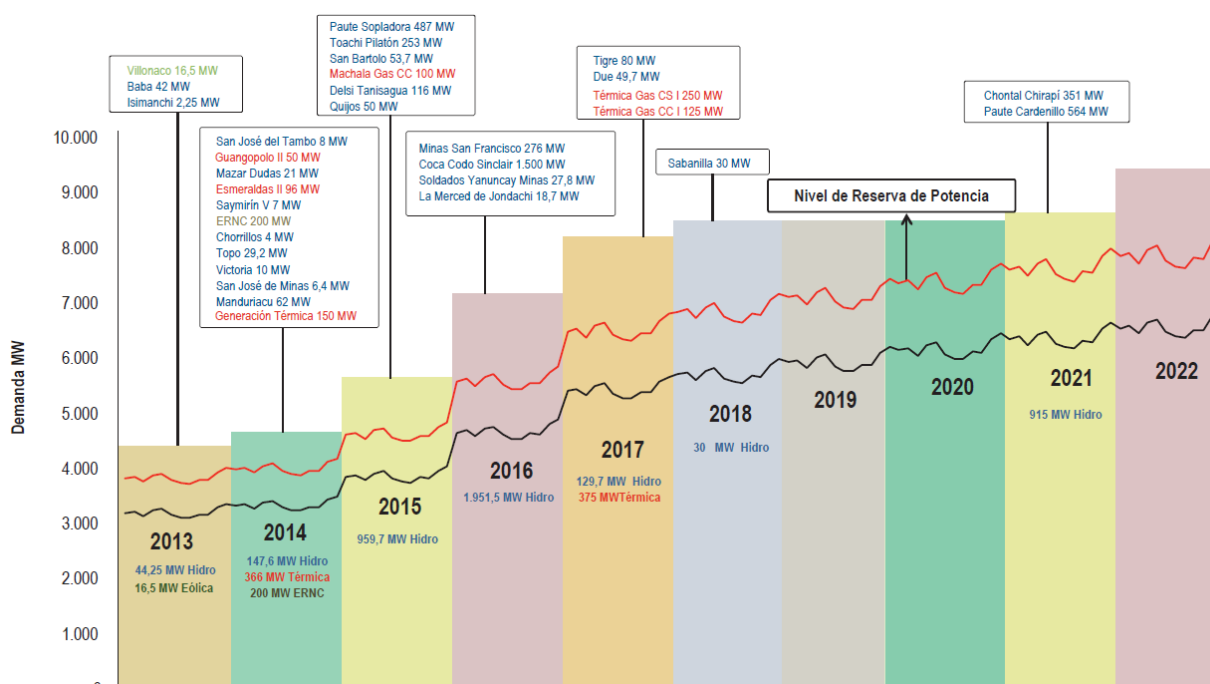


Figura 1.3 Infraestructura en generación plan de expansión - 2013
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 [12]



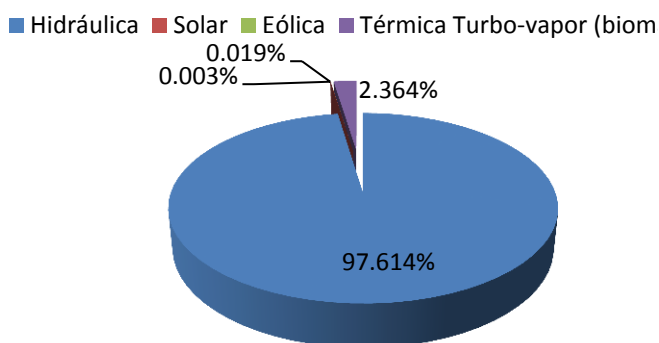
La matriz energética del país se encuentra en un mayor porcentaje dado por energías renovables provenientes casi en su totalidad por recursos hídricos (Figura 1.3) gracias a las condiciones climáticas que se presentan en las diversas regiones del país.

La utilización de recursos de energía no renovable, principalmente derivados de petróleo, se presenta en menor proporción pero es una parte importante dentro de la matriz actual del país, como se puede ver la Figura 1.4 en forma porcentual con datos del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). [13]

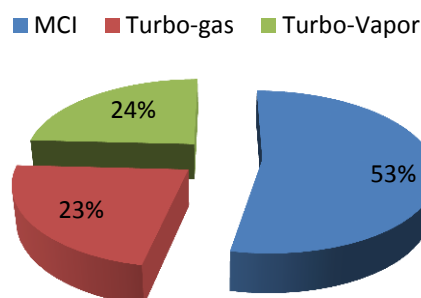
Energía Renovable			
Hidráulica	Solar	Eólica	Térmica Turbo-vapor (biomasa)
97,614 %	0,019 %	0,003 %	2,364 %

Energía no Renovable		
MCI	Turbo-gas	Turbo-Vapor
53,162 %	22,666 %	24,173 %

Energía Renovable



Energía no Renovable



Total

Total	
Energía Renovable	54,305 %
Energía no Renovable	44,663 %
Importación	1,032 %

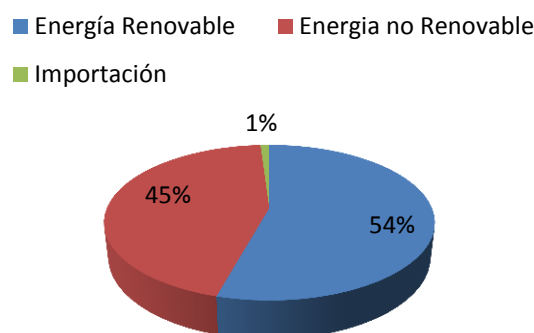


Figura 1.4 Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética.
Fuente: CONELEC-Indicadores, 2012

Con los datos de la Figura 1.4 se detallan los porcentajes de las energías renovables no convencionales, aunque sus valores son mínimos en referencia a las otras fuentes, su importancia en el país está en crecimiento con la construcción e implementación de nuevos proyectos de generación.

Según los datos estadísticos publicados por el CONELEC, basadas en datos del Censo de Población y Vivienda 2010 [13], se puede analizar el alcance que tienen las redes de distribución hacia la población, donde el 95,53 % de viviendas urbanas tienen servicio eléctrico frente al 94,82 % presentes en el sector rural.

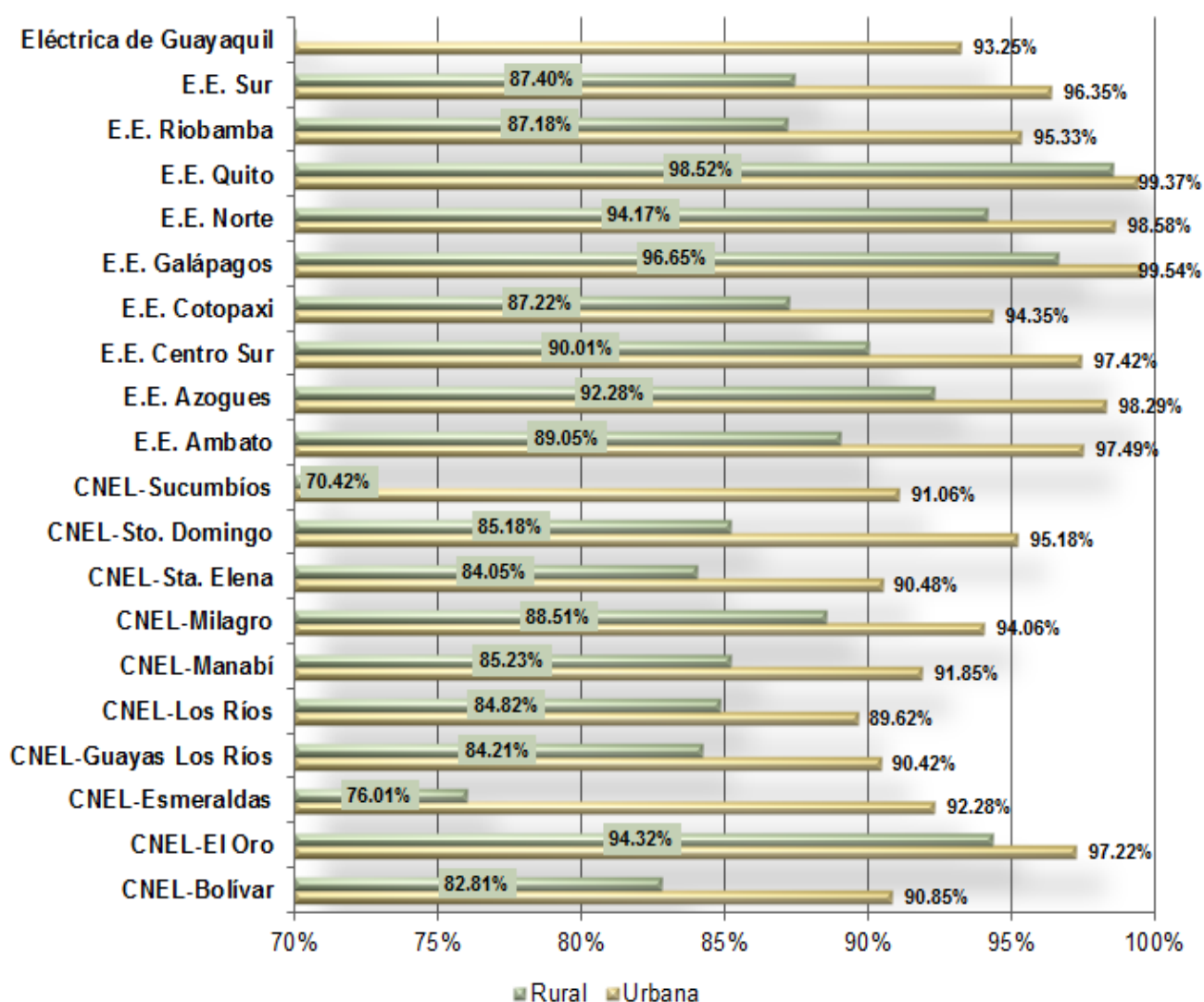


Figura 1.5 Cobertura eléctrica de empresas distribuidoras
Fuente: CONELEC-Indicadores, 2012

A través de las estadísticas de cobertura eléctrica del país se puede constatar que existe un déficit en los sectores rurales, en lo referente al servicio eléctrico, que en algunos casos están siendo suplidos mediante una GD con paneles fotovoltaicos. En el país se encuentran desarrollando varios proyectos relacionados con la GD,



con la utilización de energías renovables no convencionales, impulsadas por el gobierno nacional y entidades privadas (Anexo A) como las descritas a continuación.

A través del plan maestro de electrificación 2013-2022 se da a conocer los proyectos presentes de generación privada con ERNC, que tienen contrato o en trámite los permisos de concesión con el CONELEC [12].

- Ecuador Energético S.A., Proyecto Fotovoltaico Imbabura – Pimán, 25 MW de capacidad, ubicado en Pimán, provincia de Imbabura.
- Ecuador Energético S.A., Proyecto Fotovoltaico Santa Elena, 25 MW de capacidad, ubicado en el cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena.
- Condorsolar S.A., Proyecto Fotovoltaico Condorsolar, 30 MW de capacidad, ubicado en Cayambe – Tabacundo, provincia de Pichincha.
- Generación de Energía Solar Solarconnection S.A., Proyecto Fotovoltaico Solarconnection, 20 MW de capacidad, ubicado en Cayambe – Tabacundo, provincia de Pichincha.
- Energía Solar S.A., Proyecto Fotovoltaico Manabí, 30 MW de capacidad, ubicado en Los Bajos – Montecristi, provincia de Manabí.
- Guitarsa S.A., Proyecto Fotovoltaico Vaiana, 20 MW de capacidad, ubicado en Cerecita, provincia del Guayas.

En los proyectos de energía solar con una menor capacidad de generación y que abastecen a zonas apartadas, se destaca el programa euro-solar que abastece a 91 comunidades ubicadas en Guayas, Esmeraldas y provincias del Oriente ecuatoriano, además de tres proyectos en construcción con una capacidad de 1 MW, ubicados en las zonas Malchinguí, Paragachi y Escobar. También se presenta el programa Yantsa li Etsari desarrollado por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., en las comunidades de Morona Santiago, donde se dotó de 2.500 paneles fotovoltaicos permitiendo a la población de las 95 comunidades de la región, disponer de energía eléctrica. [15]

También se detallan los proyectos de biomasa impulsados por sectores privados como Ecoelectric, San Carlos y Ecudos con una potencia de 36,5, 35 y 29,8 MW respectivamente, esta producción energética permite la utilización del bagazo de caña. También se cuenta con el proyecto de aprovechamiento de biogás, en el relleno sanitario de Pichacay (ubicado en el cantón Cuenca), para la producción de energía eléctrica a partir de residuos orgánicos, este proyecto se encuentra impulsado por la Empresa Pública Municipal de Aseo de Cuenca, EMAC EP, y de acuerdo a las reservas y producción de la fuente se estima una generación de 1 MW en su primera fase y 1 MW adicional en su segunda fase. En la ciudad de Quito, también se desarrolla un proyecto de generación de energía eléctrica con biogás en



el relleno sanitario Inga 1 y 2, que generaría 4 MW. Además de la construcción de biodigestores a nivel nacional para el aprovechamiento de residuos sólidos de origen agrícola y urbano, ubicados en el Jardín botánico y el Camal Metropolitano de Quito. [12]

En cuanto a la generación eólica en el país, se cuenta con el parque eólico San Cristóbal, ubicado en el Archipiélago de Galápagos, que posee una capacidad de 2,4 MW, además se destaca el parque eólico Villonaco ubicado en la provincia de Loja, con una capacidad de 16,5 MW que entro en operación durante el primer semestre del 2013, el proyecto eólico Baltra con una capacidad de 2,25 MW y en estudio se tiene proyectos eólicos de Salinas, Membrillo-Chinchas y García Moreno con una potencia de 15, 110 y 15 MW respectivamente, además del proyecto eólico minas de Huascachaca desarrollado por la Empresa Electro Generadora del Austro (ELECAUSTRO) donde se estima un capacidad de 50 MW producidos por 25 aerogeneradores de 2 MW cada uno. [16]



CAPÍTULO II

FUENTES DE ENERGÍA NO CONVENCIONALES



2. FUENTES DE ENERGÍA NO CONVENCIONALES

En el presente capítulo revisan las fuentes de energía con mayor aplicación en el Ecuador y las principales tecnologías para su aprovechamiento en la generación de energía eléctrica.

2.1 ENERGÍA SOLAR

El sol es la estrella más grande y cercana a nuestro planeta, por efecto de su gran fuerza gravitatoria y su elevada temperatura en el interior del mismo, se produce el proceso de fusión nuclear al unir dos átomos de hidrogeno en un átomo de helio, produciéndose una diferencia de masa, que después se convierte en energía, dicha energía es emitida hacia el planeta en forma de ondas electromagnéticas, que va desde el infrarrojo hasta el ultravioleta y a la cual se la llama energía solar.

La energía solar es la causa de casi todas las energías que tenemos; de los vientos, de la evaporación de las aguas superficiales, de la formación de las nubes, de las precipitaciones fluviales, además de diferentes reacciones químicas indispensables para el desarrollo de los vegetales y los animales como la fotosíntesis. También con el paso de los años se han originado los combustibles fósiles como el carbón y el petróleo. De esto se deduce que la energía eólica, geotérmica y la biomasa no son más que formas indirectas de aprovechamiento de la energía solar y las únicas energías que no dependen de esta son la nuclear y las que dependen de reacciones químicas (pilas químicas o de combustible).

La potencia de la radiación que llega a la superficie terrestre se llama irradiación y es medida en W/m^2 . La irradiación directa normal fuera de la atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor medio de $1366 W/m^2$ (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de $1395 W/m^2$ y un valor mínimo en el afelio de $1308 W/m^2$). De la irradiación normal, al ingresar a la capa atmosférica se divide en dos componentes la directa y la difusa, la cantidad de energía irradiada a la tierra depende de las condiciones climatológicas y la hora. [17]

Radiación Directa.- Es aquella parte de la energía que llega directamente a la tierra, sin reflexionarse ni refractarse en su trayectoria desde el sol.

Radiación Difusa.- Es la energía que alcanza la superficie terrestre dispersa de su dirección original, debido al efecto de múltiples reflexiones y refracciones que se producen al ingresar a la atmosfera y en los diferentes elementos atmosféricos.

Los dos tipos de radiaciones pueden ser aprovechadas tanto individualmente como en conjunto, pero la radiación directa tiene la ventaja de que puede ser reflejada y concentrada para su uso, lo que no se puede realizar con la radiación difusa ya que es muy tenue y su cantidad de energía es muy baja.

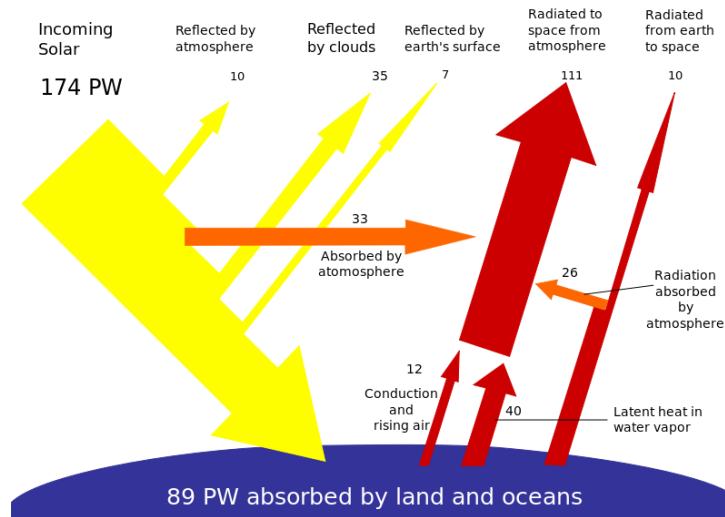


Figura 2.1 Distribución de la energía solar incidente

Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Energía_solar.

Según el Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica (2008) realizado por la CIE (Corporación para la Investigación Energética) para el CONELEC se detalla:

La energía solar que se recibe en la superficie de la tierra se ha calculado equivalente a 178 000 TW-año. En 1990 se calculaba que esta cantidad era 15 000 veces mayor que el consumo global. No obstante, cerca del 30 % de esta energía es reflejada hacia el espacio, el 50 % de la energía es absorbida por la atmosfera, convertida en calor para reenviarla a la superficie terrestre; de este 50 %, 49 000 TW-año son reenviados como energía calorífica bajo la forma de radiación electromagnética y 40 000 TW-año como energía calorífica propiamente dicha (Figura 2.2). [18]

El 20 % restante permite la formación de los vientos (~350 TW), alimentan de energía los ciclos hidrológicos (~35 000 TW) y tan solo una muy pequeña parte de la energía solar es utilizada por la fotosíntesis, gracias a la cual la biodiversidad planetaria existe (100 TW). [18]

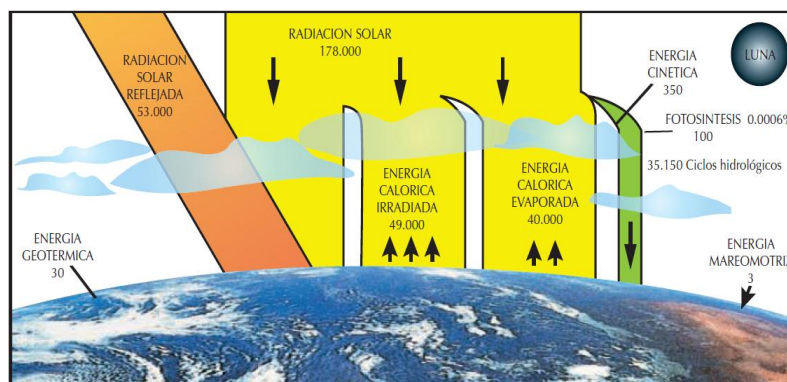


Figura 2.2 Energía que ingresa a la tierra en promedio cada año, Expresada en teravatios-año (TW-año).

Fuente: Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica (CONELEC) [18]

En las Figura 2.3, 2.4 y 2.5 se muestran el atlas solar del Ecuador expresado en Wh/m²/día, para el promedio de la radiación difusa, radiación directa y la radiación global del año de 1991.

Para la elaboración del atlas solar, la CIE utilizó el modelo CRS (Climatological Solar Radiation Model), desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory – NREL de los Estados Unidos. Luego de un proceso para filtrar los datos del modelo CRS, la Corporación seleccionó aquellos datos que corresponden únicamente al territorio ecuatoriano, exportándolos a una base de datos compatible con la plataforma de trabajo que se escogió, en este caso, un Sistema de Información Geográfica (SIG). [18]

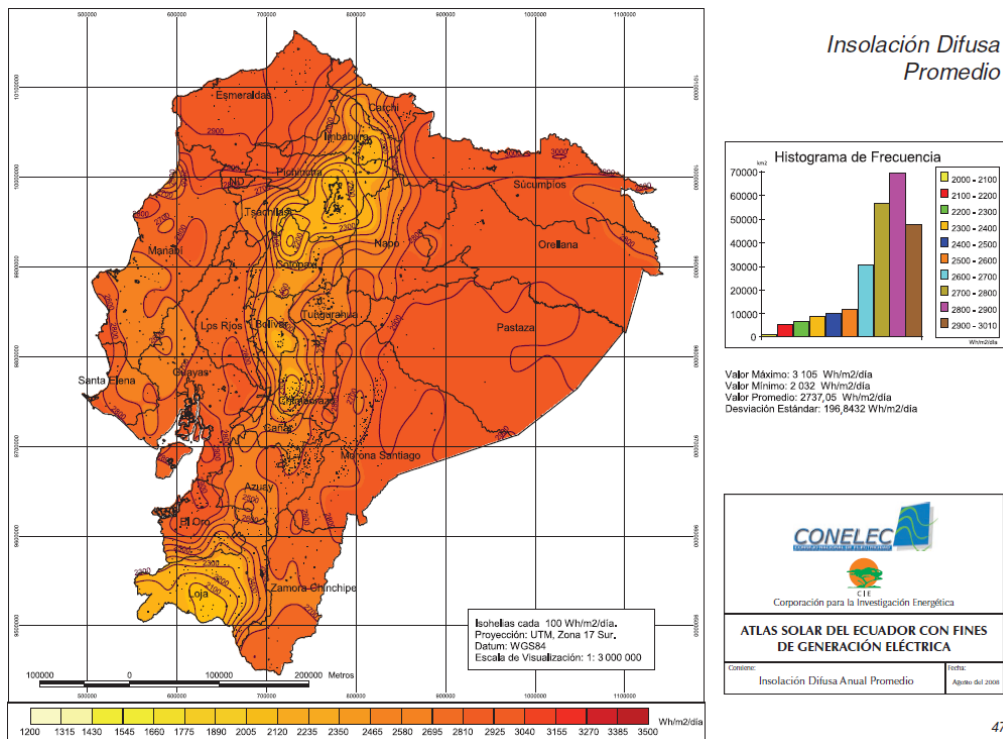


Figura 2.3 Insolación difusa promedio.
 Fuente: Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica (CONELEC) [18]

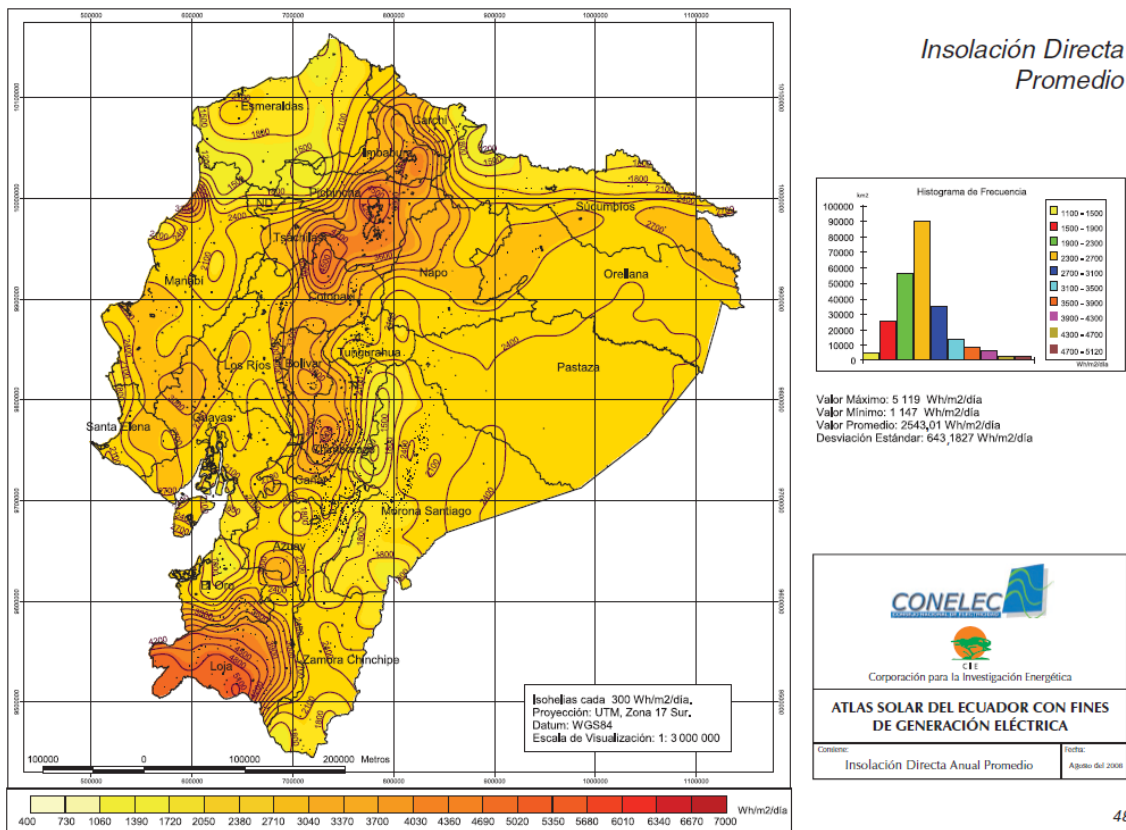


Figura 2.4 Insolación directa promedio

Fuente: Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica (CONELEC) [18]

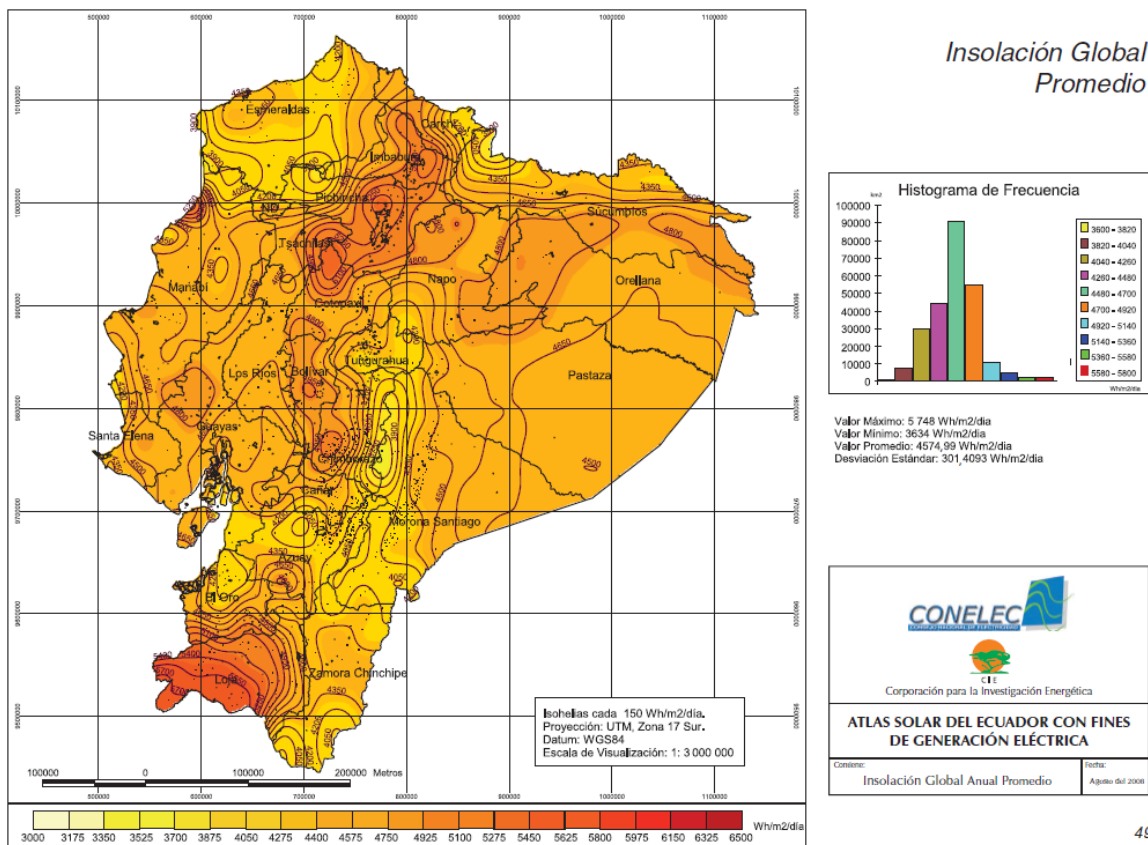


Figura 2.5 Insolación global promedio

Fuente: Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica (CONELEC) [18]

2.1.1 Centrales Fotovoltaicas

Las centrales fotovoltaicas generan energía eléctrica a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor (célula fotovoltaica), permitiendo abastecer de energía a zonas aisladas de la red, elementos autónomos y también interconectarse con la red eléctrica, permitiendo servir a cargas tanto en CC como en CA.

Este tipo de centrales basan su funcionamiento en el efecto fotoeléctrico debido a las características de algunos materiales semiconductores de desprender electrones cuando reciben el choque de los fotones de la luz solar, por lo tanto estos sistemas aprovechan la radiación solar directa; al capturar estos electrones y hacerlos circular por un circuito eléctrico el resultado es una corriente eléctrica directa (CD), se pueden distinguir las siguientes aplicaciones de las centrales fotovoltaicas (Figura 2.6):

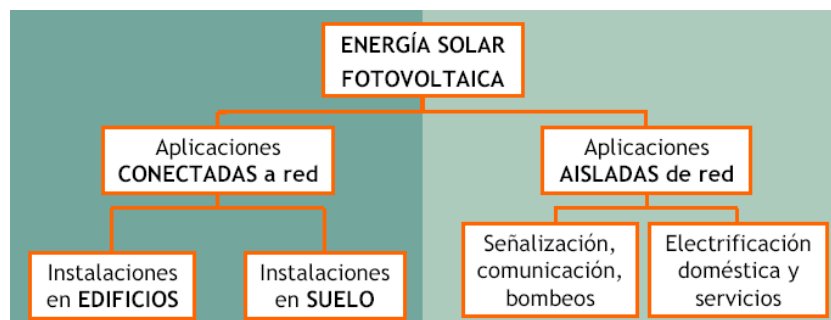


Figura 2.6 Aplicaciones de las Centrales Fotovoltaicas

Fuente: <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno09/fotovolt/tecnologia.htm>

2.1.1.1 Centrales Fotovoltaicas Aisladas de la Red

La energía eléctrica producida por estos sistemas se utiliza para cubrir una determinada demanda eléctrica en lugares de difícil acceso de la red eléctrica, o donde resulten competitivos con los sistemas convencionales, en términos de confiabilidad de suministro; estos también se pueden acoplar con otros sistemas de energía renovable para formar sistemas híbridos (eólicos-fotovoltaicos), el suministro se lo puede realizar en corriente directa (DC) o corriente alterna (AC). Los principales componentes de este tipo de sistema fotovoltaico son (Figura 2.7):

- Paneles fotovoltaicos.
- Regulador de carga.
- Baterías.
- Inversor.
- Elementos de protección en DC y AC.

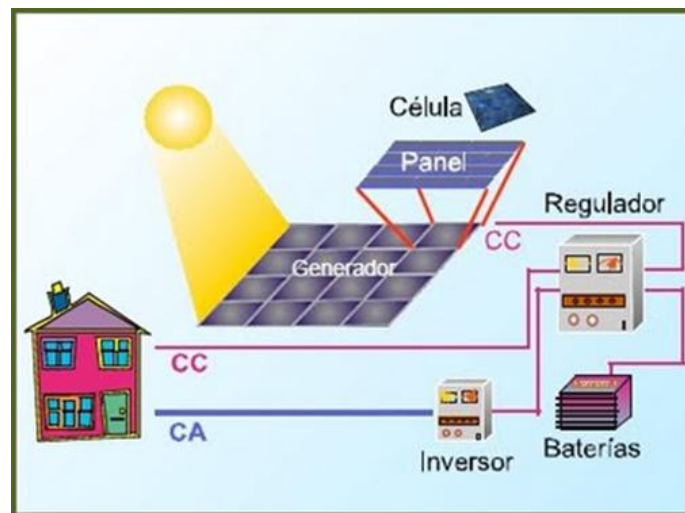


Figura 2.7 Partes de los sistemas fotovoltaicos aislado de la red.

Fuente: <http://www.cleanegysolar.com>

2.1.1.1.1 Paneles Fotovoltaicos

El diseño de paneles fotovoltaicos ha permitido aprovechar la energía de los fotones de la radiación electromagnética solar por medio del efecto fotoeléctrico que se produce cuando estos chocan con los electrones de los átomos de materiales semiconductores y los liberan del átomo, generando pares electrón-hueco, luego estos electrones tienen que ser recolectados y conectados a una carga, estos electrones se mueven desde los potenciales más bajos hasta los más altos, produciendo una corriente directa (DC).

Los paneles fotovoltaicos generalmente son de silicio y muy poco de arseniuro de galio, para su construcción el silicio tiene que ser dopado para formar dos polos: el positivo p y el negativo n, para poder crear un campo eléctrico artificial mediante la unión p-n, que permita a los electrones libres circular. [19]

El silicio es un elemento semiconductor de 4 electrones en su banda de conducción, para formar el silicio tipo P, este se tiene que dopar con elementos con menos electrones en la banda de conducción como el Boro que tiene 3 electrones; para formar el silicio tipo N, se le tiene que dopar con un elemento que tenga más electrones en su capa de valencia como el Fósforo que tiene 5 electrones.

Además de las láminas de semiconductores, los paneles necesitan otros elementos que son para proteger de las condiciones climatológicas, y fallos eléctricos externos e internos, además que necesita una estructura de sujeción, en la Figura 2.8 se puede observar las principales partes del panel fotovoltaico.

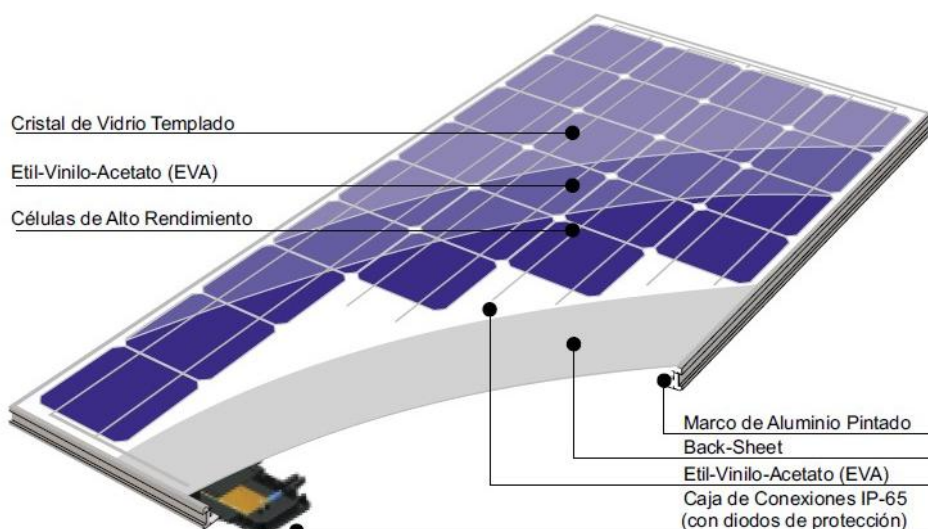


Figura 2.8 Partes del panel fotovoltaico

Fuente: <http://www.cleanergysolar.com>

Los celdas fotovoltaicas pueden ser conectadas en serie y paralelo, primero se conecta en serie para lograr la tensión deseada, generalmente 12 y 24 V, por lo que los paneles están formados de 24 a 40 celdas, en donde ya se incluye las pérdidas en los conductores que conectan las celdas; luego se realiza la conexión en paralelo de los grupos de celdas en serie para conseguir la corriente deseada, finalmente la potencia total del panel será la suma de la potencia de todas las celdas fotovoltaicas. Los tipos de paneles fotovoltaicos son:

Monocristalinos.- Son de silicio fundido y dopado con boro, tiene una forma circular, y son los que mejor eficiencia tienen entre el 15 y 20 %. [20]

Policristalino.- Son similares a los anteriores pero con una reducción en el número de cristales por lo que tienen una eficiencia menor entre el 13 y 16 %. [20]

Amorfo.- En este caso el silicio no es cristalizado por lo que su eficiencia baja considerablemente a valores menores al 10 %. [20]

2.1.1.1.2 Regulador de Carga

El regulador de carga es una parte muy importante de los sistemas fotovoltaicos que se conecta con los acumuladores de energía (baterías), su función principal es proteger la batería de sobrecargas y exceso de descarga, ya que esto puede causar daños en las mismas debido al calentamiento producido por estos dos factores.

El regulador por medio de diodos impide que circule corriente hacia la batería cuando esta se encuentra completamente cargada, aunque permite que una pequeña cantidad de corriente llegue a la batería para mantenerla cargada ya que tiende a autodescargarse, el regulador también evita la circulación de corriente desde las baterías hacia la carga cuando estas llegan a un punto de descarga que no pueden



mantener un perfil de tensión mínimo; este además permite un control de estado de carga y el perfil de tensión de las baterías por medio de una pequeña resistencia de precisión.

Existen dos tipos de reguladores de carga: los reguladores en paralelo que evitan la sobrecarga de las baterías cortocircuitando la salida de los paneles, por lo que se pierde energía en forma de calor en el regulador; otro tipo es el regulador en serie, el cual evita la sobrecarga desconectando los paneles solares de la batería para evitar la pérdida de energía.

2.1.1.1.3 Acumuladores

Las baterías de plomo-ácido y plomo-antimonio son utilizadas comúnmente en los sistemas fotovoltaicos, y su función principal es la de proveer de energía a la carga en la noche o en periodos largos de mal tiempo en los cuales los paneles fotovoltaicos no puedan mantener la totalidad de la carga, pero también ayudan cuando todo el sistema fotovoltaico no puede suplir la suficiente corriente.

2.1.1.1.4 Inversor

Dado que en la actualidad casi la totalidad de la demanda es en corriente alterna, y los paneles fotovoltaicos generan corriente continua; el inversor es de importancia para que toda la energía fotovoltaica generada sea consumida. La función principal del inversor es convertir la corriente continua generada por los sistemas fotovoltaicos o acumulada en las baterías en corriente alterna a la frecuencia que trabajan los diferentes aparatos (60 Hz). Los inversores están compuestos por transistores y tiristores que permiten cambiar la corriente continua en una onda sinusoidal distorsionada y se utiliza filtros para eliminar los armónicos de la onda.

2.1.1.1.5 Cableado

Los conductores eléctricos transportan la energía generada por los sistemas fotovoltaicos a las diferentes cargas conectadas al sistema. Para reducir las pérdidas y la caída de tensión se debe realizar una adecuada selección del tipo de conductor.

2.1.1.1.6 Protecciones eléctricas

Son los instrumentos encargados de proteger al sistema fotovoltaico y al personal encarga del manejo del mismo, de las diferentes fallas y disturbios producidos dentro y fuera del sistema, de tal forma que el servicio prestado a los usuarios sea lo más confiable y con las mejores condiciones técnicas y económicas.

2.1.1.2 Centrales Fotovoltaicas Conectadas a la Red

Este tipo de centrales fotovoltaicas entregan toda o parte de la energía generada a la red de distribución, y la diferencia principal entre este tipo de centrales y las aisladas de la red es su potencia, ya que el objetivo de las centrales fotovoltaicas conectadas a la red es maximizar la energía generada en un periodo de tiempo y el de las centrales aisladas de la red es mantener la energía necesaria para la carga. Este tipo de centrales están compuesta de las mismas partes que las de las centrales fotovoltaicas aisladas de la red, con la diferencia de que pueden o no tener acumuladores (baterías), ya que estas usan la red eléctrica de distribución para entregar la energía; también los inversores tienen que tener ciertas características especiales para poder proteger al sistema fotovoltaico y al mismo tiempo brindar el servicio eléctrico con las mejores condiciones técnicas.

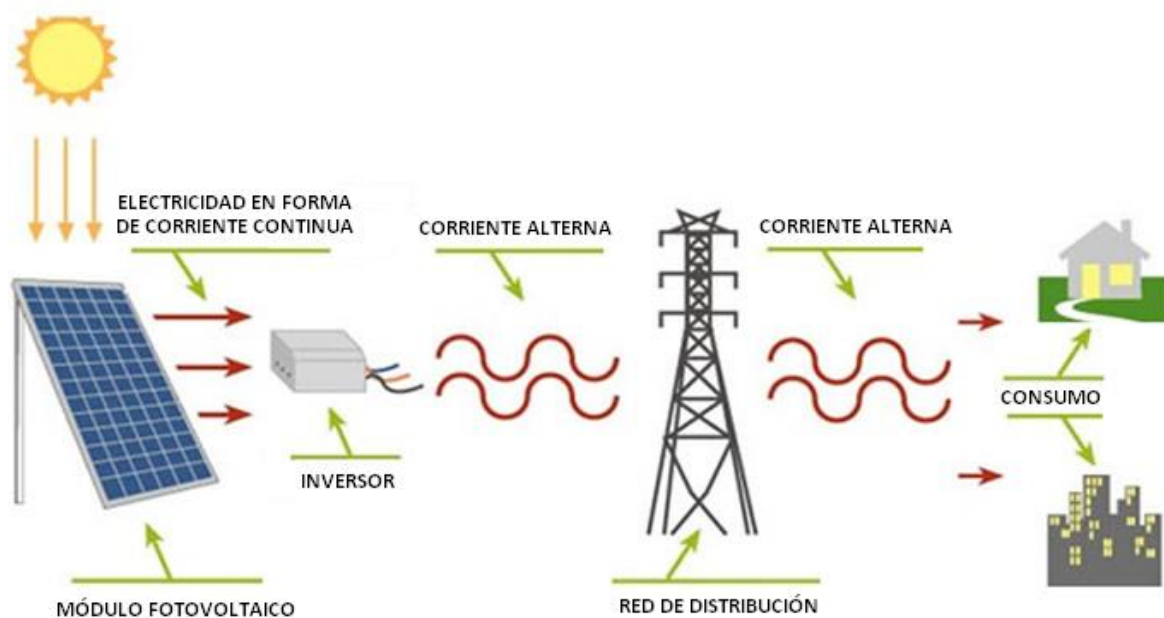


Figura 2.9 Sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución.

Fuente: <http://www.teresa.cat>

2.1.1.2.1 Inversores para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red

La función específica que va a cumplir el inversor es la misma que para las centrales fotovoltaicas aisladas de la red, convertir la corriente continua generada por los paneles a corriente alterna, pero en este caso deberá tener las siguientes funciones complementarias:

- a) Tener un medidor de energía bidireccional, para poder establecer la energía vendida y la comprada a la red de distribución; puede existir inversores sin esta función y que se coloquen medidores de energía externos.



- b) Sincronizar la red del sistema fotovoltaico con la red de distribución, por lo que tanto los niveles de tensión como la frecuencia en la salida del inversor tiene que ser iguales a los de la red de distribución.
- c) Funcionan a partir de un valor mínimo de potencia generada por los paneles fotovoltaicos.
- d) Impedir el funcionamiento del sistema fotovoltaico en isla, cuando la red de distribución se desconecta.
- e) También debe tener aparatos de protección contra sobrecargas, sobrecalentamiento y para fallas en el inversor.
- f) Cuando la potencia nominal del sistema fotovoltaico es grande, este también debe proveer un control de potencia reactiva, para evitar las fluctuaciones de tensión en el punto de interconexión con la red de distribución.

2.1.1.2.2 Seguidores solares

La tierra tiene dos tipos de movimientos respecto del sol; el movimiento rotacional que realiza la tierra en su propio eje y que tiene una duración de 24 horas (1 día) aproximadamente, y el de translación que lo realiza alrededor del sol con una duración de 365 días aproximadamente, lo que produce que el sol este en constante movimiento con referencia a un punto en la tierra.

Para poder obtener la mayor eficiencia de los paneles fotovoltaicos se necesita que los rayos solares impacten perpendicularmente con los paneles fotovoltaicos, lo cual no se produce debido a los movimientos ya descritos.

Debido a esta razón se crean los seguidores solares, para ayudar a mantener el mayor tiempo posible los paneles fotovoltaicos perpendiculares a los rayos solares, ayudando a mejorar entre un 20 y 45 % la eficiencia del sistema fotovoltaico fijo, pero también se debe considerar los costos que estos representan en la instalación y en su funcionamiento ya que estos dispositivos requieren de mantenimiento y energía para realizar su trabajo.

Dentro de los seguidores solares se pueden distinguir los siguientes tipos:

En dos ejes.- Son aquellos que realizan dos movimientos para seguir al sol, por esta razón son los únicos que siempre mantienen los paneles perpendiculares a los rayos solares, existen de dos tipos: el monoposte que cuentan con un único poste central, y el carrousel que tienen varios apoyos distribuidos a lo largo de una superficie circular.



En un eje polar.- Son aquellos que giran orientados hacia el sur (n caso de estar en el hemisferio norte) y con una inclinación del eje igual a la latitud del lugar, los módulos se instalaran paralelos al eje de giro, su velocidad de giro es de 15° por hora.

En un eje azimutal.- Su superficie gira sobre un eje vertical y la superficie de los módulos tiene una inclinación igual a la latitud del lugar, la velocidad de giro es variable a lo largo del día y del mes del año, logrando que coincida la normal de la superficie con el meridiano local y con esto una mayor eficiencia.

En un eje horizontal.- Su superficie gira en un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur, y los paneles se colocan paralelos al eje de giro, su giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.

2.1.1.3 Ventajas de los sistemas fotovoltaicos

La principal ventaja de estos sistemas es que utilizan una fuente energética totalmente renovable y gratuita, como la energía proveniente del sol.

Es un tipo de central eléctrica en donde su contaminación ambiental es prácticamente nula, y no produce emisión de CO₂, tal vez la parte más preocupante es el tratamiento de los paneles fotovoltaicos y las baterías después de haber cumplido su vida útil, pero en la actualidad existen métodos de tratamiento de estos residuos que ayudan prácticamente a eliminar la contaminación que estos pueden provocar; también se debe considerar la contaminación que se produce en el proceso de construcción.

No causan ruidos en el lugar de la instalación, ya que no tiene partes móviles más que los seguidores solares en caso de tenerlos, pero a pesar de esto su ruido es mínimo, lo cual no afecta a la población aledaña.

Su costo se ha reducido considerablemente en los últimos años, debido al gran avance obtenido en la fabricación de los paneles fotovoltaicos así como también la mejoría que hay en la eficiencia de los mismos.

Prácticamente no necesitan mantenimiento ya que su única parte móvil es el seguidor solar en caso de tenerlo, caso contrario solo es cuestión de mantener los paneles libres de la contaminación del aire que cubre los paneles.

Su instalación es relativamente fácil, lo cual ayuda a reducir el tiempo de construcción, permitiendo bajar los gastos de inversión, debido a la inexistencia de partes móviles que necesiten ser controladas constantemente.



Tienen un larga vida útil, aproximadamente el tiempo para el cual está diseñado el panel fotovoltaico, que puede ser hasta de 30 años.

Los sistemas fotovoltaicos aislados de la red son los más factibles para ser instalados en lugares remotos a donde no es imposible llegar con el servicio eléctrico normal.

En el caso de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red tienen grandes incentivos económicos para su construcción, tanto en el precio de venta de su energía, como por ser una fuente de energía renovable que desplaza la centrales que usan petróleo como materia prima.

Estos sistemas representan un gran ahorro en lo referente a costos de transporte de la energía, ya que están instalados en sectores aledaños a los centros de carga, o en algunos casos en el mismo punto de carga.

También la operación de los sistemas fotovoltaicos es muy fácil, ya que su funcionamiento es continuo, y todos los sistemas de operación y protección son automáticos.

2.1.1.4 Desventajas de los sistemas fotovoltaicos

Una de las principales desventajas de estos sistemas es que su energía se ve limitada por la condiciones climatológicas, quedando a merced de la capacidad de los acumuladores (en caso de tenerlos) para suplir la totalidad de la energía demandada.

Otra gran desventaja, como consecuencia de lo mencionado anteriormente es la variación excesiva de los niveles de tensión que puede producirse en el punto de interconexión con la red eléctrica de distribución, especialmente cuando la cantidad de generación fotovoltaica conectada es elevada.

En la actualidad se ha logrado grandes avances en la elaboración de paneles fotovoltaicos, pero aun la eficiencia que estos llegan a tener en la conversión de energía, sigue siendo muy baja.

Para poder obtener una mayor radiación solar y más constante durante todo el año, las centrales deberán estar ubicadas en lugares desérticos alejados de los grandes centros de carga, por lo que la energía se ve obliga a transportar grandes distancias.

También causan un gran impacto visual en lo que se refiere a estética del lugar de instalación, especialmente los que se instalan en techos de edificios o casas, debido



a que la colocación de paneles fotovoltaicos ocupa un gran espacio para lograr captar la mayor radiación solar posible.

Aunque en la actualidad ya no se puede considerar como una desventaja el costo de las centrales fotovoltaicas, cabe recalcar que su costo aún sigue siendo elevado, pero que ya pueden competir con las centrales convencionales, debido al incentivo económico que están teniendo para su construcción y operación.

2.1.2 Centrales Termosolares

Este tipo de centrales permiten generar energía eléctrica a partir del calor de la radiación solar directa y difusa que llega a la superficie terrestre, su funcionamiento se basa en recoger y concentrar el calor de la energía solar, para calentar un fluido que permita acumular el calor, luego este calor es conducido y aprovechado por el ciclo termodinámico convencional de las turbinas de vapor.

Existen múltiples tecnologías que permiten recolectar el calor con una mayor o menor eficiencia, permitiendo obtener temperaturas desde medias a altas (200 a 800 °C), dependiendo de la temperatura obtenida se puede decidir el proceso de generación de energía eléctrica, generalmente se basa en los ciclos termodinámicos convencionales para las turbinas de gas y de vapor (ciclo de Rankine y de Bryton) [19], pero también se puede usar el método alternativo de motor Stirling que es un motor térmico que funciona en base a la expansión y compresión de un gas como el helio, hidrogeno o nitrógeno por la variación de temperatura.

Generalmente este tipo de centrales están diseñadas para funcionar durante el día, pero en la actualidad se puede usar tanques de líquidos, sólidos o sales fundidas, cerámicas o la mezcla de sales mediante cambio de fase, para almacenar el calor, y usarlo en la noche o durante periodos de falta de radiación solar.

Las centrales termosolares generalmente están compuestas de las siguientes partes: concentrador, receptor, el transportador del calor, elementos de almacenamiento y finalmente las máquinas de conversión de la energía calórica en eléctrica.

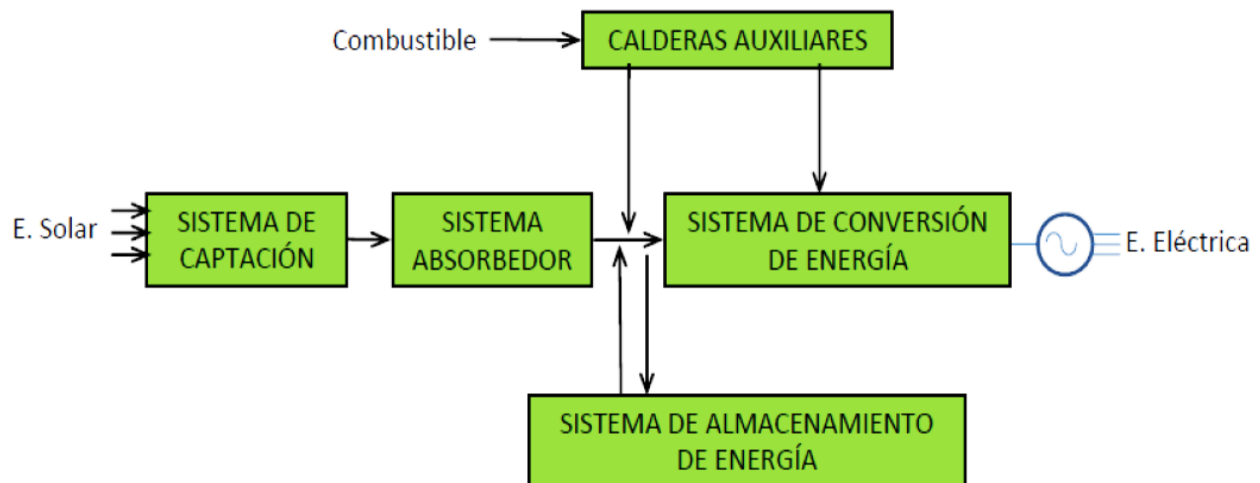


Figura 2. 10 Estructura de una central eléctrica termosolar.

Fuente: <http://solstice.crest.org/renewables/re-kiosk/solar>

Los tipos de centrales termosolares dependiendo de las tecnologías usadas para la captación y concentración de la energía solar son:

2.1.2.1 Central con Concentrador Cilíndrico - Parabólico (CCP)

Este tipo de centrales son las más utilizadas en la actualidad, usan espejos reflectores en forma de cilindros parabólicos para captar y concentrar el calor de la energía solar, permitiendo calentar un fluido de transferencia térmica que circula por un tubo absorbente ubicado en el eje focal del cilindro parabólico, generalmente se coloca grandes filas de colectores en serie orientados de norte a sur, este tipo de centrales realizan el seguimiento solar en una sola dirección de este a oeste, en este tipo de centrales se obtienen temperaturas desde los 200 hasta los 450 °C, por lo que la conversión de energía térmica a eléctrica se la realiza por el ciclo básico de las turbinas a vapor.

2.1.2.2 Central de Torre Central

Este tipo de centrales utilizan una disposición circular de miles de espejos planos con trayectoria individual, denominados heliostatos, que permiten captar y concentrar el calor de la energía solar en un receptor colocado en la cima de una torre, esta torre deberá estar ubicada en el centro de la agrupación de espejos y a una altura considerable para evitar las sombras, cada espejo de la central tiene un seguidor solar en dos direcciones, por lo que tienen que ser muy grandes para reducir el número de seguidores, este tipo de centrales alcanza temperaturas superiores a 500 °C, por lo que para la generación de energía eléctrica, también se puede calentar un gas para presurizarlo y usarlo en el ciclo termodinámica de las turbinas de gas.



2.1.2.3 Central de Disco Parabólico

Utilizan un reflector en forma de disco parabólico (antena satelital), para captar y concentrar el calor de la energía solar en un receptor colocado en el punto focal del paraboloide, los captadores constan de seguidores solares en dos direcciones, este sistema alcanza temperaturas de hasta 800 °C. Además de utilizar los procesos descritos anteriormente, puede incorporar en el eje focal un motor Stirling acoplado a un generador eléctrico para construir centrales de baja potencia de 10 a 50 kW.

2.1.2.4 Ventajas de las centrales termosolares

La principal ventaja de estas centrales es que utiliza como energía primaria una fuente inagotable y totalmente gratuita como es la energía solar, permitiendo desplazar a las actuales centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles como energía primaria.

Son centrales amigables con el medio ambiente, ya que no emiten gases de efecto invernadero como CO₂, ayudando a controlar el calentamiento global.

En la actualidad debido al avance existente en la tecnología para el almacenamiento de la energía calórica por medio de sales fundidas, cementos, etc. Han permitido mejorar el factor de planta de las centrales termosolares.

Para el caso de la centrales termosolares con captadores de disco parabólico y conversión de energía por medio del motor Stirling, hay que destacar su facilidad de instalación, y el acoplamiento que esta tienen a la generación distribuida, ya que puede ser ubicadas en pequeños espacios y en el numero e equipos deseados.

2.1.2.5 Desventajas de las centrales termosolares

Una de las grandes desventajas de estas centrales son los elevados costos que aún tienen, esto debido a la falta de investigación para el avance de su tecnología, tanto para mejorar su eficiencia como también para el almacenamiento de energía calórica.

Las centrales termosolares a gran escalan necesitan una gran cantidad de agua, lo cual representa un gran problema ya que la mayor cantidad de radiación solar se encuentran en zonas desérticas.

Utilizan una gran extensión de terreno para su instalación, por lo que tienden a tener un fuerte impacto sobre la vida silvestre que se tienen en los lugares de instalación. Debido al gran número de seguidores solares y las partes móviles usadas para la generación de energía eléctrica, estas centrales necesitan más mantenimiento que las fotovoltaicas, además de sistemas de seguridad para el personal y equipos debido a las altas temperaturas que se manejan.



Al igual que los sistemas fotovoltaicos los sistemas de captación de la energía solar tienen una baja eficiencia, de aproximadamente el 40 %, lo cual impide que estas centrales puedan competir con las térmicas convencionales.

2.2 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es el aprovechamiento de la energía cinética del viento. El viento es simplemente aire en movimiento, causado por el calentamiento desigual de la superficie de la Tierra por la energía radiante del sol.

Generalmente el agua no se calienta o enfría tan rápido como la tierra, debido a sus propiedades físicas. Por lo que la mayor formación de viento local es en un área donde la tierra y el agua se encuentran. Durante el día, el aire por encima de la tierra se calienta más rápidamente que el aire por encima del agua. El aire cálido sobre la tierra se expande, se vuelve menos denso y se eleva, mientras el aire frío más denso que está sobre el agua fluye a ocupar su lugar en vez del aire menos denso, dando lugar al viento. De la misma manera, los vientos atmosféricos que rodean la Tierra se producen porque la tierra cerca del ecuador se calienta más por el sol que la tierra cerca de los polos Norte y Sur.

El viento generalmente se mueve en el plano horizontal a la superficie terrestre, y está definido por su dirección, sentido e intensidad (velocidad), que se puede expresar como un vector bidimensional, aunque a veces puede existir una componente vertical a la superficie terrestre, con lo que se convierte en un vector tridimensional.

Para medir la velocidad del viento se usa un anemómetro, existen anemómetros de huecos y de hélices siendo los primeros los más utilizados, su unidad de medida son los metros por segundo (m/s); para medir la dirección del viento se utilizan veletas que se orientan en la dirección de circulación del viento.

Fuerza de Coriolis.- Esta fuerza es debida a que la tierra es una esfera que además realiza un movimiento de rotación sobre su propio eje, por lo tanto el viento tiene que cambiar su dirección, para mantenerse horizontal a la superficie terrestre. El país cuenta con estudios preliminares y se ha desarrollado un ATLAS EÓLICO, que permite ver las diferentes velocidades del viento a diferentes alturas de la tierra, tanto para el sector continental como para las islas Galápagos, en la Tabla 2.1 se muestra la velocidades de los vientos, la potencia instalable y el factor de planta que se puede lograr para algunas provincias del país. [21]

Tabla 2.1
Potencial eólico-eléctrico estimado del Ecuador

POTENCIAL FACTIBLE A CORTO PLAZO									
PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACIÓN ACUMULADA			
	RANGO VELOCIDAD [m/s]	ÁREA [km ²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
Carchi	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,39	> 7	4,60	13,80	23,69
	7,5 - 8,0	1,56	4,68	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,63
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
Imbabura	7,0 - 7,5	1,08	3,24	0,20	5,56	> 7	3,68	11,04	18,96
	7,5 - 8,0	1,00	3,00	0,25	6,44	> 7,5	2,60	7,80	16,74
	8,0 - 8,5	1,04	3,12	0,30	8,04	> 8	1,60	4,80	12,36
	> 8,5	0,56	1,68	0,35	5,05	> 8,5	0,56	1,68	5,05
Pichincha	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,25	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,30	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,35	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
	> 8,5	2,47	7,40	0,20	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23
Bolívar	7,0 - 7,5	1,02	3,05	0,20	5,23	> 7	2,42	7,27	12,49
	7,5 - 8,0	0,48	1,44	0,25	3,09	> 7,5	1,41	4,22	9,07
	8,0 - 8,5	0,48	1,44	0,30	3,71	> 8	0,93	2,78	7,17
	> 8,5	0,45	1,34	0,35	4,04	> 8,5	0,45	1,34	4,04
Chimborazo	7,0 - 7,5	7,31	21,93	0,20	37,66	> 7	11,87	35,61	61,14
	7,5 - 8,0	3,25	9,76	0,25	20,94	> 7,5	4,56	13,67	29,35
	8,0 - 8,5	1,19	3,56	0,30	9,16	> 8	1,31	3,92	10,08
	> 8,5	0,12	0,36	0,35	1,08	> 8,5	0,12	0,36	1,08
Cañar	7,0 - 7,5	11,50	34,49	0,20	59,21	> 7	23,95	71,85	123,36
	7,5 - 8,0	7,09	21,26	0,25	45,62	> 7,5	12,45	37,36	80,19
	8,0 - 8,5	3,16	9,47	0,30	24,39	> 8	5,37	16,11	41,48
	> 8,5	2,21	6,64	0,35	19,94	> 8,5	2,21	6,64	19,94
Azuay	7,0 - 7,5	21,38	64,14	0,20	110,13	> 7	33,92	101,77	174,74
	7,5 - 8,0	8,29	24,86	0,25	53,34	> 7,5	12,54	37,63	80,77
	8,0 - 8,5	2,90	8,70	0,30	22,40	> 8	4,26	12,78	32,91
	> 8,5	1,36	4,08	0,35	12,26	> 8,5	1,36	4,08	12,26
Loja	7,0 - 7,5	71,46	214,38	0,20	368,08	> 7	173,49	520,46	893,62
	7,5 - 8,0	42,20	126,59	0,25	271,70	> 7,5	102,03	306,09	656,92
	8,0 - 8,5	22,48	67,45	0,30	173,72	> 8	59,83	179,49	462,27
	> 8,5	37,35	112,04	0,20	336,65	> 8,5	37,35	112,04	336,65
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	294,74	884,22	1518,17
						> 7,5	158,50	475,51	1020,54
						> 8	82,64	247,91	638,47
						> 8,5	45,35	136,06	408,81

Fuente: Atlas Eólico del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica [21]

2.2.1 Centrales Eólicas

Este tipo de centrales aprovechan la energía cinética contenida en el movimiento de las masas de aire (viento), por medio de aerogeneradores, transforma la energía cinética en energía mecánica de rotación, que a través de un multiplicador incrementa la velocidad de rotación, de tal manera que sea apta para la generación eléctrica.

Para este tipo de centrales no se busca los lugares donde mayor velocidad tenga el viento, si no donde mayor constante sea y menor nivel de turbulencia se presente; debido a esto los aerogeneradores vienen especificados para funcionar en el rango de una velocidad mínima y máxima (entre 10 a 20 m/s), ya que velocidades fuera de este rango pueden causar daños a las instalaciones, para esto en el lugar de instalación se deberá realizar los estudios del nivel de viento existente, plasmándola en la rosa de los vientos que nos permite graficar, la dirección del viento y la velocidad que tiene, basado en los cuatro puntos cardinales.

2.2.1.1 Tipos de aerogeneradores

Aerogenerador de eje vertical.- Tiene su eje de giro perpendicular a la superficie terrestre, lo que permite que el generador, multiplicador, etc. estén instalados en el suelo y no necesiten sistema de orientación, facilitando el mantenimiento y reduciendo los costos de montaje, pero su eficiencia es baja, necesitando a veces sistemas de arranque, lo cual los hace poco usados en la actualidad; según la forma de su rotor son de tres tipos como se muestra en la Figura 2.11.

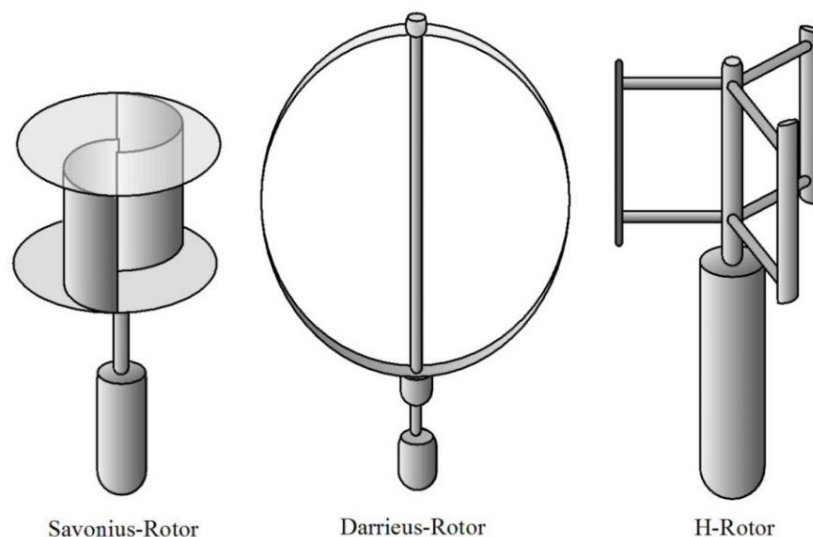


Figura 2.11 Aerogeneradores de eje vertical

Fuente: inventhable.blogspot.com

Aerogeneradores de eje horizontal.- Estos tienen su eje principal paralelo al viento y al suelo, necesitando un sistema de orientación; también utilizan una estructura de soporte, que permiten aprovechar la mayor velocidad del viento a mayor altura, su sistema de generación, se encuentra colocada en la góndola en la cima de la torre; existen tres tipos de aerogeneradores de eje horizontal de acuerdo al número de palas que tienen: Tripala, Bipala y Monopala, siendo los tripala los más usados en la actualidad por su mayor eficiencia (Figura 2.12).

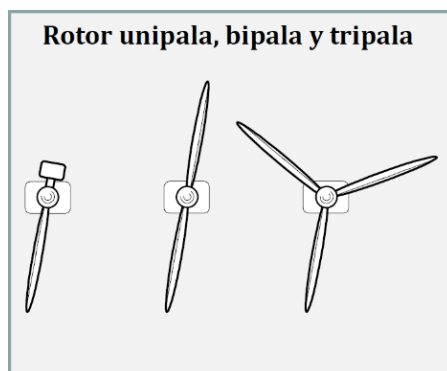


Figura 2.12 Aerogeneradores de eje horizontal

Fuente: <http://tipos-de-energia.blogspot.com>

2.2.1.2 Partes del aerogenerador [23]

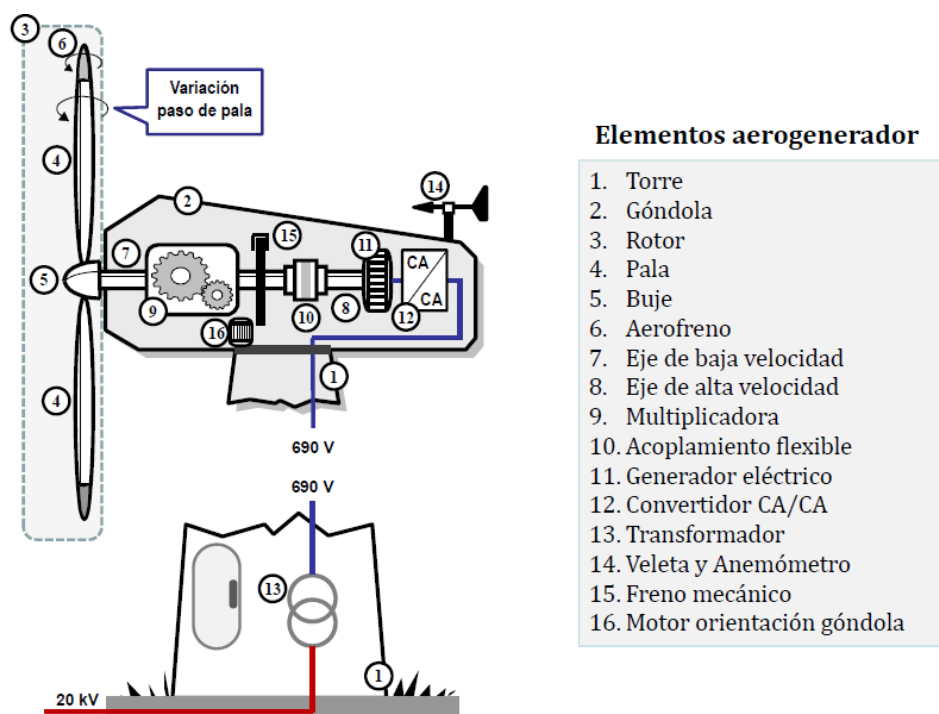


Figura 2.13 Figura 2.2.1.2.1 Partes de un aerogenerador

Fuente: Camilo Carrillo, Energía Eléctrica: Energía Mini Eólica [22]

Las partes de los aerogeneradores de eje horizontal tripala, se muestran en la Figura 2.13.

2.2.1.3 Ventajas de las centrales eólicas

Es una energía completamente renovable y gratuita, ya que su producción está basada en la energía solar.

Permite reducir la dependencia de combustibles fósiles, ayudando a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (CO_2), ya que esta es una energía



completamente limpia, sin gases contaminantes ni residuos nocivos para el medio ambiente, contribuyendo a la reducción del calentamiento global y la lluvia ácida.

Tienen una larga vida útil, y una vez terminada su vida, el lugar de instalación se puede recuperar rápidamente, eliminando los impactos a la flora y fauna, los materiales pueden ser reciclados.

Pueden instalarse en zonas no aptas para otros usos como zonas desérticas o laderas áridas, pero también pueden convivir con otros usos de los suelos como es la agricultura y la ganadería.

El costo de estas centrales es competitivo con las centrales convencionales, ya que su tiempo de instalación es muy bajo y de las energías renovables es la tecnología más madura y eficiente.

En la actualidad existen grandes incentivos económicos para la construcción de estas centrales, especialmente en el precio de venta de la energía.

2.2.1.4 Desventajas de las centrales eólicas

Debido a que el aire es un fluido de pequeño peso específico, se necesita de grandes máquinas para lograr captar la energía del viento, incrementando el costo de la instalación.

Su mayor desventaja es que su producción es irregular, ya que esta depende completamente de la velocidad y duración de viento, lo cual limita a que estas centrales sean instaladas en lugares donde el viento es más fuerte y constante.

Para mejorar el aprovechamiento del viento se requiere instalar varios aerogeneradores, lo cual produce un gran impacto visual inevitable, ya que están instaladas en cerros, colinas o en la costa.

Otro impacto es el ruido producido debido al roce constante de las palas con el aire circulante y por la caja multiplicadora, aunque este último se ha visto reducido considerablemente en los últimos años ya que se ha pasado a utilizar un multiplicador de velocidad electromagnético.

Se debe tener especial cuidado con las especies de aves existentes en el medio, ya que puede existir problemas del choque de aves con las palas de aerogenerador, aunque se deja un espacio entre aerogeneradores para que puedan pasar las aves.

Debido al tamaño de las instalaciones, el mantenimiento es muy costoso y complicado.



2.3 ENERGÍA HIDRÁULICA

La energía hidráulica, o energía del agua, básicamente es una forma de aprovechamiento de la energía solar que llega a la superficie terrestre ya que gracias a esta se presenta el ciclo hidrológico, que comienza con la evaporación del agua de los océanos, mares y lagos, para ser transportado por medio de las masas de aire, y dejando que el agua regrese a la superficie terrestre en forma de precipitaciones (lluvia, nieve, etc.), esta agua se encuentra a una cierta altura, y al regresar a los océanos que se encuentran en partes bajas permiten aprovechar su energía.

Se obtiene del aprovechamiento de la energía potencial (agua estancada a cierta altura) y la energía cinética (agua en movimiento) de los ríos, por lo que es considerada como una fuente de energía renovable, pero no siempre amigable con el medio ambiente, pues esto depende del tipo de tecnología utilizada para su explotación.

El Ecuador a pesar de su pequeño territorio, es un país con gran cantidad de recursos hídricos; en su territorio continental cuenta con 31 sistemas hidrológicos, 79 cuencas hidrográficas y 137 subcuencas hidrográficas, que están divididas en dos vertientes, las que nacen en los Andes y desembocan en el océano Pacífico y las que desembocan el río Amazonas, para luego finalmente llegar al océano Atlántico.

En la actualidad se tiene un gran aprovechamiento de los recursos de la vertiente al río Amazonas, por lo cual se busca equilibrar su explotación, construyendo más proyectos en la vertiente del océano Pacífico.

2.3.1 Centrales Mini-Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas aprovechan la energía potencial y cinética de las masas de agua, transformándola en energía mecánica de rotación por medio de turbinas hidráulicas, la cual se encuentra acoplada a un generador eléctrico.

El cálculo de la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas se puede estimar mediante la siguiente fórmula: [24]

$$P_e = \rho * g * \eta_t * \eta_g * \eta_m * Q * H$$

Dónde:

- P_e = potencia en vatios (W)
- g = gravedad
- ρ = densidad del fluido en kg/m^3

- η_t = rendimiento de la turbina hidráulica
- η_g = rendimiento del generador eléctrico
- η_m = rendimiento mecánico del acoplamiento turbina alternador
- Q = caudal disponible en m^3/s
- H = caída existente, en metros (m)

Las centrales hidroeléctricas tienen dos tipos principales de clasificación; según su capacidad instalada y según su régimen de flujo del agua.

2.3.1.1 Según su capacidad instalada

La clasificación dada por la IEEE, se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2
Tipos de centrales Hidroeléctricas

TIPO	CAPACIDAD INSTALADA
Pico Hidroeléctrica	Hasta 10 kW
Micro Hidroeléctrica	10 a 100 kW
Mini Hidroeléctrica	100 kW a 1MW
Pequeña Hidroeléctrica	1 MW a 10 MW
Mediana Hidroeléctrica	10 MW a 100 MW
Gran Hidroeléctrica	Superior a 100 MW

Para el Ecuador la regulación CONELEC 008/08 establece que: las pico centrales hidroeléctricas tendrán una capacidad instalada de hasta 5 kW, las micro centrales hidroeléctricas de 5 a 50 kW y las mini centrales hidroeléctricas de los 50 a 500 kW, para capacidades superiores a los 500 kW aún no se tiene especificado su clasificación.

2.3.1.2 Según su régimen de flujo del agua [19]

Centrales con regulación

Este tipo de centrales constan de un embalse de regulación del agua, permitiendo usar el agua en las horas de demanda máxima, o en épocas de sequía, evitando grandes inundaciones en tiempo de lluvias. El embalse causa un gran impacto ambiental en el lugar de instalación.

Centrales de agua fluyente

Este tipo es el más usado para mini centrales hidroeléctricas, debido a que captan parte del caudal existente en el río por medio de un bocatoma, para llevarla a través de un canal hasta la tubería de presión, que será la encargada de conducir el agua



hasta la casa de máquinas con la mayor caída posible, la energía cinética que gana el agua en la caída hace girar las turbinas, y finalmente es devuelta al cauce del río, por lo que la capacidad instalada de este tipo de centrales depende directamente del caudal existente en el río y de la altura de caída del agua, constan de las siguientes partes:

- Azud.
- Toma.
- Canal de derivación.
- Cámara de carga.
- Tubería de presión.
- Edificio central y equipamiento electro-mecánico (generador, turbina).
- Canal de descarga.
- Subestación y línea eléctrica.

Azud.- Es un muro construido transversalmente al cauce del río, de tal forma que permita captar parte del agua del río, y en caso de existir exceso del agua permitir que siga su curso por medio de un aliviadero.

Toma.- Es la parte que permite captar el agua desde el azud, está compuesto por una rejilla para evitar que ingresen elementos sólidos al canal, así como también de compuertas que pueden usarse en caso de emergencia o para limpieza del azud.

Canal de derivación.- Es el ducto encargado de canalizar el agua desde la toma, tiene que tener la menor pendiente posible y ser muy lisos para evitar las pérdidas por fricción, también debe contar con compuertas que permitan regular el caudal existente.

Cámara de carga.- Une el canal de derivación con la tubería de presión. En este lugar se coloca la chimenea de equilibrio, que es la encargada de regular el cambio de presiones debido a las fluctuaciones de caudal, más conocido como golpe de ariete, evitando daños del canal de derivación o de la tubería de presión.

Tubería de presión.- Es la encargada de conducir el agua hasta las turbinas con la mayor pendiente posible, pueden ser construidas de diferentes materiales, y constan de juntas de dilatación, para los cambios de temperatura.

Turbinas.- Son las encargadas de transformar la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica de rotación, para hacer girar el rotor del generador, existen tres tipos básicos de turbinas:

- **Turbinas pelton.-** Son las más usadas en mini centrales hidroeléctricas, ya que son turbinas de acción, que aprovechan la energía cinética de la velocidad del agua, sus partes principales son: el distribuidor (cámara de



distribución, el inyector, equipo regulador de velocidad), el rotor, la carcasa, la cámara de descarga, el sistema de frenado y el eje de la turbina.

- **Turbinas francis.-** Son turbinas de reacción, que utilizan saltos de menor altura pero mucho más caudal, por lo que no son muy usadas en mini centrales hidroeléctricas, aprovechan la presión del agua para girar, sus partes principales son: cámara espiral, distribuidor, rotor, tubo de aspiración, eje, equipo de sellado, cojinete guía y cojinete de empuje.
- **Turbinas kaplan.-** Son similares a las hélices de un barco, son consideradas como turbinas de reacción ya que utilizan la presión del agua para girar, son utilizadas en saltos pequeños y caudales medianos, sus partes constitutivas son iguales a las de la turbina francis, con la principal diferencia en el diseño del rotor.

Generador eléctrico.- Es el elemento encargado de convertir la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, generalmente en las centrales hidroeléctricas se utiliza generadores síncronos.

Canal de descarga.- Es el encargado de devolver el agua al cauce normal del río, debido a que el agua turbinada sale con una gran fuerza, las paredes del canal debe ser muy reforzada para evitar la erosión y daños del canal.

Equipo eléctrico general y línea de interconexión.- Dentro del equipamiento eléctrico se encuentra los instrumentos de medición y protección, como son: disyuntores y seccionadores, los transformadores de medición, transformadores para equipos auxiliares; también se encuentra los aparatos usados en la subestación, que es la que se encarga de elevar la tensión a los niveles necesarios para que se interconecte con la red eléctrica por medio de la línea de interconexión.

2.3.1.3 Ventajas de las centrales mini-hidroeléctricas.

Es una fuente de energía completamente renovable y gratuita, ya que se aprovecha la energía cinética y potencial del agua, y no se consume durante el proceso de transformación de energía, además que su renovación solo depende del ciclo hidrológico, que está basado en la energía solar.

Dado que no utilizan grandes embalses el impacto ambiental en el lugar de instalación es prácticamente nulo, además es una fuente limpia ya que no emite gases de efecto invernadero, ayudando a controlar el calentamiento global y la lluvia ácida.

Su costo de operación y mantenimiento es relativamente bajo, ya que no utiliza combustibles y trabaja a temperatura ambiente, por lo que no necesita emplear sistemas de refrigeración.



Posee una gran eficiencia en la conversión de energía, además que también pueden trabajar con un alto factor de planta ya que generalmente son diseñadas para trabajar con el caudal existente la mayor parte del tiempo en el río.

Poseen una larga vida útil sin necesidad de realizar grandes inversiones en nuevas piezas, generalmente estas centrales se diseñan para más de 50 años de funcionamiento.

En la actualidad este tipo de centrales tienen grandes incentivos económicos, para su construcción y puesta en operación, debido al gran desarrollo que tiene su tecnología.

Pueden ser construidas conjuntamente con otros sistemas como puede ser sistemas de riego o agua potable, permitiendo aprovechar el agua en sus múltiples etapas.

2.3.1.4 Desventajas de las centrales mini-hidroeléctricas.

Debido a las grandes obras necesarias para la construcción de estas centrales, su inversión inicial es muy elevada, pero que puede verse compensada con el bajo costo de operación y mantenimiento.

Los sectores en donde están disponibles los recursos hidrológicos no siempre están cerca de las cargas, por lo que puede tener problemas en la interconexión con la red eléctrica.

Este tipo de centrales, están completamente sujetas a la hidrología del lugar, ya que solo pueden funcionar cuando exista el caudal suficiente para mantener una velocidad constante de la turbina.

Se necesita largos estudios técnicos para conocer el potencial hidrológico disponible en el lugar, con lo cual permitirá desarrollar el estudio de factibilidad de la central.

2.4 ENERGÍA DE LA BIOMASA

Es la materia orgánica almacenada en los seres vivos, vegetales y animales por medio del proceso de la fotosíntesis, originado por la energía solar. Los seres vivos al utilizar la materia orgánica para su desarrollo producen residuos y desechos que pueden ser aprovechados por diferentes procesos para la producción de energía. Existe un amplio número de fuentes de biomasa que pueden ser usadas (Figura 2.14).

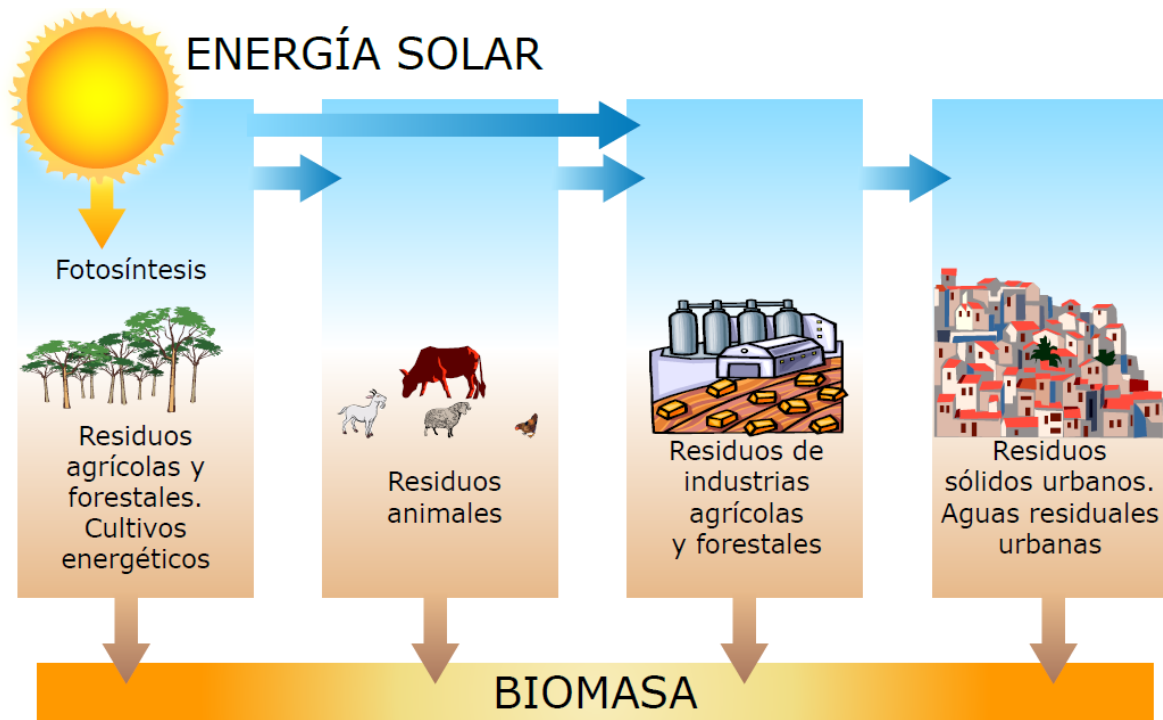


Figura 2.14 Fuentes de Biomasa

Fuente: Roque Calero Pérez, José Antonio Carta González, José Manuel Padrón Hernández, Energía - Programa educativo: Eficiencia energética [25]

2.4.1 Clasificación de las fuentes de biomasa

Biomasa silvestre.

Es la biomasa natural existente en la naturaleza (bosques, la selva), pero hay que tener cuidado con el uso de este recurso, ya que su capacidad de renovarse es menor a la velocidad de uso, se podría producir grandes problemas, ya que la naturaleza es la encargada de purificar el aire existente.

Biomasa residual.

Es la más usada en la actualidad, y la que en mayor proporción se produce, existiendo diferentes formas: como pueden ser los residuos y desechos ganaderos (estiércol, huesos, pellejos); las aguas residuales urbanas, una parte puede ser usada para la generación de biogás; los residuos agrícolas (paja, cascarilla de cereales, tallos de plantas, ramas de podas, etc.); los residuos forestales, frutos de las limpiezas de los bosques o sobras de la madera usada para la industria, los residuos industriales, que generalmente solo pueden ser usados cuando se producen en grandes proporciones y finalmente los residuos sólidos urbanos (restos de alimentos, papel, etc.).

Biomasa de cultivos energéticos.

Estos se realizan con el fin de encontrar materiales con características especiales, para el aprovechamiento energético, existen muchos cultivos tradicionales como los cereales, la caña de azúcar, pero en la actualidad se está teniendo buenos resultados con el cultivo de la palma africana, para la producción de biogás; también existen cultivos acuáticos de algas *Macrocyctis* y *Nereocystis* en agua salada y las algas de agua dulce como el Jacinto.

Biomasa fósil.

Son los combustibles fósiles como el carbón, el petróleo, el gas natural, que tienen su procedencia de biomasa vegetal o animal que fue enterrada hace cientos de años y debido a diferentes procesos se convirtió en biomasa fósil.

2.4.2 Proceso de obtención de la energía [25]

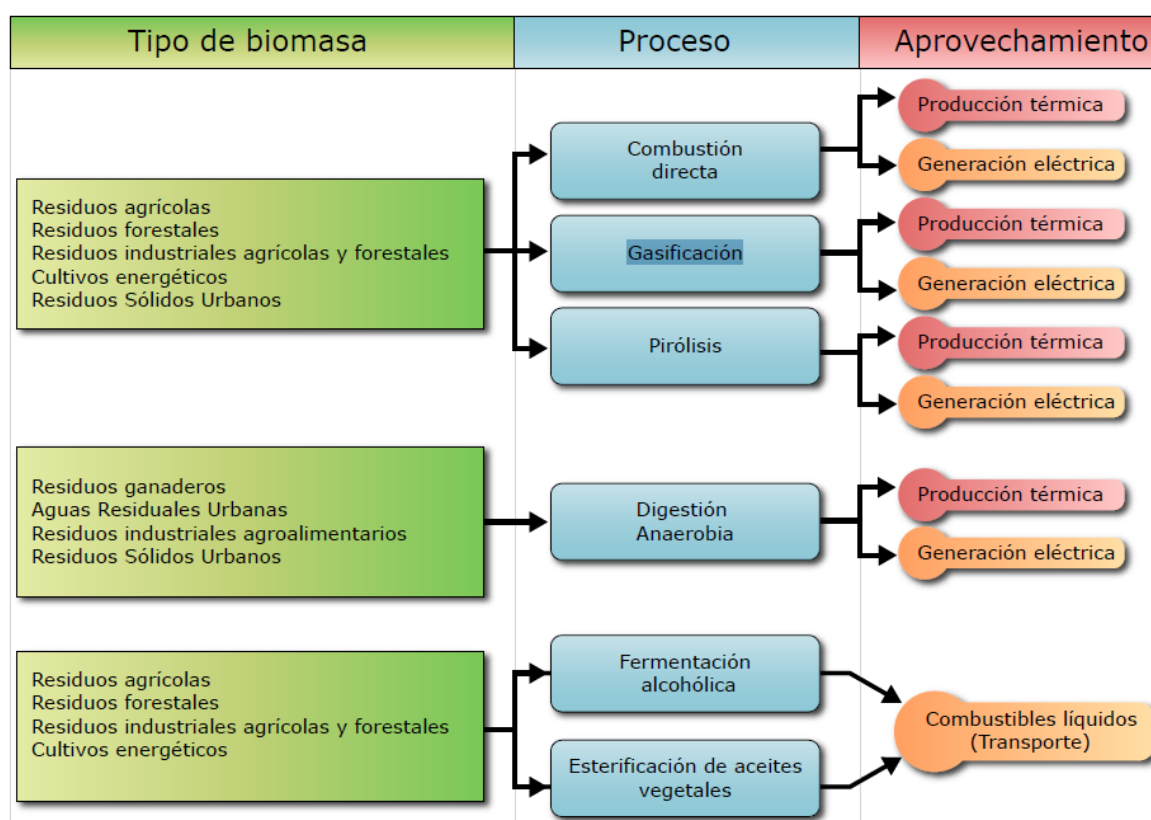


Figura 2.15 Obtención de la energía de la biomasa

Fuente: Roque Calero Pérez, José Antonio Carta González, José Manuel Padrón Hernández, Energía - Programa educativo: Eficiencia energética [25]

Dada la diversidad de fuentes de biomasa existente, no todas pueden ser aprovechadas de forma directa quemándolas, si no que necesitan pasar por otros procesos (Figura 2.15) para obtener la energía de la biomasa.



2.4.2.1 Combustión

Es el proceso más antiguo utilizado para la obtención de la energía de la biomasa, consiste en quemar la biomasa obteniendo energía calórica, que es utilizada para calentar agua, hasta evaporarla y generar energía eléctrica por el ciclo rankine de la turbina de vapor, pero este proceso solo se puede usar para biomasa seca, ya que cuando es húmedo su eficiencia es muy baja, por lo que primero debe ser sometida a un proceso de secado, para luego ser combustionada.

2.4.2.2 Procesos termoquímicos

Gasificación.- Es el proceso de oxidación parcial de la biomasa, para producir un combustible gaseoso, que puede estar compuesto por CO (monóxido de carbono), CO₂ (dióxido de carbono), H₂ (Hidrogeno), CH₄ (metano) y vapor de agua, dependiendo la cantidad del tipo de biomasa utilizada, generalmente se presentan dos tipos de gases: el uno denominado gas pobre, que se produce cuando la biomasa es húmeda, y que tiene su mayor aplicación en la generación de electricidad, por medio de turbinas de gas. Para evitar daños en las turbinas, el gas debe ser muy limpio, que es la razón por que no son usados en la actualidad; el segundo es el gas de síntesis, que tienen un gran poder calorífico, pudiendo ser usado como gas o por medio de procesos catalíticos convertirlos en combustibles líquidos como el metanol, los cuales pueden ser aprovechados para generación de energía eléctrica por medio de motores de combustión interna (MCI).

Pirólisis.- Es el proceso de calentamiento de la biomasa en ausencia total del oxígeno, el tipo de producto que se obtenga, depende de las características de biomasa utilizada y de las condiciones de operación del proceso, generalmente se puede obtener carbón vegetal, combustibles líquidos y gaseosos; que son utilizados para generar energía por los métodos tradicionales (turbinas de vapor, de gas o MCI).

2.4.2.3 Procesos bioquímicos

Se usan para biomasa húmeda, utilizando las características bioquímicas y los microorganismos contenidos en la biomasa para degradarla y producir combustibles gaseosos y líquidos.

Digestión anaeróbica.- Es el proceso realizado en total ausencia del aire, que permite la descomposición de la biomasa por acción de las bacterias que contiene; el proceso consta de tres etapas: la hidrólisis, donde las bacterias descomponen la materia orgánica en azúcares; la acetogénica, los azúcares son transformados en ácidos orgánicos; y la metanogénica, que convierte las sustancias anteriores en un tipo de gas denominado biogás, que tiene como compuestos principales el dióxido



de carbono (CO_2), metano (CH_4), hidrogeno (H_2), nitrógeno (N_2), oxígeno (O_2), sulfuro de hidrogeno (H_2S).

Este proceso puede ser llevado a cabo en contenedores denominados digestores o en los rellenos sanitarios, de los cuales se puede extraer el biogás mediante múltiples perforaciones y ductos especiales. El biogás obtenido puede ser utilizado para la generación de electricidad por los procesos convencionales, pero en la actualidad las aplicaciones que más sobresalen son los MCI de mezcla pobre y las micro-turbinas, por lo que en el punto 2.4.3 estudiaremos el funcionamiento de estos dos métodos.

Fermentación alcohólica.- Es el proceso de obtener alcohol de los azúcares (hidratos de carbono simples), los almidones y las celulosas (hidratos de carbono complejos), que tiene la biomasa, donde el tratamiento de los últimos es mucho más complejo que el primero. En la actualidad no son aplicados para la generación de electricidad, pero tiene un gran uso en la industria automotriz, reemplazando a la gasolina y el diésel.

2.4.2.4 Otros procesos

Son procesos como la esterificación, que permiten obtener biocombustibles (biodiésel) a partir de los aceites de las semillas oleaginosas como el girasol, la colza, la semilla de cardo, etc. para reemplazar a los combustibles fósiles existentes.

2.4.3 Centrales de biogás con MCI de Mezcla Pobre o Micro-Turbinas

2.4.3.1 Micro-Turbinas

Son pequeñas turbinas de gas, que giran gracias a la fuerza motriz de los gases calientes presurizados, obtenidos de la quema de metano con aire a presión, por lo cual este sistema de generación necesita un compresor, pero también constan con elementos de control de la combustión, elementos de control de la conversión de energía y un recuperador de calor, el calor recuperado puede ser utilizado para cogeneración.

Las micro-turbinas son capaces de trabajar con combustibles relativamente pobres, presentando bajos requerimientos de mantenimiento, ya que no requieren de aceites lubricantes ni sistemas de enfriamiento, además entre sus grandes ventajas destacan el ser muy compactas, fáciles de trasladar, no tener problemas de ruido y vibraciones y generan bajas emisiones de dióxido de carbono CO_2 y óxido de nitrógeno NO_x .

Las micro-turbinas pueden trabajar con valores muy altos de H_2S (sulfuro de hidrogeno), de hasta 70.000 ppmv (partes por millón por volumen) en modelos pequeños y 5.000 ppmv en los modelos grandes, ventaja que no sobresale ya que también es necesario eliminar completamente el vapor de agua presente en el biogás y el proceso de retirar el vapor de agua también elimina el H_2S , lo cual representa una desventaja debido al costo que representa el sistema de tratamiento del biogás.

Una de las mayores desventajas de este sistema es que necesitan de una presión en la alimentación del biogás, entre 90 a 100 psig (libras por pulgada cuadrada), requiriendo un compresor, el cual tendrá sus propios requerimientos de calidad del biogás.

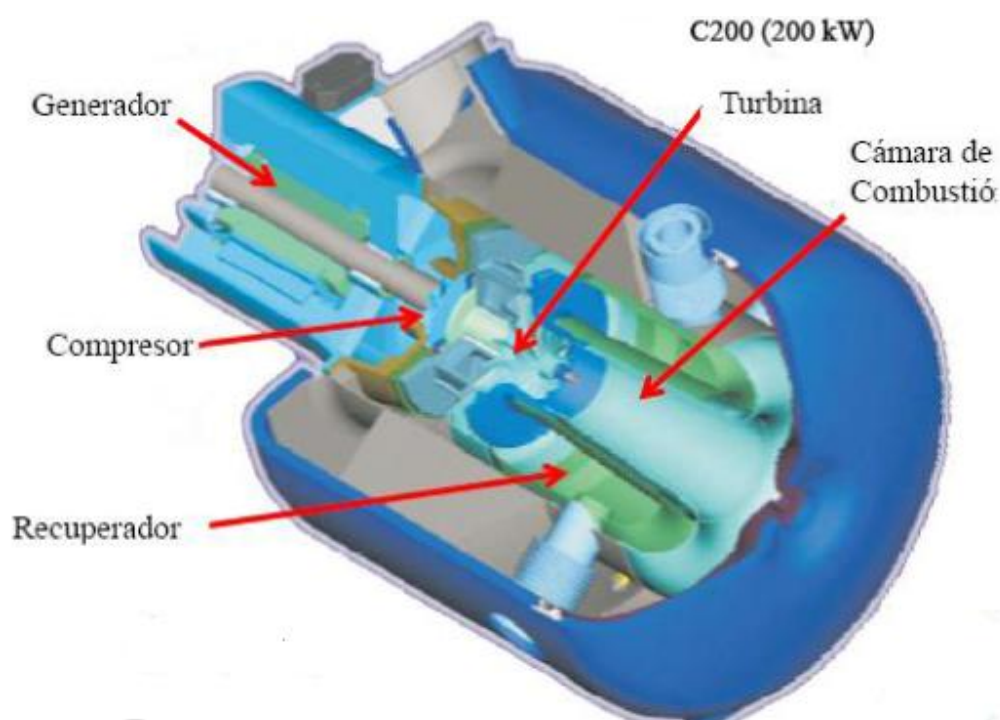


Figura 2.16 Partes de las micro-turbinas

Fuente: Edgar Fernando Durán Contreras, La Generación Distribuida y Sus Retos Frente al Nuevo Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano [26]

2.4.3.2 Motor de combustión interna de mezcla pobre encendido por chispa.

Su funcionamiento es similar al del motor de combustión interna (MCI) de gasolina que de manera muy general, está integrado por los pistones, válvulas, bujías, cámara de explosión, bielas, cigüeñal, árbol de levas, conductos de admisión y de escape, refrigerante y el cárter (Figura 2.17). [54]

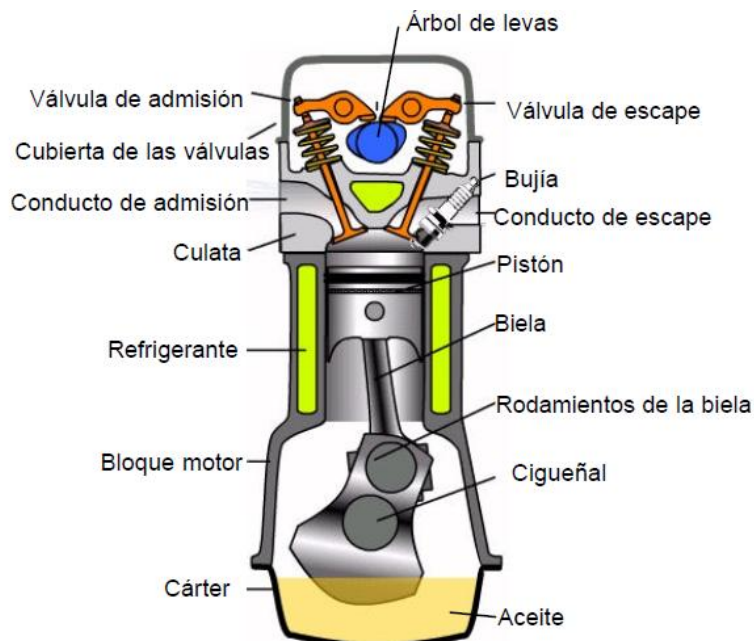


Figura 2.17 Partes del Motor de Combustión Interna (MCI) de chispa

Fuente: <http://lqtecno.blogspot.com/2013/11/motor-de-4-tiempos-mep-partes.html>

Su funcionamiento radica en introducir un combustible en la cámara de explosión, con una relación de aire: combustible adecuada y realizar una explosión del mismo debido a la chispa producida por la bujía. La explosión impulsará el pistón para abajo en forma lineal que gracias a la biela que conecta el pistón con el cigüeñal, esta energía mecánica lineal, se transforma en una energía rotativa (Figura 2.18). [54]

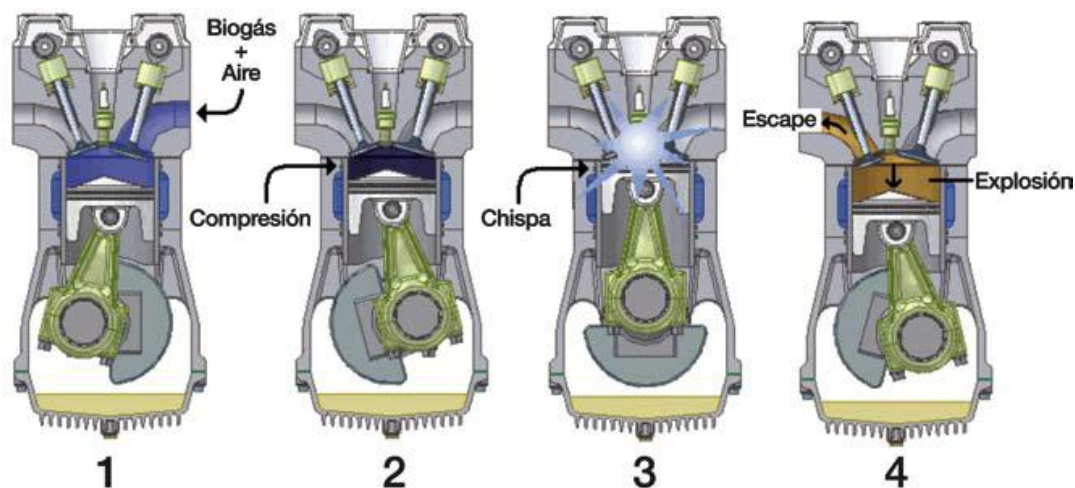


Figura 2.18 Esquema del funcionamiento del MCI de chispa

Fuente: Joaquín A. Víquez Arias, Generación eléctrica con biogás, Costa Rica, 2010.

El sistema de encendido de este tipo de motores requiere de una gran cantidad de energía para lograr inflamar la mezcla de aire combustible y provocar la explosión, por lo tanto utilizan un sistema eléctrico de alta tensión (de 25.000 a 30.000 Voltios) con bujías blindadas, dotadas de resistencias para impedir la combustión de los electrodos y refrigeradas para evitar el preencendido. [53]



Pueden utilizar un sistema de control de la mezcla aire combustible ya que la mezcla debe ser lo suficientemente pobre para evitar el preencendido y la detonación pero tampoco debe ser tan pobre que no permita su combustión con la chispa.

También los MCI para biogás pueden tener integrado un controlador electrónico de encendido que permitirá regular el ángulo al cual debe producirse la chispa. El ángulo de encendido depende del tipo de mezcla que se tenga, de la cantidad de metano que contiene el biogás, de la temperatura y de la altura sobre el nivel del mar

Los MCI de mezcla pobre prácticamente no necesitan pre tratamiento del biogás, su mayor exigencia es que necesitan de bajos valores de H_2S (sulfuro de hidrogeno), inferiores a 2.000 ppmv. Además debido a que no trabaja en altas temperaturas como los de mezcla fija, permiten aumentar la eficiencia térmica del motor reduciendo las emisiones de CO_2 y NO_x .

Una de las desventajas de utilizar MCI de mezcla pobre es que aumenta las emisiones de monóxido de carbono (CO) y de hidrocarburos inquemados (UHF), necesitando un catalizador de oxidación a la salida de los gases de escape del motor. [53]

2.4.4 Ventajas de las centrales eléctricas con biomasa

La biomasa es una fuente renovable de energía que no está sujeta a cambios de precio, ya que su único costo equivalente es el proceso de recolección y tratamiento de la biomasa, pero ayuda a tener un uso más eficiente de las diferentes materias primas.

Es una fuente limpia, ya que los combustibles procedentes de la biomasa, contienen niveles insignificantes de sulfuro, y la cantidad de CO_2 , emitida a la atmosfera es completamente absorbido y purificado por la vegetación, por lo cual no se contribuye al calentamiento global y la lluvia acida.

Permite capturar el metano que se produce diariamente en los desechos agrícolas, ganaderos y residuos sólidos urbanos, además de sustituir el uso de combustibles derivados del petróleo para la generación de energía, ayudando a mitigar los gases de efecto invernadero y la contaminación de los acuíferos.

Ayuda a reducir considerablemente los problemas de manejo de los residuos sólidos urbanos, y desechos generados por las diferentes actividades industriales, permitiendo incentivar la economía local de los pueblos.



Las plantaciones energéticas pueden reducir la contaminación del agua y la erosión de los suelos; así como a favorecer el mantenimiento de la biodiversidad, permitiendo un aprovechamiento energético sostenible.

Las tecnologías utilizadas para el aprovechamiento de la energía de la biomasa en centrales eléctricas, es completamente madura y comprobada, además de constar con una gran eficiencia en el proceso de conversión a pesar de su baja densidad energética

Como a todas la demás fuentes de energía renovable, en la actualidad tienen grandes apoyos económicos para su construcción y puesta en funcionamiento.

2.4.5 Desventajas de las centrales eléctricas con biomasa

Se necesita de grandes volúmenes de biomasa para poder producir una cantidad de energía comparable con los combustibles fósiles, esto es debido a la baja densidad energética contenida en la biomasa.

Debido a la cantidad de biomasa necesaria, los costos de recolección y transporte de los diferentes tipos de biomasa aumenta, encareciendo el costo de producción de la energía, lo cual se puede resolver, en parte, ubicando las centrales cerca de las fuentes de biomasa.

El potencial de las centrales de biomasa, dependen directamente del contenido energético de la biomasa y de sus características como humedad, densidad de materia prima, etc.



CAPÍTULO III

MARCO LEGAL Y NORMATIVO



3. MARCO LEGAL Y NORMATIVO

En el presente capítulo se da a conocer las leyes y normativas, que rigen al sector eléctrico ecuatoriano, en referencia a la generación eléctrica mediante Energías Renovables no Convencionales (ERNC) y su relación con la Generación Distribuida (GD).

3.1 LEY DEL RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO [27]

Mediante la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE, 1996) se crea el Consejo Nacional de la Electricidad (CONELEC) como un ente regulador y controlador, entre sus funciones están (LRSE, Art.13) el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas de electrificación del país, la elaboración del Plan Maestro de Electrificación donde uno de sus objetivos es plantear la generación basado en el aprovechamiento de los recursos naturales de acuerdo con la ley, otorgar permisos y licencias para el establecimiento de unidades de generación.

De acuerdo con la definición de GD los permisos de generación establecidos en la ley tienen una relación de forma indirecta o directa, como se citan a continuación: (LRSE, Art. 30) “en la construcción y operación de centrales de generación de 50 MW o menos, sea que se destinen a la Autogeneración o al servicio público, requerirán solamente de un permiso concedido por el CONELEC” (p. 13). Adicionalmente en el reglamento ambiental para actividades eléctricas (2001) en el art. 19 en lo que respecta a la clasificación de los proyectos y obras eléctricas cita que los proyectos u obras de generación, cuya capacidad sea igual o mayor a 1 MW se requiere un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y mediante el Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica (1998), establece que las centrales con una capacidad menor a 1 MW solamente requieren un registro en el CONELEC, previa la presentación de la información de la central en lo que respecta a su ubicación, características técnicas generales y requisitos ambientales establecidos en la normativa ambiental del país.

En lo que concierne a los recursos energéticos renovables no convencionales, el Reglamento general de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (Art.76, 2006) define a las ERNC como “recursos provenientes del aprovechamiento de las energías: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotérmica y otras de similares características, y la proveniente de pequeñas centrales hidroeléctricas.” (p. 23), y mediante el reglamento citado anteriormente (Art.77, 2006) establece que “El Estado fomentará el uso de los recursos energéticos renovables, no convencionales, a través de la asignación prioritaria de fondos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM), por parte del CONELEC.” (p. 23).

LRSE (Art. 63) establece que “El Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la



banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas.” (p. 26), y mediante el Art. 64 de la LRSE se resume que “El Consejo Nacional de Electrificación dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad.” (p. 26). En el reglamento sustitutivo al reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM, 2003) Art. 21 dicta que el despacho preferente por parte del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), de las plantas que utilizan ERNC, no pueden exceder el 2 % de la capacidad instalada de los generadores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), además de que toda la energía procedente de fuentes de ERNC y que es entregada al Sistema Nacional Interconectado (SNI) no formará parte del despacho económico.

3.2 REGULACIONES DEL CONELEC [13]

Se presenta las regulaciones en referencia al uso de ERNC para la generación eléctrica en los cuales se plantea los procedimientos y condiciones que se deben seguir para el desarrollo de proyectos de generación impulsados por el Estado o la iniciativa privada, además de establecer la valoración económica que tienen la producción de la centrales que utilizan este tipo de energía primaria.

3.2.1 Regulación N° CONELEC-006/08

La presente regulación establece la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, que permite a las empresas eléctricas de distribución tener una tarifa única para cada tipo de consumo de energía eléctrica.

El funcionamiento de mercado, citado en el numeral 14 de la regulación, trata sobre los contratos que se tienen en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) entre generadores y distribuidores, ya sean generadores privados o los generadores con la participación del Estado. Este tipo de contratos regulados a plazo tienen una duración mínima de un año, con la excepción de los generadores que utilizan ERNC, en tal caso la duración mínima será de diez años.

3.2.2 Regulación N° CONELEC-008/08

Establece los procedimientos para presentar, calificar, priorizar y aprobar los proyectos que presenten las empresas eléctricas que tienen el servicio de distribución y comercialización, y estos proyectos serán financiados por el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM).

En el numeral 4 de la regulación, se presenta los requisitos para la calificación de proyectos donde se destaca los proyectos en el sector rural con la utilización de energías no convencionales, para esto se deben presentar ciertas condiciones como los respectivos estudios ambientales, de factibilidad y sostenibilidad, además de

presentar una tabla con los respectivos montos máximos que se puede solicitar al FERUM, los valores de la Tabla 3.1 están dados por vivienda o local de servicio comunitario.

Tabla 3.1
Valores máximos solicitados al fondo del FERUM

Generación eólica	Generación fotovoltaica				Servicios energéticos con Biomasa	Generación con pico, micro o mini centrales hidroeléctricas
	Tipo I USD/vivienda	Tipo II USD/vivienda	Centros: Comunales, Salud y Educación USD/centro	Bombeo de Agua USD/unidad		
USD 1350/vivienda	3200	3500	3800	4000	USD 600/vivienda	USD 2.400/vivienda

Fuente: Regulación N° CONELEC-008/08

Las definiciones dadas en el numeral 2 de la presente regulación establecen: la generación fotovoltaica tipo I, está dada para usuarios que requieren de un panel fotovoltaico de hasta 200 Watt Pico (Wp) y tipo II para usuarios que requieren una potencia mayor a 200 Wp obtenida de uno o más paneles fotovoltaicos.

Si los costos superan a los establecidos en la Tabla 3.1 y son justificados, el proyecto será calificado por el CONELEC en base a los costos referenciales de proyectos similares o costos internacionales.

En la tabla 3.1 se describen los valores para cada tipo de generación que se puede obtener del fondo del FERUM, para la ejecución del proyecto, todo esto tratado en los sectores rurales donde el abastecimiento energético se dificulta principalmente por problemas económicos para llegar con la red de distribución, lo que conlleva al aprovechamiento de la energía presente en el lugar y que de cierta manera fomenta la GD con energías renovables.

3.2.3 Regulación N° CONELEC-013/08

Regulación complementaria No. 1 para aplicar el Mandato Constituyente No. 15. La regulación tiene por objetivo complementar la Regulación No. CONELEC – 006/08, principalmente el funcionamiento del mercado eléctrico.

En el capítulo IX de la presente regulación trata sobre las energías renovables no convencionales, su participación en el mercado, donde el despacho preferente por

parte del CENACE para las centrales que utilizan ERNC no podrá exceder el 6 % en lo que respecta a la capacidad instalada y operativa de los generadores del mercado eléctrico, en el caso que se supere el 6 % el Estado mediante el Presupuesto General asumirá los costos de generación. Los precios que utiliza el CENACE para la valoración de la producción de este tipo de centrales, están dados mediante la regulación establecida por el CONELEC y referencias internacionales.

3.2.4 Regulación N° CONELEC-005/09

Procedimiento general para el seguimiento y evaluación de los planes de inversión de las entidades de distribución, en lo que respecta a los planes de expansión, mejoras del sistema y proyectos por parte del FERUM. Para aplicar estos criterios se hacen procesos de control mediante la elaboración de un cronograma de ejecución de obras, el cual es presentado al CONELEC, y debe constar de cierta información para cada proyecto, en el caso de proyectos de energías renovables se debe tener presente la capacidad de generación y tipo de tecnología a utilizarse. Además de la información de su ubicación, su presupuesto, beneficiarios, y la cantidad de nuevos consumidores que van a ser atendidos.

3.2.5 Regulación N° CONELEC-002/11

Regulación que establece la excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica, donde se plantea la expansión de la generación mediante el Plan Maestro de Electrificación (PME), en el cual consta de proyectos ejecutados por el Estado y por la iniciativa privada previa presentación de la documentación de los estudios de factibilidad y permisos ambientales, además de satisfacer el interés público con la utilización de Energías Renovables no Convencionales para la generación eléctrica.

A través del CONELEC se pueden presentar proyectos que no constan en el PME y que son impulsados por la iniciativa privada para lo cual debe cumplir requisitos como la presentación de estudios de prefactibilidad, optimizar el recurso natural para la generación eléctrica y los costos de las centrales no deben ser superiores a los costos promedios establecidos en los contratos regulados, según el tipo de tecnología.

3.2.6 Regulación N° CONELEC-003/11

Regulación que trata sobre la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración impulsado por la iniciativa privada. En el caso de proyectos que utilicen energías renovables los plazos que se aplican en los Títulos Habilitantes están definidos en la presente regulación mediante la Tabla 3.2

Tabla 3.2
Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes

TECNOLOGÍA	PLAZO PARA LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA	PLAZO PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	PLAZO PARA LOS AUTOGENERADORES
Tipo de central y rango de potencia	Años		
Vapor	30		30
MCI < 514 rpm	20		20
MCI 514 - 900 rpm	15		15
MCI > 900 rpm	7		7
Gas Industrial	20		20
Gas jet	7		7
Eólicas	25	25	25
Fotovoltaicas	20	20	20
Biomasa - Biogas	15	15	15
Geotérmicas	30	30	30
Hidro 0 - 0,5 MW	-	20	20
Hidro 0,5 - 5 MW	20 - 30	30	30
Hidro 5 - 10 MW	23 - 40	40	40
Hidro 10 - 50 MW	28 - 40	40	40
Hidro > 50 MW	32 - 50		50

Fuente: Regulación N° CONELEC-003/11

3.2.7 Regulación N° CONELEC-008/12

Establece el modelo de contrato para la prestación del suministro de servicio público de energía eléctrica a los consumidores, los cuales pueden ser regulados y no regulados. Los clientes energizados con sistemas aislados que utilicen energías renovables como hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica, biogás, esto debido a la ubicación de los consumidores donde no llega la red de distribución, se suscribe el contrato con el consumidor tomando en cuenta los siguientes aspectos.

- Se aplica los derechos y obligaciones entre el consumidor y la empresa distribuidora.
- El tipo de generación determina las condiciones de prestación de servicio de energía eléctrica.
- La aplicación al consumidor de las sanciones pertinentes.

3.2.8 Regulación N° CONELEC-001/13

La regulación establece la participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No convencionales, donde se abordan aspectos como los procedimientos que deben seguir para obtener la habilitación por parte del CONELEC, desarrollo de proyectos de generación, sus condiciones operativas, preferentes y comerciales.

En lo que respecta a las condiciones preferentes del capítulo 1 se tiene periodos en el cual se reconoce la energía entregada al sistema. El primer periodo es el preferente cuya duración es de 15 años a partir de que se suscribió el Título Habilitante, y los precios que se reconocen en este periodo son los que constan en la Tabla 3.3 y para las centrales que tienen una generación hidroeléctrica con una capacidad menor a 30 MW, se presenta los precios en la Tabla 3.4

Tabla 3.3
Precios Preferentes

Centrales	Territorio Continental Precios Preferentes (cUSD/kWh)	Territorio Insular de Galápagos Precios Preferentes (cUSD/kWh)
Biomasa	9,67	10,64
Biogás	7,32	8,05

Fuente: Regulación N° CONELEC-001/13

Tabla 3.4
Precios Preferentes (Generación hidroeléctrica C<30 MW)

Centrales	C = Capacidad Instalada (MW)	Territorio Continental Precios Preferentes (cUSD/kWh)
Hidroeléctricas	C≤30	6,58

Fuente: Regulación N° CONELEC-001/13

En cuanto al periodo ordinario, se encuentra determinado entre la finalización del periodo preferente y la finalización del plazo de concesión, y los precios para este periodo de las centrales que utilicen ERNC van a ser como cualquier generador convencional aplicando las normativas vigentes de esa época, y para las centrales hidroeléctricas menores a 50 MW el precio de venta de energía se relacionara con el precio promedio de los contratos de las centrales de generación hidroeléctrica en operación que estén en igualdad de condiciones.

Para el desarrollo de un proyecto de generación, se debe tener en cuenta ciertas condiciones para calificar ante el CONELEC, entre estas condiciones se detalla:

- Especificaciones generales de la central, equipo a utilizar, ubicación, características de línea de interconexión.
- Estudio de prefactibilidad del proyecto, certificado por parte del Ministerio del Ambiente, para definir si el proyecto se encuentra en áreas protegidas.
- Capacidad financiera para el desarrollo del proyecto, además del cronograma para la ejecución del correspondiente proyecto.

El procedimiento general para establecer el punto de conexión se debe tramitar por parte del desarrollador del proyecto previo a una presentación de la Factibilidad de la conexión al transmisor o distribuidor, además de la respectiva memoria



descriptiva del proyecto. Si la generación es con ERNC el trámite de la Factibilidad de conexión se realiza previa al pago no reembolsable al transmisor o distribuidora, los montos son de 10.000,00 USD para un generador mayor a 1 MW y para un generador menor a 1 MW, 5.000,00 USD. Si el proyecto desarrollado establece la conexión generador-sistema aislado, la empresa distribuidora toma en cuenta varios aspectos citados a continuación para el otorgamiento de la Factibilidad de conexión.

- Demanda local, capacidad instalada existente, demanda cubierta con la generación actual y futura.
- Proyectos futuros a ser desarrollados en la zona por parte del Estado, despacho de la nueva generación.

En el numeral 10 de la presente regulación se establece el procedimiento para la calificación y obtención del título habilitante el generador no convencional debe tener la documentación adecuada, según la presente regulación, y presentar al CONELEC para su respectiva aprobación, en caso de tener una potencia mayor a 1 MW el generador debe tener un certificado de calificación que determina si el generador se acoge a las condiciones de regulación.

Para los proyectos de generación con biomasa que utilizan combustible obtenido de desechos orgánicos de los rellenos sanitarios, debe cumplir con la normativa ambiental exigida por el CONELEC y de manera general el relleno sanitario debe cumplir con las normativas establecidas por el Ministerio de Ambiente.

El numeral 14 de la regulación vigente, se determina las condiciones para el otorgamiento de títulos habilitantes en el caso de generadores conectados al sistema Nacional Interconectado, se deberá tener en cuenta el cupo por tipo de tecnología de generación como se describe en la Tabla 3.5, con la exclusión de los proyectos de generación hidroeléctrica que no tienen límite para la obtención de títulos habilitantes.

Tabla 3.5
Cupo por tecnología de generación (MW)

Central	Cupo (MW)
Biomasa y Biogás	100

Fuente: Regulación N° CONELEC-001/13

Los cupos por demanda de las empresas distribuidoras para proyectos, dentro de las áreas de concesión, menores a 1 MW no podrán superar el 6 % de la demanda máxima de la distribuidora registrada a finales del año inmediato anterior. Este tipo de proyectos de generación con una capacidad menor a 1 MW deben estar a una distancia mínima de 1km con respecto a otros proyectos similares ubicados en el área de concesión, para obtener registro del proyecto.

Mediante el numeral 19 se presenta la responsabilidad de las empresas públicas y sociedades anónimas, los cuales desarrollan proyectos de generación mediante las condiciones establecidas en la presente regulación, deberán de forma obligatoria destinar recursos al Estado del Buen Vivir Territorial, esto se logra a través de una fracción de los ingresos por la venta de energía, para lo cual se utiliza un valor unitario aplicado mensualmente a la energía recaudada dependiendo del tipo de tecnología utilizada en la generación como se detalla en la Tabla 3.6

Para las centrales de generación que no se encuentran dentro del cupo de ERNC, como las centrales hidroeléctricas, los valores para el Estado del Buen Vivir Territorial son indicados en la Tabla 3.7 en un periodo preferente.

Tabla 3.6
Valor unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial

Centrales	Territorio Continental (cUSD/kWh-recaudado)	Territorio Insular de Galápagos (cUSD/kWh-recaudado)
Biomasa	2,38	2,62
Biogás	1,65	1,82

Fuente: Regulación N° CONELEC-001/13

Tabla 3.7
Valor unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial

Centrales	C = Capacidad Instalada (MW)	Territorio Continental (cUSD/kWh-recaudado)
Hidroeléctricas	C≤30	1,89

Fuente: Regulación N° CONELEC-001/13

Dentro de las disposiciones generales señalan que los valores unitarios aplicados mensualmente, considerados como excedentes mensuales se deben aplicar la Tabla 3.8 para cada tipo de tecnología utilizada y mediante estos valores se debe implementar programas para el Estado del Buen Vivir Territorial aplicados a las zonas donde se realiza el proyecto.

Tabla 3.8
Valor unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial (Excedentes mensuales)

Centrales	Territorio Continental (cUSD/kWh-recaudado)	Territorio Insular de Galápagos (cUSD/kWh-recaudado)
Eólicas	2,39	2,62
Fotovoltaicas	11,80	12,99
Solar termoeléctrica	8,74	9,61
Biomasa y Biogás < 5 MW	2,86	3,5
Biomasa y Biogás > 5 MW	2,50	2,75
Geotérmica	3,36	3,69

Fuente: Regulación N° CONELEC-001/13

En las disposiciones transitorias se detalla los proyectos en trámite, que deben cumplir con la firma del contrato dentro del plazo determinado en el certificado. El precio a reconocerse por la energía a entregarse al sistema durante el periodo preferente se detalla en la Tabla 3.9

Tabla 3.9
Proyecto con certificación de calificación

COMPAÑÍA O EMPRESA PÚBLICA	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	Fecha de expiración	Precio (cUSD/kWh)
ELITENERGY S.A.	PUSUNO	39,5	30 de mayo 2014	6,51
ELITENERGY S.A.	INTAG	46	30 de mayo 2014	6,51
CORPHIDRO S.A.	CUYES	33	09 de julio 2014	6,51
CORPHIDRO S.A.	TUNANTZA	47,6	09 de julio 2014	6,51
CORPHIDRO S.A.	YUNGANTZA	10	30 de mayo 2014	7,81
HIDROLITORAL EP	ANGAMARCA – SINDE	29,12	30 de abril 2014	6,86
HIDROGEODATA S.A.	ESPEJO 2	3,8	30 de mayo 2014	7,81
Empresa Municipal Aseo de Cuenca-BGP Energy *	Pichacay	2	30 de mayo 2014	11,08
ELECAUSTRO S.A.	Huascachaca	50	05 de abril 2015	11,74

Fuente: Regulación N° CONELEC-001/13

Para el caso de los proyectos presentados en la Tabla 3.2.8.7 que llegue a firmar los Títulos Habilitantes, y que deban contribuir al desarrollo territorial, lo harán en función de la Tabla 3.10

Tabla 3.10
Valor unitario para el Buen Vivir Territorial

COMPAÑÍA	PROYECTO	(cUSD/kWh-recaudado)
Compañía de Economía Mixta Empresa Municipal Aseo de Cuenca-BGP Energy	Pichacay	2,94
ELECAUSTRO S.A.	Huascachaca	3,15

Fuente: Regulación N° CONELEC-001/13



CAPÍTULO IV

DETALLES TÉCNICOS, AMBIENTALES Y ECONÓMICOS DE LAS CENTRALES DE BIOGÁS DE RELLENOS SANITARIOS.

4. DETALLES TÉCNICOS, AMBIENTALES Y ECONÓMICOS DE LAS CENTRALES DE BIOGÁS DE RELLENOS SANITARIOS.

4.1 INFORMACIÓN DEL RELLENO SANITARIO DE PICHACAY

4.1.1 Ubicación

El relleno sanitario se encuentra ubicado en la Parroquia Santa Ana, a 21 km de la ciudad de Cuenca (Coordenadas UTM; E: 729996 S: 9671881 Figura 4.1), en el cual se desarrolla el proyecto de captación de biogás, dividido en tres etapas Norte I, Norte II y Sur, con una área de 16 hectáreas, donde la primera etapa Norte I consta de 5 hectáreas.

El sitio pertenece a la Empresa Pública de Aseo de Cuenca (EMAC EP) de la Corporación de la Municipalidad de Cuenca, y los trabajos están a cargo de la empresa EMAC-BGP ENERGY COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA CEM, conformada como accionistas la EMAC EP con el 51 % del capital y por la empresa holandesa BGP ENGINEERS con el 49 % del capital.

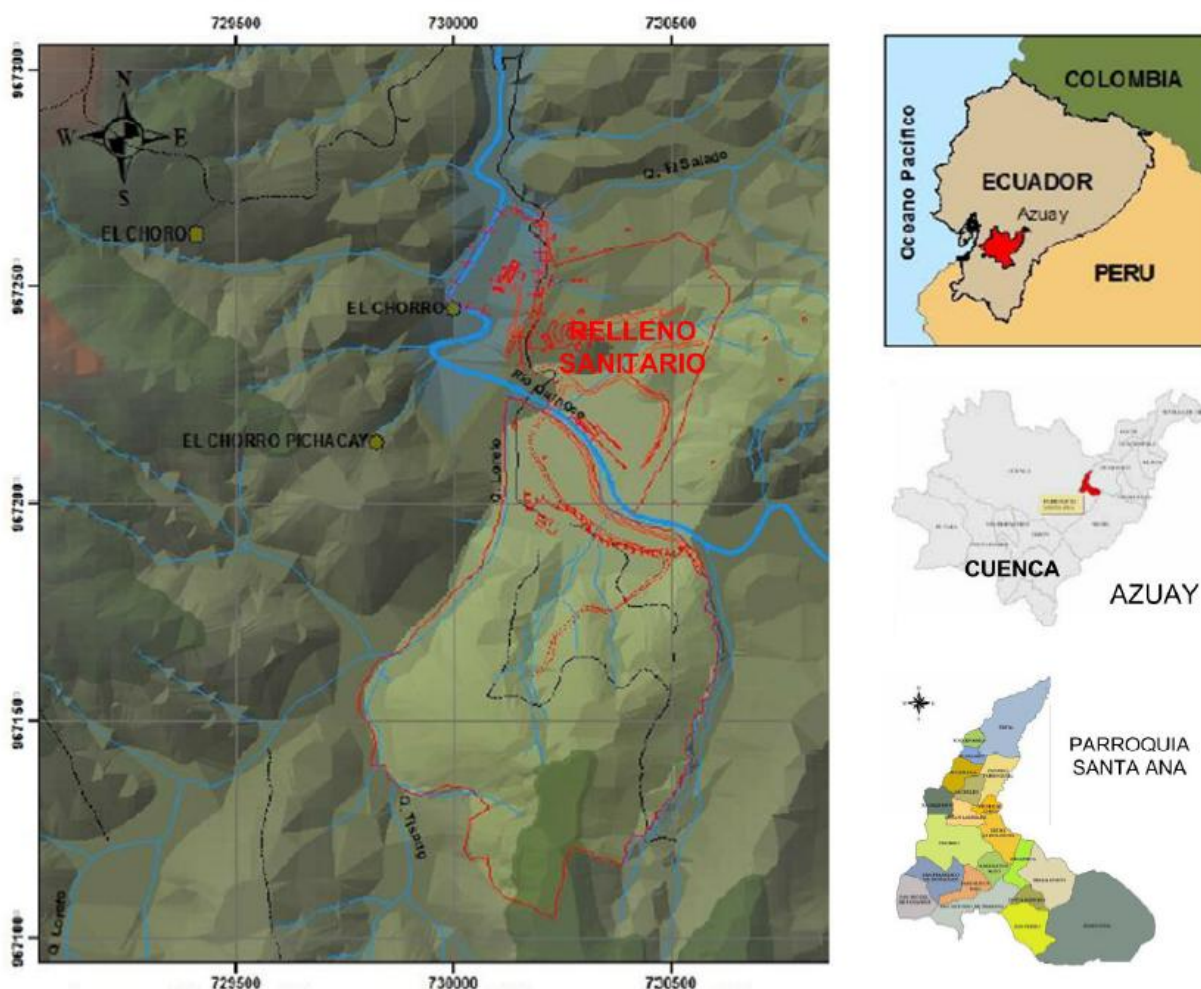


Figura 4.1 Plano de Ubicación
Fuente: EMAC-BGP ENERGY CEM

4.1.2 Formación de biogás

El relleno sanitario se define como un lugar destinado a la disposición final de residuos sólidos originados en las actividades domésticas y comerciales de las ciudades, este tipo de rellenos tienen medidas de control en el tratamiento de la basura que garantizan la reducción de afecciones ambientales y sociales.

La formación de biogás es el resultado del proceso de degradación de la materia orgánica, en el que se presentan dos etapas caracterizadas por producir subproductos gaseosos diferenciados por su cantidad y composición. [28]

En la primera etapa, la materia orgánica con la presencia del oxígeno se degrada aeróbicamente hasta que se agota el aire en la materia compactada, dando como resultado de este proceso agua, energía térmica y dióxido de carbono (CO_2).

En la segunda etapa se produce la degradación anaeróbica (ausencia del oxígeno) que es la fase en la cual se produce el metano como resultado de la transformación de la materia orgánica. Este proceso tiene dos fases, hidrolítica y metanogénica. [29]

En la fase hidrolítica se produce la hidrólisis y la fermentación de la materia orgánica donde las bacterias actúan sobre las macromoléculas orgánicas permitiendo a los lípidos, carbohidratos y proteínas transformarse en subproductos orgánicos más simples como ácidos grasos y azúcares simples. Estos subproductos con las bacterias acidogénicas se convierten en amoníaco, hidrogeno, CO_2 y alcoholes.

En la fase metanogénica los productos mencionados anteriormente se transforman en metano y dióxido de carbono completando el proceso de formación del biogás. La composición del biogás presenta otros productos orgánicos no metanogénicos como se presenta en la Tabla 4.1 [30]

Tabla 4.1
Composición del biogás

Componente	%
Metano CH_4 composición del biogás	50-75
Dióxido de carbono CO_2	25-45
Vapor de Agua H_2O	1-2
Monóxido de carbono CO	0-0.3
Nitrógeno N_2	1-5
Hidrógeno H_2	0-3
Sulfuro de Hidrógeno H_2S	0.1-0.5
Oxígeno O_2	0.1-1

Fuente: Dirección General de Recursos Agrícolas y Ganaderos, El sector del biogás Agroindustrial en España, Madrid, 2010.

4.1.3 Ingreso de Residuos

La disposición final de los desechos sólidos del cantón Cuenca se da en el relleno sanitario de Pichacay, estos desechos tienen una base de datos desde el 2001 y una proyección hasta el 2021, se cuenta con una tasa de depósito anual de 104.250 toneladas y un incremento de 2,4 % por año. La Tabla 4.2 presenta el ingreso anual de desechos por toneladas con datos actualizados hasta el 2006 y proyecciones hasta el 2021. [31]

Tabla 4.2
Ingreso de residuos en el relleno sanitario de Pichacay

Año	Ingreso Anual (Toneladas)	Año	Ingreso Anual (Toneladas)
2001	33,262	2012	132,96
2002	103,636	2013	136,658
2003	106,542	2014	139,785
2004	109,247	2015	142,958
2005	112,005	2016	146,129
2006	114,781	2017	149,344
2007	117,6	2018	153,3
2008	121,039	2019	156,625
2009	123,975	2020	159,995
2010	126,963	2021	163,4
2011	129,942		
Total		2680,146	

Fuente: Estudio de prefactibilidad del potencial del biogás. Relleno Pichacay, Eastern Research Group, Inc y Carbon Trade Ltd, 2007

4.1.4 Composición de los residuos

Los residuos sólidos municipales en el Ecuador tienen una tasa de generación de 0,58 kg/hab/día según datos del Programa Nacional para la Gestión Integral de Desechos Sólidos (PNGIDS, 2012), esto constituye 9000 ton/día, con un 77% a nivel nacional de servicio de recolección de basura (INEC, 2012). La composición de los residuos a nivel nacional con datos de (PNGIDS, 2012) tienen una media de 64 % orgánico, 9 % plástico, 5 % cartón, 5 % papel, 3 % vidrio, 2 % metal y 12 % otros, con una característica de un alto nivel de humedad en los desechos. [32]

En el relleno sanitario de Pichacay con datos de la EMAC EP, la composición de los desechos contiene: desechos domésticos municipal con un 85,3 %, desecho

industriales 6,7 % y desechos inertes del 8 %, los detalles se presentan en la Tabla 4.3.

La EMAC EP tiene un sistema integral de reciclaje que recolecta de forma separada los desechos que pueden ser reutilizados o formar parte de materias primas, estos desechos son separados del relleno sanitario y ubicados en cubos de recolección.

Tabla 4.3
Composición de los residuos en el relleno sanitario de Pichacay

Categoría de Desecho	Composición (%)
Comida	66%
Papel y Carton	12,5%
Plasticos	4,60%
Metal	1,5%
Vidrio	1,7%
Recortes de vidrio, abono	0%
Desechos de jardineria	0%
Madera (Leña y troncos de arboles)	0,8%
Goma, neumaticos, textiles	0,3%
Desecho organico, Incluye lodo no toxico, desecho de tanques septicos, pañales y animales muertos.	0%
Desecho inerte	12,6%

Fuente: Estudio de prefactibilidad del potencial del biogás. Relleno Pichacay, Eastern Research Group, Inc y Carbon Trade Ltd, 2007.

4.1.5 Características de los depósitos [31]

El relleno sanitario de Pichacay está conformado en siete plataformas, donde se depositan los desechos en capas de 2,30 m y una capa divisora de 0,2 m compuesta de arcilla y una geomembrana de polietileno de alta densidad (PAD) de 0,75 mm que va únicamente al fondo del pozo.

Cada plataforma está construida encima de la capa anterior formando terrazas aproximadamente de 10 m de ancho con una inclinación de 35° en todos los lados creando gradientes empinados y que permiten el acceso del equipo de perforación, las medidas de inclinación se realizaron mediante el inclinómetro dando como resultado un bajo movimiento horizontal de los desechos.

La capa de arcilla utilizada está disponible en la localidad del relleno, con una permeabilidad baja y libre de arena y rocas. Para asegurar que la geomembrana no se perfora, la primera capa de desechos son seleccionados para que no existan objetos punzo cortantes. La compactación del sitio es de 0.75 T/m³.

4.1.6 Lixiviados y Gases

Los lixiviados son una solución rica en elementos contaminantes que proviene de la degradación de la materia orgánica que contiene humedad, además del contacto de la lluvia con los desechos. El líquido resultante tiene características químicas de salinidad elevada, presencia de hidrocarburos solubles, carbono y nitrógeno orgánico. [33]

Los lixiviados al ser un líquido contaminante, deben estar sujetos a un tratamiento antes de su disposición final. En el relleno de Pichacay se construyó un sistema de recolección de lixiviados mediante un drenaje francés que consiste en zanjas de 1m de ancho con áreas llenas de rocas cubiertas de geotextil como se observa en la Figura 4.1 Los lixiviados son transportados a un sistema colector principal y luego a un depósito de almacenamiento de lixiviados para luego trasladar a la planta de tratamiento de aguas residuales ubicados en el sitio del relleno.



Figura 4.2 Sistema de recolección de lixiviados

Fuente: Taller sobre los usos energéticos de la biomasa Portoviejo-Ecuador, Aprovechamiento del biogás en el relleno sanitario de Pichacay, EMAC-EP

La emisión del biogás se realiza mediante chimeneas, que son estructuras que permiten la salida de los gases resultantes de la biodegradación de los desechos, las chimeneas de gas pasivo esta construidas por mallas hexagonales rellenas de piedra, además de contener tubos de hierro galvanizado perforado con un quemador al final.

Los niveles de concentración de metano tomadas en varios puntos del relleno sanitario de Pichacay son de 54,4 % v/v como máximo y 25,7 % v/v como el menor porcentaje obtenido de una chimenea de gas pasivo, el flujo de gas en las chimeneas es de 5,2 Nm³/hr y un promedio de 2,85 Nm³/hr, estos valores de medición pueden contener errores debido al diámetro grande de cada chimenea de gas. [31]

4.2 ESPECIFICACIONES DEL BIOGÁS DEL RELLENO SANITARIO DE PICHACAY

4.2.1 Modelación de las emisiones [31]

La finalidad de la modelación es evaluar el potencial de emisiones de biogás en el sitio, mediante este resultado y la eficiencia de capitación estimada se obtiene la tasa de recuperación de biogás.

La función de decaimiento exponencial de primer orden se utiliza tanto en el modelo de Carbon Trade Ltd. Como en el modelo U.S. EPA México, la función establece la generación de biogás en un punto alto.

La función de decaimiento de primer orden se establece en la Ecuación 4.1

$$Q = \sum_0^n \frac{1}{\%vol} kML_0 e^{-k(t-t_{lag})} \quad [4.1]$$

Modelo de decaimiento de primer orden

Donde:

Q	Cantidad total de biogás generado (Metros Cúbicos Normales)
n	Número total de años modelados
t	Tiempo en años desde que los desechos fueron depositados
t_{lag}	Tiempo estimado entre la disposición de desechos y la generación de metano
%vol	Porcentaje volumétrico estimado de metano en el biogás
L_0	Volumen estimado de metano generado por tonelada de desecho sólido
k	Tasa estimada de decaimiento de desecho orgánico
M	Masa de desechos colocados en el lugar en año t (toneladas)

La variable k varía entre 0,1 y 0,001, al igual que L_0 oscila entre 60 m³/tonelada y 120 m³/tonelada, en estas dos variables la disponibilidad de carbono orgánico es fundamental en la producción de biogás. El modelo proporciona valores de k y L_0 que son predeterminados basados en datos de vertederos del Ecuador proporcionado por la Asociación M2M.

Los valores obtenidos de biogás son utilizados para determinar el número efectivo de toneladas equivalente a dióxido de carbono que se emiten en el relleno mediante la ecuación 4.2

$$T_{CO_{2eq}} = \%_{vol} \times 21 \times Q \times \rho_{CH_4} \quad [4.2]$$

Línea base GHG Emisiones

Donde:

$T_{CO_{2eq}}$	Toneladas totales generadas de dióxido de carbono equivalente.
$\%_{vol}$	Porcentaje volumétrico estimado de metano en biogás de relleno.
Q	Cantidad total de biogás de la Ecuación 4.2.1.1 (metros cúbicos normales)
ρ_{CH_4}	Densidad de metano = 0.0007168 toneladas/metro cubico.

4.2.2 Sondeo del gas emitido [31]

4.2.2.1 Modelo de línea base

Los modelos desarrollados son: el modelo de Biogás U.S. EPA México, IPCC (Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero) basados en datos de la Municipalidad de Cuenca y el modelo de Carbon Trade que son mostrados en la Tabla 4.4

Tabla 4.4

Valores de los parámetros de Lo , k y $\%vol$ para los modelos de Carbon Trade, U.S. EPA México y Guía IPCC

Parámetro	Fuente	Valor	Fundamento
Lo	Carbon Trade	90 m ³	Orgánicos altos con lluvias moderadas
	U.S. EPA México	84 m ³	Lluvias moderadas
	Guía IPCC	70.8 m ³	Calculado del contenido de carbono disponible, promedio para otros sitios en Ecuador
k	Carbon Trade	0.062 m ³	Calibrado para sitios similares
	U.S. EPA México	0.08 m ³	Lluvias moderadas
	Guía IPCC	0.05 m ³	Lluvias moderadas
%vol	Carbon Trade	50 % v/v	Norma aceptada para concentración promedio de metano en biogás de relleno bajo condiciones de ración
	U.S. EPA México	50 % v/v	
	Guía IPCC	50 % v/v	

Fuente: Estudio de prefactibilidad del potencial del biogás. Relleno Pichacay, Eastern Research Group, Inc y Carbon Trade Ltd, 2007

En la Tabla 4.5 se comparan las emisiones de biogás con el tipo de modelo descrito, donde el modelo de U.S EPA México LFG, es el más optimista con el gas generado. Estableciendo el promedio la tasa de emisión para el año 2022 sería la más alta con un valor de 1.820 m³/hr.

Tabla 4.5
Comparación de emisiones de biogás

Año	Modelo CTL m ³ /hr	Modelo LMOP México m ³ /hr	Modelo IPCC m ³ /hr	Promedio m ³ /hr
2007	737	756	423	638
2008	836	878	497	737
2009	929	996	571	832
2010	1015	1109	643	923
2011	1097	1219	715	1010
2012	1175	1324	785	1095
2013	1250	1427	854	1177
2014	1322	1526	923	1257
2015	1393	1623	991	1336
2016	1462	1718	1058	1413
2017	1529	1810	1125	1488
2018	1595	1900	1191	1562
2019	1661	1989	1257	1635
2020	1726	2076	1322	1708
2021	1790	2162	1387	1780
2022	1756	2246	1452	1818
2023	1638	2074	1381	1698
2024	1446	1914	1314	1558
2025	1287	1767	1249	1434
2026	1153	1631	1189	1324
2027	1040	1506	1131	1225

Fuente: Estudio de prefactibilidad del potencial del biogás. Relleno Pichacay, Eastern Research Group, Inc y Carbon Trade Ltd, 2007

4.2.2.2 Disponibilidad de gas específico

El radio de influencia (ROI) que es la distancia del pozo de extracción a la masa del desecho donde se produce el biogás, el ROI de los pozos de gas se extiende a 10m de radio y una distancia de 30m entre los pozos. Con estos datos el área a ser colectada es de 2120 m².

El flujo del gas es de 51.2 Nm³/hr con 51 % de metano, estos datos son corregidos a 50 % de metano lo que resulta en un flujo equivalente de 52,2 Nm³/hr para la comparación con la línea base. Por tanto la disponibilidad específica del gas en el relleno es:

$$52.2 \text{ m}^3/\text{hr} / 2120 \text{ m}^2 = 0.0246 \text{ Nm}^3/\text{hr}/\text{m}^2$$

La variación del ROI produce una gran variación de gas específico y por tanto la disponibilidad específica del gas en el relleno. La Tabla 4.6 estima las variaciones de ROI. [31]

Tabla 4.6
Variación de ROI

ROI	Cambio en % del ROI	Cosecha de gas específico	Cambio en el % de la cosecha de Gas específico
14m	-0,67%	0.02826 Nm ³ /hr/m ²	14.7%
15m	0%	0.02462 Nm ³ /hr/m ²	0%
16m	+6.6 %	0.02164 Nm ³ /hr/m ²	-12.2%

Fuente: Estudio de prefactibilidad del potencial del biogás. Relleno Pichacay, Eastern Research Group, Inc y Carbon Trade Ltd, 2007

4.2.2.3 Disponibilidad de gas en el sitio

Con la disponibilidad del gas específico aplicado al área del sitio del relleno que es de 2,05 Ha, disponibles para la captación de gas, se obtiene el biogás aprovechable en el relleno sanitario de Pichacay.

$$0.0246 \text{ Nm}^3/\text{hr}/\text{m}^2 \times 20500 \text{ m}^2 = 504 \text{ m}^3/\text{hr} \text{ 50\% metano.}$$

Si el aprovechamiento del gas se produjera en todo el sitio del relleno, la disponibilidad de gas en el sitio generaría 4.8 % más que el modelo base

$$0.0246 \text{ Nm}^3/\text{hr}/\text{m}^2 \times 27200 \text{ m}^2 = 669 \text{ m}^3/\text{hr} \text{ 50\% metano}$$

En la Tabla 4.2.2.3 se tiene un promedio del estimado disponible de flujo de gas hasta el año 2027, esta tabla se obtiene de la aplicación de los resultados de gas en el sitio, en la Tabla 4.7, además se muestra la energía térmica en kW. [31]

Tabla 4.7
Promedio disponible del flujo de gas

Año	Promedio m ³ /hr disponible @ 50% CH ₄	Energía Térmica kW	Año	Promedio m ³ /hr disponible 50% CH ₄	Energía Térmica kW
2007	504	2485	2018	1033	5093,3
2008	562	2771	2019	1074	5295,4
2009	618	3047,1	2020	1115	5497,6
2010	671	3308,4	2021	1154	5689,9
2011	721	3554,9	2022	1168	5758,9
2012	770	3796,5	2023	1092	5384,2
2013	817	4028,3	2024	999	4925,6
2014	862	4250,1	2025	919	4531,2
2015	907	4472	2026	848	4181,1
2016	950	4684	2027	768	3875,4
2017	992	4891,1			

Fuente: Estudio de prefactibilidad del potencial del biogás. Relleno Pichacay, Eastern Research Group, Inc y Carbon Trade Ltd, 2007

4.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE BIOGÁS

4.3.1 Perforación y Pozos de Gas [31]

En el relleno de Pichacay se encuentra instalado un sistema de recolección de gas. Para la operación de este sistema existen ciertas características generales que comienzan desde la perforación y detalles de los pozos de gas.

La perforación es de tipo rotativo y al instalar los pozos esta tiende a perder la integridad de perforación, para contrarrestar esto se utiliza un sistema de bombeo de lixiviados.

Para recolectar el biogás se utilizó los pozos de gas que fueron emplazados cuando se ubicaron los residuos, estos están alineados con un tubo de pozo MDPE (polietileno de media densidad) que se encuentra bajo la superficie con la parte superior del tubo sellada. La eficiencia de la recolección de gas mejora cuando el sistema se ha instalado durante la colocación de los desechos; estos tubos son ubicados a 5 m y la segunda capa recolectora a 10 m.

Las chimeneas de gas pasivo también pueden convertirse en pozos de gas cumpliendo ciertas condiciones que luego de un rediseño permitirá mejorar la captación. Es importante realizar la instalación del sistema de extracción en las mejores condiciones, debido a su influencia en la eficiencia en la recolección de gas. La disposición de la instalación horizontal de recolección de gas se presenta en el Anexo C. [31]

4.3.2 Lixiviados y canalización de biogás

El control de lixiviados es importante, en el relleno de Pichacay, debido a un alto nivel de lixiviados que no permiten una adecuada extracción de biogás, para esto se coloca el sistema de bombeo instalado en los pozos de gas. Los lixiviados resultantes son descargados en grandes tubos perforados y conectados a los accesos del sistema de drenaje, ubicados en el relleno de Pichacay.

Mediante una red de tubos no perforados, se conectan los pozos de gas, permitiendo el control del flujo de biogás, así como su temperatura y presión. Los tubos que conectan el pozo de gas se dividen en: un principal con un diámetro de 250 mm colocado alrededor del sitio y un secundario de diámetro de 160 mm ubicado en la superficie de los residuos. [31]

A través de una bomba centrífuga de gas, creando espacios vacíos se drena el biogás de los tubos de recolección, la misma bomba se utiliza para presurizar el biogás, e introducir a la pila de quemado donde se produce la oxidación del metano y eliminación del aire contaminado, este proceso se da con quemadores cerrados

garantizando una mayor eficiencia que los quemadores simples. La filtración del biogás es importante para la pila de quemado antes de ser entregado a la generación de energía. [31]

4.4 ENSAYO DE BOMBEO DE GAS

Con la medición de la tasa de flujo total y con el medidor de flujo fijo en el quemador, se realizó el ensayo donde se quemaron 16.241 m³ de biogás con 50,54 % de metano, que durante el ensayo se estabilizó a 51 % y con una concentración de oxígeno del 1 % por volumen. Además se establecieron concentraciones de sulfuro de hidrógeno 25,5 ppm (partículas por millón), concentración de monóxido de carbono 206 ppm con valores picos de 365 ppm y 150 ppm al final.

Los ensayos fueron realizados en tres pozos, midiendo la cantidad y calidad de gas, además se estimó la concentración de gas y presión con un analizador de gas manual, debido a esto se pueden presentar errores y los resultados de los pozos no son exactos como los datos del quemador. Las pruebas realizadas sobre el pozo 1, proporcionaron resultados de presión positiva; esto se realiza mediante un monitoreo de tres sondas, ubicadas dentro de la masa de desechos con una separación de 5 m. La primera sonda presentó cambios de presión positiva al igual que la sonda 2 ubicada a 10 m, la sonda 3 no presentó cambios de presión debido a que no se encuentra dentro del radio de influencia.

Las mismas pruebas fueron realizadas en los pozos 2, con tres sondas colocadas a 5 m de separación, presentando resultados de baja presión positiva en la sonda 4, y las sondas 5 y 6 están fuera del radio de influencia, dejando como resultado la obtención de cierta cantidad de biogás. En el pozo 3 se obtuvo concentraciones del 55 % de metano con bajas concentración de oxígeno y con una producción promedio de 24,6 m³/hr de tasa de flujo de gas. [31]

4.5 SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

El biogás obtenido de los rellenos sanitarios tiene múltiples aplicaciones ya sea en la industria, en la agricultura o en la generación de energía eléctrica, y debido al alto impacto ambiental del gas metano contenido en el biogás, es de importancia el evitar la emanación del biogás al medioambiente. Debido a esto y a los grandes avances en las aplicaciones del biogás, se decide aprovechar el biogás del relleno sanitario Pichacay.

Uno de los grandes aprovechamientos del biogás se da en la producción de energía térmica, la cual puede ser utilizada para calentar invernaderos, hornos de ladrillos, etc., dicha energía también puede ser aplicada para el tratamiento de los lixiviados, mediante ciertas tecnologías que permiten evaporar el agua contenida en los lixiviados, dejando como resultado una concentración de sales y otros

contaminantes que pueden ser devueltos a los rellenos. Debido a que la zona donde está ubicado el relleno sanitario de Pichacay no existe este tipo de industrias, y la producción de gas es mayor a la necesaria para solventar estas aplicaciones, no son consideradas como viables para realizarse.

Uno de los aprovechamientos más viables del biogás de rellenos sanitarios, es la generación de energía eléctrica, debido al amplio número de tecnologías que pueden ser utilizados y a los grandes avances que han tenido las mismas, además del costo preferencial que tiene esta energía como se pudo ver en el capítulo 3, así como el comercio de emisiones, por lo cual es la opción escogida para aprovecharla en el relleno sanitario de Pichacay.

La generación de energía se la puede realizar, utilizando la energía calórica del biogás, mediante el ciclo de las turbinas de vapor; a través del ciclo de las turbinas de gas convencionales; pero las tecnologías más actuales y con mayor futuro son: el motor de combustión interna de mezcla pobre y las micro-turbinas. Estas dos tecnologías se revisaron en el capítulo 2, en donde se pudo observar que los motores de combustión interna de mezcla pobre son los más económicos y que menor requerimientos tienen en cuanto a la calidad del biogás, por este motivo la central de biogás de Pichacay decide utilizar este tipo de tecnología para la generación de electricidad.

4.5.1 Cantidad de Energía Generada

Según el estudio de prefactibilidad realizado por la EMAC para la central de biogás de Pichacay, la capacidad de generación eléctrica basada en las estimaciones del biogás disponibles en el sitio, es como se muestra en la Tabla 4.8, en donde la capacidad neta es la cantidad de energía entregada a la red de distribución, considerando que el 5 % de la energía generada será consumida por las instalaciones de la central. [31]

Tabla 4.8
Capacidad Estimada de Generación Eléctrica

Año	Promedio m ³ /h Disponibile	Capacidad en Bruto kW	Capacidad Neta kW	Exportado MWH 5% carga
2007	504	944	896	6,671
2008	582	1,09	1,035	7,706
2009	656	1,229	1,167	8,689
2010	728	1,363	1,294	9,635
2011	797	1,493	1,418	10,558
2012	864	1,618	1,537	11,444
2013	929	1,74	1,653	12,308

Año	Promedio m ³ /h Disponibile	Capacidad en Bruto kW	Capacidad Neta kW	Exportado MWH 5% carga
2014	992	1,858	1,765	13,142
2015	1,054	1,974	1,875	13,961
2016	1,115	2,089	1,984	14,772
2017	1,174	2,199	2,089	15,554
2018	1,232	2,308	2,192	16,321
2019	1,29	2,416	2,295	17,088
2020	1,348	2,525	2,398	17,855
2021	1,404	2,63	2,498	18,6
2022	1,434	2,686	2,551	18,994
2023	1,339	2,508	2,382	17,736
2024	1,229	2,302	2,186	16,276
2025	1,132	2,12	2,014	14,996
2026	1,045	1,957	1,859	13,842
2027	967	1,811	1,72	12,807

Fuente: Estudio de prefactibilidad del potencial del biogás. Relleno Pichacay, Eastern Research Group, Inc y Carbon Trade Ltd, 2007

De la tabla 4.8 podemos ver que para el año 2012 que iniciaron los estudios definitivos y la selección del socio estratégico, la capacidad de generación estimada es de 1.618 kW y que ya para el año 2016 su capacidad podría ser de 2.089 kW, por estas razones se decide construir la central del biogás de Pichacay en dos etapas. La primera etapa consta con una capacidad instalada de 1,000 kW aproximadamente y la segunda etapa de 1.000 kW más, teniendo 2.000 kW de capacidad total instalada.

4.5.2 Especificaciones del Grupo Electrónico

En base a las recomendaciones realizadas por el socio estratégico y actual accionista de la EMAC-BGP ENERGY CEM (EBE), el grupo electrónico seleccionado es el GUASCOR SFGM 560 de procedencia Española para biogás, ya que es el equipo que más se acopla a las características del biogás obtenido del relleno sanitario de Pichacay.

Los datos técnicos del equipo de generación y los servicios que incluyen en el grupo electrónico, son obtenidos de la hoja de características del grupo electrónico y de los datos entregados por la empresa EMAC-BGP ENERGY CEM, propietaria de la central de biogás de Pichacay.

4.5.2.1 Datos técnicos del equipo de generación

Los datos técnicos del equipo de generación son mostrados en la Tabla 4.9 [35]

Tabla 4.9
Datos técnicos del equipo de generación

Generador-Alternador de Electricidad con sistema de tratamiento para biogás, empaquetado en container			
Descripción	Unidad	Valor	Observaciones
Marca	GUASCOR		
Modelo	SFGM 560		
Procedencia	ESPAÑA		
Combustible	Biogás		
Tipo de generador	Sincrono		Sincrono de polos lisos
Numero de polos	4 Polos		
Número de fases	Tres Fases		
Potencia del generador	kW	1050	Valor aproximado, hasta más menos 5%. Potencia del generador y flujo del aire de combustión de acuerdo a la norma ISO 3046/1
Emisiones de NOx menores a:	g/bHPH	2	Considerando composición estándar del gas: CH ₄ 62,5%; CO ₂ 36%; N ₂ 1,5%
Velocidad de giro	rpm	1800	
Eficiencia del generador mayor a:	%	96,5	A 60 Hz, V= nominal, factor de potencia = 1
Potencia eléctrica mayor o igual a:	kW	1050	A 60 Hz, V= nominal, factor de potencia = 1
Tensión nominal	kV	0,48	
Frecuencia del generador	Hz	60	
Consumo de combustible, máximo:	kW	2770	Variación de hasta más 5%
Eficiencia mecánica mayor a:	%	39,5	
Eficiencia térmica mayor a:	%	52	
Eficiencia total mayor a:	%	90,5	
Altura de funcionamiento	m.s.n.m.	2600	
Factor de Potencia		0,9	
Tipo de aislamiento		F	Sugerido
Conexión del estator		Y aterrizado	
Nivel de ruido del generador menor a:	Σdb(A)	96	Mediciones según ISO 96-14-2:1996 e ISO-11203:2010
Nivel de ruido del tubo de escape menor a:	Σdb(A)	137	Mediciones según ISO 96-14-2:1996 e ISO-11203:2010

Fuente: Hoja de características grupo electrógeno GUASCOR SFGM 560 para biogás.

4.5.2.2 Servicios que incluye en el grupo electrógeno

Grupo generador-alternador

Generador, alternador, montado en marco de acero y con el sistema completo de refrigeración, este último para colocarse en la parte superior del contenedor.

Generador a biogás

Cuatro tiempos, con turbo cargador y enfriamiento posterior.

Sistema de arranque con motores eléctricos a VDC

Contiene dos motores de arranque de 12 o 24 V, con baterías de corriente continua, incluyendo sistema automático de carga.

Sistema de carburación del biogás

Sistema de carburación inteligente para mantener las emisiones y la potencia de operación dentro de los rangos establecidos a pesar de las variaciones de la cantidad de metano, manteniendo siempre los rendimientos en nivel óptimo.

Control de velocidad y carga

Sistema eléctrico de velocidad y carga, con posibilidad de integración a un sistema de control SCADA.

Sistema de encendido

Sistema electrónico para selección y ajuste del tiempo de encendido para cada tipo de biogás.

Panel de visualización de: velocidad, niveles de energía de las bujías, tiempo de encendido, posibilidad de modificación del encendido "on line".

Posición exacta de los Panel de visualización de: velocidad, niveles de energía de las bujías, tiempo de encendido, posibilidad de modificación del encendido "on line" pistones para determinar el punto de encendido. Bobina individual de encendido para cada cilindro.

Cableado de alto y bajo voltaje.

Bujías diseñadas para cada tipo específico de biogás. Sensores para identificar detonaciones en cada cilindro. Sistema de control programado de acuerdo al mapa de detonaciones del generador.

Sistema de refrigeración.

Circuito principal para enfriamiento de los cilindros y circuito secundario para enfriamiento del aceite. Válvula termostato para control de la temperatura del agua, para mantener el equipo en las condiciones más adecuadas de funcionamiento y seguridad.

Panel de instrumentos y sensores de protección.

Panel de control acoplado al generador con medición de: Temperatura del agua del circuito primario de refrigeración, del circuito secundario; presión del aceite de

lubricación; temperatura del aceite; temperatura y presión de la mezcla en el colector de admisión. Sensores de protección: Alta temperatura del agua de refrigeración; saturación del filtro de aire; baja y alta presión del aceite lubricante; sobre velocidad; alta temperatura de la mezcla en el colector de admisión; nivel alto y bajo del aceite; alta temperatura del aceite; saturación del filtro de aceite. Sensores conectados al botón de apagado de emergencia.

Alternador y marco de soporte.

Alternador síncrono; auto regulable; sin escobillas. Doble rodamiento. Autoventilado. Sistema de ajuste de voltaje electrónico para sincronización y control del factor de potencia ya que funcionará conectado a la red de 22 kV.

Base de asentamiento.

Base de soporte de acero rígida, electro soldado, común para generador y el alternador. Dotada con bases elásticas resistentes para aislamiento de vibraciones. Bases de ajuste elásticos entre la base de soporte y el suelo.

Módulo de Accesorios que incluye.

Sistema de refrigeración. Sistema de lubricación externo. Rampa para el biogás. Mangueras. Sistema de escape y silenciador. Sistema de Arranque y demás accesorios que garanticen el adecuado desempeño de todo el sistema.

Panel de control y potencia.

Dotado de panel de control que permita visualización en tiempo real del funcionamiento del generador y el alternador. Además permitirá controlar las variables del generador.

4.5.3 Subestación de transformación

Dado que el nivel de tensión del equipo de generación de la central de biogás de Pichacay es de 480 V, y que el nivel de tensión de la red eléctrica de la CENTROSUR en el punto de interconexión es de 22 kV, se prevé la necesidad de colocar un transformador eléctrico de potencia en la salida del equipo de generación que permita elevar la tensión de 0,48 a 22 kV y con una capacidad nominal de 2,2 MVA, para ser utilizado en las dos etapas de la central.

En los terminales del transformador se realizará la instalación de los equipos de medición y protección tales como el transformador de potencial, el transformador de corriente, el disyuntor y un seccionador que permita desconectar el sistema para mantenimiento (Figura 4.2) [36]

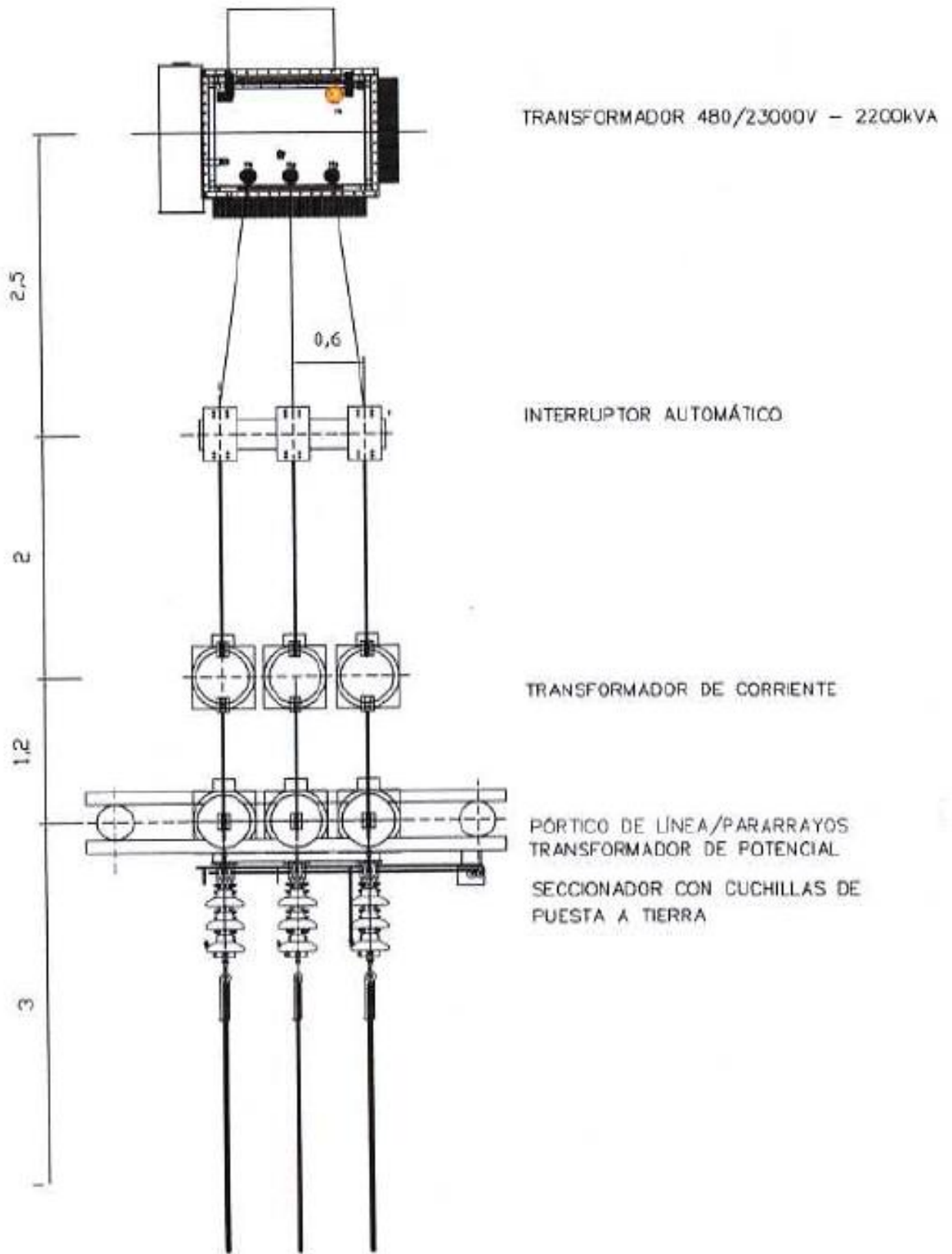


Figura 4.3 Subestación Pichacay - Vista en planta
Fuente: EMAC-BGP ENERGY

4.6 LÍNEA DE INTERCONEXIÓN

Inicialmente se preveía la conexión de la central de biogás de Pichacay a través de una línea dedicada desde la central hasta la red de media tensión [37] del alimentador 0321, pero debido a la implementación del proyecto de la planta de desechos hospitalarios, en un lugar cercano a la ubicación de la central, se cree más conveniente repotenciar el tramo de red monofásica de 12,7 kV existente en la zona y que también es servido por el alimentador 0321 [38], a un tramo trifásico 3F4C a 22 kV.

La red a repotenciar se observa en la Figura 4.3, la repotenciación, esta comienza desde el poste 338858 ubicado en la vía Santa Ana Quingeo, El Valle servido desde el alimentador 0321 hasta el poste 344151 que es donde se interconectará la central de Pichacay.

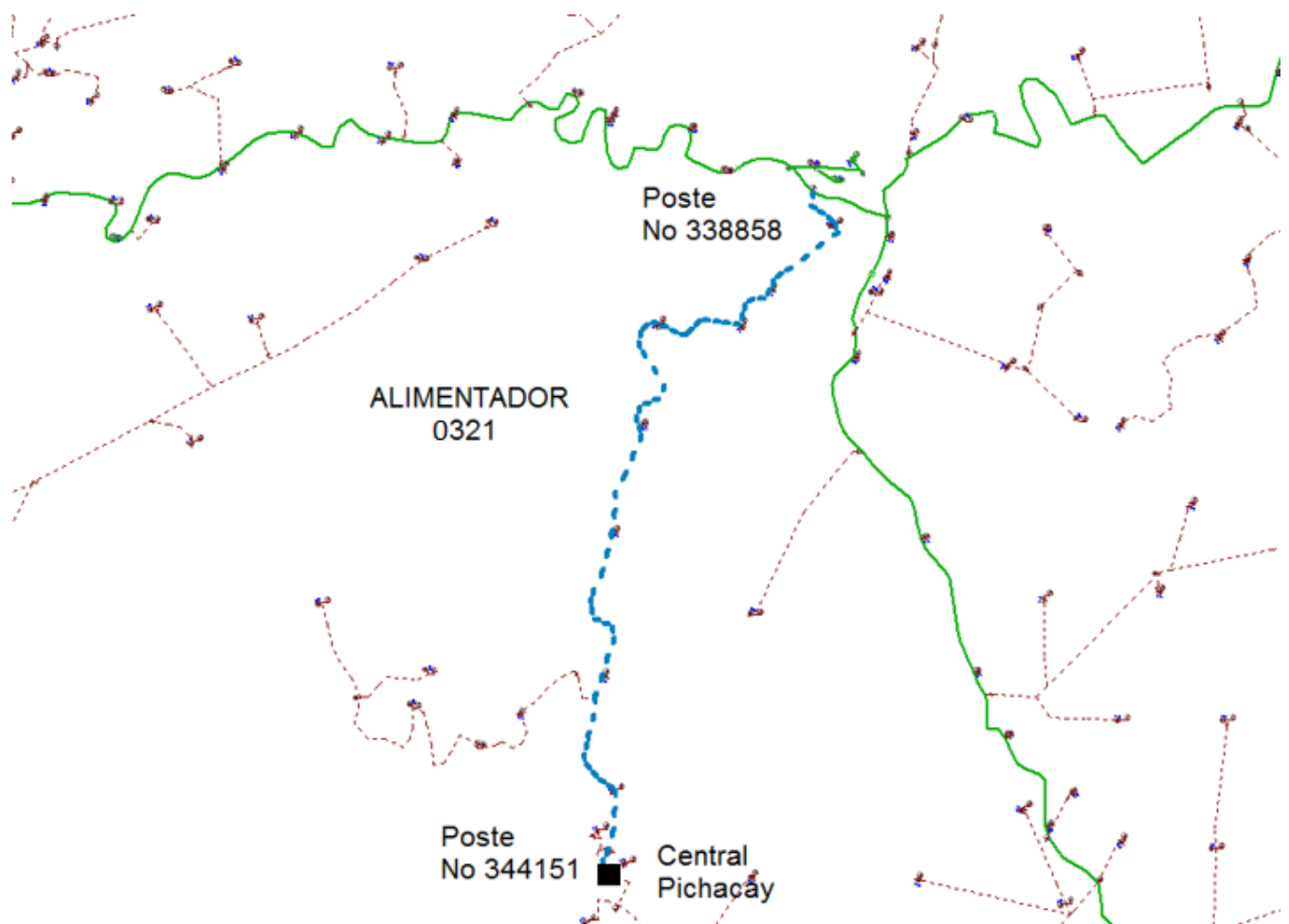


Figura 4.4 Tramo de repotenciación para la interconexión de la central de Pichacay

El nuevo circuito será de tipo trifásico a un nivel de tensión de 22 kV, los conductores utilizados serán: conductor 3/0 ACSR para las fases y el conductor 1/0 para el neutro. En este caso no es una línea dedicada para la central por lo que la línea será propiedad de la CENTROSUR y servirá a todos los consumidores existentes en el trayecto.

Se utilizará la postera existente y solo en el punto de interconexión se colocará un poste de 14 metros de longitud, además se utilizará múltiples elementos complementarios para el levantamiento de la red tales como: los aisladores, la herrajería, los tensores, las varillas de anclaje, la puesta a tierra de la red, y principalmente el sistema de medición que será colocado junto a la central de generación, todos estos elementos son normados por la CENTROSUR (Figura 4.6 y 4.7).

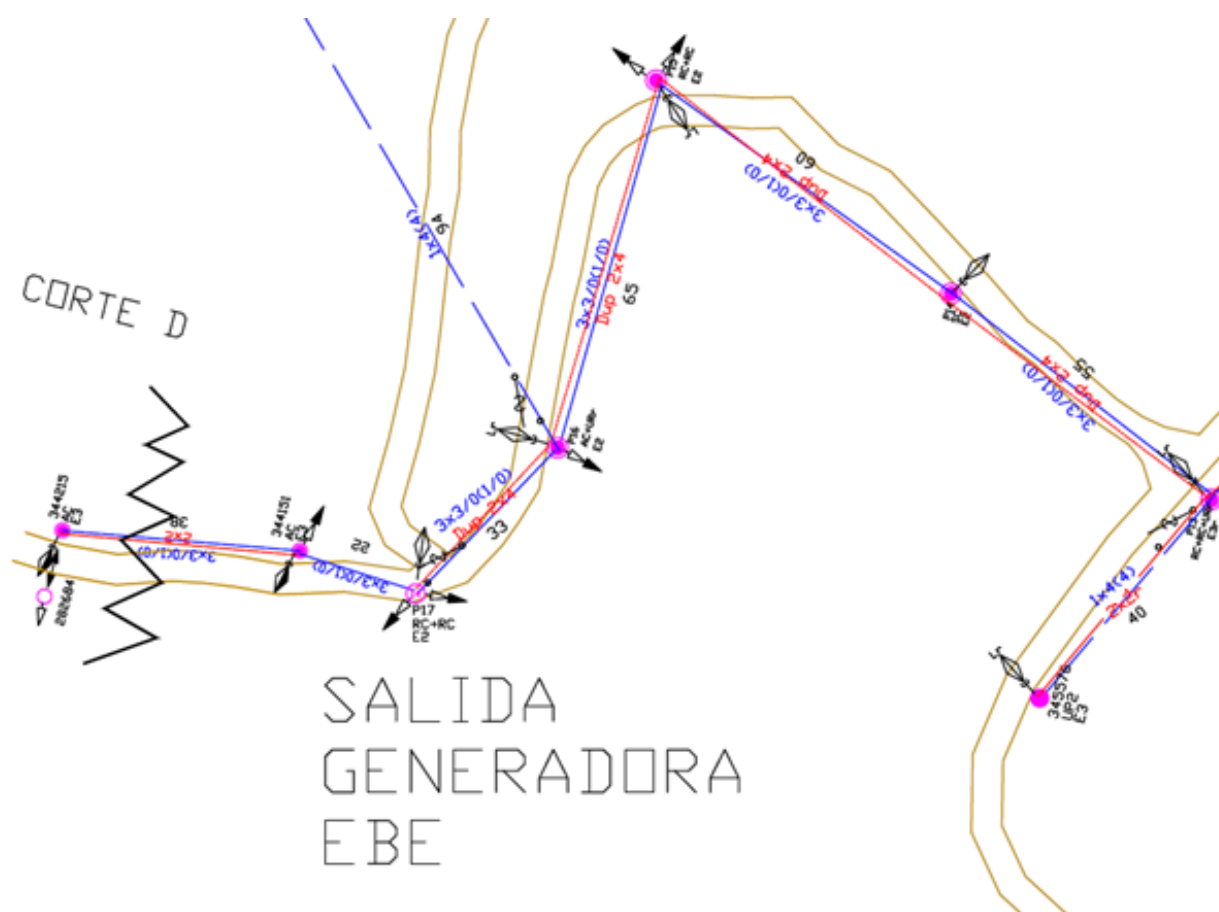


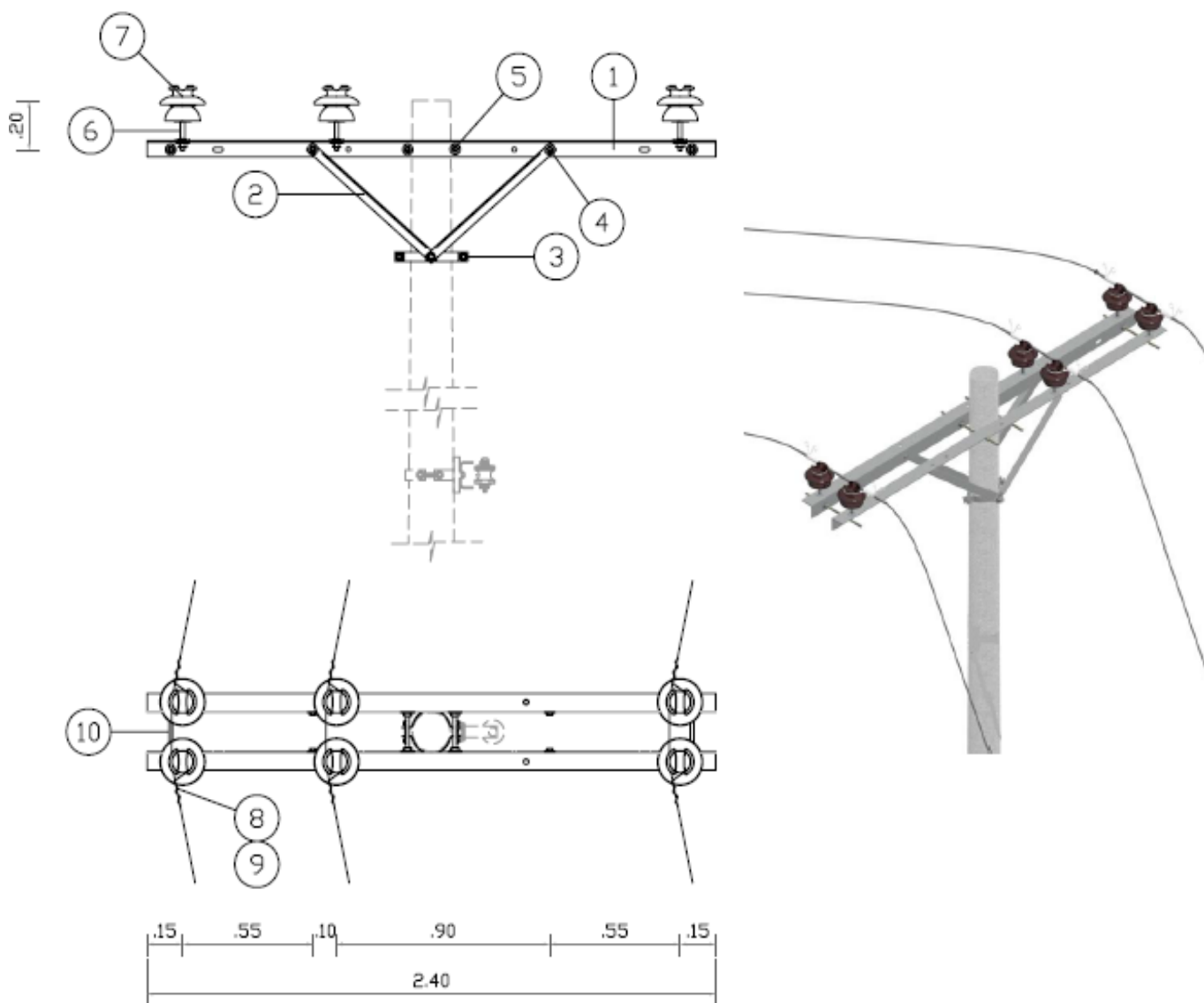


Figura 4.5 Punto de Interconexión en la red repotenciada

		 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable		Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso PBX. 593-2-3976000 FAX. 593-2-3 976000 ext 1235 RUC. 1768135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador	
REVISIÓN: 04		SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)			
FECHA: 2013-01-04					
HOJA 1 DE 2		HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)			
IDENTIFICADOR UP-UC ESV-3SA		ESTRUCTURAS EN REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN 22 kV GRDy / 12,7 kV - 22,8 kV GRDy / 13,2 kV			
IDENTIFICADOR UC 3SA		TRIFÁSICA - SEMICENTRADA - ANGULAR			
LISTA DE MATERIALES					
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	NOTAS	CANTIDAD	
1*	c/u	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (3 x 3 x 1/4 x 95")	NOTA 1	2	
2	c/u	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 27 9/16")		4	
3	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 4 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")		1	
4	c/u	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 38 mm (5/8 x 1 1/2")		4	
5*	c/u	Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x 306mm (5/8 x 12")		2	
6	c/u	Perno pin de acero galvanizado, rosca plastica de 50 mm, 19 x 305 mm (3/4" x 12")		6	
7	c/u	Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1		6	
8	m	Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG		12	
9*	c/u	Varilla de armar preformada simple, para cable de Al		3	
10	c/u	Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x 306mm (5/8 x 12")		2	
SUSTITUTIVOS					
1	c/u	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 6 x 2 400 mm (2 3/4 x 2 3/4 x 1/4 x 95")	NOTA 1	2	
1	c/u	Cruceta de plástico reforzado con fibra de vidrio, universal, perfil "L" 75 x 75 x 9 x 2 400 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 23/64 x 94")		2	
5	c/u	Pletina de acero galvanizado, para unión y soporte 75 x 6 x 420 mm (3 x 1/4 x 17")		2	
9	m	Cinta de armar de aleación de Al, 1, 27 x 7, 62 mm ² (3/64" x 5/16")		12	





NOTAS:

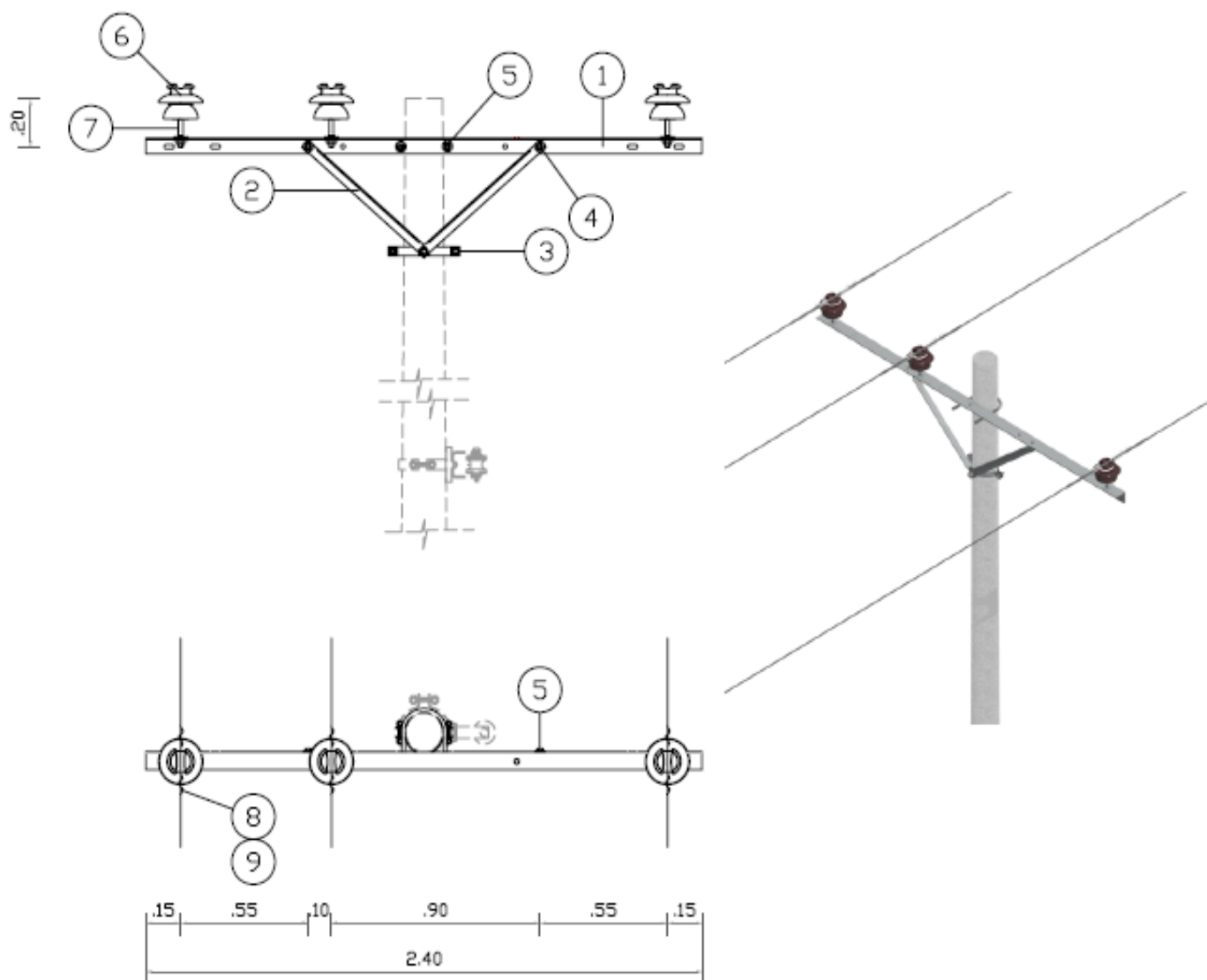
- 1.- LA ESTRUCTURA SE UTILIZA PARA ÁNGULOS DE ACUERDO CON LA TABLA ADJUNTA
- 2.- EN ESTA ESTRUCTURA, UTILIZAR TENSOR.

VANO MÁXIMO = 80 m		
CONDUCTORES		ÁNGULOS
ALUMINIO	ACSR	
2	2	20° - 30°
1/0 - 3/0	1/0 - 3/0	10° - 30°
4/0 - 350	4/0 - 336,4	5° - 10°

Figura 4.6 Estructura tipo E3 para Media Tensión.

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Homologación de las unidades de propiedad (UP) y unidades de construcción (UC) del sistema de distribución eléctrica.

		 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable		Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso PBX. 593-2-3976000 FAX. 593-2-3 976000 ext 1235 RUC. 1768135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador	
REVISIÓN: 04		SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)			
FECHA: 2013-01-04					
HOJA 1 DE 2		HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)			
IDENTIFICADOR UP-UC ESV-3SP		ESTRUCTURAS EN REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN 22 kV GRDy / 12,7 kV - 22,8 kV GRDy / 13,2 kV			
IDENTIFICADOR UC 3SP		TRIFÁSICA - SEMICENTRADA - PASANTE O TANGENTE			
LISTA DE MATERIALES					
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	NOTAS	CANTIDAD	
1*	c/u	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (3 x 3 x 1/4 x 95")	NOTA 1	1	
2	c/u	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 27 9/16")		2	
3	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")		1	
4	c/u	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 38 mm (5/8 x 1 1/2")		2	
5	c/u	Perno "U" de acero galvanizado, 2 tuercas, 2 arandelas planas y 2 presión, de 16 x 152 mm (5/8" x 6"), ancho dentro de la "U"		1	
6	c/u	Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1		3	
7	c/u	Perno pin de acero galvanizado, rosca plastica de 50 mm, 19 x 305 mm (3/4" x 12")		3	
8	m	Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG		6	
9*	c/u	Varilla de armar preformada simple, para cable de Al		3	
SUSTITUTIVOS					
1	c/u	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 6 x 2 400 mm (2 3/4 x 2 3/4 x 1/4 x 95")	NOTA 1	1	
1	c/u	Cruceta de plástico reforzado con fibra de vidrio, universal, perfil "L" 75 x 75 x 9 x 2 400 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 23/64 x 94")		1	
9	m	Cinta de armar de aleación de Al, 1, 27 x 7, 62 mm ² (3/64" x 5/16")		6	



NOTAS:

- 1.- LA ESTRUCTURA SE UTILIZA EN TANGENTES Y/O ÁNGULOS DE ACUERDO CON LA TABLA ADJUNTA.
- 2.- EN CASO DE ÁNGULO, EL CONDUCTOR SERÁ FIJADO AL AISLADOR LATERALMENTE.
- 3.- EN CASO DE ÁNGULO, UTILIZAR TENSOR.

VANO MÁXIMO = 80 m			80 m < VANO ≤ 150m	
CONDUCTORES		ÁNGULOS	CONDUCTORES	
ALUMINIO	ACSR		ACSR	ÁNGULOS
2	2	0° - 20°	2	0° - 20°
1/0 - 3/0	1/0 - 3/0	0° - 10°	1/0 - 3/0	0° - 5°
4/0 - 350	4/0 - 336,4	0° - 5°	4/0 - 336,4	0° - 2°

Figura 4.7 Estructura tipo E2 para Media Tensión.

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Homologación de las unidades de propiedad (UP) y unidades de construcción (UC) del sistema de distribución eléctrica.

4.7 SISTEMAS AUXILIARES [36]

Este tipo de centrales utilizan sistemas auxiliares para el enfriamiento y lubricación del equipo de combustión del biogás y el alternador, que se encuentran en el grupo electrógeno. Debido al ruido producido por equipo de generación se necesita instalar un equipo silenciador en el ducto de gases de escape del motor de combustión interna (MCI) de mezcla pobre, además se utilizará un equipo de ventilación para expulsar los gases que se producen por la combustión del biogás.

4.7.1 Sistema de reducción de ruidos

En la actualidad el ministerio del ambiente controla que en lugar de construcción de las centrales exista el menor impacto para el medio ambiente y la población cercana. El nivel de ruido permisible es de 60 dB, pero el ruido producido por los gases del equipo electrógeno es de aproximadamente 90 dB a un metro de distancia, debido a esto se utilizará dos conjuntos de silenciadores colocados en serie en los ductos de gases de escape del MCI, para poder mantener el ruido dentro del rango permisible.

4.7.2 Sistemas de ventilación

Debido a que en el proceso de combustión del biogás se liberan gases tóxicos con temperaturas elevadas, provocando la contaminación y el calentamiento del aire alrededor del equipo electrógeno. Por estas razones se prevé la instalación de 8 ventiladores de tipo U/EI-EIL 1007 con una capacidad de 47000 m³/h cada uno.

4.7.3 Transformador de servicios auxiliares

Para el suministro de energía a los sistemas de iluminación, a los tableros de control, equipos de ventilación, equipos de protección, cargadores del banco de baterías y las bombas de extracción de los lixiviados, etc. se prevé la instalación de un transformador trifásico de 30 kVA, para reducir el nivel de tensión de 480 V que se tiene en terminales del generador a 220/127 V.

4.7.4 Banco de baterías

En caso de falla del sistema de suministro eléctrico en c.a., se tendrá de respaldo un banco de baterías (baterías de plomo-ácido) que suministrará corriente continua de 125 Vcc a los circuitos de control y motores de equipos de protección y seccionamiento en caso de falla de la alimentación a los cargadores de baterías. Se ha definido un solo banco que satisfaga la demanda de los servicios auxiliares de la casa de máquinas y de la subestación.

Considerando la simultaneidad de las cargas a ser servidas, se tiene que el banco de baterías tendrá una capacidad $C = 60 \text{ A-h}$, lo cual implica que se colocarán un banco de 60 baterías con celdas de 2,33 V cada una.

4.7.5 Cargadores de baterías

El sistema de suministro de energía por medio de las baterías a nivel de 125 Vcc estará provisto con un cargador de baterías con una capacidad de 12 A-h.

4.8 ASPECTOS AMBIENTALES

4.8.1 Impactos ambientales

Debido a la importancia que se presenta en el cuidado ambiental en el área donde se implementa el proyecto de la central de biogás de Pichacay y cumpliendo con las normas ambientales vigentes en el país, se realiza un estudio de impacto ambiental definitivo realizado por la EMAC – BGP ENERGY CEM a través del equipo consultor A. Barragán: Energías Renovables y Medio Ambiente.

El estudio de impacto ambiental está asociado a las actividades de construcción, operación y retiro del proyecto de generación termoeléctrica del relleno sanitario de Pichacay, determinando las áreas de influencia directa e indirecta del proyecto.

El área de influencia son las zonas susceptibles a sufrir modificaciones debido a las acciones tecnológicas que se presentan en el proyecto. Para la determinación de la zona de influencia se analiza los factores de alcance, duración y entorno.

Para las áreas de influencia directa se considera el medio donde los efectos de construcción y funcionamiento se presentan de manera negativa.

El área de influencia directa en la fase de construcción: Se consideran las actividades que debido a la construcción de la central son ocupadas, que en este caso será el lugar donde se ubica la central, conocido como sector Norte I a 500 m hacia el noreste del predio de la EMAC EP.

Área de influencia directa por ruido: Mediante el modelamiento de presión sonora realizado por Camacho & Cifuentes, Servicios Técnicos Ambientales (agosto de 2013), se determina la presencia de receptores sensibles y la propagación del ruido hacia el noroeste hasta la población de El Chorro (a 740 m desde la central), hasta 300 m al sur como se presenta en el Anexo B - Figura 1.

En el área de influencia indirecta se considera los impactos indirectos que serían el territorio no intervenido en la fase de construcción y funcionamiento, pero que está vinculado con la infraestructura. En este caso se presenta los olores provenientes del relleno sanitario que causa incomodidad en la comunidades cercanas, dicho impacto será disminuido significativamente cuando entre en funcionamiento la central, como se presenta en el Anexo B-Figura 2. La evaluación de los impactos en cada una de las fases (construcción, operación y mantenimiento y abandono) que se presentan en central de relleno sanitario de Pichacay se detalla en la Figura 4.8.

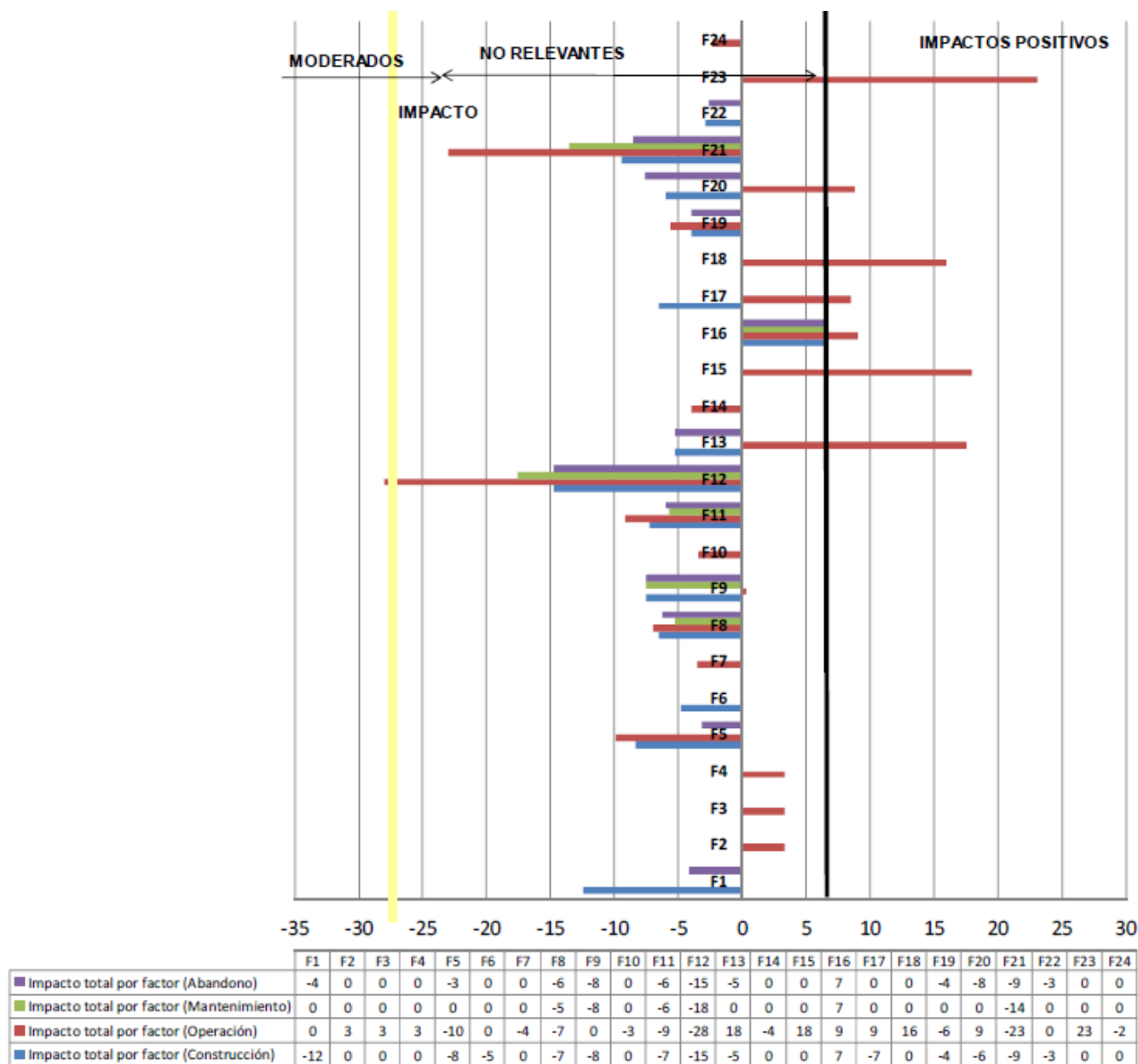


Figura 4.8 Evaluación de los impactos en cada una de las fases

Fuente: Equipo Consultor A. Barragán. Estudio de Impacto Ambiental definitivo, Proyecto de generación de biogás en el relleno sanitario de Pichacay y LT Asociados, Cuenca, 2014.

A través del Manual de Procedimientos para la evaluación Ambiental de Proyectos y Actividades eléctricas (MPEAPAE), se permite establecer la categoría del proyecto según su nivel de impacto y sensibilidad. (Figura 4.9). De acuerdo al análisis realizado por el equipo consultor A. Barragán [56] el proyecto de generación eléctrica a biogás del relleno sanitario de Pichacay es de categoría B, que son proyectos con moderado riesgo ambiental con impactos significativos, pero su mitigación se realizara mediante medidas de baja complejidad.

CARACTERIZACIÓN		CLASIFICACIÓN	NIVEL	JUSTIFICACIÓN
Nivel de impacto ambiental	Potencia	1<P<10 MW	Nivel de Impacto Moderado (M)	2 Máquinas de combustión interna que utilizan biogás.
	Tipo de combustible	Limpio		
	Tipo de Máquina	Motor de combustión interna		
Nivel de sensibilidad ambiental	Medio Biótico	Área sin protección especial	Nivel de sensibilidad ambiental baja (B)	Certificado de intersección ⁴
	Medio Físico	Área con calidad de aire bueno		Auditoría Ambiental 2011 al Relleno Sanitario de Pichacay (Cordero, 2011) ⁵

Figura 4.9 Caracterización ambiental de la central

Fuente: Equipo Consultor A. Barragán. Estudio de Impacto Ambiental definitivo, Proyecto de generación de biogás en el relleno sanitario de Pichacay y LT Asociados, Cuenca, 2014

4.8.2 Comercio de emisiones

El gas metano es una de las principales fuentes de emisión de gases de efecto invernadero, por lo que la combustión del gas metano se considera como comercio de emisiones. Para que un proyecto pueda participar en el comercio de emisiones, debe cumplir los requerimientos establecidos para calificar como proyecto MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) como se muestra en la Figura 4.5, que podría ser el caso de la central de biogás de Pichacay, en caso de decidir aplicar como un proyecto MDL. El costo de los CERs, se ha avisto reducido considerablemente en los últimos años, en la actualidad cada CERs tienen un costo aproximado de 0,37 centavos de dólar.

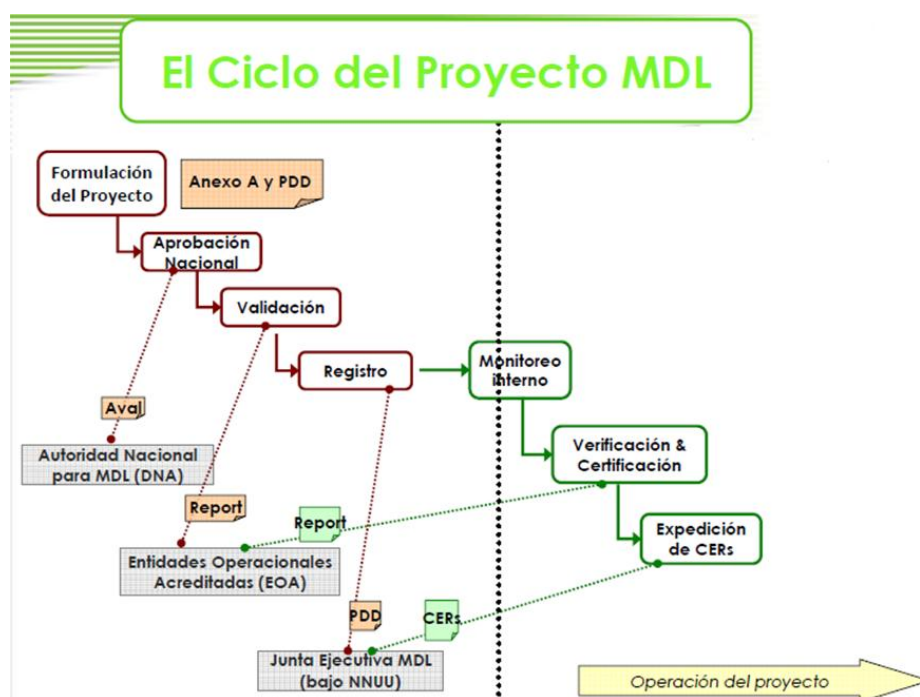


Figura 4.10 Ciclo para calificar como proyecto MDL.

Fuente: cambioclimatico.inecc.gob.mx

Para calcular el total de toneladas de CO₂ que se dejan de emitir a la atmósfera debido a la combustión del gas metano, utilizamos la Ecuación 4.3. Esto es válido para el caso en que solo se combustione el gas metano, pero si el gas metano es aprovechado para hacer trabajar a MCI y por medio de estos generar energía, se debe aplicar un factor de corrección de la cantidad de toneladas de CO₂ (Ecuación 4.4), ya que la energía generada desplaza a la que se genera por medio de la combustión de combustibles fósiles.

$$T_{AvailCO_{2eq}} = (1 - AF) \times \%_{vol} \times 21 \times Q \times \rho_{CH_4} \times EF \quad [4.3]$$

Reducción de emisiones disponibles

Dónde:

$T_{AvailCO_{2eq}}$	Toneladas totales generadas de dióxido de carbono equivalente.
$\%_{vol}$	Porcentaje volumétrico estimado de metano en biogás de relleno.
Q	Cantidad total de biogás de la Ecuación 4.2.1.1 (metros cúbicos normales)
ρ_{CH_4}	Densidad de metano = 0.0007168 toneladas/metro cubico.
AF	Factor de ajuste (2% en este caso).
EF	Factor de equipo (Disponibilidad operativa).

$$T_{CO_{2eq}} = EF_{grid} * MWh_{exported} \quad [4.4]$$

Reducción de emisión de intercambio de uso de combustible fósil.

Dónde:

$T_{CO_{2eq}}$	Toneladas totales generadas de dióxido de carbono equivalente.
EF_{grid}	Factor de emisión de red, para Ecuador = 0.66531 tCO ₂ /MWh ²
$MWh_{exported}$	Número total de Megavatios hora exportados a la red.

En la Tabla 4.10 se detalla el cálculo del CO₂ equivalente tanto por la combustión del biogás y el aprovechamiento de dicha combustión para la generación de energía. En la última columna tenemos la estimación total de las toneladas de CO₂ equivalentes. [31]

Tabla 4.10
Estimado de reducción de emisiones disponibles.

Año	CO ₂ Equivalente Actividades de Quema	Adicional CO ₂ Equivalente Toneladas de Generación de Energía en lugar de Quema	Total de CO ₂ equivalente
2007	32,565	4,678	37,243
2008	37,605	5,402	43,007
2009	42,386	6,089	48,475
2010	47,038	6,757	53,795
2011	51,496	7,397	58,893
2012	55,825	8,019	63,844
2013	60,025	8,623	68,648
2014	64,096	9,207	73,303
2015	68,102	9,783	77,885
2016	72,043	10,349	82,392
2017	75,855	10,897	86,752
2018	79,603	11,435	91,038
2019	83,35	11,973	95,323
2020	87,098	12,512	99,61
2022	92,655	13,31	105,965
2023	86,516	12,428	98,944
2024	79,409	11,407	90,816
2025	73,142	10,507	83,649
2026	67,52	9,699	77,219
2027	62,48	8,975	71,455

Fuente: Estudio de prefactibilidad del potencial del biogás. Relleno Pichacay, Eastern Research Group, Inc y Carbon Trade Ltd, 2007

4.9 ANÁLISIS FINANCIERO [55]

Para el desarrollo de la evaluación financiera del proyecto de la empresa EMAC-BGP ENERGY COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA CEM encargada de la extracción del biogás para la generación de energía eléctrica en el relleno sanitario de Pichacay, se tomaron las siguientes consideraciones:

- El año 0 (Inversión inicial) del proyecto equivale al año 2013.
- La potencia nominal de cada generador eléctrico es de 1.000 kW, considerándose un rendimiento del 84.7% debido a los 2.560 m sobre el nivel del mar.
- Durante el año 0 se solicita un préstamo de \$1'950.000,00.
- En el año 2 (2015) se considera el inicio de la generación en marzo 2015.
- En el año 2 (2015) se adquiere el segundo generador.
- En el año 3 (2016) se inicia la generación a partir de enero con el segundo generador para completar la generación de 2 MW.

- En la oferta para selección del socio estratégico se acordó el pago a la EMAC EP de \$0,03 por cada metro cúbico de biogás extraído del relleno sanitario de Pichacay.
- El bioprocesador extraerá 450 m³ y el generador eléctrico requiere 421 m³ de biogás por hora para producir los 847 kW de potencia.
- Las maquinarias trabajarán 24 horas al día.
- Se ha estimado una parada de 20 días al año por mantenimiento e imprevistos.
- En los años 7 (2020) y 9 (2022) se tiene una parada equivalente a 22.5 días en cada generador por el concepto de reparación mayor.
- Tanto el bioprocesador como el generador eléctrico serán depreciados en siete años a partir de su compra, estimándose una reparación mayor de equipo en el año siete desde su inicio.
- Cada cuatro años del proyecto se tendrá una renovación de equipos de computación y muebles y enseres (2017 y 2021).
- Durante los 5 primeros años de la evaluación, el Servicio de Rentas Internas otorga una exoneración del pago de impuesto a la renta (22 %).
- En los años donde no existan utilidades no se consideró el valor de repartición a los trabajadores (15 %) ni el pago de impuesto a la renta.
- Para el cálculo del Valor Presente Neto (VAN) se considera una tasa de descuento del 6 %.

4.9.1 Ingresos y costos operacionales

Ingresos operativos anuales

Para la estimación de los ingresos anuales se toma el costo de 0,1108 dólares por kWh, que establece la regulación CONELEC 001/13 del año 2013, que es el año en el cual fue presentado el proyecto al CONELEC.

Tabla 4.11
Ingresos operativos anuales.

Descripción	1 Generador	2 Generadores
Capacidad máxima (kW)	847	1694
Precio de venta (\$)	0,1108	0.1108
Total ingreso por hora (\$)	93,85	187.70
Horas de trabajo(h)	24	24
Total ingresos al día (\$)	2.252,34	4.504,68
Días de trabajo en el año (días)	345	345
Total ingresos al año (\$)	777.058,13	1,554.116,26

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM y consulta Ing. Wim Maaskant

Costo del gas utilizado

Para poder estimar el costo del gas utilizado para la generación de energía eléctrica, se consideró la cantidad de metros cúbicos requeridos para la generación de gas multiplicado por el costo por uso de gas y por el tiempo de trabajo de las maquinarias.

Tabla 4.12
Costos de gas utilizado.

Descripción	1 Generador	2 Generadores
Caudal biogás (m ³ /h)	421	842
Costo por m ³ (\$)	0.03	\$ 0.03
Horas de trabajo (h)	24	24
Total costo al día (\$)	303.12	606.24
Días de trabajo en el año (días)	365	365
Total costo de gas al año (\$)	110,638.80	221,277.60

Fuente: Oferta de BGP Enginners B.V a EMAC EP

Mano de obra directa

Dado que la intervención de la mano de obra es mínima en el proceso productivo de generación de energía eléctrica; solo es necesario contratar dos personas de planta:

Tabla 4.13
Mano de obra directa

Cargo	Sueldo mensual
Gerente operaciones	\$ 2.000,00
Operadores (1)	\$ 800,00
TOTAL	\$ 2.800,00

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

Costos indirectos de generación

Dentro de las actividades de generación de energía eléctrica, se requieren los siguientes insumos de mantenimiento para las máquinas, los cuales se detallan en el Anexo D.

Tabla 4.14
Costos indirectos de generación.

COSTOS INDIRECTOS ANUALES DE GENERACIÓN	
Concepto	\$
N1	286,67
E1	1.100,00
E2	1.195,00
E3	1.280,00
Cambio bujías	32.612,08
E4	8.633,33
R1	21.269,33
R2	27.859,67
TOTAL	94.236,08

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

4.9.2 Gastos administrativos

Mano de obra indirecta

En el área administrativa, se ha considerado necesario el siguiente esquema:

Tabla 4.15
Personal administrativo.

Cargo	Duración del contrato	Sueldo mensual
Gerente	2 años con posibilidad de extensión	\$ 3.500,00
Analista financiera	1 año con posibilidad de extensión	\$ 1.200,00
Ingeniero civil	1 año	\$ 2.000,00
Ingeniero eléctrico	6 meses	\$ 2.000,00
Contadora	1 año con posibilidad de extensión	\$ 300,00

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

Método de gastos indirectos

En este rubro, se consideró el siguiente detalle:

Tabla 4.16
Gastos indirectos

Concepto	Valor (\$)
Insumos de oficina	2.607,81
Muebles y enseres	1.680,00
Equipos de oficina	3.920,00
Arriendo de oficina	4.986,00
Luz, agua y teléfono e internet	2.016,00
Gastos en general	10.000,00
Reposición de gastos EMAC	55.000,00
Viajes técnicos BGP	127.797,67
TOTAL	208.007,48

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

Depreciación

Para el cálculo de las depreciaciones se utilizó el método lineal de depreciación, así como la consideración del tiempo de vida útil de los insumos sujetos a depreciación.

En el caso del bioprocesador y del generador eléctrico, se consideró la depreciación en base a siete años de vida útil de las maquinarias para poder proceder a su depreciación dado que se tiene previsto realizar reparaciones mayores en los años 7 y 9 del proyecto.

Tabla 4.17
Depreciación bioprocesador y generador eléctrico.

AÑO	Depreciación bioprocesador (\$)		Depreciación generador eléctrico (\$)	
1	350.917,00	50.131,00	525.000,00	75.000,00
2	300.786,00	50.131,00	450.000,00	75.000,00
3	250.655,00	50.131,00	375.000,00	75.000,00
4	200.524,00	50.131,00	300.000,00	75.000,00
5	150.393,00	50.131,00	225.000,00	75.000,00
6	100.262,00	50.131,00	150.000,00	75.000,00
7	50.131,00	50.131,00	75.000,00	75.000,00

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

Tabla 4.18
Depreciación

CONCEPTO	Método de cálculo
Captación biogás	100%/15 años=6,67%
Sistema de transporte de biogás	100%/15 años=6,67%
Construcción de obra civil	5% en 20 años
Montaje obra eléctrica	5% en 20 años
Construcción de obra mecánica	5% en 20 años

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

4.9.3 Inversión

Para el arranque de las operaciones de la empresa se requerirán los siguientes insumos:

Tabla 4.19
Maquinaria y sistema de extracción.

INVERSIÓN DEL PROYECTO	
Descripción	Valor (\$)
Captación biogás	195.987,74
Sistema de transporte de biogás	100.000,00
Estudios para diseño de la planta	41.507,65
Construcción de obra civil	290.327,16
Generador eléctrico (uno)	525.000,00
Bioprocesador (uno)	350.917,00
Transporte generadores a Ecuador	15.000,00
Montaje obra eléctrica	51.915,08
Construcción de obra electro-mecánica	375.533,76
Pruebas de funcionamiento	12.000,00
Arranque de la planta de generación	4.000,00
Control y administración de imprevistos	142.400,00
Desaduanización e internación	93.296,12
TOTAL	2.197.884,50

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

4.9.4 Préstamo y gastos financieros

- **Ingresos por préstamo:** \$1'950.000,00
- **Plazo:** 5 años
- **Tasa de interés:** 7,11 %, tasa de interés del Banco del Estado para préstamos con el plazo seleccionado.

Los pagos de las amortizaciones de la deuda y del capital se realizarán de forma mensual, con cuotas constantes, por lo que se utilizó una tasa de amortización mensual.

Tabla 4.20
Amortización de deuda

AÑO	AMORTIZACIÓN (\$)	INTERESES (\$)
1	137,418.13	56,149.96
2	346,847.07	117,716.35
3	372,327.62	92,235.81
4	399,680.05	64,883.37
5	429,041.89	35,521.54
6	264,685.23	6,310.10

Fuente: Banco del Estado y Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

4.9.5 Resultados de estudio financiero

Con los datos proporcionados en los puntos anteriores se procede a realizar el cálculo del VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa de Retorno Interno), la tabla con los datos totales del cálculo se puede ver en el Anexo D.

Tabla 4.21
Indicadores financieros

RESULTADOS	
Descripción	Valor
VAN	\$ 1,708,953.32
TIR	15.2%
Periodo de recuperación	10 años, 11 meses y 17 días aproximadamente

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

Al revisar los resultados de la evaluación del proyecto, se puede observar un indicador del Valor Presente Neto (VAN) positivo; representando beneficios para los accionistas que intervienen en el proyecto de extracción de biogás del relleno sanitario de Pichacay para la generación de electricidad.



Así también se obtiene una tasa interna de retorno superior a la tasa de descuento del 6 % estimada para los accionistas; considerándose que el proyecto es rentable con un tiempo aproximado de recuperación de la inversión de 10 y 11 años.

Se debe tener en cuenta que para el presente análisis financiero no se considera el comercio de emisiones (CERs), al cual puede aplicar el proyecto de generación eléctrica a base de biogás en el relleno sanitario de Pichacay, aunque los ingresos por el comercio de emisiones no es considerable debido a los bajos costos actuales de los CERs (aproximadamente 0,37 dólares).



CAPÍTULO V

ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED DEL ALIMENTADOR 0321 DE LA CENTROSUR, CON LA CONEXIÓN DE LA CENTRAL DE PICHACAY

5. ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED DEL ALIMENTADOR 0321 DE LA CENTROSUR, CON LA CONEXIÓN DE LA CENTRAL DE PICHACAY

5.1 FLUJOS DE POTENCIA

El estudio de flujos de potencia permite evaluar el funcionamiento del sistema eléctrico de potencia y su importancia se da en la planificación, control y expansión de un sistema eléctrico. Mediante los datos de entrada de las barras, transformadores y líneas de transmisión, se presenta los resultados del estudio de flujos de potencia que está dado por la magnitud y ángulo de fase de tensión de cada barra del sistema y el flujo de potencia activa y reactiva que se presenta en la línea para ciertas condiciones de operación. [39]

La formulación matemática de flujos de potencia se presenta bajo ciertas consideraciones de los elementos del SEP que se presentan en la figura 5.1.

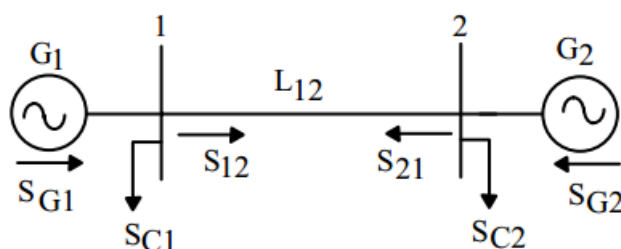


Figura 5.1 Sistema de dos barras

Fuente: Cálculo de flujos de potencia, Manuel Villarroel

Donde la línea de transmisión L_{12} se representa mediante su circuito π nominal representado en la figura 5.2. Además se incluye los datos nominales de los transformadores, capacidad de los capacitores en derivación, y ciertos valores de tensión en la barra. En cuanto a los generadores se considera como fuentes de potencia activa y reactiva.

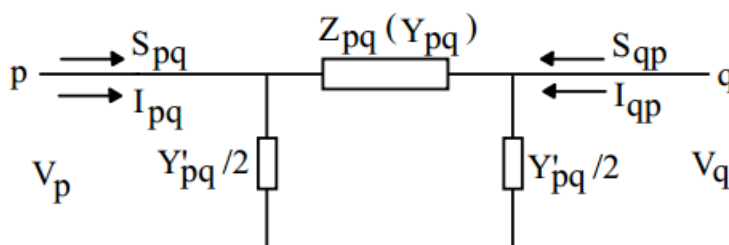


Figura 5.2 Circuito equivalente π de la línea

Fuente: Cálculo de flujos de potencia, Manuel Villarroel

La tensión, en coordenadas polares, entregado a una barra i está dado por la Ecuación 5.1 y la tensión en otra barra j se escribe de manera similar cambiando el subíndice i por j . La corriente está dada en la Ecuación 5.2, la cual se inyecta a la red mediante la barra i , donde los elementos son en términos Y_{in} de Y_{barra} que es la

matriz de admitancias de barra compuesta por las admitancias propias y mutuas. [40]

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sen \delta_i) \quad [5.1]$$

$$I_i = V_{i1}V_1 + V_{i2}V_2 + \dots + V_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N V_{in}V_n \quad [5.2]$$

Donde:

V_{i1} : Diferencia de potencial entre la barra i y $j = 1$

Con las potencias real (P_i) y activa (Q_i) que se entrega mediante la barra i a la red, se tiene el complejo conjugado de la potencia que suministra a la barra i (Ecuación 5.3)

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad [5.3]$$

Reemplazando las Ecuaciones 5.1 y 5.2 se obtiene:

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_nV_i| \angle (\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad [5.4]$$

Igualando la parte real y reactiva se tiene las ecuaciones (5.5 y 5.6) de flujo de potencia, las cuales entregan valores calculados de P_i y Q_i que mediante una barra i entran a la red.

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_nV_i| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad i = 1,2,3 \dots, n \quad [5.5]$$

$$Q_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_nV_i| \sen(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad i = 1,2,3 \dots, n \quad [5.6]$$

Donde:

δ_n : Angulo de tensión.

5.1.1 Tipos de Barras

Las barras están relacionadas con las variables de estado que son, potencia activa, reactiva, magnitud de tensión y ángulo de fase, P_k , Q_k , V_k , δ_k (Figura 5.3) respectivamente. Con las Ecuaciones 5.5 y 5.6 se realiza la solución para $2k$ variables, conociendo las $2k$ variables restantes, donde k es el número de barras del sistema. La barra puede clasificarse como: [41]

- Barra de compensación: se caracteriza por tener un ángulo de tensión que no es de importancia y generalmente se asigna $\delta = 0^\circ$ y se utiliza como referencia para los demás ángulos de tensión de la barra, en un sistema existe una barra de compensación con un valor de tensión conocido.
- Barra de carga: denominada así debido a que la barra no presenta generación, se denomina también barra P-Q donde P_k y Q_k son valores conocidos y con los que se determina las variables desconocidas V_k y δ_k
- Barra de tensión controlada: definida como una barra del sistema donde su magnitud de tensión se mantiene constante. A la barra se le denomina P-V donde P_k y V_k son valores conocidos y se calcula las variables Q_k y δ_k . En las barras donde existe conectado un generador, el ajuste de generación se puede realizar por la fuente de energía mecánica y mediante la excitación del generador se puede controlar la magnitud de tensión.

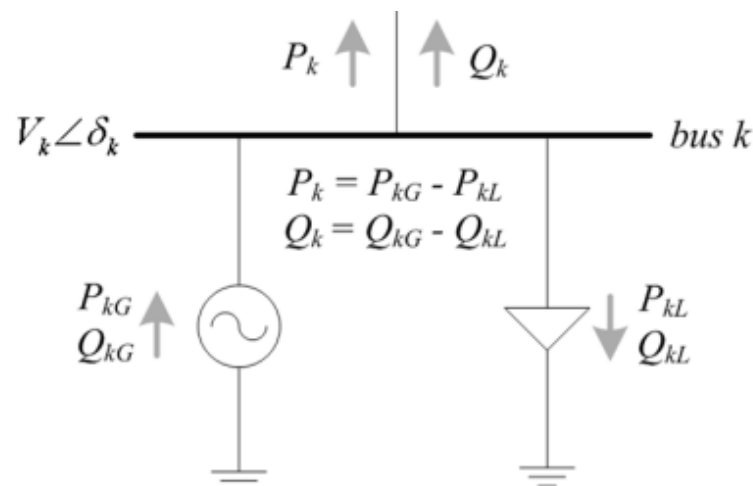


Figura 5.3 Variables de la barra

Fuente: Aboytes García, Florencio. Análisis de sistemas de potencia. Comisión Federal de Electricidad. México, 1990.

5.1.2 Métodos de solución de flujos de potencia

Para la resolución de flujos de potencia se utilizó métodos iterativos que convergen en un valor donde el error esté dentro de los parámetros preestablecidos, este valor se especifica como la solución del sistema de ecuaciones. La característica de cada solución debe ser exacta, ajustable donde los métodos deben tener simplicidad, confiabilidad y versatilidad.

Los métodos analizados para la solución de flujos de potencia son Gauss-Seidel, Newton-Raphson, flujos desacoplados y flujos en DC. [42]



- Gauss-Seidel: Este método se caracteriza por aproximaciones iterativas, que comienza con una estimación de magnitudes y ángulos de fase de las barras, y luego se van recalculando las tensiones donde se establece los mejores datos disponibles. Donde el último dato es reemplazado en cada iteración. Para llegar a una convergencia este método requiere varias iteraciones por lo que se tiene una convergencia considerablemente lenta, pero al ser un método iterativo resulta eficiente. La solución de flujos de potencia se puede reducir notablemente en el número de iteraciones si se multiplica por una constante de corrección en la tensión de cada barra.
- Newthon-Raphson: el método se basa en expansión de la serie de Taylor para una función de dos o más variables. Para la solución de flujos de potencia, se expresa en forma polar la tensión en la barra y las admitancias de línea. Al emplear las admitancias de barra, el número de iteraciones que requiere el método es independiente del número de barras. La matriz Jacobiana debe ser recalculada e invertida después de cada iteración. El método tiene una velocidad de convergencia cuadrática, confiable, y se obtiene una solución adecuada entre 4-6 iteraciones.
- Flujos desacoplados: Este método consiste en resolver los problemas $P - \delta$ y $Q - V$ por separado, y mejora los aspectos de tiempo de ejecución del método de Newthon-Raphson en grandes sistemas, para esto el método de flujos desacoplados no construye el Jacobiano en cada iteración pero esto requiere un mayor número de iteraciones para la obtención de la solución, además existe un desacoplamiento entre $P - \delta$ y $Q - V$, que no es recomendable para sistemas con bajos niveles de tensión. El método presenta una ventaja de rapidez cuando se tiene un gran número de barras para lo cual se requiere una gran cantidad de soluciones de flujos de carga.
- Flujos en DC: Este método convierte las ecuaciones de flujo en ecuaciones lineales y su modelación se acerca al comportamiento del sistema en condiciones de control de reactivos y estabilidad de tensión. Este método tiene características de una rápida convergencia, donde las tensiones en las barras se consideran como un valor nominal.

5.2 CURVA DE DEMANDA DEL ALIMENTADOR 0321 DE LA CENTROSUR

Los datos que se utilizarán para la construcción de la curva de carga son tomados de los registros del sistema SCADA de la CENTROSUR actualizados hasta febrero del 2014, los cuales serán ordenados por días laborables, sábados y domingos, para calcular el promedio de consumo en cada grupo de días.

5.2.1 Curva de demanda para el mes de febrero

Los valores promedio de consumo para los diferentes grupos de días se muestran en el Anexo E, en periodos de 15 min.

En la Tabla D1 se encuentra la energía total servida por el alimentador, las demandas máximas y mínimas del mes de febrero, donde se puede observar que la demanda máxima en todos los grupos analizados se produce a las 19h30 minutos, pero se debe notar que las demandas mínimas se producen a diferentes horas. Esto lo podemos comprobar observando las curvas de carga mostradas en las Figuras 5.4.

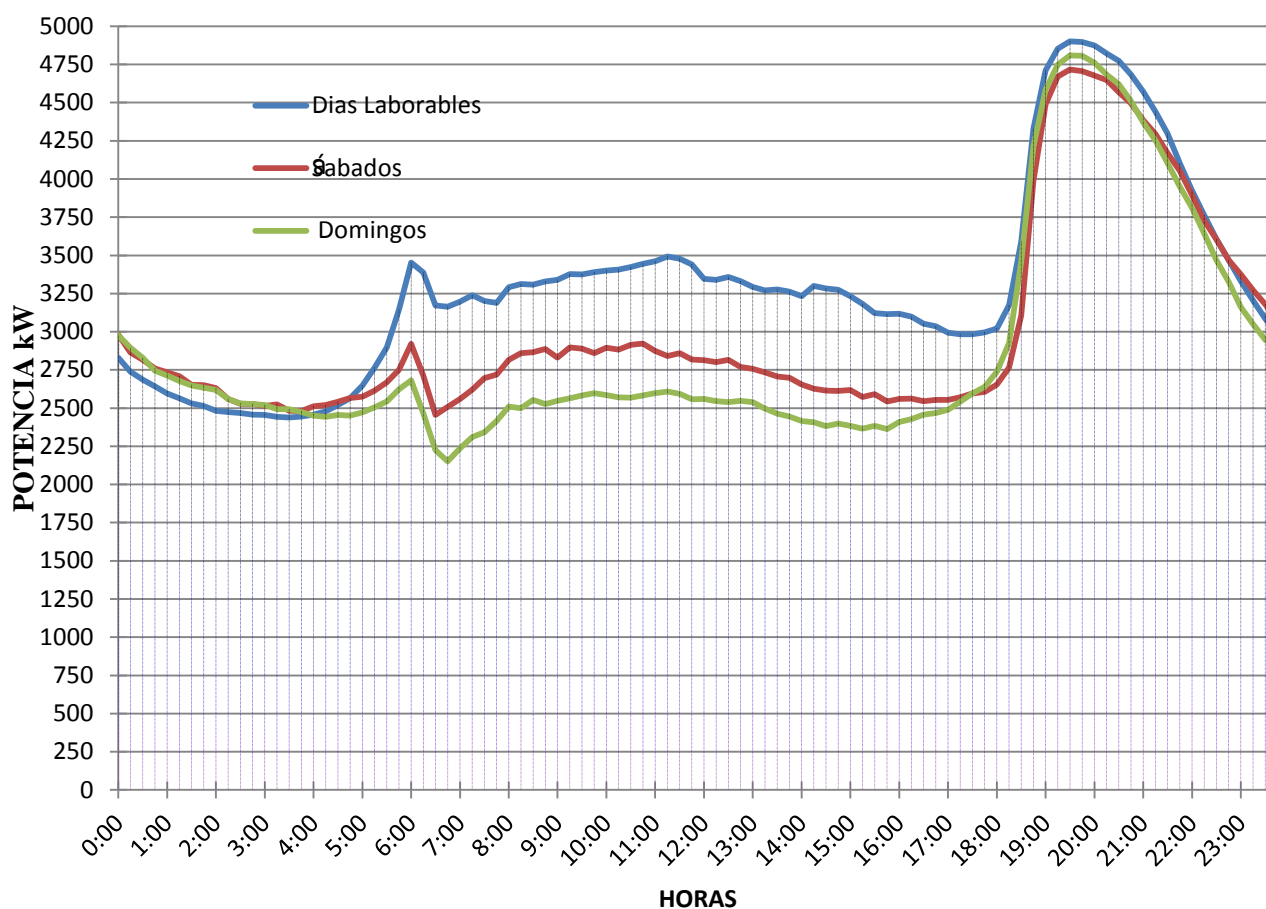


Figura 5.4 Curvas de demanda para el mes de febrero

5.2.2 Curva de demanda del mes de enero

Los valores promedio de consumo para los diferentes grupos de días se muestran en el Anexo E en periodos de 15 min.

En el mes de enero del 2014, el domingo 5 entre las 8h00 y las 13h00 se produjo la apertura del circuito por medio del reconectador ubicado en el sector del IESS (Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social), con la posterior apertura del seccionador ubicado en la avenida 24 de Mayo, por lo que podemos observar una

curva discontinua de los días domingos (Figura 5.5), por lo demás se observa que las características de las curvas son similares que para el mes de febrero, resaltando que en el mes de enero se tiene una mayor demanda.

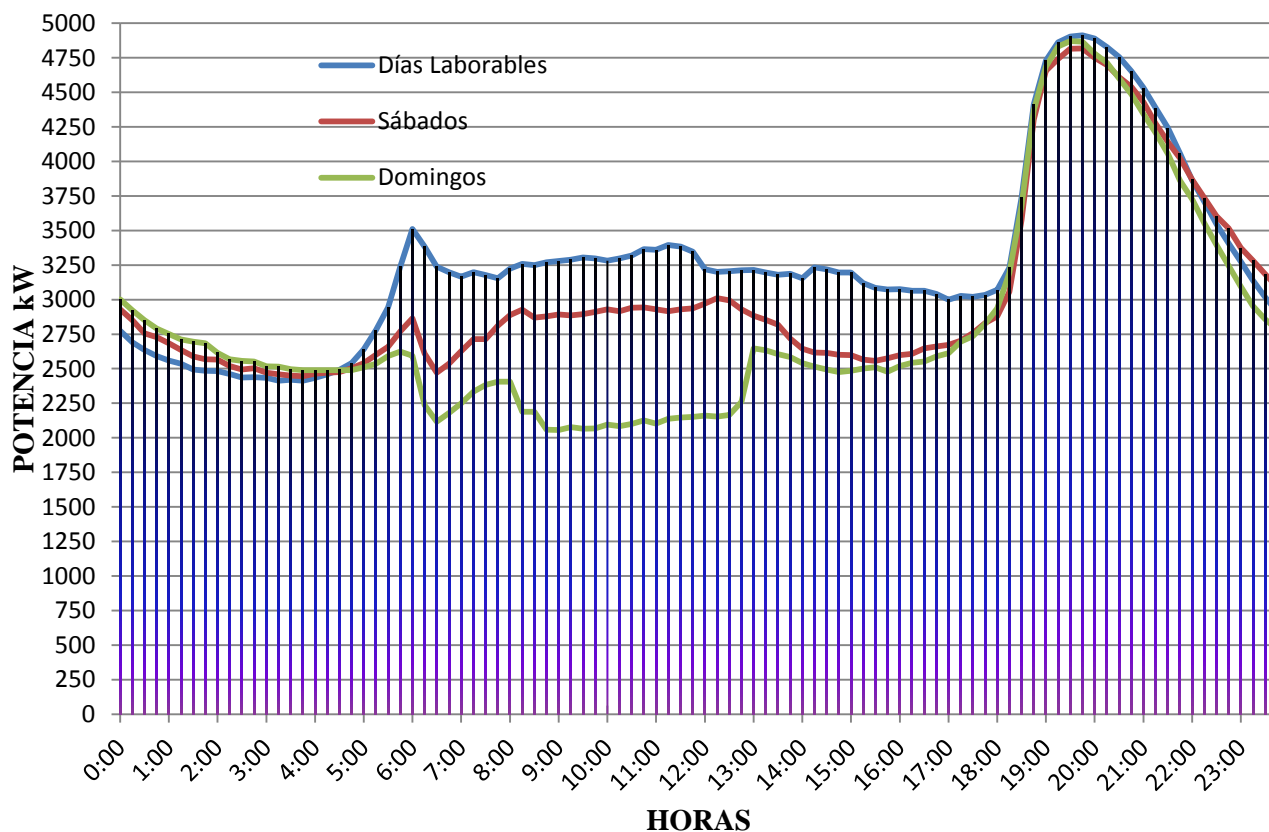


Figura 5.5 Curvas de demanda para el mes de enero.

5.2.3 Curva de demanda del mes de diciembre

Los valores promedios de consumo para los diferentes grupos de días se muestran en el Anexo E en periodos de 15 min.

El mes de diciembre no tiene cargas muy comunes debido al consumo producido por los adornos navideños y que muchas empresas aprovechan estas fechas para realizar mantenimiento a sus equipos e instalaciones (Figura 5.6), pero entre los tres meses analizados es donde se tiene el nivel más alto de consumo de energía, por lo que, para analizar los parámetros técnicos de la red eléctrica del alimentador 0321 de la CENTROSUR en los puntos 5.4 y 5.5, utilizaremos los datos de demanda máxima, demanda mínima y un valor de demanda promedio del mes de diciembre.

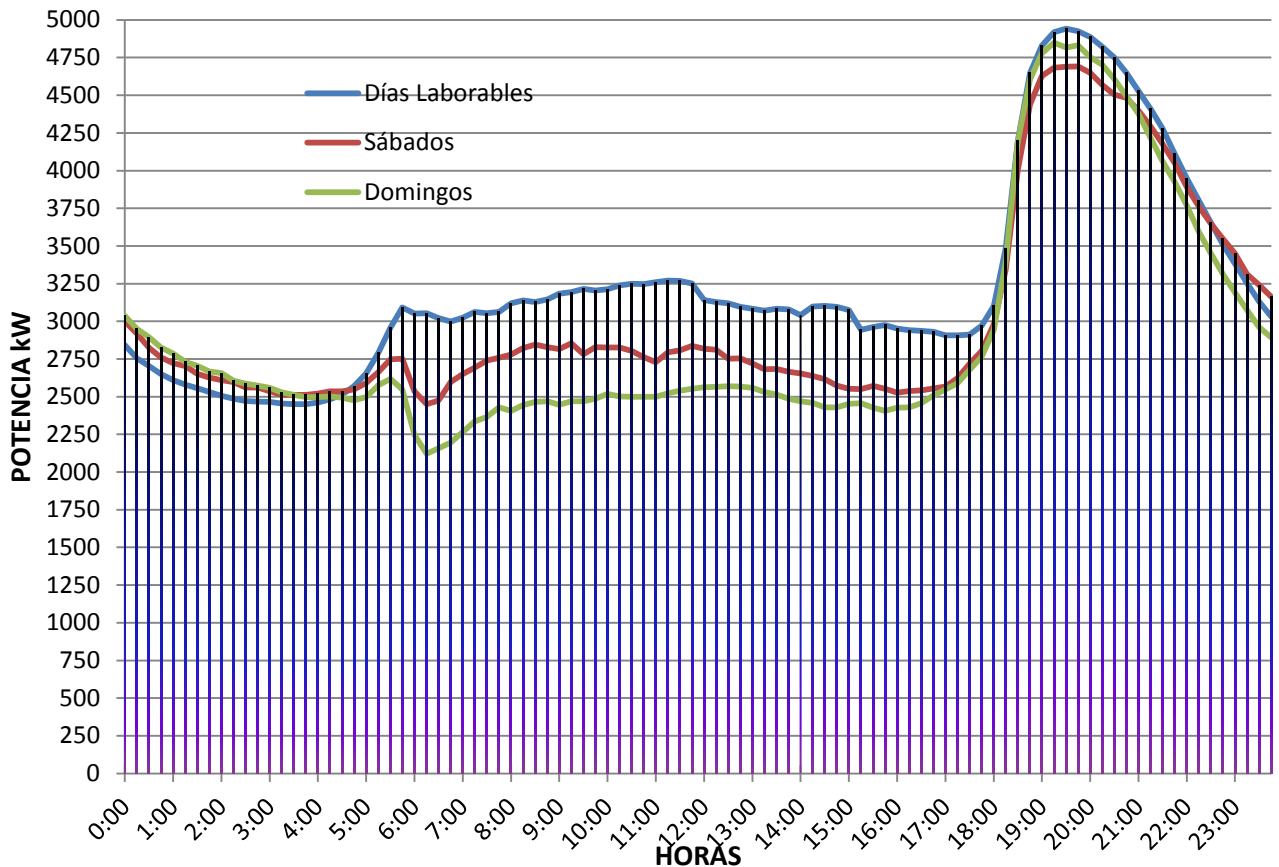


Figura 5.6 Curvas de demanda para el mes de diciembre.

5.3 SOFTWARE CYMDIST PARA FLUJOS DE POTENCIA

En el análisis de flujos de potencia se analiza el desempeño del sistema eléctrico de potencia en régimen permanente. En el proceso de análisis intervienen datos de entrada como la producción de energía en el generador y su consumo en todas las barras, con lo que se proyecta encontrar es la potencia que fluye en la red y la magnitud de tensión y ángulo de fase en cada una de las barras.

El software de CYMDIST es un programa que permite realizar análisis de redes de distribución con una serie de aplicaciones donde se puede obtener una solución eficiente, mediante una simulación del comportamiento de las redes con distintas condiciones de funcionamiento.

Con la función de análisis de flujos de carga se realizar el estudio con diferentes combinaciones de fase, además de proporcionar algoritmos de resolución en redes desequilibradas y equilibradas donde se encuentra métodos de cálculo de caída de tensión, Fast Decoupled, Newton-Raphson y Gauss-Seidel. (Figura 5.7) [43]

En el proceso de análisis de flujo de carga se puede configurar parámetros de convergencia donde interviene la tolerancia y el número de iteraciones. El programa posee características útiles en el análisis del sistema donde se crean escenarios que luego pueden ser editados según los requerimientos del estudio.

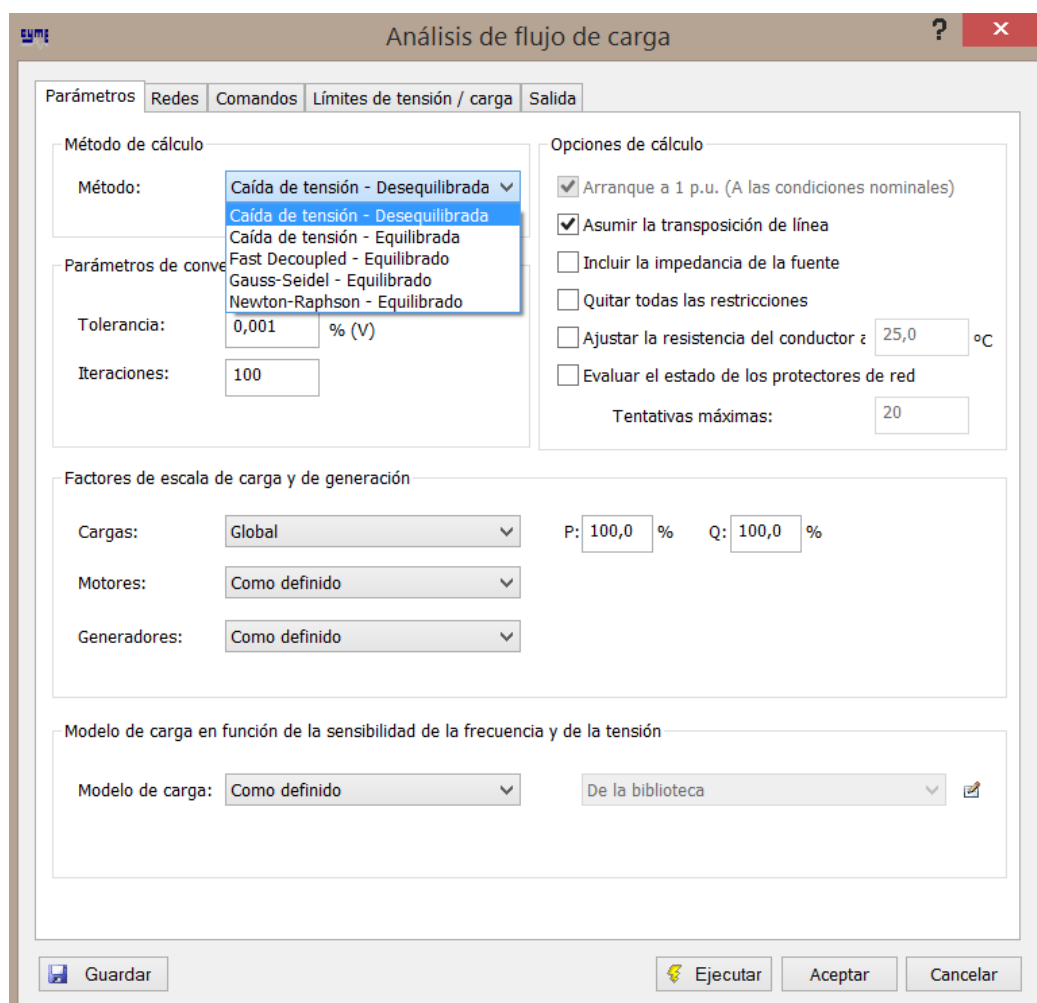


Figura 5.7 Interfaz de CYMDIST

5.4 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA - ESTADO ACTUAL

Como se detalló el punto 5.2, el mes con mayor consumo de energía es diciembre, por lo que utilizaremos los datos de carga de este mes para realizar el estudio de flujos; estos resultados serán utilizados en el punto 5.5 para comparar el estado actual de la red con los datos obtenidos una vez interconectada la central de biogás de Pichacay.

5.4.1 Resultados para los días laborables

Los datos que se utilizaron se obtienen de la Tabla E, estos mismos datos serán utilizados en el punto 5.5 para la simulación de flujos con el ingreso de la central. El estudio se realizará para tres periodos de demanda: demanda máxima a las 19h30, demanda media a las 12h00 y demanda mínima a las 03h00.

5.4.1.1 Demanda mínima

- P = 2465 kW
- Q = 428 kVAR

Tabla 5.1
Resumen de la simulación de flujos – carga mínima.

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2465	428	2501,88	98,53
Generadores	0	0	0	0
Producción total	2465	428	2501,88	98,53
Carga leída (no regulada)	2368,81	703,47	2471,06	95,86
Carga utilizada (regulada)	2368,81	703,47	2471,06	95,86
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2368,81	703,47	2471,06	95,86
Capacitancia del cable	0	34,46	34,46	0
Capacitancia de la línea	0	276,24	276,24	0
Capacitancia shunt total	0	310,7	310,7	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	15,63	55,85	3910
Pérdidas en los cables	0,32	1,14	80
Pérdidas en los transformadores	80,23	687,58	48130
Pérdidas totales	96,19	744,58	52120

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	1	I4149_MTS	105,27 %
	B	1	I4149_MTS	105,27 %
	C	1	I4149_MTS	105,27 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	98,26 %
	B	0	I40339_MTA	98,53 %
	C	0	I40466_MTA	98,39 %
Alta tensión	A	0	42953_MTA	100,32 %
	B	0	42953_MTA	100,32 %
	C	0	42953_MTA	100,32 %

5.4.1.2 Demanda media

- P = 3141 kW
- Q = 908 kVAR

Tabla 5.2
Resumen de la simulación de flujos – carga promedio

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	3140,99	908	3269,6	96,07
Generadores	0	0	0	0
Producción total	3140,99	908	3269,6	96,07
Carga leída (no regulada)	3032,18	1155,04	3244,73	93,45
Carga utilizada (regulada)	3032,18	1155,04	3244,73	93,45
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	3032,18	1155,04	3244,73	93,45
Capacitancia del cable	0	34,29	34,29	0
Capacitancia de la línea	0	273	273	0
Capacitancia shunt total	0	307,29	307,29	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	26,46	94,54	6620
Pérdidas en los cables	0,55	1,95	140
Pérdidas en los transformadores	81,79	689,91	48290
Pérdidas totales	108,8	786,4	55050

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	3	I4149_MTS	138,70 %
	B	3	I4149_MTS	138,70 %
	C	3	I4149_MTS	138,70 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	97,21 %
	B	0	I40339_MTA	97,63 %
	C	0	I40466_MTA	97,42 %
Alta tensión	A	0	42953_MTA	100,32 %
	B	0	42953_MTA	100,32 %
	C	0	42953_MTA	100,32 %

5.4.1.3 Demanda máxima

- P = 4942 kW
- Q = 601 kVAR

Tabla 5.3
Resumen de la simulación de flujos – carga máxima.

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	4942	601,01	4978,41	99,27
Generadores	0	0	0	0
Producción total	4942	601,01	4978,41	99,27
Carga leída (no regulada)	4790,77	756,93	4850,2	98,77
Carga utilizada (regulada)	4790,77	756,93	4850,2	98,77
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4790,77	756,93	4850,2	98,77
Capacitancia del cable	0	34,17	34,17	0
Capacitancia de la línea	0	260,8	260,8	0
Capacitancia shunt total	0	294,97	294,97	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	62,36	222,77	15590
Pérdidas en los cables	1,28	4,56	320
Pérdidas en los transformadores	87,58	707,44	49520
Pérdidas totales	151,22	934,77	65430

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	4	I4149_MTS	207,61 %
	B	4	I4149_MTS	207,61 %
	C	6	I4149_MTS	207,61 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	96,42 %
	B	0	I40339_MTA	96,85 %
	C	0	I40466_MTA	96,56 %
Alta tensión	A	0	42953_MTA	100,32 %
	B	0	42953_MTA	100,32 %
	C	0	42953_MTA	100,32 %

5.4.2 Resultados para los días sábados

5.4.2.1 Demanda mínima

- P = 2536 kW
- Q = 421 kVAR

Tabla 5.4
Resumen de la simulación de flujos – carga mínima.

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2536	421	2570,71	98,65
Generadores	0	0	0	0
Producción total	2536	421	2570,71	98,65
Carga leída (no regulada)	2438,78	694,36	2535,7	96,18
Carga utilizada (regulada)	2438,78	694,36	2535,7	96,18
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2438,78	694,36	2535,7	96,18
Capacitancia del cable	0	34,45	34,45	0
Capacitancia de la línea	0	276,1	276,1	0
Capacitancia shunt total	0	310,54	310,54	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	16,52	59,03	4130
Pérdidas en los cables	0,34	1,21	80
Pérdidas en los transformadores	80,36	687,9	48150
Pérdidas totales	97,22	748,13	52370

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	1	I4149_MTS	108,03 %
	B	1	I4149_MTS	108,03 %
	C	1	I4149_MTS	108,03 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	98,22 %
	B	0	I40339_MTA	98,50 %
	C	0	I40466_MTA	98,35 %
Alta tensión	A	0	42953_MTA	100,32 %
	B	0	42953_MTA	100,32 %
	C	0	42953_MTA	100,32 %

5.4.2.2 Demanda media

- P = 2818 kW
- Q = 751 kVAR

Tabla 5.5
Resumen de la simulación de flujos – carga promedio.

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2817,99	751	2916,34	96,63
Generadores	0	0	0	0
Producción total	2817,99	751	2916,34	96,63
Carga leída (no regulada)	2715,51	1011,75	2897,87	93,71
Carga utilizada (regulada)	2715,51	1011,75	2897,87	93,71
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2715,51	1011,75	2897,87	93,71
Capacitancia del cable	0	34,36	34,36	0
Capacitancia de la línea	0	274,3	274,3	0
Capacitancia shunt total	0	308,66	308,66	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	21,05	75,19	5260
Pérdidas en los cables	0,43	1,55	110
Pérdidas en los transformadores	80,99	688,34	48180
Pérdidas totales	102,47	765,09	53560

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	3	I4149_MTS	123,71 %
	B	3	I4149_MTS	123,71 %
	C	3	I4149_MTS	123,71 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	97,62 %
	B	0	I40339_MTA	97,99 %
	C	0	I40466_MTA	97,81 %
Alta tensión	A	0	42953_MTA	100,32 %
	B	0	42953_MTA	100,32 %
	C	0	42953_MTA	100,32 %

5.4.2.3 Demanda máxima

- P = 4690 kW
- Q = 566 kVAR

Tabla 5.6
Resumen de la simulación de flujos – carga máxima.

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	4693	566	4727,01	99,28
Generadores	0	0	0	0
Producción total	4693	566	4727,01	99,28
Carga leída (no regulada)	4549,08	736,41	4608,3	98,71
Carga utilizada (regulada)	4549,08	736,41	4608,3	98,71
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4549,08	736,41	4608,3	98,71
Capacitancia del cable	0	34,2	34,2	0
Capacitancia de la línea	0	261,48	261,48	0
Capacitancia shunt total	0	295,68	295,68	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	56,19	200,71	14050
Pérdidas en los cables	1,15	4,12	290
Pérdidas en los transformadores	86,58	704,54	49320
Pérdidas totales	143,92	909,36	63660

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	4	I4149_MTS	197,15 %
	B	4	I4149_MTS	197,15 %
	C	6	I4149_MTS	197,15 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	96,63 %
	B	0	I40339_MTA	97,04 %
	C	0	I40466_MTA	96,77 %
Alta tensión	A	0	42953_MTA	100,32 %
	B	0	42953_MTA	100,32 %
	C	0	42953_MTA	100,32 %

5.4.3 Resultados para los días domingos

5.4.3.1 Demanda mínima

- P = 2560 kW
- Q = 412 kVAR

Tabla 5.7

Resumen de la simulación de flujos – carga mínima.

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2560	412	2592,94	98,73
Generadores	0	0	0	0
Producción total	2560	412	2592,94	98,73
Carga leída (no regulada)	2462,43	684,68	2555,84	96,34
Carga utilizada (regulada)	2462,43	684,68	2555,84	96,34
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2462,43	684,68	2555,84	96,34
Capacitancia del cable	0	34,45	34,45	0
Capacitancia de la línea	0	276,07	276,07	0
Capacitancia shunt total	0	310,52	310,52	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	16,82	60,09	4210
Pérdidas en los cables	0,34	1,23	90
Pérdidas en los transformadores	80,41	688,03	48160
Pérdidas totales	97,57	749,35	52450

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	1	I4149_MTS	108,89 %
	B	1	I4149_MTS	108,89 %
	C	1	I4149_MTS	108,89 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	98,21 %
	B	0	I40339_MTA	98,49 %
	C	0	I40466_MTA	98,34 %
Alta tensión	A	0	42953_MTA	100,32 %
	B	0	42953_MTA	100,32 %
	C	0	42953_MTA	100,32 %

5.4.3.2 Demanda media

- P = 2564 kW
- Q = 637 kVAR

Tabla 5.8
Resumen de la simulación de flujos – carga promedio.

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2564	637	2641,94	97,05
Generadores	0	0	0	0
Producción total	2564	637	2641,94	97,05
Carga leída (no regulada)	2465,92	907,39	2627,57	93,85
Carga utilizada (regulada)	2465,92	907,39	2627,57	93,85
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2465,92	907,39	2627,57	93,85
Capacitancia del cable	0	34,41	34,41	0
Capacitancia de la línea	0	275,29	275,29	0
Capacitancia shunt total	0	309,7	309,7	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	17,28	61,73	4320
Pérdidas en los cables	0,36	1,28	90
Pérdidas en los transformadores	80,44	687,4	48120
Pérdidas totales	98,08	750,4	52530

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	2	I4149_MTS	112,06 %
	B	2	I4149_MTS	112,06 %
	C	2	I4149_MTS	112,06 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	97,93 %
	B	0	I40339_MTA	98,26 %
	C	0	I40466_MTA	98,10 %
Alta tensión	A	0	42953_MTA	100,32 %
	B	0	42953_MTA	100,32 %
	C	0	42953_MTA	100,32 %

5.4.3.3 Demanda máxima

- P = 4817 kW
- Q = 575 kVAR

Tabla 5.9
Resumen de la simulación de flujos – carga máxima.

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	4817	575,01	4851,2	99,3
Generadores	0	0	0	0
Producción total	4817	575,01	4851,2	99,3
Carga leída (no regulada)	4669,33	746,47	4728,62	98,75
Carga utilizada (regulada)	4669,33	746,47	4728,62	98,75
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4669,33	746,47	4728,62	98,75
Capacitancia del cable	0	34,15	34,15	0
Capacitancia de la línea	0	270,18	270,18	0
Capacitancia shunt total	0	304,34	304,34	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	59,4	212,18	14850
Pérdidas en los cables	1,2	4,29	300
Pérdidas en los transformadores	87,07	705,96	49420
Pérdidas totales	147,67	922,43	64570

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	6	I4149_MTS	202,35 %
	B	6	I4149_MTS	202,35 %
	C	8	I4149_MTS	202,35 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	96,51 %
	B	0	I40339_MTA	96,94 %
	C	0	I40466_MTA	96,66 %
Alta tensión	A	0	42953_MTA	100,32 %
	B	0	42953_MTA	100,32 %
	C	0	42953_MTA	100,32 %

5.5 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA CON EL INGRESO DE LA CENTRAL DE PICHACAY

Para el presente punto se utilizarán los mismos datos del punto 5.4, ingresando la central de biogás de Pichacay con una generación constante de 1 MW a un factor de potencia de 0,9 en retraso.

5.5.1 Resultados para los días Laborables-Con la central conectada

5.5.1.1 Demanda mínima

- P = 2465 kW
- Q = 428 kVAR

Tabla 5.10

Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga mínima.

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1460,51	-55,53	1461,56	-99,93
Generadores	1000	484,32	1111,11	90
Producción total	2460,51	428,79	2497,59	98,52
Carga leída (no regulada)	2367,96	702,57	2469,98	95,87
Carga utilizada (regulada)	2367,96	702,57	2469,98	95,87
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2367,96	702,57	2469,98	95,87
Capacitancia del cable	0	34,76	34,76	0
Capacitancia de la línea	0	284,06	284,06	0
Capacitancia shunt total	0	318,82	318,82	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	9,99	35,69	2500
Pérdidas en los cables	0,12	0,43	30
Pérdidas en los transformadores	82,44	705,31	49370
Pérdidas totales	92,55	741,43	51900

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	1	I4149_MTS	104,98 %
	B	1	I4149_MTS	105,00 %
	C	1	I4149_MTS	105,00 %
Baja tensión	A	0	I71750_MTA	99,48 %
	B	0	I71772_MTA	99,48 %
	C	0	I71752_MTA	98,82 %
Alta tensión	A	0	TRAFO-PICHACAY	101,94 %
	B	0	TRAFO-PICHACAY	102,32 %
	C	0	TRAFO-PICHACAY	102,23 %

5.5.1.2 Demanda media

- P = 3141 kW
- Q = 908 kVAR

Tabla 5.11
Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga promedio.

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2128,37	412,58	2167,99	98,17
Generadores	1000	484,32	1111,11	90
Producción total	3128,37	896,9	3254,4	96,13
Carga leída (no regulada)	3031,07	1153,59	3243,17	93,46
Carga utilizada (regulada)	3031,07	1153,59	3243,17	93,46
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	3031,07	1153,59	3243,17	93,46
Capacitancia del cable	0	34,6	34,6	0
Capacitancia de la línea	0	280,78	280,78	0
Capacitancia shunt total	0	315,38	315,38	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	13,09	46,77	3270
Pérdidas en los cables	0,26	0,92	60
Pérdidas en los transformadores	83,95	707,4	49520
Pérdidas totales	97,3	755,08	52860

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	3	I4149_MTS	138,30 %
	B	3	I4149_MTS	138,34 %
	C	3	I4149_MTS	138,34 %
Baja tensión	A	0	I71750_MTA	99,00 %
	B	0	I71772_MTA	98,99 %
	C	0	I71752_MTA	98,00 %
Alta tensión	A	0	TRAFO-PICHACAY	101,30 %
	B	0	TRAFO-PICHACAY	101,81 %
	C	0	TRAFO-PICHACAY	101,62 %

5.5.1.3 Demanda máxima

- P = 4942 kW
- Q = 601 kVAR

Tabla 5.12
Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga máxima

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	3914,6	82,93	3915,48	99,98
Generadores	1000	484,32	1111,11	90
Producción total	4914,6	567,25	4947,23	99,34
Carga leída (no regulada)	4790,28	765,95	4851,13	98,75
Carga utilizada (regulada)	4790,28	765,95	4851,13	98,75
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4790,28	765,95	4851,13	98,75
Capacitancia del cable	0	34,48	34,48	0
Capacitancia de la línea	0	277,79	277,79	0
Capacitancia shunt total	0	312,27	312,27	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	33,82	120,81	8460
Pérdidas en los cables	0,81	2,9	200
Pérdidas en los transformadores	89,69	724,9	50740
Pérdidas totales	124,32	848,6	59400

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	4	I4149_MTS	207,19 %
	B	4	I4149_MTS	207,19 %
	C	6	I4149_MTS	207,19 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	98,16 %
	B	0	I40339_MTA	98,59 %
	C	0	I71752_MTA	97,69 %
Alta tensión	A	0	TRAFO-PICHACAY	100,91 %
	B	0	TRAFO-PICHACAY	100,91 %
	C	0	TRAFO-PICHACAY	100,91 %

5.5.2 Resultados para los días sábados-Con la central conectada

5.5.2.1 Demanda mínima

- P = 2536 kW
- Q = 421 kVAR

Tabla 5.13

Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga mínima

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1530,9	-63,42	1532,22	-99,91
Generadores	1000	484,32	1111,11	90
Producción total	2530,9	420,9	2565,66	98,65
Carga leída (no regulada)	2437,9	693,42	2534,59	96,18
Carga utilizada (regulada)	2437,9	693,42	2534,59	96,18
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2437,9	693,42	2534,59	96,18
Capacitancia del cable	0	34,76	34,76	0
Capacitancia de la línea	0	283,91	283,91	0
Capacitancia shunt total	0	318,67	318,67	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	10,31	36,83	2580
Pérdidas en los cables	0,13	0,47	30
Pérdidas en los transformadores	82,57	705,61	49390
Pérdidas totales	93,01	742,91	52000

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	1	I4149_MTS	107,73 %
	B	1	I4149_MTS	107,75 %
	C	1	I4149_MTS	107,76 %
Baja tensión	A	0	I71750_MTA	99,47 %
	B	0	I71772_MTA	99,47 %
	C	0	I71752_MTA	98,81 %
Alta tensión	A	0	TRAFO-PICHACAY	101,90 %
	B	0	TRAFO-PICHACAY	102,30 %
	C	0	TRAFO-PICHACAY	102,20 %

5.5.2.2 Demanda media

- P = 2728 kW
- Q = 751kVAR

Tabla 5.14

Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga promedio

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1808,97	260,86	1827,68	98,98
Generadores	1000	484,32	1111,11	90
Producción total	2808,97	745,18	2906,13	96,66
Carga leída (no regulada)	2714,53	1010,57	2896,53	93,72
Carga utilizada (regulada)	2714,53	1010,57	2896,53	93,72
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2714,53	1010,57	2896,53	93,72
Capacitancia del cable	0	34,67	34,67	0
Capacitancia de la línea	0	282,09	282,09	0
Capacitancia shunt total	0	316,76	316,76	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	11,09	39,61	2770
Pérdidas en los cables	0,18	0,66	50
Pérdidas en los transformadores	83,17	705,93	49420
Pérdidas totales	94,44	746,2	52230

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	3	I4149_MTS	123,37 %
	B	3	I4149_MTS	123,39 %
	C	3	I4149_MTS	123,39 %
Baja tensión	A	0	I71750_MTA	99,18 %
	B	0	I71772_MTA	99,17 %
	C	0	I71752_MTA	98,31 %
Alta tensión	A	0	TRAFO-PICHACAY	101,56 %
	B	0	TRAFO-PICHACAY	102,01 %
	C	0	TRAFO-PICHACAY	101,86 %

5.5.2.3 Demanda máxima

- P = 4690 kW
- Q = 566 kVAR

Tabla 5.15

Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga máxima

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	3668,09	51,46	3668,45	99,99
Generadores	1000	484,32	1111,11	90
Producción total	4668,09	535,78	4698,73	99,35
Carga leída (no regulada)	4548,59	745,46	4609,27	98,68
Carga utilizada (regulada)	4548,59	745,46	4609,27	98,68
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4548,59	745,46	4609,27	98,68
Capacitancia del cable	0	34,52	34,52	0
Capacitancia de la línea	0	278,47	278,47	0
Capacitancia shunt total	0	312,99	312,99	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	30,09	107,48	7520
Pérdidas en los cables	0,71	2,55	180
Pérdidas en los transformadores	88,7	722,05	50540
Pérdidas totales	119,5	832,08	58250

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	4	I4149_MTS	196,75 %
	B	4	I4149_MTS	196,75 %
	C	6	I4149_MTS	196,75 %
Baja tensión	A	0	I6338_MTA	98,36 %
	B	0	I40339_MTA	98,77 %
	C	0	I71752_MTA	97,82 %
Alta tensión	A	0	TRAFO-PICHACAY	101,04 %
	B	0	TRAFO-PICHACAY	101,04 %
	C	0	TRAFO-PICHACAY	101,04 %

5.5.3 Resultados para los días Domingos-Con la central conectada

5.5.3.1 Demanda mínima

- P = 2560 kW
- Q = 412 kVAR

Tabla 5.16

Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga mínima

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1554,73	-72,68	1556,43	-99,89
Generadores	1000	484,32	1111,11	90
Producción total	2554,73	411,64	2587,68	98,73
Carga leída (no regulada)	2461,54	683,73	2554,74	96,35
Carga utilizada (regulada)	2461,54	683,73	2554,74	96,35
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2461,54	683,73	2554,74	96,35
Capacitancia del cable	0	34,75	34,75	0
Capacitancia de la línea	0	283,89	283,89	0
Capacitancia shunt total	0	318,64	318,64	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	10,44	37,3	2610
Pérdidas en los cables	0,14	0,48	30
Pérdidas en los transformadores	82,61	705,74	49400
Pérdidas totales	93,19	743,53	52050

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	1	I4149_MTS	108,59 %
	B	1	I4149_MTS	108,61 %
	C	1	I4149_MTS	108,61 %
Baja tensión	A	0	I71750_MTA	99,47 %
	B	0	I71772_MTA	99,47 %
	C	0	I71752_MTA	98,81 %
Alta tensión	A	0	TRAFO-PICHACAY	101,90 %
	B	0	TRAFO-PICHACAY	102,30 %
	C	0	TRAFO-PICHACAY	102,20 %

5.5.3.2 Demanda media

- P = 2564 kW
- Q = 637 kVAR

Tabla 5.17

Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga promedio

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	1557,75	150,91	1565,04	99,53
Generadores	1000	484,32	1111,11	90
Producción total	2557,75	635,24	2635,45	97,05
Carga leída (no regulada)	2465,02	906,4	2626,38	93,86
Carga utilizada (regulada)	2465,02	906,4	2626,38	93,86
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2465,02	906,4	2626,38	93,86
Capacitancia del cable	0	34,72	34,72	0
Capacitancia de la línea	0	283,09	283,09	0
Capacitancia shunt total	0	317,81	317,81	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	9,95	35,53	2490
Pérdidas en los cables	0,14	0,49	30
Pérdidas en los transformadores	82,64	705,06	49350
Pérdidas totales	92,73	741,07	51880

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	2	I4149_MTS	111,76 %
	B	2	I4149_MTS	111,78 %
	C	2	I4149_MTS	111,78 %
Baja tensión	A	0	I71750_MTA	99,32 %
	B	0	I71772_MTA	99,31 %
	C	0	I71752_MTA	98,54 %
Alta tensión	A	0	TRAFO-PICHACAY	101,76 %
	B	0	TRAFO-PICHACAY	102,17 %
	C	0	TRAFO-PICHACAY	102,04 %

5.5.3.3 Demanda máxima

- P = 4817 kW
- Q = 575 kVAR

Tabla 5.18

Resumen de la simulación de flujos, GD conectada – carga máxima

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	3790,32	58,74	3790,78	99,99
Generadores	1000	484,32	1111,11	90
Producción total	4790,32	543,07	4821,01	99,36
Carga leída (no regulada)	4667,37	743,55	4726,23	98,75
Carga utilizada (regulada)	4667,37	743,55	4726,23	98,75
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4667,37	743,55	4726,23	98,75
Capacitancia del cable	0	34,46	34,46	0
Capacitancia de la línea	0	278	278	0
Capacitancia shunt total	0	312,46	312,46	0

Resumen y costo de pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	33,05	118,06	8260
Pérdidas en los cables	0,76	2,71	190
Pérdidas en los transformadores	89,14	723,1	50620
Pérdidas totales	122,95	843,87	59070

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	4	I4149_MTS	201,73 %
	B	6	I4149_MTS	201,81 %
	C	6	I4149_MTS	201,82 %
Baja tensión	A	0	I71750_MTA	98,83 %
	B	0	I40331_MTA	98,57 %
	C	0	I71752_MTA	97,79 %
Alta tensión	A	0	TRAFO-PICHACAY	100,66 %
	B	0	TRAFO-PICHACAY	101,39 %
	C	0	TRAFO-PICHACAY	101,20 %

5.6 ANÁLISIS DE PARÁMETROS TÉCNICOS DEL ALIMENTADOR 0321 DE LA CENTROSUR

5.6.1. Resumen de resultados obtenidos de la simulación de flujos de carga

En la Tabla 5.19 se muestra el resumen de los resultados obtenidos en la simulación de flujos para el estado actual de la red del alimentador 0321 y con el ingreso de la central de Pichacay.

Tabla 5.19
Resumen de resultados de la simulación de flujos de potencia para todos los periodos de estudio

		Tensión Máxima (%)		Tensión Mínima (%)		Pérdidas (kw)		Costo de Pérdidas (\$/año)		
		Actual	Central	Actual	Central	Actual	Central	Actual	Central	Ahorro
Días Laborables	Dem. Máx.	100,32	100,91	96,42	97,69	151,2	124,32	65.430	59.400	6.030
	Dem. Med.	100,32	101,81	97,21	98	108,8	97,3	55.050	52.860	2.190
	Dem. Mín.	100,32	102,32	98,26	98,82	96,19	92,55	52.120	51.900	220
Días Sábados	Dem. Máx.	100,32	101,04	96,63	97,82	143,9	119,5	63.660	58.250	5.410
	Dem. Med.	100,32	102,01	97,62	98,31	102,5	94,44	53.560	52.230	1.330
	Dem. Mín.	100,32	102,3	98,22	98,81	97,22	93,01	52.370	52.000	370
Días Domingos	Dem. Máx.	100,32	101,39	96,51	97,79	147,7	122,95	64.570	59.070	5.500
	Dem. Med.	100,32	102,17	97,93	98,54	98,08	92,73	52.530	51.880	650
	Dem. Mín.	100,32	102,3	98,21	98,81	97,57	93,19	52.450	52.050	400

5.6.2 Análisis del perfil de tensión y pérdidas

En la sección 5.6.1 se presentan el resumen de los resultados de la simulación de flujos de carga, los cuales son similares para los diferentes días en los mismos periodos de demanda por lo que el análisis de perfil de tensión y pérdidas se realiza en los puntos de carga mínima, promedio y máxima tomando en cuenta todos los días laborables, sábados y domingos.

5.6.2.1 Demanda mínima

Con los resultados de los tres períodos, la demanda mínima se presenta en los días laborables.

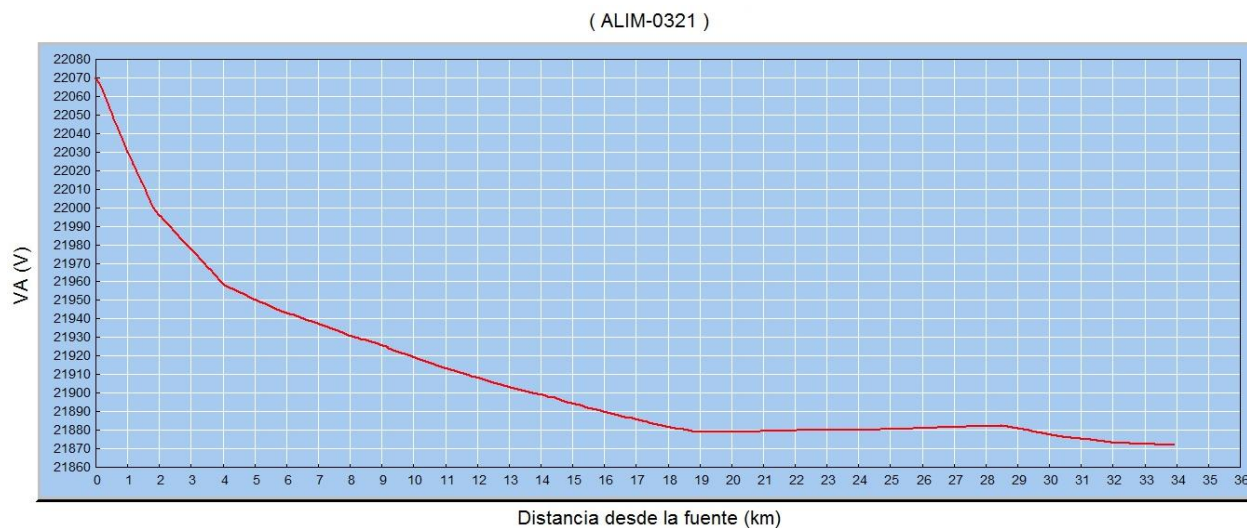


Figura 5.8 Perfil de tensión del punto crítico – Estado Actual

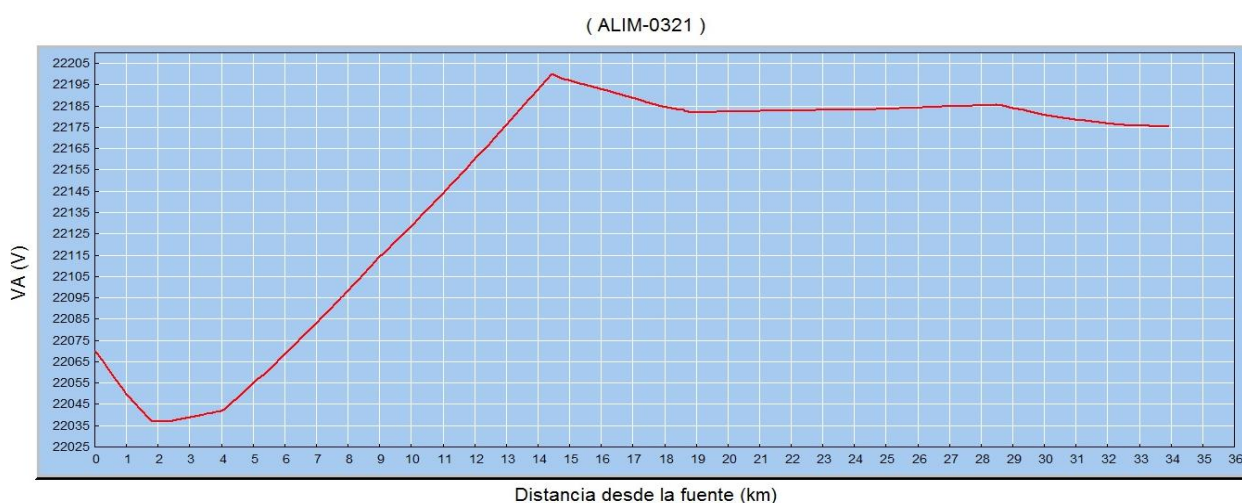


Figura 5.9 Perfil de tensión del punto crítico – Central conectada

- Las Figuras 5.8 y 5.9 se presentan los perfiles de tensión (fase A), en el punto crítico del estado actual del alimentador 0321, y en el mismo punto con la incorporación de la central, donde se puede observar un incremento en el nivel de tensión de 21.871 V a 22.178 V. Se destaca la mejora en el perfil de tensión a lo largo de todo el alimentador, dando como resultado que el nuevo punto crítico (Anexo F) que se sitúa en una red radial cercana a la cabecera del alimentador con un porcentaje de tensión de 98,82 %, que comparado con el punto crítico sin la incorporación de la central (Anexo F) que tiene un porcentaje de tensión del 98,26 %.

- La pérdidas totales se reducen de 96,19 kW a 92,55 kW con la central incorporada, y con un ahorro económico de \$220/año por reducción de pérdidas a un costo de 0,07 \$/kWh, precio referencial otorgado por funcionarios de la CENTROSUR.

5.6.2.2 Demanda Media

Con los resultados de los tres períodos, la demanda media se presenta en el periodo de los días laborables.

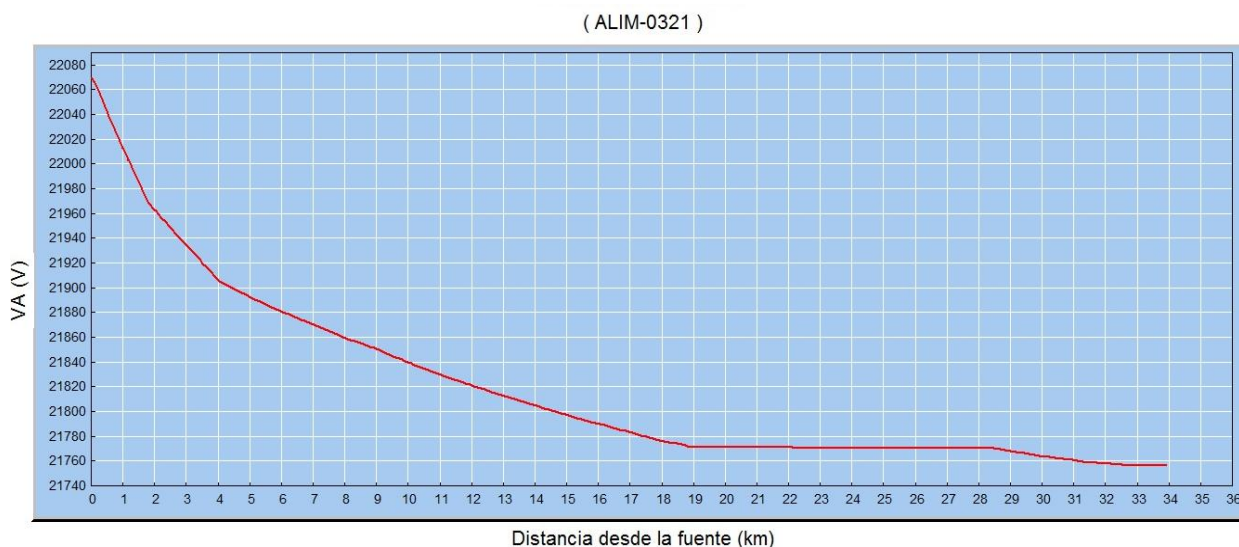


Figura 5.10 Perfil de tensión del punto crítico – Estado Actual

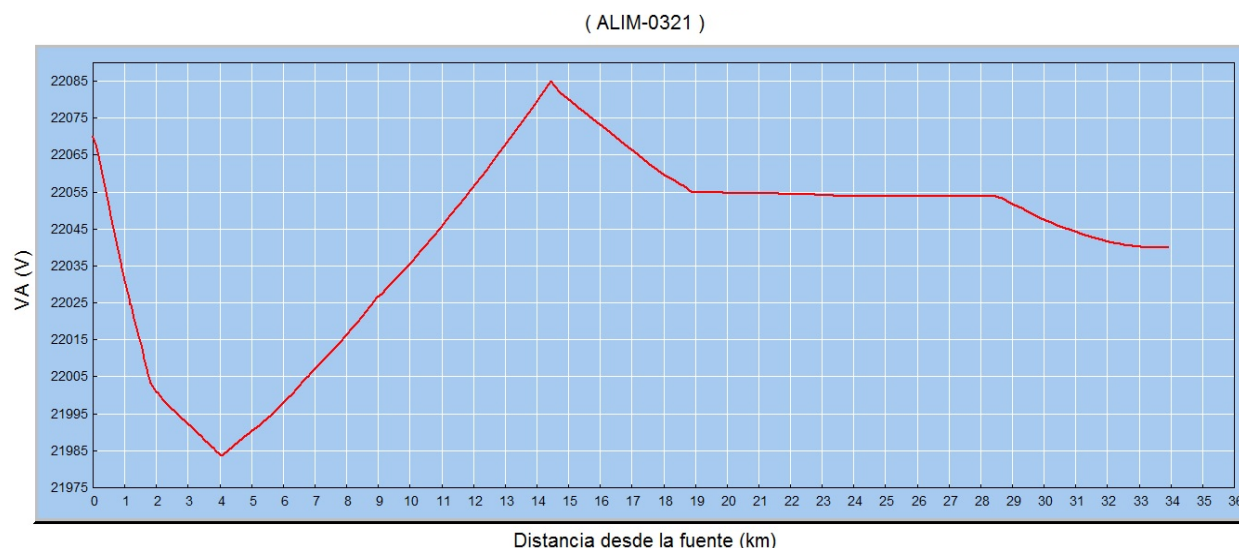


Figura 5.11 Perfil de tensión del punto crítico – Central conectada

- En las Figuras 5.10 y 5.11 se presentan los perfiles de tensión (fase A), en el punto crítico del estado actual del alimentador 0321, y en el mismo punto con la incorporación de la central, con la cual se puede observar un incremento en el nivel de tensión de 21.750 V a 22.040 V. Se destaca la mejora en el

perfil de tensión a lo largo de todo el alimentador, dando como resultado que el nuevo punto crítico se sitúa en una red radial cercana a la cabecera del alimentador con un porcentaje de tensión de 98 % comparado con el punto crítico sin la incorporación de la central que tiene un porcentaje de tensión de 97,21 % del nivel de tensión.

- La pérdidas totales se reducen de 108,8 kW a 97,3 kW con la central incorporada, y con un ahorro económico de \$2190/año por reducción de pérdidas a un costo de 0,07 \$/kWh, precio referencial otorgado por funcionarios de la CENTROSUR.

5.6.2.3 Demanda Máxima

Con los resultados de los tres períodos, la demanda máxima se presenta en el período de los días laborables.

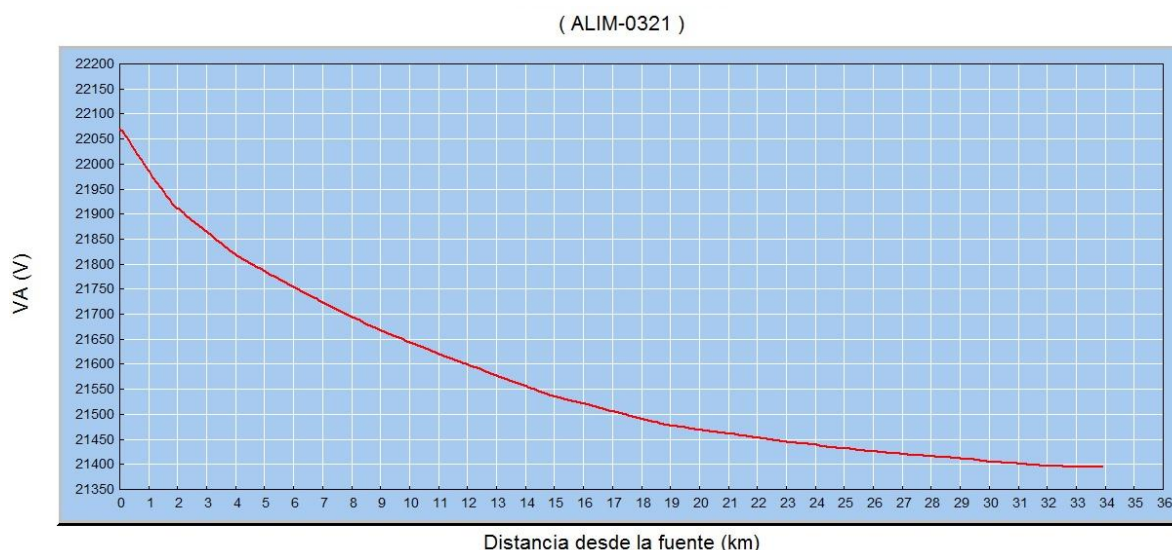


Figura 5. 12 Perfil de tensión del punto crítico – Estado Actual

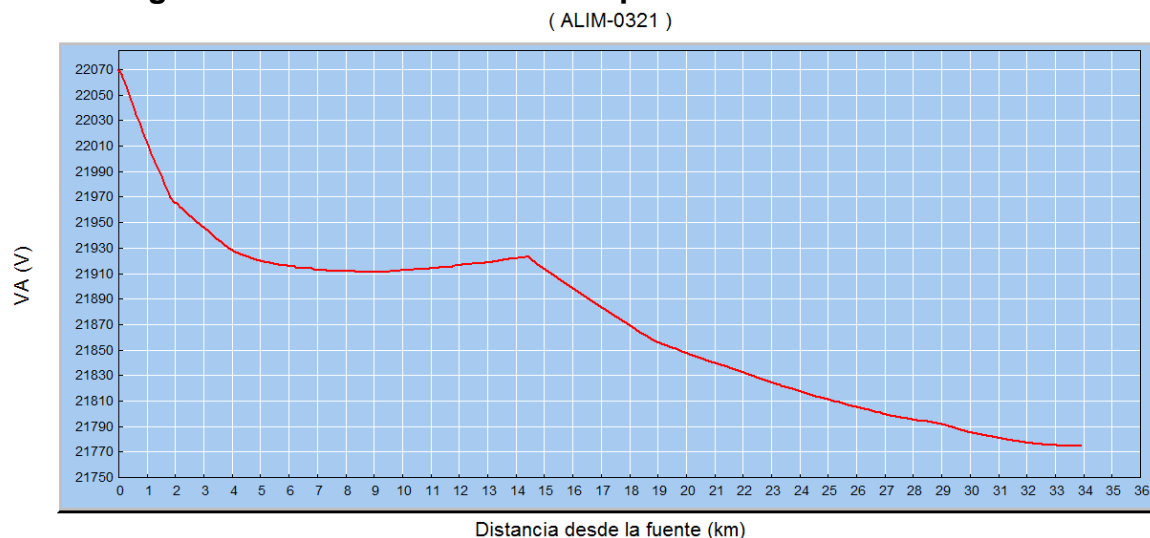


Figura 5.13 Perfil de tensión del punto crítico – Central conectada



- Las Figuras 5.12 y 5.13 se presentan los perfiles de tensión (fase A), en el punto crítico del estado actual del alimentador 0321, y en el mismo punto con la incorporación de la central, donde se puede observar un incremento en el nivel de tensión de 21.398 V a 22.755 V. Se destaca la mejoría en el perfil de tensión a lo largo de todo el alimentador, dando como resultado que el nuevo punto crítico se sitúa en una red radial cercana a la cabecera del alimentador con un porcentaje de tensión de 97,69 % comparado con el punto crítico sin la incorporación de la central que tiene un porcentaje de 96,42 % del nivel de tensión.
- La pérdidas totales se reducen de 151,22 kW a 120,32 kW con la central incorporada, y con un ahorro económico de \$6030/año por reducción de pérdidas a un costo de 0,07 \$/kWh, precio referencial otorgado por funcionarios de la CENTROSUR.

5.6.3. Análisis económico de las pérdidas en la red del alimentador 0321

Para el análisis económico de las pérdidas en el alimentador 0321 de la CENTROSUR, se realiza la simulación de flujos con la demanda máxima estimada para los siguientes 10 años (Anexo E – Tabla 10). También se considerara el ingreso de la segunda etapa de la central de biogás de Pichacay, la cual ingresara a operar en el año 2016, con lo que se tendrá un aporte total de 2 MW a la red de distribución.

Para la evaluación a valor presente de las pérdidas, se considera una tasa de interés del 7,25 % establecida por banco central del ecuador para préstamos a empresas privadas. Para el cálculo de las pérdidas se considera que el factor de carga (FC) del alimentador 0321 que es $FC = 0,61$, de acuerdo a los datos proporcionados por la CENTROSUR.

El estudio se lo realizará con la carga estimada para los diez años siguientes comenzando desde el año 2014, también se tomará en cuenta la influencia de la carga de las cocinas de inducción en las demandas estimadas del alimentador, por lo que se realiza el análisis de pérdidas con y sin estas cargas especiales.

Tabla 5.20
Análisis de pérdidas en valor presenta

Año	Pérdidas (kw)				Costo por pérdidas (\$/año)				Valor presente de las pérdidas \$				
	Con la central		Sin la Central		Con la central		Sin la Central		Con la central		Sin la Central		
	Normal	Cocinas	Normal	Cocinas	Normal	Cocinas	Normal	Cocinas	Normal	Cocinas	Normal	Cocinas	
2014	138,7	144,09	173,46	181,38	62.860	64.150	70.820	72.750	62.860	64.150	70.820	72.750	
2015	144,55	184,84	181,51	241,01	64.270	74.510	72.860	87.310	59.925	69.473	67.935	81.408	
2016	144,39	208,93	190,87	318,1	64.720	80.250	75.080	106.240	56.266	69.767	65.272	92.362	
2017	148,95	266,1	200,7	414,81	65.810	94.210	77.490	130.050	53.346	76.367	62.814	105.419	
2018	154,08	340,61	211,38	533,63	67.050	112.500	80.100	159.380	50.677	85.028	60.540	120.460	
2019	159,84	367,07	222,97	574,3	68.440	119.010	82.940	169.440	48.231	83.868	58.449	119.407	
2020	166,29	393,67	235,54	614,74	70.000	125.570	86.030	179.450	45.995	82.509	56.528	117.912	
2021	176,67	422,67	249,19	658,45	72.500	132.730	89.380	190.270	44.418	81.318	54.759	116.571	
2022	184,99	454,29	264	705,73	74.520	140.530	93.030	201.980	42.569	80.277	53.143	115.380	
2023	190,34	488,71	280,07	756,86	75.840	149.040	96.980	214.650	40.395	79.383	51.654	114.329	
2024	200,36	526,1	297,5	812,21	78.290	158.310	101.270	228.370	38.881	78.620	50.293	113.414	
Tasa de Interés			7,25%		Valor presente total \$				543.562	850.761	652.208	1.169.412	
				Ahorro con la central \$				Normal		Cocinas			
								108.646		318.651			

De los resultados obtenidos, se determina que en el periodo de 10 años, existe una reducción considerable en el nivel de pérdidas, lo cual representa un ahorro de \$ 108.646 para el caso sin cocinas de inducción en la demanda máxima. Para el caso con las cocinas de inducción se tienen un ahorro de \$ 318.651.

5.6.4. Operación de la central en isla

Para la operación de la central en isla, se debe considerar el nivel de penetración que es la fracción de la carga total del sistema P_{load} que va a ser sustituida por la P_{GD} que es la potencia producida por la GD, expresada en la siguiente ecuación. [26]

$$\%Nivel_{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100\%$$

Para la operación en isla de las centrales de GD el nivel de penetración debe ser igual a uno. En el caso de la central de Pichacay, tiene un nivel de penetración del 20,23 % que es considerado como un escenario de baja penetración que no garantiza una operación en isla.

$$\%Nivel_{GD} = \frac{1000 \text{ kW}}{4942 \text{ kW}} \times 100 \% = 20,23 \%$$

Además de existir parámetros técnicos en la red y el generador que se deben cumplir, a fin de garantizar un nivel de calidad en el suministro de energía, como:

- Capacidad de instalación de un número mayor de elementos de control de tensión, además de adaptar la red para tener una mayor flexibilidad y brindar



herramientas que permitan optimizar la operación y los sistemas de reposición.

- Brindar un mayor número de mecanismos de control y monitorización de los elementos conectados a la red y de la unidad de generación.

Estas son características que condicionan la operación en isla de la central.

Todos estos aspectos deben estar regulados por parte de las compañías de distribución que son las encargadas de brindar un servicio de calidad hacia los usuarios.



CAPÍTULO VI

FALLAS Y DISTURBIOS EN LA RED DEL ALIMENTADOR 0321 DE LA CENTROSUR: INFLUENCIA DE LA CENTRAL DE PICHACAY



6. FALLAS Y DISTURBIOS EN LA RED DEL ALIMENTADOR 0321 DE LA CENTROSUR: INFLUENCIA DE LA CENTRAL DE PICHACAY

6.1. ASPECTOS GENERALES DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

6.1.1 Función de las protecciones

El sistema eléctrico de potencia tiene por objetivo suministrar energía y potencia en donde el usuario lo requiera, con las mejores condiciones técnicas y económicas que les sea posible.

La misión del sistema de protecciones es mantener la mayor parte del tiempo al SEP en operación normal ante la presencia de fallas que se presentan en el sistema. [44]

Un sistema de protecciones tiene por objetivo:

- Realizar un monitoreo continuo de las variables del SEP para detectar condiciones de falla.
- Mejorar la confiabilidad del SEP.
- Proteger a las personas, equipo y servicio.
- Minimizar el tiempo de interrupción y evitar propagación de la falla.

El proceso de protección se detalla en tres etapas donde, se detecta las corrientes o tensiones mediante elementos de medición, luego analiza si los valores medidos afectan el funcionamiento normal del sistema y como última etapa, si existe un disturbio este debe ser despejado en el menor tiempo posible.

6.1.2 Fallas en el SEP

En un sistema de potencia, la falla se describe como una condición anormal que no permite una operación adecuada del sistema, esto se puede dar por cortocircuitos, sobretensiones, sobrecarga y desbalances. Las fallas presentes en la red de baja tensión por los elementos y equipos con los cuales se opera, son mayores que en el sistema de alta tensión.

Las clases de fallas pueden ser temporales o permanentes: [46]

Fallas temporales: son caracterizadas por ser despejadas rápidamente impidiendo daños permanentes, este tipo de fallas regularmente se presentan en líneas aéreas debido a que son producidos por una oscilación de los conductores o contactos de ramas de árbol con la línea.

Fallas permanentes: se producen debido a la pérdida de aislamiento entre dos conductores, roturas mecánicas, arcos entre fases, este tipo de fallas permanecen sin importar el número de veces y el tiempo de despeje que se produjo en el circuito

fallado. En los sistemas subterráneos hay amplio margen de fallas de tipo permanentes debido a que la pérdida de aislamiento del equipo no puede ser restaurado automáticamente.

En el sistema eléctrico de potencia las fallas presentadas por el desarrollo del disturbio son producidos por: [46]

Cortocircuitos

Se produce por la pérdida de aislamiento entre dos elementos donde existe una diferencia de potencial, el efecto de cortocircuito produce un incremento de los esfuerzos térmicos de acuerdo a la ley de Joule, además de incrementar los esfuerzos dinámicos.

El mayor número de fallas que se presentan son de tipo monofásico como se muestra en la Figura 6.1, y se produce en mayor porcentaje en las líneas de transmisión (Figura 6.2), siendo la más crítica la falla trifásica. [45]

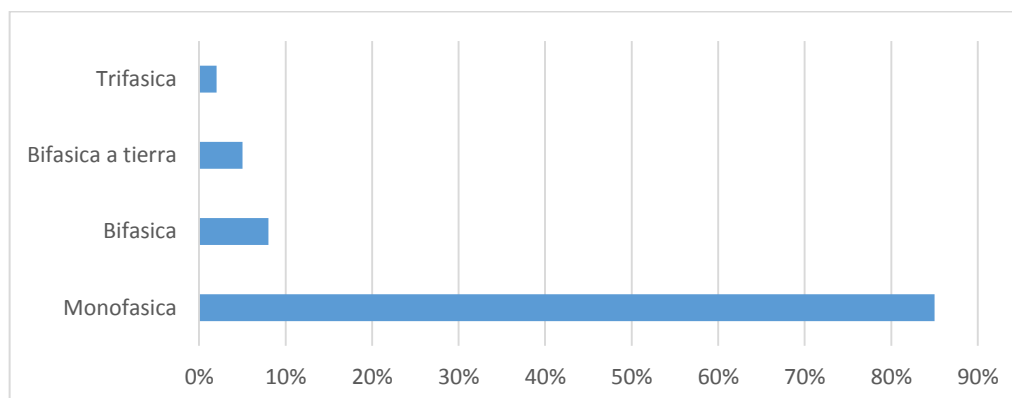


Figura 6.1 Porcentaje de Fallas

Fuente: Protecciones Eléctricas, Gilberto Carrillo Caicedo, 2007

Debido a los cortocircuitos se producen corrientes elevadas, lo que puede originar una disminución de la vida útil de los elementos y además se presentan efectos de caída de tensión que produce el aumento de tensión en fases no afectadas, esto se produce con un cortocircuito monofásico a tierra.

Ubicación de Falla	%
Línea de transmisión	50 %
Cables	10 %
Transformadores	12 %
TC y TP	2 %
Equipo de interrupción	15 %
Equipos de control	3 %

Figura 6.2 Porcentaje de Fallas de acuerdo a la ubicación

Fuente: Protecciones de Sistemas Eléctricas, Samuel Ramírez Castaño



En general los cortocircuitos son condiciones anormales que se pretende controlar y disminuir sus efectos, esto se logra con un sistema de protección caracterizado por su sensibilidad y rapidez en la identificación de la falla.

Sobrecargas

Las sobrecargas son originadas por una alta transmisión de energía lo que produce una elevación de corrientes mayor a la nominal $I \gg I_n$, produciendo la caída del perfil de tensiones y efectos mecánicos destructivos.

Los efectos de sobrecorriente producen un calentamiento en los conductores de las líneas de transmisión además del riesgo de averiar el sistema de aislamiento del equipo. Como consecuencia de este tipo de falla se puede producir un arco eléctrico produciendo graves daños o la pérdida total del equipo.

Este tipo de fallas deben ser despejadas por un adecuado sistema de protección, por tanto deben desconectarse después de un cierto tiempo previniendo daños en los equipos de transmisión.

Sobretensión

Las causas de la sobretensión pueden ser transitorias y permanentes.

Transitorias: pueden ser internos causados por conmutación y externos por descargas atmosféricas, donde se producen efectos severos en las líneas de media y baja tensión. La sobretensión debido a la conmutación se debe a la desconexión de la carga en los generadores, desconexión de una línea de transmisión.

Permanente: desarrollados a bajas frecuencias como resonancia subsincrónica y ferroresonancia (FR) y debido a una falla monofásica presentado en las fases de un sistema no aterrizado.

El fenómeno de ferroresonancia se puede dar en condiciones de una o dos fases abiertas que resulta en una capacitancia energizada en serie con la impedancia de magnetización. Existen condiciones que producen ferroresonancia como: transformadores de pequeña capacidad, sensibilidad en una conexión trifásica (3Φ), tensión primaria superior a 15 kV brinda una probabilidad de ferroresonancia y un banco de capacitores secundario con Y aterrizada. La capacidad de evitar la ferroresonancia es mediante la instalación de transformadores conectados en Y-Y con los neutros aterrizados.

6.1.3 Requisitos de las protecciones

Un sistema de protecciones actúa ante la presencia de un disturbio eléctrico que se desarrolla en un tiempo de μs (micro segundos) a ms (mili segundos), por tanto se requiere un sistema de protección con mecanismos automáticos de alta velocidad y que cumpla las exigencias de:



- Detectar y aislar las fallas y evitar la propagación de la falla.
- Reducir las interrupciones con una rápida reposición del servicio indicando el sitio y tipo de falla.

Los requisitos de las protecciones son: [45]

Confiabilidad: Es la capacidad del sistema de protección en actuar en cualquier momento que se lo necesite y para la falla a la cual se dimensionó. Se obtiene una mayor confiabilidad realizando un mantenimiento preventivo del equipo de protección.

Velocidad: Se refiere a la rapidez de actuación de las protecciones ante una falla, evitando daños en los elementos protegidos. El tiempo total de operación se define como: (Ecuación 6.1)

$$t_{operación} = t_{propio\ del\ relé} + t_{propio\ del\ interruptor} + t_{relé\ auxiliar} + t_{coordinación} \quad [6.1]$$

Sensibilidad: Se debe detectar fallas temporales y permanentes y tener la capacidad de diferenciar hasta en lugares más alejados del sistema.

Selectividad: Ante una falla en un sector determinado, el sistema de protección solo debe actuar en dicho sector.

Economía: Brindar la mejor protección posible a un menor costo

Simplicidad: Realizar una correcta operación del sistema de protección con un mínimo de equipos y circuitería.

6.1.4 Sistemas de protección

En los sistemas de protecciones se utiliza relés como elementos de detección de fallas dentro de una zona específica y fuera de ella, usando como protección primaria y de respaldo, estas dos características de protección debe tener cada elemento del sistema eléctrico de potencia. [45]

En los sistemas de protección existe la protección absolutamente selectiva que es la protección unidad caracterizada por operar solamente para la falla dentro de la zona, aislándola del resto del sistema

La protección relativamente selectiva o protección no unidad, que actúa en coordinación con las zonas cercanas, además de tener funciones de respaldo, este sistema de protección puede ser del tipo de sobrecorriente, impedancia y tiempo.

Protección primaria

Este tipo de protección cubre zonas con uno o dos elementos del sistema, pudiendo ser maquinas eléctricas, líneas y barras. Este debe operar cada que se produzca



una falla en la zona, teniendo varios dispositivos de protección primaria que operan para distintas fallas.

Protección de respaldo

La protección de respaldo actúa cuando la protección primaria no está operando, esto se logra mediante un circuito de tiempo diferido, que hace retardar actuación del relé permitiendo la operación de la protección primaria.

La protección de respaldo debe actuar como primaria en casos de mantenimiento, cuando se produce una falla en la protección primaria esta no debe afectar la protección de respaldo, cuando no se brinda protección de respaldo se debe dar mayor atención al mantenimiento del sistema de protecciones.

Protección Direccional

Tiene características de prevención de apertura innecesaria de equipos de interrupción, esto se logra mediante la capacidad de detección de la dirección de flujo de potencia, evitando la apertura de los interruptores cuando la corriente de falla fluye en la dirección opuesta, mejorando el suministro de energía, estas características son importantes en sistemas con varias fuentes de generación.

6.2 ELEMENTOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Existen múltiples dispositivos utilizados para medir los diferentes parámetros eléctricos del sistema de generación en el punto de interconexión, y al mismo tiempo captar señales de perturbaciones que se pueden presentar en la red y el sistema de generación, permitiendo proteger, tanto el sistema de generación como los elementos de la red eléctrica a la que se conecta, de las fallas producidas en el sistema eléctrico en general.

Los principales elementos utilizados en la interconexión de la central de pichacay a la red de la CENTROSUR son: transformadores de potencial, transformadores de corriente, disyuntores, relés, seccionadores, los cuales serán estudiados en los puntos subsiguientes.

6.2.1 Transformadores de medida

Son los equipos encargados de suministrar la información a los equipos de protección, medición o control sobre las condiciones del sistema eléctrico, mediante la toma de muestras proporcionales de corriente y tensión. Sus funciones principales son:

- Aislar el sistema de medición y protección de las altas tensiones existentes en la red eléctrica.
- Reducir las magnitudes de las señales a valores normalizados.

- Efectuar mediciones y protecciones remotas.
- Permitir realizar combinaciones de señales de corriente y tensión, tanto de sus magnitudes como sus ángulos.
- Proteger al equipo de medición y protección.

6.2.1.1 Transformador de potencial

Los transformadores de potencial (TP) son dispositivos que permiten a los instrumentos de medición, protección y control funcionar adecuadamente sin que sea necesario poseer la tensión nominal de la red a la que están conectados, generalmente su nivel de tensión esta estandarizada a 120V.

El TP es similar al transformador de potencia, ambos tienen por objeto principal la modificación del valor de la tensión, se diferencia en la especificación de la carga burden, en el TP es la carga que puede suministrar sin sobrepasar un error establecido, en cambio en el de potencia se especifica la carga que puede soportar por aspectos térmicos, debido a esto los TP son muy pequeños y livianos.

Uno de los parámetros a considerar en los TP es la clase de precisión, ya que pequeños errores en la medición puede provocar la mala actuación de los equipos de protección y medición, el error en magnitud y ángulo permitido según la norma ANSI se muestra en la Tabla 6.1

Tabla 6.1
Precisión de los TP

CLASE	Para 0,9 a 1,1 veces la tensión nominal	
	Para 0,25 a 1,0 veces la carga nominal con un FP unitario	
	Error de Magnitud (%)	Error de ángulo de fase (Minutos)
A	+/- 0,5	+/- 20
B	+/- 1,0	+/- 30
C	+/- 2,0	+/- 60

CLASE	Para 0,25 a 1,0 veces la carga nominal con un FP unitario			
	Para 0,05 a 0,9 veces la tensión nominal		Para 0,9 a 1,1 veces la tensión nominal	
	Error de Magnitud (%)	Error de ángulo de fase (Minutos)	Error de Magnitud (%)	Error de ángulo de fase (Minutos)
E	+/- 3	+/- 120	+/- 3	+/- 120
F	+/- 5	+/- 250	+/- 10	+/- 300

Fuente: Norma ANSI C37.1

Para la selección de un TP se debe tener en cuenta las siguientes especificaciones:

- Especificar el nivel de tensión.
- Fijar la tensión secundaria, 120 o 115 V.

- Potencia nominal para cada devanado (VA).
- Clase de precisión.
- Fijar límite térmico.
- Elegir para funcionamiento interior o exterior.
- Elegir tipo de aislamiento.
- Fusibles en baja tensión, en alta tensión preferiblemente no colocar fusible.

6.2.1.2 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente (TC) son dispositivos que permiten la medición y la función de protección adecuadamente sin que sea necesario poseer corrientes nominales de acuerdo con la corriente de carga del circuito al que está conectado. En su forma más simple, tienen un primario, generalmente de pocas espiras, y un secundario, donde se transforma la corriente nominal en la mayoría de los casos, a valores iguales a 5 A.

A diferencia de los transformadores de tensión, los transformadores de corriente, requieren de características muy diferentes los de protección y los de medición, en medición los requerimientos de sobrecorriente son muy limitados; para protección en cambio se requiere sobrecorrientes elevadas (20 veces I_n), rango en el que se debe mantener la linealidad, para un adecuado funcionamiento del sistema de protecciones.

La clase de precisión de los TC según la norma ASA es especificada por paralelogramos para cada clase de TC, en la Figura 6.3, se puede observar un ejemplo para la clase 0,6 para un factor de potencia de 0,5 y 0,9.

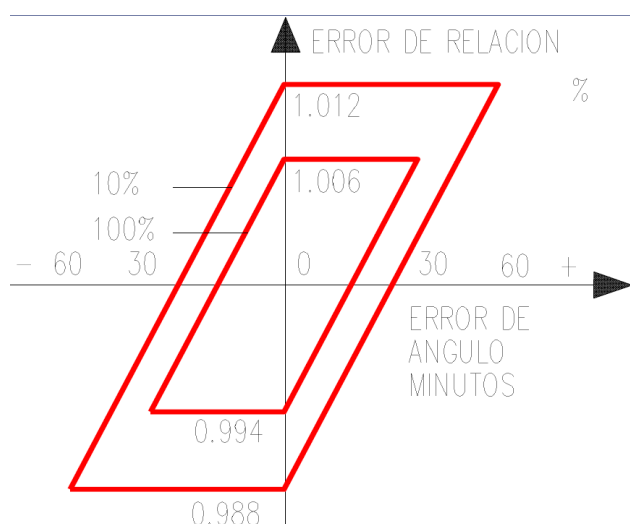


Figura 6. 3 Precisión de un TC clase 0,6
Fuente: Normas ASA (American Standard Association)

Las especificaciones para la selección de un TC, son similares a las plantadas para las TP, con la diferencia que para este caso se debe considerar la corriente nominal del devanado primario, ya que para el devanado secundario esta estandarizado en 5A.



6.2.2 Relé

El relé dentro del sistema de protecciones es el elemento encargado de comparar las magnitudes del sistema con las magnitudes de referencia, para decidir si debe operar o no los disyuntores o enviar señales a los sistemas de control. Aunque esto también puede ser realizado por otros elementos como los fusibles, las principales ventajas de los relés son que tiene flexibilidad para calibrar los valores de referencia, pueden seguir operando después de una actuación y permiten trabajar con magnitudes y ángulos.

Los relés principalmente están compuestas con un sistema de acoplamiento de las señales, una memoria para guardar los valores de referencia, el sistema que permite comparar los valores del sistema y la referencia y finalmente el sistema que decide la actuación o no del sistema de protecciones o control.

6.2.2.1 Tipos de relés

- **Relés electromecánicos de atracción.-** Su funcionamiento se basa en un elemento de material ferromagnético que es atraído por un solenoide.
- **Relés electromecánicos de inducción.-** Su funcionamiento es similar a un motor de inducción, por lo que el par se obtiene mediante la inducción en un rotor.
- **Relés de estado sólido.-** Estos son basados en elementos de electrónica de potencia que permiten comparar la amplitud y fase de las señales, generalmente estos tienen excelentes características, además que al no tener partes móviles son confiables y precisos.
- **Relés basados en microcomputadores.-** Este tipo de relés utiliza programas computacionales para poder simular las formas de actuación de los relés, tienen grandes ventajas, como es su velocidad de actuación, confiabilidad, capacidad de registro de las actuaciones y las señales, capacidad de transmisión de señales remotas, y actualmente su bajo precio, hacen que sean los más utilizados para la protección de los sistemas eléctricos. Este tipo de relé será utilizado para el sistema de protecciones del generador de Pichacay y para la interconexión con la red de eléctrica de la CENTROSUR.

6.2.2.2 Parámetros a conocer para la configuración de los relés

- **Valor de puesta en trabajo.-** Es el valor mínimo de la magnitud de influencia que hace cambiar de estado al relé, generalmente se ajusta de diversas maneras dependiendo del tipo del relé, en los computarizados mediante cambios en el Software.

- **Valor de reposición.-** Es el valor máximo, para el cual el relé puede regresar a su estado normal después de haber actuado.
- **Tiempo de operación.-** Es el tiempo entre el momento en que la magnitud llega al valor de puesta en trabajo y el cambio de estado de los contactos del relé, generalmente se definen los siguientes tiempos: a) Tiempo definido; b) Tiempo inverso; Tiempo muy inverso y Tiempo extremadamente inverso.
- **Dial de Tiempo.-** (Time Dial) Es el selector de la regulación del tiempo de cierre de una señal continua.
- **Tap setting.-** (TAP) Es el valor seleccionado para que opere el relé, generalmente un valor discreto.
- **Overshoot.-** (Time) Tiempo en el cual continua el proceso de cambio de estado del relé, a pesar que la magnitud de influencia haya caído por debajo del valor de puesta en trabajo.
- **Overreach - Underreach.-** Es cuando el relé actúa ante fallas fuera de su zona de cobertura o cuando no logra cubrir toda la zona para la cual fue configurado.

6.2.2.3 Principales funciones de los relés

En la tabla 6.2 se puede observar las principales funciones de los relés con su respectiva numeración según el estándar de la IEEE C37.2.

Tabla 6.2
Principales funciones de los relés

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN DE LA FUNCIÓN
2	Relé de cierre o arranque con demora de tiempo. Es el que da la demora de tiempo deseado entre operaciones de una secuencia automática o de un sistema de protección, excepto cuando es proporcionado específicamente por los dispositivos 48, 62 y 79 descritos más adelante.
3	Relé de comprobación o de bloqueo. Es el que opera en respuesta a la posición de un número de otros dispositivos, o un número de condiciones predeterminadas, en un equipo para permitir que continúe su operación, para que se pare, o para proporcionar una prueba de la posición de estos dispositivos o de estas condiciones para cualquier fin.
21*	Relé de distancia. Es un relé que opera cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito aumenta o disminuye más a los límites predeterminados.



25	Relé para sincronizar o comprobar sincronismo. Es un dispositivo que opera cuando dos circuitos de corriente alterna se encuentran dentro de límites deseados de frecuencia, ángulo de fase o voltaje, para permitir o provocar la puesta en paralelo de estos dos circuitos.
27 y 27N	Relé de bajo voltaje. Es un relé que funciona a un valor dado de voltaje abajo del predeterminado.
32	Relé de potencia direccional. Es un relé que opera al existir un flujo determinado de potencia en cierta dirección o cuando ha habido un arco inverso en los circuitos de ánodo o de cátodo de un rectificador de potencia y en consecuencia se ha presentado una inversión de potencia.
37	Relé de mínima intensidad o baja potencia. Es el que funciona cuando la intensidad o la potencia caen por debajo de un valor predeterminado.
40	Relé de campo/pérdida de excitación. Es el que funciona a un valor anormalmente bajo de la intensidad de campo de una máquina, o por el valor excesivo de la componente reactiva de la corriente de armadura en una máquina de ca, que indica excitación de campo anormalmente baja.
44	Relé de secuencia de arranque del grupo. Es el que funciona para arrancar la unidad próxima disponible en un equipo de unidades múltiples cuando falla o no está disponible la unidad que normalmente le precede.
46	Relé de corriente inversa o desbalance de fases. Es un relé que opera cuando las corrientes polifásicas tienen su secuencia de fases invertida o cuando están desbalanceadas o contienen componentes de secuencia de fase negativa en exceso de un nivel predeterminado.
47	Relé de voltaje de secuencia de fase. Es un relé que opera a un valor predeterminado de voltaje en la secuencia de fase deseada.
48	Relé de secuencia incompleta. Es el que vuelve el equipo a la posición normal o «desconectado» y lo enclava si la secuencia normal de arranque, funcionamiento o parada no se completa debidamente dentro de un intervalo predeterminado.
49	Relé térmico para máquina, aparato o transformador. Es el que funciona cuando la temperatura una máquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.
50 y 50N	Relé de sobrecorriente instantáneo. Es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de la intensidad o con un valor excesivo de velocidad de aumento de la intensidad, indicando avería en el aparato o circuito que
51N y 51V	Relé temporizado de sobreintensidad de ca. Es un relé con característica de tiempo inversa o definida, que funciona cuando la intensidad de un circuito de ca sobrepasa un valor dado.
53	Relé de la excitatriz o del generador de cc. Es el que fuerza el campo de la máquina de cc durante el arranque o funciona cuando la tensión de la máquina ha llegado a un valor dado.
55	Relé de factor de potencia. Es el que funciona cuando el factor de potencia en un circuito de c.a. no llega o sobrepasa un valor dado.



59, 59N y 59I	Relé de sobrevoltaje. Es un relé que opera a un valor dado de sobrevoltaje.
60FL	Relé de equilibrio de tensión. Es el que opera con una diferencia de tensión entre dos circuitos.
63	Relé de presión de gas, líquido o vacío es el que funciona con un valor dado de presión de líquido o gas, para una determinada velocidad de variación de la presión.
64	Relé de protección de tierra. Es el que funciona con el fallo a tierra del aislamiento de una máquina, transformador u otros aparatos, o por contorneamiento de arco a tierra de una máquina de cc. Esta función se aplica solo a un relé que detecte el paso de corriente desde el armazón de una máquina, caja protectora o estructura de una pieza de aparatos, a tierra, o detecta una tierra en un bobinado o circuito normalmente no puesto a tierra. No se aplica a un dispositivo conectado en el circuito secundario o en el neutro secundario de un transformador de intensidad, conectado en el circuito de potencia de un sistema puesto normalmente a tierra.
67 y 67N	Relé de sobrecorriente direccional. Es un relé que opera a un valor definido de sobrecorriente en CA fluyendo en una dirección predeterminada.
68	Relé de bloqueo. Es el que inicia una señal piloto para bloquear o disparar en faltas externas en una línea de transmisión o en otros aparatos bajo condiciones dadas, coopera con otros dispositivos a bloquear el disparo o a bloquear el reenganche en una condición de pérdida de sincronismo o en oscilaciones de potencia.
78	Relé de salto de vector o medidor del ángulo de desfase (protección de salida de paralelo). Es el que funciona con un valor determinado de ángulo de desfase entre dos tensiones o dos intensidades, o entre tensión e
79	Relé de reenganche de ca. Es el que controla el reenganche y enclavamiento de un interruptor de c.a.
80	Relé de flujo líquido o gaseoso. Actúa para valores dados de la magnitud del flujo o para determinadas velocidades de variación de éste.
81	Relé de frecuencia. Es un relé que opera a un valor predeterminado de frecuencia, ya sea abajo o arriba de la frecuencia normal del sistema o el régimen de cambio de la frecuencia.
81R	Relé de razón de cambio de frecuencia. Es un relé basado en la razón de cambio de la frecuencia, se utiliza comúnmente para detectar condiciones de
87	Relé de protección diferencial. Es el que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunas otras cantidades eléctricas.
91	Relé direccional de tensión. Es el que funciona cuando la tensión entre los extremos de un interruptor o contactor abierto sobrepasa un valor dado en una dirección dada.

92	<p>Relé direccional de tensión y potencia. Es un relé que permite u ocasiona la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de tensión entre ellos excede de un valor dado en una dirección predeterminada y da lugar a que estos dos circuitos sean desconectados uno de otro cuando la potencia circulante entre ellos excede de un valor dado en la dirección opuesta.</p>
-----------	---

Fuente: IEEE Std C37.2™-1996

6.2.3 Disyuntores

Es el equipo encargado de interrumpir la circulación de corrientes de falla, en el menor tiempo posible, y no permitir el recierre mientras la falla no sea despejada completamente. El equipo debe estar diseñado para poder conducir la corriente nominal del circuito al cual se encuentra conectado y también la máxima corriente de falla por un corto lapso de tiempo.

Su funcionamiento generalmente se basa en la separación de dos polos, creándose un arco entre los polos el cual debe ser extinguido completamente y asegurar que no se vuelva a producir, para lograr esto los polos incrementan su distancia, para incrementar la resistencia entre ellos, aunque también se puede lograr aprovechando el cruce por cero que se produce en la CA para eliminar el arco, pero este es un método no muy común ya que el arco puede restaurarse.

Para la selección de los disyuntores se debe considerar los siguientes parámetros:

- La tensión nominal máxima del sistema.
- La corriente nominal máxima que debe soportar.
- Las exigencias en el corto tiempo.
- Características de operación.
- Corrientes de corto circuito (simétrica y asimétrica)
- Los tiempos de operación.
- Tipo de instalación (interna, externa o si es un sistema apantallado o no).
- Características generales de la implantación.

6.2.3.1 Tipos de disyuntores

- **Disyuntores en aire.-** Estos utilizan la resistividad del aire para expandir el arco, por lo que son muy lentos.
- **Disyuntores en aceite.-** Los polos están inmerso en aceite, son rápidos en la extinción del arco, y permiten mantener aislados los contactos luego de la extinción del arco.

- **Disyuntores de soplo de aire.-** Utilizan un compresor para enviar grandes presiones de aire para extinguir el arco.
- **Disyuntores en vacío.-** La diferencia de estos es que no tiene un medio para la extinción del arco, ya que los polos se encuentra en vacío, por lo que no existe medio ionizante para la formación del arco.
- **Disyuntores en SF₆.-** Son disyuntores que usan el gas hexafluoruro de azufre (SF₆) para impedir la creación del arco ya que es un gas altamente estable, inerte, inodoro y no inflamable, por lo que la energía disipada no alcanza valores muy elevados. Estos no requieren mantenimiento y pueden trabajar con grandes capacidades disruptivas. Por las grandes ventajas que presentan y debido a que son los más utilizados en la actualidad, estos se utilizaran para el sistema de protecciones de la central de Pichacay.

6.2.4 Fusibles

La función principal del fusible es sentir cualquier corriente elevada que se produzca en la red e interrumpir el circuito cuando esta supere el valor de corriente para el cual está diseñado el hilo fusible, también deben soportar las tensiones transitorias de recuperación para no permitir la extinción controlada del arco.

6.2.5 Seccionadores

Son los elementos encargados de conectar y desconectar en forma visible diferentes elementos de un sistema eléctrico, generalmente se utilizan para dar mantenimiento a los elementos separados o para permitir la operación de otros dispositivos, se diferencian de otros dispositivos de protección en que estos no pueden abrir o cerrar un circuito con carga, se debe maniobrar en vacío, pero sí deben soportar la corriente nominal del circuito de forma permanente y también las corrientes de falla durante un tiempo específico.

Para la selección de los seccionadores se requiere tener las siguientes especificaciones:

- Tensión nominal del sistema.
- Tensión máxima.
- Tensión de impulso.
- Corriente nominal de carga máxima y sobrecarga.
- Corriente de tiempo corto.
- Clase de seccionador.
- Tipo de mando.

6.2.5.1 Tipos de seccionadores

La siguiente clasificación está dada en función del tipo de apertura de las cuchillas de los seccionadores.

- Seccionadores de apertura vertical.
- Seccionador de doble apertura.
- Seccionador de aislador deslizante.
- Seccionador de simple apertura lateral.
- Seccionador de apertura central.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Seccionador de telescopio o pantógrafo.

También se pueden clasificar los seccionadores dependiendo del tipo de mando que se utilice para abrir o cerrar los contactos, estos son:

- Mando por pértiga.
- Mando mecánico a distancia (biela o cadena).
- Por servomotor (eléctrico con reductor de velocidad, banda hidráulica, motor compresor)

Generalmente los seccionadores de apertura mediante pértiga, son usados con un hilo fusible y el seccionador funciona como un portafusible a estos se los llama seccionador-fusible, permitiendo de esta forma interrumpir corrientes de falla en la red en que está instalado, y una vez que se funde el elemento fusible permite separar la parte fallada del resto del sistema de forma visible.

6.2.6 Reconectores

Es un tipo de interruptor con capacidad de recierre automático, su función principal es detectar corrientes de corto circuitos para abrir y cerrar el circuito al cual se encuentra conectado permitiendo despejar fallas transitorias en los equipos de la red, generalmente realiza cuatro operaciones de apertura y tres de cierre. Si después de la operación realizada de cierre, la falla no se despeja, el reconector puede abrir definitivamente el circuito o permanecer cerrado para que otro equipo de protección actúe.

Los reconectores son utilizados en los sistemas eléctricos de distribución, debido a su gran facilidad de coordinación con equipos de protección de alta velocidad como los fusibles. Estos utilizan aceite, vacío o SF₆ como medio de interrupción del arco y pueden ser monofásicos o trifásicos, generalmente están configuradas para realizar dos operaciones rápidas y dos operaciones lentas, pero algunos también permiten configurar el número de operaciones a realizar y el tiempo que durará cada operación.



Según el tipo de sistema de control que utilizan se clasifican en:

- **Hidráulicos.-** Usan aceite aislante conjuntamente con un sistema de pistones, orificios y válvulas para lograr características de corriente versus tiempo y sistema de conteo e intervalos de recierre. Las sobrecorrientes son medidas por una bobina.
- **Electrónicos.-** Usan un sistema de detección y temporización basado en elementos de estado sólido por lo que tienen mejores características de precisión y pueden repetir rápidamente las secuencias de operación. Todos los sistemas de medida son electrónicos y usan TC tipo buje para la toma de la señal.

6.3 SISTEMA DE INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN

Generalmente los sistema de distribución de las empresas distribuidoras, son sistemas radiales, que permiten el flujo de potencia en un solo sentido, permitiendo usar los sistemas de protección convencionales y de fácil aplicación como es la coordinación reconector fusible.

Las centrales de generación distribuida, operan de forma paralela a la red de distribución en la cual se conectan, produciendo el cambio del sentido de los flujos de potencia, la dirección de las corrientes de falla y la magnitud de las corrientes, haciendo que los sistemas de protecciones convencionales actúen de forma errónea, o caso contrario no actúen ante las fallas, afectando la confiabilidad del suministro.

Esto hace que el sistema de protecciones para el punto de interconexión de la generación distribuida (GD) sea complejo y con elementos de alta confiabilidad, que permitan al sistema de protecciones de la red de distribución actuar de forma correcta ante cualquier falla, para lo cual existen normas que especifican los requerimientos del sistema de protecciones en el punto de interconexión de la GD, para el caso de la central de Pichacay se basara en la norma “IEEE Std 1547.2™-2008, (Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems)”.

La selección de los dispositivos y la configuración de los mismos para la interconexión de la GD, depende de muchos factores, como el tipo de generador a instalarse, puesto que para los generadores de inducción se necesita un fuente externa de potencia reactiva (kVAR) y generalmente son utilizados para centrales con capacidades menores a 500 kW; en contraste con los generadores síncronos que son utilizados en centrales de mayor capacidad pero necesitan una fuente de corriente continua para el devanado de campo. También existe una fuerte dependencia del tipo de interconexión que se realice (directa o con transformador);

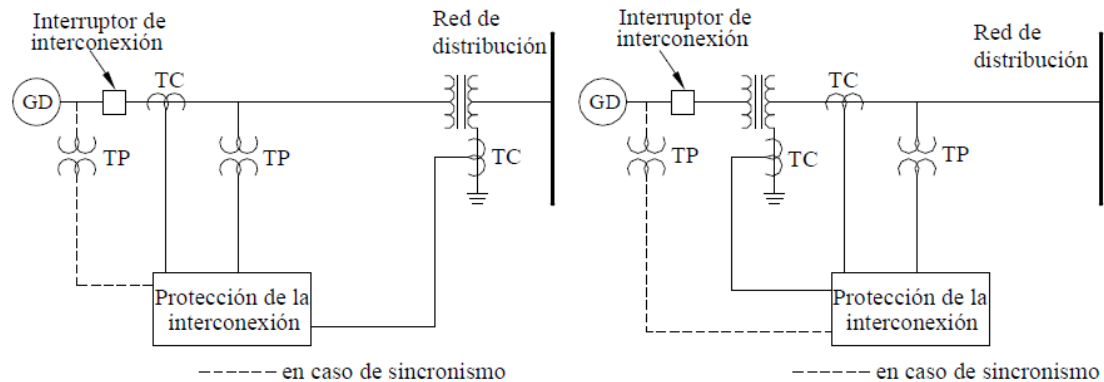


Figura 6.5 Interconexión de la GD con un transformador a la red de distribución.

Fuente: Tesis “Metodología de selección, ajuste y análisis de protecciones de sistemas de generación distribuida” – José Pepe Rasgado Casique.

6.3.2.1 Conexiones de los transformadores

- **Conexión Delta del lado de la GD y Delta del lado del sistema.-** Esta se usa cuando los generadores de la GD son de pequeña capacidad y están conectados en estrella con puesta a tierra, ya que si no puede dañar los equipos de la red por sobretensiones; su ventaja es que no aporta a la corriente de falla a tierra por lo que no insensibiliza el sistemas de protecciones de la red.
- **Conexión Delta del lado de la GD y Estrella aislada de tierra del lado del sistema.-** Esta no es muy usada cuando la red de distribución es trifásica a 4 hilos, ya que tiene aislado el centro estrella, por lo que también suele provocar el desplazamiento del neutro en caso de fallas monofásicas en la red del alimentador, la magnitud de desplazamiento depende de la resistencia de la falla; su ventaja es que permite bloquear al sistema de los armónicos de tercer orden que puede generar la unidad de GD.
- **Conexión Delta del lado de la GD y Estrella con puesta a tierra del lado del sistema.-** Esta es la más utilizada para la interconexión de la GD debido a que ayuda a evitar el desplazamiento del neutro y las sobretensiones en las fases no afectadas por las fallas monofásicas, además la puesta a tierra modifica el camino de la corriente de secuencia cero, repartiéndola a lo largo de los caminos a tierra de todo el sistema, pero generalmente causa problemas en la protección del sistema por medio de reconectores, ya que modifica las corrientes de falla del sistema. En el caso de la central de biogás se utilizara este tipo de interconexión debido a las ventajas que presenta para la empresa de distribución y que el sistema de protecciones con este tipo de conexión es bastante conocido por las empresas de distribución.

- **Conexión Estrella aislada de tierra del lado de la GD y Estrella puesta a tierra del lado del sistema.-** Esta permite el ingreso de las terceras armónicas producidas por la GD o por los inversores electrónicos al sistema lo cual se presenta en forma de elevadas corrientes en el neutro del sistema, además puede provocar la mala operación del sistema de protección del alimentador debido a fallas producidas entre la GD y el transformador.
- **Conexión Estrella puesta a tierra de lado de la GD y Estrella puesta a tierra del lado del sistema.-** Esta se usa para la alimentación de cargas trifásicas debido a que evita el desplazamiento del neutro y con estos las sobretensiones, pero no es recomendable debido que aporta a todos los tipos de fallas en el sistema, además que el generador puede ver los desbalances producidos en el sistema y recibe los terceros armónicos del sistema pudiendo sufrir daños por calentamiento.
- **Estrella puesta a tierra del lado de la GD y Delta del lado del sistema.-** Esta permite evitar el ingreso de las terceras armónicas al sistema lo cual produce un calentamiento al transformador y al generador, debido a la conexión del lado del sistema la GD no contribuye a las fallas a tierra del sistema pero esto provoca ferresonancia en las fases no falladas.

6.3.3 Sistemas básico de protecciones para la interconexión de la GD

El sistema de protecciones utilizado para la interconexión de la GD a la red de distribución, debe incluir funciones para detectar el funcionamiento en isla de la GD desconectándola lo más rápido posible, además de detectar todas las fallas producidas en la red de distribución, para desconectar la central y permitir que las protecciones del sistema funcionen normalmente, las principales funciones utilizadas son: sobretensión (59), baja tensión (27), sobre y baja frecuencia (81), sobrecorriente direccional (67), sincronismo (25); Figura 6.6. [48]

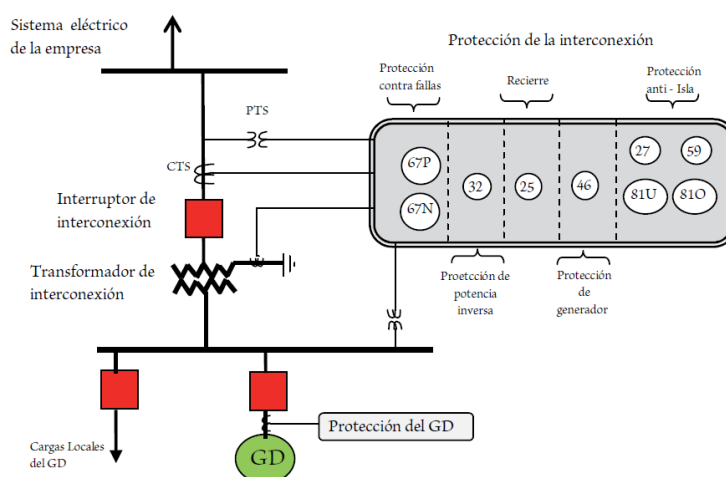


Figura 6.6 Sistema básico de protecciones para la interconexión de la GD.

Fuente: Consideraciones del sistema de protección en la interconexión de generación distribuida al sistema eléctrico de la AEE – Ing. Daniel Hernández Morales, MEM, PE.

6.3.4 Configuración de los equipos norma IEEE

La protección de la interconexión se realiza mediante equipos, que están en función del tipo de falla que se presente en la red. Para las fallas de fase a tierra y de fase se utiliza el relé 51N y 51V respectivamente. La función de los relés 27,59 y 81, es detectar las condiciones de operación en isla de la GD, además del relé 32 que detecta anomalías en el flujo de potencia.

El ajuste de los equipos de protección se da mediante recomendaciones y procedimientos basados en criterios normalizados, de la norma IEEE Std. 1547-2003, que se presentan a continuación.

Tensión: La protección de la interconexión esta dado en base a los datos de la medición de VL-L y cuando exista un transformador de interconexión Y-Y censaran tensión de fase a neutro. La Tabla 6.3 presenta el tiempo de respuesta máxima que se debe dar cuando se presenta la falla hasta cuando la central de GD se desconecte. El tiempo de respuesta es fijo o ajustable para centrales ≤ 30 kW y ajustables para centrales >30 kW

Tabla 6.3

Respuesta del sistema de interconexión para tensiones anormales

Rango de Voltaje (% del voltaje base)	Tiempo de respuesta (segundos)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2
$110 < V < 120$	1
$V \geq 120$	0,16

Fuente: IEEE Std. 1547-2003

Frecuencia: Para las centrales ≤ 30 kW y >30 kW existen valores de frecuencia fijos y ajustables, con los que se determina cuando la central de GD se desconecta de la red en un margen de tiempo que se detalla en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4

Respuesta del sistema de interconexión para frecuencias anormales

Capacidad de la central de GD	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de respuesta (segundos)
≤ 30 kW	$>60,5$	0,16
	$<59,3$	0,16
> 30 kW	$>60,5$	0,16
	$<(59,8 - 57,0)$ (punto ajustable)	Ajustable entre 0,16 - 300
	$<57,0$	0,16

Fuente: IEEE Std. 1547-2003

Reconexión: Después de que suceda un disturbio en la red, la central de GD se reconectara en un tiempo superior a los 5 minutos, cuando los márgenes de tensión y frecuencia estén dentro de los límites establecidos.

6.3.4.1 Relé de sobrecorriente de neutro 51N

Este tipo de relés son usualmente utilizados en la protección primaria o de respaldo para liberar fallas de fase a tierra. Para el caso que la interconexión entre la empresa de distribución y la central de GD se realiza mediante un transformador, donde la protección debería estar ubicada en el aterrizamiento del transformador del lado de la empresa de distribución.

En el caso de una interconexión directa la protección debe ubicarse en el lado de aterrizamiento de la central, que generalmente esta aterrizada mediante una resistencia. En el conductor de aterrizamiento se coloca un TC que transmite señales hacia el relé 51N con un ajuste de 5 % de $I_{\min \text{ falla}}$

Tabla 6.5
Datos mínimos de ajuste de la protección de sobrecorriente

Función	Rango de ajuste
Arranque	0,25 a 12 A
Curva característica	Tiempo definido/Inverso/Muy inverso/Extremadamente inverso
Dial de tiempo	0,5 a 11 0,05 a 1,1

Fuente: IEEE Std. 1547-2003

6.3.4.2 Relé de sobrecorriente dependientes de tensión - 51V

Son relés que ofrecen una protección de respaldo ante una falla trifásica y entre fases que se presentan en los generadores. Este tipo de relés modifican las características de tiempo-corriente mediante el voltaje, de manera que no opere cuando se presenta condiciones de potencia permitidas. El relé 51V presenta dos clases de relés 51VC y 51VCR.

Relé de sobrecorriente con retardo de tiempo y control de tensión - 51VC

Se caracterizan por tener un detector de tensión de operación instantánea en el mismo equipo permitiendo la operación del elemento de sobrecorriente cuando se presenta un valor por debajo al preestablecido que generalmente el voltaje nominal.

El ajuste del elemento de tensión se realiza aplicando una falla alejada y determinando el voltaje en la barra donde se conecta la GD.

Mediante la norma IEEE Std. C37.102 se establece el ajuste de corriente de disparo del relé en un rango del 30 % y 40 % de la corriente a plena carga.

Relé de sobrecorriente con retardo de tiempo y con restricción de tensión - 51VR

El relé 51VR cambia la corriente de disparo en el elemento de sobrecorriente en forma proporcional al voltaje, incrementando la sensibilidad para las fallas y desensibilizando para corrientes de sobrecarga.

Cumplen una función de protección contra cortocircuitos y sobrecargas, donde si la tensión en el relé se reduce, la corriente de arranque también lo hace. En la Tabla 6.6 se detalla los ajustes del relé 51VR.

Tabla 6.6
Datos mínimos de ajuste del relé de sobrecorriente de tensión.

Función	Rango de ajuste
Arranque	0,5 a 12 A
Curva característica	Tiempo definido/Inverso/Muy inverso/Extremadamente inverso
Dial de tiempo	0,5 a 11 a 1,1 0,05
Control de voltaje o Restricción de voltaje	5 - 180V restricción lineal

Fuente: Tesis “Metodología de selección, ajuste y análisis de protecciones de sistemas de generación distribuida” – José Pepe Rasgado Casique.

6.3.4.3 Relé de baja tensión 27

Cumple funciones de respaldo y brinda una protección cuando se presenta bajas tensiones en la barra en referencia valores preestablecidos. Estos valores pueden ser ajustados en los “taps” y el tiempo de operación puede ser fijo o ajustable.

Mediante la norma IEEE Std. 1547-2003 se presenta los valores porcentuales de voltaje y el tiempo de respuesta del elemento de protección (Tabla 6.7) y en la Tabla 6.8 se detalla los ajustes mínimos del relé 27.

Tabla 6.7
Rango de bajas tensiones en la interconexión de fuentes de GD

Rango de Voltaje (% del voltaje base)	Tiempo de respuesta (segundos)
V<50	0,16
50≤V<88	2

Fuente: IEEE Std. 1547-2003

Tabla 6.8
Datos mínimos de ajuste del relé de baja tensión

Función	Rango de ajuste
Arranque 1 y 2	0,5 a 180V
Tiempo de retardo 1 y 2	1 a 8160 ciclos

Fuente: IEEE Std. 1547-2003

6.3.4.4 Relé de sobrevoltaje 59

Son utilizados para censar los niveles de tensión y en base a esas mediciones realizar las operaciones de desconexión dependiendo de los ajustes preestablecidos. El relé 59 cumple la función de protección contra sobretensiones y detecta fallas a tierra.

El rango de ajuste para el tiempo de respuesta del elemento de protección se presenta mediante la norma IEEE Std. 1547-2003 (Tabla 6.9) y en la Tabla 6.10 se detalla los ajustes mínimos del relé 59.

Tabla 6.9
Rango de sobretensiones en la interconexión de fuentes de GD.

Rango de Voltaje (% del voltaje base)	Tiempo de respuesta (segundos)
$110 < V < 120$	1
$V \geq 120$	0,16

Fuente: IEEE Std. 1547-2003

Tabla 6.10
Datos mínimos de ajuste del relé de sobretensión

Función	Rango de ajuste
Arranque 1 y 2	5 a 180V
Tiempo de retardo 1 y 2	1 a 8160 ciclos

Fuente: IEEE Std. 1547-2003

6.3.4.5 Relé de frecuencia 81

La operación del relé 81 se puede dar para valores menores a la frecuencia nominal, en tal caso será un relé 81U y para valores que superen la frecuencia nominal serán relés 81O.

Los relés 81U trabajan de acuerdo a límites de operación que al detectar bajas frecuencia primero desconecta componentes de carga y luego de un tiempo preestablecido, si la frecuencia no está dentro de un rango permisible, se desconecta la central de GD.

El tiempo de operación de los relés, se pueden ajustar de acuerdo a la norma IEEE Std. 1547-2003 que se detalla en la Figura 6.7, donde el rango de operación normal

está entre 60,5 y 59,8 Hz y un rango de ajuste de 59,8 a 57 Hz para el relé 81U. Si la frecuencia cae sobre 57 Hz el tiempo de respuesta será de 0,16 s, al igual que para el relé 81O que es ajustado a un valor máximo de 60,5 Hz.

La Tabla 6.11 se detalla los ajustes mínimos del relé 81.

Tabla 6.11
Datos mínimos de ajuste del relé de frecuencia

Función	Rango de ajuste
Arranque 1,2,3 y 4	50 a 67 HZ
Tiempo de retardo 1,2,3 y 4	2 a 65500 ciclos

Fuente: IEEE Std. 1547-2003

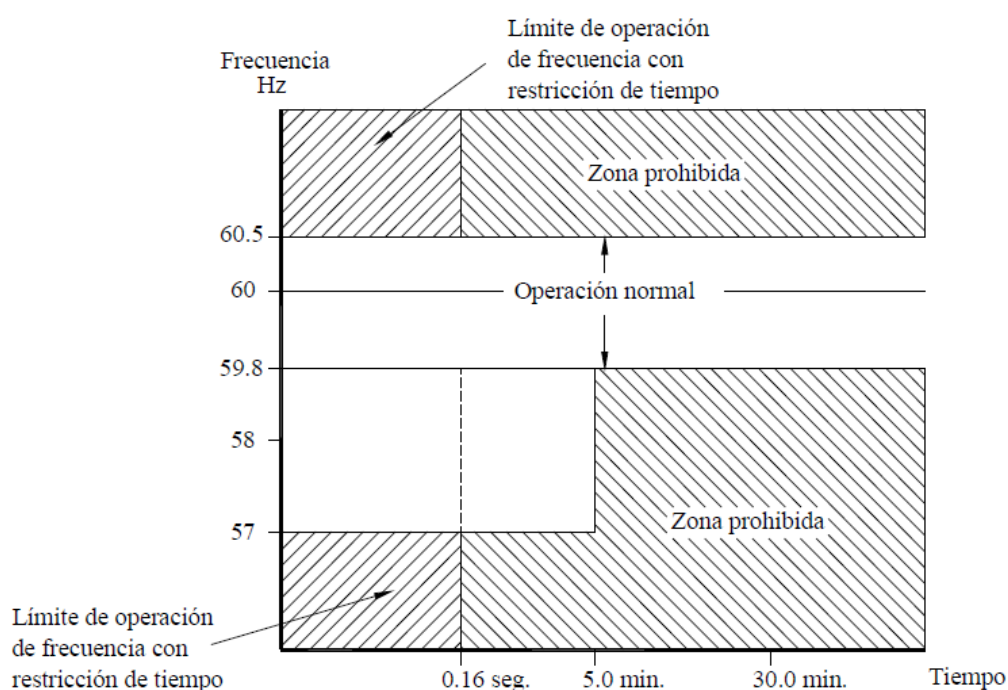


Figura 6.7 Curva de frecuencia límite de operación

Fuente: IEEE Std. 1547-2003

6.4 REQUISITOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA GD

La operación de la generación distribuida en paralelo con la red, requiere de parámetros que garanticen una interconexión adecuada, además de existir consideraciones generales básicas de interconexión de la GD con la red de distribución, como: [49]

- La empresa encargada de la generación, debe ser responsable de la protección del sistema de generación y equipos de interconexión.
- Evitar la operación de GD en isla, mediante equipos de protección.



- La incorporación del nuevo sistema de generación no debe causar una reducción de confiabilidad de servicio para los usuarios que se encuentran conectados a la red.
- Garantizar niveles de seguridad en el proceso de interconexión, para la empresa generadora, usuarios y la empresa distribuidora.
- La protección de los equipos de interconexión debe tener un adecuado dimensionamiento que permita actuar ante una condición de falla en la red.

La norma IEEE Std.1547-2008 presenta una normativa de interconexión de la GD en la red de distribución. Estos requisitos están contemplados debido a las siguientes condiciones anormales presentes en la red:

- Fallas en la red: con la presencia de fallas debido a cortocircuitos o fallas de una fase, la empresa distribuidora debe desenergizar la red.
- Coordinación de recierres en la red: la unidad de GD debe dejar de suministrar energía a la red antes de que actúe el recierre automático presente en la red de distribución.
- Sobre y subtensión: en condiciones anormales de tensión la GD debe desenergizar la red en un tiempo definido.
- Sobre y subfrecuencia: en condiciones anormales de frecuencia la GD debe desenergizar la red en un tiempo definido.
- Reconexión a la red: con la desconexión de la unidad de GD de la red producida por una condición de falla, se tiene un tiempo ajustable para regresar a las condiciones normales de operación.
- Calidad de onda: la generación de perturbaciones presentes en la red de distribución debido a la GD, debe cumplir requisitos de límites de componentes de armónicos en la corriente producida.

Mediante la norma IEEE Std.1547-2008 se fijan los requisitos de instalación, operación y seguridad presentes en la interconexión, con una limitación de capacidad de generación de hasta 10 MVA producida por las fuentes de GD.

- 1) Regulación de tensión: mantener una tensión constante a pesar de la variación producida por las cargas. La fuente de GD no debe regular la tensión en el punto de interconexión.
- 2) Integración con la puesta a tierra de la red de distribución: para evitar sobretensiones a lo largo de la línea, las unidades de GD deben estar conectadas a tierra.
- 3) Sincronismo: la unidad de GD debe permanecer en paralelo con la red y en el punto de interconexión no debe presentar fluctuaciones de tensión.

- 4) Energización de la red: la GD no debe energizar la red, cuando esta se encuentra desenergizada.
- 5) Telemida: en fuentes de GD con una generación mayor a 250 kVA, el punto de interconexión debe monitorearse: potencia aparente y reactiva y tensión.
- 6) Elemento de maniobra: en la interconexión debe existir un elemento de maniobra con funciones de bloqueo y corte visible para la operación de la red de distribución.
- 7) Funcionamiento en isla: cuando la GD opera en “isla”, el sistema de interconexión debe detectar y desconectar la línea antes de los 2 s de formase la isla.

6.5 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS EN LA RED DEL ALIMENTADOR 0321

6.5.1 Perfil de corrientes de cortocircuito

En el análisis de perfil de I_{cc} se realiza para el punto crítico del estado actual de la red, y el punto crítico con el ingreso de la central, además del punto de interconexión antes y después que la central de Pichacay se interconecte.

6.5.1.1 Punto Crítico – Estado Actual

El punto crítico de tensión en el estado actual de la red se da en el nudo 6638_MTA Anexo F donde se aplica una falla en dominio de fase.

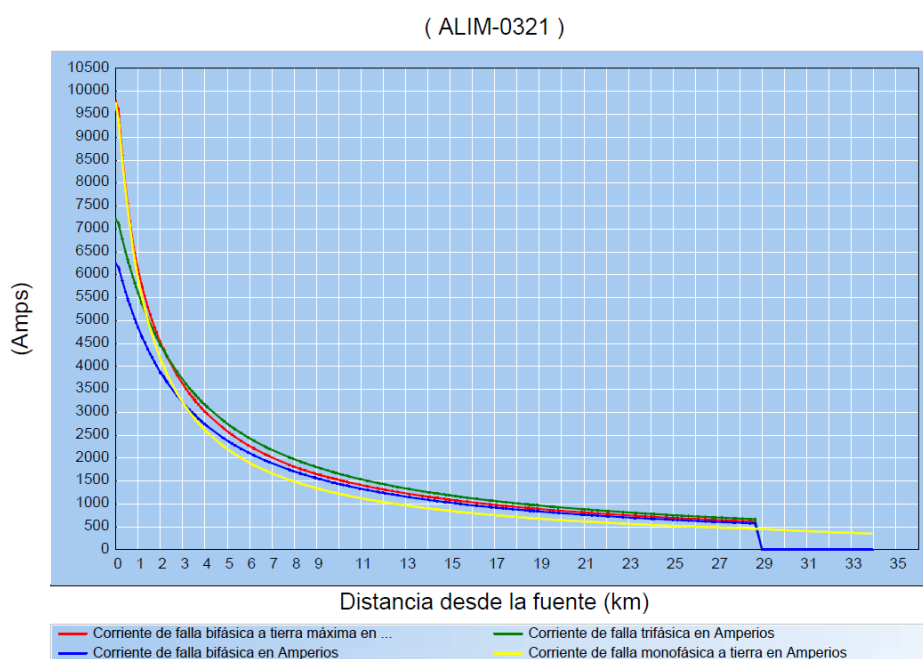


Figura 6.8 Perfil de I_{cc} del punto crítico – Estado Actual

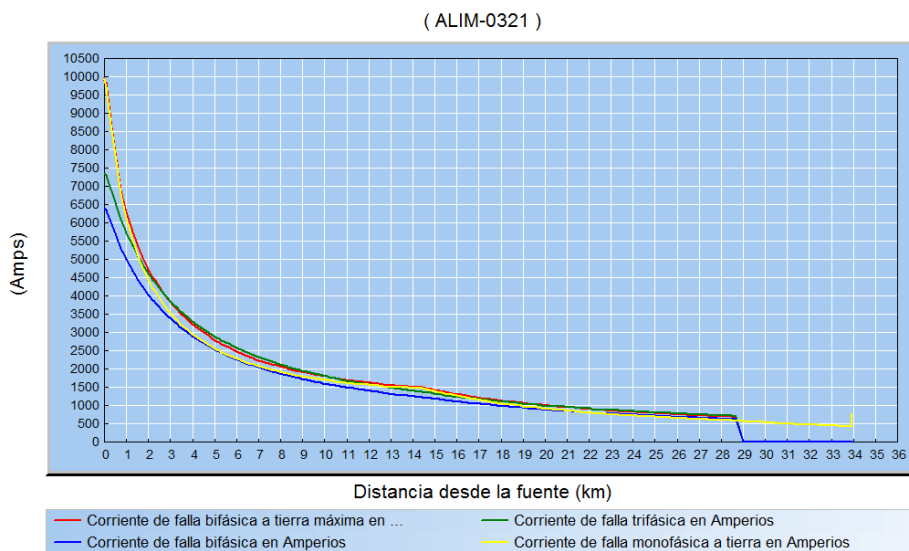


Figura 6.9 Perfil de Icc del punto crítico – Central conectada

Comparando los perfiles de corrientes de cortocircuito (Icc) del estado actual de la red y con el ingreso de la central mostradas en las Figuras 6.8 y 6.9, respectivamente, se puede notar que las Icc para todos los tipos de fallas aumenta considerablemente con el ingreso de la central, pero el mayor impacto en las Icc se produce alrededor del punto donde se interconecta la central con el alimentador cuando la falla es a tierra.

6.5.1.2 Punto de interconexión

En el punto de interconexión de la central de Pichacay con la red de la CENTROSUR (Poste N° 344151), se aplica una falla para calcular, en el dominio de fase, la corriente de cortocircuito total en todas las barras y nudos usando el método de análisis nodal aumentado modificado.

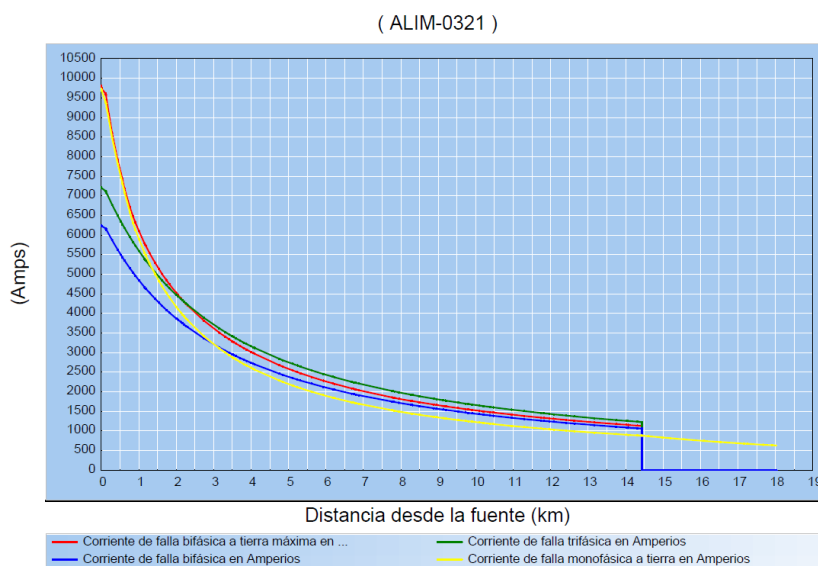


Figura 6.10 Perfil de Icc del punto de interconexión – Estado Actual

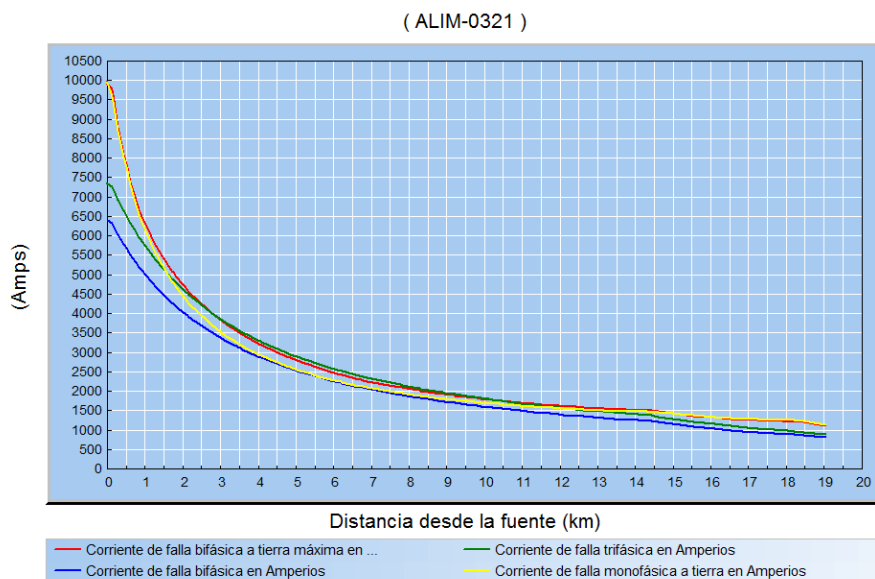


Figura 6.11 Perfil de Icc del punto de interconexión – Central conectada

Comparando los perfiles de Icc del estado actual de la red y con el ingreso de la central mostradas en las Figuras 6.10 y 6.11 respectivamente y tomando en cuenta que la red actual es monofásica, la única Icc en el ramal donde ingresará la central es la tomada de la fase C de la red del alimentador, una vez interconectada la central se puede notar un incremento de la Icc de la falla, y al igual que el caso anterior las Icc más elevadas se produce para las fallas con influencia de tierra.

6.5.1.3 Punto Crítico – Ingreso de la Central

El punto crítico de tensión que se produce con la interconexión de la central de Pichacay a la red de distribución se da en el nudo 71752_MTA, donde se aplica una falla en dominio de fase.

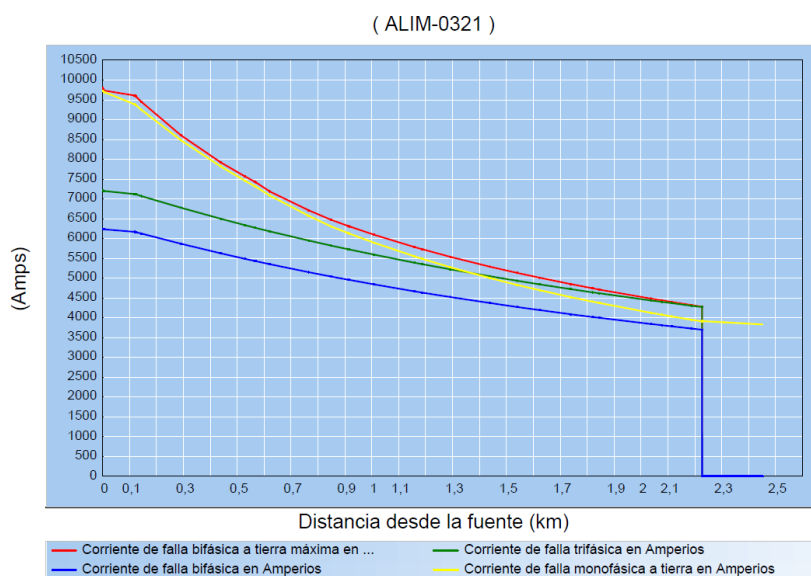


Figura 6.12 Perfil de Icc del punto crítico – Estado Actual

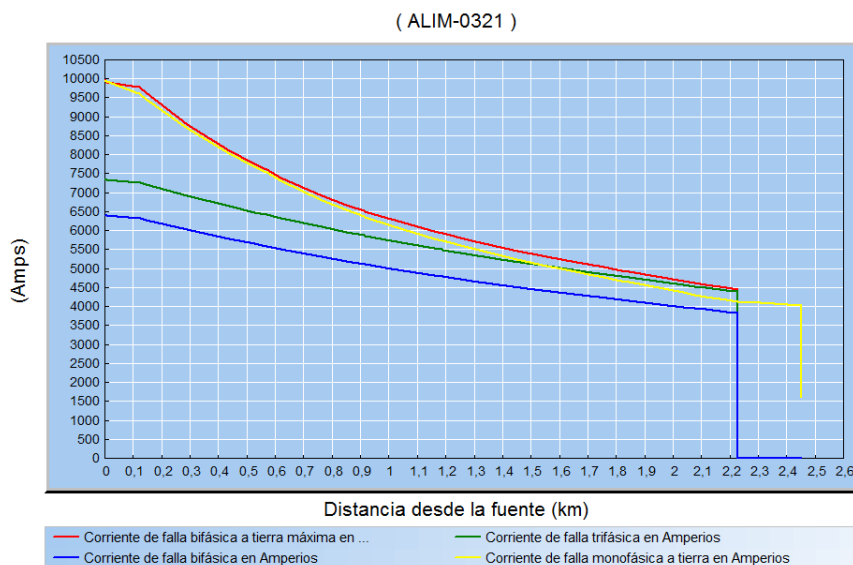


Figura 6.13 Perfil de Icc del punto crítico – Central conectada

Comparando los perfiles de Icc del estado actual de la red y con el ingreso de la central mostradas en las Figuras 6.12 y 6.13 respectivamente, se observa que en esta parte del alimentador los incrementos de las Icc se producen para todos los tipos de fallas, esto es debido a la corriente de falla que aporta la central, pero debido a que a este punto no aporta potencia en funcionamiento normal, no existe un punto de inflexión notorio en los perfiles de Icc.

6.5.2. Corrientes censadas por los principales equipos de protección de la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR

En la Tabla 6.12 se pueden observar los valores de corrientes tomados en los principales equipos de protecciones (Anexo G), mediante la simulación de cortocircuitos y flujos de potencia en la red del alimentador utilizando el software Cymdist.

En la Tabla se muestra la corriente máxima de operación normal del sistema que circulará por cada equipo. Para la verificación de las corrientes de cortocircuito sentidas por los equipos y los aportes tanto de la central como del alimentador a la corriente de falla, se consideró los tipos de fallas más comunes, como es la monofásica a tierra y la trifásica aplicando la falla al punto más lejano al cual debe proporcionar protección cada equipo. Además para la calibración de los equipos de interconexión que verificarán y controlarán los niveles de tensión, en la última columna se muestran los valores de tensión que se presentarán en el punto de interconexión ante cada falla aplicada.

En los resultados obtenidos se puede verificar que el generador aporta con mayor nivel de corrientes de cortocircuito a las fallas monofásicas a tierra y también se nota el cambio del sentido de los flujos de corriente al momento de interconectar la central. Además se ve que todos los equipos de protección se ven afectados por la

interconexión de la central, ya que los niveles de corriente de cortocircuito son superiores a los valores actuales, siendo el principal equipo afectado el reconectador 21315 que sentirá corrientes de falla en ambos sentidos.

Tabla 6.12
Corrientes censadas por los principales equipos de protección

Equipo analizado		Tipo de Falla simulada	Corriente Max en operación normal (A)		Corriente de falla censada por los equipos (A)		Aportes a la corriente de falla (A)		Tensión en el PI de la central (kV)
			Estado Actual	Ingreso Central	Estado Actual	Ingreso Central	Alim 0321	Central	
Interruptor automático	8040	LT ØA	130,2	102,4	9541,6	9568,7	9568,7	202	3,5
		LLL			7160,7	7161,3	7161,3	143,1	2,1
Fusible	23176	LT ØA	3,1	3,1	7286,2	7424,7	7263,1	161,8	5,8
		LLL			6263,5	6374,7	6248,9	126,7	3,5
Fusible	4378	LT ØA	2,6	2,6	5678	5794	5633,9	160	6,7
		LLL			5455,8	5556,4	5436,5	119,9	4
Fusible	4380	LT ØA	2,8	2,8	4946,8	5090	4903,6	186,6	6,8
		LLL			5063,8	5171,7	5047,3	124,5	4
Fusible	4381	LT ØA	6,7	6,7	4190,1	4329,7	4144,3	185	7
		LLL			4541,8	4643,6	4523,2	120,7	4
Fusible	4384	LT ØA	36,9	36,8	3453,3	3619	3416,5	203,6	7
		LLL			3926,7	4029,4	3908,8	121,7	3,8
Reconectador	21315	LT ØA	73,9	47,2	4055,6	4070,4	4070,4	0	5,3
		LLL			4413,5	4414	4414	0	1,9
Fusible	21155	LT ØA	73,9	47,2	0	267,6	0	267,6	5,3
		LLL			0	145,3	0	145,3	1,9
Fusible	21156	LT ØB	2,4	2,4	1807,5	1864,7	1745,8	119,7	10
		LLL			3804,3	3917,4	3791,1	128,2	3,7
Fusible	21764	LT ØA	1,7	1,7	3272,7	3479,2	3253,6	227,2	6,8
		LLL			3757,9	3870,5	3744,6	127,9	3,8
Tramo Aéreo	7601	LT ØB	2,6	2,6	1721,5	1846,1	1673,7	174,4	8,7
		LLL			2348,5	3008,4	2884,4	128,1	3,7
Fusible	4367	LT ØC	15,9	15,8	1507,5	1617,3	1455,5	163,8	8,7
		LLL			2025,2	2084,4	1994,1	93,4	5,9
		LT ØA			849,6	883,9	795,1	89,9	10,7

Fusible	24219	LT ØA	4,9	4,8	1365,9	1456,7	1310,3	148,1	9,1
		LLL			1863,1	1913,4	1830,5	85,8	6,5
Fusible	24974	LT ØA	2,1	2,1	1029	1080	971,4	109,8	10,1
		LLL			1711,1	1753,6	1677,6	78,7	7,1
Fusible	20562	LT ØA	1,4	1,3	1832,4	2148,6	1866,3	286,7	6,1
		LLL			2486,8	2622,6	2484,4	144,9	2,1
Fusible	24976	LT ØB	2,8	2,8	1688,2	2015,1	1726,8	293,2	6
Fusible	24158	LT ØB	3,7	3,7	1176,4	1421,1	1173,2	252,8	7,2
Fusible	24553	LT ØA	1,1	1,1	1252,5	1576,8	1285,8	296,7	6,2
Fusible	24552	LT ØC	7,8	7,7	668,9	763,7	614	152,9	9,6
Fusible	8960	LT ØC	1,6	1,6	1293,7	1729,8	1382,1	355,4	4,8
Fusible	25933	LT ØA	0,3	0,3	1202	1573,8	1256	324,4	5,5
		LLL			1645,1	1767,8	1637,1	140,3	2,4
Fusible	24452	LT ØB	1,4	1,4	875,4	1255,7	923,6	340,1	5,4
Fusible	21252	LT ØA	35,2	14	851,4	972	971,9	437	3,2
		LLL			1200,8	1197,8	1197,7	153,6	1,3
Fusible	22834	LT ØC	8,8	26,3	633	702	702	502,4	0,5
		LLL			-	766,3	766,3	164,6	0,4
Fusible	27162	LT ØA	6,6	6,5	614	860,7	598,5	269,1	7,2
		LLL			1178	1310,4	1172,8	150,5	1,5
Reconectador	28088	LT ØA	24,8	24,4	832	1346,1	936,2	420,9	3,5
		LLL			1175,3	1306,7	1169,6	150	1,5
Fusible	21265	LT ØB	1	1	750,8	1148,6	800	358,3	5
Fusible	5670	LT ØB	1,5	1,4	640,7	911	634,5	284,2	6,7
Fusible	24029	LT ØA	13	13,2	475,6	609,6	423,9	190,6	8,6
		LLL			693,3	738	660,4	84,7	6,4
Fusible	28412	LT ØB	2,2	2,1	441,5	555,3	386,7	173,2	9,1
Fusible	26050	LT ØB	2,4	2,3	416,7	516,5	359,6	161,1	9,3
Fusible	24618	LT ØA	6,5	6,4	425,4	529,4	368,1	165,6	9,1
		LLL			623,7	659,5	590,2	75,7	7,1
Fusible	24617	LT ØA	2,4	2,4	438,5	550,4	382,7	172,1	9

		LLL			637,2	675,2	604,2	77,5	7
Fusible	24619	LT ØA	1,6	1,5	361,7	435,2	302,6	136,1	9,8
Fusible	7647	LT ØC	6	5,9	273,5	313	218,2	97,4	10,7
Fusible	24629	LT ØA	0,7	0,7	347,6	414,5	288,2	129,6	9,9
Fusible	28245	LT ØC	2,5	2,4	414,1	511,5	356,7	159,2	9,3
Fusible	21284	LT ØA	1,4	1,4	340,4	404,7	231,3	126,5	10,1
		LLL			477,3	499,1	446,7	57,5	8,7
Fusible	20580	LT ØB	1,5	1,4	308	359,6	250,4	112,2	2,4
Fusible	5693	LT ØC	3,5	3,4	467,6	596,3	415,9	185,5	8,9
Fusible	23592	LT ØA	2,7	2,7	578,1	790,5	549,8	247,2	7,4
Fusible	24978	LT ØA	5,6	5,5	392,1	476	330,9	148,8	9,5
		LLL			572,1	599	536	68,8	7,7
Fusible	25798	LT ØB	3,1	3	378,1	458,6	319,3	143,1	9,7
Fusible	6651	LT ØC	3,5	3,5	369,8	445,9	311	138,8	9,8
Fusible	21033	LT ØA	1,5	1,5	363	437	303,8	136,6	9,8
		LLL			620,8	656,9	587,8	75,5	7,2
Fusible	21260	LT ØA	1,9	1,8	411,9	509,4	354,2	159,3	9,3
Interruptor automático Pichacay		LT ØC RI	-	28,9	-	1240,5	726,8	523,5	0
		LLL			-	951,5	790,7	169,8	0
		LT ØC R1	0,9	0,9	-	1017,6	598	428	2,5
		LT ØC R2	4,6	4,5	-	953,3	567,1	394,1	3,8

6.6. EQUIPOS A UTILIZARSE EN LA INTERCONEXIÓN

6.6.1 Características del generador

Los datos técnicos del equipo de generación que se utilizará en la central de biogás de Pichacay se detallan en la Tabla 6.13. [36]

Tabla 6.13
Características del Generador

Generador-Alternador de Electricidad con sistema de tratamiento para biogás		
Descripción	Unidad	Valor
Emisiones de NOx menores a:	g/bHPH	2
Velocidad de giro	rpm	1200 o 1800
Eficiencia del generador mayor a:	%	96,5
Potencia eléctrica mayor o igual a:	kW	1050
Tensión nominal	kV	0,48
Frecuencia del generador	Hz	60
Consumo de combustible, máximo:	kW	2770
Eficiencia mecánica mayor a:	%	39,5
Eficiencia térmica mayor a:	%	52
Eficiencia total mayor a:	%	90,5
Altura de funcionamiento	m.s.n.m.	2600
Factor de Potencia		0,8-0,9
Tipo de aislamiento		F
Conexión del estator		Y aterrizado
Nivel de ruido del generador menor a:	Σ db(A)	96
Nivel de ruido del tubo de escape menor a:	Σ db(A)	137
Reactancia sincrónica saturada de eje directo	Xd sat	3,609 pu
Reactancia sincrónica no saturada de eje directo	Xd uns	4,07 pu
Reactancia sincrónica no saturada de eje en cuadratura	Xq uns	2,44 pu
Reactancia transitoria saturada de eje directo	X'd sat	0,202 pu
Reactancia transitoria no saturada de eje directo	X'd uns	0,237 pu
Reactancia transitoria no saturada de eje en cuadratura	X'q uns	2,444 pu
Reactancia subtransitoria saturada de eje directo	X''d sat	0,17 pu
Reactancia subtransitoria no saturada de eje directo	X''d uns	0,202 pu
Reactancia subtransitoria saturada de eje en cuadratura	X''q sat	0,19 pu
Reactancia saturada de secuencia negativa	X2	0,17 pu
Reactancia no saturada de secuencia cero	Xo	4,9 pu
Resistencia de secuencia positiva	X1	0,17 pu
Resistencia de secuencia negativa	r2	0,054 pu
Resistencia de secuencia cero	ro	0,007 pu

Fuente: EMAC-BGP ENERGY

6.6.2 Características del transformador de potencia

Las especificaciones técnicas del transformador de potencia que se utilizaría en la central de biogás de Pichacay se especifican en la Tabla 6.14. [36]

Tabla 6.14
Características del Transformador de Potencia

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	DATOS ESPECIFICADOS
CANTIDAD REQUERIDA	c/u	1
SITIOS DE INSTALACIÓN	msnm	3000
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO		
Tipo de unidad requerida		
Código: T = Transformador		T
AT = Autotransformador		
Número de fases		3
Número de devanados		2
Frecuencia	Hz	60
Montaje interior o intemperie		Intemperie
Voltajes nominales de devanados		
a) Media tensión (Primario)	kV	22
b) Baja tensión (Secundario)	kV	0.48
Potencia nominal continua de salida, en todas las posiciones de los conmutadores de tomas; como: enfriamiento natural		
1a. etapa de enfriamiento forzado / 2a. etapa de enfriamiento de los conmutadores de tomas; como: enfriamiento natural forzado a 55°C		
a) Media tensión (Primario)	KVA	2200
b) Baja tensión (Secundario)	KVA	2200
Conmutador manual de tomas sin tensión en el lado de baja tensión		
a) Rango de variación respecto al voltaje nominal	± %	1x2,5 %-3x2.5 %
b) Número total de tomas incluyendo la nominal		4
Método de conexión de devanados y desplazamiento angular		Ynd11
Corriente máxima de cortocircuito del sistema en los terminales del transformador en: alta/baja tensión		
Impedancia de cortocircuito en las bases del transformador	%	6
Mínima distancia de contorno de los pasatapas		
a) Media tensión (primario)	mm	1260
b) Baja tensión (secundario)	mm	600
Conector adecuado para cable:	kcmil	0

Fuente: EMAC-BGP ENERGY

6.6.3 Características de los TP

Los datos técnicos del transformador de potencial que se utilizaría en la central de biogás se presentan en la Tabla 6.15. [36]

Tabla 6.15
Características del Transformador de Potencia

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	DATOS ESPECIFICADOS
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INDUCTIVO		
Estructura soporte de acero galvanizado requerida (Si o No)		SI
Cantidad requerida		3
Sitios de instalación		INTEMPERIE
Características de los TP		
Voltaje nominal primario (fase-fase)	kV	22
Voltaje nominal de salida		
a) Devanado secundario 1	V	120
Factor de voltaje		
a) Operación continua	%	120
b) 30 segundos	%	150
Niveles nominales de aislamiento a 3000 msnm		
a) Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, un minuto	kV, rms	90
b) Rigidez dieléctrica a onda de impulso	kV, pico	145
Capacidad nominal de salida (burden) y clase de precisión		
a) Devanador secundario N1		
- Carga (burden)	VA	60
- Precisión	%	0,2
Distancia mínima de contorno (creepage) del aislamiento	mm	1260
Material de los aisladores		Porcelana
Conectores de línea para cable AAC 1033 kcmil		SI

Fuente: EMAC-BGP ENERGY

6.6.4 Características de los TC

Los datos técnicos de los transformadores de corriente que se utilizaría en la central de Pichacay se detallan en la Tabla 6.16. [36]

Tabla 6.16
Características de los TC

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	DATOS ESPECIFICADOS
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE		
Estructura soporte de acero galvanizado requerida (Si o No)		SI
Cantidad requerida		3
Niveles nominales de aislamiento a 3000 msnm		
a) Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, un minuto	kV, rms	90
b) Rigidez dieléctrica a onda de impulso	kV, pico	145
Capacidad nominal de salida (burden) y clase de precisión		
a) Baja tensión, Devanador secundario N1		
- Carga (burden)	VA	30
- Relación		2000-3000/5
- Precisión		5P20-5P20
b) Media tensión, Devanado secundario N2		
- Carga (burden)	VA	30
- Relación		100/5
- Precisión		5P20-0.2-5P20

Fuente: EMAC-BGP ENERGY

6.6.5 Características del relé del generador- MICOM P343

El relé MICOM P343 de protección de generador proporciona una integración flexible y confiable de las funciones de protección, cuyas funciones principales son autónomas y pueden habilitarse o deshabilitarse individualmente para cumplir con una determinada función de protección.

Las funciones de protección que dispone el relé Micom P343 se detallan en la Tabla 6.17 [50]

Tabla 6.17
Funciones del relé Micom P343

Resumen de funciones		Unidades
87	Diferencial Entre espiras (fase dividida)	1 1
50/51/67	Sobrecorriente de fase direccional / no direccional, instantánea / con retardo	4
50N/51N	Falla a tierra de fase no direccional, instantánea / con retardo	2
67N167W	Falla a tierra sensible direccional / falla a tierra vatimétrica	1
64	Falla a tierra restringida	1

51V	Sobrecorriente dependiente de la tensión	1
21	Impedancia baja	2
59N	Desplazamiento de tensión de neutro / sobretensión residual medido entre Espiras (M), Derivado (D)	2M/2D
27/59	Baja / sobre tensión	2/2
81U/810	Baja/sobre frecuencia	2/4
81AB	Frecuencia anormal de turbina	6
32R132U320	Potencia inversa / baja hacia adelante / alta	2
40	Pérdida de campo	2
46T	Secuencia de fase negativa térmica	2
460C	Sobrecorriente de secuencia de fase negativa direccional / no direccional	4
47	Sobretensión de secuencia de fase negativa	1
49	Sobrecarga térmica del estator	2
24	Sobreflujo	5
78	Deslizamiento de polo	1
27TN/59TN	100 % falla a tierra del estator (baja / alta tensión neutral de 3's armónica)	1
50/27	Energización involuntaria en paro	1
50BF	Falla interruptor	2
	Supervisión del transformador de corriente	1
	Supervisión del transformador de potencial	1
	RTDs x 10 PT100	Opción
	OLIO (4 entradas analógicas+4 salidas analógicas)	Opción
	IRIG-B	Opción
	Puerto frontal de comunicaciones (EIA(RS) 232 9-pin)	1
	Puerto TRASERO de comunicaciones (EIA (RS)485 / K-Bus) (COMM1)	1
	Puerto trasero de comunicaciones fibra óptica (COMM1)	Opción
	20 puerto trasero de comunicaciones (COMM2)	Opción
	Entradas optoacopladas	16-32
	Contactos de salida	14-32

Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC, MICOM P343, Relés de protección

El relé cuenta con un sistema de protección, control, monitoreo y medición cuyo esquema se presenta en la Figura 6.14, además se observan los transformadores de instrumentos que entregan las señales de entrada a los equipos. [50]

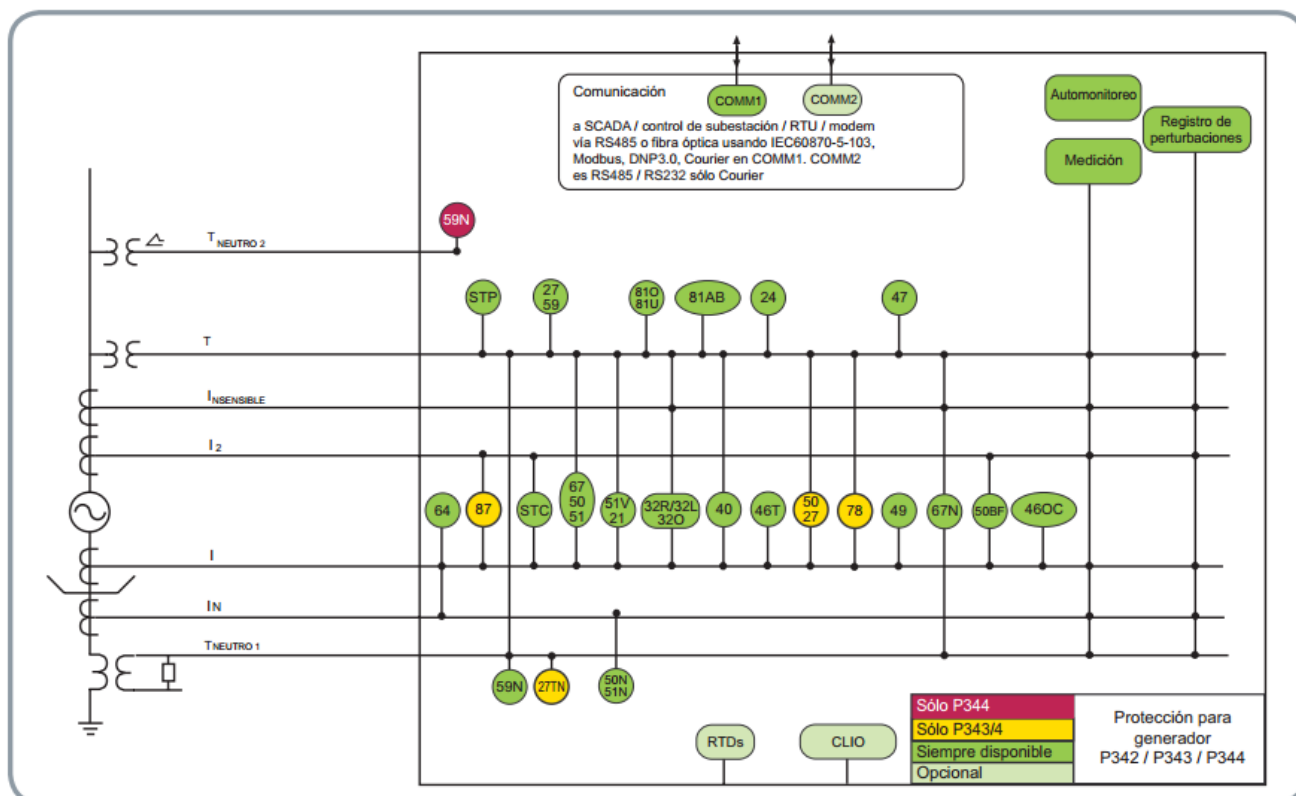


Figura 6.14 Diagrama de funciones del relé Micom P343
Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC, MICOM P343, Relés de protección

6.6.6 Características del relé de interconexión-MICOM P143

El relé MICOM P143 se utiliza para el manejo de alimentadores, mediante funciones de control, monitoreo y protección, garantizando un adecuado funcionamiento en las protecciones de sobrecorriente. Cuenta con funciones auxiliares que brindan una eficiencia en la red y en los componentes como interruptores, TC y TPs. Las funciones de protección que dispone el relé Micom P143 se detallan en la Tabla 6.18. [51]

Tabla 6.18
Funciones del relé Micom P143

Resumen de funciones de proteccion P141	
50/51/67	Sobrecorriente de fase direccional / no direccional, instantánea / con retardo programado (4 etapas)
50N/51N/67N	Falla a tierra medida, direccional / no direccional, instantánea con retardo programado (4 etapas)
50N/51N/67N	Falla a tierra calculada, direccional / no direccional, instantánea con retardo programado (4 etapas)
67N	Falla a tierra sensible direccional (SEF/ I Cose I Sin(p) (4 etapas)
67W	Falla vatimétrica a tierra
YN	Protección de admitancia neutra
64	Falla a tierra restringida
	Sobrecorriente bloqueada
	Sobrecorriente selectiva
	Inicio en carga fría
51V	Sobrecorriente controlada por tensión
46	Sobrecorriente de secuencia negativa direccional / no direccional
49	Sobrecarga térmica RMS (const. tiempo simple / dual)
37P / 37N	Baja Corriente de fase y neutro
27	Mínima Tensión (2 etapas)
59	Sobretensión (2 etapas)
59N	Sobretensión residual (desplazamiento de neutro) (2 etapas)
47	Sobretensión de secuencia negativa
81U	Minima Frecuencia (4 etapas)
810	Sobrefrecuencia (2 etapas)
81R	Tasa de cambio de protección de frecuencia (4 etapas)
BC	Conductor roto (puente abierto)
50BF	Falla del interruptor
VTS	Supervisión del transformador de tensión (detección de falla del fusible de 1, 2 y 3 fases)
CTS	Supervisión del transformador de corriente
495R	Protección de sobrecarga del rectificador de estado sólido
79	4 ciclos de autorecierre tripolar
25	Verificación de Sincronismo
	Entradas digitales (máximo)
	Relevadores de salida (máximo)
	Puerto frontal de comunicación (RS232)
	Puerto trasero de comunicación (R5485/óptico/Ethernet)
	Segundo puerto trasero de comunicación (RS232/R5485)
	Puerto de sincronización de tiempo (IRIG-B)

Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC, MICOM P143, Relés de protección

En la Figura 6.15 se presenta un esquema lógico del relé con todas sus funciones además de presentar la conexión de los TPs y Tcs que brindan las señales de entrada a los equipos. [51]

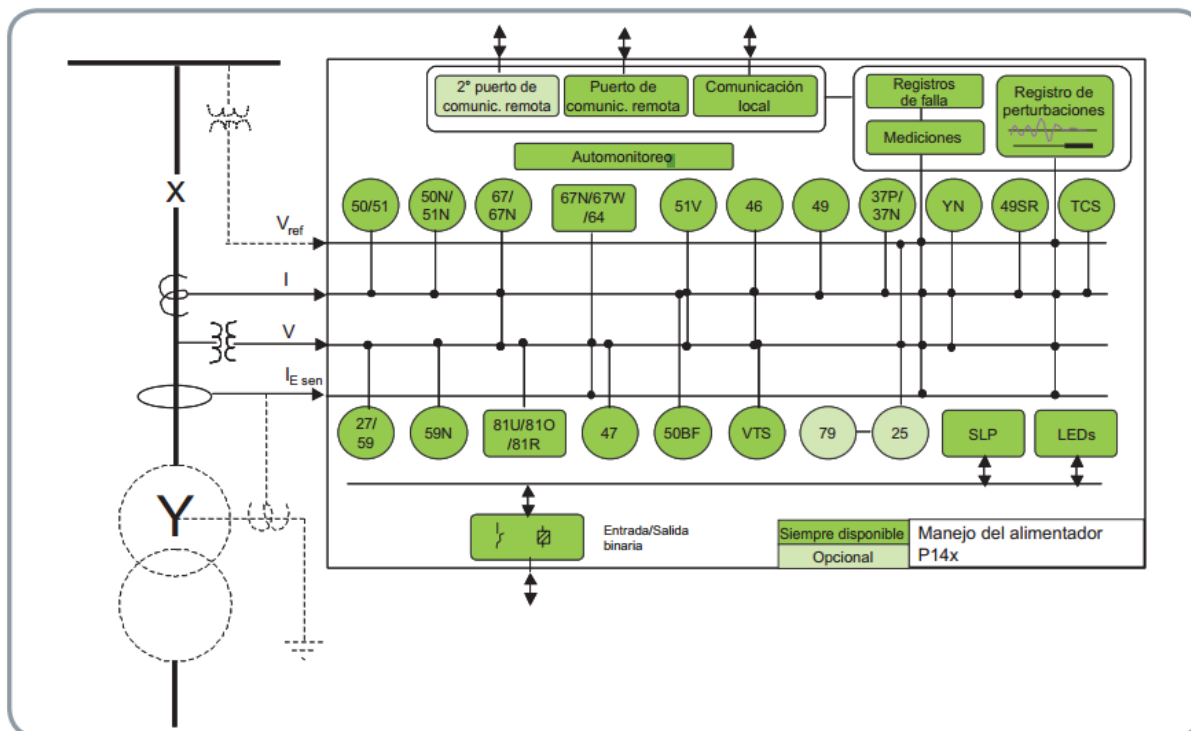


Figura 6.15 Diagrama de funciones del relé Micom P143
 Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC, MICOM P143, Relés de protección

6.6.7 Características del disyuntor

Las especificaciones técnicas disyuntor utilizaría en la central de biogás de Pichacay se especifican en la Tabla 6.19. [36]

Tabla 6.19
Características del Disyuntor

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
TIPO DE DISYUNTOR REQUERIDO		
Vacío tanque vivo		Trifásico 24 kV
CANTIDAD REQUERIDA		1
SITIOS DE INSTALACIÓN		Intemperie
CARACTERÍSTICAS DEL DISYUNTOR		
Número de polos		3
Voltaje nominal	kV	22
Rigidez dieléctrica a impulsos atmosféricos al nivel del mar	KVpic.	145
Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, al nivel del mar	kV	90
Mínima distancia de contorno del aislamiento	mm	1200
Frecuencia nominal	Hz	60
Corriente nominal normal	A	1200

Corriente nominal de interrupción de línea en vacío	A	50
Capacidad nominal de interrupción de corrientes inductivas pequeñas	A	50
Capacidad nominal de interrupción en cortocircuito	KA	40
a) Valor eficaz de la componente alterna	kArms	40
b) Porcentaje de la componente continua	%	37
Factor de apertura del primer polo		1.3
Razón de incremento del voltaje de recuperación para 100 % de la capacidad de interrupción	kV/us	2
Capacidad nominal de cierre en cortocircuito	kA	100
Secuencia nominal de operación		0- Øs-CO-15sec-CO
Mecanismo de operación (cierre y disparo)		motor - resorte
Clase de duración mecánica		M2
Voltaje de control	VDC	125
Material de los aisladores		Porcelana
Conector adecuado para cable:	kcmil	250
Incluye relé multifunción		Si
Incluye medidor de energía Cl. 0.2		Si
Incluye estructura soporte		Si

Fuente: EMAC-BGP ENERGY

6.6.8 Características del seccionador

Los datos técnicos del seccionador que se utilizaría en la central de biogás de Pichacay se detallan en la Tabla 6.20. [36]

Tabla 6.20
Características del Disyuntor

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	DATOS ESPECIFICADOS
CARACTERÍSTICAS GENERALES		
Tipo de seccionador requerido:		
Código:		
Tipo A: 3 columnas apertura vertical		A /G
Tipo B: 3 columnas doble apertura lateral		
Tipo H: 2 Columnas		
Mecanismo de operación cuchillas principales		manual
Se requiere estructura de acero galvanizada: SI-NO		no
CANTIDAD REQUERIDA		1
SITIO DE INSTALACIÓN		Pórtico-Intemperie
CARACTERÍSTICAS		
Número de polos		3
Voltaje nominal	kV	36

Rigidez dieléctrica a impulsos atmosféricos a 3000 Msnm (cuchillas principales y de puesta a tierra).		
a) A tierra y entre polos	kVp	145
b) A través de la distancia de seccionamiento	kVp	175
Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial a 3000 msnm (cuchillas principales y de puesta a tierra).		
a) A tierra y entre polos	kV	90
b) A través de la distancia de seccionamiento	kV	125
Mínima distancia de fuga	mm	1260
Frecuencia nominal	Hz	60
Corriente nominal normal	A	1200
Corriente nominal soportable de corta duración, 3s (cuchillas principales y de puesta a tierra)	kA	80/31.5
Duración del cortocircuito	s	3
Máximo voltaje de radio interferencia	μ V	500
Material de los aisladores		Porcelana
Conector adecuado para cable:	kcmil	250

Fuente: EMAC-BGP ENERGY

6.7 COORDINACIONES DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL DE BIOGÁS DE PICHACAY

6.7.1 Esquemas de protección

El esquema del sistema de protecciones a utilizar se muestra en la figura 6.16, donde la numeración de los dispositivos esta de acuerdo a la norma IEEE Std. C37.2, vista en el punto 6.2.2.3.

El sistema de protecciones para la interconexion de la central de biogás de Pichacay con la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR, debe permitir detectar cualquier falla por pequeña y lejana que sea, evitar el funcionamiento de la central de Pichacay en isla, desconectar la central de Pichacay ante cualquier falla producida en la red eléctrica del alimentador 0321 de la CENTROSUR para permitir que el sistema de protecciones de la red despeje la falla.

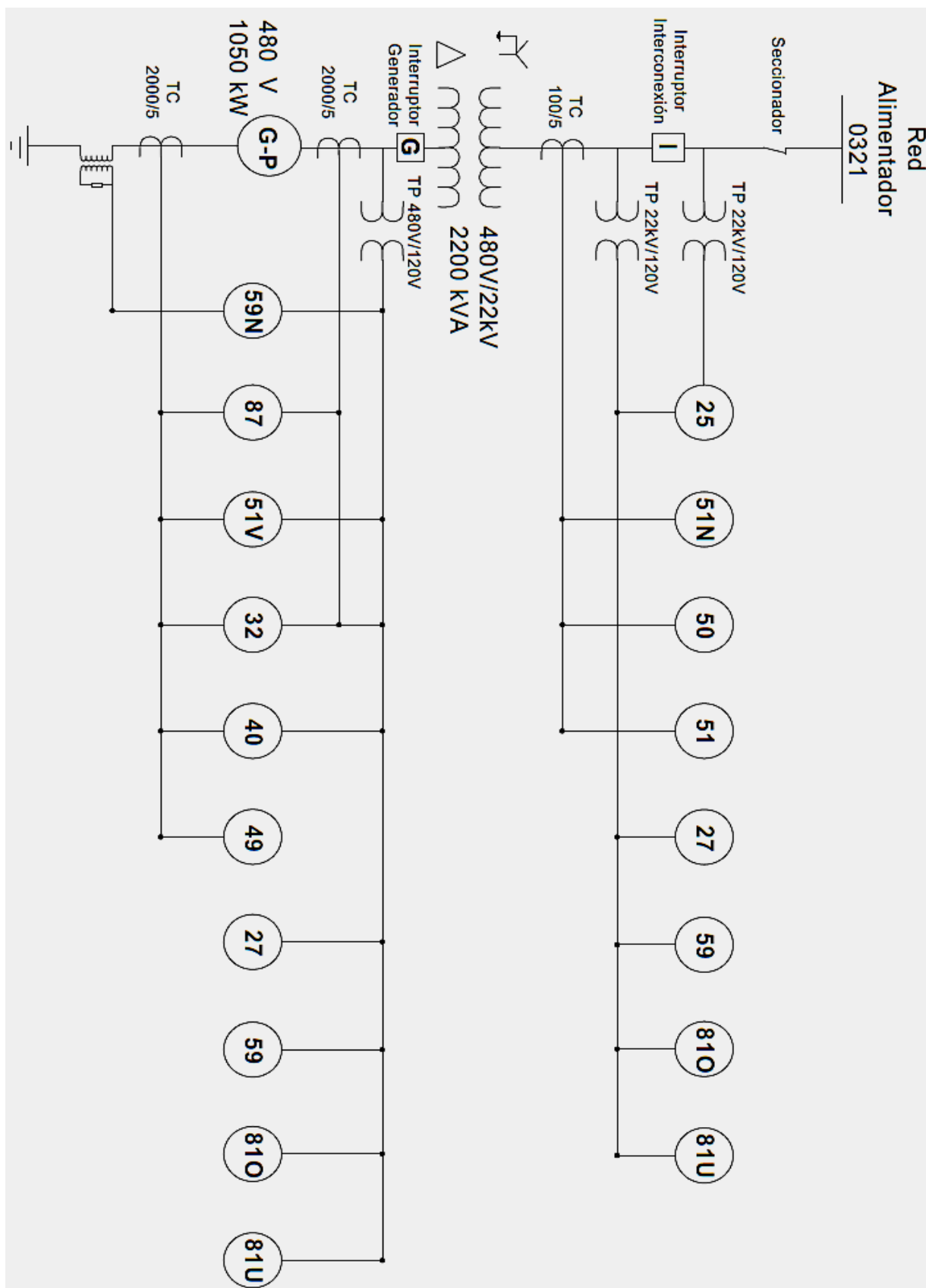


Figura 6.16 Esquema de interconexión de la central de biogás de Pichacay

6.7.2 Calibración del sistema de protecciones del generador

6.7.2.1 Protección de baja tensión 27

La protección de baja tensión actúa cuando se presenta valores inferiores al 95 % de la tensión nominal y frecuencia nominal del generador, garantizando que la central de GD distribuida no opere en forma aislada. Este tipo de protección actúa una vez cumplido un tiempo de retardo que empieza desde que se produce la alarma hasta que las condiciones de operación no puedan ser reestablecidas.

La protección de baja tensión se da mediante dos umbrales independientes, donde el primer umbral presenta características de funcionamiento como IDMT (tiempo mínimo definido inverso) o DT (tiempo definido) y el segundo umbral es de tiempo definido.

Ajuste de la protección de baja tensión

Ajuste de la tensión de entrada 'V<Modo medida': fija la tensión de entrada medida en fase-fase o fase-neutro que se utiliza en los elementos de baja tensión. Por lo que se aplica la función V<Modo medida en fase-fase debido a que se tiene 120 Vn fase-fase en el devanado secundario del TP.

Ajuste de V<Modo funcnm: determina si una fase o las tres fases, deben cumplir con los criterios de baja tensión. Se ajusta en modo trifásico debido a que el elemento funcionara con todas las tensiones trifásicas que están por debajo del ajuste permitiendo detectar cualquier falla de fase-fase

Característica de disparo del primer umbral 'V<1 Función': El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT, DT o desactivado, el funcionamiento se configura con una operación de tiempo definido por tanto V<1 función es DT.

Ajuste del arranque del primer umbral 'V<1 Ajuste': debe fijarse por encima de la tensión de fase-fase en régimen permanente, vista por el relé, para una falla trifásica en el alimentador que está conectado a la barra del generador. El valor recomendado por la norma IEEE C37.102-2006 para el valor de la alarma es de 90 % de la tensión nominal en un margen de tiempo de 10 a 15 segundos por lo que el $V_{alarma} = 0,9 \times 480V = 432V$, donde debe ser referido al secundario del TP por lo cual;

$$RTP = \frac{480V}{120V} = 4$$

$$V < 1 \text{ Ajuste} = \frac{V_{alarma}}{RTP} = 0,9 \times 120V = 108 V$$

Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral 'V<1 Temporiz': se debe ajustar para coordinar con las protecciones aguas abajo y con la protección de respaldo. Normalmente la temporización requerida será mayor que 3s-5s y con la recomendación de la norma IEEE C37.102-2006 se debe ajustar en un margen de $10 < t < 15$ s por lo que se escoge 10s el valor de V<1 Temporiz

Activa o desactiva el segundo umbral 'V<2 Estado': Establece la activación de la etapa de disparo por lo que se activa V<2 Estado.

Ajuste del arranque del segundo umbral 'V<2 Ajuste': este dato se ajusta al valor de disparo del 80 % de la tensión nominal (IEEE C37.102-2006)

$$RTP = \frac{480V}{120V} = 4$$

$$V < 2 \text{ Ajuste} = \frac{V_{disparo}}{RTP} = 0,8 \times 120V = 96 V$$

Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral 'V<2 Temporiz': mediante la norma IEEE C37.102-2006 se recomienda un tiempo de 2 segundos para V<2 Temporiz.

Con estos valores se configura el relé MICOM p343 como se detalla en la Tabla 6.21

Tabla 6.21
Configuración de la función de protección de baja tensión 27 del relé MiCOM P343.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Min.	Máx.	
Baja Tensión		Subencabezamiento		
V< Modo medida	Fase-Fase	Fase-Fase	Fase-Neutro	No Aplica
Fija la tensión de entrada medida, fase-fase o fase-neutro, que se utilizará para los elementos de mínima tensión.				
V< Modo funcnm	Cualquier fase	Cualquier fase Trifásico		No Aplica
Ajuste que determina si una fase, o las tres fases, deben cumplir con los criterios de mínima tensión, antes de tomar una decisión.				
V<1 Función	DT	Desactivado DT IDMT		No Aplica

Característica de disparo del primer umbral de la función de mínima tensión.
La característica 'IDMT' disponible en el primer umbral, está definida por la fórmula siguiente:

$$t=k/(1-M)$$

Siendo:

K = Ajuste multiplicador de tiempo:

t = Duración de funcionamiento en segundos

M = Tensión medida / tensión de ajuste del relé (V < Ajuste)

V<1 Ajuste	108 V	10V (Vn=100/120V)	120V (Vn=100/120V)	1V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima tensión.				
V<1 Temporiz.	10 s	0s	100s	0.01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				
V<1 Inh pol mrto	Activado	Activado, Desactivado		No Aplica
Si el ajuste está activado, el umbral correspondiente será inhibido por la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima intensidad y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima tensión se reponga, cuando el interruptor se abre para cumplir con las aplicaciones del TT del lado de línea o de barras.				
V<2 Estado	Activado	Activado, Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de mínima tensión.				
V<2 Ajuste	96 V	10V (Vn=100/120V)	120V (Vn=100/120V)	1V
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima tensión.				
V<2 Temporiz.	2 s	0	100	0.01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				
V<2 Inh pol mrto	Activado	Activado Desactivado		No Aplica
Si el ajuste está activado, el umbral correspondiente será inhibido por la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima intensidad y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima tensión se reinicialice, cuando el interruptor se abre para cumplir con aplicaciones del TT lado línea o lado barras.				

6.7.2.2 Protección de sobretensión 59

La protección de sobretensión detecta un aumento de los niveles de tensión, provocado por una repentina pérdida de carga o una mala operación del regulador automático, permitiendo la protección del aislamiento de los devanados del estator, garantizando que no se produzca un cortocircuito en los devanados y una reducción de la vida útil del generador.



Los niveles de tensión en los cuales actúa el relé de protección son de 105 % de la tensión nominal en un relé de tiempo inverso y del 130 % a 150 % de la tensión base para un relé de tiempo definido.

Ajuste de la protección de sobretensión

Ajuste de la tensión de entrada 'V>Modo medida': fija la tensión de entrada medida en fase-fase o fase-neutro que se utiliza en los elementos de baja tensión. Por lo que se aplica la función V>Modo medida en fase-fase debido a que se tiene 120 Vn fase-fase en el devanado secundario del TP.

Ajuste de V>Modo funcnm: determina si una fase o las tres fases, deben cumplir con los criterios de sobretensión. Se ajusta en modo trifásico debido a que el elemento funcionara con todas las tensiones trifásicas que están por encima del ajuste permitiendo detectar cualquier falla de fase-fase

Característica de disparo del primer umbral 'V>1 Función': el umbral 1 puede seleccionarse como IDMT, DT o Desactivado, el funcionamiento se configura con una operación de tiempo definido por tanto V>1 Función es DT.

Ajuste del arranque del primer umbral 'V>1 Ajuste': el valor recomendado por la IEEE C37.102-2006 es 110 % por lo que $V_{alarna} = 1.1 \times 480V$, donde debe ser referido al secundario del TP por lo cual;

$$RTP = \frac{480V}{120V} = 4$$

$$V < 1 \text{ Ajuste} = \frac{V_{alarna}}{RTP} = 1,1 \times 120V = 132 V$$

Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral 'V>1 Temporiz': la norma IEEE Std. 1547-2008 recomienda un ajuste de 10 a 15 segundos por lo que se toma un valor de 10s

Activa o desactiva el segundo umbral 'V>2 Estado': establece la activación de la etapa de disparo por lo que se activa V>2 Estado.

Ajuste del arranque del segundo umbral 'V>2 Ajuste': este valor se ajusta al valor de disparo del 150 % (IEEE C37.102-2006) de la tensión nominal y luego se refiere al secundario del TP.

$$RTP = \frac{480V}{120V} = 4$$

$$V > 2 \text{ Ajuste} = \frac{V_{alarna}}{RTP} = 1,5 \times 120V = 180 V$$

Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral 'V>2 Temporiz': mediante la norma IEEE C37.102-2006 se recomienda un tiempo de 2 a 5 ciclos, por lo que se toma 2 ciclos (0,03 segundos) V>2 Temporiz.

Con estos valores se configura el relé MICOM p343 como se detalla en la Tabla 6.22

Tabla 6.22

Configuración de la función de protección de sobretensión 59 del relé MiCOM P343.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Min.	Máx.	
Sobretensión				
Subencabezamiento				
V>Modo medida	Fase-Fase	Fase-Fase	Fase-Neutro	No Aplica
Fija la tensión de entrada medida, fase-fase o fase-neutro, que se utilizará para los elementos de mínima tensión.				
V>Modo funcnm	Cualquier fase	Cualquier fase Trifásico		No Aplica
Ajuste que determina si una fase, o las tres fases, deben cumplir con los criterios de mínima tensión, antes de tomar una decisión.				
V>1 Función	DT	Desactivado DT IDMT		No Aplica
Característica de disparo del primer umbral de la función de mínima tensión. La característica 'IDMT' disponible en el primer umbral, está definida por la fórmula siguiente:				
$t = k / (1 - M)$				
Siendo:				
K = Ajuste multiplicador de tiempo:				
t = Duración de funcionamiento en segundos				
M = Tensión medida / tensión de ajuste del relé (V < Ajuste)				
V>1 Ajuste	132 V	60V (Vn=100/120V)	185V (Vn=100/120V)	1V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima tensión.				
V>1 Temporiz.	10 s	0s	100s	0.01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				
V>2 Estado	Activado	Activado, Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de mínima tensión.				

V>2 Ajuste	180 V	60V (Vn=100/120V)	185V (Vn=100/120V)	1V
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima tensión.				
V>2 Temporiz.	0,03 s	0	100	0.01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				

6.7.2.3 Protección de baja frecuencia 81U

Al presentarse una condición de mínima frecuencia se origina un sobreflujo del generador y de la central, por lo que el generador debe tener una protección de baja frecuencia. El relé Micom P343 tiene cuatro umbrales de protección de baja frecuencia que se pueden activar o desactivar dependiendo de la función que se seleccione.

El ajuste de la protección se da mediante la activación de los cuatro umbrales, cuyo funcionamiento se presenta mediante un bloqueo al detectar una señal de baja frecuencia y si no se produce un bloqueo se activa una temporización DT, y al terminar este tiempo se produce la desconexión del elemento de protección.

La protección debe ajustarse de tal manera que no se superen los límites de frecuencia garantizados por el generador. Con la lógica de polo muerto (desconecta primero una parte de la carga y si no se regula la frecuencia desconecta la central) se evita la actuación de cualquier etapa durante la parada del generador. Cuando el generador se conecta a la red eléctrica local, los límites de frecuencia deben estar dados por la compañía de suministro de energía.

Los cuatro umbrales de baja frecuencia estarán configurados de acuerdo a los siguientes valores

- Para 58,9 Hz, se desconectara en 20 segundos.
- Para 57,9 Hz, se desconectara en 10 segundos.
- Para 57,5 Hz, se desconectara en 10 segundos.
- Para 57,0 Hz, se desconectara en 5 segundos.

Con estos valores se configura el relé MICOM p343 como se detalla en la Tabla 6.23

Tabla 6.23
Configuración de la función de protección de baja frecuencia 81U del relé MiCOM P343.

TEXTO MENÚ	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Min	Max	
MÍNIMA FRECUENCIA				
F<1 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<1 Ajuste	58,9 Hz	45 Hz	65 Hz	0,01 Hz
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<1 Temporizador	20 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				
F<2 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<2 Ajuste	57,9 Hz	45Hz	65Hz	0,01Hz
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<2 Temporizador	10 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				
F<3 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el tercer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<3 Ajuste	57,5 Hz	45Hz	65Hz	0,01Hz
Ajuste del arranque del tercer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<3 Temporizador	10 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del tercer umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				
F<4 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el cuarto umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<4 Ajuste	57 Hz	45Hz	65Hz	0,01Hz
Ajuste del arranque del cuarto umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<4 Temporizador	5 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del cuarto umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				

6.7.2.4 Protección de sobrefrecuencia 81O

La condición de sobrefrecuencia se presenta ante una pérdida importante de carga, produciendo un incremento de la velocidad de funcionamiento, que se reestablece mediante la reducción de la potencia mecánica de entrada, esta condición anormal de funcionamiento puede causar daños al generador y la central, por lo que el generador debe tener una protección de sobrefrecuencia. El relé Micom P343 tiene dos umbrales de protección de sobrefrecuencia que se pueden activar o desactivar dependiendo de la función que se seleccione.

El ajuste de la protección se da mediante la activación de los dos umbrales, cuyo funcionamiento se presenta mediante un bloqueo al detectar una señal de sobrefrecuencia y si no se produce un bloqueo, se activa una temporización DT, y al terminar este tiempo se produce un disparo del elemento de protección.

Los dos umbrales de sobrefrecuencia estarán configurados de acuerdo a los siguientes valores

- Para 62 Hz, se desconectara en 10 segundos.
- Para 63 Hz, se desconectara en 5 segundos.

Con estos valores se configura el relé MICOM p343 como se detalla en la Tabla 6.24

Tabla 6.24
Configuración de la función de protección de sobrefrecuencia 810 del relé MiCOM P343.

TEXTO MENÚ	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Min	Max	
SOBREFRECUENCIA				
F>1 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de sobrefrecuencia.				
F>1 Ajuste	62 Hz	45 Hz	65 Hz	0,01 Hz
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F>1 Temporizador	10 s	0s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de sobrefrecuencia de tiempo definido.				
F>2 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de sobrefrecuencia.				
F>2 Ajuste	63 Hz	45 Hz	65 Hz	0,01 Hz
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F>2 Temporizador	5 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de sobrefrecuencia de tiempo definido.				



6.7.2.5. Protección de sobretensión residual 59N

Cuando ocurre una falla a tierra se produce un desequilibrio en la red eléctrica trifásica, permitiendo la aparición de una tensión residual, por lo cual se utiliza un relé de tensión residual que ofrece una protección de falla a tierra.

Este tipo de protección de falla a tierra, trabaja sin importar el nivel de la intensidad de falla a tierra o si el generador esta puesto a tierra o no. La tensión residual será pequeña si la falla se presenta cerca al neutro del generador. La protección de falla a tierra del estator está confiablemente protegida solo para el 95 % del devanado del estator.

La protección de sobretensión residual del relé MICOM P343 tiene dos umbrales de protección con ajustes de tensión y de temporización garantizando etapas de alarma y de disparo en caso de persistir la falla.

Ajuste de la protección de sobretensión residual 59N

Umbral de disparo 'VN>1 Estado': activa el umbral de disparo VN>1 Estado

Entrada VN>1: VN>1 utiliza la tensión de neutro derivada de la entrada de la tensión trifásica $V_n = V_a + V_b + V_c$

Característica de disparo del primer umbral del elemento de sobretensión residual 'VN>1 Función': el umbral 1 puede seleccionarse como IDMT, DT o Desactivado, el funcionamiento se configura con una operación de tiempo definido por tanto VN>1 Función es DT.

Ajuste del arranque del primer umbral de la característica de sobretensión residual 'VN>1 Ajuste': se calcula la tensión de operación de la protección 59N asumiendo que el relé trabaja con una tensión nominal de 120V. [52]

$$RTP = \frac{480V}{120V} = 4$$

$$VN > 1 \text{ Ajuste} = 5 \% * 480V / RTP = 0,05 * 480V = 24V$$

Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de tiempo de sobretensión residual 'VN>1 Temporiz': se selecciona un valor de 2 segundos [52] que proporciona un retardo suficiente a fin de evitar una operación incorrecta en el sistema debido a fallas a tierra.

Con estos valores se configura el relé MICOM p343 como se detalla en la Tabla 6.25

Tabla 6.25
Configuración de la función de protección de sobretensión residual 59N del relé MiCOM P343

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Min.	Máx.	
Baja Tensión		Subencabezamiento		
VN>1 Estado	Activado	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el umbral de disparo VN>1				
Entrada VN>1	Derivado	No Aplica		No Aplica
VN>1 utiliza la tensión de neutro derivada de la entrada de la tensión trifásica $V_n = V_a + V_b + V_c$				
VN>1 Función	DT	Desactivado DT IDMT		No Aplica
Ajuste de la característica de disparo del primer umbral del elemento de sobretensión residual				
VN>1 Ajuste	6 V	1V ($V_n=100/120V$)	80V ($V_n=100/120V$)	1V ($V_n=100/120V$)
Ajuste del arranque del primer umbral de la característica de sobretensión residual				
VN>1 Temporiz	2 s	0s	100s	0.01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de tiempo de sobretensión residual				

6.7.2.6 Protección diferencial 87G

Este tipo de protección es utilizado para despejar fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas a tierra producidas en los devanados del generador, el no despeje de este tipo de fallas puede provocar graves daños en el generador o en los equipos aledaños.

El relé MICOM p343 proporciona protección diferencial que puede ser configurada para funcionar como elemento diferencial de alta impedancia o como elemento diferencial de restricción. Para nuestro caso se ha decidido utilizar la protección diferencial con restricción, la cual nos permite configurar en el relé una característica de operación de dos pendientes (Figura 6.17), que nos permite distinguir entre fallas internas del generador y fallas externas. Debido a que las corrientes de falla externas puedan producir que los TC se saturen de diferente forma y provoquen la actuación equívoca del relé.

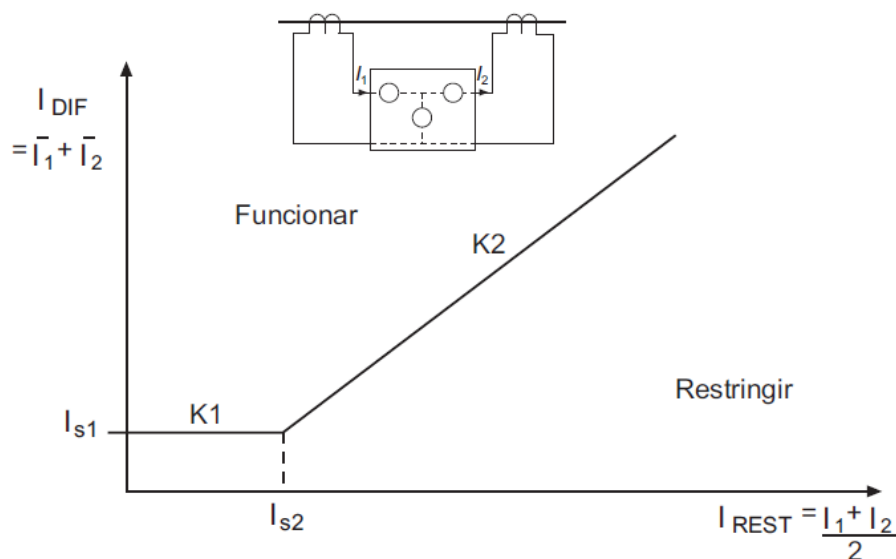


Figura 6.17 Característica de funcionamiento de la protección diferencial de restricción 87G – Relé MICOM P343.

Fuente: Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC – MICOM P342/P343/P344/P345 & P391.

El primer umbral de corriente diferencial I_{s1} se puede ajustar al 5 % de las corriente nominal del generador con una pendiente de $K_1 = 0$. El valor del punto de discontinuidad del segundo umbral de corriente diferencial I_{s2} se recomienda configurar al 120 % de la corriente nominal del generador, para tener estabilidad en la saturación de los TCs para fallas externas. La pendiente sugerida del segundo umbral es $K_2 = 150\%$.

Basado en los datos del generador, se tiene los siguientes valores de corriente para la configuración del relé:

$$I_{\text{nominal del generador}} = 1323,1 \text{ A}$$

Refiriéndole al secundario el transformador tenemos:

$$RTC = \frac{2000}{5} = 400$$

$$I_n = \frac{I_{\text{nominal del generador}}}{RTC} = \frac{1323,1}{400} = 3,31 \text{ A}$$

Los valores de corriente de los umbrales son:

$$I_{s1} = 3,31 * 0,05 = 0,17 \text{ A}$$

$$I_{s2} = 3,31 * 1,2 = 3,97 \text{ A}$$

Con los valores de I_{s1} e I_{s2} calculados procedemos a configurar el relé de acuerdo a la Tabla 6.26

Tabla 6.26
Configuración de la función de protección diferencial de restricción 87G del relé MiCOM P343

TEXTO MENÚ	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Min	Max	
GEN DIF				
Gen Dif Función	RESTRINGIDA	Desactivado, Restringida, Alta Impedancia, Entre Espiras		No Aplica
Ajuste para la selección de la función del elemento de protección diferencial.				
Gen Dif I_{s1}	0,17	0,05 In	0,5 In	0,01 In
Corriente mínima de funcionamiento diferencial de la característica de restricción de baja impedancia. Además, el ajuste del arranque de la protección diferencial de alta impedancia.				
Gen Dif k_1	0	0	20 %	5 %
Ajuste del ángulo de la pendiente, para la primera pendiente de la característica de restricción de baja impedancia.				
Gen Dif I_{s2}	3,97	1,0 In	5 In	0,1 In
El umbral de funcionamiento de la corriente de restricción para las características de baja impedancia de la segunda pendiente.				
Gen Dif k_2	150	45Hz	65Hz	0,01Hz
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<2 Temporizador	20 s	20 %	150 %	10 %
Ajuste del ángulo de la pendiente, para la segunda pendiente de la característica de restricción de baja impedancia.				

6.7.2.7 Protección de potencia Inversa 32

Este tipo de relé se emplea para verificar la dirección de la potencia, para permitir el flujo de potencia desde el generador hacia el sistema y no permitir el flujo de potencia desde el sistema hacia la red, de esta forma se evita que el generador pueda funcionar como motor y provoque daños en el primotor.

El relé MICOM p343 posee dos umbrales de protección de potencia inversa, los cuales se pueden configurar como potencia inversa, sobrepotencia, baja potencia hacia adelante o desactivada. La dirección del funcionamiento de la protección de potencia, hacia adelante o inversa, también se puede definir con el ajuste del modo de funcionamiento.

Debido a los graves daños que puede sufrir el primotor en caso que el generador llegue a funcionar como motor, la sensibilidad del relé debe ser muy alta especialmente para primotores con turbinas, para el caso de motores de diésel la norma IEEE C37.102 que la potencia de motorización es el 25 % de la potencia nominal del generador.

Para calcular la potencia de motorización tenemos:

$$P_{motorizacion} = P_{nominal\ del\ generador} * 0,25$$

$$P_{motorizacion} = 1100 * 0,25 = 275\ kW$$

Refiriendo al secundario del TP y el TC tenemos:

$$RTC = \frac{2000}{5} = 400$$

$$RTP = \frac{480}{120} = 4$$

$$P_{motorizacion} = \frac{P_{motorizacion}}{RTC * RTP}$$

$$P_{motorizacion} = \frac{275000}{400 * 4} = 171,88\ W$$

Dado que para la configuración del arranque del relé de potencia inversa se necesita tomar un valor menor al 50 % de la potencia de motorización, para nuestro caso se tomara el 45 %. Tenemos que el primer umbral tendrá la siguiente configuración:

$$-P > 1\ Ajuste = P_{motorizacion} * 0,45$$

$$-P > 1\ Ajuste = 171,88 * 0,45 = 77,34\ W$$

Para evitar actuaciones equívocas debido a fallas en el sistema es necesario ajustar un tiempo de temporización para la actuación del relé de potencia inversa, generalmente se utiliza 5 segundos.

$$Pot\ 1\ Tempo = 5\ seg$$

También para evitar fallos en los disparos por inicialización y la reinicialización cíclica del temporizador de disparo principal, se provee el ajuste de la temporización de reposición de la función de protección de potencia inversa. Que para nuestro caso será 0 segundos.

$$Poten1\ Tempo\ DO = 0\ seg$$

Con estos valores se configura el relé MICOM p343 como se muestra en la Tabla 6.27

Tabla 6.27
Configuración de la función de protección de potencia inversa 32 del relé MiCOM P343.

TEXTO MENÚ	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
POTENCIA INVERSA				
Modo fun	GENERADOR	Como Generador, Como Motor		
Modo de funcionamiento de la protección de potencia fijando la dirección hacia adelante/inversa-"Como Generador"-potencia en dirección hacia la barra colectora-"Como Motor"-potencia en dirección hacia la máquina. Supone que las conexiones de los TCs son como en los diagramas de conexión estándar.				
Poten1 Función	INVERSA	Desactivada, Inversa, Baja hacia adelante, Sobrepotencia		
Primer umbral del modo de funcionamiento de la función de potencia.				
-P>1 Ajuste	77,34 W	1 In W (Vn=100/120V)	300 In W (Vn=100/120V)	0,2 In W (Vn=100/120V)
Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de protección de potencia inversa.				
Pot. 1 Tempo	5 s	0s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral de protección de potencia.				
Poten 1 Temp DO	0 s	0s	10 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de reposición del primer umbral de protección de potencia.				

6.7.2.8 Protección de pérdida de campo 40

Esta función del relé permite detectar la pérdida de campo parcial o total en el generador. Este tipo de falla se produce por cortocircuito o circuitos abiertos en el sistema de excitación, disparo accidental del interruptor de campo e fallas en el sistema de regulación de tensión.

Debido a la pérdida de campo del generador, su tensión interna tiende a caer, ocasionando que la potencia activa entregada a la red disminuya y absorba potencia reactiva de la red para poder mantener la corriente de campo, pasado a trabajar como un generador de inducción y con una velocidad superior a la de sincronismo causando el desplazamiento de polo. Al mismo tiempo el regulador de velocidad actúa, para tratar de compensar el desequilibrio entre potencia mecánica y eléctrica produciendo un fenómeno oscilatorio que puede terminar en un envalamiento y pérdida de sincronismo del generador.

Los daños producidos por este tipo de fallas dependen de la potencia a la cual está trabajando el generador. Cuando el generador trabaja a plena carga se produce la

condición más crítica, que puede ocasionar daños internos en el generador debido a las altas corrientes que circulan por los devanados; en el sistema puede producir actuaciones fallidas del sistema de protecciones, el sobrecalentamiento y pérdida de sincronismo en los generadores aledaños debido a la potencia reactiva que debe entregar el sistema.

Uno de los métodos utilizados para la detención y protección de la pérdida de campo del generador, es medir su impedancia interna, que es dependiente del desplazamiento producido por la pérdida de campo. Para nuestro caso el relé MICOM p343 opera con un elemento de impedancia con dos umbrales temporizados y un elemento de alarma de factor de potencia. El elemento de impedancia tiene una característica tipo Mho para vigilar la tensión y corriente vista en terminales y hacia dentro de la unidad. Ambos elementos utilizan las señales de tensión y corriente proveniente de la fase A, para su actuación, las configuraciones necesarias se muestran a continuación.

- Basado en la norma IEEE C37.102 se procede a activar los dos umbrales de protección del elemento de impedancia y el elemento de alarma del factor de potencia.
- El ajuste del ángulo de alarma de pérdida de campo se la realiza en función del factor de potencia adelantado máximo al cual va a trabajar el generador, para nuestro caso consideraremos 15° .
- La temporización de la función del factor de potencia debe fijarse de modo que evite su funcionamiento en condiciones transitorias (oscilaciones de potencia), también debe permitir discriminar la falla de pérdida de campo en caso que las protección de pérdida de campo no actúe. Para nuestro caso se utiliza 1 segundo.
- Para el ajuste del desplazamiento ('offset') negativo de reactancia del primer umbral de protección de impedancia de fallo de campo, según la norma IEEE C37.102 tenemos:

El desplazamiento está dado por:

$$X_{a1} = \frac{1}{2} X'_d$$

El diámetro de la zona de protección es:

$$X_{b1} = X_d$$

Los valores de reactancia de eje directo del generador son:

$$X_d = 3,609 \text{ pu} = 3,609 \left(\frac{(0,480)^2}{1,1} \right) = 0,76 \Omega$$

$$X'_d = 0,202 pu = 0,202 \left(\frac{(0,480)^2}{1,1} \right) = 0,04 \Omega$$

Refiriéndose al lado secundario del TC y el TP tenemos:

$$X_d = 0,76 \frac{RTC}{RTP} = 0,76 \frac{400}{4} = 76 \Omega$$

$$X'_d = 0,04 \frac{RTC}{RTP} = 0,04 \frac{400}{4} = 4 \Omega$$

Los valores de desplazamiento y diámetro serían:

$$X_{a1} = \frac{1}{2} 4 = 2 \Omega$$

$$X_{b1} = 76 \Omega$$

- Para el ajuste de la temporización del primer umbral la norma IEEE C37.102 recomienda entre 0,5 y 0,6 segundos, en nuestro caso consideraremos 0,5 segundos.
- Para el ajuste del tiempo de reposición del relé se considera 0 segundos.
- Para el ajuste del desplazamiento ('offset') negativo de reactancia del segundo umbral de protección de impedancia de fallo de campo, según la norma IEEE C37.102 tenemos:

El desplazamiento esta dado de igual forma que para el primer umbral.

$$X_{a2} = X_{a1} = 2 \Omega$$

Para el diámetro de protección se considera 1pu.

$$X_{b2} = 1 pu = 1 * \left(\frac{(0,480)^2}{1,1} \right) * \left(\frac{400}{4} \right)$$

$$X_{b2} = 20,95 \Omega$$

- Para la temporización del segundo umbral y para el tiempo de reposición se considera 0 segundos.

En función de los datos calculados se procede a configurar el equipo como se muestra en la Tabla 6.28

Tabla 6.28
Configuración de la función de protección de pérdida de campo 40 del relé
MiCOM P343.

TEXTO MENÚ	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
FALLA DE CAMPO				
FCamp Alm Estado	ACTIVADO	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva la función de Alarma de falla del Campo.				
FCamp Alm Ang	15°	15°	75°	1°
Ajuste de arranque del ángulo de alarma de fallo campo (ángulo del factor de potencia adelantado).				
FCamp Alm Tempo	1 s	0 s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento de la alarma de falla del campo.				
FCamp1 Estado	ACTIVADO	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el primer umbral de la función de protección de falla del campo.				
FCamp1 -X _{a1}	2	0/ln Ω (V _n =100/120 V)	40/ln Ω (V _n =100/120V)	0,5/ln Ω (V _n =100/120V)
Ajuste del desplazamiento ('offset') negativo de reactancia del primer umbral de protección de impedancia de falla del campo.				
FCamp1 -X _{b1}	76	25/ln Ω (V _n =100/120 V)	325/ln Ω (V _n =100/120V)	1/ln Ω (V _n =100/120V)
Ajuste del diámetro de la característica circular de impedancia del primer umbral de protección de falla del campo.				
FCamp1 Temporiz	0,5 s	0s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral de protección de falla del campo.				
FCamp1 Temp DO	0 s	0 s	10 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de reposición del primer umbral de protección de falla del campo.				
FCamp2 Estado	ACTIVADO	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el segundo umbral de la función de protección de falla del campo.				
FCamp2 -X _{a2}	2	0/ln Ω (V _n =100/120 V)	40/ln Ω (V _n =100/120V)	0,5/ln Ω (V _n =100/120V)
Ajuste del desplazamiento ('offset') negativo de reactancia del segundo umbral de protección de impedancia de falla del campo.				
FCamp2 -X _{b2}	20,95	25/ln Ω (V _n =100/120 V)	325/ln Ω (V _n =100/120V)	1/ln Ω (V _n =100/120V)

Ajuste del diámetro de la característica circular de impedancia del segundo umbral de protección de falla del campo.				
FCamp2 Temporiz	0 s	0s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral de protección de falla del campo.				
FCamp2 Temp DO	0 s	0 s	10 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de reposición del segundo umbral de protección de falla del campo.				

6.7.2.9 Protección de sobrecarga térmica 49G

El relé de protección de sobrecarga térmica 49 permite detectar el sobrecalentamiento del estator y el rotor debido a la circulación de corrientes elevadas en los devanados o por fallas en el sistema de enfriamiento.

El relé permite configurar esta función de protección a través de dos modos, un modo de sobrecorriente y un modo de protección por medio de detectores resistivos de temperatura (RTD). Los RTD son de tipo A PT100 de 3 hilos, que generalmente puede medir la temperatura dentro del rango de -40° a $+300^{\circ}\text{C}$. La resistencia de estos dispositivos cambia con la temperatura, a 0°C tienen una resistencia de 100Ω .

La temperatura de un generador subirá exponencialmente con el incremento de la intensidad. Así mismo, cuando la intensidad disminuye, la temperatura también disminuye de igual manera. Para la protección térmica por sobrecorriente el relé considera la característica corriente-tiempo del generador, para crear una imagen térmica de un elemento homogéneo.

Para la protección de sobrecarga térmica a través de RTD, se mide la temperatura en lugares específicos con mayor calentamiento del generador, permitiendo detectar el calentamiento por sobrecarga térmica, por fallas del sistema de enfriamiento y por fallas en el aislamiento de los devanados del estator.

Debido a estas ventajas presentadas por la protección de sobrecarga térmica por RTD, se utilizará este método de protección. El relé permite tomar las señales de 10 RTD independientes, las cuales se conectarán al relé de la forma en que se muestra en la Figura 6.18

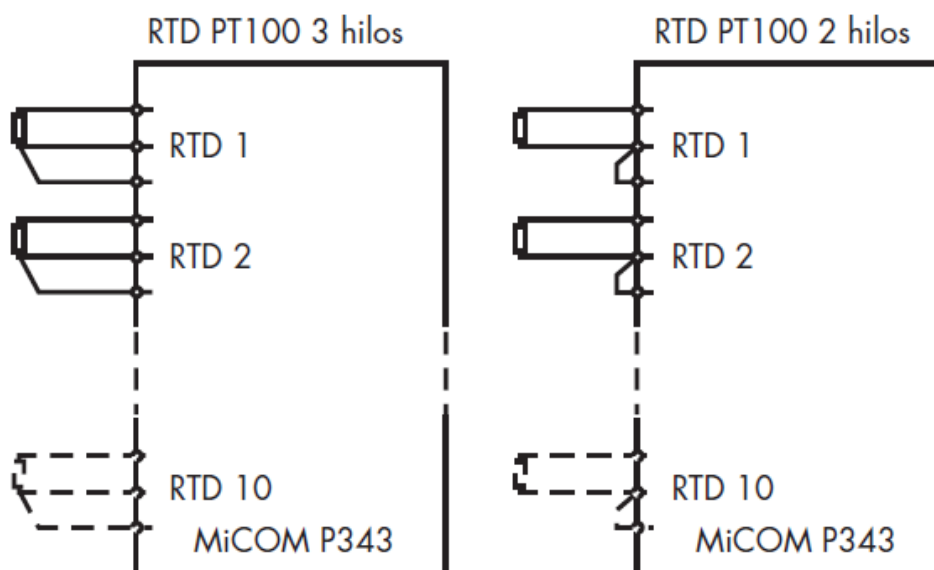


Figura 6.18 Conexión de los RTD en el relé MICOM P343.

Fuente: Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC – MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391.

No se realiza la configuración de la función de protección de sobrecarga térmica del relé MICOM p343 debido a que no se posee la información de temperaturas del generador. Se deja a elección del fabricante del generador el lugar ubicación de las RTD y la configuración del relé con las temperaturas adecuadas de actuación.

6.7.2.10 Protección de sobrecorriente dependiente de tensión 51V

Debido a que el sistema de protecciones de la interconexión no está exento de fallas, se necesita colocar una protección de respaldo en el generador. La protección de sobrecorriente dependiente de tensión provee un excelente respaldo ante sobrecorrientes producidas por fallas en el alimentador o en la central de GD.

Este tipo de protección permite detectar fallas aguas debajo de la central que no son despejadas por el sistema de protecciones de la interconexión o del alimentador, su función principal es detectar sobrecorrientes, permitiendo cambiar el ajuste de la corriente de arranque del relé en función del nivel de tensión existente en sus terminales. Permitiendo incrementar su sensibilidad ante fallas lejanas y asegurando la no actuación ante corrientes de carga.

En el relé MICOM p343 la función de protección de sobrecorriente dependiente de tensión 51V puede ser configurada de dos formas: como sobrecorriente controlada por tensión y como sobrecorriente restringida por tensión. La función opera utilizando las señales de entrada proveniente de las corrientes de línea y de las tensiones entre fases.

En nuestro caso la protección de sobrecorriente dependiente de tensión debe permitir detectar fallas a lo largo de todo el alimentador 0321 de la CENTROSUR.

Por tal razón y de acuerdo a la norma IEEE C37.102, se utiliza la protección de sobrecorriente dependiente de tensión como protección de respaldo del sistema para el generador de la central de Pichacay.

Cuando se producen fallas en el sistema, la corriente aumenta y los niveles de tensión, dependiendo del tipo de falla, se reducen en las fases en falla y se aumentan en las fases sanas. El funcionamiento del relé de sobrecorriente controlado por tensión (51V), detecta la reducción de tensión en las fases falladas y produce un reajuste del valor de la sobrecorriente de arranque en un factor K, incrementando la sensibilidad del relé en la detección de la falla Figura 6.19

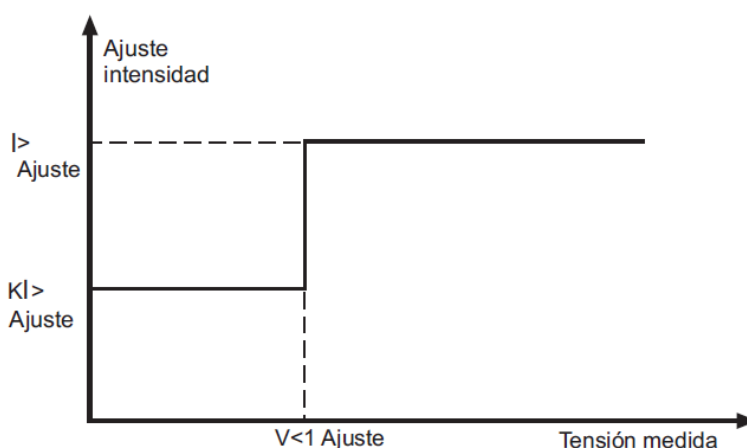


Figura 6.19 Modificación del nivel de arranque de la intensidad en la protección de sobrecorriente controlada por la tensión.

Fuente: Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC – MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391.

La calibración de la función de protección de respaldo se la realiza en base al manual de configuración.

Primero configuramos la función a utilizar que es protección de sobrecorriente controlada por tensión

- El manual requiere que se realice una rotación del vector de tensión para mejorar la sensibilidad de relé ante fallas bifásicas en el alimentador, la rotación depende del tipo de conexión del transformador de potencia en nuestro caso delta – estrella (Yd11). La rotación del vector de tensión la realiza el relé internamente, permitiendo que la protección 51V utilice tensiones derivadas con la misma relación fase-fase que las tensiones del lado de media tensión.

Si se selecciona la opción "triángulo-estrella" para el ajuste "rotación vector", las dependencias de la tensión para los tres elementos de sobrecorriente dependiente de la tensión o de mínima impedancia son los siguientes.

$$\text{Para } I_a \text{ o } Z_a \quad V = \text{magnitud} \left(\frac{V_{ab} - V_{ca}}{\sqrt{3}} \right)$$

$$\text{Para } I_b \text{ o } Z_b \quad V = \text{magnitud} \left(\frac{V_{bc} - V_{ab}}{\sqrt{3}} \right)$$

$$\text{Para } I_c \text{ o } Z_c \quad V = \text{magnitud} \left(\frac{V_{ca} - V_{bc}}{\sqrt{3}} \right)$$

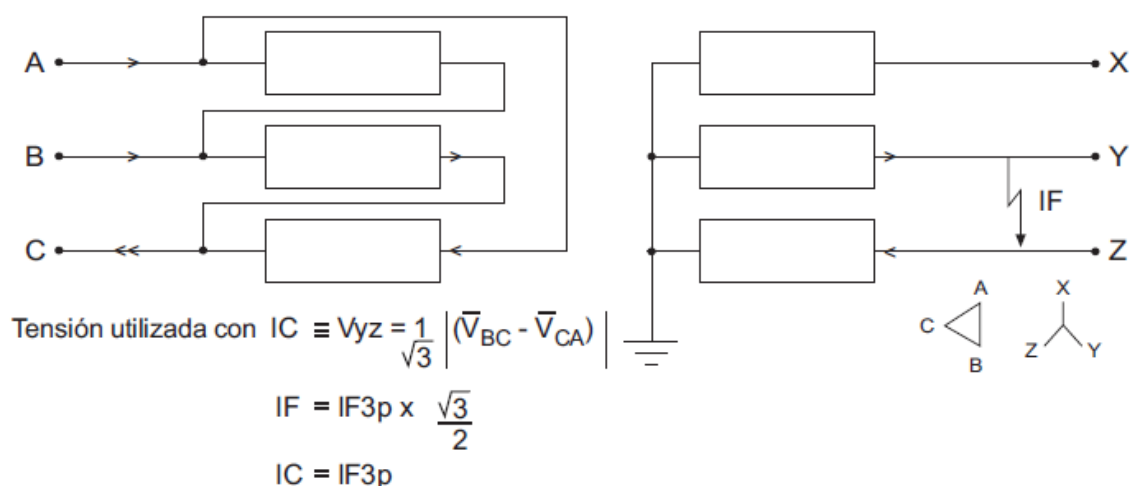


Figura 6.20 Transformación del vector de tensión para un transformador triángulo – estrella.

Fuente: Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC – MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391.

Nótese que las dependencias de la tensión son para un transformador elevador Yd11, sin embargo, las magnitudes también se pueden utilizar en una aplicación de transformador elevador Yd1, Yd5 ó Yd7.

- Ajuste de arranque para el disparo de sobrecorriente controlada por tensión: Este ajuste debe fijarse en un valor superior a la corriente de máxima carga del generador. Según la norma IEEE C37.102, se debe fijar entre el 10 y el 15 % de la corriente nominal del generador, para nuestro caso se tomará el 10 %.

$$\text{SI dep } V \text{ I} > \text{ Ajus} = \frac{1,1 * I_n}{RTC} = \frac{1,1 * 1323,1}{400}$$

$$\text{SI dep } V \text{ I} > \text{ Ajus} = 3,64 \text{ A}$$

- Factor de multiplicación para la protección de sobrecorriente controlada:

El factor de multiplicación del ajuste de corriente, "SI dep V k Ajus", regula el ajuste de la función de protección bajo condiciones de mínima tensión. Éste debe ajustarse para dar una corriente primaria de funcionamiento menor al 50 % de la corriente de falla mínima en régimen permanente, en el caso de una falla multifásica en el terminal remoto de un alimentador, siendo el generador la única fuente. Esto

asegura que el elemento proporcione adecuada protección de respaldo para una falta no despejada en aquel alimentador.

En nuestro caso no se puede obtener la corriente en régimen permanente por medio de Cymdist por lo que se procederá a obtener el valor de corriente en forma analítica. La norma IEEE establece que para la configuración de este relé se debe considerar una falla trifásica en el punto más lejano del alimentador teniendo la central de GD como única fuente de generación. El modelo a utilizar para calcular la corriente se muestra en la Figura 6.21

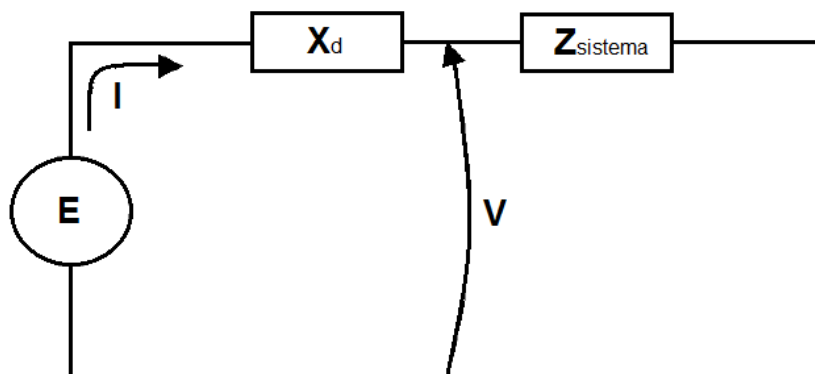


Figura 6.21 Circuito equivalente para falla trifásica.

La corriente de falla trifásica está dada por:

$$I = \frac{E}{X_d + Z_{sistema}}$$

Dónde:

E = Tensión interna del generador.

X_d = Reactancia de eje directo del generador.

$Z_{sistema}$ = Impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema vista desde los terminales del generador.

En una falla trifásica la corriente de las tres fases son iguales, y solo existe corriente de secuencia positiva.

El modelo del sistema a analizar se muestra en la Figura 6.22

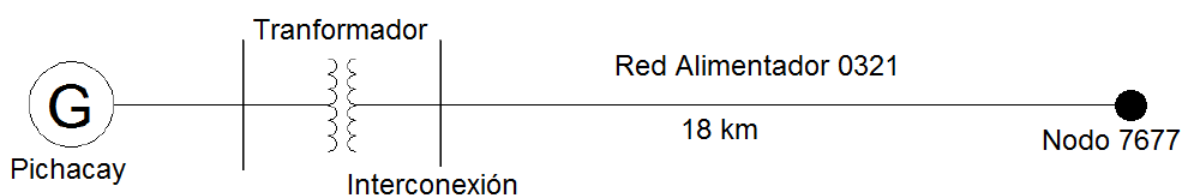


Figura 6.22 Esquema utilizado para obtener la corriente de falla trifásica.

Potencia base utilizada para el lado de baja tensión:

$$\begin{aligned}V_{Base} &= 480 \text{ V} \\I_{Base} &= 1323,1 \text{ A} \\Z_{Base} &= 0,21 \Omega\end{aligned}$$

Potencia base utilizada para el lado de media tensión:

$$\begin{aligned}V_{Base} &= 22 \text{ kV} \\I_{Base} &= 28,87 \text{ A} \\Z_{Base} &= 440 \Omega\end{aligned}$$

Datos del generador:

$$X_d = 3,609 \text{ pu}$$

Datos del transformador:

$$X_T = 0,52 \text{ pu (Bases propias)}$$

$$X_T = \frac{0,52 \left(\frac{22^2}{2,2} \right)}{440} = 0,26 \text{ pu (Bases del sistema)}$$

Datos de la línea:

$$R_l = 0,449 \Omega/\text{km}$$

$$R_l = \frac{0,449 * 18}{440} = 0,0184 \text{ pu}$$

$$X_l = 0,5 \Omega/\text{km}$$

$$X_l = \frac{0,5 * 18}{440} = 0,0205 \text{ pu}$$

Procediendo a calcular la corriente de falla trifásica tenemos:

$$I_1 = I_A = I_B = I_C = \frac{1}{0,0184 + j(0,26 + 0,0205 + 3,609)}$$

$$I_1 = 0,2571 \angle -89,72$$

$$I_1 = 0,2571 * 1323,1 = 340,16 \text{ A}$$

El factor K debe seleccionar de manera que la corriente de arranque del relé sea menor al 50 % de la corriente de falla mínima en régimen permanente por lo tanto utilizaremos 170 A, y el valor K será:

$$I_{Arranque} * k = 170 \text{ A}$$

$$k = \frac{170}{1,1 * I_n} = \frac{170}{1,1 * 1323,1}$$

$$k = 0,12$$

- Ajuste de mínima tensión de la función de sobrecorriente controlada por tensión: Generalmente se configura en un 30 % de la tensión nominal, para que pueda brindar una protección de la interconexión y de todo el alimentador. Para nuestro caso el nivel mínimo de tensión será:

$$SI \text{ dep } V V < 1 = \frac{30 \% * V_n}{RTP} = \frac{0,3 * 480}{4}$$

$$SI \text{ dep } V V < 1 = 36 V$$

- Selección de la característica de disparo y del Time Dial para la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión:

Para la selección de la curva de actuación del relé se debe considerar la curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador y la curva límite de daño de sobrecorriente del transformador. Estas curvas se muestran en la Figura 6.23 y 6.24 fueron obtenidas de las normas IEEE Std. C50.13 para el generador y de la IEEE Std. C37.91 para el transformador respectivamente.

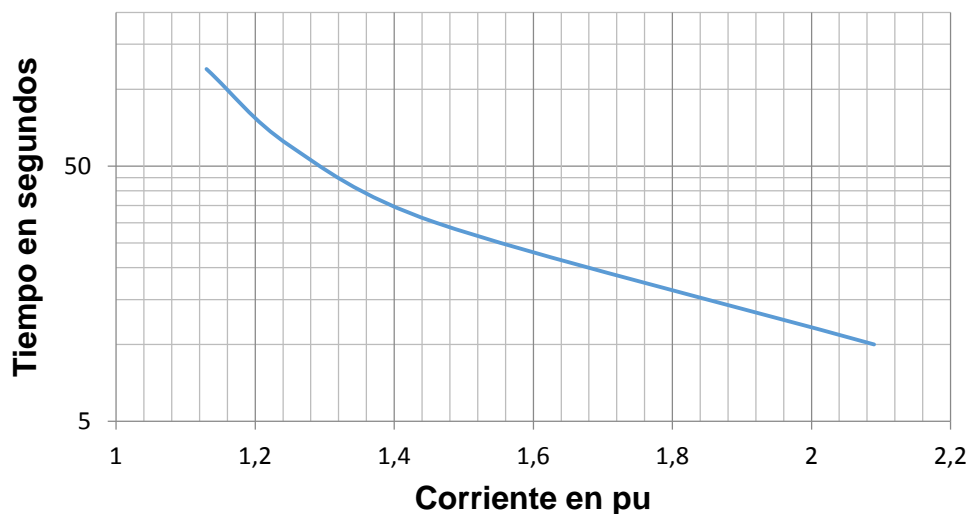


Figura 6.23 Curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador.

Fuente: IEEE Std. C50.13-2005 – IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators.

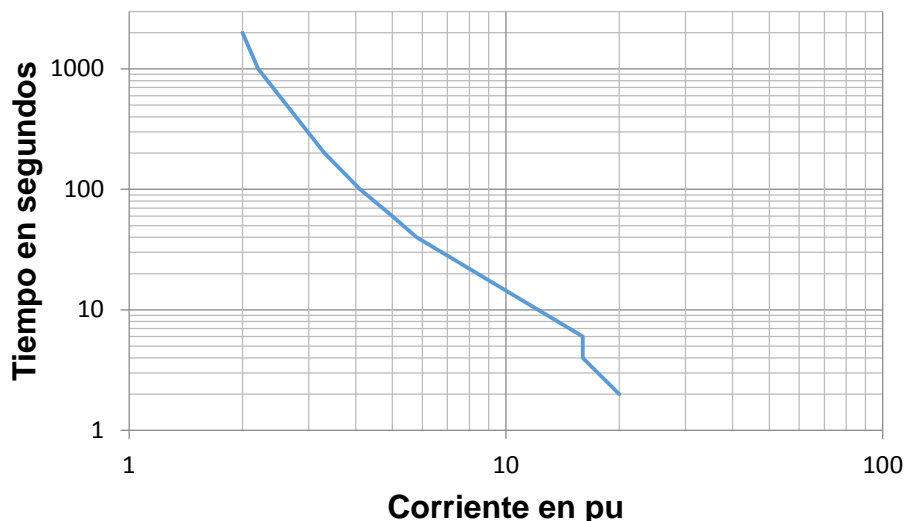


Figura 6.24 Curva de daño de sobrecorriente del transformador.

Fuente: IEEE Std C37.91™-2008 – IEEE Guide for Protecting Power Transformers.

Para brindar una protección adecuada al generador y al sistema, la curva de actuación del relé debe estar por debajo de la curva del generador y del transformador.

El relé permite configurar una variedad de cuatro curvas IEC/UK y de cinco IEEE/US, para realizar la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión. Debido a que las curvas del generador y del transformador son de la IEEE se utilizarán las curvas de la IEEE/US. Las curvas de tiempo inverso para la norma IEEE/US se dan por la fórmula.

$$t = TD * \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^2 - 1} + L \right)$$

Donde:

t = Tiempo de activación.

K = Constante.

I = Corriente medida.

I_s = Ajuste del umbral de corriente.

L = Constante ANSI/IEEE.

TD = Ajuste del Time Dial para las curvas IEEE/US

En la Tabla 6.29 se muestra los valores de las constantes para los diferentes tipos de curvas de la IEEE/US.

Tabla 6.29
Constantes para las curvas IEEE.

CURVA	NORMA	K	α	L
Moderadamente Inversa	IEEE	0,0515	0,02	0,114
Muy Inversa	IEEE	19,61	2	0,491
Extremadamente Inversa	IEEE	28,8	2	0,1217

Fuente: Relés de Protección de Generadores. SCHNEIDER ELECTRIC – MICOM P342/P343/P344/P345 & P391.

En la Figura 6.25 se grafica la curva de la IEEE moderadamente inversa, que es la única que se acopla a las condiciones de la curva del generador. La curva se grafica con un Time Dial de 1,2.

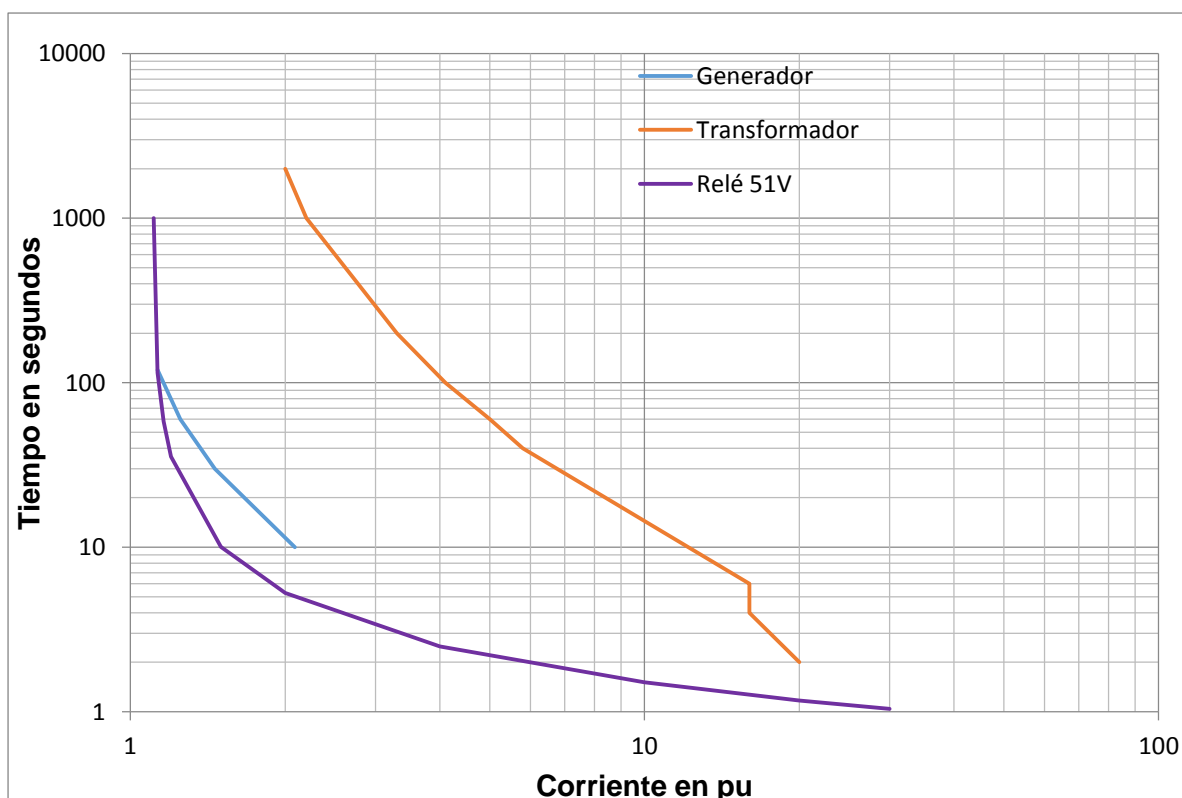


Figura 6.25 Cuerva de actuación de sobrecorriente del relé 51V.

Las configuraciones a realizar en el relé MICOM p343 se detallan en la Tabla 6.30

Tabla 6.30
Configuración de la función de protección de sobrecorriente controla por tensión 51V del relé MiCOM P343.

TEXTO MENÚ	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Máx	
RESPALDO DEL SISTEMA 51V				
Función respaldo	TENSIÓN CONTROLADA	Desactivado, tensión controlada, tensión restringida, mínima impedancia		
Función de operación de la protección de respaldo de la red (sistema).				
Rotación	TRIÁNGULO-	Ninguno, Triángulo-Estrella		No Aplica

vector	ESTRELLA			
Selección de la corrección del vector de tensión Triángulo-Estrella, activado cuando hay un transformador elevador triángulo-estrella para mejorar la sensibilidad ante faltas de fase de AT.				
SI dep V Car	IEEE M INVERSE	DT, IEC S Inverse, IEC V Inverse, IEC E Inverse, UK LT Inverse, UK Rectifier, RI, IEEE M Inverse, IEEE V Inverse, IEEE E Inverse, US Inverse, US ST Inverse		
Selección de la característica de disparo para la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión.				
SI dep V I > Ajus	3,64 A	0,8 x In A	4 x In A	0,01 x In A
Ajuste de arranque para el disparo de sobrecorriente controlada y restringida por la tensión.				
SI dep V T Dial	1,2	0,01	100	0,01
Ajuste del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de las curvas IEEE/US IDMT.				
SI dep V Rein	DT	DT o Inversa		No Aplica
Tipo de característica de reposición/liberación de las curvas IEEE/US.				
SI dep V Tempo.	1 s	0 s	100 s	0,01 s
Configuración de la temporización de funcionamiento del ajuste de tiempo definido, si se selecciona para la protección de sobreintensidad controlada o restringida por la tensión.				
SI dep V V < 1	36 V	5V (Vn=100/120V)	120V (Vn=100/120V)	1V (Vn=100/120V)
Ajuste de mínima tensión de la característica de sobrecorriente controlada y restringida por la tensión.				
SI dep V k Ajus	0,12	0,1	1	0,05 s
Factor de multiplicación para la protección de sobrecorriente controlada y restringida por la tensión, el ajuste de arranque es "SI dep V I > Ajus" x "SI dep V k Ajus" según el nivel de la tensión.				

6.7.3 Calibración del sistema de protecciones de la interconexión

6.7.3.1 Protección de baja tensión 27

La protección de baja tensión se da mediante dos umbrales independientes, donde el primer umbral presenta características de funcionamiento como IDMT (tiempo mínimo definido inverso) o DT (tiempo definido) y el segundo umbral es de tiempo definido.

Con la norma IEEE Std. 1547-2008 se recomienda un ajuste de los valores de disparo entre 50 % y 88 % de la tensión base, y con tiempo de retardo de 2 segundos (120 ciclos) para evitar operaciones incorrectas.

Ajuste de la protección de baja tensión

Ajuste de la tensión de entrada 'V<Modo medida': fija la tensión de entrada medida en fase-fase o fase-neutro que se utiliza en los elementos de baja tensión. Por lo que se aplica la función V<Modo medida en fase-fase debido a que se tiene 120 Vn fase-fase en el devanado secundario del TP.

Ajuste de V<Modo funcnm: determina si una fase o las tres fases, deben cumplir con los criterios de baja tensión. Se ajusta a trifásico debido a que el elemento funcionará con todas las tensiones trifásicas que están por debajo del ajuste permitiendo detectar cualquier falla de fase-fase

Característica de disparo del primer umbral 'V<1 Función': el umbral 1 puede seleccionarse como IDMT, DT o Desactivado, el funcionamiento se configura con una operación de tiempo definido por tanto V<1 Función es DT.

Ajuste del arranque del primer umbral 'V<1 Ajuste': el valor recomendado por la norma IEEE Std. 1547-2008 es de 88 % de la tensión nominal por lo que el $V_{arranque} = 0,88 \times 22.000V$, donde debe ser referido al secundario del TP por lo cual;

$$RTP = \frac{22.000 V}{120 V} = 183,3$$

$$V < 1 \text{ Ajuste} = \frac{V_{arranque}}{RTP} = 0,88 \times 120V = 105,6 V$$

Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral 'V<1 Temporiz': se debe ajustar para coordinar con las protecciones aguas abajo y con la protección de respaldo, por lo que el valor recomendado es de 2 segundos V<1 Temporiz.

Activa o desactiva el segundo umbral 'V<2 Estado': establece la activación de la etapa de disparo por lo que se activa V<2 Estado.

Ajuste del arranque del segundo umbral 'V<2 Ajuste': este dato se ajusta al valor de disparo del 50 % de la tensión nominal y luego se refiere al secundario del TP.

$$RTP = \frac{22.000V}{120V} = 183,3$$

$$V < 2 \text{ Ajuste} = \frac{V_{arranque}}{RTP} = 0,5 \times 120V = 60 V$$

Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral 'V<2 TempORIZ': mediante la norma IEEE Std. 1547-2008 se recomienda un tiempo de 0,16 segundos para V<2 TempORIZ.

Las configuraciones a realizar en el relé MICOM p143 se detallan en la Tabla 6.31

Tabla 6.31

Configuración de la función de protección de baja tensión 27 del relé MiCOM P143.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín.	Máx.	
Baja Tensión				
Subencabezamiento				
V< Modo medida	Fase-Fase	Fase-Fase	Fase-Neutro	No Aplica
Fija la tensión de entrada medida, fase-fase o fase-neutro, que se utilizará para los elementos de mínima tensión.				
V< Modo funcnm	Cualquier fase	Cualquier fase Trifásico		No Aplica
Ajuste que determina si una fase, o las tres fases, deben cumplir con los criterios de mínima tensión, antes de tomar una decisión.				
V<1 Función	DT	Desactivado DT IDMT		No Aplica
Característica de disparo del primer umbral de la función de mínima tensión. La característica 'IDMT' disponible en el primer umbral, está definida por la fórmula siguiente: $t=k/(1-M)$ Siendo: K = Ajuste multiplicador de tiempo: t = Duración de funcionamiento en segundos M = Tensión medida / tensión de ajuste del relé (V< Ajuste)				
V<1 Ajuste	105,6 V	10/40V para 100/440V	120/480V para Vn=100/440V	1/4V para 100/440V
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima tensión.				
V<1 Temporiz.	2s	0s	100s	0.01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				
V<1 Inh pol mrto	Activado	Activado, Desactivado		No Aplica
Si el ajuste está activado, el umbral correspondiente será inhibido por la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima intensidad y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima tensión se reponga, cuando el interruptor se abre para cumplir con las aplicaciones del TT del lado de línea o de barras.				

V<2 Estado	Activado	Activado, Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de mínima tensión.				
V<2 Ajuste	60 V	10/40V para 100/440V	120/480V para V _n =100/440V	1/4V para 100/440V
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima tensión.				
V<2 Temporiz.	0,16 s	0 s	100 s	0.01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				
V<2 Inh pol mrto	Activado	Activado Desactivado		No Aplica
Si el ajuste está activado, el umbral correspondiente será inhibido por la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima intensidad y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima tensión se reinicialice, cuando el interruptor se abre para cumplir con aplicaciones del TT lado línea o lado barras.				

6.7.3.2 Protección de sobretensión 59

Los niveles de tensión en los cuales actúa el relé de protección son de 105 % de la tensión nominal en un relé de tiempo inverso y del 130 % a 150 % de la tensión base para un relé de tiempo definido.

La norma IEEE Std. 1547-2008 recomienda un ajuste de los valores de arranque, entre 110 % y 120 % de la tensión base, y con tiempo de retardo de 1 segundos (120 ciclos) para evitar operaciones incorrectas.

Ajuste de la protección de sobretensión

Ajuste de la tensión de entrada 'V>Modo medida': fija la tensión de entrada medida en fase-fase o fase-neutro que se utiliza en los elementos de baja tensión. Por lo que se aplica la función V>Modo medida en fase-fase debido a que se tiene 120 V_n fase-fase en el devanado secundario del TP.

Ajuste de V>Modo funcnm: determina si una fase o las tres fases, deben cumplir con los criterios de sobretensión. Se ajusta a trifásico debido a que el elemento funcionará con todas las tensiones trifásicas que están por arriba del ajuste permitiendo detectar cualquier falla de fase-fase

Característica de disparo del primer umbral 'V>1 Función': el umbral 1 puede seleccionarse como IDMT, DT o Desactivado, el funcionamiento se configura con una operación de tiempo definido por tanto V>1 Función es DT.

Ajuste del arranque del primer umbral 'V>1 Ajuste': El valor recomendado es 110 % por lo que $V_{arranque} = 1,1 \times 22000V$, donde debe ser referido al secundario del TP por lo cual;

$$RTP = \frac{22.000V}{120V} = 183,3$$

$$V > 1 \text{ Ajuste} = \frac{V_{arranque}}{RTP} = 1,1 \times 120V = 132 V$$

Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral 'V>1 Temporiz': se debe ajustar para coordinar con las protecciones aguas abajo y con la protección de respaldo. La norma IEEE Std. 1547-2008 recomienda un ajuste de 1 segundo

Activa o desactiva el segundo umbral 'V>2 Estado': establece la activación de la etapa de disparo por lo que se activa V>2 Estado.

Ajuste del arranque del segundo umbral 'V>2 Ajuste': este dato se ajusta al valor de disparo del 120 % de la tensión nominal y luego se refiere al secundario del TP.

$$RTP = \frac{22000 V}{120 V} = 183,3$$

$$V > 2 \text{ Ajuste} = \frac{V_{arranque}}{RTP} = 1,2 \times 120 V = 144 V$$

Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral 'V>2 Temporiz': mediante la norma IEEE Std. 1547-2008 se recomienda un tiempo de 0,16s para V>2 Temporiz.

Las configuraciones a realizar en el relé MICOM p143 se detallan en la Tabla 6.32

Tabla 6.32

Configuración de la función de protección de sobretensión 59 del relé MiCOM P143.

Texto Menú	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín.	Máx.	
Sobretensión				
Sub encabezamiento				
V>Modo medida	Fase-Fase	Fase-Fase	Fase-Neutro	No Aplica
Fija la tensión de entrada medida, fase-fase o fase-neutro, que se utilizará para los elementos de mínima tensión.				
V>Modo funcnm	Cualquier fase	Cualquier fase	Trifásico	No Aplica
Ajuste que determina si una fase, o las tres fases, deben cumplir con los criterios de mínima tensión, antes de tomar una decisión.				
V>1 Función	DT	Desactivado	DT IDMT	No Aplica

Característica de disparo del primer umbral de la función de mínima tensión. La característica 'IDMT' disponible en el primer umbral, está definida por la fórmula siguiente:				
$t=k/(1-M)$				
Siendo:				
K = Ajuste multiplicador de tiempo:				
t = Duración de funcionamiento en segundos				
M = Tensión medida / tensión de ajuste del relé (V < Ajuste)				
V > 1 Ajuste	132 V	60/240V para 100/440V	185/740V para Vn=100/440V	1/4V para 100/440V
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima tensión.				
V > 1 Temporiz.	1 s	0s	100s	0.01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				
V > 2 Estado	Activado	Activado, Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de mínima tensión.				
V > 2 Ajuste	144 V	60/240V para 100/440V	185/740V para Vn=100/440V	1/4V para 100/440V
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima tensión.				
V > 2 Temporiz.	0,16 s	0	100	0.01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				

6.7.3.3 Comprobación de sincronismo 25

Cuando se presenta una fuente de potencia en cada extremo de la red, la función de comprobación de sincronismo verifica que las condiciones de la red sean adecuadas antes de emitir una señal de cierre del interruptor. En el caso de cerrar el interruptor y no tener una comprobación de sincronismo, se puede presentar una diferencia de frecuencia o magnitud generando una pérdida de estabilidad y un daño de las máquinas conectadas.

El funcionamiento se basa en la comprobación de las tensiones en los dos lados del interruptor, verificando que se encuentren dentro de los límites permitidos las diferencias de ángulo de fase, de frecuencia y magnitud.

El ajuste de la comprobación de sincronismo se da mediante dos partes “chequeo de sincronización” y “sistema parte” cuyas funcionalidades se presentan en la Figura 6.26

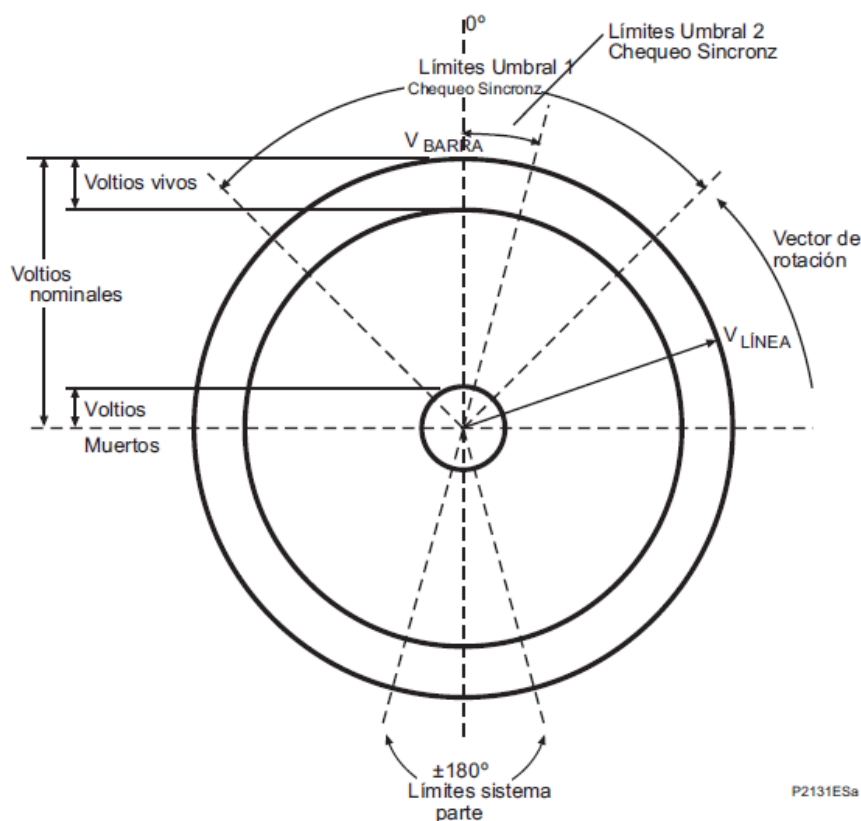


Figura 6.26 Funcionalidades de comprobación de sincronismo 25

Fuente: Relés de Protección de Circuito. SCHNEIDER ELECTRIC – MiCOM P14X/ES M/C74

La funcionalidad de chequeo de sincronización, se presenta con un ajuste del umbral de mínima tensión y un umbral de tensión con los cuales se determina si la línea o barra está energizada. Al activar el primer elemento de comprobación de sincronización se debe fijar la diferencia de ángulo de fase de la tensión entre la línea y la barra.

El ajuste del control de deslizamiento se realiza por temporización o frecuencia + temporización, por lo que se obtiene la frecuencia de deslizamiento máxima efectiva mediante la Ecuación 6.7.1 que es el resultado del ajuste del ángulo de fase y de temporizador.

$$\frac{2xA}{Tx360}$$

A: Ajuste del ángulo de fase

T: Ajuste de temporizador de deslizamiento.

Las funciones de chequeo de sincronización y “Sistema Parte” son ajustadas para condiciones de frecuencia de deslizamiento y ángulo de fase en condiciones máximas establecidas en la comprobación de sincronismo y sus valores pueden cambiar dependiendo de la configuración de la red.

Si se ajustan los dos campos de chequeo de sincronización, se puede establecer una configuración en el relé p143 que se permita en cualquiera de las condiciones la actuación del interruptor. Las empresas eléctricas prefieren una verificación inicial solo para la condición 1 cuando se realiza una comprobación de sincronismo en un cierre manual del interruptor.

6.7.3.4 Protección de baja frecuencia 81U

El relé MiCOM p143 utilizado para la interconexión posee cuatro umbrales de protección contra baja frecuencia. Del punto 6.3.4 tenemos los rangos de frecuencia y los tiempos en los cuales el relé debe permitir la desconexión de la central de GD. Se utilizarán los cuatro umbrales de baja frecuencia del relé, los cuales estarán configurados de acuerdo a los siguientes valores:

- Para 59,8 Hz, se desconectara en 300 segundos.
- Para 58,9 Hz, se desconectara en 2 segundos.
- Para 57,9 Hz, se desconectara en 1 segundos.
- Para 57,0 Hz, se desconectara en 0,16 segundos.

Los ajustes que se realizan en el relé MICOM p143 se detallan en la Tabla 6.33

Tabla 6.33
Configuración de la función de protección de baja frecuencia 81U del relé MiCOM P143.

TEXTO MENÚ	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín	Max	
MÍNIMA FRECUENCIA				
F<1 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<1 Ajuste	59,8 Hz	45 Hz	65 Hz	0,01 Hz
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<1 Temporizador	300 s	Os	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				
F<2 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<2 Ajuste	58,9 Hz	45Hz	65Hz	0,01Hz
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<2 Temporizador	2 s	Os	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				
F<3 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el tercer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<3 Ajuste	57,9 Hz	45Hz	65Hz	0,01Hz
Ajuste del arranque del tercer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<3 Temporizador	1 s	Os	100 s	0,01 s

Ajuste de la temporización de funcionamiento del tercer umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				
F<4 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el cuarto umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<4 Ajuste	57 Hz	45Hz	65Hz	0,01Hz
Ajuste del arranque del cuarto umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<4 Temporizador	0,16 s	Os	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del cuarto umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.				

6.7.3.5 Protección de sobrefrecuencia 810

El relé MiCOM p143, permite ajustar dos umbrales de protección contra sobrefrecuencia. De acuerdo al punto 6.3.4 el nivel máximo de frecuencia permitido es de 60,5 Hz con un tiempo de actuación del relé de 0,16 segundos, se utilizará solo el primer umbral de sobrefrecuencia, dejando desactivado el segundo umbral.

Los ajustes que se realizan en el relé MICOM p143 se detallan en la Tabla 6.34

Tabla 6.34

Configuración de la función de protección de sobrefrecuencia 810 del relé MiCOM P143.

TEXTO MENÚ	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Min	Max	
SOBREFRECUENCIA				
F<1 Estado	ACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de sobrefrecuencia.				
F<1 Ajuste	60,5 Hz	45 Hz	65 Hz	0,01 Hz
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<1 Temporizador	0,16 s	Os	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de sobrefrecuencia de tiempo definido.				
F<2 Estado	DESACTIVADO	Activado o Desactivado		No Aplica
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de sobrefrecuencia.				

6.7.3.6 Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fases 50/51

La protección de sobrecorriente de fases permite detectar fallas entre fases a lo largo de todo el alimentador y desconectar la central de GD de la red, permitiendo que el sistema de protecciones del alimentador actúe de forma independiente.

La protección de sobreintensidad, incluida en los relés P14x, proporciona protección trifásica no direccional / direccional de cuatro umbrales con características de temporización independientes. Los dos primeros umbrales de la protección de sobreintensidad presentan características temporizadas que pueden ser seleccionadas como de tiempo mínimo definido inverso (IDMT) o de tiempo definido

(DT). El tercero y el cuarto umbral presentan únicamente características de tiempo definido.

Configuración de la función de protección de sobrecorriente temporizada 51

La función de protección de sobrecorriente temporizada debe coordinar con la función de sobrecorriente controlado por tensión 51V configurada para el sistema de protecciones del generador.

En nuestro caso para la coordinación se utilizarán las curvas de la IEEE de tiempo moderadamente inverso, al igual que para el caso de la protección del generador. En este caso estas curvas están modeladas por la ecuación:

$$t = TD * \left(\frac{\beta}{M^2 - 1} + L \right) + C$$

Dónde:

t = Tiempo de activación.

β = Constante.

$M = I/I_s$.

α = Constante.

L = Constante ANSI/IEEE.

TD = Ajuste del Time Dial para las curvas IEEE/US

Los valores de las constantes se muestran en la Tabla 6.35

Tabla 6.35
Constantes para las curvas IEEE.

CURVA	NORMA	β	α	L
Moderadamente Inversa	IEEE	0,0515	0,02	0,114
Muy Inversa	IEEE	19,61	2	0,491
Extremadamente Inversa	IEEE	28,8	2	0,1217

Fuente: Relés de Protección de Circuito. SCHNEIDER ELECTRIC – MiCOM P14X

- Cálculo de la corriente de arranque del relé.

Para el cálculo de la corriente de arranque se debe considerar entre el 125 % y 150 % de la corriente nominal en el punto de interconexión. En nuestro caso debido a la alta sensibilidad necesaria se fijara en el 125 %. La corriente nominal en el punto de interconexión es de 30 A, por lo que la corriente de arranque del relé es:

$$I_{Arranque} = \frac{1,25 * I_n}{RTC} = \frac{1,25 * 30}{20}$$

$$I_{Arranque} = 1,88 A$$

- Ajuste de la curva de actuación del dial del relé

Para lograr la coordinación con el equipo de protección del generador, se utilizará la curva de la IEEE de tiempo moderadamente inversa y con un dial de 0,1. Debido a que debe ser el primer elemento en actuar ante fallas producidas en el alimentador, permitiendo que el alimentador despeje la falla y restablezca las condiciones de operación normal.

Las curvas de coordinación se pueden observar en la Figura 6.27, de la Tabla 6.12 se conoce que la mínima corriente de falla entre fases es 57 A, en este caso el relé actuará en aproximadamente 0,3 segundos. Brindando una protección rápida y al mismo tiempo permitiendo coordinar con el relé de protección del generador, cabe resaltar la zona en la cual la curva del relé de interconexión interseca la curva del relé de sobrecorriente del generador sin coordinar la protección para valores de corriente menores a $1,25 I_n$, debido a que la configuración del relé para un valor de corriente de arranque menor, podría ocasionar actuaciones equivocadas por corrientes de sobrecarga

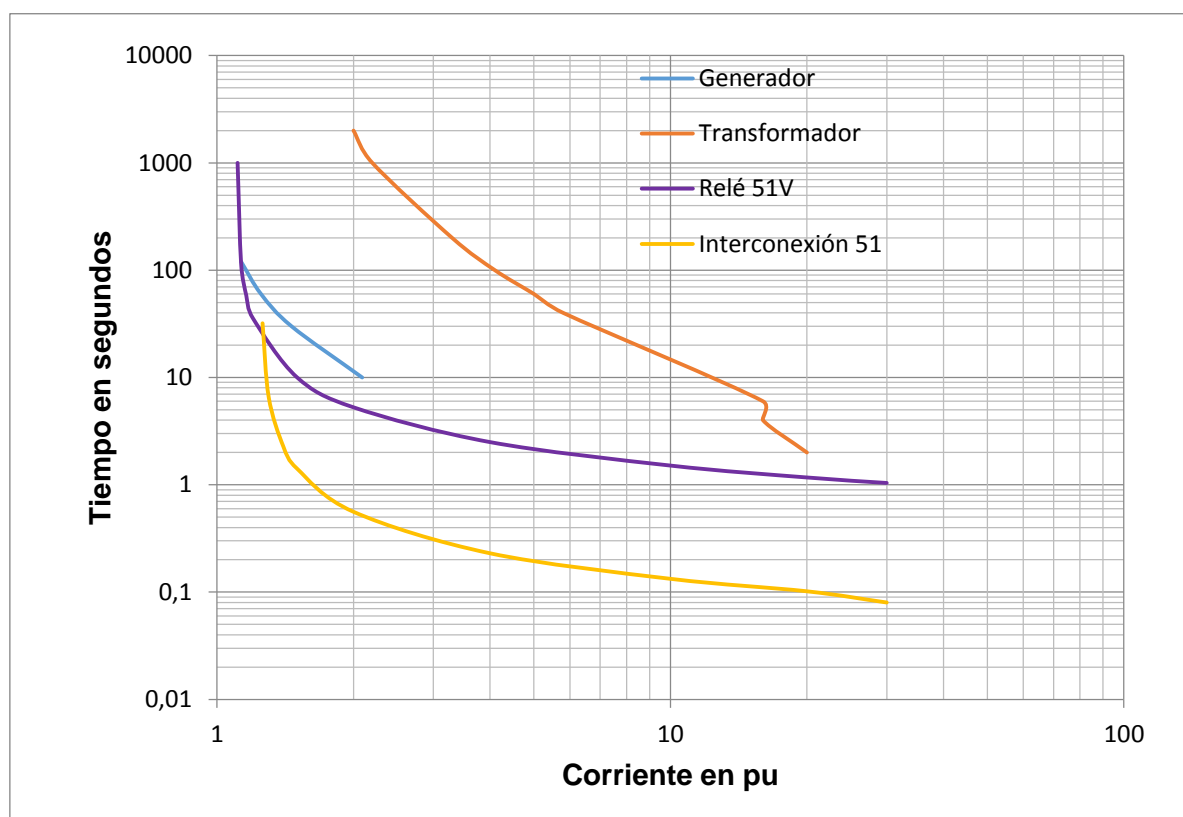


Figura 6.27 Coordinación de la curva de actuación del relé de sobrecorriente 51.

Configuración de la función de protección de sobrecorriente instantánea 50

Esta función de protección se configura para trabajar entre el 125 % y el 200 % de la corriente máxima de falla, en nuestro caso se simula una falla monofásica en el punto de interconexión de la central de Pichacay que será la que mayor corriente de falla.

La simulación se la realizó con el programa Cymdist, y los resultados se muestran en la Tabla 6.12, de donde tenemos que la corriente máxima de falla monofásica es 523,5 A, se configurara el relé para el 125 %, por lo tanto la corriente de arranque del relé es:

$$I_{Uni. Inst.} = \frac{I_{fmax} * 1,25}{RTC} = \frac{523,5 * 1,25}{20}$$

$$I_{Uni. Inst.} = 32,72 A$$

Las configuraciones a realizar para las funciones de sobrecorriente de fases se muestran en la Tabla 6.36

Tabla 6.36

Configuración de la función de protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fases 50/51 del relé MiCOM P143.

TEXTO MENÚ	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín.	Máx.	
SOBRECORRIENTE DE FASE				
I>1 Función	IEEE MODER. INVERSA	Desactivado, DT, CEI Estándar Inversa, CEI Muy Inversa, CEI Extrem Inversa, UK Inversa Tiempo Largo, UK Rectificador, RI, IEEE Moder. Inversa, IEEE Muy Inversa, IEEE Extrem. Inversa, US Inversa, US Inversa Tiempo Corto		
Ajuste de la característica de disparo del primer umbral del elemento de sobreintensidad.				
I>1 Dirección	No direccional	No direccional Direc a adelante Direc a atrás		
Este ajuste determina la dirección de medida para el primer umbral del elemento.				
I>1 Ajust	1,88 A	0,08*In	4,0*In	0,01*In
Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de sobreintensidad.				
I>1 Time Dial	0,1	0,025	1,2	0,005
Ajuste de la configuración del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de las curvas IEEE/US IDMT.				
I>1 DT Adicional	0	0	100	0,01
Ajuste para añadir una temporización adicional fija a la característica del				

tiempo de funcionamiento IDMT.				
I>1 Repon Caract	DT	DT o Inversa		No Aplica
Ajuste para determinar el tipo de característica de reposición/liberación de las curvas IEEE/US.				
I>1 tREPOSICION	0	0s	100s	0.01s
Ajuste que determina el tiempo de reposición/liberación de la característica de reposición de tiempo definido.				
I>3 Estado	ACTIVADO	Desactivado o activado		No Aplica
Este ajuste determina la dirección de medida para el elemento de sobreintensidad.				
I>3 Ajust	10,61 A	0,08*In	32*In	0,01*In
Ajuste del arranque del tercer umbral del elemento de sobreintensidad				
I>3 Temporiz.	0	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del tercer umbral del elemento de sobreintensidad.				

6.7.3.7 Protección de sobrecorriente temporizada de falla a tierra 51N

Esta función permite despejar fallas a tierra, por lo que se puede configurar con valores más sensibles, entre el 10 y el 70 % de la corriente nominal, dependiendo del nivel de desequilibrio existente entre las fases.

Los elementos estándares de protección de falta a tierra están duplicados en los relés P14x y se les refiere en el menú del relé como “Falta a tierra 1” (FT1) (siglas en inglés, EF1) y “Falta a tierra 2” (FT2) (siglas en inglés, EF2). El elemento de FT1 funciona a partir de la intensidad de falta a tierra que es medida directamente en la red, ya sea mediante un TI separado, que se encuentra en la conexión de tierra de la red, o mediante una conexión residual de los tres TI de línea. FT1 y FT2 son elementos idénticos, cada uno con cuatro umbrales. El primero y el segundo umbral presentan características IDMT o DT seleccionables, mientras que el tercero y el cuarto umbral solo son DT.

- Ajuste de la corriente de arranque de la función de sobrecorriente temporizada de falla a tierra.

Debido a que la red es un alimentador primario de distribución con ramales radiales monofásicos y el desequilibrio entre fases puede ser considerable, se utiliza un valor de corriente del 40 % de la corriente nominal para la calibración del relé.

$$I_{Arranque} = \frac{0,4 * I_n}{RTC} = \frac{0,4 * 30}{20}$$

$$I_{Arranque} = 0,6 A$$

- Ajuste de la curva de actuación y el dial del relé 51N



Para la configuración se selecciona la curva de tiempo moderadamente inverso, y al igual que para la función de sobre corriente de fase 51, se selecciona el dial más bajo, permitiendo una rápida actuación ante este tipo de fallas y la coordinación con el relé de sobrecorriente dependiente de tensión del sistema de protecciones del generador.

Para la modelación de la curva de actuación del relé 51N, se utiliza la función seleccionada para la curva del relé de sobrecorriente de fase 51 en el punto 6.7.3.6 La curva de actuación y su coordinación con el sistema de protecciones del generador se muestran en la Figura 6.28

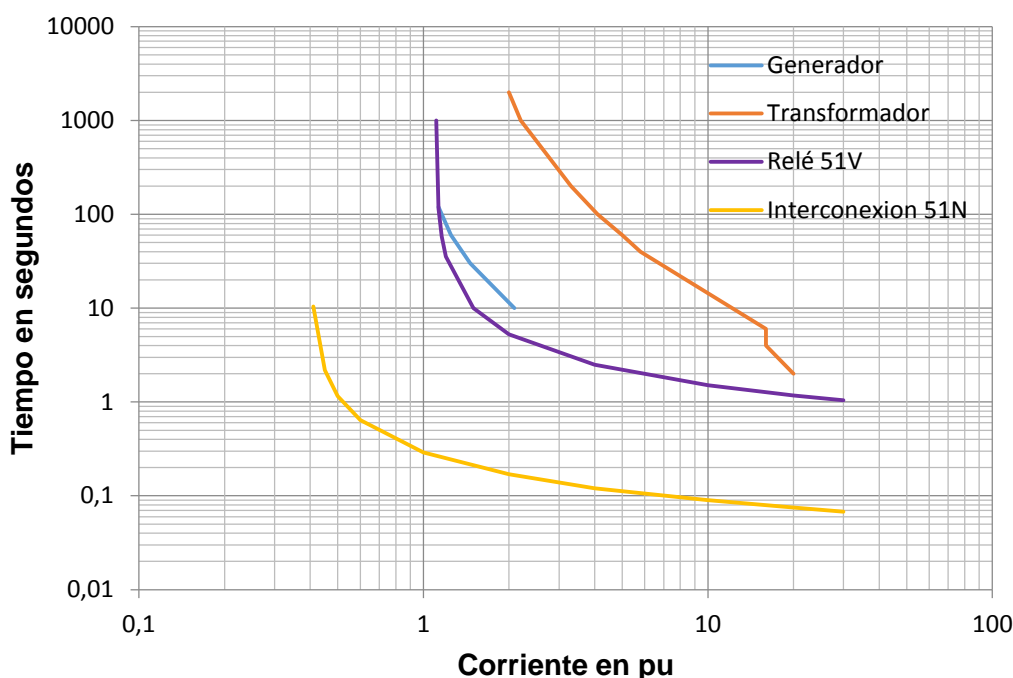


Figura 6.28 Coordinación de la curva de actuación del relé de sobrecorriente 51

Los ajustes a realizar en el relé se muestran en la Tabla 6.37

Tabla 6.37

Configuración de la función de protección de sobrecorriente temporizada de falla a tierra 51N del relé MiCOM P143.

TEXTO MENÚ	Ajuste	Rango de ajuste		Medida del paso
		Mín.	Máx.	
SOBRECORRIENTE DE TIERRA				
IN1>1 Función	IEEE MODER. INVERSA	Desactivado, DT, CEI Estándar Inversa, CEI Muy Inversa, CEI Extrem Inversa, UK Inversa Tiempo Largo, UK Rectificador, RI, IEEE Moder. Inversa, IEEE Muy Inversa, IEEE Extrem. Inversa, US Inversa, US Inversa Tiempo Corto, IDG		

Ajuste de la característica de disparo del primer umbral del elemento de falta a tierra.				
IN1>1 Dirección	No direccional	No direccional Direc a adelante Direc a atrás		No Aplica
Este ajuste determina la dirección de medida para el elemento del primer umbral de falta a tierra.				
IN1>1 Ajuste	0,6 A	0,08*In	4,0*In	0,01*In
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de falta a tierra.				
IN1>1 Time Dial	0,1	0,025	1,2	0,005
Ajuste de la configuración del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de las curvas IEEE/US IDMT.				
IN1>1 DT Adicion	0	0	100	0,01
Ajuste para añadir una temporización adicional fija a la característica del tiempo de funcionamiento IDMT.				
IN1>1 RepoCaract	DT	DT o Inversa		No Aplica
Ajuste para determinar el tipo de característica de reposición/liberación de las curvas IEEE/US.				
IN1>1 tREPOSICIO	0	0s	100s	0.01s
Ajuste para determinar el tiempo de reposición/liberación de la característica de reposición de tiempo definido.				

6.8 Conclusiones de la coordinación del protecciones

El sistema de protecciones del generador, permitirá detectar y aislar fallas internas del generador y fallas externas al generador, permitiendo dar una protección de respaldo al sistema de protecciones de la interconexión en caso de su no actuación ante fallas en la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR.

Para lograr una mayor sensibilidad de la protección de respaldo del sistema de protecciones de interconexión, se utiliza el relé de sobrecorriente dependiente de tensión (51V), que permite detectar fallas lejanas y con poca incidencia en las corrientes de cortocircuito, pero que si causan variación en los perfiles de tensión. Esta protección permitirá brindar una correcta protección de respaldo sin permitir que el generador y el transformador puedan sufrir fallas debido al calentamiento provocado por las fallas producidas en la red.

El sistema de protecciones de la interconexión consta de dos partes fundamentales, la primera parte que permitirá detectar la operación en forma aislada de la central de Pichacay, para lo cual se realiza la calibración de los equipos de sobre y baja tensión y de sobre y baja frecuencia, dicha configuración se la realiza basan en la norma IEEE Std. 1547.

La segunda parte del sistema de protecciones de la interconexión permitirá detectar corrientes de corto circuito para fallas producidas en la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR, por lo cual se realiza la configuración de los relés de



sobrecorriente de fase (temporizado 51 e instantáneo 50) y el de falla a tierra (temporizado 51N).

Basado en la filosofía del sistema de protecciones de la interconexión, la configuración de los relés de sobrecorriente se la realiza con el dial 0,1, para permitir una rápida desconexión de la central de Pichacay ante fallas producidas en la red de la CENTROSUR, permitiendo que el sistema de protecciones de la red despeje la falla y el sistema retome el funcionamiento normal para permitir el reingreso de la central de Pichacay una vez comprobado las condiciones de sincronismo en el punto de interconexión.

La eficiencia de la actuación del sistema de protecciones, se puede comprobar mediante la Figura 6.27, dado que para la corriente de cortocircuito trifásica mínima 57,5 A (Tabla 6.12), se tiene un tiempo aproximado de actuación de 0,6 segundos. Para la corriente de cortocircuito monofásica mínima 89,9 A (Tabla 6.12), se tiene que el tiempo aproximado de despeje es de 0,15 segundos (Figura 6.28).



CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

Para la generación distribuida (GD), se dispone de varias definiciones analizadas y dadas por organizaciones e instituciones de prestigio, que establecen a la GD dependiendo de su capacidad de generación y teniendo como punto común la conexión a la red de distribución a las instalaciones del consumidor.

La GD permite emprender alternativas a la diversificación y uso de la energía primaria, ya sea con la utilización de combustibles fósiles o Energías Renovables no Convencionales (ERNC) como combustibles primarios, con lo que se lograría una generación de energía eléctrica con menores impactos ambientales.

La utilización ERNC a nivel mundial se está dando de manera progresiva con la implementación de centrales con energía solar, eólica y de biomasa, con lo que se podría lograr una salida alternativa a la utilización de combustibles fósiles.

El marco legal y normativo existente en el país establece normas que de alguna manera promueven el desarrollo de la GD mediante el uso de ERNC, priorizando este tipo de recursos con el fin de reducir la dependencia de combustibles fósiles, este impulso se da mediante la aplicación de precios preferentes en las tarifas de generación, para; las centrales de biogás, biomasa e hidroeléctricas con valores de 9,67, 7,32 y 6,58 USD/kWh en el territorio continental, además de incluir medios favorables para la creación de proyectos en zonas apartadas donde no tiene alcance la red de distribución, estos proyectos pueden ser desarrollados por la iniciativa privada o por parte del Estado.

El aprovechamiento del biogás de los rellenos sanitarios para la generación de energía eléctrica es una alternativa fundamental para el cambio de la matriz energética y para el avance del Ecuador, debido a que este tipo de recurso se produce en todas las grandes ciudades del Ecuador y que en la actualidad no tienen un tratamiento adecuado, provocando grandes contaminaciones a los ríos, bosques y al medio ambiente en general.

La central de Pichacay es uno de los primeros proyectos emprendidos en el Ecuador para aprovechar el biogás generado por los rellenos sanitarios, que luego de los estudios de prefactibilidad, se verificó la viabilidad del aprovechamiento de este tipo de recursos y sus grandes ventajas para la población, el medio ambiente y la economía de la empresa inversionista en este proyecto.

Con la utilización del software CYMDIST se realizó el estudio de la red de distribución del alimentador 0321, mediante un análisis de flujos de potencia y cortocircuitos en el estado actual y con el ingreso de la central de GD, estos análisis se realizaron mediante una simulación de la red con distintas condiciones de funcionamiento.



En los resultados obtenidos del análisis de flujos de potencia se determina que hay una mejora sustancial en el nivel de tensión con la incorporación de la central de biogás de Pichacay, en comparación con los resultados obtenidos en el estado actual de la red. Las pérdidas totales presentes en los resultados con carga máxima de 4.942 kW obtenidos en el período de los días laborables, refleja una reducción de 151,22 kW en el estado actual a 120,32 kW con la incorporación de la central, equivalente a un ahorro de \$6030 /año.

Del análisis económico de las pérdidas producidas en la red del alimentado 0321 de la CENTROSUR, se puede comprobar con mayor exactitud la reducción en el porcentaje de pérdidas a lo largo del alimentador, de tal forma que en el periodo de 10 años que se estudia, tomando en cuenta incluso, la incorporación de la carga de las cocinas de inducción, nos permitirá tener un ahorro de \$380.000 en este periodo.

El aporte de la central de biogás de Pichacay representa un alivio en la carga existente de la red y los equipos del alimentador 0321, facilitando el acoplamiento del actual sistema eléctrico para el aumento y cambio en la curva de demanda, que provocara el ingreso de las cocinas de inducción.

La central de Pichacay presenta un nivel de penetración de 20,23 % en su primera fase, que es considerado como un escenario de baja penetración, que además no permite la operación de la central en isla. En su segunda etapa con una potencia de 2 MW se tiene un nivel de penetración de 40,46 %, que tampoco permite la operación en isla.

Del estudio de cortocircuitos realizado se deduce que los niveles de corriente para todos los tipos de fallas se ven incrementados en un valor relativamente pequeño (aproximadamente 150 A). Debido al tipo de generador (síncrono de polos lisos) y a la configuración utilizada para los devanados del transformador (delta-estrella con puesta a tierra directa), se observa que las corrientes de falla con mayor incidencia de la central de Pichacay, son las fallas a tierra (monofásica y bifásica a tierra).

La función principal del sistema de protecciones de la interconexión, es detectar y desconectar la GD en caso de fallas producidas en la red de distribución que puedan causar fallas internas en la GD o en la red de distribución como son: operación en "isla" de la GD, retroalimentación a fallas, flujo de potencia inversa, aperturas y recierre de circuitos provocando inestabilidad de la central y del sistema, interferencia en el funcionamiento del sistema de protecciones de la red de distribución. Para cumplir dichos requerimientos, el sistema de protecciones de la interconexión debe constar de dos partes; la primera que permita detectar el funcionamiento de la central en isla y desconectarla de la red de distribución y la segunda que permitirá aislar la central de la red de distribución ante cualquier falla producida en el sistema.

Para fallas producidas en la red entre la cabecera del alimentador y la central de Pichacay, se observa el cambio en el sentido del flujo de corriente debido al aporte de la central a las fallas, lo cual puede producir la mala actuación de los equipos de



protección o la degradación del elemento fusible. Para evitar estos inconvenientes el sistema de protecciones de la interconexión debe desconectar a la central de la red en el menor tiempo posible ante cualquier falla que se produzca.

Debido a que está planificada la segunda etapa de la central de Pichacay, se optó por diseñar un sistema de protecciones para el primer generador, permitiendo de esta forma que cuando ingrese el segundo generador, puedan trabajar indistintamente los dos generadores, y en caso de que un generador falle o tenga que ser puesto fuera de paralelo por mantenimiento, la central pueda seguir aportando al sistema con el generador que no esté dentro de estos procesos.

La selección de los equipos a utilizar en el sistema de protecciones de interconexión de la GD a la red de distribución, se debe considerar parámetros como: el tipo de generador, la capacidad nominal de la central, interconexión directa o por medio de un transformador, tipo de conexión de los devanados del transformador y uno de los parámetros más importantes es la diferencia que exista entre la carga conectada y la capacidad de la GD, dado que si la capacidad de la GD es cercana a la carga máxima de la red de distribución, el sistema para detención de operación en isla es complejo, necesitándose de la función Direct Transfer Trip (DTT) del relé de cabecera del alimentador. La función DTT envía una señal de disparo directo al interruptor de la GD por medio de fibra óptica cuando detecta condiciones de falla en la red y tiene que abrir el interruptor principal del alimentador.

Se debe proveer un sistema de comunicación SCADA (Sistema de Adquisición, Supervisión y Control de Datos en Tiempo Real) en el punto de interconexión de la central del biogás de Pichacay y la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR, que permita intercambiar información del estado de la central (conectada, desconectada) y de los diferentes parámetros eléctricos (potencia activa, potencia reactiva, nivel de tensión, frecuencia) en el punto de interconexión, además permite la comunicación entre los dispositivos de protección. El sistema de comunicación se la debe realizar basada en la norma IEEE Std 1547.3™-2007 IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems.

Las funciones de protección implementadas en el generador de la central de Pichacay se realizaron en base a las características del generador y del sistema, estas funciones son ajustadas en el relé MiCOM p343 en base a la norma IEEE Std C37.102. Las funciones de protección utilizadas en el generador se presentan a continuación.

- Protección de sobretensión 59
- Protección de baja frecuencia 81U
- Protección de sobrefrecuencia 81O
- Protección de sobretensión residual 59N
- Protección diferencial 87G



- Protección de potencia Inversa 32
- Protección de pérdida de campo 40
- Protección de sobrecarga térmica 49G
- Protección de sobrecorriente dependiente de tensión 51V
- Comprobación de sincronismo.

Este sistema de protecciones permite detectar y aislar fallas internas del generador y fallas externas al generador, permitiendo dar una protección el respaldo al sistema de protecciones de la interconexión en caso de su no actuación ante fallas en la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR.

La protección de la interconexión que permite una adecuada operación en paralelo con la red de distribución son ajustadas en el relé Micom p143, estas funciones son calibradas en base a las recomendaciones de la norma IEEE Std. 1547, las funciones utilizadas en la protección de la interconexión de la central de biogás de Pichacay con la red de distribución se detallan a continuación.

- Protección de baja tensión 27
- Protección de sobretensión 59
- Comprobación de sincronismo 25
- Protección de baja frecuencia 81U
- Protección de sobrefrecuencia 81O
- Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fases 50/51
- Protección de sobrecorriente temporizada de falla a tierra 51N

Este sistema de protecciones para la interconexión consta de dos partes fundamentales, la primera parte que permite detectar la operación en forma aislada de la central de Pichacay; la segunda parte permite detectar corrientes de corto circuito para fallas producidas en la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR.

7.2. RECOMENDACIONES

A fin de garantizar un mayor impulso de la GD en el país, se debe generar o emitir normas y regulaciones donde se establezcan de manera específica las condiciones de implementación y operación que se deben cumplir para la realización de proyectos de generación con ERNC, estas normas deben establecer procedimientos con cada tipo de energía primaria, con lo que se busca plantear un desarrollo sustentable con este tipo de recursos, utilizando mecanismos de inversión que permitan que todos los actores del sector eléctrico del país sean partícipes con el apoyo de la mejora tecnológica de un cambio, en los aspectos sociales, económicos y ambientales.

Es importante la organización la recolección de desechos sólidos de las demás ciudades e incentivar la formación de rellenos sanitarios que cumplan con los



requisitos exigidos para la producción de bigas y su posterior aprovechamiento en la generación eléctrica.

Según la modelación del biogás existente en el relleno sanitario de Pichacay, la capacidad de producción de biogás para la presente fecha es muy superior a la que se va a consumir para la primera fase de la central (1 MW), por lo que se recomienda el análisis de la expansión de la planta a su segunda fase (2 MW), que permitiera un mayor aprovechamiento de los recursos existentes y mejorando los resultados económicos para la empresa EMAC BGP-ENERGY. Además permitiría mejorar los resultados obtenidos en la red de la CENTROSUR debido a la mayor potencia que aportará a las cargas instaladas a lo largo del alimentador, pero podría provocar complicaciones en la detección de condiciones de funcionamiento en isla, debiéndose revisar la calibración de los equipos de protección de la interconexión.

Para proyectar la implementación de la GD, se debe considerar el punto de interconexión en la red eléctrica y el tipo de sistema al cual se va a conectar (radial, anillo o mallado), debido a que la mejoría en las condiciones de niveles de tensión y la reducción en las pérdidas en la red dependen del punto en el cual se interconecte la GD. Además se considera el nivel de penetración y nivel de dispersión que se tiene con la GD.

Para mayor seguridad y confiabilidad del sistema de protecciones de la interconexión en caso de condiciones de operación en isla de la GD, se recomienda utilizar la función DTT (Direct Transfer Trip) del relé de cabecera del alimentador 0321, lo cual permitirá enviar una señal de disparo directo al interruptor de la central de Pichacay en caso de que se desconecte el interruptor de cabecera del alimentador por fallas producidas en la red.

La función DTT será de especial importancia cuando se incorpore la segunda fase de la central de Pichacay, en vista que su capacidad nominal será de 2 MW y de los datos entregados por la CENTROSUR se conoce que la carga mínima del alimentador es 2,122 MW, bajo estas condiciones se puede producir la operación en isla de la central y no ser detectado por el sistema de protecciones actual.

Con la intención de prevenir la mala actuación del sistema de protecciones o la degradación de los elementos fusibles instalados en la red del alimentador 0321, se recomienda analizar las curvas de los dispositivos existentes entre la central de Pichacay y la cabecera del alimentador, enfatizando los dispositivos que se encuentran en el tramo principal del alimentador, debido a que estos dispositivos deberán soportar los aportes de corriente de la central de Pichacay para fallas producidas aguas arriba de dichos elementos.

Para prevenir la salida de operación de la central por fallas producidas en el ramal secundario que se deriva de la línea de interconexión, se recomienda colocar un seccionador fusible de rápida actuación, que permita despejar las fallas en dicho tramo sin ocasionar la actuación del sistema de protecciones en el tramo principal del alimentador.



BIBLIOGRAFÍA



BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. Rodríguez Hernández, *La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional*. Nov-2009.
- [2] C.I.A.P.R. Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico Puerto Rico, *Consideraciones del sistema de protección en la interconexión de generación distribuida al sistema eléctrico de la AEE*, Revista Dimensión Año 28, Vol 1, 2014
- [3] Rodrigo García Pizarro, *Generación Distribuida y Regionalización en Chile*, Universidad de Chile, 2005
- [4] P. Dunsky, *Cogeneration and On-Site Power Production*. COSPP, (2000).
- [5] IEEE, Institute of Electrical and Electronics Engineers, <http://www.ieee.org>
- [6] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, W. D'haeseleer and R. Belmans. *Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues*, University of leuven Energy Institute, August 2003.
- [7] Ackermann, T., Andersson, G., Soder, L., *Distributed generation: a definition*, Electric Power Systems Research, Vol. 57, p.p. 195–204. 2001.
- [8] C.I.G.R.E. International Council on Large Electricity Systems, <http://www.cigre.org>
- [9] I.E.A. International Energy Agency, <http://www.iea.org>
- [10] James Paul Valencia Quintero, *Generación Distribuida: Democratización de la Energía Eléctrica*, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, D.C, 2008
- [11] Alberto Martín García, *Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica*, Tesis Ing., Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 2006
- [12] Consejo Nacional de Electricidad, *Plan Maestro de Electrificación*, Quito-Ecuador 2013-2022.
- [13] CONELEC, Consejo Nacional de Electricidad, <http://www.conelec.gob.ec/>
- [14] INEC, Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2010, <http://www.ecuadorencifras.gob.ec>
- [15] MEER, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Julio 2012, www.energia.gob.ec



- [16] Empresa Electro Generadora del Austro ElecAustro S. A. *Informe del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca*.
<http://www.elecaustro.com.ec/fotos/menus/proyectosenestudio/proyhuas.pdf>
- [17] Danny Kennedy, Rooftop Revolution: How Solar Power Can Save Our Economy-and Our Planet-from Dirty Energy, September 2012.
- [18] Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica, 2008,
http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf.
- [19] José A. C. González, Roque C. Pérez, Antonio C. Santos, Manuel-A.C. Gil, Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables, PEARSON EDUCACIÓN S.A., Madrid, 2009.
- [20] Jaime Patricio Neira Campoverde, Generación Fotovoltaica a Gran Escala para Morona Santiago, Tesis de Maestría, Universidad de Cuenca, Septiembre 2012.
- [21] Ministro de Electricidad y Energía Renovable, Atlas Eólico del Ecuador Con fines de generación eléctrica, 2013.
- [22] Camilo Carrillo, Energía Eléctrica: Energía Mini Eólica, Universidad de Vigo, Octubre 2011.
- [23] Jesús Salinas Martínez, Control de un Aerogenerador, Universidad Politécnica de Catalunya, Tesis Ing, Barcelona, Junio 2010.
- [24] Adriana Castro, Minicentrales hidroeléctricas, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid, Octubre 2006.
- [25] Roque Calero Pérez, José Antonio Carta González, José Manuel Padrón Hernández, Energía, Programa educativo: Eficiencia energética, 2010.
- [26] Edgar Fernando Durán Contreras, La Generación Distribuida y Sus Retos Frente al Nuevo Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano, Tesis de Maestría, Universidad de Cuenca, 2013.
- [27] Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Reformado mediante Ley No. 2006-55 publicada en el Registro Oficial No. 364 de 26 de septiembre de 2006
- [28] Gasgreen CIA. LTDA. *Estudio de factibilidad del proyecto de generación de energía eléctrica con biogás de relleno sanitario de Quito*. Noviembre, 2012.
- [29] Altercexa, *Informe complementario sobre el estudio de soluciones viables para el aprovechamiento del biogás en Extremadura, en el marco del proyecto de cooperación transfronteriza España-Portugal*, Consejería de Industria, Energía y Medio Ambiente, Diciembre, 2010.



- [30] Dirección General de Recursos Agrícolas y Ganaderos, *El sector del biogás Agroindustrial en España*, Madrid, 2010.
- [31] Eastern Research Group, Inc y Carbon Trade Ltd. *Estudio de prefactibilidad del potencial del biogás. Relleno Pichacay*, 2007
- [32] Ministerio del Ambiente del Ecuador. *Evaluación de necesidades tecnológicas para la generación de energía a partir de residuos sólidos urbanos*, Quito, 2013
- [33] Rodríguez V, J. A. Ticante Roldan, Rogelio Vázquez Ramírez, Andrés Muñoz García. *Contribución al estudio de los lixiviados generados en el relleno sanitario*. Colegio de Ingeniería Ambiental, México, 1997.
- [34] Ministerio del Ambiente del Ecuador y Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda. *Manual de Usuario, Modelo de Biogás de Ecuador*, 2009
- [35] GUASCOR, Gas Engines & Gensets, SFGM 560 Biogas
- [36] EMAC – BGP ENERGY CEM. *Proyecto de generación eléctrica con el biogás del Relleno Sanitario Pichacay*. Memoria Técnica, 2013
- [37] E.E.C. Electricidad Electrónica Control. *Memoria Técnica Descriptiva: Diseño del línea de distribución a 22 kV para evacuar la energía del proyecto de aprovechamiento de biogás del relleno sanitario de Pichacay*. 2012
- [38] Ing. Germán Avila, Diseño De Redes De Media Y Baja Tensión Para La Planta De Desechos Hospitalarios Y Reciclado De La EMAC EP.
- [39] Manuel Villarroel. *Análisis Moderno de Sistemas de Potencia*, Universidad de la Frontera, Facultad de Ingeniería, Ciencias y Administración, Colombia, 2012.
- [40] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr. *Análisis de Sistemas de Potencia*. Grainger Editorial: Mcgraw-Hill, 1996
- [41] Adin Perez Sandoval. *Expansión de la transmisión de un Sistema de potencia de 57 nodos*, Tesis Ing. Instituto Politécnico Nacional, México, 2008.
- [42] John Wiley & Sons, London. *Electric Power System*, Reverte S. A. 1982
- [43] CYME INTERNATIONAL T&D Inc. *Análisis básicos de Cymdist - Guía del usuario*. Canada, 2011.
- [44] Hernán Carrillo. *Apuntes de clases, Sistema de Protecciones Eléctricas*, Universidad de Cuenca, 2012



[45] Samuel Ramírez Castaño. *Protecciones de Sistemas Eléctricos*, Universidad Nacional de Colombia, 2008

[46] Gilberto Carrillo Caicedo. *Protecciones Eléctricas*, Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, Colombia, 2007

[47] José Pepe Rasgado Casique. Tesis *Metodología de selección, ajuste y análisis de protecciones de sistemas de generación distribuida*. Instituto Politécnico Nacional, México, 2004.

[48] Ing. Daniel Hernández Morales. *Consideraciones del sistema de protección en la interconexión de generación distribuida al sistema eléctrico de la AEE*. Dimension, 2014

[49] Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla, *Generación distribuida en el Uruguay: Evaluación de fortalezas, oportunidades y tratamiento regulatorio*, UTE, Ursea: IIE-UDELAR, Junio de 2006.

[50] Schneider Electric, MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391 Advanced Transformer Protection and Control, Manual Técnico.

[51] Schneider Electric, MiCOM P143 Advanced Transformer Protection and Control, Manual Técnico.

[52] Iván Calero Freire. *Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesadores multifuncionales*, Escuela Politécnica Nacional, 2008

[53] Natalia Elizabeth Fonseca Gonzalez, *Estado del Arte del Uso del Gas de Gasificación Termoquímica de biomasa (GG) en Motores de Combustion Interna Alternativos*, Tesis Ingeniería, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia, Julio 2003.

[54] Joaquín A. Viquez Arias, *Generación eléctrica con biogás*, Costa Rica, 2010.

[55] Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM, *Memoria técnica del análisis financiero de la central de Pichacay*, 2014.

[56] Equipo Consultor A. Barragán. Estudio de Impacto Ambiental definitivo, Proyecto de generación de biogás en el relleno sanitario de Pichacay y LT Asociados, Cuenca, 2014.

[57] Enrique Ras. Marcombo. *Transformadores*. 1994.

[58] José Raúl Martín. Edit. Mc Graw – Hill, *Diseño de subestaciones eléctricas*.



[59] Pedro Andrés González, Protecciones “Relés”.

[60] Juan Fárez, William Mendieta. *Estudio de definición del sistema de protecciones de la central hidroeléctrica Saymirín y su coordinación*. Tesis Ing. Universidad de Cuenca, 2013

[61] C37.2-2008 - IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations.

[62] IEEE Std. C37.102™-2006, IEEE Guide for AC Generator Protection.

[63] IEEE Std. C37.91™-2008, IEEE Guide for Protecting Power Transformers.

[64] IEEE Std. 1547-2003 - IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.

[65] IEEE Std. 1547.2™-2008, IEEE Application Guide for IEEE Std. 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.



ANEXOS

ANEXO A

Se presenta el mapa de las centrales de generación con energías renovables no convencionales (ERNC) en el Ecuador y los proyectos menores a 10 MW que pueden ser desarrollados en el país por medio de las ERNC.

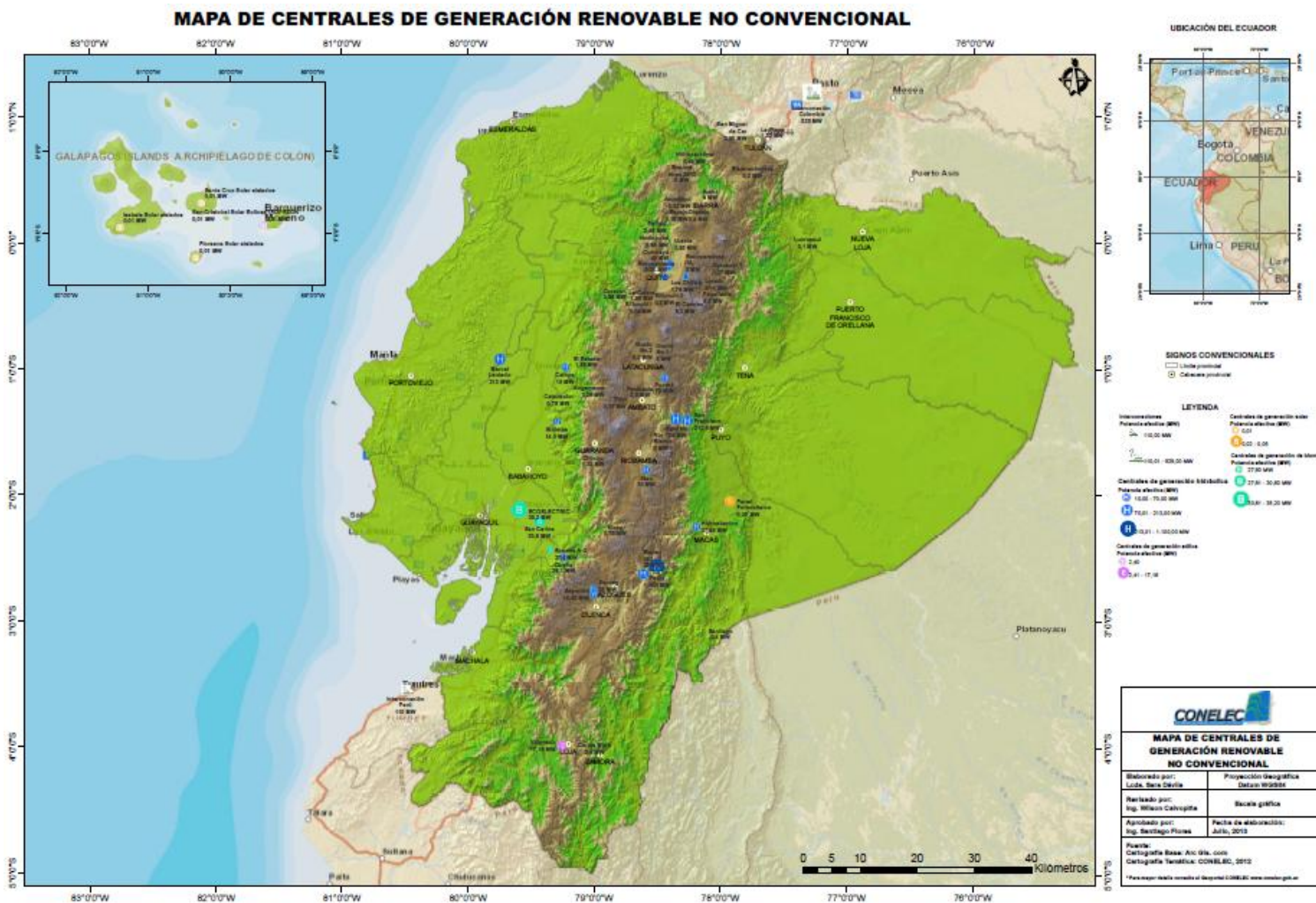


Figura A.1 Mapa de centrales de generación renovable no convencional

Fuente: Consejo Nacional de Electricidad, *Plan Maestro de Electrificación*, Quito-Ecuador, 2013-2022.

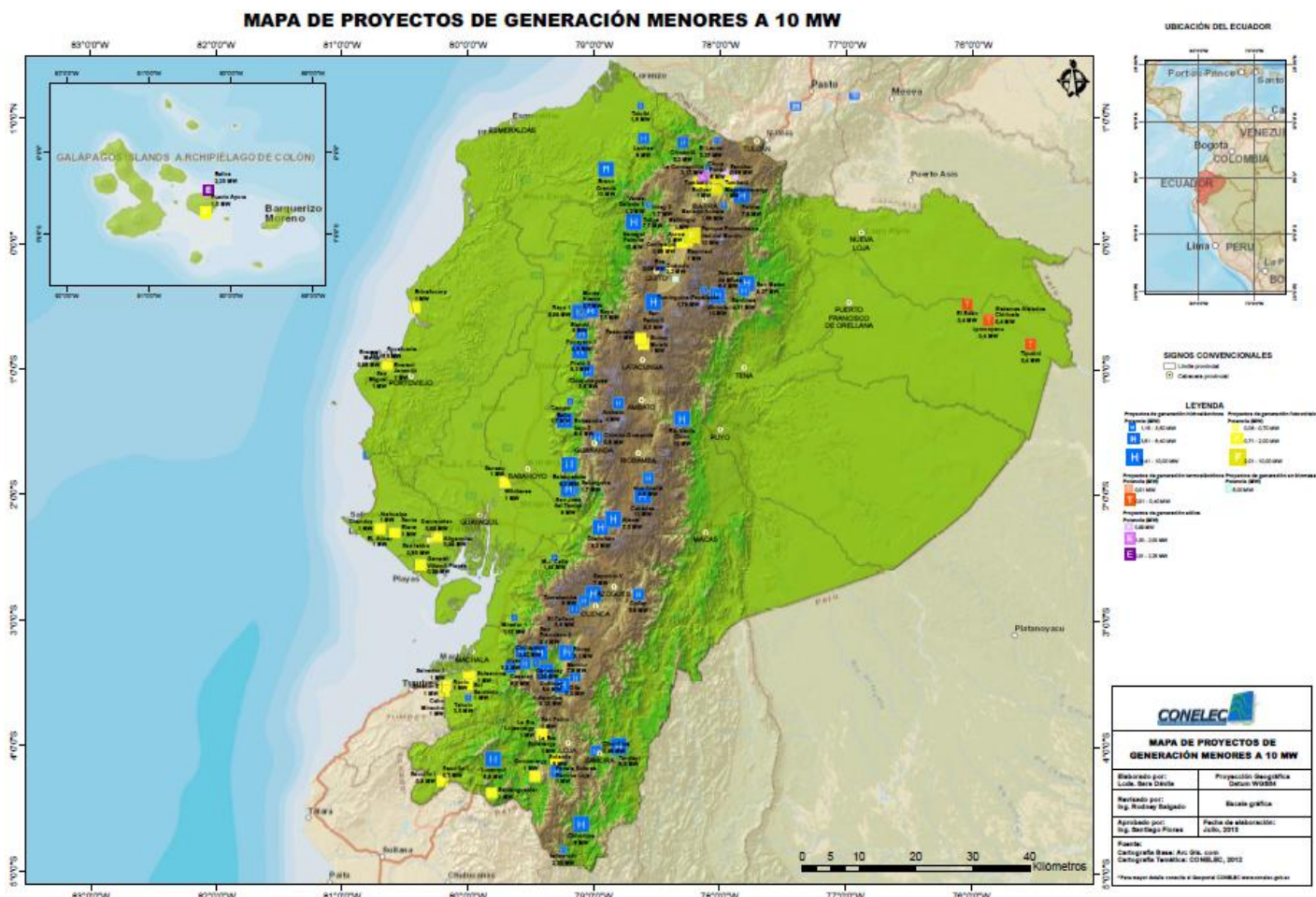


Figura A.2 Mapa de proyectos de generación menores a 10 MW

Fuente: Consejo Nacional de Electricidad, *Plan Maestro de Electrificación*, Quito-Ecuador, 2013-2022.

ANEXO B

Se presentan las zonas de influencia de la central de Pichacay, para el estudio de impacto ambiental.

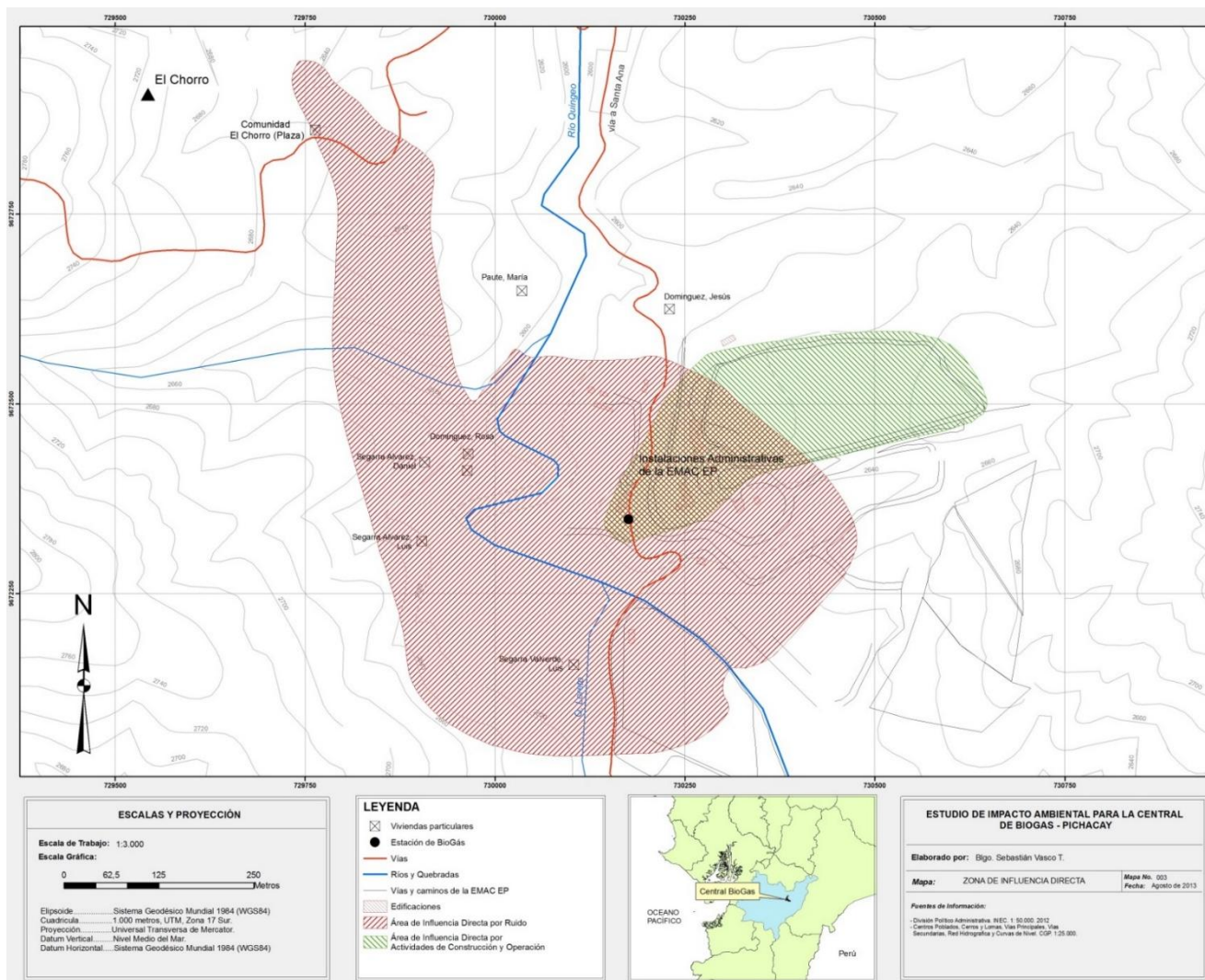


Figura B.1 Zona de influencia directa de la central de biogás de Pichacay

Fuente: Equipo Consultor A. Barragán. Estudio de Impacto Ambiental definitivo, Proyecto de generación de biogás en el relleno sanitario de Pichacay y LT Asociados, Cuenca, 2014.

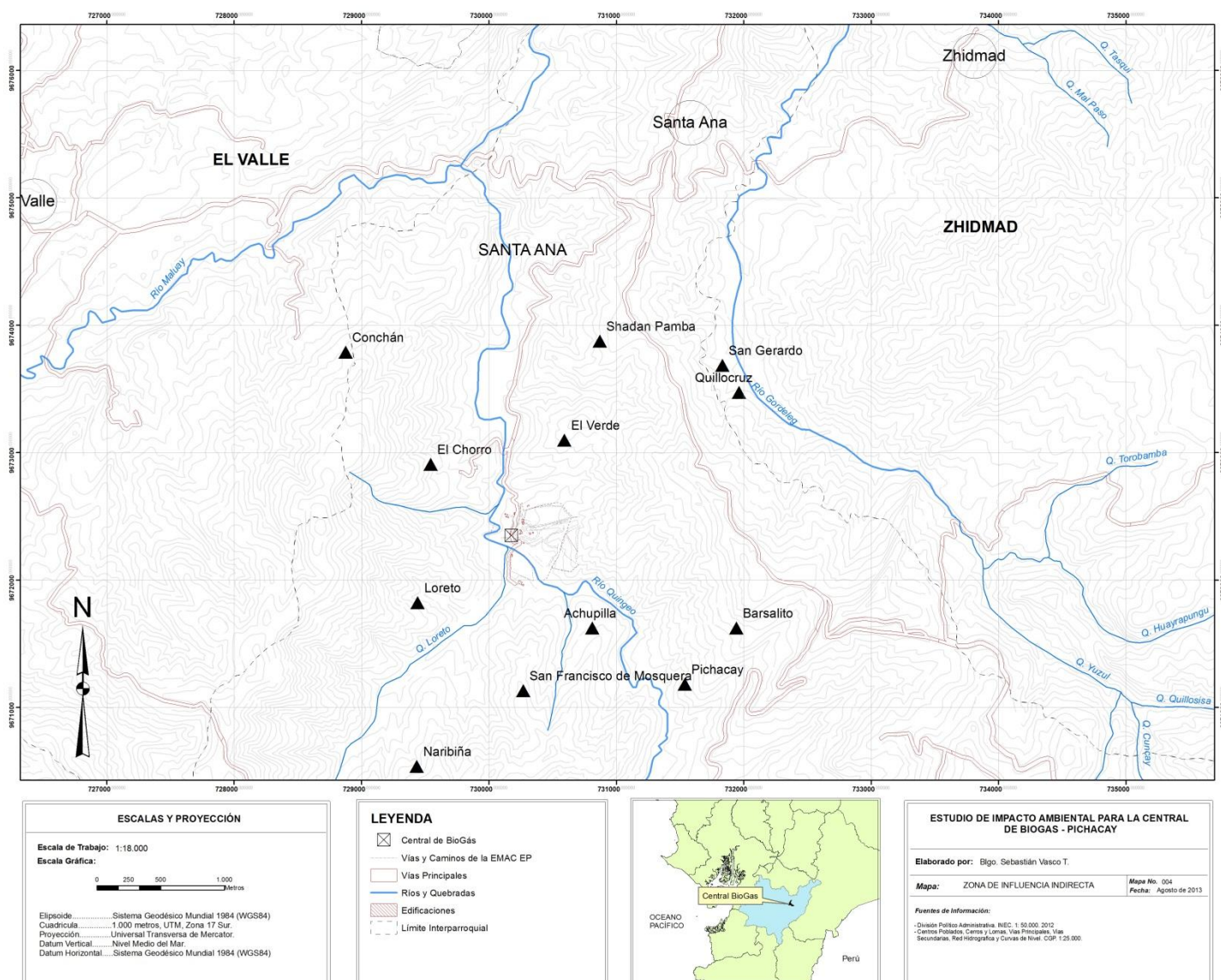


Figura B.2 Zona de influencia directa de la central de biogás de Pichacay

Fuente: Equipo Consultor A. Barragán. Estudio de Impacto Ambiental definitivo, Proyecto de generación de biogás en el relleno sanitario de Pichacay y LT Asociados, Cuenca, 2014.

ANEXO C

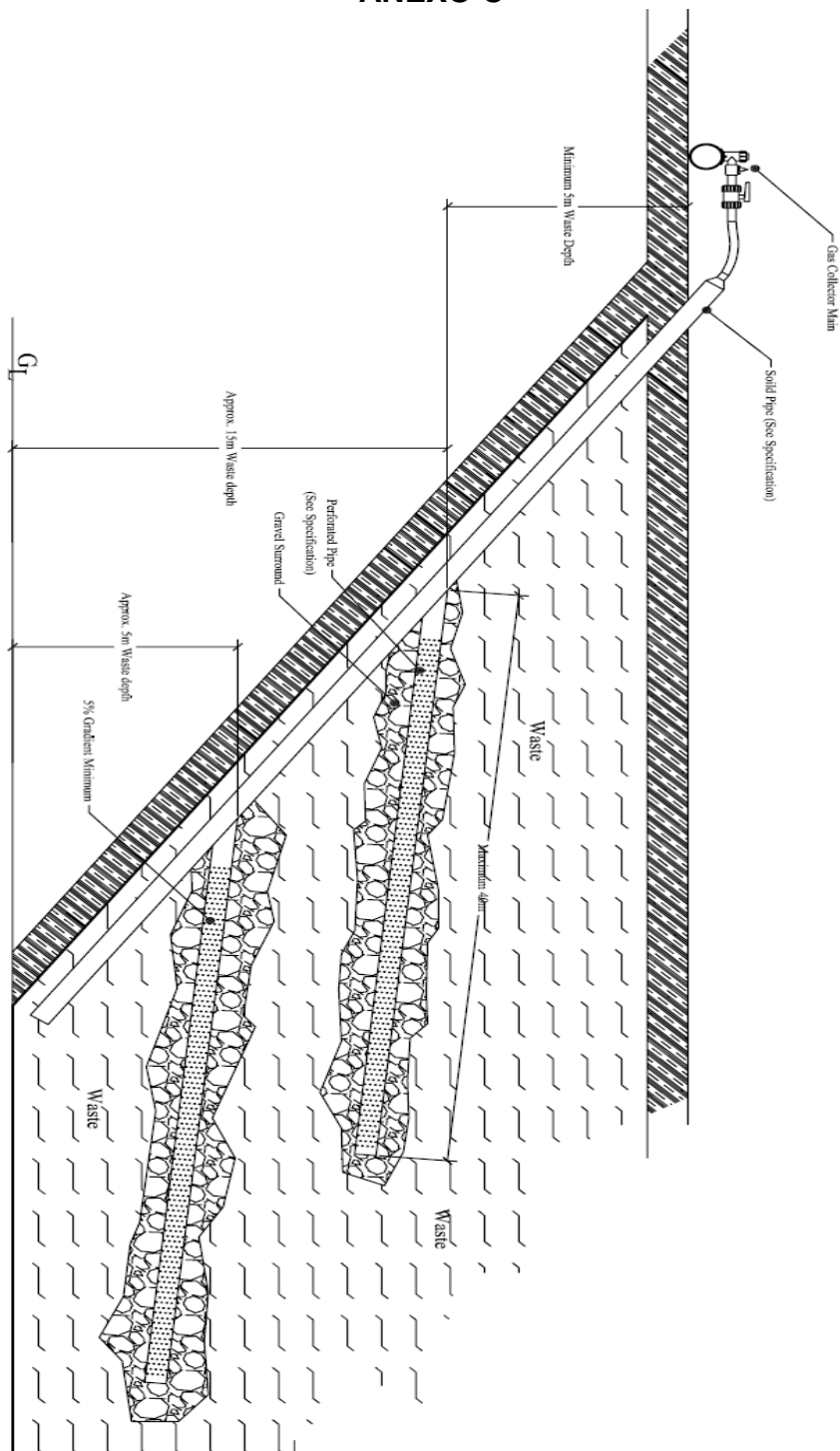


Figura C.1 Disposición de la instalación horizontal de recolección de gas
 Fuente: Fuente: US EPA, Carbon Trade. Horizontal Collector

ANEXO D.

Se describe los costos indirectos de la central de biogás de Pichacay utilizados para el análisis financiero durante el periodo de análisis, también se mostrara la tabla con los datos desarrollados en el cálculo del VAN, el TIR y el periodo de recuperación de la inversión para la central.

Tabla D.1

Descripción de los costos de reparación mayor de la central de Pichacay

DESCRIPCIÓN DE REPARACIÓN MAYOR			
Concepto	Veces	Horas de funcionamiento motor	Descripción
R3	1	50.000	Cigüeñal
			Camisas
			Cojinetes
			Tornillos
			Rodamiento
			Válvulas
			Arandelas
			Amortiguadores
			Bobina
			Turbos
			Bielas
			Cambio filtro de aceite

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

Tabla D.2
Costos indirectos de generación de la central de Pichacay

DESCRIPCIÓN DE COSTOS INDIRECTOS DE GENERACIÓN			
Concepto	Veces antes de R3	Horas de funcionamiento motor	Descripción
N1	5	100	Cambio filtro de aceite
			Juntas
			Papel Rotor
E1	40	1.250	Cambio filtro de aceite
E2	40	1.250	Juntas
			Papel Rotor
E3	20	2.500	Juntas
			Cartucho gas
Cambio bujías	16.67	3000	Bujías motor
E4	10	5.000 ó 1 vez al año	Cartucho motor
			Kit Turbo
			Juntas
R1	4	12.500	Kit Culatas
			Juntas
			Termostato
			Reten
			Manguito
			Abrazadera
			Conexión bujía
R2	2	25.000	Pistones
			Camisas
			Gomas
			Cojinetes
			Tornillos
			Termostato
			Reten
			Muelles
			Kits
			Calorifugado

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM

Detalles del cálculo del análisis financiero de la central de Pichacay.

Tabla D.3

Análisis financiero de la central de Pichacay

Descripción	Período en años			
	0	1	2	3
Precio de venta KWh			\$ 0,1108	\$ 0,1108
Potencia a nivel del mar			1000	2000
Potencia a 2500 mts.			847	1694
Horas de trabajo al año			6900	8280
Energía al año (KWh/año)			5844300	14026320
INGRESOS OPERATIVOS ANUALES			\$ 647.548,44	\$ 1.554.116,26
COSTOS OPERACIONALES ANUALES			\$ 307.999,20	\$ 418.638,00
Costos de gas utilizado			\$ 110.638,80	\$ 221.277,60
Mano de obra directa			\$ 41.280,00	\$ 41.280,00
Costos indirectos de generación			\$ 156.080,40	\$ 156.080,40
GASTOS ADMINISTRATIVOS		\$ 314.406,38	\$ 341.019,34	\$ 401.500,99
Personal administrativo		\$ 106.398,90	\$ 72.430,00	\$ 72.430,00
Gastos indirectos		\$ 208.007,48	\$ 23.177,81	\$ 23.177,81
Depreciación			\$ 245.411,53	\$ 305.893,18
INGRESOS FINANCIEROS	\$ 1.950.000,00			
PRÉSTAMO	\$ 1.950.000,00			
GASTOS FINANCIEROS		\$ 193.568,09	\$ 464.563,43	\$ 464.563,43
Amortización		137.418,13	346.847,07	372.327,62
Intereses		56.149,96	\$ 117.716,35	\$ 92.235,81
INVERSIONES	\$ (962.329,35)	\$ 2.197.884,50	\$ 969.213,12	\$ -
Maquinaria y sistema de extracción		\$ 2.197.884,50	\$ 969.213,12	
Inversión en reparación mayor				
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		\$ (2.705.858,97)	\$ (1.435.246,64)	\$ 269.413,84
Repartición a trabajadores (15%)				\$ 40.412,08
Impuesto a la renta (25%)				
UTILIDAD NETA		\$ (2.705.858,97)	\$ (1.435.246,64)	\$ 229.001,76
Depreciación			\$ 245.411,53	\$ 305.893,18
FLUJO DE CAJA	\$ 987.670,65	\$ (2.705.858,97)	\$ (1.189.835,11)	\$ 534.894,95

Tabla D.4
Análisis financiero de la central de Pichacay

Descripción	Período en años			
	4	5	6	7
Precio de venta KWh	\$ 0,1108	\$ 0,1108	\$ 0,1108	\$ 0,1108
Potencia a nivel del mar	2000	2000	2000	2000
Potencia a 2500 mts.	1694	1694	1694	1694
Horas de trabajo al año	8280	8280	8280	8280
Energía al año (KWh/año)	14026320	14026320	14026320	14026320
INGRESOS OPERATIVOS ANUALES	\$ 1.554.116,26	\$ 1.554.116,26	\$ 1.554.116,26	\$ 1.554.116,26
COSTOS OPERACIONALES ANUALES	\$ 574.718,40	\$ 574.718,40	\$ 574.718,40	\$ 574.718,40
Costos de gas utilizado	\$ 221.277,60	\$ 221.277,60	\$ 221.277,60	\$ 221.277,60
Mano de obra directa	\$ 41.280,00	\$ 41.280,00	\$ 41.280,00	\$ 41.280,00
Costos indirectos de generación	\$ 312.160,80	\$ 312.160,80	\$ 312.160,80	\$ 312.160,80
GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$ 406.106,99	\$ 401.500,99	\$ 401.500,99	\$ 401.500,99
Personal administrativo	\$ 72.430,00	\$ 72.430,00	\$ 72.430,00	\$ 72.430,00
Gastos indirectos	\$ 27.783,81	\$ 23.177,81	\$ 23.177,81	\$ 23.177,81
Depreciación	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18
INGRESOS FINANCIEROS				
PRÉSTAMO				
GASTOS FINANCIEROS	\$ 464.563,43	\$ 464.563,43	\$ 270.995,33	\$ -
Amortización	399.680,05	429.041,89	264.685,23	\$ -
Intereses	\$ 64.883,37	\$ 35.521,54	6.310,10	\$ -
INVERSIONES	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 109.519,00
Maquinaria y sistema de extracción				
Inversión en reparación mayor				\$ 109.519,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	\$ 108.727,44	\$ 113.333,44	\$ 306.901,53	\$ 468.377,87
Repartición a trabajadores (15%)	\$ 16.309,12	\$ 17.000,02	\$ 46.035,23	\$ 70.256,68
Impuesto a la renta (25%)			\$ 77.339,19	\$ 118.031,22
UTILIDAD NETA	\$ 92.418,32	\$ 96.333,42	\$ 183.527,12	\$ 280.089,96
Depreciación	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18
FLUJO DE CAJA	\$ 398.311,51	\$ 402.226,61	\$ 489.420,30	\$ 585.983,15

Tabla D.5
Análisis financiero de la central de Pichacay

Descripción	Período en años			
	8	9	10	11
Precio de venta KWh	\$ 0,1108	\$ 0,1108	\$ 0,1108	\$ 0,1108
Potencia a nivel del mar	2000	2000	2000	2000
Potencia a 2500 mts.	1694	1694	1694	1694
Horas de trabajo al año	8280	8220	8280	8220
Energía al año (KWh/año)	14026320	13924680	14026320	13924680
INGRESOS OPERATIVOS ANUALES	\$ 1.554.116,26	\$ 1.542.854,54	\$ 1.554.116,26	\$ 1.542.854,54
COSTOS OPERACIONALES ANUALES	\$ 574.718,40	\$ 574.718,40	\$ 574.718,40	\$ 574.718,40
Costos de gas utilizado	\$ 221.277,60	\$ 221.277,60	\$ 221.277,60	\$ 221.277,60
Mano de obra directa	\$ 41.280,00	\$ 41.280,00	\$ 41.280,00	\$ 41.280,00
Costos indirectos de generación	\$ 312.160,80	\$ 312.160,80	\$ 312.160,80	\$ 312.160,80
GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$ 406.106,99	\$ 401.500,99	\$ 401.500,99	\$ 401.500,99
Personal administrativo	\$ 72.430,00	\$ 72.430,00	\$ 72.430,00	\$ 72.430,00
Gastos indirectos	\$ 27.783,81	\$ 23.177,81	\$ 23.177,81	\$ 23.177,81
Depreciación	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18
INGRESOS FINANCIEROS				
PRÉSTAMO				
GASTOS FINANCIEROS	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Intereses	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
INVERSIONES	\$ -	\$ 109.519,00	\$ -	\$ -
Maquinaria y sistema de extracción				
Inversión en reparación mayor		\$ 109.519,00		
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	\$ 573.290,87	\$ 457.116,15	\$ 577.896,87	\$ 566.635,15
Repartición a trabajadores (15%)	\$ 85.993,63	\$ 68.567,42	\$ 86.684,53	\$ 84.995,27
Impuesto a la renta (25%)	\$ 144.469,30	\$ 115.193,27	\$ 145.630,01	\$ 142.792,06
UTILIDAD NETA	\$ 342.827,94	\$ 273.355,46	\$ 345.582,33	\$ 338.847,82
Depreciación	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18
FLUJO DE CAJA	\$ 648.721,12	\$ 579.248,64	\$ 651.475,51	\$ 644.741,00

Tabla D.6
Análisis financiero de la central de Pichacay

Descripción	Período en años			
	12	13	14	15
Precio de venta KWh	\$ 0,1108	\$ 0,1108	\$ 0,1108	\$ 0,1108
Potencia a nivel del mar	2000	2000	2000	2000
Potencia a 2500 mts.	1694	1694	1694	1694
Horas de trabajo al año	8280	8220	8280	8220
Energía al año (KWh/año)	14026320	13924680	14026320	13924680
INGRESOS OPERATIVOS ANUALES	\$ 1.554.116,26	\$ 1.542.854,54	\$ 1.554.116,26	\$ 1.542.854,54
COSTOS OPERACIONALES ANUALES	\$ 574.718,40	\$ 574.718,40	\$ 574.718,40	\$ 574.718,40
Costos de gas utilizado	\$ 221.277,60	\$ 221.277,60	\$ 221.277,60	\$ 221.277,60
Mano de obra directa	\$ 41.280,00	\$ 41.280,00	\$ 41.280,00	\$ 41.280,00
Costos indirectos de generación	\$ 312.160,80	\$ 312.160,80	\$ 312.160,80	\$ 312.160,80
GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$ 404.636,99	\$ 401.500,99	\$ 401.500,99	\$ 401.353,00
Personal administrativo	\$ 72.430,00	\$ 72.430,00	\$ 72.430,00	\$ 72.430,00
Gastos indirectos	\$ 26.313,81	\$ 23.177,81	\$ 23.177,81	\$ 23.177,81
Depreciación	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.745,19
INGRESOS FINANCIEROS				
PRÉSTAMO				
GASTOS FINANCIEROS	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Intereses	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
INVERSIONES	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Maquinaria y sistema de extracción				
Inversión en reparación mayor				
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	\$ 574.760,87	\$ 566.635,15	\$ 577.896,87	\$ 566.783,15
Repartición a trabajadores (15%)	\$ 86.214,13	\$ 84.995,27	\$ 86.684,53	\$ 85.017,47
Impuesto a la renta (25%)	\$ 144.839,74	\$ 142.792,06	\$ 145.630,01	\$ 142.829,35
UTILIDAD NETA	\$ 343.707,00	\$ 338.847,82	\$ 345.582,33	\$ 338.936,32
Depreciación	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.893,18	\$ 305.745,19
FLUJO DE CAJA	\$ 649.600,18	\$ 644.741,00	\$ 651.475,51	\$ 644.681,51

Fuente: Gerencia EMAC-BGP ENERGY CEM, Memoria técnica del análisis financiero de la central de Pichacay.

ANEXO E.

Se presentan las demandas promedio para los diferentes periodos, tomado en tres grupos los días laborables, los días sábados y los días domingos. Las tablas se la realizan para los meses de diciembre del 2013, enero y febrero del 2014. También se presentará la tabla de las demandas máximas proyectadas para los siguientes 10 años, que se utiliza para el análisis económico de pérdidas en el alimentador 0321 de la CENTROSUR.

Tabla E.1
Demandas promedio de los grupos de días del mes de Febrero.

HORA	Días Laborables		Sábados		Domingos	
	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)
0:00	2829	450	2980	422	2977	401
0:15	2739	459	2865	431	2895	415
0:30	2685	461	2817	431	2827	417
0:45	2643	457	2759	431	2744	407
1:00	2596	462	2734	437	2713	420
1:15	2564	459	2709	479	2677	422
1:30	2531	456	2653	469	2648	421
1:45	2513	445	2651	461	2634	421
2:00	2483	441	2632	430	2618	421
2:15	2475	446	2561	419	2560	416
2:30	2468	447	2529	427	2531	415
2:45	2456	451	2527	462	2526	425
3:00	2455	460	2514	462	2521	411
3:15	2443	458	2525	462	2493	411
3:30	2439	454	2482	448	2493	411
3:45	2446	456	2481	416	2475	411
4:00	2456	458	2512	412	2450	411
4:15	2477	457	2520	410	2443	411
4:30	2520	455	2542	410	2454	411
4:45	2564	449	2566	410	2451	397
5:00	2648	448	2575	410	2471	406
5:15	2765	446	2615	421	2505	408
5:30	2897	443	2668	438	2544	408
5:45	3145	469	2752	439	2623	408
6:00	3452	525	2920	438	2683	408
6:15	3387	560	2713	469	2465	408
6:30	3171	576	2455	466	2225	408

Tabla E.2
Demandas promedio de los grupos de días del mes de Febrero.

HORA	Días Laborables		Sábados		Domingos	
	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)
6:45	3164	611	2508	459	2151	408
7:00	3197	643	2560	455	2238	395
7:15	3239	689	2622	500	2312	390
7:30	3201	724	2696	500	2342	382
7:45	3188	744	2720	521	2416	384
8:00	3291	816	2816	550	2510	431
8:15	3313	849	2859	587	2499	444
8:30	3309	871	2866	614	2553	443
8:45	3330	904	2888	632	2526	451
9:00	3340	935	2830	609	2547	460
9:15	3377	962	2897	645	2565	488
9:30	3376	972	2889	690	2584	486
9:45	3391	970	2859	676	2598	494
10:00	3401	975	2896	680	2586	542
10:15	3406	1007	2883	691	2570	551
10:30	3423	1001	2915	712	2569	535
10:45	3446	1020	2923	745	2584	565
11:00	3461	1031	2875	730	2598	621
11:15	3492	1042	2842	736	2608	622
11:30	3478	1042	2861	748	2593	619
11:45	3440	1019	2818	739	2557	597
12:00	3346	932	2813	717	2560	597
12:15	3340	924	2802	684	2545	597
12:30	3359	941	2815	653	2540	581
12:45	3332	941	2771	681	2547	591
13:00	3295	925	2756	685	2539	608
13:15	3271	934	2733	684	2498	606
13:30	3276	928	2706	691	2464	590
13:45	3262	905	2698	689	2445	577
14:00	3234	885	2655	682	2415	584
14:15	3300	904	2628	661	2406	587
14:30	3282	920	2615	652	2382	583
14:45	3275	922	2613	663	2399	583
15:00	3234	909	2619	661	2384	612
15:15	3182	898	2573	656	2364	607
15:30	3121	892	2592	639	2385	607
15:45	3116	881	2543	640	2364	608
16:00	3118	890	2560	632	2409	587
16:15	3098	883	2562	611	2429	589
16:30	3052	872	2546	629	2457	576
16:45	3036	848	2554	634	2467	568

Tabla E.3
Demandas promedio de los grupos de días del mes de Febrero.

HORA	Días Laborables		Sábados		Domingos	
	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)
17:00	2994	809	2553	637	2489	575
17:15	2983	783	2571	608	2541	568
17:30	2983	747	2596	560	2597	568
17:45	2997	701	2605	557	2639	568
18:00	3022	665	2655	560	2739	568
18:15	3174	644	2765	571	2928	582
18:30	3591	673	3108	608	3459	644
18:45	4328	697	3988	691	4211	709
19:00	4710	630	4488	590	4584	639
19:15	4853	606	4670	588	4749	612
19:30	4901	600	4717	588	4809	618
19:45	4898	599	4707	588	4807	631
20:00	4873	604	4676	536	4761	606
20:15	4822	606	4648	521	4683	571
20:30	4773	578	4568	528	4620	554
20:45	4684	582	4495	521	4510	551
21:00	4573	573	4387	519	4370	527
21:15	4441	545	4295	495	4253	528
21:30	4297	536	4171	484	4106	526
21:45	4104	499	4056	467	3951	526
22:00	3923	489	3893	476	3809	526
22:15	3761	481	3726	474	3642	503
22:30	3607	468	3604	459	3467	480
22:45	3470	457	3470	428	3327	484
23:00	3331	443	3376	387	3162	489
23:15	3206	445	3273	395	3050	461
23:30	3086	443	3181	401	2947	463
23:45	2982	447	3079	401	2898	472
ENERG_DIA	79059	16452	71936	13225	68811	12204
POT_MIN	2439	454	2455	466	2151	408
POT_MAX	4901	600	4717	588	4809	618

Tabla E.4
Demandas promedio de los grupos de días del mes de Enero

HORA	Días Laborables		Sábados		Domingos	
	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)
0:00	2774	445	2929	414	3001	439
0:15	2691	448	2851	424	2923	451
0:30	2636	463	2756	434	2852	464
0:45	2590	448	2728	422	2792	464
1:00	2560	446	2684	426	2752	464
1:15	2535	440	2636	430	2712	462
1:30	2494	437	2588	413	2695	457
1:45	2484	440	2569	413	2685	457
2:00	2482	444	2566	413	2615	442
2:15	2461	442	2520	413	2567	404
2:30	2436	443	2495	413	2557	430
2:45	2437	441	2504	413	2552	431
3:00	2433	448	2471	413	2518	447
3:15	2413	441	2459	413	2514	462
3:30	2420	451	2449	413	2498	462
3:45	2412	449	2447	413	2490	462
4:00	2435	448	2463	413	2490	462
4:15	2459	444	2470	413	2490	449
4:30	2492	438	2477	413	2490	437
4:45	2541	435	2504	413	2490	440
5:00	2640	438	2541	413	2509	441
5:15	2779	435	2600	413	2537	406
5:30	2944	437	2658	413	2592	386
5:45	3238	453	2770	422	2625	379
6:00	3511	548	2864	462	2593	390
6:15	3384	574	2609	492	2236	393
6:30	3239	597	2471	473	2117	402

Tabla E.5
Demandas promedio de los grupos de días del mes de Enero

HORA	Días Laborables		Sábados		Domingos	
	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)
6:45	3197	625	2536	485	2179	404
7:00	3166	650	2627	510	2248	404
7:15	3197	700	2715	538	2335	405
7:30	3178	728	2715	546	2383	439
7:45	3154	762	2811	591	2407	431
8:00	3225	815	2888	634	2407	421
8:15	3258	875	2929	700	2189	398
8:30	3249	895	2869	722	2188	433
8:45	3269	915	2879	734	2059	457
9:00	3279	949	2892	756	2056	457
9:15	3289	950	2885	765	2076	482
9:30	3305	961	2895	744	2065	480
9:45	3299	965	2910	775	2069	506
10:00	3282	964	2930	792	2095	530
10:15	3299	969	2915	759	2084	530
10:30	3318	985	2941	804	2100	533
10:45	3366	1010	2944	820	2125	563
11:00	3360	1011	2929	803	2104	546
11:15	3394	1038	2916	806	2137	546
11:30	3384	1031	2929	822	2148	563
11:45	3347	1004	2937	810	2152	549
12:00	3220	914	2972	802	2160	539
12:15	3201	907	3012	804	2153	550
12:30	3205	919	2995	810	2166	547
12:45	3213	915	2931	801	2259	560
13:00	3213	903	2884	786	2648	639
13:15	3195	908	2853	774	2634	673
13:30	3179	910	2819	772	2606	666
13:45	3188	887	2720	721	2585	649
14:00	3155	855	2645	698	2540	649
14:15	3234	889	2618	707	2516	649
14:30	3220	892	2615	685	2494	649
14:45	3196	888	2601	695	2475	649
15:00	3195	898	2598	685	2484	657
15:15	3120	879	2566	685	2501	657
15:30	3085	885	2556	675	2509	645
15:45	3072	877	2574	642	2478	628
16:00	3076	868	2598	646	2521	627
16:15	3065	865	2607	641	2544	624
16:30	3063	854	2646	641	2552	599
16:45	3040	831	2662	626	2590	583

Tabla E.6
Demandas promedio de los grupos de días del mes de Enero

HORA	Días Laborables		Sábados		Domingos	
	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)
17:00	2999	780	2673	589	2612	574
17:15	3027	765	2703	589	2695	602
17:30	3021	726	2757	590	2735	581
17:45	3034	677	2830	590	2826	576
18:00	3070	631	2879	590	2938	579
18:15	3232	620	3057	598	3194	589
18:30	3738	660	3577	665	3679	657
18:45	4413	685	4302	692	4369	691
19:00	4730	623	4656	631	4686	657
19:15	4861	616	4742	628	4833	627
19:30	4903	604	4815	602	4871	576
19:45	4914	612	4817	590	4867	572
20:00	4889	604	4751	575	4781	572
20:15	4826	597	4698	552	4715	572
20:30	4754	588	4610	552	4599	573
20:45	4653	577	4541	543	4487	573
21:00	4532	568	4430	527	4344	571
21:15	4386	546	4273	507	4207	524
21:30	4242	540	4140	489	4056	500
21:45	4057	507	4022	502	3861	485
22:00	3862	469	3868	482	3727	486
22:15	3707	460	3736	459	3553	479
22:30	3547	457	3605	457	3395	469
22:45	3408	446	3515	461	3245	485
23:00	3275	439	3374	462	3094	459
23:15	3138	443	3282	462	2953	442
23:30	3017	448	3185	472	2859	446
23:45	2909	441	3090	482	2782	431
ENERG_D IA	78255	16262	72866	13989	67466	12408
POT_MIN	2412	449	2447	413	2056	457
POT_MAX	4914	612	4817	590	4871	576

Tabla E.7
Demandas promedio de los grupos de días del mes de Diciembre.

HORA	Días Laborables		Sábados		Domingos	
	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)
0:00	2843	428	3000	446	3038	450
0:15	2755	432	2918	444	2949	450
0:30	2703	436	2824	440	2894	450
0:45	2649	442	2762	418	2826	438
1:00	2610	445	2722	418	2787	429
1:15	2581	439	2703	418	2730	433
1:30	2556	438	2653	426	2705	450
1:45	2530	433	2628	446	2667	433
2:00	2505	431	2611	446	2656	409
2:15	2486	426	2597	446	2606	429
2:30	2471	427	2562	432	2587	430
2:45	2468	425	2560	421	2574	440
3:00	2465	428	2536	421	2560	412
3:15	2456	429	2512	421	2530	396
3:30	2450	416	2512	421	2513	396
3:45	2451	421	2512	427	2497	396
4:00	2461	420	2520	421	2497	396
4:15	2482	421	2535	421	2501	396
4:30	2515	420	2535	421	2494	396
4:45	2570	430	2549	421	2477	385
5:00	2655	429	2590	421	2497	356
5:15	2790	420	2664	421	2575	361
5:30	2958	418	2748	428	2617	360
5:45	3091	430	2753	438	2549	364
6:00	3051	504	2535	451	2246	367
6:15	3053	543	2450	470	2122	390
6:30	3021	577	2474	497	2158	390

Tabla E.8
Demandas promedio de los grupos de días del mes de Diciembre

HORA	Días Laborables		Sábados		Domingos	
	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)
6:45	2999	594	2597	487	2195	420
7:00	3023	622	2651	527	2265	406
7:15	3062	659	2692	528	2336	403
7:30	3054	696	2739	547	2365	417
7:45	3063	729	2759	577	2429	444
8:00	3119	794	2780	610	2406	444
8:15	3140	836	2823	659	2444	462
8:30	3129	876	2845	664	2465	486
8:45	3145	897	2828	692	2470	492
9:00	3183	916	2817	727	2446	495
9:15	3194	924	2853	712	2470	514
9:30	3216	940	2783	726	2469	560
9:45	3205	948	2829	745	2486	595
10:00	3213	951	2827	762	2517	603
10:15	3239	974	2827	759	2501	595
10:30	3248	980	2803	762	2499	593
10:45	3246	990	2762	763	2498	611
11:00	3259	999	2728	751	2500	617
11:15	3271	1002	2796	757	2524	620
11:30	3267	1007	2808	759	2539	629
11:45	3251	985	2837	784	2552	650
12:00	3141	908	2818	751	2564	637
12:15	3128	900	2811	729	2564	634
12:30	3120	889	2752	764	2568	655
12:45	3096	875	2754	763	2568	644
13:00	3084	877	2720	742	2559	646
13:15	3071	886	2682	721	2531	646
13:30	3084	891	2684	744	2514	646
13:45	3079	866	2666	712	2487	650
14:00	3040	839	2655	697	2471	652
14:15	3098	878	2638	696	2459	652
14:30	3103	886	2617	712	2428	652
14:45	3096	896	2574	721	2429	652
15:00	3075	874	2553	715	2452	642
15:15	2943	841	2550	671	2458	632
15:30	2962	874	2573	670	2428	632
15:45	2976	890	2553	646	2407	641
16:00	2953	874	2526	644	2427	654
16:15	2941	888	2538	642	2428	654
16:30	2938	871	2542	642	2457	654
16:45	2931	838	2554	642	2508	647

Tabla E.9
Demandas promedio de los grupos de días del mes de Diciembre

HORA	Días Laborables		Sábados		Domingos	
	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)	P.(kW)	Q.(kVAR)
17:00	2908	793	2567	642	2549	632
17:15	2907	756	2622	632	2589	632
17:30	2912	708	2719	624	2679	625
17:45	2971	691	2804	590	2765	583
18:00	3103	678	2982	613	2942	572
18:15	3485	688	3341	613	3391	639
18:30	4199	729	4006	675	4193	703
18:45	4648	676	4440	636	4604	647
19:00	4830	631	4628	603	4779	622
19:15	4919	619	4682	584	4850	599
19:30	4942	601	4690	566	4817	575
19:45	4925	588	4693	566	4832	596
20:00	4888	580	4648	569	4752	555
20:15	4822	574	4569	535	4703	540
20:30	4752	576	4506	530	4609	540
20:45	4650	563	4484	552	4494	540
21:00	4529	567	4398	547	4376	540
21:15	4409	541	4293	533	4217	540
21:30	4280	507	4177	527	4062	540
21:45	4111	485	4050	504	3926	530
22:00	3948	466	3891	502	3768	508
22:15	3804	469	3764	496	3596	493
22:30	3655	456	3648	469	3450	491
22:45	3508	433	3547	452	3312	479
23:00	3384	428	3451	460	3192	472
23:15	3253	427	3313	454	3076	463
23:30	3129	427	3240	454	2961	466
23:45	3031	426	3162	454	2892	466
ENERG_DIA	77478	15963	72353	13850	69327	12642
POT_MIN	2450	416	2450	470	2122	390
POT_MAX	4942	601	4693	566	4850	599

Las demandas máximas proyectadas para el alimentador 0321, se toma en el periodo de las 19h30, de la información entregada por la CENTROSUR.

Tabla E.10
Demanda máxima proyectada para el alimentador 0321

AÑO	DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA			
	Sin cocinas		Con concinas de inducción	
	KW	KVAR	KW	KVAR
2014	5.529,05	716,99	5.744,78	787,90
2015	5.761,04	747,08	7.148,55	1.203,13
2016	6.002,27	778,36	8.602,34	1.632,96
2017	6.253,09	810,89	10.107,87	2.077,89
2018	6.513,87	844,70	11.666,90	2.538,42
2019	6.785,00	879,86	12.157,06	2.645,57
2020	7.066,86	916,41	12.624,34	2.743,07
2021	7.359,86	954,41	13.108,56	2.843,91
2022	7.664,44	993,91	13.610,40	2.948,25
2023	7.981,02	1.034,96	14.130,32	3.056,14
2024	8.310,08	1.077,63	14.669,32	3.167,81

ANEXO F

Se presenta los puntos de análisis de los perfiles de tensión y de las corrientes de corto circuito.

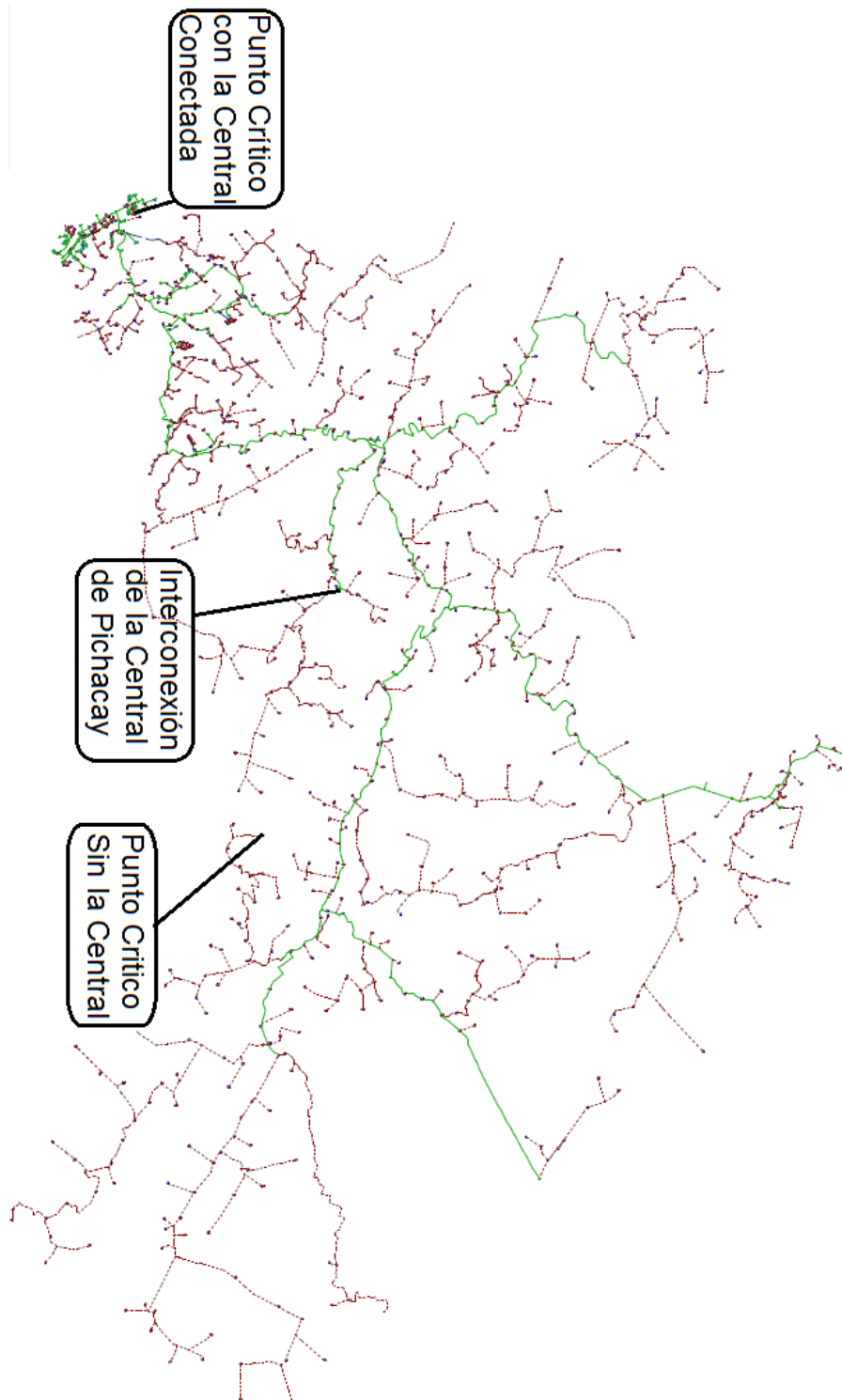


Figura F.1 Puntos críticos del alimentador 0321 de la CENTROSUR

ANEXO G

Se muestran los puntos de aplicación de fallas, para la obtención de los datos de la Tabla 6.12

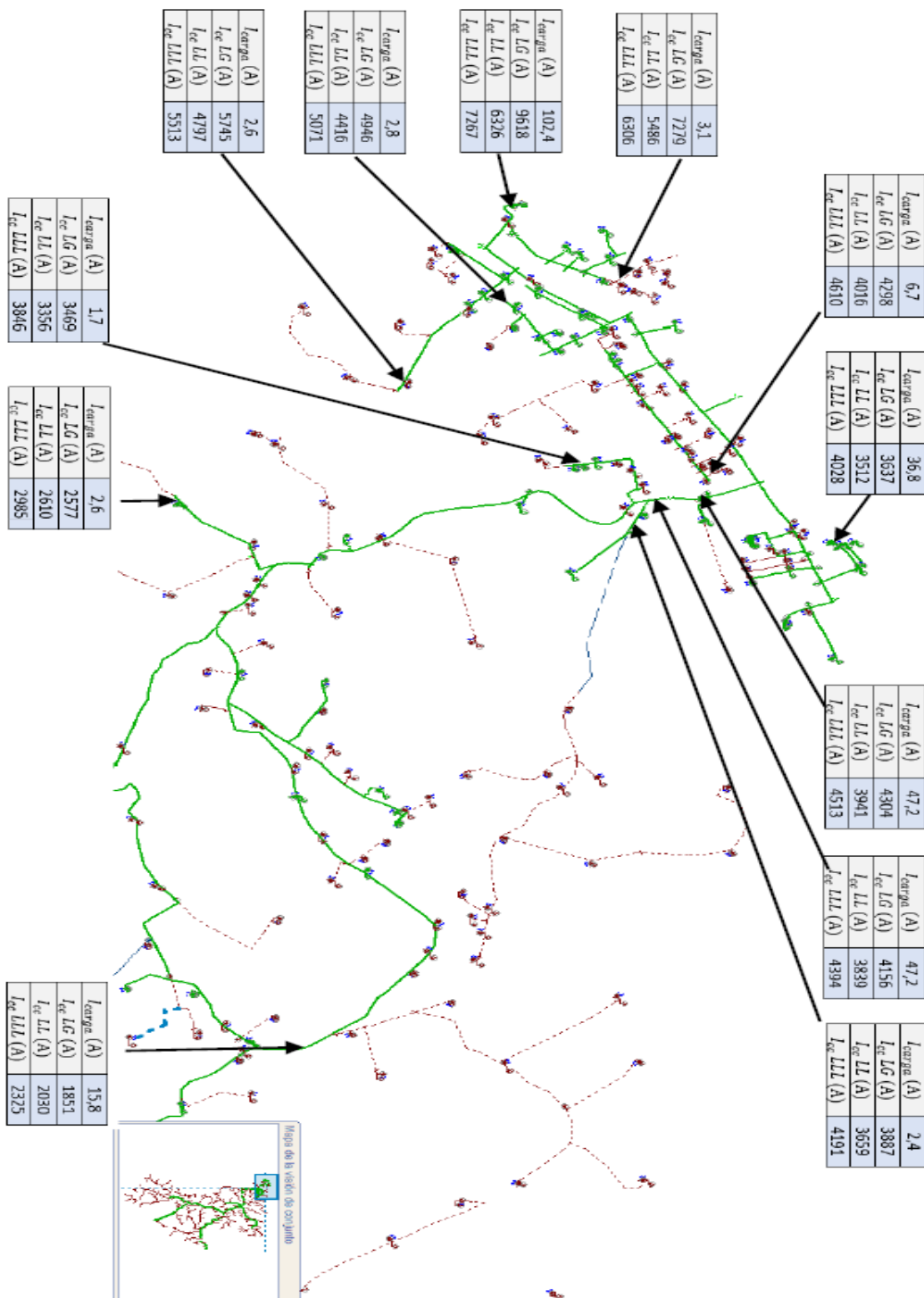


Figura G.1 Puntos de aplicación de fallas en la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR

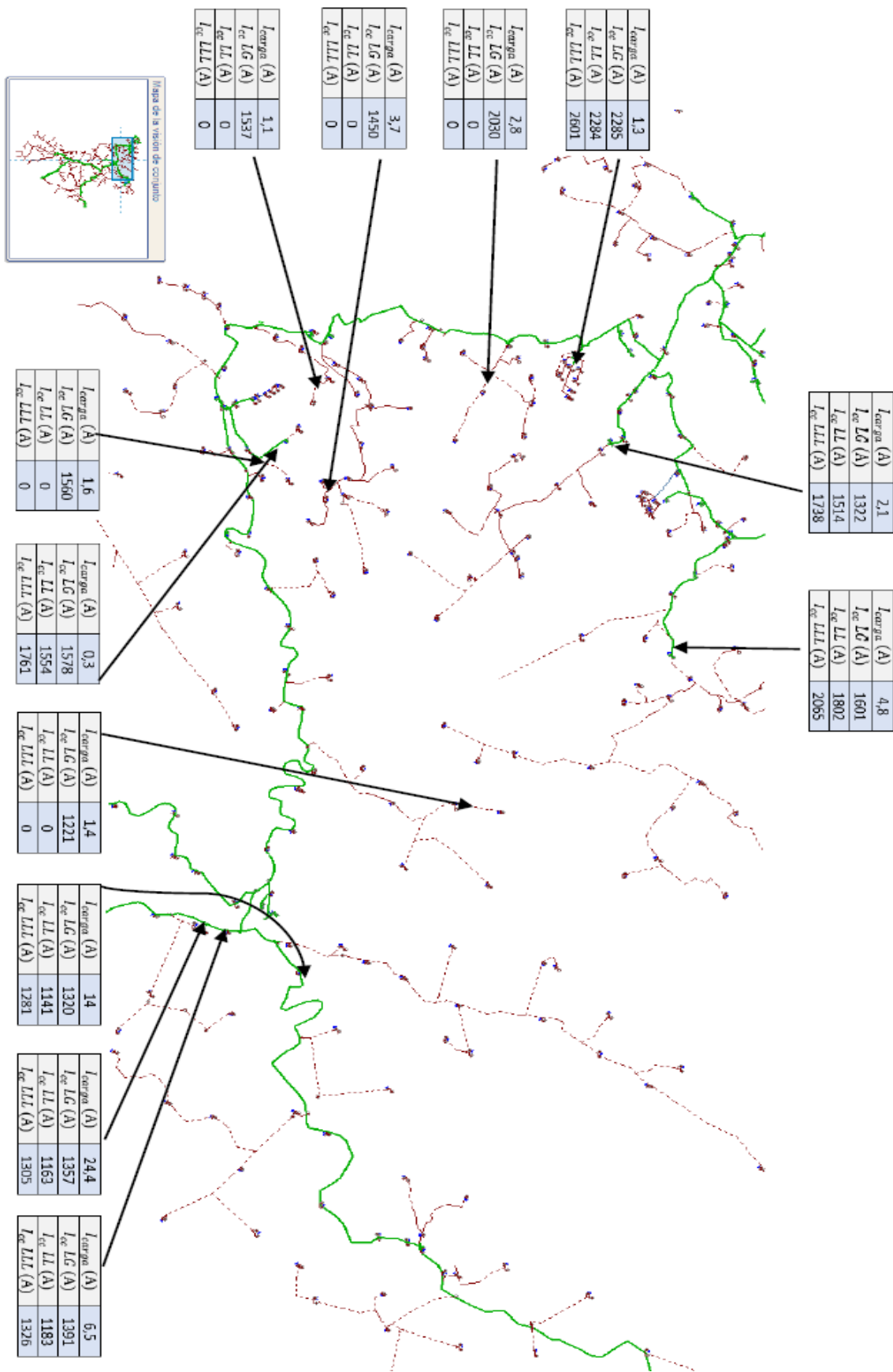


Figura G.2 Puntos de aplicación de fallas en la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR

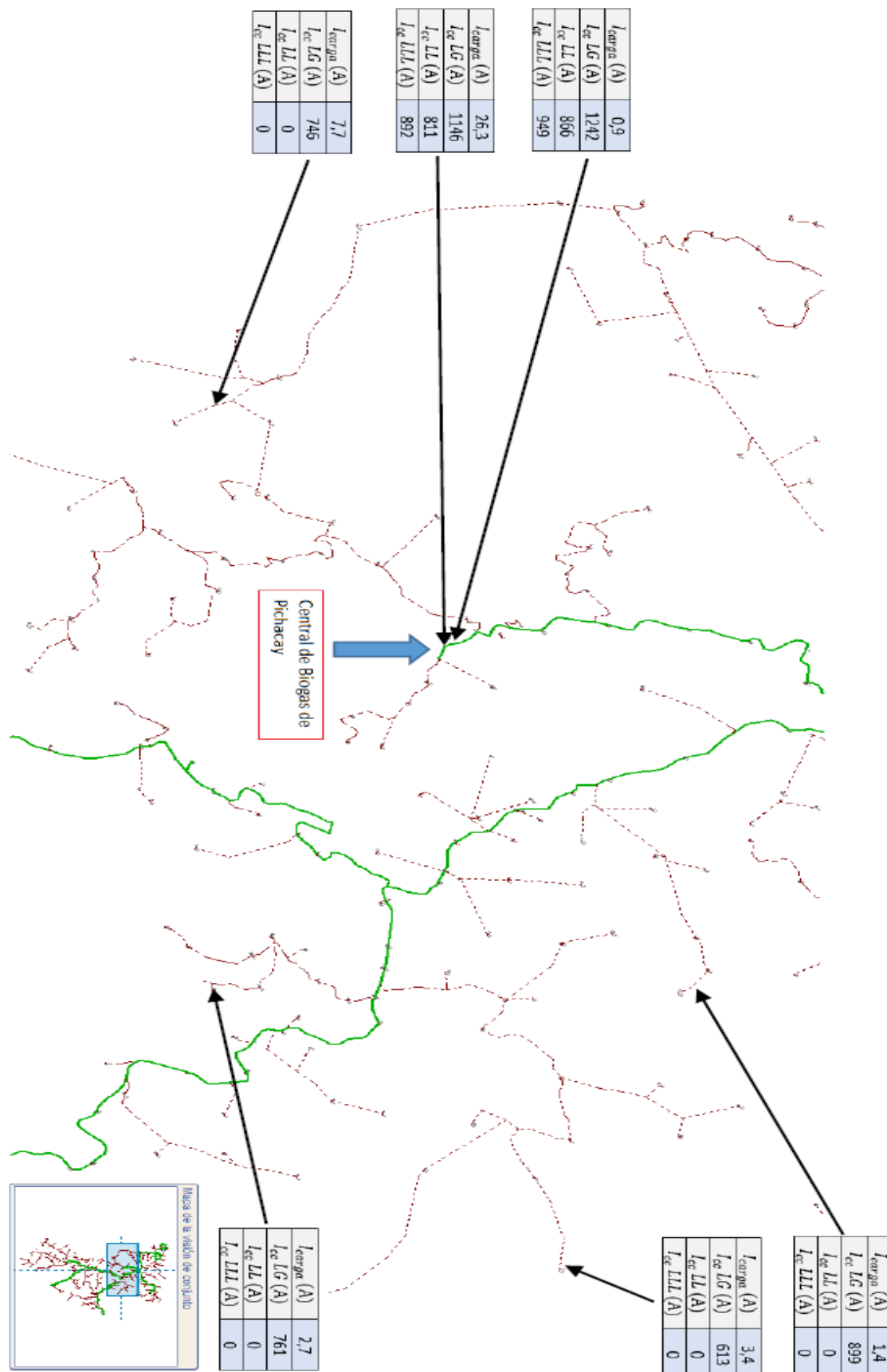


Figura G.3 Puntos de aplicación de fallas en la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR

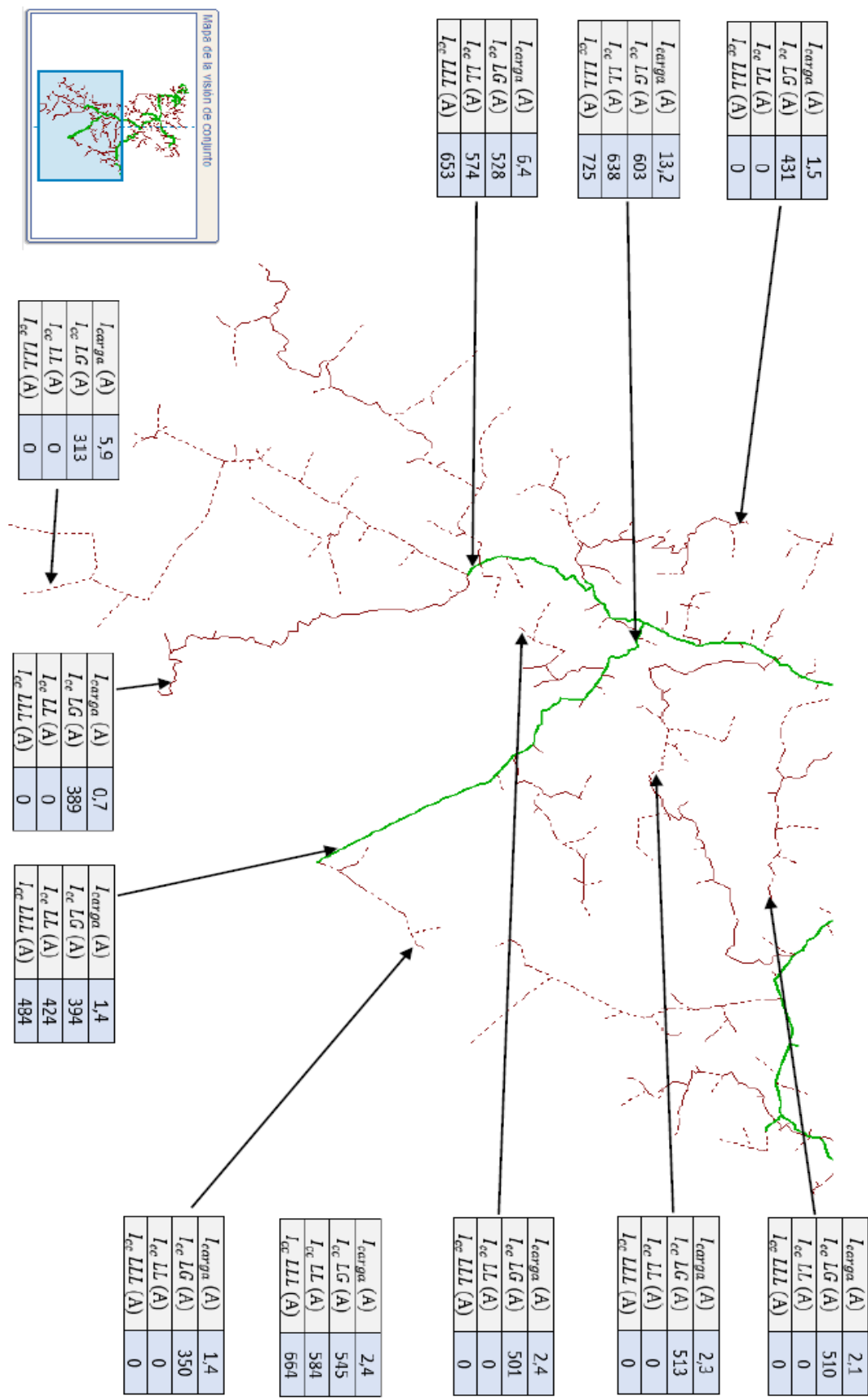


Figura G.4 Puntos de aplicación de fallas en la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR

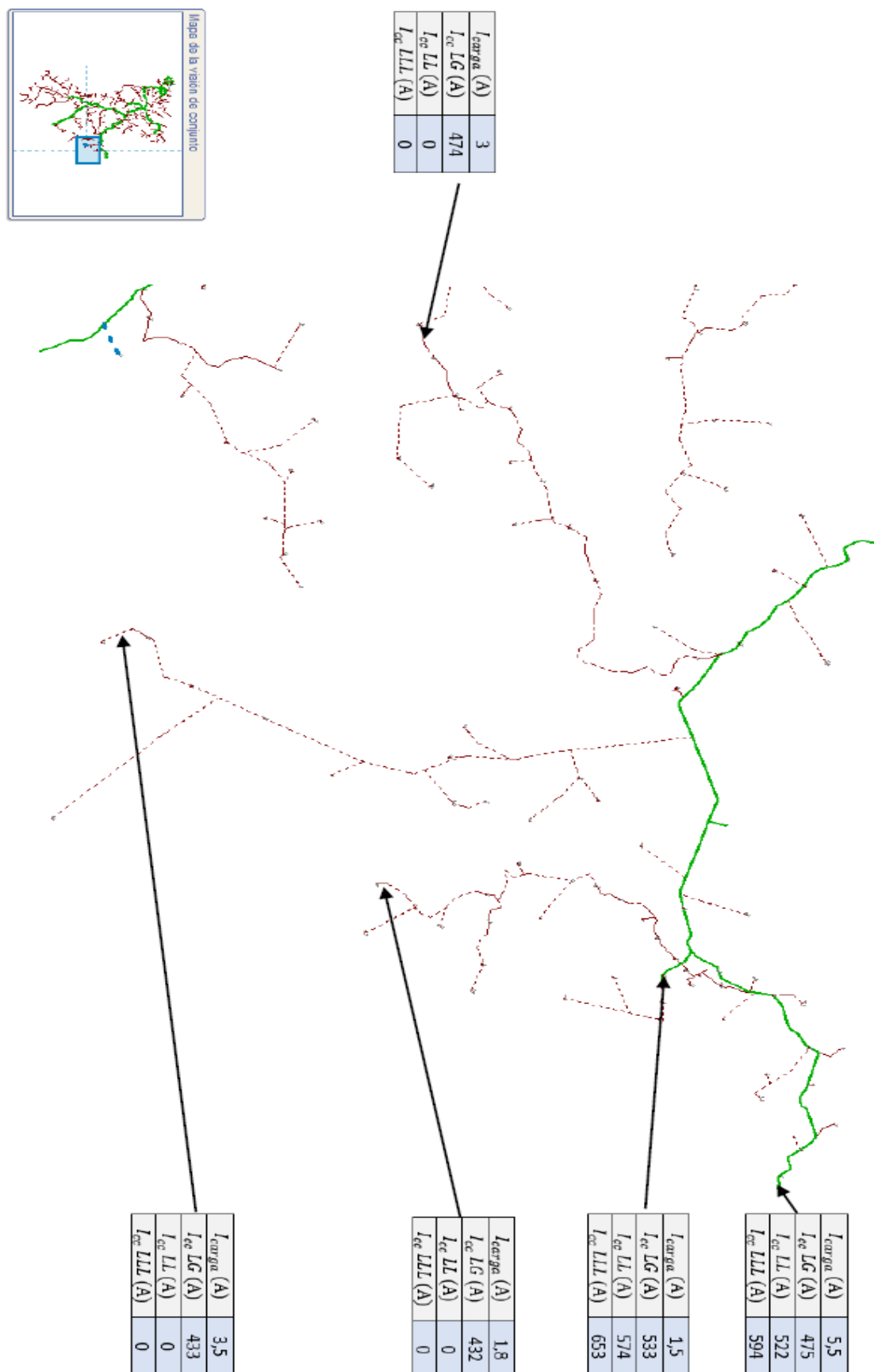


Figura G.5 Puntos de aplicación de fallas en la red del alimentador 0321 de la CENTROSUR