
**Estudios de factibilidad para desarrollo de proyectos de PCH'S en Colombia basados
en la normatividad vigente, la Ley 1715 y el mecanismo de desarrollo limpio,
proyecto Río Claro, Jardín – Antioquia**

Catalina TORO, Andrés M. GARCIA

Trabajo de grado para optar al título de ingeniero electricista

*Director
Andrés Emiro Diez
Ingeniero Electricista*

**Universidad Pontificia Bolivariana
Escuela de ingenierías
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Ingeniería Eléctrica
Medellín
2015**

Dedicatoria

Este trabajo va dedicado a mi familia, hijo y novio que fueron de gran apoyo en aquellos momentos difíciles y que hicieron grandes esfuerzos para hacer de mí una gran profesional, a mi padre que a través de su lucha, su perseverancia, su apoyo y su amor sin importar las circunstancias ha sabido estar junto a mí dándome fuerzas y ejemplo para seguir adelante y llegar a ser alguien mejor, a mi madre por su gran compañía, escucha y dedicación, a mi hijo por ser mi impulso, mi motor y mi vida y a Maxi que ha recorrido todo este largo camino junto a mí, por brindarme su apoyo y por confiar en mí. De igual manera quiero agradecer a mis suegros que con sus grandes consejos me han animado para seguir adelante y por último y no menos importante a Dios por iluminarme en este largo camino.

CATALINA TORO ALVAREZ

Dedico este trabajo a mis padres por ser ellos quienes me dieron la vida, la educación, el afecto y ser el pilar fundamental de todo lo que soy como persona y profesional, a mi hermano por su apoyo y compañía incondicional, a Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud y sabiduría para lograr mis objetivos, y a mis amigos y maestros de la Universidad Pontificia Bolivariana quienes de una u otra forma con su aporte y conocimiento contribuyeron a la culminación de esta tesis.

ANDRÉS MAURICIO GARCÍA QUINTERO

Agradecimiento

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Los Ingenieros Andrés Emiro Diez Restrepo, Juan Carlos Toro Londoño y Walter Munera; por brindar esa confianza, apoyo y orientar con sus aportes académicos.

A Laura Flórez Araque; por su dedicación y apoyo en el presente proyecto.

También a todas esas persona cercanas a este proyecto; compañeros de clase, maestros, profesionales y empresarios que con sus aportes de conocimientos, información y experiencias en el sector eléctrico especialmente en el de la generación de energía, permitieron llevar a cabo este importante trabajo de grado.

Y especialmente a nuestras familias, por su apoyo incondicional.

contenido

INTRODUCCIÓN	22
1. ETAPAS DE PROYECTOS DE PCH'S	23
1.1. Reconocimiento	23
1.2. Prefactibilidad	23
1.3. Factibilidad	23
1.4. Fase de diseño.....	23
1.5. Fase de construcción	23
1.6. Fase de operación.....	23
2. NORMATIVIDAD VIGENTE EN COLOMBIA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE PCH'S.....	24
2.1. Constitución política de Colombia 1991.....	24
2.2. Ley de servicios públicos, ley 142 de 1994.	24
2.3. Régimen sector eléctrico, ley 143 de 1994.	25
2.4. Ley del medio ambiente, ley 99 de 1993.....	25
2.5. Permiso de estudio de recurso natural.	25
2.6. Permiso de recolección de especímenes para estudios ambientales.....	27
2.7. Licenciamiento ambiental, decreto 2041 de 2014.	27
2.8. Diagnóstico ambiental de alternativas (DAA).....	28
2.9. Estudio de impacto ambiental (EIA).	29
2.10. Plan de manejo ambiental (PMA).....	29
2.11. Metodología general para la presentación de estudios ambientales.	29
2.12. Consultas previas	30
2.13. Normatividad cultural.....	30
2.14. Registro de proyectos de generación de energía eléctrica.	30
2.15. Código de redes. Resolución CREG 025 de 1995.	31
2.16. Generación Plantas Menores. Resolución CREG 086 de 1996.	31
2.17. Conexión al STN. Resolución CREG 106 de 2006.....	31
3. LEY 1715 APLICADA A PROYECTOS DE PCH'S.	32
3.1. Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos	32
3.2. Beneficios de la ley 1715 en el desarrollo de PCH'S.....	33
3.3. Avances en el desarrollo de la Ley 1715.....	33
4. MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) APLICADO A PROYECTOS DE PCH'S.....	34
4.1. Normatividad MDL en Colombia	34
4.2. Certificado de emisiones reducidas(CER, por sus siglas en ingles)	35
4.3. Junta ejecutiva del MDL (EB, por sus siglas en ingles).....	35
4.4. Entidad operacional designada (DOE, por sus siglas en ingles)	35
4.5. Autoridad nacional designada (DNA, por sus siglas en ingles)	36
4.6. Línea base	36
4.7. Factor marginal de emisiones en Colombia.....	36
4.8. Metodologías para proyectos de pch's	36
4.9. Metodología AM-I.D.....	37
4.10. Ciclo de un proyecto MDL	37
4.11. Escenario actual del sector en el MDL	40
4.12. MDL en Colombia	40
4.13. Tips para el éxito de un proyecto MDL.	41
4.14. Resumen normatividad.....	41
5. CASO DE ESTUDIO, PCH RÍO CLARO, JARDIN-ANTIOQUIA	42
5.1. Generalidades	42

5.2.	Descripción general del proyecto	42
5.3.	Objeto y alcance del estudio	43
5.4.	Localización general del proyecto.....	43
5.5.	Descripción general de la cuenca aprovechada	44
5.6.	Sinopsis del proyecto.....	46
5.7.	Estudios anteriores.....	47
5.8.	Estudio y actividades	47
6.	ESTUDIOS GENERALES PARA FACTIBILIDAD	48
6.1.	Alcances.....	48
6.2.	Clima.....	48
6.3.	Hidrología	50
6.4.	Uso actual de la tierra.....	51
6.5.	Aspectos socioeconómicos.....	51
6.6.	Orografía.....	52
7.	ESTUDIOS BÁSICOS	53
7.1.	Generalidades	53
7.2.	Información disponible.....	54
7.3.	Características físicas de la cuenca	55
7.4.	Selección preliminar de los sitios de interés	58
7.5.	Estudio Topográfico.....	60
7.6.	Estudio hidrológico.....	63
7.7.	Estudio Geológico.....	72
7.8.	Estudio de Impacto Ambiental	81
7.9.	Estudio socioeconómico	83
7.10.	Estudios Hidroenergéticos	84
7.11.	Energía media anual y factor de planta	89
8.	DIMENSIONAMIENTO BÁSICO DE LAS OBRAS CIVILES.....	91
8.1.	Generalidades	91
8.2.	Presa.....	92
8.3.	Partes de la presa tipo tirol.	98
8.4.	Diseño de la presa tipo tirol.	99
8.5.	Box-couvert.....	106
8.6.	Desarenador	112
8.7.	Tubería de conducción.....	120
8.8.	Almenara (chimenea de equilibrio)	123
8.9.	Casa de válvulas.	127
8.10.	Casa de máquinas.....	128
8.11.	Canal de fuga (canal de descarga)	131
9.	SELECCIÓN DEL EQUIPO ELECTROMECAÁNICO	133
9.1.	Válvula Mariposa Admisión tubería alta presión.....	133
9.2.	Válvula de cortina para la admisión a la tubería	133
9.3.	Turbinas hidráulicas.....	134
9.4.	Gobernador de velocidad.....	140
9.5.	Generador.....	141
9.6.	Características del generador	144
9.7.	Momento de inercia	144
9.8.	Sistema de excitación	145
9.9.	Factores que afectan la regulación	145
9.10.	Clases de aislamiento del generador	146
9.11.	Protecciones eléctricas del generador	146
9.12.	Equipos y tableros localizados en casa de máquinas	148

9.13.	Descripción general de los servicios auxiliares	150
9.14.	Subestación.....	157
9.15.	Cálculo de malla de puesta a tierra	166
10.	FICHA TÉCNICA	172
11.	CANTIDADES DE OBRA Y PRESUPUESTO	174
12.	ESTUDIO DE CONEXIÓN.....	182
12.1.	Generalidades	182
12.2.	Metodología del estudio.....	183
12.3.	Información básica del sistema	183
12.4.	Alternativas de conexión	184
12.5.	Resultados del análisis de flujo de carga.....	185
12.6.	Resultados de análisis de Cortocircuito	185
12.7.	Resultados del análisis de estabilidad	185
12.8.	Evaluación económica	186
12.9.	Determinación y recomendación de la alternativa de conexión eléctrica óptima	187
13.	MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO APLICADO AL PROYECTO RÍO CLARO	188
14.	CONCLUSIONES.....	191
15.	ANEXOS	192
	BIBLIOGRAFÍA	241

Lista de Ilustraciones

<i>Ilustración 1. Parámetros de un codo típico</i>	87
<i>Ilustración 2. Obras civiles en una PCH'S</i>	92
<i>Ilustración 3- Parámetros box culvert</i>	107
<i>Ilustración 4. Box coulvert con valores calculados</i>	108
<i>Ilustración 5. dimensiones de los estribos del box-coulvert</i>	109
<i>Ilustración 6. varillas del box-coulvert</i>	109
<i>Ilustración 7. Diseño de los cimientos</i>	112
<i>Ilustración 8. Toma de presión</i>	116
<i>Ilustración 9. Triángulo para hallar la longitud de la reja</i>	116
<i>Ilustración 10. Reja de la toma de presión</i>	117
<i>Ilustración 11. Parámetros para dimensionar la cámara de carga</i>	118
<i>Ilustración 12. Parámetros para hallar LT1</i>	118
<i>Ilustración 13. Diagrama para calcular LT2</i>	119
<i>Ilustración 14. Aireador de la toma de presión.</i>	119
<i>Ilustración 15. Esquema general de la conducción por tubería para el proyecto PCH río Claro</i>	120
<i>Ilustración 16. Esquema general del canal de descarga</i>	131
<i>Ilustración 17. Parámetros del canal de fuga.</i>	132
<i>Ilustración 18. Esquema de la subestación 13,2 KV y 44 KV para cálculo de malla de puesta a tierra</i>	167
<i>Ilustración 19. Dimensiones de la retícula de la malla de puesta a tierra</i>	170
<i>Ilustración 20. Cálculo de la diagonal del terreno de la subestación para la malla de tierra</i>	170
<i>Ilustración 21. Fases de registro de proyectos de generación</i>	210
<i>Ilustración 22. Emisiones de Linea base. Fuente: Guía práctica para desarrolladores de proyectos MDL</i>	210
<i>Ilustración 23. Ciclo de un proyecto MDL</i>	210
<i>Ilustración 24. Cuencas hidrográficas, cuenca San Juan-(IGAC)</i>	211

<i>Ilustración 25. Mapa de veredas y corregimientos Jardín - Antioquia</i>	212
<i>Ilustración 26. Localización general en el Departamento de las estaciones limnigráficas (smith Q, 1997)</i>	213
<i>Ilustración 27. Detalle de la localización de las estaciones limnigráficas en la cuenca del río San Juan</i>	213
<i>Ilustración 28. Plano topográfico - Zona del proyecto (IGAC)</i>	214
<i>Ilustración 29. Curva de duración de Moreira estación Remolinos</i>	215
<i>Ilustración 30. Caudal acumulado Vs Caudal estación Remolinos</i>	215
<i>Ilustración 31. Curva de duración de Moreira, estación Río Claro</i>	216
<i>Ilustración 32. Caudal Acumulado Vs. caudal estación Río Claro.</i>	216
<i>Ilustración 33. Curva de los caudales río Claro, caudal ecológico método ENA</i>	217
<i>Ilustración 34. Coeficientes dados por el programa Curve Expert 1.3 - Método ENA - Caudal ecológico</i>	218
<i>Ilustración 35. Mapa de isoyetas de Antioquia (Smith Q, 1997)</i>	217
<i>Ilustración 36. Amenaza sísmica en Jardín-Antioquia</i>	218
<i>Ilustración 37. Localización del Municipio de Jardín-Antioquia</i>	219
<i>Ilustración 38. Curva de Creager para determinar K90. (Creager & Joel, 1927)</i>	219
<i>Ilustración 39. Curva de Creager para determinar K90 (Creager & Joel, 1927)</i>	220
<i>Ilustración 40. Bifurcación</i>	220
<i>Ilustración 41. Selección del tipo de turbina de acuerdo al salto y el caudal (L & Fernández, 1996)</i>	221
<i>Ilustración 42. Solución de la velocidad preliminar de la turbina Francis (Londoño, 1997)</i>	221
<i>Ilustración 43. Parámetros de la turbina Francis (Londoño, 1997)</i>	222
<i>Ilustración 44. Dimesiones del generador carcasa 560 (WEG, 2011)</i>	222
<i>Ilustración 45. Sistema de excitación Brushless generador sincrónico</i>	222
<i>Ilustración 46. Metodología de estudio de conexión</i>	223
<i>Ilustración 47. Red STN en zona de influencia del proyecto</i>	223
<i>Ilustración 48. Diagrama unifilar del sistema de transmisión regional (STR) a 44 kV y 134.2 kV en la zona de influencia del proyecto</i>	223
<i>Ilustración 49. Diagrama unifilar de la zona sur oeste del sistema de transmisión regional STR a 44KV y 13,2 KV de EPM</i>	224
<i>Ilustración 50. Esquema de conexión caso sin proyecto, Alternativa 0</i>	225

<i>Ilustración 51. Esquema de conexión, Alternativa 1</i>	225
<i>Ilustración 52. Esquema de conexión alternativa 2</i>	225
<i>Ilustración 53. Análisis de estabilidad transitoria Alternativa 1 Año 2009- Demanda máxima</i>	227
<i>Ilustración 54. Análisis estabilidad transitoria Alternativa 2 Año 2009 - Demanda máxima</i>	227

Lista de Tablas

<i>Tabla 1. Características para la conducción</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 2. Temperaturas de los Municipios del Suroeste Antioqueño.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 3. Resultados del censo 2005 - Cristianias.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 4. Pendiente del Río Claro.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 5. Áreas de drenaje.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 6. Valores para la obtención de la Curva de Duración de la Estación Remolinos.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 7. Áreas bajo la curva de cada caudal, Estación Remolinos.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 8. Valores para la obtención de la curva de duración de la Estación Río Claro.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 9. Áreas bajo la curva de cada caudal, Río Claro.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 10. Resultados. método ENA caudal ecológico</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 11. Valores aproximados a Cd.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 12. Fórmulas para el método de Gumbel.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 13. Caudales máximos anuales Río Claro.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 14. Datos necesarios para la construcción de obras civiles.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 15. Datos para calcular la presa.....</i>	<i>99</i>
<i>Tabla 16. Características técnicas de la presa.....</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 17. Revestimiento del box-couvert.....</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 18. Tipos de box-couvert.....</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 19. Tabla de varillas de acero corrugado.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 20. Valores de K para la ecuación de Scobery.....</i>	<i>121</i>
<i>Tabla 21. Coeficiente K para formula (10.75).....</i>	<i>124</i>
<i>Tabla 22. Datos para el dimensionamiento de la almenara.....</i>	<i>125</i>
<i>Tabla 23. Valores para el dimensionamiento de la turbina Francis.....</i>	<i>140</i>
<i>Tabla 24. Cálculo de la altura se sucesión, con referencia a la velocidad.....</i>	<i>142</i>
<i>Tabla 25. Características ambientales para la subestación 13,2 KV.....</i>	<i>163</i>

Tabla 26. Ficha técnica C.H. Río Claro	172
Tabla 27. Competencias y avances por las entidades correspondientes	192
Tabla 28. Metodología MDL de uso en proyectos de PCH'S	193
Tabla 29. Resumen normatividad.....	193
Tabla 30 Ubicación por coordenadas	194
Tabla 31. Estaciones hidrométricas	194
Tabla 32. Estaciones pluviométricas.....	195
Tabla 33. Registros históricos de caudales medios mensuales - estación Remolinos.....	195
Tabla 34. Registros históricos de caudales, estación Brasilia, Caudales medios mensuales.	195
Tabla 35. Registros históricos de caudales, caudales medios mensuales, estación Campamento	196
Tabla 36. Cuadro de Distribución de Frecuencias.....	196
Tabla 37. Registros históricos de caudales medios mensuales transferidos -Río Claro	196
Tabla 38. Cuadro de distribución de frecuencias.....	197
Tabla 39. Metodologías hidrológicas de estimación de caudales ambientales analizadas.....	197
Tabla 40. Caudales con excedencia del caudal del 97.5%. caudal ecológico, Método ENA.....	197
Tabla 41. I.E. Miguel Valencia - Estaciones meteorológicas CERES- ANTARES lluvia anual discriminada por meses.....	198
Tabla 42. Registros de caudales, Estación Río Claro, Caudales transferidos mensuales, Caudales ecológicos, método IDEAM	198
Tabla 43. Flora Municipio Jardín Antioquia.....	198
Tabla 44. Aspectos importantes para el estudio socioeconómico de Jardín-Antioquia	199
Tabla 45. Coeficiente de la fórmula de Hazen- Williams (perdidas de conducción).....	199
Tabla 46. Pérdidas de los codos en tuberías de baja presión y alta presión.....	200
Tabla 47. Potencia hidroenergéticos PCH Río Claro.	201
Tabla 48. Disminución consecutiva del agua después de la elevación máxima para un cierre del 100%.....	201
Tabla 49. Disminución consecutiva del agua ante a una apertura parcial del 50% al 100% del dispositivo del cierre.....	201
Tabla 50. Comparación entre turbinas de acción y de reacción.....	202

Tabla 51. Características del generador.....	202
Tabla 52. Clases de aislamiento según normas NEMA e IEC.....	203
Tabla 53. Equipos y tableros en la casa de máquinas (planta turbina - generador)	203
Tabla 54. Equipos y tableros en la casa de máquinas (sala de auxiliares).....	204
Tabla 55. Características técnicas- interruptor automático	205
Tabla 56. Características técnicas del seccionador.....	205
Tabla 57. Características técnicas de las cuchillas de puesta a tierra.....	205
Tabla 58. Características técnicas transformadores de corriente	206
Tabla 59. Características técnicas transformador de potencia	206
Tabla 60 Características técnicas de los pararrayos.....	207
Tabla 61. Características técnicas aisladores	207
Tabla 62. Características del transformador	207
Tabla 63. Características técnicas del cortacircuitos a 13,2 kV.....	208
Tabla 64. Características técnicas del seccionador trifásico (13,2 KV).....	208
Tabla 65. Características técnicas de los transformadores de corriente 13,2 KV.....	208
Tabla 66. Características técnicas de los transformadores de potencia (13,3 KV).....	209
Tabla 67. Características técnicas de los pararrayos a 13,2 kV.....	209
Tabla 68. Características técnicas de la malla de puesta a tierra (13,2 KV)	209
Tabla 69. parámetros eléctricos de los transformadores.....	224
Tabla 70. Parámetros eléctricos de las líneas.....	224
Tabla 71. Niveles de tensión. año 2019 - Demanda máxima.....	226
Tabla 72. Porcentaje de cargabilidad de equipos. Año 2019 - Demanda máxima	226
Tabla 73. Niveles de cortocircuito trifásico. Año 2019-Demanda máxima	226
Tabla 74. Niveles de cortocircuito monofásico. Año 2009 -Demanda máxima	226
Tabla 75. Tiempos críticos de despeje de falla (ms). Año 2019- Demanda máxima.....	227
Tabla 76. Valor total de instalación de líneas de transmisión para alternativas 1 y 2 en millones de pesos.....	227

Lista de Fotos

<i>Foto 1. Vista del cañón del río Claro</i>	<i>228</i>
<i>Foto 2. Muestra de sedimentos- Zona de captación</i>	<i>228</i>
<i>Foto 3. Zona panorámica del sitio de la localización de la captación</i>	<i>229</i>
<i>Foto 4. Vista general accesos a la zona de captación</i>	<i>229</i>
<i>Foto 5. Puente de acceso para la escuela Miguel Ángel Valencia.....</i>	<i>229</i>
<i>Foto 6. Escuela Miguel Ángel Valencia</i>	<i>230</i>
<i>Foto 7. Vía de acceso de la escuela Miguel Ángel Valencia a la captación.....</i>	<i>230</i>
<i>Foto 8.Sitio de la presa.....</i>	<i>230</i>
<i>Foto 9. Detalle del estribo derecho de la presa.....</i>	<i>231</i>
<i>Foto 10. Afluente el Campino aguas arriba de la presa</i>	<i>231</i>
<i>Foto 11. Vista general de roca en la presa.....</i>	<i>232</i>
<i>Foto 12. Vista general para el box-couvert</i>	<i>232</i>
<i>Foto 13. Vista general del alineamiento del box-couvert.....</i>	<i>233</i>
<i>Foto 14. Vista general del desarenador e inicio del alineamiento de conducción a baja presión.....</i>	<i>233</i>
<i>Foto 15.Vista general del trazado de tubería de presión</i>	<i>233</i>
<i>Foto 16. Vía de acceso existente hacia casa de máquinas.....</i>	<i>234</i>

Lista de Anexos

ANEXO 1 TABLAS.....	192
ANEXO 2. ILUSTRACIONES.....	210
ANEXO 3 TABLAS E ILUSTRACIONES DEL ESTUDIO DE CONEXIÓN	223
ANEXO 4 FOTOS	228
ANEXO 5. DIAGRAMA DE FLUJO- PROCESO NORMATIVO PCH.....	235

Siglas y acrónimos

CAR: Corporaciones Autónomas Regionales.

MDL: Mecanismos de Desarrollo Limpio.

ZNI: Zonas no Interconectadas.

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

SPD: Servicios Públicos Domiciliarios.

FNCER: Fuentes no Convencionales de Energía Renovable.

CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

AND: Autoridad Nacional Designada

AOM: Administración, Operación y Mantenimiento

CER: Certificado de Emisiones Reducidas

EPM: Empresas Públicas de Medellín

GEI: Gases de Efecto Invernadero

MAVDT: Ministro de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial

PCH: Pequeña Central Hidroeléctrica

PMA: Plan de Manejo Ambiental

SPD: Servicios Públicos Domiciliarios

STN: Sistema de Transmisión Nacional

STR: Sistema de Transmisión Regional

SDL: Sistema de Distribución Local

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

DAA: Diagnostico Ambiental de Alternativas

ECE: Estudio de Conexión Eléctrico

OR: Órgano R

LT: Línea de Transmisión

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

CND: Centro Nacional de Despacho

LA: Licencia Ambiental

SIN: Sistema Interconectado Nacional

OIA: Organización Indígena de Antioquia

DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas

IGAC: Instituto Geográfico Agustín Codazzi

INGEOMINAS: Instituto Nacional de Investigaciones Geológico Mineras

Glosario

Viabilidad: Se refiere a que tiene probabilidades de llevarse a cabo o de concretarse gracias a sus circunstancias o características, se conoce como análisis de viabilidad al estudio que intenta predecir el eventual éxito o fracaso de un proyecto. Puede hablarse tanto de viabilidad técnica como viabilidad económica.

Recurso Energético Renovable: un recurso energético será aquella cosa, medio, que es plausible de utilizarse como fuente de energía eficiente, es decir, a través de él es posible conseguir de manera correcta y satisfactoria energía. La fuente de energía es inagotable

Impacto ambiental: El impacto ambiental es el efecto que produce la actividad humana sobre el medio ambiente.

Efecto invernadero: El efecto invernadero es un fenómeno natural del calentamiento térmico de la Tierra, es esencial para mantener la temperatura del planeta en condiciones óptimas o ideales para la supervivencia.

Captación: también llamada bocatoma, es una estructura hidráulica que está destinada a emanar desde unos cursos de agua, ya sean ríos, arroyos, o canales, así también como desde un lago o inclusive desde el mar, una cantidad considerable del agua que esta tiene disponible, para que la misma sea utilizada para una finalidad específica.

Afluente: corresponde a un curso de agua, también llamado tributario, que no desemboca en el mar, sino en otro río más importante con el cual se une en un lugar llamado confluencia.

Cuenca hidrográfica: Una cuenca hidrográfica es un territorio drenado por un único sistema de drenaje natural, es decir, que drena sus aguas al mar a través de un único río. La cuenca hidrográfica es delimitada por la línea de las cumbres, también llamada divisoria de aguas.

Coliformes: Se refiere a un grupo de especies bacterianas que tienen ciertas características bioquímicas en común e importancia relevante como indicadores de contaminación del agua y los alimentos.

Escarpe: Es una vertiente de roca que corta el terreno abruptamente, la pendiente es mayor a 45°.

Estaciones pluviométricas: Una estación pluviométrica en la estación principal encargada de medir la lluvia, su finalidad principal es la elaboración de la climatología de la zona en la que se encuentra.

Estaciones limnigráficas: Estación para la determinación de caudales por medio de registro gráfico continuo de los niveles de agua.

Vientos alisios: Los vientos alisios son aquellos que soplan entre los trópicos. Estos vientos parten de zonas subtropicales de alta presión con rumbo a regiones ecuatoriales de baja presión.

Caudal ecológico: Se refiere a un río o a cualquier otro cauce de agua corriente, es una expresión que puede definirse como el agua necesaria para preservar los valores ecológicos en el cauce del mismo.

Chert: El Chert es una roca sedimentaria rica en silíce de grano fino microcristalina, criptocristalina o microfibrosa que pueden contener pequeños fósiles.

Limolitas: La Limolita es una roca sedimentaria clástica. Como su nombre indica, está compuesta principalmente (más de 2/3) de limo.

Lodolitas: Roca sedimentaria detrítica constituida por minerales de arcilla.

Grauvacas: Es una roca detrítica formada por la consolidación de los minerales que resultan de la disgregación del granito.

Toba: Piedra caliza, muy porosa y ligera, formada por la cal que llevan en disolución las aguas de ciertos manantiales.

Andesita: La andesita es una roca ígnea volcánica de composición intermedia. Su composición mineral comprende generalmente plagioclasa y varios otros minerales ferromagnésicos como piroxeno, biotita y hornblenda.

Aluviones: El aluvi3n es material detrítico transportado y depositado transitoria o permanentemente por una corriente de agua, que puede ser repentina y provocar inundaciones. Puede estar compuesto por arena, grava, arcilla o limo.

Terrazas fluviales: Son Las terrazas fluviales o terraza de río constituyen pequeñas plataformas sedimentarias o mesas construidas en un valle fluvial por los propios sedimentos del río que se depositan a los lados del cauce en los lugares en los que la pendiente del mismo se hace menor, con lo que su capacidad de arrastre también se hace menor.

Diagrama unifilar: s una representación gráfica de una instalación eléctrica o de parte de ella. El esquema unifilar se distingue de otros tipos de esquemas eléctricos en que el conjunto de conductores de un circuito se representa mediante una única línea, independientemente de la cantidad de dichos conductores.1 Típicamente el esquema unifilar tiene una estructura de árbol.

Resumen

El proyecto está enfocado en la investigación y la aplicación de la normatividad vigente en Colombia, los estudios de prefactibilidad a una PCH de 2.5 MW en Jardín Antioquia y el estudio conexión eléctrica a dos diferentes escenarios para dicho proyecto. La decisión de emplear la normatividad y los modelos de conexión para este tipo de proyectos, realza la importancia de este trabajo único en Colombia, por cuanto en el medio no existe una guía completa que reúna toda la normatividad y todos los procedimientos necesarios para implementar proyectos de PCH en pequeña escala, como el propuesto en la presente investigación. Además de lo anterior, se presenta los estudios de prefactibilidad de un proyecto hidroeléctrico a pequeña escala que es viable desde la perspectiva técnica, económica, normativa y social para su construcción. *Copyright ©UPB 2016*

Palabras clave: Normatividad, prefactibilidad, PCH, conexión eléctrica.

Abstract

This research is focused on the application of the existent Colombian regulation for SHP projects. Prefeasibility studies of a small hydroelectric plant of 2,5 MW have been carried out in Jardin Antioquia as well as two different electrical connections for 2 dissimilar scenarios in relation to the project. The present analysis suggests different procedures to implement SHP projects at a small scale, since there is no evidence of a complete and unique guide in Colombia about standards, regulation and operations regarding this topic. Furthermore, a prefeasibility study of a hydroelectric project at a small scale which is feasible from a technical, economic, regulatory and social perspective for its construction is also exposed. *Copyright ©UPB 2016*

Keywords: regulations, pre-feasibility, PCH, electrical connection

INTRODUCCIÓN

Las actuales tendencias y preocupaciones a nivel mundial relacionadas con el desarrollo de proyectos de generación de energía, han conllevado a los diferentes países a cambiar y replantear sus políticas y planes nacionales de desarrollo energético; estructurando así, nuevos planes y estrategias caracterizadas por el desarrollo energético sostenible como un factor fundamental que permitan garantizar; la seguridad energética, la equidad social y el cuidado del medio ambiente en respuesta al cambio climático.

Colombia es sin duda uno de estos países; el cual en los últimos años en su búsqueda de esa sostenibilidad, ha incursionado en el desarrollo e implementación de nuevos proyectos y tecnologías, muchos de estos basados en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) o energías limpias; tales como la energía solar, eólica, pequeños aprovechamientos hídricos entre otros.

Las características montañosas y las diversas fuentes hídricas de algunas de las diferentes regiones del territorio nacional, han hecho y hacen en la actualidad de los pequeños aprovechamientos hídricos o de las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH's) una alternativa interesante y atractiva de generación de energía renovable en el país.

Sin embargo, definir la viabilidad de generación de energía eléctrica a partir de este tipo de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH's) requiere de una serie de conocimientos clave en diversos aspectos, además de estudios serios y completos

de factibilidad que permita a interesados concretar en un momento oportuno de manera certera y precisa, el continuar o no continuar con la ejecución de un proyecto de estas características.

En vista de lo anterior, con el material aquí presentado se pretende mostrar a diseñadores, consultores, inversionistas e interesados de una manera práctica, simplificada y aplicada a un caso real, los avances en la actual normatividad, la reciente Ley 1715 o Ley de energías renovables, el mecanismo de desarrollo limpio (MDL) y los estudios de factibilidad necesarios que influyen al momento de determinar la viabilidad de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH's) en los nuevos escenarios del sector de la generación de energía eléctrica en Colombia.

Con el fin de mostrar un caso real, se realizara el estudio de factibilidad de un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico ubicado en el Municipio de Jardín en el departamento de Antioquia (Colombia), el cual será conocido como PCH Rio Claro, en este se aplican diferentes estudios técnicos y muchos de los aspectos normativos y elementos encontrados referentes al tema.

Por lo que se realizó una Investigación y aplicación de las actuales alternativas para el desarrollo de PCH'S en Colombia, mediante la revisión de la actual normatividad, el estudio de conexión eléctrica, y el desarrollo de un estudio de factibilidad para un caso de estudio, esto con el fin de determinar la viabilidad de estos proyectos como una alternativa de energía limpia y una solución de energía a las zonas no interconectadas

1. ETAPAS DE PROYECTOS DE PCH'S

1.1. Reconocimiento

En esta etapa se realizan visitas a la población implicada y a los lugares donde posiblemente se realizarán las instalaciones de las obras. En esta fase se debe tener en cuenta que en muchos casos no será viable adquirir cartas topográficas ni fotografías aéreas, esto se debe a que no exista esta información o por que el proyecto a estudiar es muy delimitado a zonas de pequeña extensión.

1.2. Prefactibilidad

Es un estudio en donde se seleccionan entre diferentes alternativas de un proyecto la más atractiva de acuerdo a una evaluación preliminar de viabilidad técnica y económica del proyecto. Esto implica el desarrollo de estudios de topografía, geología, hidrología, análisis de caudales, crecientes, parámetros técnicos del proyecto, así como un análisis ambiental, entre otros.

1.3. Factibilidad

Es un estudio en donde se define si un proyecto es técnica, económica, financiera y ambientalmente factible y conveniente se establece la estructura financiera del mismo. Dichos estudios sirven para la toma de decisión de si desarrolla o no un proyecto.

1.4. Fase de diseño

Esta fase inicia cuando se define la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico. En esta etapa se dimensionan con perfección las diferentes obras del proyecto. Estos diseños deben cumplir con las exigencias de estabilidad, larga duración y resistencia.

1.5. Fase de construcción

Con base a todas las fases anteriores se inicia la construcción de las obras dimensionadas cumpliendo el cronograma establecido previamente.

1.6. Fase de operación

Para terminar todas las etapas, se finaliza ejecutando pruebas de funcionamiento de la central con el fin de verificar que esté lista para entrar en operación

2. NORMATIVIDAD VIGENTE EN COLOMBIA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE PCH'S

Las políticas planteadas en Colombia referentes a proyectos de generación de energía eléctrica y el desarrollo de la misma actividad, han sido políticas cambiantes y complejas, que han evolucionado con el pasar del tiempo, las necesidades y las nuevas tendencias que se presentan en los diferentes aspectos de mercado, tecnologías, medio ambiente y de la misma sociedad.

Todo este conjunto de políticas y normativas son elementos importantes a tener en cuenta al momento de iniciar un estudio de factibilidad de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, dado que el no conocimiento o claridad de estas podrían sesgar los resultados reales de la viabilidad de este tipo de proyectos de generación de energía, que generen barreras, que de otro modo podrían ser oportunidades para desarrollo de cualquier proyecto de PCH'S.

A continuación se describen diferentes elementos de ley, decretos y resoluciones actuales y vigentes de carácter general establecidos a la fecha, que aplican de manera significativa en el desarrollo de estudios de factibilidad en proyectos de PCH'S en Colombia.

2.1. Constitución política de Colombia 1991.

A partir de la entrada en vigencia de la constitución política de 1991, Colombia establece las Leyes 142 y 143 de 1994 en desarrollo de los preceptos constitucionales buscan crear competencia en la prestación de los servicios públicos

domiciliarios; crear condiciones adecuadas para que las empresas que los suministran puedan operar en un ambiente de eficiencia; promover la inversión y gestión del sector privado con el fin de fortalecer la competencia y estimular la incorporación de nuevas fuentes de capital en las actividades sectoriales; permitir el libre acceso a las redes de distribución; regular las actividades monopólicas con el objeto de evitar abusos y proteger al usuario; racionalizar el régimen tarifario; garantizar la administración transparente y adecuada de los subsidios; ejercer vigilancia y control estatal para garantizar el respeto a las leyes y normas; asegurar la buena gestión de las empresas prestadoras de los servicios públicos e impedir las prácticas restrictivas a la libre competencia. (Tabarquiño Muñoz)

2.2. Ley de servicios públicos, ley 142 de 1994.

La Ley 142 de 1994 “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones” está compuesta por diez títulos, los cuales se dividen a su vez en dos partes obedeciendo a su finalidad.

Los primeros cinco tienen como finalidad exponer la legislación en lo que refiere a los principios generales, el papel de las personas prestadoras de los servicios públicos, así como del régimen de los actos y contratos de las empresas, el régimen del mercado laboral involucrado en este sector y la regulación, control y vigilancia del Estado en los servicios públicos; el restante número de títulos se ocupan, en su orden, del régimen tarifario, la organización y los procedimientos administrativos, la contratación de las empresas

prestadoras de los servicios públicos, las normas especiales para algunos servicios como son los de agua potable y saneamiento, energía eléctrica y gas combustible y, finalmente, el Título 10 tiene como fin el régimen de transición y otras disposiciones. (Tabarquiño Muñoz)

Sin duda alguna, esta ley contiene todos los elementos regulatorios fundamentales y necesarios para las existentes o nuevas empresas que pretenden incursionar en el negocio de los servicios públicos de energía eléctrica.

2.3. Régimen sector eléctrico, ley 143 de 1994.

La Ley 143 de 1994 “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética” establece las políticas base para la aplicación de las actividades relacionadas con todas las áreas de sector eléctrico del país

2.4. Ley del medio ambiente, ley 99 de 1993.

Uno de los aspectos más importantes, complejos y que requieren de gran dedicación durante el estudio de factibilidad de un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas, son los estudios ambientales.

La Ley 99 de 1993 “Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales

renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones”.

En esta ley se establecen las autoridades ambientales en Colombia, las cuales son los entes encargados de los aspectos ambientales, Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y Corporaciones Autónomas Regionales.

2.5. Permiso de estudio de recurso natural.

Decreto 2811 de 1974. “Por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente”.

Artículo 56°.- Reglamentado parcialmente por el Decreto Nacional 2858 de 1981. Podrá otorgarse permiso para el estudio de recursos naturales cuyo propósito sea proyectar obras o trabajos para su futuro aprovechamiento.

El permiso podrá versar, incluso, sobre bienes de uso ya concedido, en cuanto se trate de otro distinto del que pretenda hacer quien lo solicita y siempre que los estudios no perturben el uso ya concedido.

Estos permisos podrán tener duración hasta de dos años, según la índole de los estudios.

Los titulares tendrán prioridad sobre otros solicitantes de concesión, mientras esté vigente el permiso de estudio y, así

mismo, tendrán exclusividad para hacer los estudios mientras dure el permiso.

El término de estos permisos podrá ser prorrogado cuando la inejecución de los estudios, dentro del lapso de vigencia del permiso, obedezca a fuerza mayor.

El permiso de estudio de Recursos Naturales tiene como propósito proyectar obras o trabajos para su futuro aprovechamiento. No confiere Licencia Ambiental, concesión de aguas ni permiso alguno para el uso de los recursos naturales, solo dará derecho preferencial al titular del permiso en caso de que se pretenda desarrollar un proyecto que requiera del uso y aprovechamiento de cualquier recurso natural, para que adelante el trámite de Licenciamiento o de concesión de aguas, para proyectos pequeños no licenciables, en los términos establecidos en la normatividad vigente. Este trámite se realiza ante la corporación ambiental regional encargada de la zona donde se plantea el proyecto. Cada corporación ambiental establece los términos de referencia para la solicitud del permiso. El cuál se otorga por un máximo de dos años. Como ejemplo, en la resolución 0,98 de 2009 del 25 de marzo de Corpocaldas tiene como requisitos para la solicitud de permiso de estudio lo siguiente además indica quien puede solicitarlo:

- a. Nombre, identificación y dirección domiciliaria del solicitante. En caso de proceder a través de un representante, esté tendrá que ser abogado inscrito y se debe anexa el respectivo poder. Cuando el solicitante sea

una persona jurídica, se añadirá prueba de la existencia y representación legal.

- b. Objetivo del estudio
- c. Delimitación del área de estudio en plano IGAC y tablas de coordenadas del polígono respectivo coherente con el objeto del estudio.
- d. Metodología que se empleará, con señalamiento de las etapas del estudio y de las actividades que se desarrollarán en cada una de ellas.
- e. Relación de los inmuebles que puedan ser afectados durante el desarrollo del estudio, si es el caso, con indicación de su identificación predial, nombre y dirección domiciliaria de sus propietarios y la descripción de la afectación
- f. Cronograma para la elaboración del estudio, sin exceder de dos años
- g. Costo del estudio

Artículo 56 del decreto 2811 de 1974.

Para dar trámite a solicitudes de Permiso de Estudio de Recursos Naturales (Recurso Hídrico) deberá entregarse a CORNARE como mínimo la siguiente documentación:

2.6. Permiso de recolección de especímenes para estudios ambientales

Decreto 3016 de 2013. “Por el cual se reglamenta el Permiso de Estudio para recolección de especímenes de especies silvestres de la diversidad biológica con fines de Elaboración de Estudios Ambientales.”

Este permiso se convierte en un elemento fundamental para el desarrollo de los estudios ambientales ya que por medio de este se da aprobación o negación del estudio de especímenes que se encuentran ubicados en la zona de estudio.

Toda persona que pretenda adelantar estudios en los que sea necesario realizar actividades de recolección de especímenes de especies silvestres de la diversidad biológica en el territorio nacional, con la finalidad de elaborar estudios ambientales necesarios para solicitar y/o modificar licencias ambientales o su equivalente, permiso, concesiones, o autorizaciones deberá previamente solicitar a la autoridad ambiental competente la expedición del permiso que establece el Decreto 3016 de 2013.

El permiso ampara la recolecta de especímenes que se realicen durante su vigencia, en el marco de la elaboración de uno o varios estudios ambientales.

Formato único nacional. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA - Cuando de acuerdo con la solicitud del permiso las actividades de recolección se pretendan desarrollar en jurisdicción de dos o más autoridades ambientales.

Corporaciones Autónomas Regionales o de Desarrollo Sostenible, Autoridades Ambientales de los Grandes Centros Urbanos y las Autoridades Ambientales creadas en virtud de la Ley 768 de 2002 Cuando las actividades de recolección pretendan desarrollar exclusivamente en sus respectivas jurisdicciones, de acuerdo con la Solicitud del interesado.

Con base a este decreto se establecen los siguientes estudios ambientales:

Artículo 13. De los estudios ambientales. Los estudios ambientales a los que se refiere este título son el diagnóstico ambiental de alternativas y el estudio de impacto ambiental, que deberán ser presentados ante la autoridad ambiental competente.

Los estudios ambientales son objeto de emisión de conceptos técnicos, por parte de las autoridades ambientales competentes.

Es un proceso utilizado para la planeación y administración de proyectos que asegura que las actividades humanas y económicas se ajusten a las restricciones ecológicas y de recursos y de esta forma se constituye en un mecanismo clave para promover el desarrollo sostenible.

La Licencia ambiental deberá obtenerse previamente a la iniciación del proyecto, obra o actividad.”

2.7. Licenciamiento ambiental, decreto 2041 de 2014.

La licencia ambiental, es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o

actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos, pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables, o al medio ambiente, o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje; la cual sujeta al beneficiario de esta, al cumplimiento de los requisitos, términos, condiciones y obligaciones que la misma establezca en la relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto obra o actividad autorizada.

Decreto 2041 de 2014. “Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales”.

La licencia ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones, y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables que sean necesarios por el tiempo de vida útil del proyecto, obra o actividad.

El uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, deberán ser claramente identificados en el respectivo estudio de impacto ambiental.

En referencia al licenciamiento de proyectos de PCH, son las Corporaciones Autónomas Regionales, las de Desarrollo Sostenible, los Grandes Centros Urbanos y las autoridades ambientales creadas mediante la Ley 768 de 2002, las entidades competentes otorgarán o negarán la licencia ambiental para los proyectos, obras o actividades que se ejecuten en el área de su jurisdicción, aunque existen algunas excepciones las cuales se encuentran establecidas en el decreto 2041.

En el sector eléctrico:

- La construcción y operación de centrales generadoras con una capacidad mayor o igual a diez (10) y menor de cien (100) MW, diferentes a las centrales generadoras de energía a partir del recurso hídrico;
- El tendido de líneas del Sistema de Transmisión Regional conformado por el conjunto de líneas con sus módulos de conexión y/o subestaciones, que operan a tensiones entre cincuenta (50) KV y menores de doscientos veinte (220) KV;
- La construcción y operación de centrales generadoras de energía a partir del recurso hídrico con una capacidad menor a cien (100) MW; exceptuando las pequeñas hidroeléctricas destinadas a operar en Zonas No Interconectadas (ZNI) y cuya capacidad sea igual o menor a diez (10) MW;
- Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía virtualmente contaminantes con capacidad instalada de igual o mayor a diez (10) MW y menor de cien (100) MW.

2.8. Diagnóstico ambiental de alternativas (DAA).

El Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA), tiene como objeto suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad. Las diferentes

opciones deberán tener en cuenta el entorno geográfico, las características bióticas, abióticas y socioeconómicas, el análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra o actividad; así como las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas.

Capítulo 1 Decreto 2041 de 2014, “Diagnostico Ambiental de Alternativas”.

Lo anterior, con el fin de aportar los elementos requeridos para seleccionar la alterativa o alternativas que permitan optimizar y racionalizar el uso de recursos y evitar o minimizar los riegos, efectos e impactos negativos que puedan generarse.

Los interesados en los proyectos, obras o actividades relacionadas con la construcción y operación de generadoras de energía eléctrica deberán solicitar pronunciamiento a la autoridad ambiental competente sobre la necesidad de presentar el diagnóstico ambiental de alternativas.

El diagnóstico ambiental de alternativas deberá ser elaborado en conformidad con la metodología general para la presentación de estudios ambientales, la cual se encuentra establecida en la resolución 1503 de 2010.

2.9. Estudio de impacto ambiental (EIA).

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) es el instrumento básico para la toma de decisiones sobre los proyectos, obras o actividades que requieren licencia ambiental y se exigirá en todos los casos en

que se requiera licencia ambiental de acuerdo con la ley se requiera. Este estudio deberá corresponder en su contenido y profundidad a las características y entorno del proyecto, obra o actividad, e incluir lo siguiente:

Capítulo 2 Decreto 2041 de 2014, “Estudio de Impacto Ambiental”.

2.10. Plan de manejo ambiental (PMA).

Es el conjunto detallado de medidas y actividades que, producto de una evaluación ambiental, están orientadas a prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales debidamente identificados, que se causen por el desarrollo de un proyecto, obra o actividad. Incluye los planes de seguimiento, monitoreo, contingencia, y abandono según la naturaleza del proyecto, obra o actividad.

2.11. Metodología general para la presentación de estudios ambientales.

Resolución 1503 de 2010. “Por la cual se adopta la Metodología General para la Presentación de Estudios Ambientales y se adoptan otras resoluciones”

La Metodología General para la Presentación de Estudios Ambientales el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, busca orientar a los usuarios de proyectos, obras o actividades sujetas a la obtención de licencia ambiental o al establecimiento de un plan de manejo ambiental en el desarrollo de

los estudios que se requieran para el efecto, a fin de que se garanticen información precisa y confiable para la toma de decisiones y para el seguimiento al desempeño ambiental de los mismos.

En la metodología se presentan los parámetros establecidos por los diferentes institutos y entidades oficiales que tienen por función la generación, administración y análisis de información y se incluyen además las especificaciones para su manejo, contempladas en un modelo de almacenamiento geográfico corporativa del Sistema Nacional de Información de Ambiente, Vivienda y desarrollo Territorial de Ministerio de Ambiente, Vivienda y desarrollo Territorial.

La metodología contiene fuentes de información que deben utilizarse en la elaboración de los diferentes estudios ambientales para el proceso de licenciamiento y especificaciones técnicas para la caracterización de los medios abióticos, bióticos y socioeconómicos.

Así mismo se indican los lineamientos para realizar la zonificación ambiental y el establecimiento de zonas de manejo, la identificación y valoración de impactos ambientales, el diseño de medidas de manejo ambiental, la elaboración de los planes de seguimiento y monitoreo y la formulación del plan de contingencia.

Esta metodología aplica a estudios tales como el diagnóstico ambiental de alternativas, estudio de impacto ambiental y plan de manejo ambiental. (Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2010)

Parques Nacionales Naturales de Colombia. Cuando las actividades de recolección pretenden desarrollar exclusivamente al interior de las áreas del sistema de Parques Nacionales Naturales.

2.12. Consultas previas

Decreto 1320 de 1998. “Por el cual se reglamenta la consulta previa con las comunidades indígenas y negras para la explotación de los recursos naturales dentro de su territorio.”

Protocolo de Coordinación para Consulta Previa, Decreto 2613 de 2013. “Por el cual se adopta el Protocolo de Coordinación Interinstitucional para la consulta previa”

2.13. Normatividad cultural

Ley Cultura, Ley 1185 de 2008. “Por la cual se modifica y adiciona la Ley 397 de 1997 –Ley General de Cultura– y se dictan otras disposiciones.”

2.14. Registro de proyectos de generación de energía eléctrica.

El Registro de Proyectos de Generación es un mecanismo voluntario e informativo con el que cuenta la UPME, para facilitar el cumplimiento de la ley 143 de 1994, en cuanto a la identificación de las mejores opciones del abastecimiento eléctrico al costo mínimo. Se utiliza para conocer las diferentes iniciativas de proyectos de generación del país, por lo que se constituye en insumo fundamental para la formulación del Plan Indicativo de Expansión de Generación. (UPME, 2015)

La Resolución 0520 de 2007 “Por medio de la cual se establece el registro de proyectos de generación con el cual deben ser registrados los proyectos de generación y cogeneración de energía eléctrica a operar en el sistema interconectado nacional” y la Resolución 0638 de 2007 “Por medio de la cual se modifica el artículo cuarto y anexos 1, 2 y 3 y se adicionan dos artículos a la Resolución 0520 del 9 de octubre de 2007 que estableció lo relacionado con el registro de proyectos de generación y la forma como deben ser registrados los proyectos de generación y cogeneración de energía eléctrica a operar en el Sistema Interconectado Nacional”, son los mecanismos que establecen el actual marco normativo y los procedimientos para el registro de proyectos de generación en Colombia.

El proceso se divide en tres fases las cuales están determinadas por el estado de avance del proyecto, los diferentes requerimientos son mostrados en la *Ilustración 21* (ANEXO 2)

2.15. Código de redes. Resolución CREG 025 de 1995.

Resolución CREG 025 de 1995. “Por la cual se establece el Código de redes, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional.”

El código de redes forma parte del reglamento de operación a que se refieren las leyes 142 y 143 de 1994. El código de redes se complementara con resoluciones emitidas por la comisión de regulación de energía y Gas (CREG).

Código de planeamiento de la expansión de transmisión nacional, código de conexión, código de operación y código de medida.

2.16. Generación Plantas Menores. Resolución CREG 086 de 1996.

“Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).”

Resolución 2001. Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-086 de 1996 y 107 de 1998.

2.17. Conexión al STN. Resolución CREG 106 de 2006.

“Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local.”

3. LEY 1715 APLICADA A PROYECTOS DE PCH'S.

Las leyes ambientales han sido aplicadas en Colombia desde finales de 1990, en referencia a aspectos ecológicos e impacto ambiental en general. Sin embargo, toda la legislación referente a las energías renovables fue iniciada en 2001. La Ley 697 de 2001 y su Decreto reglamentario 3683 de 2003 proporciono ciertos incentivos para becas, investigación y desarrollo de fuentes renovables y de energía de alternativas (Liu, 2013).

Esta Ley 697 de 2001 “Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones”, Abrió así los nuevos escenarios para los proyectos de generación y define las bases de formulación de los lineamientos para la promoción del uso de fuentes no convencionales de energía.

Trece años más tarde, el congreso de la republica decreto La Ley 1715 de 2014 “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional”, Dicha ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético.

Actualmente, la ley 1715 o ley de energías renovables como también es conocida, se encuentra en proceso de reglamentación por parte del ministerio de minas y energía, así como por parte de otras entidades gubernamentales que tienen relación y algunas de las responsabilidades en el sector energético nacional. Es una ley que avanza en la actualidad y que vale la pena de analizar en algunos de aspectos normativos en lo referente a proyectos de PCH's.

Esta ley posibilita y plantea nuevos escenarios y retos para las empresas generadoras de energía eléctrica, tanto para los que ya operan en el sector como para nuevas empresas y proyectos que quieren incursionar. Ya que sin duda generara un cambio drástico en las alternativas de generación de energía eléctrica el país, cabe destacar que estas políticas se deben desarrollar e implementar de manera seria, equitativa de modo y que no se privilegie o se incentive cierto tipo de tecnología de generación en particular.

3.1. Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos

Dentro de las definiciones establecidas dentro de esta ley, se menciona acerca de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, los cuales por definición de la misma, son aquella fuente de energía obtenida a partir de los cuerpos de agua a pequeña escala, estos además son considerados una fuente no convencional de energía renovable. Sin embargo, en la ley no son claros al definir el límite máximo de potencia para ser considerados como un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico.

A nivel internacional no existe una definición única que determine si un aprovechamiento hidroeléctrico es pequeño o no, cada país determina sus límites dependiendo de sus políticas energéticas. Sin embargo, en Colombia la ley 697 de 2001 define a los pequeños aprovechamientos hidroenergético como aquella energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10MW.

3.2. Beneficios de la ley 1715 en el desarrollo de PCH'S

- Entrega a la red de excedentes de energía
- Declaratoria de utilidad público
- Impuesto sobre la renta
- Exclusión del IVA
- Exención de aranceles

Sin embargo, aún existen diferentes dudas y retos en el ámbito de la reglamentación y aplicación de esta ley, que garanticen todos estos aparentes beneficios ofrecidos. En la siguiente sección se muestran algunos de estos avances normativos.

3.3. Avances en el desarrollo de la Ley 1715

En el artículo 6 de esta ley se establecieron una serie de competencias, obligaciones y/o funciones administrativas, las cuales fueron asignadas al momento de entrar en vigencia, a diferentes ministerios, entidades o dependencias gubernamentales

relacionadas y responsables de las diversas actividades sector energético del país, y con las cuales se busca establecer el marco legal y normativo que regule e incentive la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.

En el ANEXO 1 se encuentra la Tabla 27 donde se muestran algunas de esas competencias asignadas y algunos de los avances realizados por parte de las entidades correspondientes.

4. MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) APLICADO A PROYECTOS DE PCH'S

El Mecanismo de Desarrollo Limpio es un acuerdo establecido en el artículo 12 del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. El propósito del mecanismo para un desarrollo limpio es ayudar a las partes no incluidas en el (anexo I) del Protocolo de Kioto a lograr un desarrollo sostenible y contribuir al objetivo último de la convención, así como ayudar a las partes incluidas en el (anexo I) a dar cumplimiento a sus compromisos cuantitativos de limitación y reducción de las emisiones.

En otras palabras este es uno de los mecanismos acordados internacionalmente que busca la reducción las emisiones de gases efecto invernadero causantes del calentamiento global

En este caso el país desarrollado invierte en tecnologías de desarrollo limpio en un país en vía de desarrollo. El recorte de la contaminación derivado de esta inversión se documenta en un certificado que la empresa puede intercambiar por derechos de emisión en su país de origen o en otro de los países en los que opera.

La idea fundamental del mecanismo de Desarrollo Limpio parte del hecho de que los gases de efecto invernadero que están ocasionando los trastornos climáticos, se distribuyen uniformemente en la atmosfera y por lo tanto la reducción de estos gases en cualquier sitio del planeta produce el mismo efecto. Esta acción permite a los países industrializados comprometidos en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero alcanzar

dichas reducciones mediante acciones, a través de proyectos, en los países en desarrollo donde los costos de reducción son inferiores a los costos equivalentes en los países industrializados.

En teoría, el Mecanismo de Desarrollo Limpio permite una drástica reducción de costos para los países industrializados, al mismo tiempo que estos se hacen de la misma reducción de emisiones que obtendrían sin este. El MDL permite también la posibilidad de transferir tecnologías limpias a los países en desarrollo. Al invertir los gobiernos o las empresas en estos proyectos reciben certificados de emisiones reducidas CER's (uno de los tres tipos de bonos de carbono) los cuales pueden adquirir a un menor costo que sus mercados y simultáneamente logran completar con las metas de reducciones a las que se han comprometido. (Alzate Restrepo, y otros, 2008)

4.1. Normatividad MDL en Colombia

El MDL en Colombia está respaldado por:

Resolución 2733 programa de actividades (PoAS) y por la resolución 2734 del mecanismo de desarrollo limpio (MDL).

La formulación de un proyecto MDL debe cumplir con los requisitos establecidos por la Autoridad Nacional Designada del MDL que debe contener

1. Descripción general del proyecto: proveer información del proyecto como determinación de las actividades a desarrollar, descripción de la tecnología a ser empleada,

explicación de la manera como el proyecto reduce o captura emisiones de gases de efecto invernadero.

2. Elaboración y cálculo de la línea base: la línea base establece el nivel de emisiones y captura de gases de efecto invernadero que tendría lugar si no se ejecutan las actividades propuestas por el proyecto. Esta línea base se debe realizar siguiendo alguna de las metodologías aprobadas por la junta ejecutiva del MDL.
3. Selección del periodo de acreditación: los proyectos del MDL deben elegir la duración del periodo de tiempo durante el cual se solicitará la certificación de las reducciones o capturas de gases de efecto invernadero. Para los proyectos de reducción de emisiones por fuente se debe elegir por un periodo de 10 años o un periodo de 7 años con oportunidad de renovar en dos oportunidades.
4. Elaboración del plan de monitoreo: se debe definir un plan de monitoreo para que permita la estimación o la medición de las emisiones de gases del efecto invernadero que se le atribuyen al proyecto y realizar la recopilación necesaria para determinar la línea base.

4.2. Certificado de emisiones reducidas (CER, por sus siglas en inglés)

Son certificados que avalan que el proyecto realizado por parte de una compañía, ha reducido satisfactoriamente unas determinadas toneladas equivalentes de CO₂, estos son negociados con un país

perteneciente al protocolo, el cual con la compra del certificado asegura el cumplimiento de su límite de emisiones. El valor del certificado se acuerda entre las partes y se cobra anualmente durante el periodo de acreditación dado al proyecto. (Peláez Jiménez, Ramírez Gómez, & Restrepo Ortiz, 2011)

4.3. Junta ejecutiva del MDL (EB, por sus siglas en inglés)

Es el órgano subsidiario de la Convención para la supervisión del MDL, y es la institución que vigila todo lo relacionado con la ejecución del MDL; trabaja bajo la autoridad y orientación de la conferencia de la Partes en calidad de Reunión de la Partes (CP/CRP).

4.4. Entidad operacional designada (DOE, por sus siglas en inglés)

Son entidades legales domesticas o internacionales independientes, que han sido acreditadas por la junta ejecutiva y son responsables de etapas significativas en el proceso de desarrollo de un proyecto, tales como validar y posteriormente solicitar el registro del mismo, verificar la reducción de emisiones por parte del proyecto, registrar que es apropiado y pedir a la junta ejecutiva la emisión del CER. (Peláez Jiménez, Ramírez Gómez, & Restrepo Ortiz, 2011)

En Colombia, es el ICONTEC la primera organización latinoamericana acreditada como Entidad Operacional Designada por la Junta Ejecutiva del MDL para la validación y verificación de este tipo de proyectos.

4.5. Autoridad nacional designada (DNA, por sus siglas en inglés)

Es el organismo nacional responsable de autorizar y aprobar la participación de proyectos CDM ante las Naciones Unidas. Su principal tarea es evaluar potenciales proyectos CDM, determinar si el proyecto contribuye al desarrollo sostenible de la región y dar aprobación nacional para la presentación del mismo al CDM. (Peláez Jiménez, Ramírez Gómez, & Restrepo Ortiz, 2011)

En Colombia, según lo establecido en el artículo segundo y tercero de la resolución 2734 de diciembre de 2010; es el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial la Autoridad Nacional Designada la entidad encargada para aprobar y definir los requisitos necesarios a nivel nacional para los proyectos que optan a implementarse bajo el MDL.

4.6. Línea base

La línea base se refiere al escenario que representa las emisiones de GHG que se generarían en ausencia del proyecto CDM, demostrando así parte de su adicionalidad, el cual, según las modalidades y procedimientos del CDM, demuestra que es adicional, si la reducción de emisiones antropogénicas de GHG es superior a la que se produciría de no realizarse el proyecto propuesto, o demostrando que para el desarrollo del mismo se deben superar barreras de tipo financiero, institucional, tecnológico u otro. (Peláez Jiménez, Ramírez Gómez, & Restrepo Ortiz, 2011). Ver *Ilustración 22* (ANEXO 2)

4.7. Factor marginal de emisiones en Colombia

El Factor de Emisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para proyectos MDL Colombia está basado en la metodología “Tooltocalculatetheemission factor foranelectricitysystem”, y se encuentra reglamentado mediante la resolución 91304 de 2014 “Por la cual se adopta el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero de Sistema Interconectado Nacional para proyectos aplicables al Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL”, Establece dicho factor en 0,374 TonCO₂/MWh, el cual es el factor aplicable a los diferentes cálculos de reducciones de emisión de gases efecto invernadero de proyectos MDL.

La UPME actualizará este factor anualmente de pendiente de las características del sistema interconectado nacional.

4.8. Metodologías para proyectos de pch's

Para el desarrollo de un proyecto CDM se deben aplicar una o más metodologías de línea base y monitoreo, siendo estas procedimientos estándares aprobados por EB para calcular las reducciones de emisiones de GHG, que ocurrirán por la actividad del proyecto de mitigación, y el monitoreo de las mismas.

Actualmente hay más de 80 metodologías a pequeña escala y más de 90 aprobadas a gran escala bajo el MDL (NatureCode, 2015), Las cuales son aplicables dependiendo de las características propias de cada tipo de proyecto. En estas se establecen las condiciones y los elementos de cálculo para evaluar la línea base, la adicionalidad y las técnicas de monitoreo de cada proyecto, la Tabla 28

(ANEXO 1) muestra y describe algunas de las metodologías típicas aprobadas aplicables a diferentes proyectos de PCH's, además de algunos de los proyectos implementados bajo estas metodologías en Colombia. Sin embargo para entrar en detalle en cada una de las mismas, estas se pueden consultar en la página web del MDL. <https://cdm.unfccc.int/methodologies/index.html>

4.9. Metodología AM-I.D.

La metodología AMS-I.D, “Gridconnectedrenewableelectricitygeneration”, es una de las metodologías a pequeña escala más utilizada en proyectos de PCH'S con capacidad inferior a 15 MVA que se proyectan para ser conectados a la red nacional o alguna red regional.

Esta metodología aprobada y simplificada por ser una metodología a pequeña escala, determina los procedimientos que permite calcular y determinar de manera apropiada los lineamientos para la línea base y los parámetros de monitoreo de proyectos de PCH'S que optan al mecanismo de desarrollo limpio (MDL).

El monitoreo establecido dentro de esta metodología se basa en procedimientos de medición de la energía entregada a la red, mediante el uso de equipos de medida de alta precisión y calibrados que permitan de manera periódica demostrar los valores reales de la cantidad de emisiones reducidas.

4.10. Ciclo de un proyecto MDL

El ciclo para proyectos basados en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), se trata de una serie de procedimientos, actividades y requisitos ya establecidos por instancias internacionales y la Autoridad Nacional Designada.

Estas diferentes etapas parten desde la concepción y planeación inicial del proyecto por parte de los participantes hasta la expedición de los Certificados de Emisiones Reducidas (CERs) por parte de la junta directiva del MDL.

En general, el ciclo de un proyecto MDL se puede sintetizar en 8 diferentes etapas, las cuales se muestran en la *Ilustración 23* (ANEXO 2) y se explican a continuación de manera resumida con sus respectivos actores involucrados en cada una de ellas.

Las fases del ciclo del proyecto son las siguientes:

Evaluación inicial y Nota de Idea de Proyecto (PIN). Como en cualquier clase de proyecto, establecer unas bases o una formulación inicial es un elemento clave de la planeación que permite evaluar preliminarmente la viabilidad del mismo.

La Nota de Idea de Proyecto (Project Idea Note o PIN por sus siglas en inglés) es el documento base utilizado para desarrollar la información general inicial de un proyecto de reducción de emisiones de GEI. El PIN es evaluado por las entidades receptoras en el estándar seleccionado a fin de determinar su potencial elegibilidad dentro del mercado voluntario. La elaboración del PIN no es obligatoria. El beneficio de prepararlo reside en que el

desarrollador del proyecto recibe comentarios respecto de la viabilidad y factibilidad del proyecto en el marco del estándar seleccionado así como de su potencial interés comercial. El PIN es, entonces, una manera útil de obtener información del mercado de carbono antes de involucrarse en el desarrollo del proyecto. (Banco Interamericano de Desarrollo, 2015)

Diseño del Proyecto y Elaboración del Documento del Proyecto (PDD). El Documento de Diseño de Proyecto (PDD por sus siglas en inglés) es el documento clave en la validación y el registro de una actividad de proyecto en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Su propósito es presentar información del proyecto (tal como su localización, metodología de línea de base y monitoreo, sector, descripción de la tecnología a emplear, etc.) para que las entidades responsables de hacer la validación y solicitar el registro, como son una Entidad Operacional Designada (DOE en inglés), la Junta Ejecutiva del MDL, las Autoridades Nacionales Designadas (DNA) de los países involucrados y la población local (local stakeholders). El PDD, en conjunto con el reporte de validación y la carta de aprobación de la DNA, son la base para el registro del proyecto conforme a los requisitos del MDL. (Banco Interamericano de Desarrollo, 2015)

La formulación y presentación de un documento PDD de un proyecto MDL se realiza en base con los formatos establecidos dependiendo del tipo de proyecto, como por ejemplo, el formato para proyectos a pequeña escala es el CDM-SSC-PDD, en este se contemplan los cálculos de emisiones de gases efecto invernadero,

el periodo de acreditación, el impacto ambiental y los comentarios de las partes interesadas a partir de las consultas públicas.

Aprobación por la Autoridad Nacional Designada (DNA).

La Aprobación Nacional de un proyecto MDL es uno de las primeras etapas del ciclo de proyecto, que procura asegurar que el desarrollo de los proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio se realice de conformidad con las políticas del País Anfitrión, cumpla con las normas legales y los procedimientos en el nivel nacional y local y contribuya al logro del desarrollo sostenible. (Banco Interamericano de Desarrollo, 2015)

Los diferentes requisitos y procedimientos necesarios para la aprobación de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia, que optan al mecanismo de desarrollo limpio, se encuentran establecidos en la resolución 2734 del 29 de diciembre de 2010 y son responsabilidad del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial como autoridad nacional designada. Aquí mismo se incluyen los anexos y formatos requeridos para dicho trámite. Para obtener esta aprobación es necesario haber realizado y concluido el PDD.

Validación. El propósito de esta etapa es establecer su conformidad con los requisitos y procedimientos del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

La validación es la evaluación independiente de un proyecto MDL, en la cual se demuestra su viabilidad ambiental, social y económica. La validación la debe realizar una empresa distinta a la

que participó en los pasos anteriores y debe ser una de las aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL para revisar el PDD y cualquier documentación de soporte y confirmar que todos los requisitos del MDL han sido cumplidos. (SNV, 2009)

En esta etapa del proyecto se verifica en detalle todos los documentos relacionados con el mismo, partiendo del PDD, la aprobación por parte de la Autoridad Nacional Designada, la aplicación de las metodologías y los comentarios realizados por los diferentes interesados.

Registro. El registro es uno de los puntos decisivos en el ciclo de un proyecto: determina si el proyecto puede ser aceptado bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por la Junta Ejecutiva del MDL y por consiguiente, si es elegible para generar Reducción de Emisiones, a partir de la fecha de registro o la fecha de inicio del periodo de acreditación, lo que ocurra más tarde. (Banco Interamericano de Desarrollo, 2015)

El reporte de validación debe contener el documento del proyecto, la explicación del trámite y las cartas de las autoridades nacionales designadas a cada uno de los países participantes, donde declaran la participación voluntaria en el proyecto y confirman la contribución al desarrollo sostenible del país en donde se ejecutaran las actividades del proyecto.

El registro se considera definitivo, de no existir negación de algunas de las partes en el proyecto o de al menos tres de los diez miembros de la junta ejecutiva.

Monitoreo o seguimiento. El monitoreo es la vigilancia y medición sistemática del rendimiento de proyecto, lo cual hace posible medir o calcular la cantidad de reducción de emisiones que el proyecto genera. Este debe ser llevado a cabo de acuerdo al plan de monitoreo registrado en el PDD. El reporte de monitoreo es el documento fundamental en el que se basan los siguientes pasos del ciclo de un proyecto. (SNV, 2009)

Verificación y Certificación. La Verificación es la actividad de revisión periódica e independiente realizada por una Entidad Operacional Designada (DOE, por sus siglas en inglés), con el fin de comprobar a posteriori que la reducción de emisiones que ha sido monitoreada es real, y se lleva a cabo mediante una evaluación de la evidencia objetiva de acuerdo con criterios predeterminados. Una vez que el proyecto está en operación, se le solicita a los Participantes de Proyecto que lleven a la práctica el plan de monitoreo contenido en el PDD; éste plan sirve de guía para identificar y controlar cada parámetro que deba ser medido, registrado, reportado y auditado por la DOE. (Banco Interamericano de Desarrollo, 2015)

Emisión o Expedición de CER'S. La etapa de expedición de CERs concluye el ciclo de proyecto del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). En esta etapa se concreta la creación de estos certificados, luego de que la Entidad Operacional Designada (EOD) verifique que efectivamente han tenido lugar las reducciones de emisiones previamente monitoreadas por los Proponentes del Proyecto como resultado de las actividades del mismo. Los CERs son expedidos por la administración del registro del Mecanismo de Desarrollo

Limpio (MDL) por orden de la Junta Ejecutiva del MDL. (Banco Interamericano de Desarrollo, 2015).

4.11. Escenario actual del sector en el MDL

Los proyectos de eficiencia energética presentan en la actualidad ciertas barreras, entre ellas esta los elevados costos de inversión, escasos incentivos al desarrollo de energías renovables, proyectos de poca capacidad instalada y poca producción, problemas de evacuación de la energía producida y que los proyectos no tengan rentabilidad, estas barreras no permiten que se tomen decisiones de manera rápida, pero es allí donde el MDL aparece como un mecanismo de ayuda principalmente en las barreras financieras, pero no se puede dejar a parte ya que el MDL también tienen barreras para este tipo de proyectos tales como la falta de metodologías aprobadas de monitoreo y línea de base adecuadas. La poca disponibilidad de datos como soporte para estructurar la línea de base y los costos de transmisión y monitoreo llegan a ser de igual manera impedimentos para la ejecución con éxito de los proyectos.

Pero para mitigar estas barreras se debe enfocar en los altos beneficios que conlleva la ejecución de estos proyectos y que permiten generar escenarios de motivación para explotar el potencial existente en la eficiencia energética como son:

- Reducción de los costos de los pagos de energía
- Realizar proyectos que tal vez no existirían de no ser por las reducciones certificadas de emisiones CERs.

- Mejorar la eficiencia en la productividad y los procesos en general
- Evitar contaminantes y emisiones de Gases Efecto Invernadero
- Generar ingresos extras por la venta de los CERs

4.12. MDL en Colombia

Si se analiza particularmente el mercado energético colombiano en donde el sistema interconectado nacional se basa principalmente en la generación hidroeléctrica, hay muy bajo factor de emisión por MWh generado, asimilable a 0,35 TCO₂e/MWh.

Colombia es el cuarto país de Latinoamérica en número de proyectos MDL registrados ante la ONU, y el número 11 del mundo.

En Colombia, la misma legislación incentiva el uso del MDL por medio de la solicitud de la exención del impuesto sobre las ventas IVA en los equipos importados, para aquellos proyectos que logren ser registrados ante la UNFCCC. Esta solicitud puede realizarse ante el Ministro de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y aplica a todo proyecto MDL que requiera importaciones para su implementación.

4.13. *Tips para el éxito de un proyecto MDL.*

- Identificar el equipo que se necesita dentro del proyecto teniendo en cuenta aquel equipo específico para el monitoreo de las reducciones de emisiones.
- La metodología implementada deberá ser adecuada al proyecto para evitar problemas en la etapa de validación y el registro.
- Tener en cuenta todos los requisitos necesarios para la aprobación del proyecto en los países participantes como son los estudios de impacto ambiental, licencias y entre otros más.
- Se debe tener un excelente conocimiento de la tecnología a implementar.
- En los estudios factibilidad debe tener las estimaciones conservadoras de reducción de emisiones que permitan tener un escenario real después de su implementación.
- Seguir de manera permanente los requerimientos de las metodologías y si es necesario solicitar revisiones para evitar discrepancias.

4.14. *Resumen normatividad*

Se presenta en la **Tabla 29** en el ANEXO 1 el resumen de toda normatividad necesaria para proyectos hidroeléctricos en Colombia.

Y el ANEXO 5 se encuentra el diagrama de flujo de todos los pasos requeridos para realizar un proyecto según la normatividad vigente

5. CASO DE ESTUDIO, PCH RÍO CLARO, JARDIN-ANTIOQUIA

5.1. Generalidades

En este aparte se presentan los resultados de los estudios e investigaciones realizadas para establecer la factibilidad técnica, económica y ambiental del Proyecto Hidroeléctrico río Claro, en el municipio de Jardín Antioquia.

En este documento se incluye la ingeniería básica, consistente en el reconocimiento del proyecto, el propósito del estudio, las investigaciones básicas: topografía, hidrología de caudales mínimos, medios y máximos; geología y geotecnia general y amenaza sísmica, los criterios de pre-diseño, la descripción y diseño de las obras civiles, las características básicas de las obras civiles principales, la selección del equipo electromecánico, el estimado de costos y la ficha técnica del proyecto.

5.2. Descripción general del proyecto

El proyecto Río Claro está planteado sobre el cauce principal del río Claro aguas abajo de la confluencia de la quebrada el Campino y 5 kilómetros aguas arriba de la desembocadura del río Claro en el río San Juan y a unos 5 kilómetros aguas abajo de la cabecera municipal de Jardín, propiamente en la cota 1509 msnm, en las coordenadas $X=1^{\circ}135.481$ y $Y=1^{\circ}111.191$.

En el sitio de presa hay presencia de aglomerados principalmente, correspondiendo en este caso a roca dura y de alta resistencia, propiamente basaltos.

En esta zona, el río se observa moderadamente encañonado con laderas de pendiente fuerte.

El proyecto se compone de una presa vertedero en concreto con captación de fondo, con altura máxima de 4 metros, toma tipo “tirol” con rejilla sumergida unida a una cámara de recolección de una altura de 5,28 metros, un espesor de 2,25 metros y una inclinación del 3%, seguida de un tramo de conducción en boxculvert de 80 metros de longitud con sección rectangular de 2,60 metros de ancho y 1,75 metros de alto, unido a un desarenador de 20 metros de longitud, 10,5 metros de ancho y 2,5 metros de profundidad, seguido por una tubería de conducción de 2253 metros de longitud y 1,7 metros de diámetro, para finalmente continuar por una tubería de presión de 194 metros de longitud y 1,4 metros de diámetro, dotada de una almenara.

El proyecto cuenta con una casa de máquinas superficial operando con dos tuberías Francis de eje horizontal, caudal de diseño de $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$ y una caída neta de 61 metros.

Su capacidad instalada es de 2,5 MW con un costo aproximado de 1788,5 dólares por kilovatio instalado para conexión a 44 Kv o 1756,35 dólares por kilovatio instalado para conexión en 13,2 Kv. (presupuesto precios constantes a Abril de 2015).

La cota donde estará localizada la casa de máquinas es 1445 (eje de turbina), cerca de la vereda Caramanta justo en la coordenada (1°134.200E y 1°111.100N) existe una vía que conduce desde la almenara hasta la tienda llamada “La Mariela” sobre la vía principal que conecta el Municipio de Andes con el Municipio de Jardín, se requiere por lo tanto construir un carreteable nuevo desde este punto (almenara) hasta la casa de máquinas en una longitud de 250 m; para la captación desde la vía principal que conecta al Municipio de Andes con el Municipio de Jardín, se construirá una trocha para el paso de la recua de mulas de carga.

5.3. Objeto y alcance del estudio

El presente estudio tiene por objeto investigar la factibilidad técnica, económica y ambiental del aprovechamiento óptimo del recurso hídrico que ofrece la cuenca aprovechable del río Claro en la cota 1509 msnm (fondo del lecho), sitio donde se captarán las aguas del río Claro en el Municipio de Jardín, Antioquia.

El alcance completo del estudio de factibilidad comprende el desarrollo de las siguientes actividades básicas:

- Estudios topográficos del aprovechamiento
- Recopilación de la información básica disponible referente a cartografía, hidrología, geología y aspectos ambientales
- Estudios hidrológicos de caudales medios para estimar la disponibilidad hídrica en el sitio de captación.

- Estudio hidrológico de caudales mínimos y máximos del río Claro en los sitios de captación y descarga del proyecto
- Estudios de geología general y geotecnia del área del proyecto, que incluyen la exploración del subsuelo
- Estudio de amenaza y riesgo sísmico
- Estudio de optimización económica de la capacidad instalada del proyecto y de parámetros para el dimensionamiento de la conducción
- Estudios hidroenergético para estimar la potencia y la energía obtenible
- Pre-diseño de las obras civiles de la bocatoma, desarenador, conducción, casa de máquinas y vías de acceso
- Selección de los equipos electromecánicos
- Evaluación ambiental
- Presupuesto
- Planos de los diseños básicos de las obras del proyecto

5.4. Localización general del proyecto

El proyecto, que aprovecha las aguas del río Claro y el salto topográfico existente entre la captación y la casa de máquinas, se localiza al sur oeste del Departamento de Antioquia, en el

Municipio de Jardín, en el corredor delimitado por la vía que conduce de la cabecera municipal de Andes a la cabecera municipal de Jardín, en el kilómetro 4,5 medido a partir de la cabecera municipal de Jardín. Todo el proyecto, incluyendo la captación, desarenador, conducción, casa de máquinas y descarga se encuentra localizado en la jurisdicción del Municipio de Jardín. La captación se localiza sobre el río Claro a cinco kilómetros aproximadamente de la cabecera municipal de Jardín, medido sobre el río Claro, treinta metros aguas abajo de la confluencia de la quebrada el Campino en el mismo río en la cota del lecho del río 1509 msnm, en las coordenadas (1°135.481E, 1°111.191N) descargando al río de igual nombre unos 2253 metros aguas abajo, en la cota 1434,20, coordenadas (1°134.203E, 1°111.078 N). la zona del proyecto dista unos 114 km de la ciudad de Medellín por la vía que conduce al Suroeste Antioqueño.

El acceso al proyecto se hace desde Medellín por la carretera que comunica a esta ciudad con Santiago de Cali, derivándose de la carretera troncal en el sitio conocido como El Peaje, a 15 km al sur de Medellín, de este sitio, a mano derecha, la vía continúa asfaltada 11 km hasta la población de Amagá y continúa por esta vía hacia el sur Oeste 42 Km hasta la población de Bolombolo, donde se cruza el puente sobre el río Cauca para posteriormente girar a mano izquierda y continuar por la vía asfaltada hasta la población Andes, desde donde se continúa 13 km más por la vía que conduce a la población de Jardín, hasta el sitio conocido como “Charco Largo”, en la vereda “El Tapado”, paraje “El Campin”, finca de los señores López, unos 4,5 Km antes de llegar a la cabecera municipal. Desde

este sitio, se desciende por la margen derecha a través de un potrero en busca del río Claro, un trecho de 150 metros, propiamente al frente de la institución educativa Miguel Ángel Valencia. Desde el sitio de la bocatoma deben utilizarse caminos y trochas no vehiculares para acceder a las distintas zonas de la conducción, las que se encuentran a menos de 2,5 km. Para llegar a la casa de máquinas, localizada sobre la margen derecha del río Claro, sobre la cota 1445 cerca de la vereda Caramanta justo en la coordenada X= 1°134.200 y Y=1°111.100 para acceder a la casa de Máquinas se debe transitar por la vía pavimentada que comunica a la cabecera municipal de Jardín con Andes, hasta el sitio conocido como la tienda “La Mariela” sobre la vía principal desde donde se transita por un camino destapado vehicular que conduce a la vereda Caramanta. Desde la tienda hasta la casa de máquinas hay aproximadamente 550 m de distancia por carretera destapada.

5.5. Descripción general de la cuenca aprovechada

El proyecto utiliza las aguas del río Claro que nace en la reserva forestal la cuchilla el valle, a 10 Km en línea recta del casco urbano del municipio de Jardín, departamento de Antioquia. Su recorrido se realiza predominantemente de este a oeste en una longitud aproximada de 19 km, recibiendo en su recorrido los aportes de 198 corrientes, conformando así el río Claro. entre las que se destacan la Q. La Paraisa y la Q. La Linda le cae a la Q. La Salada; La Q. Bonita y la Q. La Herrera se unen 1.0 km antes del casco urbano y forman la Q. Volcanes, a la que le cae la Q. La Mesa; La Q. La Salada y la Q. Volcanes, rodean la zona urbana y luego se unen

para formar el río Claro, el cual, después de recibir, entre otras, la Q. Macanas-Gibraltar desemboca en el río San Juan, además todas estas corrientes por su caudal y longitud son sus principales afluentes. El río Claro es un tributario del río San Juan, que es a su vez afluente del río Cauca, cuyas aguas vierten al océano Atlántico en el mar Caribe.

La orografía del Municipio de Jardín corresponde a la cuenca hidrográfica del río Cauca. El río Claro nace en el alto de la Raya en la zona de San Rafael, al sureste del Municipio de Jardín, a unos 3000 msnm, con el nombre de Q. Bonita y desciende bordeando la cabecera del Municipio de Jardín, en dirección este – oeste, recibiendo por su margen izquierda la Q. La Herrera y la Q. La Mesa, para recibir por la margen derecha aguas abajo de la cabecera municipal de Jardín, la Q. La Paraisa y la Q. La Linda conformando el río Claro. Doscientos (200) metros más abajo se localizará la toma de agua del proyecto. Desde este sitio hasta su desembocadura en el río San Juan, al río Claro le tributan la Q. Macanas- Gibraltar, la Q. Los Botero, La Q. Santa Cruz, la Q. Del Campino y el caño Marulanda, para desembocar finalmente en el río San Juan a los 1420 msnm, después de un recorrido de aproximadamente 20,0 Km.

La cuenca hidrográfica se encuentra en el sur oeste del Departamento de Antioquia en la zona andina sobre la cordillera occidental colombiana, entre los 3000 msnm y 1420 msnm. La cuenca hidrográfica del río Claro hasta el sitio de toma para la PCH, tiene un área de 137km^2 , con un ancho promedio de $4,0\text{ km}$ y una amplitud máxima de $6,0\text{ km}$.

La cuenca hidrográfica del proyecto se encuentra situada en el sur oeste del departamento de Antioquia. Va desde el nacimiento del río Claro hasta un sitio intermedio localizado frente al instituto educativo Alejandro Valencia.

El río Claro en el sitio del proyecto, tiene un caudal medio de $5,2\text{ m}^3/\text{s}$, con medios máximos de $5,5\text{ m}^3/\text{s}$.

La calidad del agua del río Claro en el tramo utilizado por la PCH es regular, debido a la presencia de coliformes, la demanda bioquímica de oxígeno y la turbiedad originadas en el arrastre de la cuenca, y los vertimientos de aguas residuales, provenientes de parte del área urbana de Jardín y de los asentamientos humanos localizados a lo largo de su recorrido.

El proyecto aprovecharía la parte media de la cuenca hasta la desembocadura de la quebrada El Campino, la cual comprende gran parte del territorio del Municipio de Jardín.

En general, la vertiente es abrupta. En su parte baja, a partir de la captación del proyecto y a lo largo de unos $6,0\text{ km}$, el río Claro se encañona con escarpes muy definidos, ocupando un corredor estrecho hasta la desembocadura con el río San Juan, desde donde continua en una longitud de 14 km hasta la desembocadura en el río Cauca.

No se realizó el proyecto más allá de la actual localización de la casa de máquinas, por ser territorio Indígena (Resguardo de Cristianías), sitio protegido por la legislación Nacional.

5.6. Sinopsis del proyecto

El proyecto capta a filo de agua los caudales del río Claro mediante una presa del tipo Tirol dotada de un azud de concreto de 2,57 m de altura, con una sección vertedora de 8 m de ancho, 1 m de ancho para la descarga de fondo, complementada con una sección de captación de $12,6 \text{ m}^2$; la estructura cuenta con una reja de fondo de 7,0 m de longitud medida a largo del eje de la presa y 1,8 m de ancho, medida en la dirección del río, con la cual se captan caudales hasta de $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$ para su aprovechamiento hidroeléctrico. Esta obra de captación está complementada con un box-couvert de conducción de 80 m de longitud y $4,55 \text{ m}^2$ de sección transversal labrado en roca basáltica, un desarenador simple tipo duffuor de 20 m de longitud y 10,5 m de ancho, el que se dotará con un canal alterno para el mantenimiento, diseñado para sedimentar partículas hasta de 0,25 mm, el cual alimenta un tanque de carga contiguo a este que opera con nivel normal y garantiza la adecuada sumergencia de la captación para la conducción en tubería de baja presión.

La conducción consta de la tubería de baja presión, la tubería de presión superficial y el distribuidor a la turbina. La conducción está dimensionada para conducir un caudal de $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$ y presenta las características dadas en la **Tabla 1**.

El distribuidor alimenta dos unidades generadoras equipada con turbina tipo Francis de eje horizontal, la cual está alojada en una casa de máquinas superficial de unos 30,7 m de largo por 12,7 m

altura, dispuesta a orillas del río Claro, en una plazoleta preparada en la cota 1445 en la cual se ubica además la subestación.

Tabla 1. Características para la conducción

Obra	Longitud (m)	Diámetro (m)
Tubería de baja presión	2253	1,7
Tubería de presión	194	1,4

Mediante el esquema propuesto, se logra aprovechar un salto de 67 m entre el nivel normal del agua en la captación dispuesta en la cota 1512 msnm y la cota 1445 msnm ubicada la casa de máquinas; cada una de las unidades, de eje horizontal procesa un caudal de $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$ para una potencia de 1,25 MW; suministrando en total una potencia de 2,5 MW; el generador es trifásico, sincrónico, a 60 Hz y tiene una capacidad nominal de 1650 KVA y está diseñado para acoplarse a un transformador elevador trifásico de 2500 KVA a 4.16/44 KV ubicado en la subestación de 44 KV o dependiendo del estudio de conexión se acoplaría a un transformador elevador trifásico de 2500 KVA a 4.16/13.2 KV ubicado en la subestación de 13.2 KV localizada junto a la casa de máquinas. La elección del transformador depende de lo arrojado por el estudio de conexión en el capítulo 12-

El proyecto tiene una sola vía de acceso directo sobre la carretera que comunica las cabeceras de los municipios de Andes y Jardín.

Para llegar a las obras de captación basta recorrer 2,7 km partiendo de la cabecera del Municipio de Jardín por la vía que comunica a la población de Jardín con la cabecera Municipal de Andes. A 150 m de la vía se encuentra la captación, la que se accede por un carretable construido para este propósito; el acceso a la casa de máquinas se hace por la misma vía que comunica estas dos poblaciones y se encuentra a 5 km de la cabecera Municipal de Jardín en la margen derecha del río Claro.

Dependiendo del estudio de conexión, la subestación del proyecto ubicada al lado de la casa de máquinas cuenta con un campo de salida de 44 KV, del que sale una red eléctrica de aproximadamente 30 km de longitud, que se conecta a la subestación de energía existente en el Municipio de Hispania o con un campo de salida de 13,2 KV, del que sale una red eléctrica de aproximadamente 13 km de longitud, que se conecta a la subestación de energía existente en el Municipio de Andes.

5.7. Estudios anteriores

No existe ningún estudio para este proyecto.

5.8. Estudio y actividades

Los estudios y actividades realizados son:

- Campañas de aforo de sedimentos y caracterización básica general de los mismos en el laboratorio, así como análisis físico químico del agua.
- Elaboración de ensayos de laboratorio para determinar las características de los sedimentos en suspensión en el agua, tales como: forma de las partículas y dureza de captación y descarga del proyecto.
- Levantamiento topográficos de detalle.
- Estudio de amenaza y riesgo de sísmico.
- Estudios hidroenergéticos para estimar la potencia y la energía obtenible y diseño dimensional de las estructuras hidráulicas y equipos.
- Selección de los equipos electromecánicos y pre-diseño básico de los equipos electromecánicos, determinación de las características básicas de los equipos electromecánicos.
- Cálculo de los parámetros de la red eléctrica requerida y el presupuesto de la misma, asumiendo un BIL de conexión típico de EPM.
- Estudio preliminar de Impacto Ambiental y geológicos.
- Estudio de costos unitarios
- Presupuesto
- Elaboración de planos de las obras principales.
- Estudio de conexión eléctrica de la planta de generación a la red del operador local.

6. ESTUDIOS GENERALES PARA FACTIBILIDAD

En este capítulo se presenta de manera informativa y global las principales características de la pequeña central hidroeléctrica estudiada, la cual será detallada en los próximos capítulos y se explicará de manera detallada en este proyecto de grado a nivel de factibilidad.

6.1. Alcances

Con este proyecto se ha logrado hacer un estudio de factibilidad para la construcción de una pequeña central hidroeléctrica en el río Claro afluente del río San Juan en el Municipio de Jardín. Con esta pequeña central hidroeléctrica, se espera interconectarla al sistema eléctrico nacional.

Se hicieron los pre-diseños de las estructuras hidráulicas y elementos mecánicos necesarios para la implantación del proyecto.

Se realizaron los diferentes estudios básicos que permitieron obtener la información requerida para el buen desarrollo de las obras, tales estudios fueron: reconocimiento del terreno, que se logró gracias a la cartografía utilizada y a la visita realizada al lugar del proyecto. Después de reconocido el proyecto se efectuaron los estudios topográficos con los que se pudieron establecer las coordenadas de ubicación y la cabeza bruta para la pequeña central hidroeléctrica, luego con los estudios hidrológicos, se encuentran el caudal ecológico, el caudal de diseño, y el caudal de obras permanentes. En los estudios de suelos y los estudios geológicos se presentó la ubicación y características de las obras civiles para la

pequeña central hidroeléctrica. En los estudios de impacto ambiental y socioeconómico, se analizó la problemática que el proyecto pueden ocasionar y la manera de solucionarla. Con el estudio de la demanda energética, se identificó la potencia requerida para el dimensionamiento básico y la capacidad de energía anual.

Además se realizó el dimensionamiento de las obras civiles, hidráulicas y los estudios hidroenergéticos necesarios para la realización de la pequeña central hidroeléctrica.

6.2. Clima

El municipio de Jardín tiene una extensión de 224 Km^2 , de los cuales, 146 Km^2 pertenecen al clima frío, 76 Km^2 corresponden al clima templado y 2 Km^2 al páramo. La cabecera del municipio tiene una extensión aproximada de 126 ha y se encuentra a una altura de 1750 msnm con una temperatura promedio de 19°C .

La pluviometría del Municipio así como las demás variables climáticas están supeditadas al comportamiento de los complejos convertidos de mesoescala formados en el océano pacífico, mediante los vientos alisios provenientes de esta masa de agua que son reprimidos por la cordillera occidental, lo que convierte a este sistema montañoso en uno de los más pluviométricos, con un caso muy claro, la selva húmeda tropical en el departamento del Choco.

El municipio de Jardín se divide en diferentes zonas climáticas las cuales son:

- Bosque muy húmedo Premontano (bmh-PM): zona que corresponde a la parte occidental del municipio donde se encuentra incluida la cabecera y llega hasta el río San Juan siendo este río el límite con el municipio de Andes, esta zona tiene un área de 10.491 ha en clima templado y sus suelos son fértiles dando lugar a cultivos de café, caña y plátano. Esta zona tiene como límites climáticos, una biotemperatura promedio de 18°C a 24°C y un promedio de lluvias anuales de 2000 a 4000 mm. Esta zona es la más cafetera del municipio, también se encuentran árboles frutales y cultivos de maíz y algunas hortalizas.
- Bosque muy húmedo Montano Bajo (bmh-MB): esta zona comprende un área de 10.575 ha abarcando la zona oriental del municipio teniendo como límites a Jericó, Támesis y el Departamento de Caldas. Esta zona es muy importante porque en ella se encuentra la oferta hídrica de sus cuencas altas ya que se utilizan para atender las demandas de agua de la mayoría de la población del Municipio. Esta zona tiene como límites generales, una biotemperatura media de 12°C a 18°C y un promedio anual de lluvias de 2000 a 4000 mm. Es una zona muy montañosa y abrupta, utilizada en su mayoría para ganadería extensiva, ya que gracias a sus altas pendientes se dificulta establecer cultivos estables.
- Bosque pluvial Montano (bp-M): esta zona corresponde un área de apenas 417,4 ha, en las cuales sus terrenos tiene

altas pendientes y suelos pobres, esta zona es importante porque involucra la cuenca de la quebrada La Bonita la cual desemboca luego en el río Claro, cuya oferta hídrica se utilizara para atender las demandas futuras de la población urbana. Tiene como límites climáticos, una biotemperatura media de 6°C a 12°C con un promedio anual de lluvias superior a 3000 mm, su vegetación incluye poteros enmalezados, bosques intervenidos por el hombre. Esta zona está ubicada por encima de los 2900 msnm (casi páramo).

Los registros de precipitaciones para esta zona del país es bimodal, este régimen bimodal se caracteriza por presentar dos periodos lluviosos intercalados por uno seco; este régimen se manifiesta en la zona central del país, por lo que los periodos de lluvias intensas se encuentran en Abril – Mayo y Octubre – Noviembre y periodos más secos en Junio - Julio y Enero – Febrero. Las precipitaciones media anual es de 2000 mm, encontrando un valor mayor en las partes altas con valores que superan los 2200 *mm/año*, debido a que se encuentran bajo la influencia de los vientos que llegan del pacífico y chocan con los vientos cálidos del cañón del Cauca. Este régimen pluviográfico es una consecuencia del desplazamiento en sentido norte-sur, de la zona de convergencia intertropical a lo largo del año, el cual es característico de la zona tropical. Las lluvias que se presentan en la zona son principalmente de tipo orográfico, generadas por el enfriamiento de masas de aire transportadas por los vientos alisios a lo largo de los valles de los ríos Cauca y San Juan, que son forzados a elevarse a través de las ramificaciones

montañosas, disminuyendo su temperatura, condensándose y cayendo sobre las vertientes dependientes de estos dos ríos.

Tabla 2. Temperaturas de los Municipios del Suroeste Antioqueño

Municipio	Temperatura media	Temperatura máxima absoluta	Temperatura mínima absoluta
Concordia	18,0	26,2	12,0
Andes	21,6	N.D.	9,0
Jardín	19,1	30,2	11,0
Valparaíso	25,9	37,2	17,0
Támesis	22,3	36,8	15,8
Venecia	25,6	36,6	17,4
Venecia (parte alta)	20,0	30,6	12,5
Urrao	17,0	26,8	10,0

El relieve del Suroeste Antioqueño se caracteriza por tener un amplio rango de pisos térmicos, en los cuales se encuentra desde el clima templado gracias a la cuenca media del río Cauca, hasta el páramo en las estribaciones de la cordillera occidental. Las temperaturas son muy cambiantes en los municipios del suroeste Antioqueño como se puede observar en la Tabla 2.

6.3. Hidrología

La división política del Municipio de Jardín son determinadas territorialmente gracias a las cuencas hidrográficas ya que las corrientes son utilizadas para establecer los límites veredales. La cuenca del río San Juan como se ve en la *Ilustración 24* (ANEXO 2) es el que recibe todas las aguas del territorio municipal y a su vez sirve como límite con el municipio de Andes, alberga la población del reguado indígena de Cristianías y las veredas La Mesenía, Santa Gertudis, Alto del indio y río Claro.

La cuenca del río Claro que es tributario de varios ríos y por ultimo desemboca en el río San Juan alberga las veredas Caramanta y El Tapado. El río San Bartolo también limita el Municipio de Andes y alberga las veredas San Bartolo, La Casiana y Barro Amarillo. La cuenca del río “Do Jurgo” es el límite territorial de la vereda Macanas y las cuencas La Herrera, Serranías, La Salada, La linda y quebrada Bonita que todas ellas circunscriben los territorios de las veredas que llevan su mismo nombre, cabe resaltar que el territorio del Municipio de Jardín tiene una gran oferta hídrica. Las veredas y las cuencas se pueden observar en la *Ilustración 25* (ANEXO 2).

El caudal promedio del río Claro para los últimos años, fue calculado por el método de transposición de caudales, el cual se explica en el capítulo 8.6 ya que este río no posee registros históricos.

Se hizo la transposición de caudales con los registros históricos del caudal del río San Juan, cercano y a la cuenca de interés, siendo su

caudal promedio de $46 \text{ m}^3/\text{s}$ este valor se obtuvo de la curva de duración de caudales, mostrado en el capítulo 7 en el numeral 7.6.

6.4. Uso actual de la tierra

En el suelo del suroeste se diferencia claramente cinco zonas que son determinantes en la configuración del territorio: zona cafetera de vertientes medias y fuertes, zona ganadera de vertientes cálidas, zona carbonífera, zona de economía diversificada y zona de conservación y protección natural.

El uso del suelo predominante en las zonas medias y bajas propiamente en las riberas del río Claro cerca a la desembocadura al río San Juan, es intensivo en el suelo para el cultivo del café y no se presenta evidencia de erosión.

En las zonas intermedias y altas, el cultivo masivo de café se constituye en el principal renglón agro-económico de la zona. Se presenta además, otras actividades agrícolas secundarias como lo son el cultivo del plátano, caña de azúcar y árboles frutales, estas están orientadas a la sustitución del café generando fuentes de ingresos a mediano y largo plazo.

6.5. Aspectos socioeconómicos

Según las proyecciones de población elaboradas por la Dirección Técnica de Censos-DANE; Jardín Antioquia tiene una población estimada en el año 2005 de 17.278 habitantes de los cuales 8.958 corresponde a hombres y 8.320 a mujeres.

Tabla 3. Resultados del censo 2005 - Cristianias

Característica	Número actual de personas
Número de habitantes	1.343
Número de familias	274
Número de viviendas	239
Número de hombres	692
Número de mujeres	651

En la cabecera municipal se asientan 7.751 habitantes que se agrupan en 1.531 familias determinando un promedio general de 5 personas por familia, mientras que en la zona urbana se encuentran 9.527 habitantes agrupándose en 1.315 familias, esto determina un promedio general de 7.2 personas por familia

Es importante rescatar que el alfabetismo de la población del Municipio de Jardín es del 90,3%, cifra bastante alta dentro de los estándares nacionales e internacionales.

La composición etnográfica del municipio de Jardín Antioquia según las cifras presentadas por el DANE son: Mestizos y blancos un 89,3%, indígenas un 10% y afrocolombianos un 0,7%.°

Además en el municipio de Jardín se encuentra la comunidad indígena del pueblo eberaeabida (emberachami) del resguardo indígena Cristianias que tiene una población aproximada de 1.343

habitantes, teniendo de esta manera una gran densidad poblacional ya que en la actualidad este territorio está poblado por 274 familias.

En el año 2009 gracias al trabajo del cabildo ante la OIA (Organización Indígena de Antioquia) y la gobernación de Antioquia, lograron 1000 hectáreas en la zona de Do jurgo vecino de la vereda La Mecania y límites con el departamento de Caldas. Permitiendo con este territorio nuevos planes de desarrollo, economía y subsistencia para todas las familias, creando de igual forma nuevas dinámicas socioculturales en su territorio como en la interacción con la comunidad en general.

En la **Tabla 3** se muestran los resultados que arrojó el censo realizado en Diciembre del 2005 gracias a los datos que fueron suministrados por las promotoras del resguardo indígena.

6.6. Orografía

El municipio está localizado en una zona montañosa con laderas aptas para cultivo. Su ubicación le permite tener accidentes orográficos cuyas alturas oscilan entre los 1500 y 3000 metros sobre el nivel del mar. Las principales alturas son el Alto de ventanas (2.800 m), el Alto de la Venada (2.550 m) y Santa Ana (2.500 m). Otras alturas a considerar son: Pantanillo, Contrafuerte, Monserrate, Zenón, Los Mellizos, Morro Gacho, Capote; Macanas, Puntiajudo, Erizo y Tileno, El Cuchillón, Betania, La Raya, Las Flores y el Alto de las Flores.

7. ESTUDIOS BÁSICOS

En este capítulo se presenta el estudio de reconocimiento del proyecto hidroeléctrico en pequeña escala, localizados en la cuenca del río Claro, tributario del río San Juan. El alcance de este reconocimiento contempla la evaluación preliminar del potencial hidroeléctrico del proyecto río Claro, con el fin de implantar el aprovechamiento hidroeléctrico que permita comercializar la energía a través de la bolsa como una planta menor y contribuir a la reducción de emisiones de carbón.

El enfoque general de los estudios de Factibilidad y Diseño para la pequeña central hidroeléctrica de Jardín en el Departamento de Antioquia, involucra la realización de un proyecto en el río Claro, por tal motivo se realizó una visita de reconocimiento a la región donde se localizarán las distintas obras del proyecto.

7.1. Generalidades

Reseña histórica del municipio de Jardín. El municipio de Jardín desde sus inicios ha tenido múltiples cambios tanto en lo territorial como en lo cultural, los territorios de Jardín anteriormente estaban ocupados por grupos indígenas, actualmente estos grupos se encuentran en la parte rural del municipio en la comunidad de Karmata Rúa (Cristianías), pertenecientes al grupo étnico EmberaChami.

El territorio del municipio de Jardín además de ser habitado por grupos indígenas en sus inicios, también sirvió como medio de comunicación en varios periodos de la historia como la conquista y

la colonización antioqueña. Varios colonizadores de los municipios que se encuentran en la parte norte del departamento de Risaralda y Caldas también usaron este territorio para llegar a sus diferentes destinos (testimonio del historiador Luis Nolberto Agudelo Marín, 2010)

En el año 1860 el señor Indalecio Peláez y su esposa Clara Echeverri (primeros pobladores del municipio de Jardín) tomo posesión del territorio que se encontraba en medio de dos quebradas, la Salada y los Volcanes. A finales del año 1864 Indalecio Peláez les donó territorio al sacerdote José María Gómez Ángel párroco de la catedral de Medellín y rector de la Universidad de Antioquia para fundar el pueblo. En sus inicios tanto administrativa, civil y eclesiásticamente, el pequeño poblado de Jardín dependía del Municipio de Andes, ubicado a 9 kilómetros de distancia. En 1871 logra el municipio de Jardín tener parroquia independiente.

Bajo el mandato del presidente Luciano Restrepo el 3 de marzo del año 1882 se decretó la creación del municipio de Jardín Antioquia.

Finalmente, en la mitad del siglo XX, el Municipio de Jardín, empieza a recibir la influencia de la industrialización de la ciudad de Medellín, llenando de comercio los locales ubicados en el parque los Fundadores.

El municipio de Jardín se encuentra localizado en la Región Suroeste del Departamento de Antioquia sus coordenadas son: latitud norte: 5°35'58" y Longitud Oeste 75°50'05". El Municipio está entre un ramal de la cordillera Occidental y el río San Juan.

Datos generales. El municipio de Jardín tiene una altura de 1.500 hasta 3.000 metros sobre el nivel del mar, una superficie 224 km²; el municipio de Jardín limita por el norte con el municipio de Jericó, por el sur con el Departamento de Caldas, al Oriente con el Municipio de Támesis y por el Occidente con el Municipio de Andes. El Gentilicio es Jardineño.

El Municipio de Jardín tiene jurisdicción del territorio según Ordenanza Departamental de la siguiente manera: “desde la desembocadura de la Quebrada San Bartolo en el río San Juan y por éste arriba hasta su nacimiento. De aquí por la cordillera divisoria con el Departamento de Caldas hasta el cerro Caramanta. De aquí por la cordillera de Cartama, limitando con los Municipios de Caramanta, Támesis y Jericó hasta el cerro de Pascua, de aquí, limitando con el Municipio de Andes, hasta el morro de Contrafuerte donde nace la Quebrada San Bartolo. Y por toda esta hasta su confluencia con el río San Juan, punto de partida”.

El área rural del Municipio de Jardín se divide en 21 veredas estas son: Cristianias (comunidad indígena), Alto del Indio, Caramanta, El Tapado; Gibraltar, La Arboleda, La Casiana, La Herrera, La Linda, La Mesenia, La Salada, La Selva, Macanas, Morro Amarillo, Quebrada Bonita, Río Claro, San Bartolo, Santa Gertrudis, Serranías, Verdún y El Tormento. Ver *Ilustración 25* (ANEXO 2)

7.2. Información disponible

La información básica utilizada para el estudio de reconocimiento comprende:

Cartografía. Para las mediciones topográficas se emplearon las siguientes planchas:

- a) planchas topográficas a escala 1:10.000, 1:25.000 y 1:100.000 del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) en las cuales está incluido el 100% del área total de la cuenca. En ellas las curvas de nivel tienen intervalos del orden de 50 metros.
- b) Planos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) en los cuales la información sobre jurisdicciones municipales y la ubicación de la red hidrográfica de la zona es de gran utilidad para la identificación y delimitación de las cuencas importantes de este trabajo.
- c) Mapa general del Departamento de Antioquia a escala 1:250.000 de la Secretaria de Obras Públicas Departamentales el cual incluye específicamente el sistema vial del departamento.

Geología. El estudio geológico preliminar de la cuenca se realizó con la siguiente información general:

- a) Mapa geológico del Departamento de Antioquia a escala 1:500.000 del Instituto Nacional de Investigaciones

Geológico Mineras (INGEOMINAS), en el cual se muestra la geología regional del Departamento.

- b) Mapa geológico “Plancha 166-Jericó” a escala 1:100.000, el cual corresponde al informe de dicha zona. Este informe realizado por el Instituto Nacional de Investigaciones Geológico Mineras INGEOMINAS, denominado: Geología y geoquímica de la plancha N° 166-Jericó”, da a conocer una geología semi-detallada de la zona.
- c) “Geología y Geoquímica de la plancha 186 Riosucio”, Republica de Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Instituto Colombiano de Geología y Minería; Informe No I- 1878; de 1982

Hidrología. La información utilizada para el estudio de caudales proviene de tres estaciones hidrométricas de propiedad del IDEAM. Dos de estas estaciones se encuentran localizadas sobre el río San Juan así: Campamento, en la zona sur de la cuenca en jurisdicción del municipio de Andes, y Remolinos, aguas abajo de la confluencia de los ríos San Juan y Bolívar. La tercera estación, Brasilia, está ubicada sobre el río Bolívar, cerca de su desembocadura en el río principal. En la *Ilustración 26* (ver ANEXO 2) se presenta la localización de las estaciones limnigráficas de interés en el departamento de Antioquia. Teniendo en cuenta que el N° 20 corresponde a la estación Campamento, el N° 22 corresponde a la estación Brasilia y el N° 22 corresponde a la estación Remolinos. La *Ilustración 27* (ver ANEXO 2) presenta

en detalle la localización de las mismas estaciones en la cuenca del río San Juan.

Los registros de estas estaciones comprenden un periodo de 8 años, con algunos vacíos de información en ellos.

En cuanto a la información de precipitación, se cuenta con registros de la misma entidad provenientes de dos estaciones pluviométricas localizadas en la cuenca del río San Juan y las cuales son: Santa Bárbara en el municipio de Andes y Peñalisa cerca de la desembocadura del río San Juan en el río Cauca. Además existen otras estaciones aisladas como son la Nacional en el Municipio de Támesis, Caramenta y La Pradera en Caramenta y las estaciones de Pueblo Rico y Fredonia en los Municipios del mismo nombre.

7.3. Características físicas de la cuenca

Con el fin de obtener información adicional que proporcione una idea general sobre la cuenca del río Claro se estimaron los parámetros morfo métricos. Estos parámetros se calculan con base en las características geométricas de la hoya en estudio.

Los parámetros morfo métricos considerados son:

Área y perímetro (A,P). El contorno de la cuenca se delimitó utilizando la información topográfica existente, obteniéndose los siguientes valores para área y perímetro respectivamente, $A = 137 \text{ Km}^2$ y $P = 53.2 \text{ Km}^2$.

Longitud del río principal (L). La longitud del río Claro desde su nacimiento hasta su confluencia con el río San Juan es: $L = 19 \text{ Km}$.

Ancho de la cuenca (W). La ecuación para calcular el ancho de la cuenca se da en la fórmula 7.1, reemplazando los valores da un ancho de $W = 2.57 \text{ Km}$ donde la expresión es la siguiente

$$W = \frac{A}{L}, \quad (7.1)$$

Donde, A es el área de la cuenca y L la longitud del río principal.

Coficiente de forma (FM). Para calcular este coeficiente se utiliza la ecuación (7.2), si sustituimos los valores correspondientes esté coeficiente un valor de $FM = 0,13$, dicha fórmula es

$$FM = \frac{W}{L}, \quad (7.2)$$

Donde, W es el ancho de la cuenca y L la longitud del río principal.

Factor de circularidad (Rc). Este factor da una idea de la forma de la cuenca; a medida que su valor se acerque a uno, la cuenca tiende a parecerse a un círculo, la expresión que permite este cálculo es

$$Rc = \frac{A}{Ac}, \quad (7.3)$$

Donde A es el área de la cuenca y Ac tiene un valor de 283.3, donde reemplazando los valores en la ecuación (7.3) da un valor de 0.48.

Gradiente promedio del cauce (GP).

$$GP = 94.74 \text{ m/Km}.$$

Pendiente promedio de la cuenca (Sc). Para el cálculo de la pendiente promedio de la cuenca se consideró que con la información topográfica existente era suficiente para obtener un valor confiable. El resultado obtenido, después de estudiar 100 puntos distribuidos aleatoriamente en el interior de la cuenca, para cada uno de los cuales se calculó la pendiente máxima como la relación entre la diferencia de cotas de dos curvas de nivel y su menor distancia pasando por el punto, dando un valor de $Sc = 29\%$. A partir de los datos del perfil del río, se calculó la pendiente del mismo utilizando cinco métodos a saber:

- a. *Promedio aritmético.* Se define como la relación entre la distancia de cotas del nacimiento y la desembocadura y la longitud del río.

$$PA = \frac{\text{cota nacimiento} - \text{cota desembocadura}}{L}, \quad (7.4)$$

Donde, la diferencia de cotas tiene un valor de 2.650 y una longitud de 19.000 m, reemplazando cada valor en la ecuación (7.4) da un promedio aritmético de 13.9%.

- b. *Promedio aritmético modificado.* Se descarta el 15% inicial y final de la abscisa del río, donde, el 15% de la diferencia de cotas da 1150 y el 15% de la longitud es 13.300; reemplazando estos valores en la ecuación (7.5) da un valor de 8.64%, la relación es la siguiente

$$PAM = \frac{\text{Cota nacimiento} - \text{Cota desembocadura}}{L} \text{ al } 15\% \quad (7.5)$$

- c. *Método gráfico.* Se calcula la pendiente de la línea recta graficada sobre el perfil del río, la expresión es

$$PMG = \frac{\text{Cota nacimiento} - \text{Cota desembocadura}}{17.450} \quad (7.6)$$

donde, la diferencia de cotas tiene un valor de 2650, al reemplazar este valor en la ecuación (7.6) el PMG toma un valor de 15.18%.

Tabla 4. Pendiente del Río Claro

Criterios	Pendiente (%)
Promedio aritmético	13.90
Promedio aritmético modificado	8.64
Gráfico	15.18
Tramos iguales	22.00
Mínimos cuadrados	14.20

- d. *Por tramos iguales.* Para hallar la pendiente por tramos se toma la pendiente promedio de “n” tramos iguales

trazados. Se tomaron aleatoriamente 7 tramos de 750 m a lo largo del río

$$PPNT = \frac{(200 + 300 + 100 + 100 + 100 + 100 + 250) \times 100\%}{750} \quad (7.7)$$

$$PPNT = \frac{(26.66 + 40 + 13.33 + 13.33 + 13.33 + 13.33 + 33.33)}{7} \quad (7.8)$$

Resolviendo la ecuación (7.8) nos da un valor de 22%.

- e. *Mínimos cuadrados.* Se traza matemáticamente una recta sobre una nube de puntos con coordenadas X y Y (en este caso, los correspondientes al perfil del río) de tal forma que la tendencia de la línea es tal que la suma de los cuadrados de las desviaciones de los valores observados a su cercanía es mínima, la pendiente de la línea es la pendiente del río.

$$PMC = 14.2\%$$

Como resumen de los resultados obtenidos utilizando los métodos descritos se tiene la **Tabla 4**.

El promedio aritmético de los valores dados en la **Tabla 4** puede considerarse como un valor representativo de la pendiente del río

Claro en el municipio de Jardín Antioquia, el promedio “Sr” como se muestra en la expresión (7.9) tiene un valor de 14.784%.

$$Sr = \frac{13.90 + 8.64 + 15.18 + 22.00 + 14.20}{5} \quad (7.9)$$

$$= 14.784 \%$$

7.4. Selección preliminar de los sitios de interés

Con el fin de determinar preliminarmente el proyecto objetivo, se escogieron los sitios de interés para el desarrollo hidroeléctrico del río Claro, que con base a las características topográficas y de localización en la cuenca, presentan posibilidades para un buen aprovechamiento. De todas las alternativas seleccionadas, se definió el proyecto más óptimo a estudiar con detalle en este proyecto de grado, los sitios seleccionados como de interés se analizaron bajo los puntos de vista geológico, hidrológico y de operación.

La selección de estos sitios se realizó con base en la información cartográfica existente.

Los sitios seleccionados fueron:

Volcanes. Este sitio está localizado sobre el río Claro, aproximadamente a 5.5 Km de la desembocadura de este con el río San Juan.

La captación se realizaría en el río Volcanes propiamente en la cota 1600 msnm, y con una conducción por la margen izquierda de 2000 m de tubería, la mayor parte enterrada y dos viaductos de 28 y 35 metros para el paso de la conducción sobre el caño las peñas y la quebrada Macanas – Gibraltar, se aprovecharía una caída de 60 m, para descargar sus aguas en el río Claro. Esta alternativa se descartó por lo inaccesible a los sitios de interés.

Las Peñas. Este sitio está localizado sobre el río Claro, aproximadamente a 4,5 Km de la desembocadura de éste con el río San Juan.

La captación se realizaría sobre el río Claro propiamente en la cota 1500 msnm, y con una conducción por la margen izquierda de 4.0 Km en tubería de baja presión, la mayor parte expuesta.

Presenta el inconveniente de que se deben construir 4 viaductos entre 30 y 35 m de longitud cada uno.

Se aprovecharía una caída de 120 m en tubería expuesta, para descargar de nuevo sus aguas en el río Claro. Esta alternativa se descartó por lo inaccesible a los sitios de interés y la conducción tan larga para una caída tan relativamente baja.

Gibraltar I. Este sitio está localizado sobre la Quebrada Macanas – Gibraltar, aproximadamente a 3.0 Km de la desembocadura del río Claro con el río San Juan.

Por sus características topográficas es posible considerar este sitio como adecuado para la localización de una bocatoma derivadora y obras anexas localizadas sobre la quebrada Gibraltar, que permiten

una captación de las aguas principales de esta quebrada, en la cota 1600 msnm aprovechando el desnivel en el área y una caída de 200 m para la generación, una conducción por la margen izquierda de 5.5 Km en tubería, la mayor parte enterrada y tres viaductos de 20, 50 y 60 metros para el paso de la conducción sobre un caño y las quebradas Los Boteros y Santa Cruz, para descargar las aguas al río Claro. Este proyecto aún con la construcción del viaducto puede ser atractivo, por su alta caída, sin embargo este proyecto se descartó por la dificultad de acceso a los sitios de interés, que requerirían la adquisición de predios y la construcción de vías de acceso bastantes largas.

Gibraltar II. Corresponde al mismo trazado de Gibraltar I, pero con aportes de agua en la captación sobre la Quebrada Gibraltar, de las aguas derivadas del río Claro.

El sitio de la bocatoma estaría localizada sobre la Quebrada Macanas – Gibraltar, aproximadamente a 3.0 Km de la desembocadura del río Claro con el río San Juan. Se captan las aguas de la Quebrada Macanas – Gibraltar y se aumentan con las aguas derivadas del río Claro. Tendría dos captaciones a saber:

- *Captación sobre el río volcanes.* Está captación estaría propiamente en la cota 1600 msnm, y con una conducción por la margen izquierda de 2000 m de tubería, la mayor parte enterrada y dos viaductos de 28 y 35 metros para el paso de la conducción sobre el caño Las Peñas y la Quebrada Macanas – Gibraltar, que aumentaría las aguas

en la captación sobre la quebrada Gibraltar. Se descartó por la misma razón dada en las alternativas anteriores

- *Captación sobre la Quebrada Gibraltar.* Se construiría una bocatoma derivadora en la cota 1600 msnm, a la que le llegarían las aguas captadas de la Quebrada Volcanes y desde aquí aprovechando el desnivel en el área y una caída de 200 m para la generación, se llevaría el agua aumentada por una conducción localizada sobre la margen izquierda de 5.5 Km en tubería, la mayor parte enterrada y tres viaductos de 20,50 y 60 metros para el paso de la conducción sobre un caño y las Quebradas Los Boteros y Santa Cruz, para descargar las aguas al río Claro. Este proyecto aún con la construcción de los viaductos y dos tomas puede ser atractivo, por su alta caída. Se descartó por la misma razón dada en las alternativas anteriores

Río Claro. La selección de este proyecto, localizado sobre el río Claro, aproximadamente a 2,4 Km desde la bocatoma hasta la descarga, se hizo basado en la cercanía a la vía principal, lo que minimiza los costos en la adquisición de terrenos y en la construcción de vías de acceso. Tiene como ventaja el sitio elegido para la construcción de la presa, propiamente en el sitio conocido como “Charco Largo”, entre las veredas “El Tapado” y “Verdun”, frente a la Institución Educativa “Miguel Ángel Valencia” sobre la cota 1509 msnm.

La captación se haría en una garganta natural fundada en roca basáltica, sobre la cota 1509 msnm en el lecho del río Claro y la

conducción en baja presión se realizaría sobre la margen derecha. Este sitio se seleccionó, exclusivamente con base en sus características topográficas que permiten lograr una caída bruta de 67 m en tubería mediante una conducción de 2,25 Km de longitud, en tubería enterrada y expuesta.

El río Claro en la zona del sitio mencionado, presenta laderas con altísimas pendientes y gargantas estrechas. Las aguas turbinadas se descargarían nuevamente al río Claro antes de la confluencia de éste con el río San Juan.

Este sitio se seleccionó como el más adecuado entre todas las alternativas para la ubicación de la PCH por las razones anteriormente expuestas.

Durante la visita a campo y el análisis de la información, se encontró que en teoría el proyecto pudiera tener una longitud de conducción de aproximadamente 4 km para aprovechar una caída entre 120 y 150 m. Sin embargo varios impedimentos obligan a trazar este proyecto en una longitud de 2.25 km hasta la almenara. Entre los diferentes impedimentos se resalta:

- a) La presencia de la comunidad indígena de Cristianias, la que por ley está protegida en virtud de la diversidad ETNICA y cultural hacen que no sea factible construir proyectos de infraestructura en esta zona, así sean de interés general.
- b) Los terrenos que ocupa la comunidad de Cristianias, pasa por una falla geológica reconocida de vieja data y existe

una zona geológica de Coluvión de aproximadamente 1000 m de largo, 500 m de ancho y 50 m de profundidad, con presencia de grietas, elevaciones y asentamientos que técnicamente hacen inviable la estabilidad de la conducción para el proyecto río Claro, si se fuera a construir de 4 km de largo.

- c) La presencia en la zona de Cristianias de flujos de aguas subterráneas, en especial la corriente que origina el nacimiento de la quebrada “Plátano Muerto” altamente riesgosa para el paso de una conducción de agua con las dimensiones de la requerida por el proyecto río Claro.

De acuerdo con lo anterior, se decidió limitar la potencia y recortar la conducción para el proyecto río Claro a 2,25 Km, alejándolo de los anteriores inconvenientes técnicos y sociales.

7.5. Estudio Topográfico

Se realizó el estudio topográfico con el fin de obtener en detalles las características del terreno donde se realizará el proyecto para su adecuado estudio y diseño. Teniendo en cuenta que el potencial hídrico está ligado a los parámetros hidrológicos y a las características topográficas en el campo, previo al levantamiento, se realizaron varias visitas de reconocimiento del terreno con ayuda de clisímetro Abney, altímetro y un sistema de Posicionamiento Global GPS los cuales arrojan puntos de cada una de las diferentes estaciones del proyecto.

Durante el reconocimiento, se verificaron las características del terreno, la pendiente del río, la distancia de conducción y los apoyos de la tubería de presión en los casos donde se requiera.

Se posicionaron las cotas para la toma de agua, el pre decantador, el box-coulvert, el desarenador, el alineamiento de la conducción de baja presión, los viaductos, la almenara, la tubería forzada, la casa de máquinas y el canal de fuga.

Puntos de enlace GPS. Se empleó el sistema GPS durante los estudios previos con el fin de reconocer el terreno y obtener los datos mínimos requeridos para el diseño de las estructuras hidráulicas y obras más representativas del proyecto.

La ubicación por coordenadas, se llevó a cabo simultáneamente con la materialización del proyecto, utilizando GPS para identificar las coordenadas por los puntos (longitud y coordenadas X y Y del proyecto), los cuales se detallaron en el campo mediante el uso de la brújula y cinta métrica. Luego se calcularon las coordenadas de varios puntos por métodos matemáticos.

En el ANEXO 1 en la Tabla 30 se puede encontrar la ubicación por coordenadas del alineamiento del proyecto.

Nivelación. Esta se ejecutó sobre el estacado de cada una de las secciones, disponiendo del nivel de precisión Abney.

Cartografía. Como material de apoyo se usó la cartografía existente de la zona. La información básica para el estudio de reconocimiento de encuentra en el capítulo 7 “estudios básicos” subtítulo 7.2 “información disponible” en el título cartografía.

La información topográfica utilizada proviene de planos a escala 1:10.000 y 1:25.000 del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, en los cuales se encuentra localizado el proyecto. *Ilustración 28 (ANEXO 2)*

La topografía se tomó en base a la escala del plano y de las curvas de nivel para este reconocimiento, se consideró suficiente utilizar las restituciones del IGAC de las siguientes planchas: 186-I-A, 186-I-B, 186-I-C y 186-I-D.

Las planchas 1:25.000 traen curvas de nivel cada 50 metros y cuadrículas cada kilómetro.

Acceso al sitio del proyecto. el recorrido para acceder al proyecto se describe en el capítulo 5 “caso de estudio, PCH río Claro, Jardín-Antioquia” en el subtítulo 5.4 “Localización general del proyecto”.

Determinación de altura bruta. El alineamiento del proyecto, los accidentes y la altura bruta se determinó con la ayuda de un alfilerómetro, GPS y con el levantamiento topográfico.

Inspección del sitio para implementar el proyecto. se buscó un lugar en la presa donde se podría captar el agua y desviarla a través de una ruta trazada para la conducción en baja presión, esta ruta debe buscar un sitio donde se pueda construir una almenara de tal forma que se pueda encontrar una caída natural para la localización de la casa de máquinas.

Ya determinada la ruta más corta, se procede a verificar que este trazado cumpliera con unos requisitos mínimos necesarios, estos requisitos son los siguientes:

- Que el terreno esté completamente seco sin ninguna humedad.
- Que el suelo sea completamente resistente para que soporte todas las obras civiles necesarias para el proyecto.
- Se debe observar que el terreno sea estable y que en lo posible esté libre de erosiones.
- Que no se requieran grandes movimientos de tierra para la construcción de la conducción y de las estructuras.
- Que el terreno presente una buena pendiente para aprovechar la gravedad y tener una buena caída.
- Que el acceso al proyecto sea lo más fácil posible.

Estos requisitos fueron verificados para el presente proyecto dándonos buenos resultados.

Levantamiento Topográfico. Se realizaron las siguientes actividades en el terreno:

- a) Levantamiento de curvas de nivel del área de la bocatoma y de la descarga a una equidistancia de 1.0 metro, en los sitios de interés.
- b) Ejecución de cortes longitudinales por el centro del río, 20 metros aguas arriba y aguas abajo del punto de captación.

- c) Ejecución de cortes transversales en el punto de toma y 3, 6, 9 y 12 metros aguas arriba y aguas abajo del punto de toma.
- d) Registro de la elevación del espejo del río durante la campaña de medidas topográficas.
- e) Levantamiento de los elementos representativos en el área de la toma, tales como edificaciones, rocas sobresalientes, derrumbes, ciénagas, reptaciones, fallas o movimiento de tierra.
- f) Levantamiento de la alineación de la tubería de conducción hasta el punto señalado para la localización de la almenara. Con el nivel de la bocatoma indicado, en este trayecto se obtuvieron los detalles de los principales accidentes, como derrumbes, movimientos del terreno, lagunas, cañadas y quebradas, etc. Demarcación del perímetro con derrumbes. Registro de cercas, puentes, caminos, vías, casas, agroindustrias, lagos y demás detalles.
- g) Levantamiento detallado con curvas de nivel en la zona indicada para la almenara.
- h) Levantamiento del alineamiento de la tubería de presión.
- i) Levantamiento altiplanimétrico del área donde se ubicará la casa de máquinas, presentando las curvas de nivel en esta zona, y mostrando la descarga al río.

Planos topográficos. En los anexos se adjuntan los planos topográficos del proyecto. *Ilustración 28* (ANEXO 2)

7.6. Estudio hidrológico

El objetivo de los estudios hidrológicos es el de poder conseguir resultados que favorezcan el diseño de este proyecto, teniendo en cuenta las estaciones hidroclimatológicas de la zona.

En este estudio se desarrolló una metodología para calcular las series de caudales medios mensuales las cuales aportaron los caudales mínimos y medios para el diseño de las obras, además se planteó un procedimiento para el cálculo de los caudales máximos.

Información básica utilizada. Con el fin de determinar el caudal de diseño para la PCH seleccionada, se recurrió a la información histórica disponible en el área.

La información existente para la zona es muy pobre; solo está cubierta satisfactoriamente la cuenca del río San Juan; por lo que será necesario regionalizar para estimar información de caudales en la cuenca del río Claro.

En la cuenca del río San Juan se encuentran localizadas, como se mencionó anteriormente, tres estaciones hidrométricas las cuales están ubicadas en los sitios conocidos como Campamento y Remolinos sobre el río San Juan y Brasilia sobre el río Bolívar.

La estación campamento está ubicada a 5° 40' N de latitud y 75° 52' W de longitud, la estación Remolinos está ubicada a 5° 53' N

de latitud y 75° 53' W de longitud y la estación Brasilia a 5° 50' N de latitud y 75° 57' W de longitud.

Estas estaciones están equipadas con mira de nivel, limnógrafo y “garrucha”. Su operación y procedimiento de datos es realizada actualmente por el IDEAM.

En la *Tabla 31* (ANEXO 1), se representa una información general sobre estas estaciones.

En lo que a estaciones pluviométricas se refiere se cuenta con dos de ellas localizadas en la cuenca, Peñalisa en Salgar y Santa Bárbara en Andes. Fuera de la cuenca y en la misma región se encuentra las estaciones Caramanta y La Pradera en Caramanta, Pueblo Rico en Pueblo Rico, La Nacional en Támesis y Fredonia en Fredonia. Actualmente dichas estaciones se encuentran operadas por el IDEAM. La *Tabla 32* (ANEXO 1), presenta la información general sobre las estaciones mencionadas.

en el mes de septiembre de 1989, EPM instaló un pluviógrafo en Cachipay cerca del sitio Mina Vieja.

Evaluación y procedimiento de la información existente. La oferta hídrica de una cuenca, corresponde al volumen disponible para satisfacer la demanda que se genera por las actividades tanto económicas como sociales del hombre. El conocimiento del caudal del río, su confiabilidad y su extensión en la serie de registros históricos puede influir en la estimación de la oferta hídrica superficial. Cuando existe información histórica confiable de los caudales con series extensas, entonces el caudal medio anual del

río es la oferta hídrica de esa cuenca (IDEAM, 2004). En tal caso, cuando no existe datos para la medición de caudales porque no existe una estación hidrométrica en la cuenca, el caudal medio se estima mediante métodos indirectos, tales como la transposición de caudales.

Teniendo en cuenta que en el sitio de construcción del proyecto no existen registros históricos, se determinó emplear el método de transposición de caudales con el fin de estimar el caudal en el sitio de interés a partir de los datos existentes de una de las estaciones antes mencionadas, los registros de caudales de cada una de las estaciones se presenta en las Tabla 33, Tabla 34 y Tabla 35 donde se encuentran en el (ANEXO 1).

La estación de la cual se realizó la transposición de caudales es de la estación remolinos, en virtud de las condiciones climatológicas del suelo, la cobertura vegetal y que los datos permanecen a la misma cuenca (río San Juan).

Para estimar el caudal de diseño en el proyecto hidroeléctrico río Claro, se optó por utilizar la información histórica ajustada en la estación Remolinos del IDEAM, por ser la más completa de todas las estaciones, y por traslación de caudales se infirió el caudal en los sitios de interés del río Claro. La *Ilustración 27* (ANEXO 2) presenta la localización de la estación Remolinos.

Método de transposición de Caudales. Este método consiste en trasladar la información a una cuenca de interés, donde no se tiene registro de caudales, desde una cuenca cercana cuyo comportamiento hidrológico y estadístico es similar y existe

registros hidrometeorológicos. La transposición de caudales (Flórez, 2001) se utiliza para obtener información de caudales en una determinada sección de un curso de agua, en función de la información conocida por otra sección del mismo o de otro curso de agua.

Como en este caso existe información de otra estación (Remolinos), que corresponde al Río San Juan. Se puede hacer una traslación de datos, ya que las condiciones climatológicas del suelo, la cobertura vegetal el área de drenaje de la cuencas, etc. pueden ser consideradas semejantes para el río Claro, por lo que se usa la formula (7.10)

$$\frac{A_P}{A_E} = \frac{Q_P}{Q_E} [=] m^3/s, \quad (7.10)$$

donde,

Q_P = Caudal en el sitio donde se construirá la obra.

Q_E = caudal tomado de una estación localizada en el río San Juan del cual se dispone la información.

A_P = Área de drenaje desde la cabecera hasta el sitio de localización de las obras de captación.

A_E = Área de drenaje de la cuenca hasta el sitio de localización de la estación pluviométrica.

Utilizando los datos dados en la Tabla 5, de las áreas de drenaje para los ríos de interés y el caudal histórico del río San Juan

52 m^3/s dado por la estación Remolinos se logra obtener el caudal para el río Claro.

Tabla 5. Áreas de drenaje

Río	Área de drenaje
San Juan	$A_E = 1206,66 \text{ Km}^2$
Río Claro	$A_P = 109 \text{ Km}^2$

El procedimiento se describe a continuación.

Aplicación del método de transposición. Utilizando la Tabla 33 (ANEXO 1), donde se presenta los registros histórico de los caudales medios mensuales de la estación Remolinos, para el río San Juan cuyos datos fueron suministrados por el IDEAM, se puede aplicar el método de transposición de caudales para el río Claro después de calcular la información necesaria para la aplicación de este método.

Se debe realizar la curva de duración de caudales de Moreira para el río San Juan, esta curva es el gráfico representativo del porcentaje de duración del tiempo total Vs los caudales medios ya

Tabla 6. Valores para la obtención de la Curva de Duración de la Estación Remolinos

N	N_C	Δ_X	Q_{max}	Q_{min}
235	19,0166	10,6013	191,1	0,1

sean diarios, mensuales o anuales en orden ascendente. Para este caso son los caudales medios mensual multianual.

El procedimiento para conseguir la curva de duración se presenta en los siguientes pasos:

1. Ordenamiento de los datos de manera creciente de magnitud.
2. Selección del número de intervalos de clase N_C , usando la formula (7.11) donde su resultado se presenta en la Tabla 6

$$N_C = 1 + 3.3 \ln N, \quad (7.11)$$

donde N es el número de datos de la muestra, valor mostrado en la misma Tabla 6.

3. Determinar el tamaño del intervalo de clase Δ_X ; esta se determina utilizando la formula (7.12)

$$\Delta_X = \frac{(Q_{max} - Q_{min})}{N_C - 1} \quad (7.12)$$

donde Q_{max} es el caudal máximo y Q_{min} es el caudal mínimo, valores dados en la Tabla 6

El caudal mínimo absoluto del río San Juan ocurrió en Septiembre de 1987 con un valor de $0.1 \text{ m}^3/s$ y el caudal máximo ocurrió en el mes de mayo del año 1986 con un valor de $191.1 \text{ m}^3/s$.

4. Determinar las frecuencias absolutas para cada intervalo. Para determinar la frecuencia absoluta se toma de la Tabla 33 (ANEXO 1), donde se encuentran los valores de los caudales del río San Juan, se toma el caudal mínimo como el límite inferior y a este valor se le suma el valor Δ_X dando en la Tabla 6 así da el límite superior, luego se busca en la Tabla 33 (ANEXO 1), la cantidad de caudales que se encuentren dentro de este intervalo y la cantidad dada se coloca en la columna de frecuencia absoluta. Se puede decir que el intervalo siempre es cerrado en el límite inferior y abierto en el límite superior.
5. Calcular los valores en %, usando la fórmula (7.13)

$$\% = \%_{anterior} - \left(\frac{f_i}{N} * 100 \right), \quad (7.13)$$

donde, f_i representa la frecuencia anterior y N es la cantidad de muestras.

Con los datos obtenidos en la Tabla 36 (ANEXO 1), se grafica la curva de duración de Moreira, mostrada en la *Ilustración 29*

Para el cálculo del caudal según Moreira se toma de la curva de duración de caudales, obtenida con el método del Profesor Moreira, se debe obtener las áreas acumuladas bajo la curva, lo que en resumidas cuentas, contempla hallar la integral para cada una de las

áreas que se quieren encontrar, estas áreas para cada caudal se dan en la Tabla 7

Tabla 7. Áreas bajo la curva de cada caudal, Estación Remolinos

caudal mínimo	área bajo la curva	caudal mínimo	área bajo la curva
5,4	7,63	111,41	50,91
16	19,56	122,01	51,48
26,6	28,36	132,62	51,89
37,2	34,85	143,22	52,2
47,81	39,63	153,82	52,43
58,41	43,16	164,42	52,6
69,01	45,76	175,02	52,72
79,61	47,68	185,62	52,81
90,21	49,1	196,22	52,88
100,81	50,14		

Ya obtenidas las diferentes áreas bajo la curva y los diferentes caudales, se realiza la gráfica de área (caudal acumulado) Vs Caudal presente esta gráfica se puede observar en la ***¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.***

De la *Ilustración 30* (ANEXO 2) podemos ver que el caudal según Moreira es $Q_E = 46 \text{ m}^3/\text{s}$, con este valor y con los valores dados en la *Tabla 5* podemos hallar los caudales medios para el río Claro usando la fórmula (7.10) podemos sacar la *Tabla 37* (ANEXO 1).

Usando la *Tabla 37* (ANEXO 1), se sigue con el procedimiento antes mencionado, para hallar la curva de duración de caudales transferidos para el río Claro dando como resultado los valores expresados en la *Tabla 38* (ANEXO 1) y *Tabla 8*

Tabla 8. Valores para la obtención de la curva de duración de la Estación Río Claro

N	N_C	Δ_X	Q_{max}	Q_{min}
235	19,0166	0,9576	17,2624	0,009

De igual modo, Con los datos obtenidos en la *Tabla 38*, se grafica la curva de duración de Moreira, mostrada en la *Ilustración 31* (ANEXO 2).

Del mismo modo, para el cálculo del caudal según Moreira se toma de la curva de duración de caudales, obtenida con el método del Profesor Moreira, se debe obtener las áreas acumuladas bajo la curva, para hallar estas áreas se debe realizar la integral de la ecuación dada por Excel para cada una de las áreas que se quiere encontrar, estas áreas para cada caudal se dan en la *Tabla 9*.

Ya obtenidas las diferentes áreas bajo la curva y los diferentes caudales, se realiza la gráfica de área (caudal acumulado) Vs Caudal presente esta grafica se puede observar en la *Ilustración 32* (ANEXO 2).

De la *Ilustración 32* (ANEXO 2) podemos ver que el caudal según Moreira es $Q_P = 4,2 \text{ m}^3/\text{s}$.

En busca de otro método para hallar el mejor caudal de diseño se calculó el caudal ecológico.

Tabla 9. Áreas bajo la curva de cada caudal, Río Claro

caudal mínimo	área bajo la curva	caudal mínimo	área bajo la curva
0,4878	0,802113836	10,064	5,353986404
1,4454	2,056960138	11,0216	5,413660811
2,403	2,982325109	11,9792199	5,457667465
3,36065	3,664750179	12,9368596	5,490119789
4,3183	4,167984887	13,8944994	5,514050901
5,2759	4,539064251	14,8521392	5,531698268
6,2335	4,812710389	15,8097789	5,544711851
7,1911	5,014506059	16,7674187	5,554308375
8,1487	5,16331683	17,7250585	5,561385078

9,10635

5,273059692

Caudal ecológico. Para obtener el caudal de diseño se estimó el caudal ecológico, con el fin de impedir que se seque la fuente de abastecimiento y de que se tenga continuidad en los procesos ecológicos y biológicos hacia aguas abajo de la captación, para esto se calcula el caudal mínimo que debe tener la fuente a partir del proyecto.

La metodología que es requerida por la legislación Colombiana para este cálculo y la estimación de caudales ecológicos se encuentra en la *Tabla 39* (ANEXO 1).

Se resolvió para este proyecto dos métodos para hallar el caudal ecológico, el método del IDEAM y el método de ENA.

IDEAM: Como se expresa en la *Tabla 39* (ANEXO 1) se sugiere realizar la estimación de un caudal ambiental constante igual a un porcentaje de descuento (25%) del caudal medio mensual multianual más bajo de la corriente como se expresa en la *Tabla 42* (ANEXO 1). Donde el valor del caudal medio mensual multianual mínimo es de $2.4976 \text{ m}^3/\text{s}$ y a multiplicarlo por el 25% el caudal ecológico según el método del IDEAM es de $0.6244 \text{ m}^3/\text{s}$ y el valor del caudal medio mensual multianual es de $4.7422 \text{ m}^3/\text{s}$.

ENA: Como se muestra en la *Tabla 40* (ANEXO 1) se estimó un caudal ambiental constante, definido como el caudal promedio multianual de mínimo 5 a máximo 10 años, en este caso se tomó 10

años, que pertenece al 97.5% del tiempo y cuyo período de recurrencia es de 2.33 años.

Para este método se usó un Software especial llamado CurveExpert1.3 donde arrojó la gráfica presentada en la *Ilustración 33* (ANEXO 2) y los datos mostrados en la *Ilustración 34* (ANEXO 2).

Reemplazando los valores mostrados en la *Ilustración 34* (ANEXO 2) se reemplazan en el modelo Heat capacity dándonos un caudal del 97.5% como se muestra en la *Tabla 10* de $2,8404 \text{ m}^3/\text{s}$.

Utilizando las fórmulas (7.14), (7.15) y (7.16)

$$\varphi = \frac{1}{TR} = A, \quad (7.14)$$

$$P = 1 - A, \quad (7.15)$$

$$Q_{TR} = \varphi - \mu * K_{TR}, \quad (7.16)$$

Dando como resultado los valores mostrados en la *Tabla 10*

Tabla 10. Resultados. método ENA caudal ecológico

Variables	Resultado
Q (97.5%)=	2,840360764

TR(años)=	2,33
A=φ=	0,429184549
P=	0,570815451
KTR=Z=	0,7157
μ=	3,217466832
σ=	1,793729866
Q TR	1,018968547

Como vemos en la Tabla 10 el caudal ecológico por el método ENA es de $Q_{TR} = 1.018968 m^3/s$

El valor mínimo de los dos caudales dados por los dos diferentes métodos, es dado por el método del IDEAM, por lo que se toma este caudal como el caudal ecológico.

De la Tabla 42 (ANEXO 1) el caudal medio mensual multianual es $4.74 m^3/s$ y el caudal ecológico es $0.62 m^3/s$. Si al caudal medio multianual se le resta el caudal ecológico ($4.74 m^3/s - 0.62 m^3/s$) obtenemos el caudal medio para la planta que es de $4.12 m^3/s$.

De la función de Moreira se obtiene el caudal de diseño optimal (el mejor desde el punto de vista técnico y económico) dando un valor de $4.2 m^3/s$ según la función Moreira por lo tanto la planta se diseñara con un caudal de $4.2 m^3/s$.

De la *Ilustración 35*, mapa de isoyetas de Antioquia (ANEXO 2), se obtiene el valor de precipitación promedio total multianual para

el sitio de interés, el cual es el valor promedio de 2600 y 2200 mm ($2.400 mm/año$).

Del informe Pluviométrico interanual del municipio de Jardín para el periodo 2001-2008; proyecto CERES S – COOL de la NASA, estaciones meteorológicas CERES ANTARES, I.E Miguel Valencia, Verdun, Jardín; localizada geográficamente a una Latitud de $5.36^\circ N$ y una Longitud de $75.51^\circ E$, se obtuvieron los datos presentados en la Tabla 41 (ANEXO 1)

En la Tabla 41 (ANEXO 1) se puede observar cómo los últimos años, el efecto invernadero y calentamiento global, ha incrementado las precipitaciones, por lo que para este estudio, se ponderaron los valores de precipitación para los últimos 4 años (2005-2008), dando un valor medio de $3200 mm/año$; equivalente a $0.3652 mm/h$ de intensidad de lluvias en el año.

Tabla 11. Valores aproximados a Cd

Tipo de suelo	Cobertura de la cuenca		
	Cultivado	Pasto	Arboles
Con alta tasa de infiltración, generalmente arenoso o encasajado	0.20	0.15	0.10
Con media tasa de infiltración, arenoso, arcilloso	0.40	0.35	0.30

Con baja tasa de infiltración, altamente arcilloso.	0.50	0.45	0.40
---	------	------	------

Para la cobertura de la cuenca, con baja tasa de infiltración y suelos altamente arcillosos con predominio de pastos, se tiene un coeficiente de escurrimiento de 0.35; como se puede ver en la Tabla 11 (Londoño, 1997) donde se muestra los valores aproximados de C_d y para un área de 109 Km^2 se calcula el caudal por el método racional usando la fórmula (7.17). Este método se usa cuando no se dispone de datos pluviométricos en el sitio donde se construirá la obra o en las estaciones próximas a la misma región.

$$Q_c = 0,278 * C_d * I * A_c \quad (7.17)$$

Al reemplazar los datos en la fórmula (7.17) nos da un caudal de $3.8732 \text{ m}^3/\text{s}$, no dando un valor muy lejano del caudal dado por Moreira que fue de $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$ siendo éste último como el caudal de diseño.

El caudal de diseño es $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$ y el valor de caudal de garantía ambiental es de $0.62 \text{ m}^3/\text{s}$ equivalente al 14% del caudal de diseño, para el proyecto hidroeléctrico río Claro.

Caudal de crecientes (Q_{ci}). Este caudal es necesario para dimensionar las obras permanentes como son la presa, el vertedero, etc. Además es necesario conocer este caudal para ver el desempeño de las obras ante presencia de crecientes máximas con recurrencias muy largas, de orden de 200 años.

Se usa para este cálculo el método de Gumbel donde permite hallar el caudal de creciente máxima dado en la ecuación (7.18), en la cual es válida para zonas con registros superiores a los 10 años. Las ecuaciones necesarias para aplicar este método se encuentran en la Tabla 12.

Tabla 12. Fórmulas para el método de Gumbel

Ecuación	#	de
		ecuación
$Q_{ci} = Q_1 + a * F_1(T_i) + \frac{a}{\sqrt{j}} * F_2(T_i) [=] \text{ m}^3/\text{s}$	(7.18)	
$Q_1 = Q_{mm} - 0.45005 * S \quad [=] \text{ m}^3/\text{s}$	(7.19)	
$a = 0.7797 * S$	(7.20)	
$F_1(T_i) = \ln T_i$	(7.21)	
$F_2(T_i) = 0; \text{ para } T_i > 20 \text{ años}$	(7.22)	
$Q_{mm} = \frac{1}{j} \sum_{j=1}^j Q_{\max j} [=] \text{ m}^3/\text{s}$	(7.23)	
$Q^{-2} = \frac{1}{j} \sum_{j=1}^j (Q_{\max j})^2 [=] \text{ m}^3/\text{s}$	(7.24)	
$Q^{-2} = \left(\frac{1}{j} \sum_{j=1}^j Q_{\max j} \right)^2$	(7.25)	

$$S = \sqrt[2]{\left(\frac{j * (Q^{-2} - Q^2)}{(j - 1)}\right)} [=] m^3/s \quad (7.26)$$

donde:

Q_{ci} : caudal de la creciente máxima en el periodo T_i

Q_{mm} : Caudal medio de los j caudales máximos históricos, con $j > 10$ años.

$F_1(T_i)$: Función del periodo de Gumbel, a corregir.

$F_2(T_i)$: Función del periodo a corregir de Gumbel.

$T_i = 200$ años.

Para el río claro, se tiene los caudales máximos de cada año presentados en la Tabla 13.

Tabla 13. Caudales máximos anuales Río Claro

Año	Q_{max}	Año	Q_{max}	Año	Q_{max}
1972	10,352	1980	6,990	1988	7,723
1973	10,560	1981	7,380	1989	7,362
1974	8,536	1982	6,612	1990	9,178
1975	9,160	1983	7,037		

1976	7,227	1984	6,495
1977	6,603	1985	7,823
1978	8,853	1986	17,262
1979	7,660	1987	7,832

Aplicando las fórmulas de la Tabla 12 y tomando como datos los valores de la Tabla 13, donde se obtiene los siguientes resultados:

$$Q_{mm} = 8,3348543 \text{ m}^3/s,$$

$$Q^{-2} = 75,1150842 \text{ m}^3/s,$$

$$Q^2 = 69,4697962 \text{ m}^3/s,$$

$$S = 2,43770556 \text{ m}^3/s,$$

$$a = 1,90067903,$$

$$Q_1 = 7,23776491 \text{ m}^3/s,$$

$$F_1(T_i) = 5,29831737,$$

$$F_2(T_i) = 0,$$

$$T_i = 200,$$

dando así un valor de caudal de creciente $Q_{ci} = 22,2 \text{ m}^3/s$ para un periodo de recurrencia de 200 años.

Cálculo del caudal de desvío (Q_{cd}). este cálculo se utiliza para dimensionar las obras permanentes a construir en el lecho del río, como lo es la presa Tirol. Al tener el conocimiento del caudal de desvío se procede a dimensionar la escollera del río. Para calcular este caudal se usa la fórmula (7.27) que corresponde al método de Füller.

Método de Füller. La ecuación que corresponde a este método es empírica estadística y está representada en la ecuación (7.27), esta fórmula también permite el cálculo del caudal máximo.

$$Q_{cd} = Q_{mj} * \left[1 + \left(\frac{2,66}{(A_b)^{0,3}} \right) \right], \quad (7.27)$$

donde,

$Q_{max j}$: Valor máximo anual del caudal (m^3/s)

Q_{mj} : Valor máximo del caudal en toda la serie analizada (m^3/s)

A_b : Área de drenaje (Km^2)

los valores correspondientes son: el área del proyecto equivale a $109 Km^2$ y el caudal máximo de toda la serie para el río Claro es de $17,26244 m^3/s$, por lo que reemplazando estos valores en la ecuación (7.27) obtenemos un caudal de desvío de $Q_{cd} = 28,5 m^3/s$.

7.7. Estudio Geológico

De acuerdo con la gran importancia de los estudios geológicos para la realización del proyecto hidroeléctrico sobre el río Claro, y la falta de información detallada en la cuenca de este río, se consideró la necesidad de realizar estudios más puntuales de este tipo en la cuenca mencionada, durante la fase del estudio de factibilidad.

A continuación se presenta una breve descripción de las características de la geología de la zona, utilizando la información suministrada para la zona por el Instituto Nacional de Investigaciones Geológico Mineras, INGEOMINAS.

Además en esta subsección se describe todas las investigaciones geológicas y geotécnicas generales realizadas en la zona del proyecto durante el estudio de factibilidad, cuyos resultados fueron tenidos en cuenta para la definición y el diseño de las obras civiles.

Geología general. En el área de interés, la estructura geológica es el principal factor que influye sobre el relieve básico por lo que también influye sobre la hidrografía. La geología de esta región, depende principalmente de la evolución geológica continental; sobresalen por su extensión dos formaciones geológicas, la formación Penderisco – Miembro Urrao al occidente de la cuenca del río San Juan y la formación Combia al este de la misma. Además, se encuentran otras formaciones de menor importancia, al norte de Hispania, como son la formación Barroso en contacto fallado con la formación Penderisco y los denominados Gabros de Hispania, intrusivos en la formación Barroso. A continuación se presenta una breve descripción de cada una de estas formaciones.

- a. Formación Penderisco – Miembro Urrao: Se denomina así a la secuencia sedimentaria arcillosa, arenosa y silíceo, la cual se presenta en la cuenca en una franja con sentido norte-sur y con un ancho aproximado entre 7 y 11 kilómetros. La parte basal está formada de estratos de Chert, con espesor total entre 50 y 80 metros. Al oeste sin embargo la ocurrencia del Chert es local. Parece existir un predominio de limolitas, lodolitas y grauvacas en la zona este; hacia el oeste las rocas se vuelven arcillosas. En esta formación es frecuente encontrar plegamientos. El 70% de la litología del miembro Urrao está constituido por grauvacas, las cuales se encuentran en bancos de espesor variable entre 5 cm y más de 2 m, con intercalaciones de limolitas y arcillolitas
- b. Formación Combia: Se compone de estratos volcánicos y sedimentarios. La formación Combia puede dividirse en dos miembros así: uno inferior, especialmente volcánico y otro superior donde predomina las rocas sedimentarias mal consolidadas. El miembro inferior está compuesto por conglomerados con matriz tobacea, shales, areniscas tobaceas, tobas, aglomerados, brechas volcánicas y derrames de andesita y basalto. El miembro superior está formado por conglomerados mal cementados, areniscas y arcillolitas.
- c. Formación Barroso: Se denomina así a un cuerpo alargado localizado en la cuenca del río San Juan al norte de la localidad de Hispania. Lo constituyen una secuencia de

rocas volcánicas entre las que se incluyen rocas de color verde con estructuras de almohadilladas, basaltos, aglomerados y pequeñas intercalaciones de Chert y Tobas.

- d. Depósitos fluviales: Los depósitos fluviales se forman a expensas de aguas o corrientes superficiales, por la disminución total o parcial de la velocidad de la corriente o por la carga excesiva de materiales transportados. En la cuenca son de especial importancia los aluviones y las terrazas. No siendo posible determinar las posibilidades reales de estos depósitos, se resalta la existencia de los mismos en la cuenca del río Claro y se deja planteada la necesidad de realizar estudios más detallados al respecto, en el caso de considerar la posibilidad de realizar las obras para el desarrollo hidroeléctrico de este río.

Metodología. Teniendo en cuenta que el alineamiento del proyecto estaría en gran parte sobre el talud inferior de la vía que comunica la población de Andes con Jardín, se optó por realizar el levantamiento topográfico de la conducción el cual se realizó con secciones cada 10 metros a lado y lado del eje de conducción.

Se levantaron detalles en zonas especiales tales como puentes, escorrentías, cruces de vías, etc. Igualmente, se localizaron las obras existentes a lo largo de la conducción.

La topografía se referenció de acuerdo con lo establecido por el IGAC, con puntos de georeferenciación con coordenadas próximos al eje de la conducción y ubicados en sitios accesibles. Además, se

ubicaron BM al comienzo y al final del levantamiento (Ver plano RCL-PRS-EH-01A15)

Trabajo de campo. El trabajo de campo se inició en el kilómetro 0+000, ubicado en la bocatoma sobre el río Claro y terminó en el kilómetro 2+253.000 metros en el sitio donde quedará emplazada la almenara y la casa de máquinas más abajo. Se utilizó estación total con lecturas al segundo, también GPS con aproximaciones a 0.50 cm y prismas con bastones de diferentes alturas.

Teniendo en cuenta que la vía principal de comunicación al municipio de Medellín, es colindante con el río Claro, se adelantó un inventario general del estado de la cuenca.

Condiciones geológicas regionales. El Departamento de Antioquia se encuentra localizado en la región noroccidental de Colombia, sobre la cadena de los Andes, en las cordilleras Central y Occidental, cubriendo un área de 63,612 Km².

La cuenca del Suroeste Antioqueño está enmarcada en el flanco occidental de la Cordillera Central, al este del río Cauca. Surgen rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias que cubren el rango temporal desde el Paleozoico hasta el Neógeno. Sobre este tipo de rocas en algunas partes yacen discordantemente depósitos no consolidados recientes de tipo aluvial y coluvial.

Condiciones geológicas locales. Con base en la información secundaria recolectada y en los recorridos de campo efectuados a través del tramo de 2,25 Km demarcado por la conducción, se encontró que el proyecto está fundado en rocas volcánico

sedimentarias de la Formación Combia y stock de Támesis que poseen muy buena competencia mecánica para la cimentación de estructuras.

Específicamente en el área de influencia del proyecto predominan los basaltos toleíticos; doleritas, picritas, tobas básicas y brechas volcánicas.

Características morfológicas. A lo largo del área en donde se ubica el trazado del proyecto, predomina la Unidad Geomorfológica Montañosa (U_m). Está conformada por serranías de gran extensión y longitud, con filos alargados de orientación predominante E-W y de terminaciones amplias, alargadas y aplanadas; la pendiente transversal varía entre el 50% - 100% y en sectores muy localizados, pendientes superiores; el patrón de drenaje es sub-angular, típico de áreas en donde predomina las condiciones estructurales sobre las litologías; la densidad del drenaje es moderada; predominan los suelos residuales de textura limo-arenosa, color amarillento a rojizo y de espesor variables aunque en términos generales de bajo a moderado, debido precisamente a las altas pendientes transversales de las laderas. Las laderas se presentan en general alargadas en dirección E-W, con altas pendientes formando valles profundos en forma de “V”.

Esta unidad presenta procesos erosivos desarrollados, observándose alto grado de fracturamiento del macizo rocoso, deslizamientos planares, caídas de rocas, etc. Y terracetos o esclinamientos, originados a partir de actividades agropecuarias de épocas anteriores y presentes. Los procesos erosivos a lo que estuvo

sometido el corredor vial en épocas anteriores, fueron significativos y de gran magnitud e intensidad en algunos sectores, razón por la cual los terrenos que conforman esta unidad, son susceptibles y vulnerables a ser afectados por mínimos cambios en su equilibrio natural el cual se considera precario.

En las parte más altas de las vertientes, principalmente en las divisorias de aguas y debido a las pendientes transversales bajas en estas áreas y a la baja permeabilidad de los suelos en su parte más superficial, es común observar en épocas de invierno zonas pantanosas debido a la alta y rápida saturación de los suelos.

La actividad hídrica superficial es muy importante en esta unidad, ya que las aguas de escorrentía bajan sin control por las laderas, afectando las caras de los taludes de corte, propiciando la formación de surcos y cárcavas, como el lavado de material fino que le confiere cohesión a las masas de suelos y rocas, generando la formación en la parte baja interior de la banca de la vía de depósitos de talús o coluviales o de socavaciones sobre el borde externo de la banca de la carretera, que en algunos sectores representan una amenaza para la estabilidad de esta y de la conducción, por lo que se considera enterrar la tubería de conducción en baja presión.

A nivel muy local y restringido a tramos muy cortos, se observaron algunas geoformas de tipo acolinado, con pendientes transversales suaves a moderadas, mejor desarrollo de suelos residual, pero con presencia de procesos de remoción en masa de alguna importancia. La unidad se encuentra controlada y delimitada hacia el oriente y

el occidente, por fallas de carácter regional, tales como los sistemas Tonusco y Cañas gordas; el origen de la unidad es principalmente tectónico y su geoforma dentro del contexto regional sugiere descensos escalonados y controlados hacia la parte oriental, por el sistema de fallas del Cauca.

La zona de estudio se caracteriza por tener un relieve bastante irregular, de topografía abrupta dominada por valles estrechos y alargados, con cambios bruscos de pendiente y una densa red de drenaje que le imprime a toda el área, en general, los caracteres morfológicos típicos de esta parte de la Cordillera Occidental.

A lo largo de toda la cuenca se observan quiebres o cambios bruscos de pendiente, presentándose los más altos en las cabeceras o nacimientos del río, las zonas de media y baja pendiente sólo se dan a la salida del municipio de Jardín, En los sitios en donde el río desemboca en el río San Juan, predomina el relieve de fuertes pendientes.

Marco sismotectónico. El departamento de Antioquia, hace parte del norte de Colombia, que conjuntamente con el noroccidente de Venezuela y la parte oriental de Panamá, están situados cerca de la unión triple del Darién, de las placas de Nazca, caribe y Suramérica.

Esta unión triple se caracteriza por presentar una tectónica completa, donde los mecanismos primarios son la subducción y el fallamiento transcurrente. Además el nororiente colombiano, no hace parte en forma clara, de la placa de suramericana, ni de la placa del caribe, sino que más bien se trata de una zona amplia de

deformación de 600 Km de ancho, que existe entre las placas, aloriente de la unión triple del Darién. (Page, 1986)

La geología del nororiente colombiano, indica que la deformación se desarrolla en zonas amplias, con cambios en su localización en el tiempo y por lo tanto las condiciones tectónicas actuales en la región, solo han tenido vigencia en el Neógeno tardío.

La estructura cortical en esta región, está determinada por la interacción de un sistema complejo de fallas regionales, resultado de una tectónica compleja, que produce fallamiento recurrente y plegamiento a lo largo de estructuras antiguas, durante episodios de múltiples deformaciones.

La Cordillera Central se caracteriza por ser una cadena que ha sufrido intensos plegamientos y fallamientos de grandes magnitudes, que han oscurecidas las estructuras originales entre las diferentes unidades litológicas que la constituyen.

El departamento de Antioquia está enmarcado dentro de dos grandes sistemas de fallas, aproximadamente perpendiculares entre sí; el primer sistema está representado por las fallas de Palestina y Mulato al oriente y Cauca-Romeral, al oeste, con dirección NNE-SSW y NE-SW, las cuales coinciden con las direcciones generales de los sistemas tectónicos de la cadena Andina. El segundo sistema tiene una dirección aproximada NW-SW a E-W y está constituido por las fallas Monteloro, Nare, Nus, Caldera, Balseadero y El Bizcocho y los lineamientos de los ríos San Bartolomé y Arma.

Sismicidad y tectónica. La ubicación de Colombia dentro de una de las zonas sísmicas más activas de la tierra, (el anillo circumpacífico), cuya localización está en la zona de convergencia de las placas Caribe, Suramericana y Nazca, hace del occidente colombiano (incluida el área de estudio) una zona con alta susceptibilidad a eventos sísmicos de gran magnitud e intensidad. La complejidad sismotectónica del Noreste Colombiano, está determinada por la intrusión en el Océano Pacífico de la placa oceánica (Nazca) bajo la placa continental (Suramericana) y por un macrosistema de fallas (activas en un gran porcentaje), cuya dirección coincide con los ejes de las cordilleras occidental, central y oriental.

Estructuras regionales. Según Calle y Gonzáles (1980), el Suroeste Antioqueño ha sido afectado por estructuras geológicas enmarcadas en el Sistema de Fallas Cauca-Romeral. La historia tectónica del área de estudio y sus alrededores, está directamente relacionada con la Falla de Mistrató, que es de gran importancia, ya que su traza pasa relativamente cerca del proyecto, afectados por recientes movimientos telúricos. De acuerdo con el mapa geológico de Colombia (Ingeominas 1988), la traza de la falla de Mistrató va en dirección N-S y buzamiento subvertical hacia el este, y pone en contacto rocas Terciarias y Cretáceas, cuyo principal rasgo geomorfológico es el cañón del río San Juan, así como un escarpe continuo que tiene varios kilómetros en el tramo de carretera Andes-Hispania. La falla de Mistrató (al sur de la cabecera de Andes), se intercepta con la falla de la Mansa que es otra estructura regional perteneciente al mismo sistema, con dirección SE-NW y

atraviesa los municipios de Ciudad Bolívar y Andes. Como evidencia de esfuerzos tectónicos tanto distensionales como compresionales, se observa el desarrollo de plegamiento, fracturamiento y boudinaje, en los estratos sedimentarios. En el municipio de Andes, la quebrada La Chaparralita, presenta un control paralelo a La Mansa que parece ser una falla menor asociada a ésta. La Falla La Mansa al noroeste y la Falla Mistrató al oriente, definen en la zona una estructura parecida a una fosa con extensión este-oeste del orden de 2 Km y norte-sur de aproximadamente 1 Km.

En el departamento de Antioquia se destacan al oriente el sistema de fallas de Palestina (Otú, Mulatos, Jetudo, Norcasia y el Bagre). En el conjunto de fallas de la parte central sobresale el sistema de fallas de Romeral (SFR) y las fallas Espíritu Santo, Sabanalarga, Santa Rita, Nare, Nus, Balseadero, Caldera, El Bizcocho y Monteloro. Al occidente del departamento, se destacan las fallas de Uramita, Murindó, Cañasgordas, Portachuelos, Urrao, Encarnación y la Herradura. Las características principales de alguno de los sistemas de fallas, son los siguientes.

Sistema de palestina. Este sistema representa una falla de desgarre lateral derecha con un rumbo N10°-20° E. La zona tiene unos 350 kilómetros de longitud; controla gran parte de la geomorfología del valle del Magdalena en territorio Antioqueño, marcando el lindero oriental de la cordillera central. La falla Otú es la falla más antigua en la cordillera central con un desplazamiento sinestrolateral de 66 kilómetros.

Sistema de san jerónimo. La falla San Jerónimo define el límite oriental del terreno Calima y se extiende al sur como falla Campanario y se considera que hace parte del sistema de fallas de Palestina. Sin embargo, en Antioquia parece estar más relacionada al sistema de fallas de Romeral. Está falla está compuesta por muchas fallas paralelas a subparalelas inversas con una dirección NNE-SSW

Falla espíritu santo. Presenta una dirección regional N25° E y se extiende por 300 Km. a partir de Liborina, al norte de El Doce, cerca de Cáceres. Esta falla es la más destacada al norte del departamento de Antioquia ya que controla el cañón del río Cauca entre Valdivia y Caucasia. Esta falla evidencia actividad reciente y se constituye en una fuente de sismos de peligro para la región, mostrando evidencia de fallamiento con desplazamientos horizontales. Hacia el norte de este sitio, aparece cubierta por sedimentos del Cuaternario Tardío y parece prolongarse hacia el río Magdalena a lo largo de la margen sureste de la cuenca del Bajo Cauca.

Sistema cauca-romeral. Constituye un conjunto de fallas geológicas que son muy importantes ya que afectan gran parte del territorio Antioqueño y que tiene una gran extensión de 800 kilómetros a través de todo el territorio Colombiano que abarca desde el departamento de Córdoba hasta el vecino país de El Ecuador, esta falla está presente a lo largo del flanco occidental de la cordillera central. Varias zonas de este sistema han presentado actividad sísmica y por lo tanto, estos hechos demuestran que la faja que incluye el conjunto de fallas constituyen una zona de

peligro. En la faja del SFR las rocas están muy fracturadas y meteorizadas, estas condiciones determinan una alta susceptibilidad al desarrollo de movimientos en masa.

Las fallas más importantes en la parte occidental del departamento, son de oriente a occidente.

Fallas de Sabanalarga. Sistema constituido por las fallas Sabanalarga Oeste y Sabanalarga Este. La zona tiene unos 90 Km. de longitud y se extiende hacia el norte de Liborina. Al norte de la Pintada, este sistema presenta rasgos geomorfológicos más fuertes y continuos que cualquiera de las fallas de la región del Cauca. Las fuerzas mecánicas que originaron esta falla fueron las fallas de Santa Rita y Romeral.

Zona de falla Cauca. Corre paralelamente a la zona de falla de Romeral y por lo tanto sigue por el costado occidental, siendo su rumbo N-NE. Entre Bolombolo y Santa Fe de Antioquia, cubre una zona de 2 a 5 kilómetro de ancho, con ramificaciones y fallas anastomosadas. Esta falla se puede unir a la de Sabanalarga Este y hace parte de la zona de falla de Romeral. Cerca de Santa Fe de Antioquia, la falla del Cauca gira al occidente y se confunde con una zona angosta delimitada por las fallas Buriticá y Peque.

Falla de Anzá. Tiene unos 50 Km. de longitud, de dirección N-S, a N15° W, entre el sur de Bolombolo y la quebrada Noque. Al norte surge como alineamiento, que se une con las fallas Cañasgordas y Peque.

Falla de Peque. Tiene una longitud de unos 140 Km., con rumbo N15°E y se extiende entre Buriticá y las cabeceras del río San Jorge.

fallas de Urrao. También llamada en la parte oeste como falla Penderisco. Las fallas de Urrao, este y oeste, se encuentra en la parte alta de la cordillera Occidental, cerca de la población de Urrao. Estas fallas de rumbo norte, hacen parte de una serie de fallas de tendencia paralelas al eje de la cordillera. Tiene unos 75 Km. de longitud.

Falla Cañasgordas. También ha sido llamada como falla Tonusco por Álvarez y Gonzáles, esta falla se extiende desde Giraldo a lo largo de los ríos Tonusco y Sucio, hasta Dabeiba, con una longitud aproximada de 50 Km.; cerca de Cañasgordas tiene una dirección N50°W.

Falla Abriaquí. Se encuentra a 10 kilómetros al sur de Abriaquí, con dirección N50°W y se expande por 35 Km. entre Abriaquí al sur y Dabeiba al norte. Consta de varios ramales que cubren un área de 0.5 a 2 kilómetros de ancho.

Zona de Falla de Tukurá. Pertenece a una falla de tendencia norte, en la parte nórdica de la cordillera Occidental. La falla y alineamiento al sur del río Penderisco, hacen parte de esta zona, que se extiende hacia el norte y se interna en el Valle del río Sinú en una longitud de 240 Km.

Falla San Pedro. Tiene una extensión lineal notable, con una orientación de 25° Noreste y 120 Kilómetros de longitud, en el río San Juan de Urabá.

Zona de Falla Murri-Mutatá. Esta zona de falla está constituida por las fallas Murri en el sur y Mutatá en el norte. La zona se extiende por 300 Km., desde el río Penderisco, hasta el Mar Caribe, con una dirección entre N10°W y N25°W.

Falla Murindó. Está localizada en la parte oeste de la cordillera Occidental; se encuentra entre el río Arquía y el río Sucio, con una longitud de 100 Km. y dirección N10°W.

Falla Atrato. Esta falla ha sido propuesta según indicios, por varios autores a lo largo de la margen occidental de la cordillera Occidental, alineada Norte-Sur e indica que la masa que forma la mencionada cordillera fue levantada como un bloque, quedando deprimidos al borde occidental, formando de esta manera la cuenca costera del pacifico como el borde oriental que marca el hundimiento de la fosa del río Cauca.

Algunas de las fallas anteriores muestran evidencias de actividades del Plioceno tardío, la mayoría de estas son reactivación de fallas y zonas de cizalladura antiguas; los niveles de actividad varían de muy bajos a altos. Las fallas con grado de actividad moderado a alto, pertenecen a varias zonas de fallas con rumbo norte, especialmente en el departamento están las de Romeral y Murri - Mutatá. Las fallas individuales de las zonas, pueden producir sismos con una frecuencia relativamente moderada.

Otras fallas aisladas como la de Espíritu Santo, Urrao, Abriaqui y Tucurá, muestran grados moderados de actividad y pueden ser fuentes de sismos con una frecuencia de recurrencia baja a moderada.

Desde el punto de vista de sismicidad, históricamente Antioquia no ha sido un departamento que haya sido afectado severamente por sismos, debido en gran parte a la relativa distancia entre las fuentes sísmicas y los centro urbanos más importantes; sin embargo existe una alta vulnerabilidad a ellos debido fundamentalmente a la gran cantidad de construcciones que no cumplen con la Norma Sismo-resistente, bien sea por su construcción anterior o por desconocimiento del Código. Lo anterior está confirmado por los cuantiosos daños provocados por los sismos de Murindó el 17 y 18 de Octubre de 1992, donde en Medellín, la aceleración máxima medida fue de 0.03g, mientras que según el Código, en la ciudad debería construirse para resistir aceleraciones de 0.25g, es decir caso 10 veces mayores.

Los daños producidos por un sismo, dependen directamente de la distancia a las sismo-fuentes y de la magnitud del que ocurra; por estas razones los estudios de amenaza sísmica, se basan en gran parte en la investigación de estos factores.

Las fuentes potenciales de sismicidad para el Departamento de Antioquia, son las siguientes:

- Murindó: Es tal vez una de las de mayor importancia, no solo por la capacidad de producir sismos de muy alta magnitud, (hasta $M=7.5$), sino por la superficialidad de la misma y su poca atenuación.
- Viejo Caldas: Es la segunda en orden de peligrosidad, pero sus efectos son menores debido a que los sismos se generan a profundidades mayores de 30 Km.

- Pacífico: Corresponde aproximadamente al sector de Bahía Solano en el Chocó; es una sismo-fuente superficial, pero con su distancia los efectos se disminuyen sustancialmente.
- Bucaramanga: Es una falla sismo-fuente muy activa, pero su profundidad y distancia mitigan sustancialmente sus efectos.

Desde el punto de vista sísmico, gran parte del departamento está clasificado como de amenaza Intermedia. El municipio de Jardín se encuentra en zona de amenaza alta, con un valor de 0,20- 0,25 g. (Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), 2007) ver *Ilustración 36* (ANEXO 2)

Este tipo de amenaza puede tener para la zona origen tectónico o volcánico. Se considera igual para todo el trazado de la carretera evaluada, teniendo en cuenta que la relación entre la longitud del proyecto con la capacidad de liberación de energía a través de un evento sísmico, es insignificante.

Para el caso de los sismos de origen tectónico, este corresponde a la actividad proveniente de fallas geológicas de tipo regional activas, que liberan energía en el momento de ocurrir la ruptura o desplazamiento de bloques con movimientos horizontales o verticales relativos. En general en este tipo de falla el foco o hipocentro es poco profundo, no mayor de 20 Km. Su mecanismo de liberación de energía se da en la medida que un bloque es sometido a la acción de la fuerza tectónica, la cortante a lo largo del plano de falla llega al límite que imponen las fuerzas de fricción

y cohesión; al llegar a dicho límite, comienza el movimiento relativo entre los bloques y el esfuerzo de la propia falla disminuye hasta alcanzar el valor del coeficiente de fricción cinética; el relevo de los esfuerzos libera las deformaciones acumuladas hasta tal punto, que ya las deformaciones residuales no son suficientes para continuar el proceso de deslizamiento, puesto que los esfuerzos de fricción no lo permiten.

Este tipo de mecanismo, es el que puede eventualmente, generar sismos de moderada a alta magnitud, a partir del fenómeno de reactivación de fallas tales como el sistema Murindó, Cauca-Romeral, el sistema Cañasgordas o la falla Sabanalarga, los cuales se localizan cerca al área en donde se ubica el proyecto. La actividad sísmica histórica para este sistema de fallas tiene una densidad de focos y epicentros de moderada a alta y a partir de ellas se han originado terremotos como el que afectó a la zona de Murindó en Octubre de 1992.

De todas maneras, este tipo de amenaza es de alto a intermedio para la zona del proyecto, teniendo en cuenta la alta actividad tectónica, principalmente fallamientos de tipo regional con algún grado de actividad, y la potencial actividad volcánica de la cordillera Central. Vale la pena anotar que la mayoría de los sismos que se pueden presentar en el área, son de tipo superficial, los cuales pueden llegar a generar graves daños en superficie, debido a la poca o nula atenuación que tiene la energía liberada antes de llegar a su epicentro.

Para el caso que se requiera la construcción de obras civiles tales como puentes, pontones, bateas, muros de contención, etc. los cálculos estructurales se trabajaran con valores de aceleración pico esperada (Aa) de 0.30.

7.8. Estudio de Impacto Ambiental

Es necesario evaluar los efectos que ocasiona al medio ambiente la realización de este proyecto. Este análisis ayuda a buscar las medidas de protección que requiere la implantación de las estructuras.

Aspectos legales. El marco legal para la regulación y control del medio ambiente está contenido fundamentalmente en las leyes mencionadas en el capítulo 2.

Localización del Proyecto. Este proyecto está localizado en el Municipio de Jardín, que se encuentra en el suroeste del Departamento de Antioquia, limita por el norte con el municipio de Jericó, por el sur con el Departamento de Caldas, al oriente con el Municipio de Támesis y al Occidente con el municipio de Andes *Ilustración 37* (ver ANEXO 1)

Medio físico. El clima está definido por la influencia de las corrientes de agua fría de los farallones del Citará y de las corrientes cálidas provenientes del curso bajo y medio del río San Juan.

El municipio de Jardín cuenta con dos estaciones climatológicas con una elevación de 1800.0 msnm y 2005.0 msnm.

La temperatura promedio de la zona es de 19,1°C, pero puede alcanzar valores máximos de 30,2 °C y valores mínimos de 11,0 °C.

La zona se caracteriza por tener un periodo seco en los meses de Junio, Julio, Enero y Febrero y un periodo húmedo en los meses de Abril, Mayo, Octubre y Noviembre.

Los suelos del área de influencia pueden utilizarse para actividades agrícolas como son el cultivo del café, del plátano, la caña de azúcar y árboles frutales, estos terrenos están llenos de nutrientes y no presenta ninguna evidencia de erosión.

Para la caracterización de la cobertura vegetal en el área de influencia de la pequeña central hidroeléctrica río Claro se observó que en la micro cuenca se encuentran reductos de bosques nativos con especies como las que se muestra en la *Tabla 43* (ANEXO 1)

La importancia cultural que representa la vegetación de la zona está en el cultivo del café. La mayor parte de sus terrenos son aptos para la agricultura.

Según las condiciones de uso actual de los suelos en el área de influencia del proyecto, en el que la mayor parte de las tierras se encuentra fauna característica de la región, la magnitud de las obras civiles y su localización, permite deducir que los efectos ambientales directos serán despreciables y no contribuirán a aumentar el nivel de alteración de los ecosistemas terrestres, como tampoco contribuirá a mejorar su estado actual.

Es factible que se pueda presentar algunos efectos negativos indirectos y puntuales sobre la cobertura de unas pequeñas áreas del bosque, debido a que algunas obras del proyecto de generación eléctrica exigen remoción de vegetación menor, pero estos impactos son muy bajos si se tiene en cuenta los beneficios sociales que aportará el proyecto. Por otro lado se creará un plan de manejo ambiental que permita compensar y mejorar la cobertura del bosque natural.

De la evaluación, no se encontraron especímenes importantes y endémicos que fueran removidos. Solo se impactan algunos frutales y arbustos de tamaño menor.

Pero para contrarrestar estos puntos negativos tenemos que si las comunidades rurales son dotadas de energía eléctrica, es posible que el consumo de leña o de carbón disminuya así mismo se ayuda al cuidado del medio ambiente.

En cuanto a la Fauna terrestre se tiene registro de las principales familias encontradas en el lugar en el año 2006, en el inventario preliminar de insectos se encontraron 983 individuos, distribuidos en 13 órdenes, 69 familias y 24 géneros, donde los órdenes Coleoptera con 422 (45%), Díptera con 299 (25%) y Collembola con 167 (17%) especímenes respectivamente.

De igual manera, se realizó una recopilación de los estudios previos sobre aves en la vecindad del área de influencia del proyecto logrando documentar la presencia de 248 especies de aves pertenecientes a 46 familias, las cuales representan el 13,6% del total de especies colombianas. Se destacan familias como

Trochilidae, Tyranidae y Thraupidae, debido a su gran riqueza de especies en el área. Nueve de éstas son endémicas de Colombia. En jardín se conserva una de las últimas poblaciones del loro Orejiamarillo, una especie en peligro crítico de extinción; además de dos especies en peligro, dos vulnerables y seis casi amenazadas según el libro rojo de aves en Colombia. Los bosques de Jardín - Támesis también sirven de refugio a 40 especies de aves migratorias que pasan allí gran parte de la temporada de migración. Sin embargo en la zona del proyecto propiamente en el corredor de la conducción no se encontraron especies endémicas que puedan ser amenazadas

En conclusión se puede destacar los siguientes aspectos:

- El proyecto no demanda una deforestación importante y la limpieza que se requiere hacer a la ladera de la cuenca sólo se limita a rastrojo sin desforestar el bosque.
- La construcción de este proyecto no aflige ningún núcleo urbano asentado en la región.
- No se afectará ningún yacimiento de minerales, ni existe construcciones con interés Histórico-Cultural o sitios arqueológicos que merezca modificar el proyecto.
- La obra creará fuentes de empleo a los habitantes de la región sobre todo en las etapas de construcción de las obras civiles y montajes eléctricos, con la asesoría permanente de un grupo de ingenieros.

- Las vías de comunicación no se verán afectadas por la realización de este proyecto.
- La fauna encontrada a lo largo del río Claro puede llegar a afectarse y sufrir desplazamientos, aunque en el corredor del proyecto, no se encontraron especies endémicas que se puedan ver amenazadas, se sugiere realizar constantes muestreos y monitoreo de la fauna mientras se realiza la construcción para garantizar la permanencia de las especies en la zona y así mitigar este impacto.
- La realización de este proyecto no afectará la geología ni el clima de la región.

7.9. Estudio socioeconómico

Es muy importante conocer las condiciones sociales y económicas actuales de la población que será afectada por la ejecución de la obra ya que servirá de base para futuras comparaciones después de la construcción del proyecto, permitiendo al final el beneficio global.

Área de influencia del proyecto. La pequeña central Río Claro, estará localizada en jurisdicción del departamento de Antioquia, específicamente en el municipio de Jardín

Tanto la presa, tubería de conducción, almenara y casa de máquinas estarán ubicadas dentro de la jurisdicción del municipio de Jardín Antioquia.

El estudio socioeconómico contempla los aspectos que se encuentran en la **Tabla 44** en el (ANEXO 1) como son: Número actual de habitantes en el área, condiciones sociales de la población, salud, condiciones de infraestructura, existencia de acueducto, levantamiento socioeconómico de las poblaciones afectadas, condiciones sociales de la población, educación y vías de acceso.

La conducción en baja presión y la almenara serán subterráneas, minimizando el impacto visual. El proyecto no prevé generar impactos socioeconómicos importantes.

Es importante notar que el país tiene gran experiencia en la construcción de PCH'S y se ha visto que estas construcciones no conlleva problemas graves de índole social, económica o ambiental para la población local, pero siempre es importante tomar medidas preventivas y correctivas para mitigar los posibles impactos independientemente de su tamaño.

Las tecnologías que se han utilizado para la realización de este tipos de proyectos tanto en las etapas de diseño, construcción y operación ofrece ciertas ventajas tanto económicas como sociales y ambientales y además presenta una alternativa para fomentar la instalaciones de pequeñas centrales hidroeléctricas en lugares donde la topografía lo permita y así suplir las necesidades energéticas de la población que están alejados del sistema interconectado nacional y además le brinda la posibilidad a que cualquier persona nacional o jurídica pueda producir su propia energía ya sea para uso personal o venderla si lo requiere.

Toda construcción puede traer impactos sobre el medio humano algunos de estos impactos serían:

- Impacto visual
- Empleo
- Mejoras en el nivel de vida
- Actividades agroindustriales, comerciales y recreativas
- Mayor turismo
- Aumento de enfermedades

Durante la construcción, se sugiere realizar un Plan de Gestión Social, donde se realice programas dirigidos a la población para mitigar los posibles impactos que sean producidos por el desarrollo del proyecto.

7.10. Estudios Hidroenergéticos

El objetivo de estos estudios es cuantificar las pérdidas hidráulicas en las distintas estructuras en las que tengan relación con la fricción del agua y los materiales que conforman las diferentes obras por las que el agua será conducida.

En este capítulo se determina la potencia hidráulica que el lugar del aprovechamiento permite instalar, por lo que es importante determinar dos parámetros básicos, descarga, caída, y rendimiento tanto de la turbina como el generador.

La importancia del proyecto de manera general contempla la construcción de un azud o presa “tirol” en el lecho del río, con descarga de fondo y captación a través de rejilla de fondo.

El agua captada que pasa a través de la rejilla y del canal colector, es conducida a la cámara de recolección, donde se hace un predecantado de material grueso, para seguir su curso a través de una conducción en concreto tipo box-coulevard que permite sortear un tramo inestable en la ladera, de aproximadamente 80 m de longitud.

El agua conducida por el box-coulevard llega al desarenador o tanque de quietamiento donde se atrapan los sedimentos de menor tamaño (arenas); de aquí el agua pasa a la cámara de carga, encargada de garantizar la alimentación de la conducción en baja presión y evitar que este conducto trabaje aireado o a presión atmosférica. Al finalizar la conducción en baja presión mediante tubería en GRP semienterrada, se encuentra la almenara y la casa de válvulas, permitiendo respectivamente amortiguar los transitorios hidráulicos y aislar o proteger la conducción forzada, la que a través de tubería metálica expuesta, conduce el agua a la casa de máquinas donde se origina la transformación de la energía hidráulica en energía eléctrica, posteriormente el agua turbinada es nuevamente retornada al río Claro, mediante el canal de fuga.

Cálculo de las principales pérdidas hidráulicas.

- **Pérdidas en la admisión:** son las pérdidas asociadas a la entrada del agua en la estructura que compone el sistema hidráulico.

Por lo que las pérdidas de admisión se calculan a partir de la formula (7.28)

$$h_{pa} = \frac{V_a^2}{1,72 \times g} , \quad (7.28)$$

donde, V_a es la velocidad del agua en la entrada en m/s y se calcula gracias a la formula (7.29)

$$V_a = \varphi' \sqrt{2gS_0} , \quad (7.29)$$

donde, S_0 es la sumergencia en m y φ' es el coeficiente de abocinamiento en tuberías con un valor de 0,05.

Para hallar la sumergencia se tiene en cuenta las dimensiones de la toma de agua por lo que $S_0 = 2,69 \text{ m}$.

Se rempazan estos valores en la formula (7.29) dando una velocidad de 0,36 m por lo que la perdida de admisión da un valor de:

$$h_{pa} = \frac{0,36^2}{1,72 \times 9,81} = 0,0076 \text{ m} \approx 0 \text{ m}$$

- Pérdidas en la conducción (H_{pcc}): son las pérdidas asociadas a la conducción de baja presión y de alta presión. Estas pérdidas se presentan dependiendo de varias características como son el tipo de geometría, el material del que están construidas las tuberías, longitudes de las tuberías, etc.

- Conducción en baja presión: el agua pierde energía cuando pasa por la conducción, esto se da gracias a la rugosidad del material con la cual está construida la tubería, ya que si el material es muy rugoso se encuentran mayores pérdidas por lo que se necesitará más pendiente para conducir la misma cantidad de caudal.

Para calcular las pérdidas por el rozamiento en la tubería de baja presión se usa la fórmula de Hazen-Williams,

$$h_{pcc} = 10,643 \times (Q^{1,85}) \times (\lambda^{-1,85}) \times (D^{-4,87}) \times (L) \quad (7.30)$$

donde:

h_{pcc} = pérdida de carga en la conducción en metros.

Q = caudal en m^3/s .

λ = coeficiente de Hazen- Williams ver Tabla 45 (Ver ANEXO 1).

D = diámetro interno de la conducción en metros.

L = longitud de la conducción en metros.

Donde la pérdida de carga en la conducción da un valor de 3,16 m (usando λ con un valor de 130).

$$h_{pcc} = 3,16 \text{ m}$$

- Conducción en alta presión: Este tramo se encuentra entre la almenara y las turbinas. Las pérdidas hidráulicas que se presentan en esta conducción se calculan con la ecuación de Hazen-Williams fórmula (7.30).

Donde la pérdida de carga en la conducción de alta presión es de 0,70 m usando el mismo λ de la tubería de baja presión, ya que es del mismo material.

$$h_{pcof2} = 0,70 \text{ m}$$

las pérdidas totales en la conducción es:

$$h_{pco} = h_{pcof1} + h_{pcof2} \quad (7.31)$$

$$h_{pco} = 3,16 \text{ m} + 0,70 \text{ m} = 3,86 \text{ m}$$

- Pérdidas en los codos: Estas pérdidas están relacionadas a los cambios de dirección ya que se presentan fenómenos asociados a las turbulencias, que a su vez están relacionadas con el ángulo de la curva y con la relación R/D (R= radio del codo y D= diámetro interno del tubo).

Las mayores pérdidas hidráulicas se dan cuando existen curvas con ángulos inferiores a 90° por lo que al momento de diseñar, se debe tratar de no emplear ángulos de este tipo.

Para el cálculo de estas pérdidas se utilizan las curvas de Creager and Justin, presentadas en la *Ilustración 38* e

Ilustración 39 (ver ANEXO 2), el procedimiento para calcular estas pérdidas es el siguiente:

1. De la *Ilustración 38* (ANEXO 2) se toma el valor de K_{90} factor reducido a un ángulo de 90° el cual corresponde a la relación R/D (R= radio del codo y D= diámetro interno del tubo).
2. Luego en la *Ilustración 39* (ANEXO 2) se ubica el ángulo del codo estudiado y se obtiene el valor de la relación K/K_{90} .
3. Con el valor obtenido en el paso 2 y la relación del paso 1 se encuentra el valor k (factor desconocido) que corresponde al ángulo del codo en función de K_{90} .

Las pérdidas por cada codo, se calculan con la formula (7.32), por lo tanto las pérdidas en todos los codos será la suma de las pérdidas en cada uno de los codos.

$$h_{pcod} = \sum_{i=1}^n \left(K_i \times \frac{v^2}{2 \times g} \right) [m], \quad (7.32)$$

donde, K es el coeficiente de pérdidas por fricción, v es la velocidad del agua en el codo en m/s para la tubería de baja presión (1,85 m/s) y para alta presión (5 m/s) y g es la contante gravitacional (9.81 m/s^2).

En la Tabla 46 (ANEXO 1) se muestran todos los datos necesarios, las pérdidas de cada codo y la pérdida total en todos los codos de la conducción. En la *Ilustración 1* se encuentran los parámetros de un codo típico.

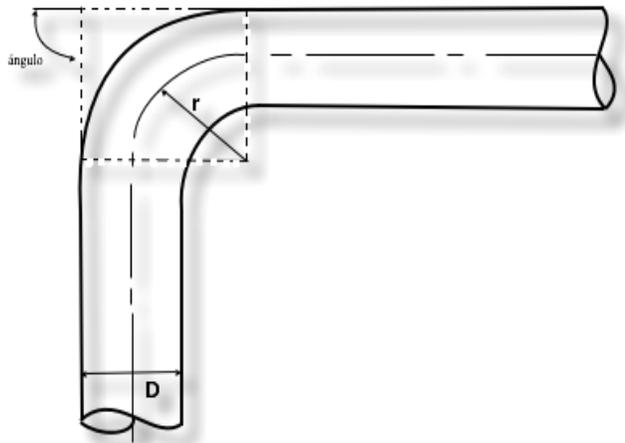


Ilustración 1. Parámetros de un codo típico

Pérdidas en la válvula mariposa de admisión a la tubería de alta presión:

Para la válvula del tipo mariposa, las pérdidas se calculan como:

$$h_{pva} = K_{va} \times \frac{V^2}{2g} [m], \quad (7.33)$$

$$K = \frac{0,183}{D^{1/3}} \quad (7.34)$$

La velocidad en la tubería de alta presión es de 2,72 m/s con un diámetro de 1,4 m por lo que la constante K da un valor de 0,1635 y unas pérdidas de $h_{pva} = 0,062 m$

- Pérdidas en las válvulas de admisión a las turbinas: Las válvulas se utilizan para controlar el flujo del caudal que llega a las turbinas, para esta pequeña central hidroeléctrica las válvulas a utilizar son válvulas del tipo cortina.

$$h_{pvat} = K_{va} \times \frac{V_a^2}{2g} [m] \quad (7.35)$$

$$K_{va} = \frac{e}{D_a} \quad (7.36)$$

Las pérdidas asociadas a estos dispositivos se dan por las turbulencias que se generan con los elementos que controlan el flujo. Estas pérdidas se calculan con la fórmulas (7.35) y (7.36).

Como para este proyecto se necesitan dos turbinas Francis se calcula el caudal que le llega a cada uno de ellas (Q_a),

la velocidad del caudal en cada una de sus ramificaciones (v_a) y el diámetro de la tubería de admisión de cada una de las turbinas (D_a). Ver *Ilustración 40* (ANEXO 2).

La tubería de alta presión se bifurca en dos tuberías, por lo que el Q_a es la mitad de Q dando un valor de $Q_a = 2,1 \text{ m}^3/\text{s}$.

Para calcular el diámetro de la tubería de admisión a las turbinas se tiene en cuenta la siguiente relación:

$$D_a = (60\% - 75\%)D$$

$$D_a = 1 \text{ m}.$$

La velocidad del agua en la bifurcación se calcula con la fórmula (7.37)

$$V_a = \frac{4 \times Q_a}{\pi \times D_a^2} [\text{m/s}], \quad (7.37)$$

Dando una velocidad de $V_a = 2,67 \text{ m/s}$

Con todos estos datos se procede a calcular las pérdidas en las válvulas de admisión dando un valor de $K_{va} = 0,05$ y $h_{pvat} = 0,018 \text{ m}$; pero como son dos válvulas, las pérdidas totales de las válvulas de admisión a las turbinas es de $h_{pvat(VM1yVM2)} = 0,036 \text{ m}$.

- **Pérdidas en la bifurcación:** Esta bifurcación se da por la necesidad de suministrar el caudal a dos unidades

generadoras, causando pérdidas hidráulicas que son calculadas de la siguiente manera:

$$h_{p\delta} = \frac{V^2 - V_a^2}{2g} + K \frac{V_a^2}{2g} [\text{m}], \quad (7.38)$$

El coeficiente K depende de las relaciones D_a/D y Q_a/Q y del ángulo de inclinación δ de la bifurcación. Por lo que para este proyecto estas relaciones dan un valor de: $Q_a/Q = 0,5$ y $D_a/D = 0,71$ dando un valor de $K=0,32$ (Júdez, 1979).

Se reemplaza estos valores en la fórmula (7.38) dando una pérdida de $h_{p\delta} = 0,2687 \text{ m}$.

- **Pérdidas en las rejillas:** Las rejillas coladeras son elementos que cumplen la función de impedir el ingreso de elementos flotantes a la conducción y así evitar que lleguen a las turbinas. Estas rejillas son diseñadas lo suficientemente robustas para que soporten golpes permanentes y sean de fácil acceso para su limpieza. Las pérdidas en las rejillas coladeras se producen debido a las turbulencias y reducción del área por la cual circula el agua, estas pérdidas normalmente son muy pequeñas y se calculan a partir de la fórmula (7.39).

$$h_{prej} = K_r \left(\frac{e_1}{e_2}\right)^{4/3} \times \sin \alpha \times \frac{V_r^2}{2g} [\text{m}], \quad (7.39)$$

donde,

e_1 =espesor de los barrotes con un valor de 5 cm

e_2 = distancia entre barrotes con un valor de 2,5 cm

K_r =coeficiente de pérdida dependiente de la forma del barrote; barrotes con forma rectangular, con reborde redondo en la entrada tiene un valor de 1,83

V_r =velocidad del agua a la entrada de la reja 0,49 m/s

α = ángulo de inclinación de la reja. Para unas pérdidas menores se toma de 80°; con todos estos datos se calculan las pérdidas en la rejilla dando un valor de 0,0087 m \approx 0 m

- Pérdidas totales en la conducción: Se calculan sumando todas las pérdidas particulares, las pérdidas totales en ningún caso pueden superar el 10% de la cabeza bruta.

$$H_p = h_{pa} + h_{pco} + h_{pcod} + h_{pva} + h_{pvat(VM1yVM2)} + h_{p\delta} + h_{prej}$$

$$H_p = 0 + 3,86 + 1,7492 + 0,062 + 0,036 + 0,2687 + 0$$

$$H_p = 5,97 \text{ m} < 6,7 \text{ m}$$

Cálculo de la caída líquida del proyecto y de la potencia.

La caída líquida del proyecto se encuentra con el valor de la caída bruta menos las pérdidas totales en la conducción. Esto se muestra en la fórmula (7.40).

$$H_n = H_B - H_p [m], \quad (7.40)$$

donde,

H_n = cabeza líquida del proyecto en m

H_B = cabeza bruta en m

H_p = pérdidas totales en la conducción en m

$$H_n = 67 \text{ m} - 5,97 \text{ m} = 61,03 \text{ m}$$

El cálculo de la potencia hidráulica está dada por la siguiente ecuación (7.41).

$$P = 9,801 \times Q \times H_n [Kw], \quad (8.41)$$

Donde, Q es el caudal en m^3/s y H_n es la cabeza líquida del proyecto en m, dando un valor en la potencia de 2512.25 Kw \approx 2500 Kw.

7.11. Energía media anual y factor de planta

De la función de la curva de duración de caudales, se estimó para un periodo de un año (8760 horas), la frecuencia de duración de caudales, ver **Tabla 47** (ANEXO 1)

Tomando los datos registrados de caudal como información suficiente para garantizar una aceptable confiabilidad para las estimaciones del potencial hidroeléctrico del río, se ha establecido como caudal promedio multianual en la bocatoma, el caudal de

diseño estimado por los métodos estadísticos, que corresponde a aquel cuya frecuencia de ocurrencia de excedencia es del 46%, en este caso $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$.

De la tabla de frecuencias, el valor medio del caudal es $3,29 \text{ m}^3/\text{s}$.

El factor de planta (f.p) es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período.

Se divide la curva de duración de caudales en 22 intervalos, quedando aproximadamente cada intervalo de 4.6%.

Se calcula para cada caudal de los 22 intervalos, el valor de la potencia, de acuerdo a la siguiente fórmula (7.42)

$$P = 9.801 \times Q \times f \times Hn \times Nt \times Ng, \quad (7.42)$$

Siendo, Hn = caída líquida con un valor de 61 m, f = frecuencia en p.u. del intervalo, Nt = eficiencia de la turbina con un valor de 0,92, Ng = eficiencia del generador con un valor de 0,94.

Se calculan para cada intervalo de 4.6% de frecuencia del caudal, ver *Tabla 47* (ANEXO 1), la potencia y la energía generada.

Dando como resultado una energía generada anual media de 15'803.496 kWh-año (15,8 GWh-año).

Quedando como:

Energía real generada en el año de 15,8 GWh

Si se pudiera generar todo el año a plena carga (4,2 MW), la energía total a plena carga en el año sería de 22,19 GWh.

Por lo tanto, el factor de planta (f.p) será:

$$f.p = \frac{\text{Energía real generada en el año}}{\text{Energía total a plena carga en el año}} \quad (7.43)$$

Si se reemplaza estos valores da un factor de planta de 0,71.

8. DIMENSIONAMIENTO BÁSICO DE LAS OBRAS CIVILES

8.1. Generalidades

Se presenta en este capítulo la descripción general del proyecto, información básica para definir los criterios básicos requeridos para el pre dimensionamiento de las principales obras que conforman el proyecto seleccionado en el análisis de la factibilidad técnica, económica y ambiental del proyecto hidroeléctrico Río Claro.

El esquema general para el desarrollo del proyecto definido en el presente estudio se apoya en la optimización técnica y económica de la correspondiente configuración seleccionada, para lo cual se contó con una buena base topográfica levantada en campo en escala 1:1000, obtenida del levantamiento en sitio y de las investigaciones geológicas preliminares realizadas.

El pre diseño de las obras civiles presentadas en este capítulo se enmarca en la determinación de las características básicas, cantidades y presupuestos de las diversas obras que conforman el proyecto, con miras a establecer la capacidad instalada económicamente óptima. En este sentido, para el esquema seleccionado, se pre diseñaron las obras civiles correspondientes al proyecto Río Claro, aplicando para tal efecto criterios uniformes y simplificados.

El dimensionamiento de las diversas obras civiles que conforman el proyecto estudiado, presentado en este capítulo e ilustrado en los

planos, corresponden al caudal de diseño y a la capacidad instalada finalmente seleccionada, así:

Tabla 14. Datos necesarios para la construcción de obras civiles

Caudal de diseño	4,2 m ³ /s
Capacidad instalada	2500 kW
Salto bruto	67 m
Salto neto	61 m
Cota nivel normal agua captación	1512 msnm
Cota lecho de captación	1509 msnm
Cota del piso sala de montajes casa de máquinas	1447,86 msnm
Cota del eje de turbina-generator	1489,6 msnm
Cota piso grupo turbina-generator	1443,6 msnm
Cota espejo de agua en la descarga	1434,20 msnm

Las obras civiles están constituidas por las siguientes estructuras hidráulicas: Presa, cámara de recolección, box-couvert, desarenador, cámara de carga, tubería de baja presión, chimenea de equilibrio o almenara, casa de válvulas, tubería de presión, casa de

máquinas y canal de descarga, como se ve en la *Ilustración 2*, y en los planos adjuntos.

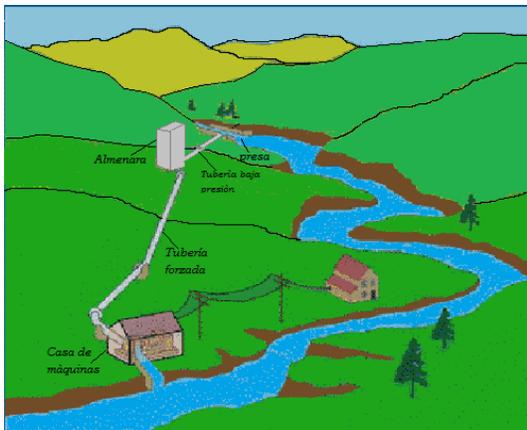


Ilustración 2. Obras civiles en una PCH'S

Se presenta inicialmente una descripción general de las obras civiles y los cálculos, el dimensionamiento básico de las obras civiles necesarias para la construcción de esta pequeña central hidroeléctrica.

La localización del sitio de presa para el proyecto Río Claro en el municipio de Jardín Antioquia, corresponde al sitio conocido como “Charco Largo”, en la vereda “El Tapado”, paraje del Campin, propiamente en la finca de propiedad de los señores López, a 100 metros de la troncal del café y a 5.0 kilómetros de la cabecera

Municipal de Jardín sobre la vía que comunica a esta población con el Municipio de Andes.

8.2. Presa

Las presas son obras hidráulicas donde su función es regular y captar un caudal determinado de agua para la producción de energía hidroeléctrica elevando las aguas del río, permitiendo el paso del agua, en caso de pequeñas centrales hidroeléctricas la altura de la presa no superan los 5 metros de altura.

La presa permite tomar agua del río, garantizando que la toma de agua sea constante, e impide el ingreso de materiales sólidos, además protege el sistema de crecientes extraordinarias producidas en épocas lluviosas o por cualquier otro tipo de evento fortuito.

El elemento adicional de una presa es el vertedero el cual está destinado a permitir el vertimiento de las aguas en exceso.

Es importante saber que la ubicación más apropiada para tener una presa es en los tramos rectos y estables del río, también depende de la topografía, la geología, la capacidad portante de los suelos y principalmente de las variaciones hidrológicas del lugar del proyecto.

Las presas se clasifican según su función, como presas de embalse o presas de derivación, estas presas sirven para aumentar el nivel del agua y hacer posible su derivación. Las primeras presas tienen como objetivo almacenar agua para regular el caudal del río, se disponen preferiblemente para elevar el nivel del agua ayudando de

esta manera a incrementar la carga; el almacenamiento de agua es un objetivo secundario. Las segundas presas son las más empleadas en las PCH y como su nombre lo indica permiten derivar el agua a una conducción. Según su construcción se pueden denominar: presas de tierra, presas de concreto, presas de gravedad, presas reforzadas y presas de arco.

Es importante conocer las condiciones básicas de una presa para que el funcionamiento sea óptimo. En particular la presa debe ser estable para cualquier tipo de condición y suministrar un nivel de estancamiento donde el volumen del agua sea suficiente para suministrar la demanda diaria. Para que una presa cumpla el criterio de estabilidad se debe analizar:

- a) Volcamiento
- b) Deslizamiento
- c) Aplastamiento
- d) Corte

Para la elección del tipo de presa que se pondrá en un proyecto depende de muchos factores como por ejemplo: la topografía, la seguridad de la estructura, el tamaño y ubicación del vertedero de crecidas, la economía y presupuesto, características hidrológica de la cuenca y geología del sitio.

En este proyecto se seleccionó una presa tipo tirol debido a que el río es de alta cordillera (pendiente media del río $> 17\%$) y este tipo

de presas se comportan de forma adecuada ante las crecientes en el río.

La presa tipo tirol está conforma por un azud vertedero con una rejilla de fondo, la que permite captar las aguas para el proyecto. Para esta descarga de agua se emplea una rejilla ubicada en forma transversal al cauce y los barrotes en dirección al flujo, además de evacuar los caudales de crecida determinados por la hidrología impidiendo que cause daños a la estructura. El azud tiene como objetivo, cumplir otros requisitos como: ser capaz de captar el caudal de diseño ya sea en estación seca como en estación de lluvias e impedir el paso de sedimentos gruesos hacia la estructura. En el caso que logren pasar partículas de menor tamaño estas serán evacuadas por medio del desarenador.

Sobre una presa actúan los siguientes tres tipos de fuerzas:

- Las fuerzas principales (fuerzas que siempre actúan sobre la estructura) fuerza del agua, fuerza del peso propio y fuerza de infiltración.
- Las fuerzas secundarias (estas fuerzas pueden ser temporales o no presentarse durante la vida útil de la presa) fuerza de sedimentos y la fuerza hidrodinámica de ondas)
- Las fuerzas excepcionales (fuerzas que se presentan durante eventos extremos) la fuerza sísmica o efectos tectónicos)

Las fuerzas que actúan en las presas son determinadas con exactitud ya que una falla en la presa implica grandes riesgos hasta pérdidas de vidas humanas. las principales fallas ordenadas de mayor a menor importancia son:

1. Acción del agua sobre el parámetro aguas arriba, estas fuerzas son de tipo estáticas o dinámicas.
2. Acción del agua por percolación (subpresión), mostrando esfuerzos especialmente en su base.
3. Resultante de ondas en la superficie líquida.
4. Fuerzas causadas por la desaceleración del escurrimiento.
5. Acción de los vientos sobre la corona de la presa.
6. Acción de los equipos fijos y móviles, sostenidos por la presa.
7. Resultantes del empuje de la tierra.
8. Efectos térmicos internos de la tierra.
9. Resultante del escurrimiento en su interior
10. Fuerzas generadas por los movimientos de la tierra
11. Resultante de los choques provocados por material transportado por el escurrimiento.

Descripción general de la presa y bocatoma. El eje de la presa, se encuentra localizado entre las veredas “El Tapado” en la margen derecha y la vereda “Verdún” en la margen izquierda, propiamente

en la finca del Sr. Mario Jaramillo, frente a la institución educativa “Miguel Ángel Valencia”.

El lugar elegido corresponde a un estrechamiento natural que hace el río en el sitio “Charco Largo”, treinta metros aguas abajo de la confluencia de la quebrada el Campino en el río Claro, en la cota 1509 msnm, en las coordenadas X= 1°135.481 , Y= 1°111.191.

Después de tomar las aguas y derivarlas por la margen derecha del río, se transformará el potencial hidráulico en energía eléctrica, y se descargará de nuevo el agua al río de igual nombre, unos 2253 m aguas abajo, en la cota 1434,20 msnm, coordenadas X= 1°134.203 , Y= 1°111.078.

La zona del proyecto dista unos 114 Km de la ciudad de Medellín por la vía que conduce al suroeste Antioqueño.

- El proyecto contempla un pequeño lago en la presa, cuyo nivel máximo de operación corresponde a la cota 1509,43 msnm, el nivel normal de operación corresponde a la cota 1512 msnm. El nivel del lecho del río está en la cota 1509 msnm.

Para el nivel máximo de operación el volumen almacenado es de 882 m³, inundando un área de 477 m² en una longitud de 53 m del eje de la presa.

La toma del proyecto será directa en el lecho del río, mediante la adopción de una presa tipo Tirol que combina la retención del agua y su derivación en una sola estructura conformada por la presa y

una descarga de fondo para evacuar los sedimentos depositados en el lago aguas arriba de la presa.

El realce del agua en la bocatoma se logra mediante un azud en concreto reforzado, construido en la presa tipo Tirol, de 2,57 m de altura, 11,85 m de longitud en la cresta, con un ancho en la cresta del vertedero del azud de 8 m; dotada en la margen izquierda, de una estructura para la descarga de fondo con una compuerta plana de vástago saliente con operación manual, para el desgrave del vaso del afluente, de 1.40 m de alto por 1.0 m de ancho. La presa y bocatoma está construida en concreto con acero de refuerzo con un volumen de concreto del orden de 166 m³ y 2,218 Kg de acero de refuerzo.

La presa estará fundada en una garganta natural conformada por roca volcánica tipo basalto, de muy buena competencia mecánica (3000 kgf/cm²), con lecho en roca y taludes que superan hasta los 18 metros, revestido a ambos lados de roca basáltica.

El cuerpo de la presa, funcionará como vertedero y canal colector para la toma de agua y tendrá una capacidad para controlar una creciente de 22 m³/s, que corresponde a la creciente máxima probable con recurrencia de 200 años.

La cresta del azud de la presa que sirve de vertedero está en la cota 1511,566 msnm.

El ancho del río en la zona de la presa Tirol es variable de 8 a 10 m. En la luz disponible para fundar la presa, se dispondrá un azud vertedero de 8 m de longitud quedando un espacio labrado en la

roca de 3,85 m para la descarga de fondo y el pre decantador en la cámara de recolección.

El ancho del azud de la presa Tirol será de 8 m, la longitud del macizo de la presa será de 11,72 m y la longitud del deflector de 4,0 m al nivel del impacto del chorro.

El canal de descarga de fondo de la presa se construirá sobre la margen derecha.

Para el acceso a los equipos de la descarga de fondo, a 14,0 m de altura del lecho del río, se construirá una losa puente peatonal de 1,40 m de ancho para encerrar toda la estructura, con el fin de comunicar ambas márgenes del río y para operar los diferentes equipos.

En este tipo de presa, la admisión del agua del Río Claro, se hará mediante una toma en el lecho, diseñada de tal forma que permita captar el agua motriz desde el fondo mismo del río; para lo cual se dispondrá de un colector fijado en dirección del flujo, cubierto con una rejilla. Las barras de la rejilla se tenderán en dirección de la corriente, y las mismas impedirán el ingreso de sedimentos más gruesos al colector, los cuales serán evacuados y transportados hacia aguas abajo. Granos con tamaños menores que el espaciamiento de las barras de la rejilla (2") serán llevados con el agua derivada por el colector y serán separados posteriormente en un pre-decantador en la cámara de recolección y en el desarenador localizado después del box- couvert.

La estructura ubicada en el lecho del río tendrá forma de vertedero, será de construcción maciza en concreto anclada y fundada en la roca basáltica, el ángulo de inclinación de la rejilla será de 3%, el borde libre entre el nivel de agua en el colector y la cota superior de la rejilla será en promedio de 0,25 m. El tirante del colector (profundidad del agua) será de 1,38 m. El colector tendrá una pendiente de 3% para garantizar la evacuación de los sedimentos introducidos por la rejilla.

Para el caso en que la cantidad máxima posible de agua captada sea mayor que la descarga en épocas de estiaje o de verano, (90% permanencia), operará la compuerta plana con el fin de garantizar el caudal ecológico de $0,62 \text{ m}^3/\text{s}$ y evitar así que el tramo de agua localizado abajo de la presa quede seco, aunque esto se presentaría sólo en un tramo de aproximadamente 150 m de longitud, por la presencia de tres afluentes principales que le caen al río, y que podrán mantener el lecho con agua durante el período de aguas bajas.

El caudal de diseño de la captación es de $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$, que corresponde al 90 % de permanencia del río.

La descarga de fondo la conforma un canal de 1 m de ancho por 10,22 m de longitud, con una placa de fondo que hace de solera con una pendiente del 3%, la descarga de fondo posee un vano de admisión de $1,4 \times 1,0 \text{ m}$, dotado de una compuerta plana de vástago saliente operada manualmente, desde la parte superior de la estructura. El umbral de la compuerta se localiza en el lecho del río

en la cota 1509 msnm para permitir la evacuación de los sedimentos.

Criterios para la presa. La toma se realizará a través de una presa espesa tipo TIROL construida en concreto reforzado, con altura de 2,57 m.

Para el esquema básico del sistema de derivación temporal del río Claro para la construcción de la presa de toma se hacen ciertas consideraciones:

- La presa prevista es de tipo tirol o toma de fondo a través de rejilla en concreto reforzado.
- Se previó la construcción de una descarga de fondo en la margen izquierda de la presa, dotada de una compuerta plana deslizante, la cual podrá servir para desvío durante la construcción y también para evacuar el caudal de garantía ambiental durante la época de estiaje y $4 \text{ m}^3/\text{s}$ durante las crecientes máximas del río.
- Teniendo en cuenta este tipo de presa, se tiene que la desviación se dimensionará teniendo en cuenta que se tiene que prevenir los sobrepasos para los caudales poco frecuentes durante la construcción.
- Para el vertedero de excesos se adoptó esté sin compuertas de control, con caída libre para impactar aguas abajo de la presa, en un pozo amortiguador disipando así la energía de choque.

- El vertedero se dimensionó teniendo en cuenta el tránsito de la creciente con periodo de retorno de 200 años, operando conjuntamente con la compuerta plana de fondo, de tal manera que se pueda evacuar hasta $18 \text{ m}^3/\text{s}$, ya que los $4 \text{ m}^3/\text{s}$ restantes para los $22 \text{ m}^3/\text{s}$ máximos, se evacuaran por la descarga de fondo.
- El vertedero estará compuesto por un vano, para la descarga máxima.
- En la parte superior del azud en una altura de 8 m de este, se construirá un puente para facilitar el acceso a ambos estribos de la presa (no ilustrado en los planos).
- El labio del vertedero de excesos se ubicará por arriba de la altura mínima requerida para que la presa logre la derivación de $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$ hacia la casa de máquinas.
- La presa se pre diseñó con un conducto para descarga de los caudales hacia aguas abajo de la presa. El conducto se proyecta como descarga de fondo para la descarga del caudal ambiental y limpieza de sedimentos en el lago del embalse formado por la presa.
- La descarga de fondo se dimensionó lo suficientemente grande, para que se permita el lavado de sedimentos en el lago aguas arriba de la presa y de esta manera mantener libre el lago y la descarga de caudales hacia aguas abajo. Para este fin se adoptó una velocidad de flujo en la descarga de hasta $6,0 \text{ m/s}$. También se tienen en cuenta los caudales a transitar por crecientes en conjunto con el vertedero propio de la presa para evacuar los excesos. En este diseño la descarga de fondo está en capacidad de evacuar $4 \text{ m}^3/\text{s}$
- En condiciones normales de operación, la rejilla de fondo en la bocatoma, se calculó para captar el caudal de diseño más la descarga controlada de caudales de garantía ambiental.
- En épocas de estiaje la descarga de caudales de garantía ambiental se diseñó para ser descargado a través de la compuerta de descarga de fondo.
- El nivel mínimo de operación de la presa se define teniendo en cuenta el nivel de agua necesario para garantizar el flujo hacia aguas abajo de la presa de los caudales de garantía ambiental.
- De acuerdo con la ubicación de la conducción, las obras de descarga de caudales se dispuso por la margen izquierda del río.
- La presa se localizó a la salida de la curva que realiza el río aguas abajo de la desembocadura de la Quebrada El Campino con el fin de reducir el ancho de la presa, aprovechando la geología existente y el estrechamiento encontrado en el sitio conocido como “ Charco Largo” y desde el punto de vista sedimentológico para evitar la colocación de sedimentos a la entrada de la obra de toma

por reducción de velocidad del flujo en la curva del río y sobre la margen derecha del mismo.

- El perfil del vertedero se adoptó para una creciente con periodo de retorno de 200 años, por lo tanto la altura de los muros de protección de la estructura se estimó para el paso de la creciente con periodo de retorno igual a 200 años ($22 \text{ m}^3/\text{s}$)
- La rejilla de la bocatoma y el canal colector tiene la capacidad suficiente para manejar el caudal de $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$ correspondiente al caudal de diseño de la central adoptando una velocidad aproximada de $0,6 \text{ m/s}$, disminuyendo los riesgos de taponamiento en corto tiempo y haciendo que los cuerpos que lleguen a la rejilla tengan adherencia al ser retenidos y caigan al fondo. Igual que este caso, la rejilla de la salida para el caudal ecológico, se adopta para manejar una velocidad de $0,6 \text{ m/s}$ con el fin de disminuir los riesgos de taponamiento en corto tiempo y que los cuerpos que lleguen a las rejillas tengan adherencia al ser retenidos y caigan al fondo.
- La separación entre barras en la rejilla se adoptó de $2''$ para un espesor de las barras es de $1''$

8.3. Partes de la presa tipo tirol.

Las partes que conforman una bocatoma de fondo, son:

- Azud: Estructura de derivación que permite elevar el nivel de las aguas además permite captar y soltar el agua excedente que no debe ingresar al sistema, también se conoce como presa vertedora ya que está se construye en sentido transversal al río propiciando así la evacuación del nivel del agua y es vertedora porque permite el paso del agua no derivada, se utiliza para PCH'S en sitios donde el caudal es relativamente pequeño.
- Soleras: Losa en concreto o en roca que se ubica aguas arriba y aguas abajo de la presa, se usa para proteger la presa de la erosión.
- Muros laterales: Conducen el agua del río hacia la rejilla y protegen la presa de las avalanchas o crecientes, se construyen en concreto.
- Canal colector: Recibe el agua que pasa a través de la rejilla y entrega esta agua a la cámara de recolección, comúnmente se construye de manera rectangular para así facilitar su construcción y su mantenimiento, esta estructura cuenta con una pendiente del orden del 3% para así garantizar que el agua tenga una velocidad adecuada y no exista ninguna sedimentación.
- Rejilla: Se ubica sobre el canal colector que está dentro de la presa, la longitud de la rejilla como la del canal colector puede ser igual o menor a la longitud de la presa, esto depende de la necesidad del caudal que se ha quiere

captar, tanto las barras como el marco suelen ser de hierro, con una separación entre ellos de 5 a 10 centímetros y un diámetro de 1/2", 3/4" o 1".

- **Cámara de recolección:** Su forma puede ser cuadrada o rectangular, con muros de concreto y espesor generalmente de 30 cm; en su interior hay un vertedero de labio para conformar el pre-decantador, debajo del paramento del vertedero se dispone de una tubería con válvula tipo carriel para evacuar los sedimentos al río. su función es regresar los sedimentos mayores atrapados a su cauce. Teniendo en cuenta los efectos de seguridad e impedir accidentes se dispone de una rejilla en la parte superior con una escalera para que el personal de mantenimiento pueda entrar, esté orificio también sirve de aireador para evitar el colapso del conducto ante una eventual obstrucción de la rejilla.
- **Pre-decantador:** Canal de sección rectangular localizado en la cámara de recolección con una profundidad efectiva, su objetivo es atrapar la mayor cantidad de sedimento grueso granular a una cierta distancia aguas abajo de la rejilla.
- **Tubería de desfogue:** Es una tubería en GRP de pendiente variable, de 16" de diámetro, 17 metros de longitud embebida en concreto, localizado en el fondo del canal de transición, con válvula de aislamiento manual tipo carriel, localizada en el extremo final de está. Esta tubería permite

el paso del material granular atrapado en el pre-decantador, hasta el foso de impacto al final del deflector del azud.

- **Canal de transición:** El canal de transición está localizado contiguo a la cámara de recolección y permite interligar la cámara de recolección con el box- couvert, el canal es totalmente cerrado de sección transversal rectangular de 1,75 m de profundidad, 1,65 m de ancho y 14,50 m de longitud. Este canal posee en su extremo un vertedero lateral de 7,59 m que permite regular el caudal derivado hacia casa de máquinas, el vertedero lateral descarga las aguas de exceso al foso de impacto localizado al final del deflector del azud.

8.4. Diseño de la presa tipo tirol.

En este aparte se presentan las ecuaciones para cada parte de la presa. Inicialmente para realizar el diseño de la presa es necesario conocer el punto donde se ubicará la bocatoma, el caudal en el sitio de la bocatoma, la cota del fondo del río y el ancho del río.

Tabla 15. Datos para calcular la presa

Caudal de diseño	$4,2 \text{ m}^3/\text{s}$
Caudal mínimo	$0,79 \text{ m}^3/\text{s}$

Caudal máximo	$18 \text{ m}^3/\text{s}$
Caudal medio	$4,8 \text{ m}^3/\text{s}$
Ancho del azud	8 m (azud)

$$V_r = \frac{Q}{L \times H}, \quad (8.2)$$

$$V_r = \frac{4,2}{8 \times 0,434} = 1,21 \text{ m/s}$$

- La bocatoma y la garganta de la bocatoma se diseñaron como un vertedero en forma rectangular. Con el fin de determinar el valor de la lámina de agua en las condiciones de diseño siguiendo la ecuación (8.1) que corresponde a:

$$H = \left(\frac{Q}{1,84 \times L} \right)^{2/3}, \quad (8.1)$$

donde,

L: ancho del río en m.

Q: caudal de diseño en m^3/s .

$$H = \left(\frac{4,2}{1,84 \times 8} \right)^{2/3} = 0,434 \text{ m}$$

Para encontrar la velocidad del agua cuando pasa por la rejilla se usa la ecuación (8.2), esta velocidad se puede encontrar entre 0,3 y 3,0 m/s ya que al cumplir esta condición se puede aplicar las ecuaciones de H. Babbitt la cual permite calcular el ancho del canal colector.

Por lo que $0,3 \text{ m/s} < 1,21 \text{ m/s} < 3,0 \text{ m/s}$ se cumple, se pueden usar las ecuaciones de H. Babbitt.

- Para calcular el canal colector se utilizan las ecuaciones de alcance de chorro (8.3), (8.4) y (8.5), con estas ecuaciones se determina el ancho del canal colector

$$X_s = 0,36 \times V_r^{2/3} + 0,60 \times H^{4/7}, \quad (8.3)$$

$$X_i = 0,18 \times V_r^{4/7} + 0,74 \times H^{2/3}, \quad (8.4)$$

$$B \geq X_s + 0,10, \quad (8.5)$$

donde,

X_s = Alcance del filo superior en metros.

X_i = Alcance del filo inferior en metros.

V_r = Velocidad del río en metros sobre segundo.

H= Profundidad de la lámina de agua sobre la presa en metros.

B= Ancho del canal colector en metros.

$$X_s = 0,36 \times 1,21^{2/3} + 0,60 \times 0,434^{4/7} = 0,78 \text{ m}$$

$$X_i = 0,18 \times 1,21^{4/7} + 0,74 \times 0,434^{2/3} \\ = 0,60 \text{ m}$$

$$B \geq 0,78 + 0,10 = 0,88 \text{ m}$$

Se toma un ancho de $\approx 1,8 \text{ m}$

- Para hacer el diseño de la rejilla se considera la disposición de las barras en forma perpendicular a la presa, quedando de este modo en la misma dirección del flujo. Para calcular el área neta de la rejilla se utiliza la fórmula (8.6) donde " A_n " es el área neta de la rejilla (m^2), " a " es la separación entre cada barra (m), " N " es el número de orificios entre las barras y " b " es el diámetro.

$$A_n = aBN, \quad (8.6)$$

$$A_n = \frac{Q}{0,9 \times V_b}, \quad (8.7)$$

Se adoptan barras de 1" de diámetro con una separación entre ellas de 2", y además se toma la velocidad del agua entre las barras de $0,6 \text{ m/s}$.

El área total de la rejilla es:

$$A_T = N \times a \times B + N \times b \times B$$

$$A_T = B \times N \times (a + b) \quad (8.8)$$

$$L = N(a + b) \quad (8.9)$$

$$e = \frac{A_n}{A_T} \quad (8.10)$$

donde "e" es el porcentaje útil de la rejilla y "L" es la longitud de la rejilla.

Si reemplazamos la ecuación (8.9) en la ecuación (8.8) y luego la sustituimos en la ecuación (8.10) donde al final despejamos el área neta nos queda la ecuación (8.11).

$$A_n = \frac{a}{(a + b)} \times B \times L \quad (8.11)$$

Despejando la longitud de la rejilla nos queda,

$$L = \frac{A_n \times (a + b)}{a \times B} \quad (8.12)$$

Y para calcular el número de orificios de la rejilla se obtiene de la ecuación (8.6) despejando N.

Usando las ecuaciones desde la (8.6) hasta la (8.12) se obtiene lo siguiente:

$$A_n = \frac{4,2}{0,9 \times 0,6} = 7,78 \text{ m}^2$$

$$L = \frac{7,78 \times (0,0508 + 0,0254)}{0,0508 \times 1,8} = 6,4833 \text{ m} \approx 6,5 \text{ m}$$

recalculando, se tiene de la ecuación (8.11) lo siguiente:

$$A_n = \frac{0,0508}{(0,0508 + 0,0254)} \times 1,8 \times 6,5 = 7,8 \text{ m}^2$$

el número de orificios es:

$$N = \frac{7,8}{0,0508 \times 1,8} = 85,30 \text{ orificios}$$

se adoptan 86 orificios separados entre sí 2" por lo que se obtiene las siguientes condiciones finales:

$$A_n = 0,0508 \times 1,8 \times 86 = 7,86 \text{ m}^2$$

$$V_b = \frac{4,2}{0,9 \times 7,86} = 0,5937 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$L_r = \frac{7,86 \times (0,0508 + 0,0254)}{0,0508 \times 1,8} = 6,55 \text{ m}$$

- Para deducir los niveles de agua en el canal de aducción tanto para aguas abajo como para aguas arriba se obtienen en las ecuaciones (8.13), (8.14) y (8.15) respectivamente ya que la entrega del agua a la cámara de recolección es en descarga libre.

$$h_e = h_c = \left(\frac{Q^2}{g \times B^2} \right)^{1/3}, \quad (8.13)$$

$$L_{canal} = L_{rejilla} + \text{espesor del muro}, \quad (8.14)$$

Se toma como espesor del muro el valor de 0,3 m.

h_e = profundidad aguas abajo (m).

h_c = profundidad crítica (m).

$$h_e = h_c = \left(\frac{4,2^2}{9,81 \times 1,8^2} \right)^{1/3} = 0,82 \text{ m}$$

$$L_{canal} = 6,55 + 0,3 = 6,85 \text{ m} \approx 7,0 \text{ m}$$

Se admite que todo el volumen del agua se toma al inicio del canal, por lo que se calcula por medio del análisis de cantidad de movimiento en el mismo, formula (8.15), donde se obtiene el nivel de la lámina aguas arriba.

$$h_o = \left[2h_e^2 + \left(h_e - \frac{i \times L_{canal}}{3} \right)^2 \right]^{1/2} - \frac{2}{3} i \times l_{canal} \quad (9.15)$$

Siendo, h_o = profundidad aguas arriba (m) e i = pendiente del fondo del canal, en este caso la pendiente es de 3%.

$$h_o = \left[2(0,82)^2 + \left(0,82 - \frac{0,03 \times 7,0}{3} \right)^2 \right]^{1/2} - \frac{2}{3} (0,03 \times 7,0)$$

$$h_o = 1,24 \text{ m}$$

La altura total de los muros del canal de aducción se calculan con las ecuaciones (8.16) y (8.17).

$$H_o = h_o + bL \quad (8.16)$$

$$H_e = H_o + iL_{canal} \quad (8.17)$$

$$H_o = 1,38 + 0,25 = 1,63 \text{ m}$$

$$H_e = 1,63 + (0,03 \times 6,85) = 1,83 \text{ m}$$

Y la velocidad del agua al final del canal se da en la ecuación (8.18), donde su valor se encuentra entre 0,3 m/s y 3 m/s, para que la ecuación de dimensionamiento de la cámara sea válida.

$$V_e = \frac{Q}{B \times h_e} \quad (8.18)$$

$$V_e = \frac{4,2}{1,8 \times 0,82} = 2,84 \text{ m/s}$$

Se acepta esta velocidad ya que se encuentra dentro del rango, $3 \text{ m/s} < 2,84 \text{ m/s} < 3,0 \text{ m/s}$

- Ahora para diseñar la cámara de recolección se usan de nuevo las ecuaciones de chorro donde se sustituyen los

términos de la condición de entrada a la cámara de recolección, además se necesitan los cálculos hidráulicos los cuales dan las condiciones mínimas de la cámara de recolección. Se tiene en cuenta que las dimensiones de está son apropiadas para que se pueda realizar su adecuado mantenimiento.

$$X_s = 0,36 \times V_e^{2/3} + 0,60 \times h_e^{4/7}, \quad (8.19)$$

$$X_i = 0,18 \times V_e^{4/7} + 0,74 \times h_e^{2/3}, \quad (8.20)$$

$$B_{cámara} = X_s + 0,30, \quad (8.21)$$

La profundidad de la cámara cubrirá las pérdidas por entrada y fricción del canal que se dan entre la bocatoma y el desarenador.

El borde libre de la cámara se toma de 25 cm por lo que el fondo de la cámara estará a 55 cm por debajo de la cota del fondo del canal de aducción a la entrega.

$$X_s = 0,36 \times (2,84)^{2/3} + 0,60 \times (0,82)^{4/7}$$

$$= 1,25 \text{ m}$$

$$X_i = 0,18 \times (2,84)^{4/7} + 0,74 \times (0,82)^{2/3}$$

$$= 0,96 \text{ m}$$

$$B_{cámara} = 1,25 + 0,30 = 1,55 \text{ m}$$

Por facilidad de acceso y mantenimiento se adopta una cámara de 1,65 m.

- Para el cálculo de la altura de los muros de la cámara de recolección se toma el caudal máximo del río que pasaría por el azud, que es de $18 \text{ m}^3/\text{s}$, la altura de la lámina de agua en la garganta de la bocatoma está dado en la ecuación (8.22), además se deja un borde libre de 40 cm.

$$H = \left(\frac{Q_{\max}}{1,84L} \right)^{2/3} \quad (8.22)$$

-

$$H = \left(\frac{18}{1,84 \times 8} \right)^{2/3} = 1,1435 \approx 1,15 \text{ m}$$

dejando un borde libre de 40 cm, la altura de los muros serán de $1,54 \approx 1,6 \text{ m}$

- Para el diseño de la zona limpia y excesos, se toma el caudal medio que fue de $4,12 \text{ m}^3/\text{s}$

Donde para calcular la altura de la lámina de agua en la garganta y el caudal de exceso se usan las ecuaciones siguientes:

$$H = \left(\frac{Q_{\text{medio}}}{1,84L} \right)^{2/3} \quad (8.23)$$

$$Q_{\text{cap}} = CdA_n \sqrt{2gH} \quad (8.24)$$

$$Q_{\text{excesos}} = Q_{\text{cap}} - Q_{\text{diseño}} \quad (8.25)$$

donde,

Q_{cap} = caudal a través de la rejilla (m^3/s).

Cd = coeficiente de descarga (0,3).

H = altura de la lámina agua la rejilla (m).

$$H = \left(\frac{4,8}{1,84 \times 8} \right)^{2/3} = 0,4737 \text{ m} \approx 0,48 \text{ m}$$

$$Q_{\text{cap}} = 0,3 \times 7,86 \sqrt{2 \times 9,81 \times 0,48} = 7,18 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q_{\text{excesos}} = 7,18 - 4,2 = 2,98 \text{ m}^3/\text{s}$$

Las condiciones en el vertedero de excesos tanto de la altura, la velocidad y el alcance serán dadas por las siguientes expresiones:

$$H_{\text{exc}} = \left(\frac{Q_{\text{exc}}}{1,84 \times B_{\text{camara}}} \right)^{2/3} \quad (8.26)$$

$$V_{\text{exc}} = \frac{Q_{\text{exc}}}{H_{\text{exc}} \times B_{\text{camara}}} \quad (8.27)$$

$$X_s = 0,36 \times V_{\text{exc}}^{2/3} + 0,60 \times H_{\text{exc}}^{4/7} \quad (8.28)$$

Remplazando en las ecuaciones anteriores (8.26), (8.27) y (8.28) nos da:

$$H_{exc} = \left(\frac{2,98}{1,84 \times 1,65} \right)^{2/3} = 0,9876 \text{ m} \approx 0,99 \text{ m}$$

$$V_{exc} = \frac{2,98}{0,99 \times 1,65} = 1,82 \text{ m/s}$$

$$X_s = 0,36 \times (1,82)^{2/3} + 0,60 \times (0,99)^{4/7} = 1,1332 \text{ m}$$

El vertedero de excesos estará colocado a 2,20 m de la pared aguas abajo de la cámara de recolección, dado que la reja tiene un ancho de 1,80 m.

Para calcular el fondo de la cámara de recolección aplicamos la ecuación de continuidad:

$$Q = v \times A = v(1,65 \times h_{cr}) \text{ m}^3/\text{s},$$

Donde h_{cr} = altura de la cámara de recolección en m, v = velocidad del agua en la cámara de recolección con un valor típico de 1,59 m/s, donde la altura de la cámara de recolección es de 1,6 m.

- Para el cálculo de las elevaciones se tiene que conocer la cota inicial de captación, que para este proyecto se tiene 1509 m.s.n.m en el lecho del río, con una altura de presa de 2,566 m, se obtiene la cota 1511,566 msnm donde se encuentra la rejilla.

Láminas sobre la presa

- Diseño: 1511,566+0,434= 1512 msnm
- Máxima: 1511,566+1,15= 1512,716 msnm
- Promedio: 1511,566+0,48=1512,046 msnm
- Corona sobre los muros de contención: 1511,566+1,6=1513,166 msnm

Canal de aducción

- Fondo aguas arriba: 1511,566-1,63= 1509,936 msnm
- Fondo aguas abajo: 1511,566-1,83=1509,736 msnm
- Lámina aguas arriba: 1509,936+1,38=1511.316 msnm
- Lámina aguas abajo= 1509,736+0,82=1510,556 msnm

Cámara de recolección

- Lámina de agua: 1509,736-0,25=1509,486 msnm
- Cresta de vertedero de exceso: 1509,486 - 0,99 =1508.496 msnm
- Fondo: 1509,486 -1,6=1507.88 msnm

Tabla 16. Características técnicas de la presa

Tipo de presa	Vertedora con toma de fondo
Longitud de la presa, bocatoma y descarga de fondo	11,85 m
Altura de la presa	2,57 m
Volumen concreto	166 m ³
Nivel máximo de agua en la presa	1512,716 msnm
Nivel del lecho de captación	1509 msnm
Nivel normal de operación	1512 msnm
Volumen de agua almacenada	477 m ³
Dimensiones de la rejilla de fondo	6,70 m de largo x 1,80 m de ancho
Dimensiones del canal colector	7 m de longitud x 1,80 m de ancho y profundidad variable de 1,63 m a 1,83 m
Pendiente del colector	3%

El diseño de la presa se puede ver en los planos RCL-PRS-EH-02, RCL-PRS-EH-03, RCL-PRS-EH-04, RCL-PRS-EH-05 y RCL-PRS-EH-07

8.5. Box-culvert

Es una estructura de conducción construida en concreto reforzado compuesta por un sistema modular en el que cada parte se conecta con el otro formando un túnel falso, cada elemento se empalma con el otro a través de un espigo, el cual tiene un sellante bituminoso, que al estar sometido a presión forma un sello hidráulico hermético.

Características

- Se puede instalar bajo recubrimientos limitados, aprovechando el ancho y limitando su altura.
- Se funde directamente en sitio.
- Permite realizar un viaducto seguro para la conducción del agua desde la bocatoma hasta el desarenador, sorteando así, terrenos inestables.
- Estructura sólida resistente a los impactos ocasionado por las avalanchas del río.
- Se ancla en la misma roca del lecho del río, sobre pilastras.

Cálculo del box-culvert. El box-culvert es un canal cerrado construido en concreto reforzado, se calcula mediante la fórmula de Bazin:

$$h\% = \alpha \left(1 + \beta \frac{S}{f} \right) \frac{S}{f} (V_b)^2, \quad (8.29)$$

donde,

f = área húmeda (m^2).

s = perímetro mojado.

V_b = velocidad del agua en el canal (m/s).

$h\%$ = desnivel del canal (m/km).

Con la fórmula (8.29) se calcula la pendiente del box culvert que depende en primer término de la velocidad del agua que pasa por él, creciendo proporcionalmente al cuadrado de dicha cantidad y depende en segundo término del material y estado de las paredes del box-culvert por la razón del rozamiento que se da con las mismas la cual se tiene en cuenta con los coeficientes α y β .

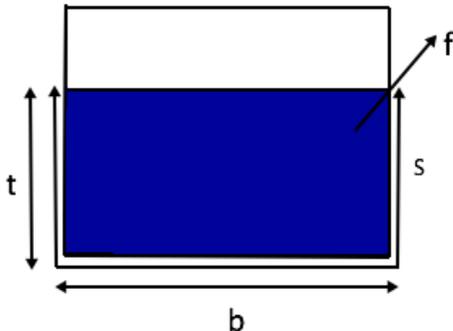


Ilustración 3- Parámetros box culvert

En la *Ilustración 3* se muestra la forma transversal del box culvert donde t es el tirante (altura de agua en m), b es el ancho del box culvert.

El criterio que se tiene para calcular el box culvert es que esté va lleno hasta el 75% del área transversal útil.

Se toma de la *Tabla 17* los valores de $\alpha=0,15$ y $\beta=0,03$ se toma para el tipo de revestimiento paredes enlucidas. Y la velocidad del agua en el box culvert es de 1,25 m/s.

Tabla 17. Revestimiento del box-culvert

Tipo de revestimiento	α	β
Paredes enlucidas	0,15	0,03
Paredes revestidas en piedra	0,19	0,07
Paredes en mampostería	0,24	0,25
Cauces de gravilla	0,27	1,25

Los tipos de box-culvert más representativos se ven en la siguiente *Tabla 18*

Tabla 18. Tipos de box-couvert

Tipo de box-couvert	Inclinación	Relaciones geométricas	
TP1	1:1 (45°)	b=1,85 t	s=3,7 t
TP2	1:1,5 (33°40')	b=2,1 t	s=4,2 t
TP3	Recto (90°)	b=2 t	s=4 t

Se toma la sección tipo TP3 (90°), donde $b=2t$ y $s=4t$.

Se sabe que el caudal de diseño para este proyecto es de $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$, se tiene entonces la ecuación (8.30) donde despejando y reemplazando nos da un área de $3,36 \text{ m}^2$

$$f = \frac{Q_d}{V_b} \quad (8.30)$$

Con el sistema de ecuaciones dado con las formulas (8.31) y (8.32) se encuentra el valor de t donde luego se reemplaza en las relaciones geométricas dadas en la Tabla 18

$$f = b \times t \quad (8.31)$$

$$b = 2t \quad (8.32)$$

Obteniendo: $t=1,30 \text{ m}$, $b=2,6 \text{ m}$ y $s=5,20 \text{ m}$.

Reemplazando estos valores en la ecuación (8.29) da una inclinación mínima de $h\%= 0,38 \text{ m/km}$, pendiente muy baja para una longitud de 80 m.

Tomando el criterio antes mencionado, se calcula el área libre dando un valor de $1,12 \text{ m}^2$ y $h_l = 0,00038 \text{ m}$; la longitud del box couvert es de 80 m. Por efectos constructivos se le dio una pendiente de 0.5 %, lo que implica que en 80 m el box-couvert desciende 0.4 m, de esta forma la cota final de la solera del box couvert será de 1508,02 msnm.

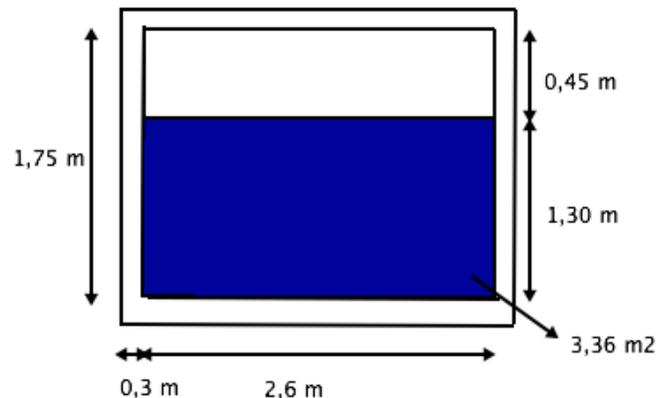


Ilustración 4. Box couvert con valores calculados

Calculo del hierro. Con el fin de ilustrar como se calcula el hierro de refuerzo y el concreto, se presenta un estimado en esta

estructura. Para las demás estructuras no se presenta el cálculo. Se calcula la cantidad de hierro necesario para cada estribo y varillas para formar el box coulvert de una longitud de 80 m en las *Ilustración 5*, *Ilustración 6* e *Ilustración 7* se ven las dimensiones y las especificaciones de cada parte del box coulvert.

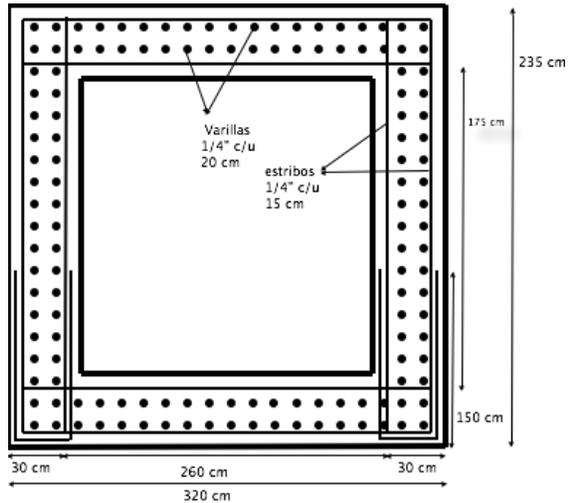


Ilustración 5. dimensiones de los estribos del box-coulvert

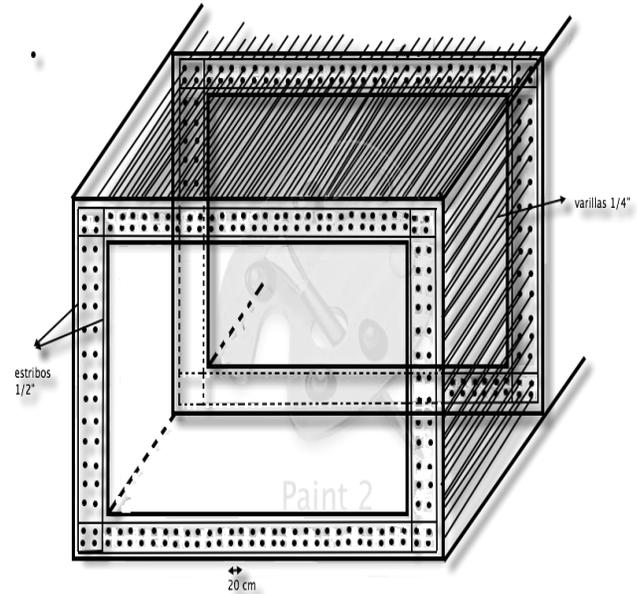
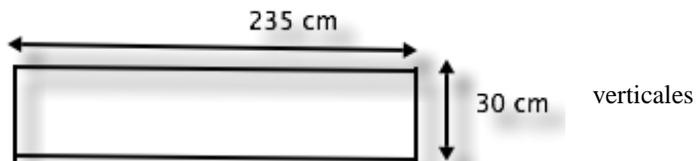


Ilustración 6. varillas del box-coulvert

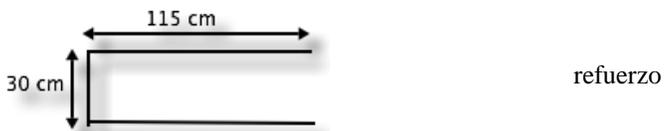
Cálculo de los estribos.



$$2[2 \times (235) + 90] = 1120 \text{ cm}$$



$$2[2 \times (320) + 90] = 1370 \text{ cm}$$



$$2[2 \times (115) + 30] = 360 \text{ cm}$$

Entonces la longitud de los estribos/plano es:

$$1120 \text{ cm} + 1370 \text{ cm} + 360 \text{ cm} = 2850 \text{ cm}$$

se necesita 2850 cm por estribo/plano de $\emptyset 1/2''$

el total de estribos en el box coulvert se obtiene de la siguiente información, como la longitud del box coulvert es de 80 m que equivale a 8000 cm y la distancia de cada disposición de estribos es de 15 cm por lo que el número de planos de estribos es de 533 planos.

La longitud total de hierro en los estribos es de 1519.050 cm \approx 15190 m

Cálculo de las varillas. Para calcular el hierro de las varillas se calculan los metros lineales tanto de las varillas verticales como las horizontales de la siguiente manera:

Verticales:

$$4 \left(\frac{235}{20} \right) = 47 \text{ varillas} \times \text{metro lineal.}$$

Horizontales:

$$4 \left(\frac{320}{20} \right) = 64 \text{ varillas} \times \text{metro lineal}$$

subtotal de varillas por ml es $47+64=111$ varillas, entonces la cantidad de varillas en 1 m de longitud del box-coulvert es 111 metros de un diámetro de $\emptyset 1/4''$, por lo que la longitud total de hierro en las varillas en el box coulvert es de $80 \times 111 \text{ ml} = 8880 \text{ ml}$, de $\emptyset 1/4''$.

Peso de varilla corrugada. Se toma de la Tabla 19 el peso del hierro para un diámetro de $\emptyset 1/2''$ y $\emptyset 1/4''$.

Tabla 19. Tabla de varillas de acero corrugado

Designación	Diámetro (Pulg.)	Área cm^2	Perímetro (cm)	Peso (Kg/m)
#2	1/4"	0,32	2,00	0,25
#3	3/8"	0,71	2,99	0,56
#4	1/2"	1,27	3,99	0,994
#5	5/8"	1,98	4,99	1,55
#6	3/4"	2,85	5,98	2,24
#8	1"	5,07	7,98	-

Por lo que el peso para #2 y #4 es 0,25 kg/m y 0,994 kg/m respectivamente se calcula el total de hierro en toda la longitud de las varillas.

$$1/4'' = 8880 \text{ ml} \times 0,25 \text{ kg/ml} = 2220 \text{ kg}$$

$$1/2'' = 15190 \text{ ml} \times 0,994 \text{ kg/ml} = 15099 \text{ kg}$$

el total de peso en acero es de 2220 kg + 15099 kg = 17319 kg.

Volumen del concreto por ml.

$$V = 1[2(0,3 \times 2,35) + 2(0,3 \times 2,6)] = 6,86 \text{ m}^3/\text{ml}$$

como son 80 ml, el volumen total es:

$$6,86 \text{ m}^3/\text{ml} \times 80 \text{ ml} = 549 \text{ m}^3$$

peso del concreto. El peso del concreto es de 2400 kg/m³ por lo que el peso total del concreto es:

$$549 \text{ m}^3 \times 2400 \text{ kg/m}^3 = 1317600 \text{ kg} \approx 1317,6 \text{ toneladas}$$

se calcula el peso del agua para hallar el peso dinámico de la estructura

$$\text{área húmeda} \times 80 \text{ m}$$

$$3,36 \text{ m}^2 \times 80 \text{ m} = 268,8 \text{ m}^3 \times 1 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} = 168,8 \text{ ton.}$$

Entonces se calcula el peso total sumando todos los pesos involucrados en la estructura

Factor de seguridad x (Peso del concreto+ peso del acero+ peso del agua)

$$1,8 \times (1317,6 \text{ ton} + 17,3 \text{ ton} + 169 \text{ ton}) = 2707 \text{ ton}$$

Cálculo de los cimientos. El box coulvert tiene una longitud de 80 m y se dispone que cada cimiento se encuentran a una distancia de 9 metros de separación entre cada uno, dando para cada box coulvert 16 columnas.

Se calculó anteriormente un peso total de la estructura de 2707 toneladas, por lo que si dividimos este peso por el número de columnas encontramos que cada columna debe soportar un peso de 169187,5 kg.

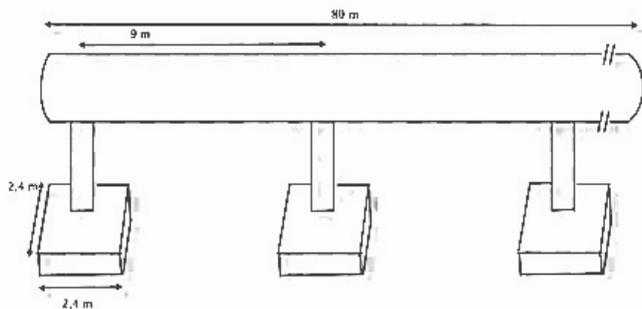


Ilustración 7. Diseño de los cimientos

Teniendo en cuenta los estudios de suelos, encontramos que el terreno donde no hay roca posee una soportabilidad media de $\sigma = 5 - 6 \text{ kg/cm}^2$, donde σ es tensión admisible del terreno.

$$\sigma = P = F/A \quad (8.33)$$

De la fórmula (8.33) calculamos el área, dando un área de 28198 cm^2 , por lo que cada lado del cimiento es la raíz cuadrada del área.

$$l = \sqrt{A} = \sqrt{28198 \text{ cm}^2} = 167,9 \text{ cm} \approx 1,7 \text{ m}$$

8.6. Desarenador

Son estructuras hidráulicas que tienen como función remover los materiales finos que sostiene el agua, esta estructura es importante debido a que estos materiales que contiene el río pueden ocasionar daños en los equipos de la obra como la tubería de presión, las válvulas, el distribuidor de las turbinas, las compuertas y otros equipos necesarios para el funcionamiento de la PCH

Consiste primero en disminuir la corriente a una velocidad relativamente pequeña logrando que esta llegue a ser lo más uniforme posible, lo que se pretende lograr es que el tiempo de transcurso del agua por la cámara sea mayor al tiempo que la materia en suspensión se deposite, para lograr que esta premisa se cumpla se diseñará el desarenador donde la velocidad del agua en el canal no llegue a ser muy baja.

Dimensionamiento hidráulico del desarenador. Las compuertas, turbinas, tuberías y distribuidor, están completamente expuestas al contacto con el agua, por lo tanto están expuestas a la destrucción por el efecto abrasivo de los sólidos en suspensión, por lo que es necesario tener en cuenta la concentración y la composición de los sólidos en suspensión.

Para el caso de ríos de montaña con pendientes fuertes como es en este caso, pendiente superior al 17%, los tamaños de grano pueden llegar hasta 1 -3 mm y las concentración de materias en suspensión

(C) se encuentra en el rango de 2.0- 10 kg/m^3 , para el río Claro se realizó el siguiente procedimiento expedito para la medida de concentración de arena, se tomó en invierno agua en el punto de captación, se llenó una caneca de 55 galones, previamente dispuesta sobre un fogón de leña.

$$V_{caneca} = 55 \text{ galones} = 206 \text{ litros}$$

se calentó el agua hasta que está se evaporó toda y se tomó con una brocha una vez fría, la arena depositada en el fondo, se colectó y se pesó, dando 1,52 kg. Del cálculo se obtuvo un valor de 7,37 kg/m^3 , el que se ajustó por seguridad en un 20% más.

$$1.2 \times 7,37 \text{ kg/m}^3 = 8,85 \text{ kg/m}^3 \text{ de arena}$$

Dimensionamiento del desarenador.

Determinación del grano límite. Se adopta como grano límite para plantas de media y alta presión como la que nos ocupa (plantas < 100 metros).

$$d_{lim} < 0,1 - 0,2 \text{ mm}$$

lo cual para este caso se adopta el valor de $d_{lim} = 0,2 \text{ mm}$

Determinación de la velocidad horizontal de la corriente en la cámara de sedimentación (v_d). la velocidad de la corriente v_d en el desarenador no excede un valor máximo, a fin de que el grano pueda depositarse,

$$v_d = a\sqrt{d} [=] \frac{cm}{s}, \quad (8.42)$$

Donde,

d: diámetro del grano (anteriormente se adoptó el valor de 0,2 mm).

a: coeficiente que depende del diámetro (para un diámetro de 0,2 mm el valor de “a” es de 44)según Tsuguo Nozaki.

por lo que $v_d = 44\sqrt{0,2} = 19,7 \frac{cm}{s} \approx 0,2 \text{ m/s}$

Cálculo de la velocidad vertical de sedimentación. Según Pöpel " v_s " (velocidad vertical de sedimentación), es una función del movimiento de agua, del estado de la corriente, de la viscosidad cinemática, de la forma y dimensión de la materia en suspensión y del peso específico de las partículas.

De acuerdo con la ley de Stokes para corrientes laminares se cumple,

$$v_s = (s - 1) \times \frac{g}{18\nu} d^2 \text{ en cm/s}, \quad (8.43)$$

donde:

d: diámetro granular en mm

s: peso específico de los granos dividido por masa específica del agua, tomando para esta un valor de 2,7 g/cm^3

ν : viscosidad cinemática del agua (0,0132 cm^2/s con 10°C en agua limpia).

g: aceleración terrestre (981 cm/s^2)

$$v_s = (2,7 - 1) \times \frac{981}{18 \times 0,0132} 0,2^2 = 2,8 \text{ cm/s}$$

Longitud del desarenador. Para calcular la longitud del desarenador se utiliza la siguiente expresión:

$$L = \frac{v_d \times h}{v_s - 0,04 \times v_d} \text{ en m,} \quad (8.44)$$

donde.

h: altura efectiva del desarenador, se asume de 2,5 metros

$$L = \frac{0,2 \times 2}{0,028 - 0,04 \times 0,2} = 20 \text{ m}$$

Ancho del desarenador. Para calcular el ancho del desarenador se utilizan las siguientes dos fórmulas (8.45) y (8.46).

$$T_d = \frac{L}{V_d}, \quad (8.45)$$

$$B = \frac{Q \times T_d}{L \times h}, \quad (8.46)$$

donde,

T_d : tiempo transcurrido en s

B: ancho de la cámara de sedimentación.

$$T_d = \frac{20}{0,2} = 100 \text{ s}$$

$$B = \frac{4,2 \times 100}{20 \times 2} = 10,5 \text{ m}$$

Para realizar la prueba se utiliza la ecuación (8.47) dando un valor de $l=5,42$ m por lo que $L=20$ m, $h=2$ m, $B=10,5$ m, $l=5,42$ m, y $\alpha=14^\circ$

$$l = \frac{B - B}{2 - \tan \alpha'}, \quad (8.47)$$

$$l < \frac{L}{3}, \quad (8.48)$$

Por lo que,

$$l = \frac{10,5 - 2,6}{2 - \tan 14} = 4,51 \text{ m}$$

$$4,51 < \frac{20}{3},$$

Cálculo del vertedero lateral. Para calcular el ancho del vertedero lateral se utiliza la siguiente fórmula:

$$B_v = 3,3 \times Q [m] \quad (9.49)$$

donde, B_v es el ancho del vertedero lateral en m y Q es el caudal en m^3/s dando un valor de $B_v=13,86$ m.

Ahora, para calcular la altura de vertedero h_v se utiliza la fórmula (8.50) dando un valor aproximado a 0,40 m. Teniendo en cuenta que el $Q_{exc} = 18 \text{ m}^3/\text{s}$ y la $v_{exc} = 3,5 \text{ m/s}$.

$$Q_{exc} = v_{exc} \times A = v_{exc} \times (B_v \times h_v) \quad (9.50)$$

$$h_v = \frac{Q_{exc}}{v_{exc} \times B_v} [m],$$

Cálculo de la tolva del desarenador (pozo de sedimentación). La concentración de materiales en suspensión (C_s) para el río Claro es de $C_s=0,885 \text{ kg/m}^3$ en temporada de invierno.

Para calcular la cantidad de sedimentos que quedan atrapados en la tolva por día, se usa la fórmula (8.51) dando un resultado de 321148,8 kg. La densidad de la arena es de 2600 kg/m^3 , por lo que el volumen de sedimentación (V_{sedi}) es de $123,51 \text{ m}^3/\text{día}$, según la fórmula (8.52)

$$\text{cantidad de sedimentos atrapados en la tolva} \times \text{día} = Q \times T \times C_s \quad (8.51)$$

$$V_{sedi} = \frac{\text{cantidad de sedimentos en el día}}{\text{densidad de la arena}} [m^3/\text{día}], \quad (8.52)$$

Se tiene en cuenta que el pozo de sedimentación se lavará cada dos (2) días, por lo que el volumen de sedimentación por los dos día, es

en total de $247,03 \text{ m}^3$. Para el lavado se utiliza una compuerta plana deslizante de purga de vástago saliente, con operación manual de $0,7 \text{ m} \times 0,7 \text{ m}$.

Con la fórmula (8.53) se calcula la altura h_{td} necesaria para mantener el volumen de sedimentación ya calculado, con “B” ancho del desarenador y “L” es la longitud del desarenador

$$h_{td} = \frac{2 \times V_{sedi}}{B \times L} [m] \quad (8.53)$$

Con esta fórmula encontramos que la altura de la tolva $h_{td} = 2,35 \text{ m}$.

Cálculo de la sumergencia en la toma de baja presión (a). Existen dos formas de calcularla (sumergencia en la toma de baja presión de la conducción de baja presión) el de mayor valor se escoge, este valor sirve para evitar el ingreso de aire al conducto de alta presión.

1.

$$Q = vA = \varphi \sqrt{2ga} \times \frac{\pi D^2}{4}, \quad (8.54)$$

donde,

φ = coeficiente de vena contráctil en el ingreso a la tubería (campánula) = 0,73.

Si se despeja “a” de la fórmula (8.54) y se reemplaza cada parámetro nos da un valor de $a_{min} = 0,57$ m.

2.

$$a = 1,5 \left[\frac{(V_{tbp})^2 - (V_{toma})^2}{2g} \right] [m], \quad (8.55)$$

donde,

V_{tbp} = velocidad del caudal en la tubería de baja presión
1,85 m/s

V_{toma} = velocidad de la toma que oscila entre 0,3 a 0,5 m/s
por lo que se toma de 0,3 m/s.

Obteniendo un $a_{min}=0,25$ m.

Se toma el valor de $a_{min}=0,57$ m por ser el mayor valor entre las dos formas, pero este valor es el valor mínimo que puede tener la sumergencia en la toma de baja presión porque al ser menos de este valor, ingresaría aire a la conducción por efecto de los vórtices.

Teniendo en cuenta que el nivel del agua en el desarenador es de $h_s = 2,5$ m, se calcula la toma para la tubería de baja presión con la fórmula (8.56) obteniendo $S_{min} = 1,25$ m y por la tanto h_r también con un valor de 1,25 m

$$S_{min} = 0,5 \times h_s \quad (8.56)$$

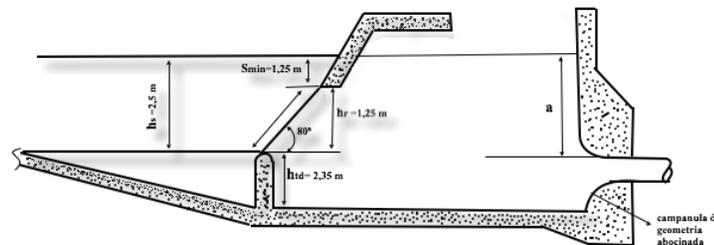


Ilustración 8. Toma de presión

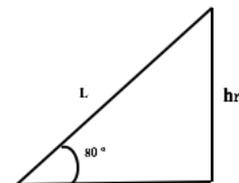


Ilustración 9. Triángulo para hallar la longitud de la reja

La reja queda con un $h_r = 1,25 \text{ m}$ y un ancho de $10,5 \text{ m}$

Para hallar la longitud "L" de la reja, presentada en la *Ilustración 10* se hace el siguiente cálculo:

$$L = \frac{h_r}{\sin \alpha} = \frac{1,25}{\sin 80^\circ} = 1,27 \text{ m}$$

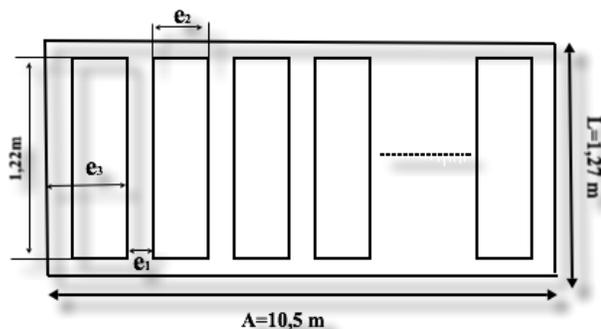


Ilustración 10. Reja de la toma de presión

Por lo tanto la reja tiene un área de $A_{reja} = 13,33 \text{ m}^2$ y se calcula la velocidad preliminar de la reja con la fórmula (8.57) dando un valor de $0,31 \text{ m/s}$

$$v_{reja_pre} = \frac{Q}{A_{reja}} [m/s], \quad (8.57)$$

Se asume el borde libre de la toma en $0,50 \text{ m}$, $0,10 \text{ m}$ más alto que la lámina de agua en el desarenador.

$$e_3 = e_1 + e_2 \quad (8.58)$$

donde,

e_1 = dimensión de los barrotes $2,5 \text{ cm}$

e_2 = separación entre barrotes 5 cm

e_3 = ancho de la ventana en cm

la inclinación de la reja tiene un ángulo de 80° y $e_3 = 7,5 \text{ cm}$

para calcular la cantidad de ventanas que tiene la reja, se divide el ancho de la reja por el ancho de cada ventana, dando una cantidad de 140 ventanas y 141 barrotes.

Para calcular la velocidad del agua en la reja, se calcula el área neta de la reja, por lo que primero se calcula el área de cada ventana con la fórmula (8.59) dando un valor de $0,061 \text{ m}^2$ y el área neta de la reja $A_r = 8,54 \text{ m}^2$ con la ecuación (8.60).

$$A_{ventana} = 1,22 \text{ m} \times e_2 [m^2], \quad (8.59)$$

$$A_n = \# \text{ ventanas} \times A_{ventana} [m^2], \quad (8.60)$$

Con estos dos resultados se calcula la velocidad de la reja $v_{reja} = 0,49 \text{ m/s}$ con la fórmula (8.61)

$$v_{reja} = \frac{Q}{A_n} [m/s], \quad (8.61)$$

La cámara de carga de baja presión garantiza que en una apertura brusca \approx (12 a 15 segundos) no entre aire a la conducción.

Se calcula el volumen necesario y se busca una longitud (L_{t1}) que garantice el criterio de diseño para que no ingrese aire a la tubería.

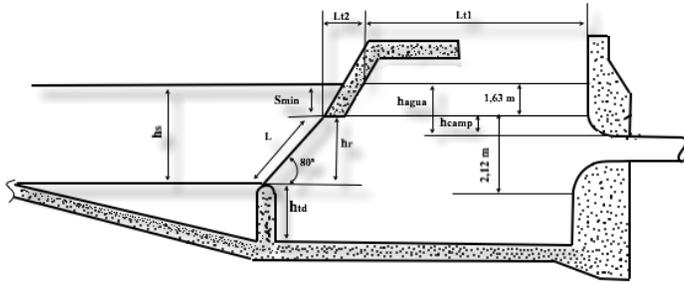


Ilustración 11. Parámetros para dimensionar la cámara de carga

$$h_{camp} = \frac{2,12 - Dt}{2} [m],$$

donde,

D_t = diámetro de tubería de alta presión

Por lo que la altura de la campánula es de 0,21 m, con este valor se encuentra la altura del agua $h_{agua} = 1,63 - 0,21 = 1,42 \text{ m}$. Para calcular la longitud L_{t1} se usa la fórmula (8.62) y para hallar el volumen para un tiempo de 12 segundos se calcula con la ecuación (8.63).

$$L_{t1} = \frac{V}{B \times h_{agua}} [m], \quad (8.62)$$

$$V = Q \times t [m^3], \quad (8.63)$$

Estas dos fórmulas arrojan un valor de $V=50,4 \text{ m}^3$ una longitud de $L_{t1} = 2,6 \text{ m}$

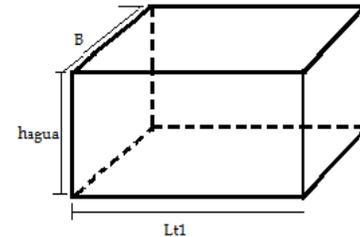


Ilustración 12. Parámetros para hallar L_{t1}

Ahora para calcular L_{t1} se tiene en cuenta el ángulo de la reja y h_r , como se puede ver en la Ilustración 13

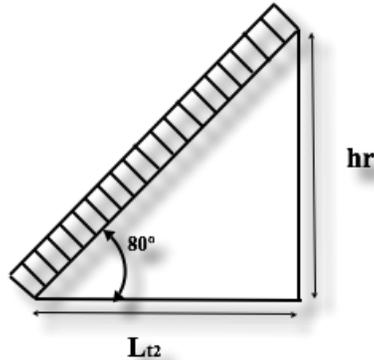


Ilustración 13. Diagrama para calcular L_{T2}

Se utiliza la fórmula (8.64) para hallar L_{T2} dando como resultado $L_{T2} = 0,44 \text{ m}$. con esto se puede hallar la longitud total de la toma de presión es $L_{tbp} = L_{t1} + L_{t2}$ dando un valor de 3 m.

$$L_{t2} = \frac{2,5}{\tan 80^\circ} [m], \quad (8.64)$$

Cálculo del aireador: toma tubería baja presión

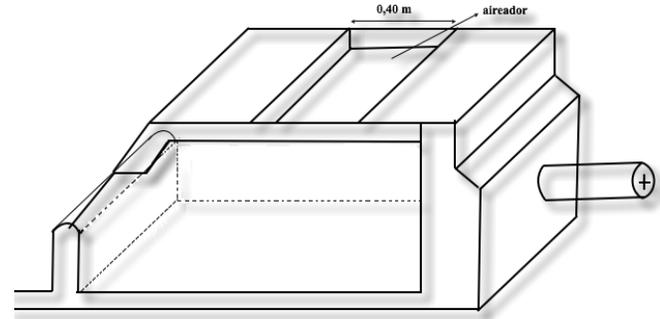


Ilustración 14. Aireador de la toma de presión.

Para un aireador circular (Tubo) el diámetro mínimo en cm por colapso del tubo, es de 17,39 cm, dado por la fórmula (8.65)

$$d' = 8,49 \sqrt{Q} [cm], \quad (8.65)$$

Por seguridad se asume un factor del 70% de obstrucción quedando libre en el diámetro, un 30% para el suministro del aire.

$$d = \frac{d'}{0,3} [cm], \quad (8.66)$$

Donde, d es el diámetro mínimo de diseño del aireador en cm dando un valor de $57,96 \text{ cm} \approx 58 \text{ cm}$, con esto se calcula el área del aireador dando un valor de 2642 cm^2 mediante la fórmula (8.67)

$$A = \frac{\pi \times d^2}{4} [\text{cm}^2], \quad (8.67)$$

Se puede adoptar un ancho del aireador de $0,40 \text{ m}$ como se muestra en la *Ilustración 14*.

Se comprueba que el área sea mayor a $0,2642 \text{ m}^2$.

$$0,4 \times 10,5 = 4,2 \text{ m}^2 \quad (8.68)$$

Como se muestra en la ecuación (8.68) vemos que $4,2 \text{ m}^2$ es mayor a $0,26 \text{ m}^2$, por lo que estas medidas son correctas.

El diseño del desarenador se puede ver en el plano RCL-PRS-EH-01

8.7. Tubería de conducción.

Su función es conducir el caudal captado en la bocatoma hasta el lugar de carga. Esta conducción se puede dividir en dos trayectos: conducción de baja presión y conducción forzada. Las tuberías pueden ser en metal o en poliéster reforzado en fibra de vidrio (GRP), con una mínima inclinación para que no haya mayores pérdidas. Para el proyecto, las tuberías son en GRP y metálica y con soldadura y ensamblada in situ.

las tuberías necesarias para una pequeña central hidroeléctrica cumplirán ciertos requisitos, como por ejemplo: ser de gran espesor y de material rígido, así pueden aguantar la presión dada por el agua en su interior, las tuberías tienen la facilidad de realizar uniones, ser impermeables para evitar fugas y deben soportar esfuerzos como golpes de ariete, presión hidrodinámica o flexión de los tubos sobre sus apoyos.



Ilustración 15. Esquema general de la conducción por tubería para el proyecto PCH río Claro

Tubería en baja presión. Se presenta en bajas pendientes y por lo tanto no maneja grandes velocidades, la tubería será en poliéster y vidrio reforzado (GRP) para 4 bar (PN4) con rigidez de 2500 y diámetro 1700 milímetros.

Se estima una pendiente de 0,1% esto es por cada 1000 ml, cae 1,0 m.

Cálculo del diámetro para calcular el diámetro mínimo para la tubería se toma el diámetro que tenga una pérdida de carga del 1%, teniendo como relación la caída bruta. Para este cálculo se utiliza la fórmula de Scobey presentada en la fórmula (8.34). Y de la Tabla 20 se asignan los valores de K para una pérdida del 1%.

Tabla 20. Valores de K para la ecuación de Scobery

Tipo de Material	K
Acero y GRP	66,069
Asbesto Cemento	66,911
Concreto armado	68,447

$$D = \frac{k \times (Q^{0,388}) \times (L^{0,204})}{(H^{0,204})}, \quad (8.34)$$

Para la formula (8.34), k =contante (ver Tabla 20), D = diámetro en m, Q = caudal en m^3/s , L= longitud de la tubería en m y H= caída bruta desde la toma hasta la cámara de carga en m.

Donde para esta PCH el valor de k=66,069 y L=2253 m dando un diámetro de 236,1905 cm= 2,36m.

Para calcular las pérdidas por rozamiento en la tubería de baja presión, se muestran en el capítulo anterior sección 7.9 donde la

perdida de carga en la conducción da un valor de 0,63 usando λ con un valor de 130, pero como estas pérdidas son muy pequeñas se busca optimizar el diámetro de la tubería permitiendo pérdidas del 5 % de la cabeza bruta igual a 3,16 m, por lo que en la fórmula de Hazen-Williams calculamos el diámetro, por lo que para unas pérdidas de ese orden, el diámetro de la tubería de baja presión sería de 1,7 metros, satisfaciendo de este modo la ecuación.

La tubería se dispondrá semienterrada a lo largo de toda la longitud y antes de llegar al sitio de la almenara, se construirá un tramo de conducción en túnel para acceder a la almenara.

Tubería forzada (tubería de presión). la tubería de presión tiene una conducción de presión creciente ya que su parte inferior está sometida a la presión máxima de aprovechamiento, esta tubería normalmente se fabrica en acero.

Está tubería tienen en cuenta varios parámetros, como son:

- El elemento de cierre y de seguridad se encuentra en la entrada de la turbina, está conformada por una válvula de compuerta.
- Para seleccionar el diámetro de la tubería de presión se tiene en cuentas que la velocidad de la turbina debe ser menor a 10 m/s
- La tubería de presión es el dispositivo de regulación o distribuidor de la propia turbina, el cual la tubería dispone de un tiempo largo para así evitar las sobrepresiones en la tubería forzada mientras la central se deba detener.

Calculo del diámetro tubería forzada. Para esta tubería se toma el mismo diámetro a lo largo de toda su longitud y se calcula el diámetro económico de la siguiente manera:

$$h_s = \frac{2LV}{gt} \quad (8.36)$$

$$D_e = 127 \times \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_t}} \quad (8.35)$$

donde,

D_e = diámetro económico en cm.

H_t =carga hidráulica total sobre la tubería en m.

Q = caudal en m^3/s .

h_s = sobrepresión hidráulica debido al golpe de ariete en m.

$$H_t = H + h_s \quad (8.37)$$

Para calcular h_s existen dos métodos.

1)

$$h_s = 0,2H \quad (8.38)$$

se tiene que la caída bruta es de 67 m entonces h_s da un valor de 13,4 m.

- 2) Para un $t=5$ s para una turbina Francis y una velocidad de 2,72 m/s se calcula con la formula (8.39) donde $h_s=21,5160$ m.

Por lo que se toma el valor más critico $h_s=21.5160$ m

Utilizando la ecuación (8.37) se obtiene un $H_t = 88,5160$ m y con este valor se calcula el diámetro con la fórmula (8.36) donde $D_e=123.81$ cm=1,24 m, pero por asunto de pérdidas el diámetro para la tubería de presión es de 1,4 m

Revisión del espesor se utiliza la siguiente fórmula:

$$e = \frac{P_s \times D}{2\partial t \times K_f} + e_s, \quad (8.40)$$

$$P_s = 0,1(H_b + h_s), \quad (8.41)$$

donde,

P_s = presión máxima de servicio considerando el golpe de ariete [Kgf/cm^2].

D = diámetro interno del conducto [mm].

∂t = tensión admisible en [Kgf/cm^2] para el acero 1200 Kgf/cm^2 .

e_s =espesor adicional por corrección $\approx 3mm$.

Donde reemplazando todas sus variables da un espesor $e = 10,01 \text{ mm} \approx 10 \text{ mm}$.

8.8. Almenara (chimenea de equilibrio)

La almenara es una estructura que une el sistema de baja presión por tubería como es nuestro proyecto con la conducción de alta presión, además se diseñará específicamente para disminuir el tiempo de vuelo de la onda que se genera por el cierre rápido de la válvula principal, de esta manera se evita el fenómeno conocido como golpe de ariete.

Para la evaluación de cualquier proyecto es importante calcular los tiempos de vuelo de onda y así establecer si es necesario disponer de la almenara.

Para realizar un buen dimensionamiento hidráulico es importante analizar los fenómenos que ocurren en el funcionamiento transitorio de la central como son: el golpe de ariete y el tiempo transitorio hidráulico. Además la almenara atiende dos condiciones críticas de operación 1) en partida brusca la almenara garantiza que no entre aire a la conducción alta presión y 2) en parada brusca garantiza la estabilidad funcional del conductor aductor.

Determinación de la necesidad de una almenara (chimenea de equilibrio).

Longitud total = L tubería baja presión + L tubería baja presión

$$\text{Longitud total} = 194 + 2253 = 2447 \text{ m}$$

para determinar si un proyecto necesita o no almenara, es necesario tener presente el cumplimiento del criterio:

$$1. \quad \frac{L}{H_B} \leq 5, \quad (8.69)$$

$$2. \quad \frac{t_h}{v} < 0,51 \quad (8.70)$$

Si se cumple los dos criterios no se necesita almenara, pero con uno de los dos criterios que no se cumpla, se necesita la construcción de la almenara, por lo que:

$$1. \quad \frac{L}{H_B} = \frac{2447}{67} = 36 > 5$$

con el primer criterio, se ve que este proyecto necesita la instalación de almenara, pero de igual manera se comprobará el segundo criterio

$$2. \quad \frac{t_h}{v},$$

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2}, \quad (8.71)$$

$$Q = \frac{V\pi D^2}{4}, \quad (8.72)$$

Despejando de (8.72) la velocidad y remplazándola en (8.71) se obtiene lo siguiente:

$$V = \frac{\left(\frac{4Q}{\pi D_1^2} + \frac{4Q}{\pi D_2^2}\right)}{2} = 2,29 \frac{m}{s},$$

$$t_h = \frac{LV}{gH_B}, \quad (8.73)$$

$$t_h = 8,52 \text{ s}$$

por lo que

$$\frac{t_h}{v} = \frac{8,52}{2,29} = 3,72 > 0,51$$

como el primero y el segundo criterio no se cumplieron, se necesita para este proyecto la instalación de una almenara.

Chequeo de funcionamiento. El chequeo consiste en verificar que:

$$T \lll \lll \lll t,$$

donde T es el tiempo de vuelo de la onda en segundos y t es el tiempo de cierre; para este proyecto se tomó este tiempo de 5 segundos.

$$T = \frac{2L}{V_s} \text{ en segundos}, \quad (8.74)$$

$$V_s = \frac{9900}{\sqrt{48,3 + k \frac{D}{e}}} \text{ en } \frac{m}{s}, \quad (8.75)$$

donde,

V_s = celeridad (velocidad de la onda) en m/s.

e = espesor de la tubería de presión, 10 mm

D = diámetro de la tubería de presión, 1400 m .

K = coeficiente que depende del material ver Tabla 21

Tabla 21. Coeficiente K para formula (10.75)

K	Material
4,4	Hierro fundido
18	Plástico
0,5	Acero y GRP

$$V_s = 910,21 \frac{m}{s},$$

$$T = 0,42 \text{ s} \lll \lll \lll \lll 5 \text{ s}$$

por lo que el chequeo de funcionamiento cumple.

Dimensionamiento de la almenara. Los datos para el desarrollo del dimensionamiento se muestran en la Tabla 22

Se supone un diámetro de la almenara, $D_c = 4 \text{ m}$ para calcular el área transversal de la almenara A_c como se muestra en la fórmula (8.76)

$$A_c = \frac{\pi \times D_c^2}{4}, \quad (8.76)$$

Dando un área $A_c = 12,56 \text{ m}^2$.

Tabla 22. Datos para el dimensionamiento de la almenara

Datos
$Q = 4,2 \text{ m}^3/\text{s}$
$L_t = 2253 \text{ m}$
$D_t = 1,7 \text{ m}$

Determinación de la oscilación del agua en el interior de la almenara.

- Elevación máxima del agua para un cierre del 100%

- i. Se calcula el área transversal de la tubería de baja presión:

$$A_t = \frac{\pi \times D_t^2}{4} [\text{m}^2], \quad (8.77)$$

$$A_t = 2,2698 \text{ m}^2$$

- ii. Cálculo de la velocidad media en la tubería de baja presión:

$$v_t = \frac{Q}{A_t} [\text{m/s}], \quad (8.78)$$

$$v_t = 1,85 \text{ m/s}$$

- iii. Para calcular el factor Y_d se realiza mediante la fórmula:

$$Y_d = Y_e = v_t \times \sqrt{\frac{A_t \times L_t}{g \times A_c}} [\text{m}], \quad (8.79)$$

donde, Y_d es la elevación máxima del agua para un cierre de un 100% considerando las pérdidas de carga, L_t es la longitud de la tubería de baja presión en m con un valor de $L_t = 2253 \text{ m}$.

$$Y_d = Y_e = 1,85 \times \sqrt{\frac{2,2698 \times 2253}{9,8 \times 12,56}} = 11,92 \text{ m}$$

iv. Cálculo de la pérdida por nivel de elevación

$$K = \frac{h_t}{Y_e} \quad (8.80)$$

Las pérdidas en paredes lisas es: $h_t = 5 \text{ m}$, tomado de la suma de las pérdidas de toda la conducción hasta la almenara. Por lo que las pérdidas de carga relativa K da un valor de 0,4194 presentado en la fórmula (8.80)

$$K = \frac{5}{11,92} = 0,4194$$

v. Cálculo de pérdida de carga por depresión por golpe de ariete:

$$Z_e = 1 - \frac{2}{3}K + \frac{1}{9}K^2, \quad (8.81)$$

$$Z_e = 1 - \frac{2}{3}(0,4194) + \frac{1}{9}(0,4194)^2$$

$$Z_e = 0,7399$$

vi. Cálculo de la sobrepresión real del golpe de ariete:

$$Y_E = Y_e \times Z_e [m], \quad (8.82)$$

donde, Y_E es la elevación del nivel del agua en metros, considerando las pérdidas de carga:

$$Y_E = 11,92 \times 0,7399 = 8,8196 \text{ m} \approx 8,82 \text{ m}$$

- Disminución consecutiva del agua después de la elevación máxima para un cierre del 100%.

vii. Cálculo de las pérdidas con paredes ásperas, según Scobey:

$$h_a' = 410 \times K_a \times \frac{(v_t)^{1,9}}{(D_t)^{1,1}} \times L_t, \quad (8.83)$$

Donde $K_a = 0,40$ por lo tanto $h_a' = 4,18 \text{ m}$.

viii. Para calcular las otras pérdidas adicionales se toman las pérdidas totales hasta la almenara $h_t = 5 \text{ m}$ y se le restan las pérdidas de las paredes ásperas, dando unas pérdidas sobrantes de 1,84 m

$$\text{otras pérdidas} = 1,84 \text{ m}$$

ix. Cálculo de las pérdidas en paredes ásperas

$$h_t' = h_a' + \text{otras pérdidas} \quad (8.84)$$

$$h_t' = 4,18 \text{ m} + 1,84 \text{ m} = 6,02 \text{ m}$$

x. Cálculo de las pérdidas por nivel de disminución

$$K' = \frac{h_t'}{Y_e}, \quad (8.85)$$

$$K' = 0,5050$$

tomando de la Tabla 48 (ANEXO 1) se determina el coeficiente Z_d en función de K' dando un valor de $Z_d = 0,475$.

xi. Cálculo del parámetro Y_D

$$Y_D = Y_d \times Z_d [m], \quad (8.86)$$

$$Y_D = 5,66 \text{ m}$$

- Cálculo de la altura de la almenara donde se toma el mayor valor de Y_D o Y'_D

$$H_e = Y_E + y_E + Y'_D + y_D [m], \quad (8.88)$$

donde,

y_E : holgura superior de la almenara $y_E = 1 \text{ m}$

y_D : holgura inferior de la almenara $y_D = 1 \text{ m}$

$H_e = 8,82 + 1 + 8,43 + 1 = 19,25 \text{ m}$ La almenara se localizará en las coordenadas $X=1'134.213$ y $Y=1'111.200$. en la intersección con la tubería de baja presión, siguiendo el alineamiento de la tubería de alta presión se construirá un tramo subterráneo de 25 m en el que se alojará la tubería en GRP de 1,7 m de diámetro,

Disminución consecutiva del agua ante una apertura parcial del 50% al 100% del dispositivo de cierre

xii. Para determinar el coeficiente Z_d' en función de K' se observa en la Tabla 49 (ANEXO 1) dando un valor de $Z_d' = 0,707$.

xiii. Cálculo de Y'_D

$$Y'_D = Y_d \times Z_d' [m], \quad (8.87)$$

$$Y'_D = 8,427 \text{ m} \approx 8,43 \text{ m}$$

2500 de resistencia y PN4 la que conectará con la almenara.

Para ver el diseño y la localización de la almenara ver planos RCL-PRS-EH-06 y RCL-CM-ARQ-01

8.9. Casa de válvulas.

Entre la unión de la tubería de conducción de baja presión y la tubería proveniente de la almenara se continua la conducción en un tramo de 30 metros hasta la cota 1496 donde se encuentra una pequeña planicie en donde se construirá una caseta superficial de 4m x 4m x 3 m a un solo nivel, con techo a dos aguas, para instalar la válvula mariposa de protección de la tubería forzada y mantenimiento de la misma. En esta caseta se instalará la unidad hidráulica de potencia, el tablero de distribución 208/120 V, 3 fases, 4 hilos, el tablero de distribución de 24 Vcc, el tablero de

iluminación y tomas, el cargador de baterías 24 Vcc, el banco de baterías de 24 Vcc, el tablero de comunicaciones y el tablero de control e instrumentación.

La localización de la casa de válvulas se ilustra en el plano RCL-CM-ARQ-01

Para la alimentación eléctrica de los equipos se llevará una línea aérea trifásica a 13,8 KV desde casa de máquinas.

La arquitectura de la caseta de válvulas será en mampostería a la vista, dotada de sus correspondientes ventanas y puertas de acceso para el ingreso de los equipos. Estará dotada de un polipasto (diferencial de cadena) con capacidad de 8 toneladas operada manualmente, el que se mueve a través de un sistema bi-riel dispuesto a lo largo de la casa de válvulas

Para el acceso a casa de válvulas se proyectará un carretable en afirmado de 4 m de ancho que se desprende de la vía existente en el km 2 +202,08 en una longitud de 150 metros, hasta llegar a una pequeña plazoleta en la casa de válvulas de 6x6 m, de este punto se traza la vía de 250 m que permite el acceso a la casa de máquinas.

La válvula que se instalará en la casa de válvula se especifica en el numeral 9.1

8.10. Casa de máquinas

La casa de máquinas es una construcción superficial, diseñada para contener los equipos electromecánicos, destinado a la

transformación de la energía hidráulica en energía mecánica y ésta energía en eléctrica.

Para garantizar un buen funcionamiento de la central, es de gran importancia determinar la ubicación de la casa de máquinas. Los siguientes aspectos se tendrán en cuenta.

- La casa de máquinas se encontrará cerca del afluente.
- El terreno donde se va a construir es importante que sea estable.
- El lugar de construcción de la casa de máquinas poseerá obras de infraestructuras para el acceso como vías, caminos, puentes etc.
- Se tendrá en cuenta la cota del piso de tal forma que se evite cualquier amenaza de una inundación que pueda ocasionar una creciente del río.
- Al momento de diseñarse la casa de máquinas se tendrá en cuenta los arreglos físicos de los equipos, tanto en planta como en elevación, también es importante tener presente el dimensionamiento estructural de la edificación.
- La ubicación de los equipos se hará reservando el espacio necesario para realizar el mantenimiento y montaje de todos los elementos electromecánicos.

- Se debe garantizar buenas condiciones de ventilación, humedad y temperatura.

El diseño de la casa de máquinas va en función del grupo turbina-generador que puede ser horizontal o vertical, dependiendo de la potencia de las unidades.

Para una casa de máquinas horizontal se tendría:

- Facilidad de montaje y mantenimiento.
- Transmisión directa por acoplamiento o con ejes paralelos
- Los cojinetes serían simples
- El momento de inercia del eje se garantiza mediante la adopción de un volante acoplado a su eje.
- La extensión superficial de las cimentaciones sería mayor.
- Inspección de manera fácil.

Para una casa de máquinas vertical se tendría:

- Mayor cimentación.
- La posibilidad de colocar alternadores arriba del nivel de las aguas.
- Las cargas verticales que hacen parte a las maquinas, se sostienen con cojinetes más resistentes.

El área de la casa de máquinas debe ser lo suficientemente grande para albergar todo el equipo electromecánico que se requiere para el correcto funcionamiento de la central, como son: los grupos de generación, la sala de control y los equipos auxiliares:

i. Grupo generador:

- Turbina: componente que transforma la energía hidráulica en mecánica para así accionar al generador, es una máquina de fluido.
- Generador: elemento que se encarga de la transformación de la energía mecánica a energía eléctrica, en la cual mantiene la diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus polos o terminales.

ii. Sala de control:

Es el sitio donde el personal de la planta realiza el control del proceso de generación. Para tal efecto cuenta con :

- Tableros indicadores.
- Alarmas.
- Protecciones.
- Sistemas de comunicación.
- Tableros de mano para las subestaciones.

iii. Equipos auxiliares

- Bombas de agua para el enfriamiento de las unidades.
- Bombas lubricantes.
- Extinguidores de incendio
- Equipos para la auto alimentación eléctrica.
- Banco de baterías.
- Oficina

Dimensionamiento de la casa de máquinas. Para el dimensionamiento de la casa de máquinas, es importante tener en cuenta las dimensiones de los equipos que estarán alojados en ella, teniendo además los espacios de seguridad necesarios para evitar accidentes. Ver planos RCL-CM-ARQ-01, RCL-CM-ARQ-02, RCL-CM-ARQ-03, RCL-CM-ARQ-04 y RCL-CM-ARQ-05

Fundaciones. El material para las fundaciones del generador, las turbinas y los cojinetes será de concreto armado y se tendrá en cuenta las principales dimensiones de los equipos.

Piso. El piso de la casa de máquinas será cubierto con un material que no acumule y evite el polvo, su piso debe ser resistentes al trabajo pesado y su material no debe ser resbaladizo al contacto de líquidos o aceites.

Una vez las maquinas estén debidamente instaladas, el piso podrá ser terminado con aplicaciones de azulejos, caliza colocada en arcilla y cubierta con argamasa de cemento o piedras irregulares

rejuntadas con argamasa de cemento y arena, también se puede aplicar capas de resina epóxica (sikadur)

la turbina y el generador son instalan sobre una base de concreto, en una cota más alta del piso, para protección contra inundaciones y de este modo permitir un buen acople entre ellos.

Estructura. La estructura corresponde a las paredes y techo de la casa de máquinas.

- Paredes: pueden ser de construidas de materiales como por ejemplo:
 - Pre moldeado en concreto
 - Adobe visible
 - Adobe con revoque
 - Piedra argamasada
 - Canceles prefabricados

Se recomienda no emplear materiales que están propensos a incendios, como madera o aglomerados de cartón, ya que estos disminuyen notablemente la seguridad de la instalación.

Se debe proveer una buena iluminación natural interior, mediante aberturas grandes, evitando las claraboyas debido al peligro de condensación del vapor del agua; además en el momento de la construcción de la casa de

máquinas se tendrá en cuenta la instalación eléctrica, de acuerdo a las Normas Colombianas e Internacionales.

Otro factor importante a tener presente, es la instalación de una adecuada ventilación, para el buen funcionamiento de los equipos, por lo que esta ventilación debe ser en la medida de lo posible natural, con el fin de ayudar a recircular el aire caliente que se concentra en la casa de máquinas por efectos del calor generado en los equipos.

- Techo: la cobertura de la casa de máquinas impedirá que se formen la gotas de agua dadas a partir de la condensación del agua, y mojen el equipo electrónico instalado dentro de ella, para esto se usarán materiales que presenten baja conductividad térmica.

Los materiales sugeridos son:

- Teja o tablilla sintética
- Teja de barro

8.11. Canal de fuga (canal de descarga)

El objetivo del canal de descarga es evacuar las aguas que ya pasaron por la turbina y las cuales regresarán nuevamente al cauce del río, para las turbinas Francis el nivel del agua influye en el funcionamiento de la turbina. Este es un factor importante para tener en cuenta al dimensionar el canal de descarga y así evitar daños por cavitación en los rodetes y componentes.

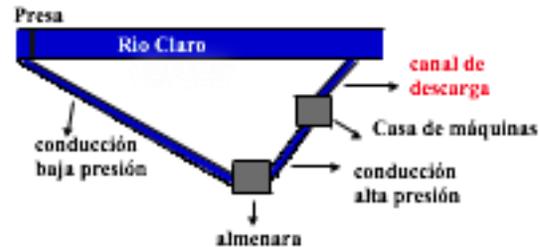


Ilustración 16. Esquema general del canal de descarga

Se recomienda que las piedras que cubran las paredes del canal sean adheridas con cemento y arena, en una razón 1:3 y así obtener el revestimiento de mayor resistencia contra la erosión. El fondo del canal podrá estar recubierto con piedra y cemento

Dimensionamiento del canal de fuga. Las dimensiones básicas recomendadas para el canal de fuga se toman de las siguientes ecuaciones (8.89) y (8.90)

$$Q = V \times A_{canal} \left[\frac{m^3}{s} \right], \quad (8.89)$$

$$A_{canal} = a_{canal} \times h_{canal} [m^2], \quad (8.90)$$

donde,

V = velocidad del agua en el canal, por experiencia se asume en 1,0 m/s

$A_{canal} = A_c =$ Área del canal en m^2

$a_{canal} = a_c =$ Ancho del canal en m

$h_{canal} = h_c =$ Altura del canal en m

Estos parámetros se pueden apreciar en la *Ilustración 17*

dando unos valores de $a_c = 3,5 m$ y su altura depende de la sumergencia que se verá en el siguiente capítulo.

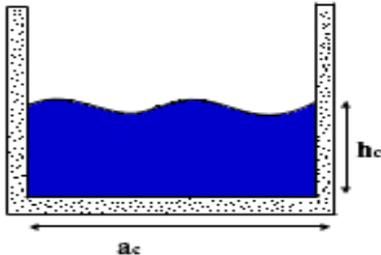


Ilustración 17. Parámetros del canal de fuga.

Para ver la localización y el diseño del canal de fuga remitirse a los planos RCL-CM-ARQ-01 y RCL-CM-ARQ-02

9. SELECCIÓN DEL EQUIPO ELECTROMECAÁNICO

9.1. *Válvula Mariposa Admisión tubería alta presión*

Se instalará una válvula mariposa en la caseta de válvulas, al inicio de la tubería de presión.

Esta válvula se empleará para mantenimiento de la tubería de presión, cuando se requiera vaciar la tubería para una reparación.

También se usará para el cierre de emergencia de la conducción forzada, ante una ruptura de la tubería.

La válvula será del tipo mariposa con contrapesas para cierre de emergencia, será horizontal y tendrá dos (2) extensiones de tubería cada una para su conexión a la tubería de conducción y de presión.

La válvula estará soportada en bases de concreto y asegurada a estos por medio de pernos y elementos de anclaje que se suministrarán con la válvula.

Las operaciones de apertura y de cierre de la válvula mariposa se efectuará normalmente bajo presiones de agua equilibradas, por lo que tendrá by-pass.

La apertura de la válvula mariposa de protección de la tubería de presión se llevará a cabo por medio de un servomotor, accionados con aceite a presión desde una unidad oleo-hidráulica situada en la caseta que aloja la válvula.

El cierre de la válvula mariposa se efectuará por la acción de contrapesos.

La válvula de protección de la tubería de presión tendrá capacidad para cerrar automáticamente en emergencia cuando se produzca una sobre-velocidad en el agua de la tubería 25% mayor a la velocidad nominal. Las velocidades de cierre y apertura podrán ser ajustables entre 15 y 45 segundos.

La Válvula de protección de la tubería de presión, tendrá las siguientes características:

- Presión interna máxima de diseño de 10 Kg/cm^2
- Peso de la válvula: 3,5 Ton
- Diámetro nominal: 1700 mm
- Caudal de diseño de $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$
- Cierre y apertura en un tiempo ajustable entre 15 y 45 segundos
- Apertura y cierre normales a condición de presiones balanceadas

Cierre de emergencia contra flujo, con descarga de agua correspondiente a una sobre-velocidad del fluido superior al 25% de la velocidad nominal.

9.2. *Válvula de cortina para la admisión a la tubería*

Por ser una pequeña central de baja cabeza (inferior a 100 m) y caudal relativamente grande ($2.1 \text{ m}^3/\text{s}$), se usa una válvula de disco cortina, para el cierre de la Turbina.

Esta válvula se utiliza, para el mantenimiento de la turbina y como respaldo ante una falla del distribuidor de la turbina (alabes móviles en el caracol)

Por cada unidad se instalará una válvula de cortina con vástago saliente de 39 pulgadas de diámetro para 10 Kg/cm^2 .

La válvula tendrá volante con caja multiplicadora de piñones con relación 1:6 y podrá ser accionada manualmente o eléctricamente a través de un moto-reductor.

Se proveerá un by-pass manual para el equilibrio de presiones aguas arriba y aguas abajo de la válvula.

La válvula tendrá las siguientes características:

- Presión interna máxima de diseño de 10 Kg/cm^2
- Diámetro nominal: 1000 mm
- Caudal de diseño de $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$
- Cierre y apertura en un tiempo ajustable entre 15 y 60 segundos
- Apertura y cierre normales a condición de presiones balanceadas

9.3. Turbinas hidráulicas

Desde hace tiempo se da el proceso de transformar la energía de un fluido en energía mecánica o viceversa, para esto se usan diferentes tipos de máquinas que se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Máquinas gravimétricas: Estas máquina usan el cambio de gravedad del fluido, como son las ruedas hidráulicas.
- Máquinas hidrostáticas o de desplazamiento: también denominadas como de desplazamiento positivo o volumétricas, estas máquinas aprovechan las variaciones de la energía de presión del fluido, como son las máquinas de vapor, los motores de combustión interna, las bombas de émbolo, las bombas de engranajes, etc.
- Máquinas rotodinámicas o turbomáquinas: estas máquinas aprovechan las variaciones de la energía cinética que el fluido experimenta a su paso por la máquina, como son en este caso las turbinas hidráulicas.

En las turbinas hidráulicas el trabajo mecánico procede del cambio de la cantidad de movimiento del agua al fluir a través de un sistema de alabes rotativos.

La turbina es el equipo en el cual se transforma la energía hidráulica en energía mecánica; está acoplada directamente con el generador garantizando el suministro de la energía eléctrica.

Los elementos fundamentales de una turbina hidráulica son los siguientes:

- **Distribuidor:** en este elemento no se produce el trabajo mecánico, es un elemento estático que no posee velocidad angular. Las principales funciones del distribuidor son: dirigir el agua hacia el rodete, acelerar el fluido a transformar, ya sea total o parcialmente dependiendo del tipo de turbina, transformar la energía potencial del agua en energía cinética y energía de presión, como también regular el caudal. Su forma depende de la turbina usada y puede ser de tipo inyector para las turbinas de acción o de forma radial, semiaxial o axial para las turbinas de reacción.
- **Rodete:** este es el elemento más importante de las turbinas hidráulicas, dotado de alabes, paletas o cucharas en los que se da el intercambio energético entre el fluido y la máquina. La transformación de la energía hidráulica dada por el salto en energía mecánica se produce en el rodete, gracias a la aceleración y desviación, o por la simple desviación del flujo de agua a su paso por los álabes.
- **Tubo de aspiración:** Elemento muy común en las turbinas de reacción, se instala después del rodete. Es un conducto de desagüe, generalmente de ensanchamiento progresivo que permite conducir el agua desde la salida del rodete hasta el canal de desagüe, su funcionamiento es recuperar tanto la altura entre la salida del rodete y el nivel del canal

de desagüe, como recuperar una parte de la energía cinética a la salida del rodete.

- **Carcasa:** elemento encargado de soportar y cubrir las partes de las turbinas. Para turbinas de reacción la carcasa tiene forma de espiral.

Clasificación de las turbinas hidráulicas. Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar según diferentes criterios:

Según la forma como la turbina transforma la energía cinética en mecánica. Estas clases de turbinas son empleadas para aprovechar los saltos de agua

- **Turbina de reacción:** En estas turbinas la presión estática disminuye entre la entrada (P_1) y la salida (P_2) del rodete $P_1 > P_2$, esto indica que el agua entra a presión y en los conductos móviles del rodete cambia de dirección y aceleración. Se usan en proyectos con caídas medias y caudales relativamente altos.
- **Turbina de acción:** En estas turbinas la presión estática permanece constante tanto en la entrada (P_1) como en la salida (P_2) del rodete $P_1 = P_2$, por lo que esto indica que no cambia de aceleración pero sí de dirección. Se usan en proyectos con caídas altas y caudales bajos

Esta clasificación es la principal por lo que en la Tabla 50 (ANEXO 1) se muestra una comparación de las características principales de cada una de las turbinas

Según el sentido del movimiento del agua dentro de las turbinas. Determina la forma o geometría del rodete.

- Axiales: El agua va en forma paralela al eje de la turbina.
- Radiales: El movimiento del fluido está en la misma dirección del radio.
- Centrífuga: El agua se mueve de adentro hacia fuera.
- Centrípeta: El agua se mueve de afuera hacia dentro.
- Mixtas: El agua entra de manera radial y sale axialmente.

Según la posición del eje en las turbinas.

- Turbina de eje horizontal
- Turbina de eje vertical

Según disposición de la cámara.

- De cámara abierta
- De cámara cerrada

Con subdivisión en:

- Cámara cilíndrica

- Cámara espiral
- Cámara cónica
- Cámara esférica

Según el número de revoluciones relativas

- Lentas
- Normales
- Rápidas
- Extra rápidas

Tipos de turbinas hidroeléctricas. Como se dijo anteriormente, las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción, a estos dos grupos corresponden las turbinas empleadas hoy en día en las centrales hidroeléctricas, ya sean estas grandes o pequeñas centrales.

Turbina Pelton. La turbina Pelton es una turbina de acción y fue inventada por Lester A. Pelton (EE.UU., 1829-1908), la cual fue patentada en el año 1880. Puede definirse como una turbina de presión, ya que ésta es constante en la zona del rotor, es de chorro libre, de impulsión, de admisión parcial por que el agua sólo toca una parte de la periferia del rotor.

Es una turbina utilizada en saltos de gran altura de 30 metros hasta 1800 metros y caudales relativamente pequeños que abarca entre 0.05 a 50 m³/s. Su construcción pueden ser con eje horizontal o

vertical, siendo esta última la más frecuente en las grandes centrales.

La rueda motriz se compone de ciertos álabes en forma de cucharas dobles con escotadura en la mitad, la cual está diseñada para recibir el empuje directo del chorro de agua. Las cucharas generalmente son fundidas en una sola pieza, pero en pequeñas centrales hidroeléctricas es posible encontrar ruedas con cangilones de manera individual, para luego unirlos por medio de tornillos a la manzana de la rueda, esto facilita la sustitución de una cuchara en el caso de un desgaste acelerado.

El sistema de distribución está compuesto por el caracol (cámara espiral), las toberas con agujas de inyección y deflectores. La forma de caracol depende de la disposición de la máquina ya sea de eje vertical u eje horizontal, una o dos ruedas, una o varias toberas. Los deflectores tienen como finalidad desviar de manera rápida el chorro del agua, cuando la rueda tiende a embalsarse mientras que las agujas cierran de manera lenta con la finalidad de evitar el golpe de ariete en la tubería de alimentación.

Las turbinas pelton tienen la capacidad de ser operadas sin problema entre un 10% y un 100% de la potencia máxima.

Turbina Turgo. Esta turbina de acción fue inventada por Eric Crewdson en Gran Bretaña y patentada en 1920. Fue perfeccionada por E. Jackson en Gran Bretaña en 1936 y de nuevo entre 1961 y 1968.

Es una turbina de acción, de flujo axial y de admisión parcial. Es una turbina que es utilizada en saltos de 15 metros hasta 300 metros de altura y caudales muy pequeños que abarcan entre 0.025 a 10 m^3/s .

El distribuidor es el mismo inyector de la turbina Pelton el cual proyecta un chorro de agua inclinado 20° respecto al plano del rodete.

El rodete se asemeja a un medio rodete de la turbina Pelton, de uso normal en pequeñas centrales, con posibilidad de instalación horizontal como vertical.

En comparación con la turbina Pelton, la turbina Turgo tiene como ventaja que si tienen el mismo diámetro de rodete está puede operar con un mayor caudal gracias a que el ingreso del chorro ocurre por un lado y sale por el otro. Otra ventaja de la turbina Turgo es que el chorro solo golpea una cuchara sin tocar las cucharas adyacentes, de este modo, como el rodete es más pequeño la Turgo puede rotar con mayor velocidad que una Pelton teniendo además las demás características como el diámetro del chorro y de potencia iguales.

Algunas de las características de esta turbina es que tiene buena eficiencia a cargas parciales, escaso riesgo de cavitación, fácil acceso a sus partes, buena tolerancia a la erosión, tiene baja eficiencia y debido al chorro inclinado, tiene la existencia de un empuje axial.

Turbina Michell-Banki. Esta turbina fue inventada por A.G. Michell en Australia y patentada en 1903. Posteriormente en los años 1917 y 1919, fue estudiada por Donat Banki en Hungría.

Es una turbina de acción, de flujo radial centrípeto- centrífugo, de flujo transversal, de doble paso y de admisión parcial. Es una turbina que es utilizada en saltos 1,0 metros hasta 50 metros de altura y caudales muy pequeños que abarcan desde $0.025 \text{ m}^3/\text{s}$. a $5 \text{ m}^3/\text{s}$.

El inyector consiste en una tobera rectangular que abarca al rodete en un cierto ángulo de admisión parcial. El flujo de la agua atraviesa el rotor cilíndrico transversalmente y golpea dos veces las aspas, una a la entrada y otra a la salida.

Las turbinas Banki presentan el inconveniente de que trabajan a velocidades de rotación muy bajas, menores a 200 rpm. Por lo que necesitan multiplicadores de velocidad y correas.

Turbina Francis. Esta turbina de reacción, fue inventada en 1826 por Benoit Fourneyron en Francia, posteriormente fue mejorada por James B. Francis en Gran Bretaña en los años 1815 y 1892 y patentada en 1849.

Es una turbina de reacción, de flujo mixto, centrípeto y de admisión total. Es utilizada en medianas y altas caídas de 2 metros hasta 750 metros de altura y para un amplio rango de caudales que abarca de 1 a $500 \text{ m}^3/\text{s}$.

El distribuidor está constituido por dos aros planos y paralelos, entre los cuales pueden girar los alabes directrices soldados a los

discos. El flujo del agua se acelera y se orienta hacia el rodete bajo diferentes ángulos de inclinación y así permite una regulación del caudal.

El rodete se compone de una serie de álabes fijos colocados entre un disco y una corona exterior tiene doble cobertura. El ingreso del agua es de manera radial desde la periferia exterior y sale del rodete de manera axial donde se dirige hacia el tubo de aspiración.

El tubo de aspiración es un difusor, su forma puede ser recta o acodada. Su material puede ser en lámina de acero o en concreto, el cual es el medio de comunicación de la salida del agua desde el rodete hasta el socáz.

La carcasa es una cámara espiral que tiene como función dirigir el agua hacia el distribuidor. Existen dos disposiciones a saber:

- Francis en caja abierta: se utiliza normalmente para caídas hasta de 10 metros, no necesita conducto forzado ni cámara espiral
- Francis en cámara espiral: se utiliza para caídas mayores a 10 metros. El material para la cámara espiral es en chapa de acero soldado o de hierro fundido.

Algunos de los elementos que conforman la turbina Francis son:

- Eje
- Volantes
- Cojinetes

- Manguito de acoplamiento
- Regulador de velocidad
- Válvula de alivio

La válvula de alivio se utiliza cuando la conducción es larga y su función es eliminar el golpe de ariete al momento que se presente un rechazo brusco de carga.

Turbina Kaplan. Esta turbina fue desarrollada por Víctor Kaplan en Austria entre los años 1876 y 1934 y fue patentada en 1912.

La turbina Kaplan se define como una turbina de flujo axial, de reacción y de admisión total. Es una turbina que es utilizada para saltos de 5 metros a 80 metros de altura y caudales muy altos hasta de $1000 \text{ m}^3/\text{s}$.

La principal característica de las turbinas Kaplan es el rodete, ya que está construida con alabes de perfil de ala de avión orientables mediante un mecanismo ubicado en el interior del cubo. Esta orientación de los alabes le permite un alto rendimiento, con cargas parciales y además se puede tener una buena eficiencia dentro de un amplio rango de caudales.

Su instalación generalmente es de eje vertical raramente inclinado u horizontal.

Turbinas axiales. Son turbinas que utilizan el mismo rodete de la turbina Kaplan pero adaptado al flujo axial, usan una carcasa

tronco-cónica de sección convergente ubicada en la dirección del flujo.

Existen tres turbinas

- Turbina tubular: desarrollada por Kuhne y fue patentada en el año 1930. Se caracteriza por el accionamiento del generador ya que se hace mediante una extensión del eje hasta la sala de máquinas generando una dificultad por el alto costo que esto con lleva .
- Turbina tipo bulbo: fue patentada en el año 1933 por Hugenin. Se caracteriza por que su generador está ubicado dentro del cubo, ahorrando una gran extensión del eje de la turbina tubular, su resultado es un grupo más compacto y más barato, además logra una disminución de la vibración en el eje.
- Turbina de generador periférico: fue patentada por Leroy Harza en Estados Unidos en el año 1919. Esta turbina reduce la distancia axial del grupo, gracias a que el rotor del generador va instalado en la periferia del rodete y de este modo se elimina el eje de transmisión.

Selección del tipo de turbina. Los parámetros básicos para seleccionar la turbina hidráulica en la PCH río Claro son: la caída neta o caída líquida H_n y la potencia P de diseño de la turbina

$$H_n = 61 \text{ m} \quad (9.1)$$

$$P = 2500 \text{ Kw} \quad (9.2)$$

Para la PCH río Claro, se decidió instalar dos unidades con el fin de garantizar en épocas de aguas bajas la operación de al menos una unidad, quedando entonces se para cada unidad una potencia de 1250 KW y un caudal de $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$.

Tipo de turbina. Para hallar el tipo de turbina se emplea el ábaco presentado en la *Ilustración 41*. Donde con un caudal de $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$ y una caída líquida de 61 m, la turbina es una Francis simple de eje horizontal.

Velocidad de la turbina. Para hallar la velocidad sincrónica para la turbina Francis, se observa en la *Ilustración 42* que para un caudal de $2,1 \text{ m}^3/\text{s}$ y una caída líquida de 61 m, la velocidad es aproximadamente 720 rpm, pero esta velocidad se chequeará según el criterio de la sumergencia, procurando reducir este parámetro.

Dimensionamiento de la turbina Francis. Este método utiliza todas las medidas de referencia al diámetro nominal de la turbina D_n con la fórmula (9.3)

$$D_n = 0,3 \times H_n^{1/8} \times Q^{1/2} + \frac{1}{H_n} \quad (9.3)$$

donde,

D_n = diámetro interior a la salida del rodete de la turbina en m.

H_n = caída neta.

Q= descarga nominal m^3/s .

Remplazando estos valores se encontró que el diámetro interior a la salida del rodete es de 0,74 m

Para obtener las dimensiones reales de la turbina Francis se multiplican los valores de la Tabla 23 por el diámetro D_n , dando estos valores en la misma tabla.

Los parámetros de la turbina Francis se encuentran en la *Ilustración 43* (ANEXO 2).

Tabla 23. Valores para el dimensionamiento de la turbina Francis

a	B	c	D	e	f	g	h	i	k	Parámetros
1,5	1,9	1,7	2,0	1,3	1,1	2,9	1,4	2,0	3,8	Datos
1,1	1,4	1,2	1,4	0,9	0,8	2,1	1,0	1,4	2,8	D_n

9.4. Gobernador de velocidad.

El gobernador de velocidad es un sistema asociado a la unidad generadora la cual permite mantener la velocidad de la máquina constante. Se dice que es un elemento muy importante para toda central hidroeléctrica ya que no solo es el corazón sino que también es su cerebro.

La necesidad de un gobernador de velocidad tiene como objetivo mantener la frecuencia estable y tener control sobre la potencia generada. Esto se logra gracias a que el gobernador recibe como entrada la velocidad de la máquina y la compara con la velocidad de referencia, si estas dos velocidades son iguales, la señal de error

será cero indicando que el gobernador no genere cambios en las condiciones de operación, ya que la máquina está en la velocidad adecuada. Pero si la señal de error es diferente a cero, está será captada por el regulador el cual ejercerá una función de control, ordenando al accionador por medio de un servomotor abrir o cerrar la paleta, logrando por este medio que la turbina incremente o disminuya la potencia mecánica de la unidad y así corregir la desviación de velocidad.

Este sistema lo suministra el fabricante de la turbina, su funcionamiento es automático y además puede ser conmutable fácilmente a posición manual.

9.5. *Generador*

Elemento que se encarga de transformar la energía mecánica de rotación lograda por la turbina, en energía eléctrica lista para ser usada. Esta transformación se rige principalmente por el principio de la inducción electromagnética.

Para la pequeña central hidroeléctrica estudiada se seleccionará un generador de polos salientes sincrónicos, que tiene la capacidad de convertir la energía eléctrica a una velocidad constante llamada velocidad de sincronismo.

Selección del Hidrogenerador. Para la PCH río Claro se usará un alternador sincrónico de polos salientes trifásico de eje horizontal autoventilado. Para saber que alternador escoger se necesita conocer los parámetros de la sumergencia y cavitación en la turbina.

Sumergencia. Para calcular la sumergencia de la turbina se necesita encontrar el valor de la velocidad específica técnica según la ecuación (9.4)

$$n_{qa} = n \times 10^3 \times \frac{\sqrt{Q}}{y^{3/4}} [rpm], \quad (9.4)$$

donde,

Q = caudal en m^3/s

y = trabajo específico en J/Kg

n = rotación en rps

pero para hallar el trabajo específico se utiliza primero la ecuación (9.5)

$$y = g \times H_b \left[\frac{J}{Kg} \right] \quad (9.5)$$

Con g como la gravedad ($9,81 \text{ m/s}^2$) y H_b como la caída bruta del proyecto (67 m), da un trabajo específico de $657,27 \text{ J/Kg}$.

Como se calculó anteriormente, la velocidad de la turbina es $n = 720 \text{ rpm} \approx 12 \text{ rps}$.

Por lo que la velocidad específica técnica de la turbina Francis usando la ecuación (9.4) se encontró que $n_{qa} = 134,04$ valor que se encuentra en el rango de las turbinas Francis como se esperaba.

Cavitación. Es un fenómeno hidráulico que ocurre al interior de la turbina por la presencia de gases y vapor en el recinto, ocurre cuando en la turbina la presión del agua a la salida del rodete alcanza la presión del vapor saturado.

Cuando se alcanza la presión, comienza a producirse en bolas de vapor, que son arrastradas por el agua hasta lugares donde la presión es mayor, condensándose violentamente, los choques contra las paredes ocasionan desprendimiento del metal, provocando la denominada erosión por cavitación.

Esta erosión ocurre cuando se presenta un rompimiento de la película de la bola de vapor, los gases y vapores son lanzados contra las paredes provocando la erosión.

Para calcular el coeficiente de cavitación de Thomas σ_{min} se utiliza la ecuación (9.6)

$$\sigma_{min} = 25 \times 10^{-3} (1 + 10^{-4} \times n_{qa}^2), \quad (9.6)$$

dando un coeficiente de Thomas de 0,0698.

Para calcular la altura de succión máxima tomamos la ecuación (9.7)

$$h_{smax} = 10 - 0,00122(H_{msnm}) - \sigma_{min} \times H_B, \quad (9.7)$$

donde,

$H_{msnm} = 1450$ msnm = altura del sitio sobre el nivel del mar

dando un altura máxima de 3,55 m este valor es muy alto, se chequeará para otra velocidad.

Si de la ecuaciones (9.4), (9.6) y (9.7) se reemplazan todos los parámetros, menos la velocidad, se obtienen las siguientes ecuaciones en función de n, así:

$$n_{qa} = n \times 10^3 \times \frac{\sqrt{2,1}}{(656,6)^{3/4}} = 11,7 \times n \text{ [rpm]} \quad (9.8)$$

$$\sigma_{min} = 25 \times 10^{-3} (1 + 0,01247 \times n^2) \quad (9.9)$$

$$h_{smax} = 8,231 - 1,675 (1 + 0,01247 \times n^2) \quad (9.10)$$

Con las ecuaciones (9.8), (9.9) y (9.10) se obtiene la Tabla 24

Tabla 24. Cálculo de la altura se sucesión, con referencia a la velocidad

z_p	n (rpm)	n (rps)	n_{qa}	σ_{min}	h_{smax}
3	1200	20	223,4	0,15	-1,79
4	900	15	167,55	0,095	1,85
5	720	12	134,04	0,07	3,60
6	600	10	111,7	0,056	4,46
7	514,2	8,57	95,73	0,048	5,03

Para no ahogar la turbina Francis, con un alternador de 8 polos, se obtiene la mejor sumergencia, o sea 1,85 m, por lo que se decide tomar un alternador y turbina de 900 rpm, los que se acoplarán directamente, sin ningún tipo de transmisión mecánica.

Para calcular la potencia aparente del alternador (S) se toma la ecuación (9.11)

$$S = \frac{P}{0,8} [KVA], \quad (9.11)$$

Donde, P es la potencia activa (Kw) con un valor de 1250 , dando un valor de 1562,5 KVA.

Del catálogo WEG “Alternadores sincrónicos línea G Plus” se determina el tipo de carcasa 560 , aislamiento clase H (180°C). Se selecciona un alternador trifásico, 8 polos, 1650 KVA, 4,16 Kv, $\cos \phi = 0.8$, 900 rpm, para una temperatura de 105°C autoventilado de eje horizontal

Por lo que las dimensiones se presentan en la *Ilustración 44* (ANEXO 2) teniendo en cuenta que $L= 2312$ mm, $HD=1560$ mm y $Dp2=1090$ mm

Para hallar la altura del canal de descarga es necesario calcular la lámina de agua tanto para la mejor situación (uso de las dos máquinas a plena carga) y la peor situación (uso de una sola unidad trabajando a un 40% de la potencia). El caudal equivalente a esta disminución del 60% es de $1.26 \text{ m}^3/\text{s}$ y utilizando la ecuación de continuidad, tomando un ancho del canal de descarga de 3.5 m y una velocidad de agua de 1,0 m/s da una altura de 0,36 m. La altura

del canal de descarga con las dos máquinas en funcionamiento, con un caudal de diseño $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$ es de altura de 1,20. Si le sumamos 0,5 por seguridad se tiene finalmente una altura de 1,70 m.

Peso del equipo más pesado. El equipo más pesado ubicado dentro de la casa de máquinas es el generador. Ya que el 60% es hierro y el 40% es cobre

Se conoce que el peso específico del hierro equivale a $7800 \text{ Kg}/\text{m}^3$ y el peso específico del cobre es de $8900 \text{ Kg}/\text{m}^3$

El volumen del generador se calcula con la ecuación (9.12)

$$V = \left(\frac{\pi \times D_{p2}^2}{4} \times L \right) 0.85, \quad (9.12)$$

Dando un volumen de $1,82 \text{ m}^3$, se tiene presente que el 15% es aire.

Para calcular el peso del generador se utiliza la fórmula (9.13)

$$\begin{aligned} \text{Peso}_{\text{generador}} &= (V \times 0,6 \times 7800) \\ &+ (V \times 0,4 \times 8900) \end{aligned} \quad (9.13)$$

Dando un peso equivalente a 15000 Kg , pero es importante tener presente el factor de seguridad aproximado a 1.7, por lo que la capacidad del puente grúa es el producto del peso del generador por el factor 1,7 por lo que se estima una capacidad de 25 toneladas para el puente grúa.

9.6. Características del generador

Las características del generador se encuentran en la Tabla 51 ver (ANEXO 1)

9.7. Momento de inercia

Los alternadores hidráulicos tiene que preverse para almacenar en su sistema rotórico un cierto momento de inercia con el objetivo de lograr una buena regulación de velocidad. Se usa volantes de inercia con el fin de conseguir el mejor momento de inercia ya que está comprobado que por cada 1% de aumento del (GD^2) aumenta un 0.1% del costo del generador. Se propone usar volante de inercia, porque la red eléctrica es radial y puede darle la opción necesitar operar el grupo generador en red aislada.

El volante de inercia se utiliza en el caso que se instale un gobernador de velocidad electrohidráulico, el material del volante deberá se fundido en acero o hierro. El volante se debe colocar en la extensión del eje del generador, con el fin de eliminar los disturbios que son ocasionados por los transitorios.

Tanto la turbina, como el volante y el generador serán acoplados por medio de acoplos flexibles.

Para calcular el momento de inercia se utiliza la fórmula (9.14)

$$GD^2 = \frac{t_g \times 364756 \times pen}{N_n^2} [Kgf/m^2], \quad (9.14)$$

donde,

GD^2 = Inercia del grupo

t_g = Tiempo de inercia del grupo en segundos

pen = Potencia eléctrica nominal en bornes de la salida del generador en KW

N_n = Velocidad nominal del generador en rpm

se utiliza las siguientes ecuaciones para calcular el momento de inercia

$$t_h = \frac{V \times L}{g \times H_B}, \quad (9.15)$$

$$V = \frac{4 \times Q}{\pi \times D^2} \quad (9.16)$$

La velocidad para un caudal de 2.1 m³/s y un diámetro de 1,0 m es de 2,6738 m/s y un tiempo t_h de 0,79 s, por lo que se adopta que $t_g > t_h$ por lo que se toma un tiempo de inercia del grupo en 4 segundos.

Con estos datos se calcula el momento de inercia usando la ecuación (9.14) dando un valor de $GD^2 = 2972 Kg \times m^2$. Se adopta para el volante de inercia un D= 1.60 metro dando un peso de 2972 Kg.

Para calcular el espesor se utiliza la formula (9.17)

$$e = \frac{4 \times G}{\pi \times D^2 \times \gamma_{acero}} [m], \quad (9.17)$$

Como el peso específico del acero es de $7800 \text{ kgf}/\text{m}^3$ se tiene que el espesor es de $0,1895 \text{ m} \approx 18,9 \text{ cm}$.

Entonces se tiene un volante de inercia de acero con un diámetro 160 cm y espesor de $18,9 \text{ cm}$.

9.8. Sistema de excitación

Para este tipo de proyectos se prefiere contar con generadores capaces de tener su propia excitación inicial con el fin de que los generadores sean capaces de mantener la tensión en los terminales del generador dentro de un rango razonable de regulación de tensión bajo condiciones normales de operación, en vacío, en carga y durante el rechazo de carga.

El sistema de excitación elegido es sin escobillas, del tipo brushless, el cual elimina en parte el mantenimiento, por no tener que emplearse escobillas.

En este sistema, se dispone de un generador de corriente continua cuyo bobinado estático es excitado desde el exterior mediante el AVR (regulador automático de tensión) por sus siglas en inglés "Automatic Voltage Regulator", el que se constituye en uno de los componentes principales del sistema de excitación del generador sincrónico, suministrando la corriente al devanado de campo en el

rotor de forma indirecta, a través del sistema brushless (sin escobillas). El AVR suministra corriente continua al devanado del estator de la excitatriz, el que produce un campo magnético y por el movimiento relativo induce en el bobinado del rotor de la excitatriz una corriente alterna que puede ser monofásica, bifásica o trifásica; el rotor de la excitatriz está provisto de un puente giratorio de diodos rectificadores, instalado en el mismo árbol del rotor, cuya función es rectificar la corriente inducida en la excitatriz y suministrarla al rotor principal del generador sincrónico. El AVR controla y envía la corriente de excitación requerida por el generador con el fin de mantener constante la tensión de salida en bornes, dentro de determinados rangos de frecuencia y de carga; este dispositivo controla una corriente de baja intensidad, que alimenta el devanado del estator de la excitatriz, la que induce en el rotor de la excitatriz una diferencia de potencial que se eleva al sistema de rectificación o puente de diodos rotativo, el que rectifica la corriente alterna de alto amperaje para entregarla como corriente continua al rotor principal del generador sincrónico sin requerir escobillas ni anillos rozantes.

En la *Ilustración 45* (ANEXO 2) se presenta un esquema del circuito de excitación.

9.9. Factores que afectan la regulación

Se sabe que los reguladores de velocidad no son componentes independientes ya que su comportamiento consigue perturbar el sistema que se está controlando.

Uno de los factores que puede afectar es el golpe de ariete, éste puede ocasionar problemas en las tuberías. El golpe de ariete se origina cuando se cierra o se abre la tubería, su intensidad depende de la velocidad con que se realizan estas dos acciones. O sea cuando hay una apertura rápida aparece una onda viajera de sobrepresión en la tubería, esa aparición repentina de presión puede ocasionar una caída de potencia hidráulica en la máquina, haciendo que el regulador abra aún más el distribuidor. Luego de unos pocos minutos, gracias a que el agua estaba ya acelerada hace que la potencia hidráulica suba a valores superiores a los necesarios forzando de este modo al regulador a cerrar el distribuidor.

Con el fin de garantizar la continuidad del servicio se incorpora un respaldo de energía acumulada, en el sistema oleo-hidráulico del regulador, para que en caso de falta o pérdida de potencia eléctrica esté actué. La velocidad de respuesta debe ser menor a un segundo y la regulación debe ser menor a $\pm 0,5\%$ a plena carga.

9.10. Clases de aislamiento del generador

Por ser la máquina de 4,16 Kv, es importante aislar las bobinas entre sí, aislar las bobinas de diferentes fases, aislar las bobinas de la carcasa de la máquina, aislar las láminas del núcleo magnético, proveer soporte mecánico al bobinado y ayudar en la transferencia de calor al exterior, todo lo anterior, se realiza mediante sistemas dieléctricos que se incorporan a las bobinas y en general a las partes activas del generador

Existen principalmente cuatro tipos de aislamientos: A, B, F y H cada uno de ellos produce una composición de diferentes materiales orgánicos e inorgánicos que les permite diferentes valores límites de elevación de temperatura, determinados por las normas internacionales como la ANSI, NEMA, IEC y VDE.

En la *Tabla 52 (ANEXO 1)* se muestran tanto los materiales como los límites permisibles de temperatura de los aislamientos.

La clase de aislamiento que presenta mejores características es la clase H, ya que ofrece menores riesgos de incendio, permite sobrecargas grandes y proporciona protección a temperaturas más altas que las otras tres clases. El aislamiento tipo H mejora enormemente la vida del motor.

Se escogió el aislamiento clase H debido a que presenta una gran protección a altas temperaturas

9.11. Protecciones eléctricas del generador

El generador es el equipo que más se encuentra sometido a los diversos tipos de condiciones anormales eléctricas, por lo que es importante que tenga un mínimo de protecciones para así evitar posibles daños en la máquina o en los equipos asociados.

La protección eléctrica del generador se lleva a cabo mediante la utilización de dispositivos de protección denominados relés funcionales.

Diferencial del estator (función AIEE/NEMA 87G). La protección diferencial 87G es aplicada para proteger al generador contra

cortocircuitos que se originan en el devanado del estator. Esta función ofrece protección de alta velocidad para el estator del generador durante fallas internas fase a fase y trifásicas, sin embargo cortocircuitos entre espiras de una misma fase pueden pasar por alto.

Protección contra pérdida de excitación (función AIEE/NEMA 40). Esta función se utiliza para detectar la pérdida de excitación en máquinas sincrónicas. Cuando un generador sincrónico pierde la excitación, éste funciona como un generador de inducción, consumiendo potencia reactiva desde el sistema por lo que el rotor se calienta. Además funcionará por encima de la velocidad nominal y operará a una potencia reducida y recibirá su excitación (VARs) del sistema.

La excitación puede perderse debido a un disparo inadvertido del interruptor de campo, a un circuito abierto o a un corto circuito en el devanado del campo, a una falla en el regulador o a la pérdida de la fuente del devanado en el campo. La pérdida de la excitación puede ser perjudicial para la máquina y/o causar un detrimento en la operación del sistema.

Protección contra motorización o Potencia inversa (función AIEE/NEMA 32). Ante una pérdida total o parcial de la turbina, si la potencia generada es menor que las pérdidas en vacío de la máquina, la potencia real comenzará a fluir hacia el generador.

Cuando un generador funciona como un motor sincrónico, la turbina no puede suplir las pérdidas propias del generador ni alimentarlas, por lo que el sistema de generación en paralelo

suministrará la pérdida, y así originar inmediatamente un disparo por el relé 32, y de este modo evitar daños en la turbina o en el grupo turbogenerador.

Protección de sobrecorriente de tiempo con restricción de tensión (función AIEE/NEMA 51V). Un sistema debe estar protegido de la contribución prolongada del generador a una falla. La protección incorpora la función de sobrecorriente de tiempo con restricción de tensión (51V) para ofrecer parte de la protección de soporte del sistema.

Protección contra falla a tierra del devanado del rotor (función AIEE/NEMA 64) el devanado se encuentra aislado de tierra por lo que el primer contacto a tierra no sería nocivo, por el contrario un segundo contacto puede ocasionar daños en el sistema de excitación, creando un puente en el devanado y de este modo se generarían desbalances en el flujo y en la tensión generada, creando vibraciones peligrosas (vibraciones mecánicas) en la máquina.

Protección de sobrecorriente (función AIEE/NEMA 51). Protección para un nivel de corriente excesivamente alto, el relé “cuenta” cierto tiempo y luego envía una señal de disparo o alarma para proteger el sistema. Este relé no tolera falla, es de acción rápida.

Protección de sobreexcitación (función AIEE/NEMA 24). La sobreexcitación puede estar causada por una falla en el regulador, rechazo de carga o una excesiva excitación cuando el generador está fuera de línea. También puede resultar por la caída de velocidad mientras el regulador o el operador intentan mantener la

tensión nominal del estator. La cantidad de Voltios/Hertz es proporcional al flujo magnético en el generador y en los núcleos del transformador elevador y se utiliza para detectar la condición de sobreexcitación.

Protección de sobretensión (función AIEE/NEMA 59). Esta función consta de una sobretensión de secuencia positiva con una opción de tiempo inverso o definido. Detecta voltajes de operación altos y por lo tanto anormales. Esta protección se justifica por motivos de calidad de servicio, es además necesario limitar la tensión por motivos de aislamiento. Otra protección importante es la protección de sobretensiones con respecto a tierra (59G).

Protección de baja tensión (función AIEE/NEMA 27). Esta función consta de una baja tensión de secuencia positiva con una opción de tiempo inverso o definido. Es necesario desconectar el generador ante una disminución de la tensión para evitar primero que todo disturbios en motores alimentadores desde los servicios auxiliares aunque normalmente los servicios auxiliares poseen una fuente adicional como respaldo

Protección de sobre frecuencia (función AIEE/NEMA 81-O). Esta función ofrece protección contra la sobre frecuencia, con el retardo ajustable.

Protección de baja frecuencia (función AIEE/NEMA 81-U). Esta función ofrece protección contra la baja frecuencia, con el retardo ajustable. Se aplica normalmente cuando se presenta rechazo de carga, esta protección vigila que la frecuencia no disminuya inadecuadamente. En los generadores cuando ocurre un cambio en

la frecuencia se accionan los dispositivos adecuados y de esta forma se corrige la velocidad sincrónica.

Protección de sobrecalentamiento (función AIEE/NEMA 49). Cuando existe una sobrecarga o una falla en la refrigeración, las resistencias detectan la temperatura (RTD'S) y/o relés de imagen térmica, haciendo que opere la protección térmica.

Protección de cortocircuito (función AIEE/NEMA 50) o interruptor automático (función AIEE/NEMA 52). El interruptor debe ser de 700 A ajustable desde $4I_n$.

Protección de falla de interruptor (función AIEE/NEMA 50BF). La finalidad de esta protección es detectar la falla de apertura del interruptor al recibir la orden de disparo enviada por alguna protección por lo que para su operación se requiere que se tenga presente la operación de otra protección que envíe orden de disparo.

9.12. Equipos y tableros localizados en casa de máquinas

En la Tabla 53 (ANEXO 1) se encuentra todos los equipos y tableros que estarían localizados en la casa de máquinas propiamente en el piso de turbinas y generadores con su respectiva numerología con la que se encuentra en el plano RCL-CM-ARQ-02.

En la

Tabla 54 (ANEXO 1), se encuentra los equipos y tableros que se encuentran en la sala de auxiliares con su número correspondiente con el que se ilustra en el plano RCL-CM-ARQ-05

Características generales.

Tablero de control. El tablero de control deberá llevar como mínimo alguno de los siguientes elementos y equipos de medición:

- Amperímetros por cada fase
- Frecuencímetro
- Vatímetro
- Voltímetro con su conmutador
- Un cosenofímetro
- Horómetro
- Contador de energía activa
- Interruptor de potencia
- Borneras
- Fusibles
- Lámparas de señalización

Los instrumentos tanto de medición como los dispositivos de control necesarios para la operación de cada generador deben ser

ubicados en su respectivo tablero de mando y control de manera independiente.

Sistema de medida. Los instrumentos de medida son fundamentales para la puesta en servicio, supervisión y vigilancia del correcto funcionamiento del conjunto dentro de sus limitaciones y especificaciones.

Los aparatos de medida, dan información sobre los niveles de tensión, corriente, potencia activa como reactiva, frecuencia, tiempo de funcionamiento, temperatura y otras variables requeridas para el sistema de medida del generador.

Dispositivos de protección. Son todos los elementos que de una forma establecida protegen los equipos de la central, de manera inmediata y eficiente, para esto el sistema de protección debe ser selectivo, veloz, sensible, fiable y robusto.

El equipo de protección que debe disponer el tablero de control principal de la PCH río Claro consta de interruptores de fuerza (establecen o cortan la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga al producirse una sobre intensidad o una sobrecarga), interruptores de pequeña potencia (alimentan y sirven de protección contra sobre corriente en los circuitos auxiliares y de control presentes en la central) , seleccionadores fusibles (equipos de maniobra en situaciones específicas de operación y protegen contra sobre corrientes que se produzcan en el circuito), seccionadores de barra (elemento de maniobra) y fusibles en general.

Es importante que todo tipo de protección debe estar acompañado de un sistema de señalización de alarmas con el cual muestre el tipo de falla que se presente e indique al operario las anomalías existentes, al mismo tiempo, el sistema de protección debe generar una orden para la apertura del interruptor automático y de este modo desconectar la carga eventual según el tipo de falla que se esté presentando.

La señalización de alarmas debe generar dos tipos de señales: luminosa y acústica. La señal luminosa es por medio de lámparas de filamento convencionales de color amarillo para pre-alarmas y rojas para fallas, y las sonoras más comúnmente utilizadas son las sirenas, los timbres o ambos a la vez, estas advierten al operador sobre una condición específica de alarma o falla de la central, normalmente se utiliza los timbres para fallas anormales que sean factibles de ser corregidas por el operador y las sirenas para alarmas de fallo mayor que necesiten la evacuación inmediata de la central.

9.13. Descripción general de los servicios auxiliares

Operación de los servicios auxiliares.

Teniendo en cuenta los diagramas unifilares de la PCH RÍO CLARO (RCL-SA-ELC-01; RCL-SA-ELC-02; RCL-SA-ELC-03), para poner en servicio las unidades de generación, el sistema eléctrico debe estar previamente energizado desde la subestación de EPM hasta el barraje a 4,16 KV, desde el cual se alimentarían los servicios auxiliares de la PCH. Bajo dichas condiciones, las

unidades se podrán arrancar, sincronizar y conectar al sistema eléctrico a través del interruptor de unidad a 4,16 KV.

La secuencia de energización de la central se hará así:

Cierre del interruptor en la subestación de EPM bajo la condición barra en subestación viva – línea muerta, controlado por un verificador de sincronismo, dispositivo (25V).

Con la línea de conexión energizada, en la subestación de la PCH RÍO CLARO cierre del seccionador SL4-1 en la subestación a 44 KV; cierre del interruptor IA4-1 bajo la condición línea viva barra muerta y controlado por un verificador de sincronismo (25V). Se energizan el transformador de potencia T4-1, la celda a 4,16 KV SG-1 y, con el seccionador fusible a 4,16 KV SFA-1 que alimenta los servicios auxiliares cerrado, se energiza también el transformador de servicios auxiliares TS-CM, plano RCL-SA-ELC-02.

De esta manera los servicios auxiliares se alimentan desde este sistema cerrando los interruptores a 208 voltios IA-1 e IA-3, en cuyo caso, el interruptor IA-2 asociado a la planta Diesel se encuentra abierto.

Bajo las anteriores condiciones se puede iniciar la energización de los circuitos necesarios para el arranque de la primera unidad de generación, la cual se sincroniza con la red a través del interruptor de unidad a 4,16 KV una vez cumplidas las consignas de sincronización de máquina.

En este proyecto mientras la línea a 44 KV ó a 13,2 KV, según sea el caso, se encuentre des-energizada no se puede generar. Bajo esta condición, los auxiliares se alimentarán desde la planta Diesel PD-CM, en cuyo caso, el interruptor de acople de barras IA-3 deberá estar abierto para que desde la planta Diesel se alimenten solo las cargas críticas de la central.

Las **cargas críticas** corresponden a las cargas que deben estar disponibles en todo momento, aun cuando la línea y subestación a 44 KV ó 13,2 KV (según sea el caso) se encuentren fuera de servicio, y que incluyen:

- Puente grúa (para hacer labores de montaje, mantenimiento y reparación)
- Cargadores de baterías de casa de máquina a 125 V cc para mantener el banco de baterías cargado durante ausencia de tensión
- UPS 208/120 V, 60 Hz, tres fases que hace parte de los servicios auxiliares eléctricos
- Alumbrado interior y exterior y tomacorrientes
- Cargador de baterías del generador de emergencia, principal y respaldo.
- Sistema de comunicaciones de la PCH

- Resistencias de calefacción de los generadores y del generador de emergencia y calentador de aceite del generador de emergencia
- Resistencias de calefacción de todos los tableros y celdas de la central
- Circuitos de alumbrado interno de los tableros y celdas
- Otras cargas de reserva.

Las **cargas no críticas** son aquellas que se requieren para arrancar las unidades de generación y cuando la central se encuentre generando y por tanto pueden estar sin servicio cuando la central se encuentre des-energizada y sin generación.

Estas cargas comprenden:

- Cargas asociadas a la unidad de generación 1 alimentadas desde TA-1
- Cargas asociadas a la unidad de generación 2 alimentadas desde TA-2
- Servicios generales no críticos alimentados desde TA-3

Según lo anterior, la alimentación normal de los servicios auxiliares será desde el transformador de auxiliares, TS-CM, 4160/208 V, el cual se alimenta desde la celda de 4,16 kV a través del seccionador fusible SFA-1 y se conecta al barraje de cargas no críticas a 208 V del tablero de distribución a través del interruptor IA-1.

Como fuente alterna, existe una planta Diesel PD-CM, el cual atenderá únicamente las cargas críticas de la central descritas arriba. Este generador alimentará el barraje de cargas críticas del tablero de distribución principal a través del interruptor IA-2.

El interruptor de acople de barras a 208 V, IA-3 podrá estar cerrado solo cuando el interruptor IA-1 de alimentación desde el transformador de auxiliares se encuentre cerrado, ya que dicho transformador deberá atender la totalidad de las cargas de la central.

La planta Diesel no podrá ponerse en paralelo con la alimentación desde el sistema eléctrico.

Cuando se detecte ausencia de tensión en el secundario del transformador de auxiliares, se deben abrir en forma automática y temporizada los interruptores IA-1 e IA-3; luego se arranca la planta Diesel, y con el interruptor asociado a la planta Diesel cerrado, se cierra el interruptor IA-2, alimentando así las cargas críticas a través de la planta Diesel. Estas transferencias y maniobras se deben hacer en forma manual, en forma local o remota desde el SCT de la central. Cuando se active el arranque de la planta Diesel, se debe accionar previamente una alarma a ser localizada en la sala de la planta para alertar al personal.

Una vez se restaure el servicio en el transformador de auxiliares, se transfieren nuevamente los servicios auxiliares a la alimentación normal, para lo cual se abre el interruptor IA-2, se cierran los interruptores IA-1 e IA-3 y se procede al paro de la planta Diesel. Esta operación se debe hacer en forma manual, localmente o remotamente desde el SCT de la central

Planta Diesel PD-CM.

La planta Diesel de casa de máquinas será para servicio continuo, 208/120 V, factor de potencia 0,8, 60 Hz, trifásica de 180 KVA.

Esta planta se requiere en casa de máquinas para atender las cargas críticas de la central cuando los servicios auxiliares alimentados desde el transformador de servicios auxiliares se encuentren fuera de servicio. Estas cargas incluyen:

- Puente grúa, (35 kW)
- Tablero TA-4, circuito de distribución cargas críticas 208/120 Vac (40 KW)
- Tablero TA-5, distribución alumbrados y tomas (25 KW)
- Cargadores de baterías a 125 V cc (5 kW)
- Tablero TA-7, circuito de distribución 125 V (10 KW)
- Tablero TA-8, circuito de distribución 208/ 120 Vac, 60 Hz, 3 PH, tensión regulada (28 KW)

La capacidad definitiva de la planta de emergencia considerando un 25 % adicional es de 180 kW.

Tablero Principal de auxiliares TA-0.

Este tablero en casa de máquinas estará conformado por los siguientes componentes principales:

- Dos juegos de barras, uno para las cargas no críticas y otro para las cargas críticas según la definición indicada arriba. Estos barrajes serán trifásicos, 600 A, 25 KA a 208 V, 60 Hz.
- Barraje de tierra a todo lo largo del mismo.
- Un interruptor de acometida desde el transformador de distribución, IA-1.
- Un interruptor de acometida desde la planta DIESEL, IA-2.
- Un interruptor de acople de las dos barras, IA-3.
- Los interruptores IA-2 e IA-3 estarán provistos de enclavamiento mecánico para que no puedan estar cerrados simultáneamente.
- Diagrama mímico y los PT's, CT's e instrumentación básica.

El barraje para **cargas no críticas** tendrá las siguientes salidas tripolares:

- Una salida para alimentación del centro de control de motores y de distribución 208/120 V, para las cargas de la unidad 1, tablero TA-1.
- Una salida para alimentación del centro de control de motores y de distribución 208/120 V, para las cargas de la unidad 2, tablero TA-2.

- Una salida para alimentación del centro de control de motores y de distribución 208/120 V, para los servicios generales no críticos de la central, tablero TA-3.
- Dos salidas de reserva equipadas con interruptores tripolares de 30 A

El barraje **de cargas críticas** contará con las siguientes salidas tripolares:

- Una salida para alimentación del tablero de fuerza a 208/120 V, para las cargas críticas de la PCH RÍO CLARO, tablero TA-4.
- Una salida para alimentación del tablero de alumbrado y tomas, tablero TA-5.
- Dos salidas para alimentar dos cargadores de baterías para el sistema de corriente continua.
- Una salida para alimentación del puente grúa.
- Dos salidas de reserva equipadas con interruptores tripolares de 30 A.

Tableros centros de control de motores y de fuerza TA-1, TA-2 y TA-3.

Los centros de control de motores y de distribución TA-1, TA-2 y TA-3 localizados en la casa de máquinas, tendrán arrancadores de

motores individuales, extraíbles, combinados, compuestos por interruptor solo magnético, contactor termo-magnético y alimentación de control, aptos para arranque a plena tensión de los motores de inducción tipo jaula de ardilla. Las salidas con interruptores deberán ser extraíbles y los interruptores termo-magnéticos

Estos tableros alimentarán las siguientes cargas:

Tableros TA-1 centro de control de motores U1:

- Sistema de lubricación.
 - Bomba principal de 3 HP
 - Bomba auxiliar de 3 HP
 - Unidad hidráulica, regulador de velocidad
 - Bomba principal de 7 HP
 - Bomba auxiliar de 7 HP
- Subtotal 1 – Carga: 10 HP (13,5 KW).

Tablero TA-2 centro de control de motores U2

- Sistema de lubricación.
 - Bomba principal de 3 HP
 - Bomba auxiliar de 3 HP
- Unidad hidráulica, regulador de velocidad

Bomba principal de 7 HP

Bomba auxiliar de 7 HP

Subtotal 2 – Carga: 10 HP (13,5 KW).

Tablero TA-3 centro de control de motores generales

- Sistema de desagüe y drenaje pozo de sentina
 - Bomba principal de 5 HP
 - Bomba auxiliar de 5 HP
- Sistema de aire servicios generales y freno del generador
 - Compresor principal de 5 HP

Subtotal 3 – Carga: 10 HP (13,5 KW).

Tablero de distribución cargas críticas TA-4.

Este tablero localizado en casa de máquinas se usará para alimentar las siguientes cargas consideradas como críticas para la central:

- Calefacción generador 1 (4 KW).
- Calefacción generador 2 (4 KW).
- Calefacción planta DIESEL (2 kW).
- Calefacción celda 4,16 kV (3 KW).
- Calefacción tableros servicios auxiliares (2 KW).

- Calefacción tableros protecciones y control de la unidad 1 (0,5 kW).
- Calefacción tableros protecciones y control de la unidad 2 (0,5 kW).
- Calefacción tableros protecciones y control de la subestación a 44 KV y servicios auxiliares (1 kW).
- Calefacción tablero comunicaciones (0,5 kW).
- Calefacción tableros control total (0,5 kW).
- Cargador de baterías planta Diesel (5 kW) para carga de 8 horas.
- Calefacción aceite planta Diesel (0,5 kW).
- Alumbrado interior tableros (1 kW).
- Ocho salidas de reserva, 20 A mono-polares (15 kW).

Subtotal 4- carga 40 kW.

Tablero TA-5 Distribución alumbrado y tomas.

Este tablero localizado en casa de máquinas alimentará el alumbrado interno y externo de casa de máquinas y subestación, como también los tomas allí incluidos.

La carga para iluminación es de 15 kW y la carga para los tomas es de 10 kW

Tablero de distribución a 125 Vcc, TA-6 y TA-7.

El tablero TA-6 localizado en casa de máquinas es de distribución principal a 125 V cc y posee el barraje principal para la conexión del banco de baterías a 125 V cc y los interruptores de salida para el tablero TA-7 y el inversor.

El tablero TA-7 es el tablero de distribución a 125 V cc propiamente dicho, alimentará todas las cargas de la central a 125 V cc estimadas en 10 kW.

Subtotal 6- carga 10 kW.

Cargadores de baterías casa de máquina- 125 Vcc.

El sistema localizado en casa de máquinas se podrá alimentar desde el barraje de cargas críticas a 208 V, tres fases, 60 Hz, tablero TA-0, con el fin de que puedan servir el banco de baterías aun cuando la central se encuentre fuera de servicio, en cuyo caso el sistema será alimentado desde la planta Diesel.

El sistema tendrá redundancia N+1 aislada, es decir, 2 unidades, cada una capaz de soportar toda la carga pero únicamente una está activa y la otra en funcionamiento únicamente cuando cae la primera, sin requerirse sincronización entre los cargadores.

La capacidad de cada cargador será de 5 kW.

Subtotal 7- carga 5 kW.

Inversor UPS.

El inversor UPS localizado en casa de máquinas estará diseñado para operación continua, conectado al sistema de 125 V cc y dará

una salida de tensión senoidal de corriente alterna trifásica, 60 Hz, 208/120 V que se utilizará como alimentación principal de los circuitos de control que requieran 120 V ca (5 kW), de los sistemas de comunicaciones (2 kW), el sistema de bombeo para desagüe y drenaje de la PCH (7 kW) y, si se requiere, el sistema de lubricación de los cojinetes de las unidades de generación 1 y 2 (8 kW). La capacidad de la UPS es de 28 kW incluyendo un 25% adicional. El inversor estará en capacidad de aportar 28 kW de potencia.

Tablero TA-8 circuito de distribución y tensión Regulada.

Este tablero localizado en casa de máquinas alimentará las siguientes cargas que requieren tensión regulada:

- Comunicaciones
- Control de la central
- Bombas de drenaje y desagüe, alimentadas por la planta Diesel o por el inversor como situación de emergencia
- Sistema de lubricación de la central, alimentadas por la planta Diesel o por el inversor como situación de emergencia

Subtotal 8- carga 28 kW.

Equipos para la casa de válvulas.

Los equipos eléctricos y cargas para los servicios auxiliares de la casa de válvulas, indicados en los diagramas unifilares de los

planos PCH RÍO CLARO (RCL-SA-ELC-01 y RCL-SA-ELC-03) son:

- Un transformador de salida distribución trifásico, de 10 KVA relación 4,16 – 13,8 KV, tres fases, 60 Hz, en baño de aceite, para montaje en poste.
- Un cortacircuito trifásico a 13,8 KV para montaje en poste
- Un juego de pararrayos para el sistema de 13,8 KV.
- Un transformador de distribución trifásico, 10 KVA, relación 13,8 KV – 208/120 V, tres fases, cuatro hilos, 60 Hz, en baño de aceite, para montaje en poste
- Un tablero de distribución de auxiliares (TCV-1), 208/120 V tres fases, cuatro hilos
- Una unidad hidráulica de potencia para alimentar la válvula mariposa (5 KW)
- Un tablero de distribución de 24 V cc, (TCV-2)
- Un tablero de iluminación y tomas (TCV-3); (3 KW)
- Un cargador de baterías (CV-3) a 208 V, 60 Hz – 24 V cc, (1 KW)
- Un banco de baterías 24 V cc para casa de válvulas, 120 A-h

- Un tablero para comunicaciones desde casa de válvulas a casa de máquinas, (2 KW)
- Un tablero para el control, instrumentación y protecciones del sistema en casa de válvulas. (1 KW)

Carga total: 10 KW

9.14. Subestación

Las subestaciones destinadas para las pequeñas centrales hidroeléctricas podrán ser instaladas en la casa de máquinas o afuera y pueden ser de tipo blindado o convencional

La subestación del proyecto río Claro se construirá paralela a la casa de máquinas. La dimensión de está es de 20 metros de largo por 10 metros de ancho, espacio requerido para el montaje, mantenimiento y operación de los equipos a instalar en la misma.

Los datos generales de los equipos, pesos, dimensiones y configuración general, se encuentran especificados en el aparte de equipos indicados más adelante.

La Subestación podrá ser de 44 KV o de 13.8 KV, dependiendo de los resultados que arroje el estudio de conexión eléctrica, ver capítulo 12.

Independiente de la tensión de la subestación elegida, se presentan los equipos para cada una de ellas.

Subestación a 44 KV.

Los equipos a 44 KV que conforman la subestación de generación de la PCH RÍO CLARO permitirá que la PCH sea interconectada con la subestación Hispania de EPM, localizada en el municipio de Hispania mediante una línea a 44 Kv de longitud 30 km.

A continuación se listan los equipos desde los bornes del transformador elevador de la central hacia la línea de 44 KV, que se deben instalar en la subestación de generación de la PCH Río Claro

- Transformador de corriente para medida y protección
- Cuchilla de puesta a tierra
- Interruptor automático
- Seccionador con cuchilla de puesta a tierra
- Transformador de potencial para medida y protección
- Pararrayos
- Aisladores
- Material de conexión
- Elementos metálicos
- Malla a tierra y apantallamiento
- Cerramiento y obras complementarias
- Grava para acabado de patio y fosos colectores de aceite del transformador

- Iluminación y tomas

Una descripción de los equipos de patio de la subestación a 44 kV para la PCH Río Claro, se presenta a continuación:

Interruptor automático: Los interruptores automáticos serán del tipo tripolar, libre de reencendido, de una cámara por polo, del tipo autosoplado, con aislamiento y extinción en un ambiente de hexafluoruro de azufre (SF6) o vacío.

El mecanismo de operación de los interruptores automáticos será por resorte, neumático, o hidráulico.

El mecanismo de operación y sus equipos asociados estarán alojados en un gabinete terminal con grado de protección IP-54, y puerta con bisagra provista con manija y cerradura.

Normas. Los interruptores automáticos cumplirán las prescripciones de la última edición de las siguientes normas:

- Publicación IEC 62271-100 (2001-05): "High-voltage switchgear and control gear - Part 100: High-voltage alternating-current circuit-breakers".
- Publicación IEC 60376 (1971-01): "Specification and acceptance of new sulfur hexafluoride".
- Publicación IEC 60427 (2000-04): "Synthetic testing of high-voltage alternating current circuit-breakers".
- Publicación IEC 61233: "High-voltage alternating current circuit-breakers inductive load switching"

Características Técnicas. Las características técnicas del interruptor automático se encuentran en la **Tabla 55 (ANEXO 1)**

Seccionador: Se incorporará un (1) seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 44 a KV para la bahía de Transformador y Línea a 44 kV. El seccionador de 44 kV será motorizado.

Normas. El seccionador cumplirá con las prescripciones de la última edición de las siguientes normas:

- Publicación IEC 62271-102 (2001-12): "High-voltage switchgear and controlgear – Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches".
- Publicación IEC 60273 (1990-03): "Characteristic of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V".
- Publicación IEC 60129 (1990-03): "Alternating current disconnector (isolators) and earthing switches".

Características técnicas. Las características técnicas del seccionador se encuentran en la **Tabla 56 (ANEXO 1)**

Cuchillas de puesta a tierra: Se instalará una (1) cuchilla de puesta a tierra a 44 kV para la bahía de Transformador y Línea 44 kV. La cuchilla de puesta a tierra de 44 kV debe ser motorizada.

Normas. Las cuchillas de puesta a tierra deben cumplir con las prescripciones de la última edición de las siguientes normas:

- Publicación IEC 62271-102 (2001-12): "High-voltage switchgear and controlgear – Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches".
- Publicación IEC 60273 (1990-03): "Characteristic of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V".
- Publicación IEC 60129 (1990-03): "Alternating current disconnecter (isolators) and earthing switches".

Características técnicas. Las características técnicas de las cuchillas de puesta a tierra se encuentran en la Tabla 57 (ANEXO 1)

Transformadores de corriente: Se instalarán (3) tres transformadores de corriente monopoles para la bahía de Transformador y Línea 44 KV.

Los transformadores de corriente serán del tipo inmersos en aceite o aislados con gas SF₆, de relación múltiple con cambio de relación en el secundario.

Normas. Los transformadores de corriente se diseñarán conforme a las prescripciones de la última edición de las siguientes normas:

- Publicación IEC 60044-1 (1996-12): "Instrument transformers - Part 1: Current transformers".

- Publicación IEC 60044-6 (1992-03): "Instrument transformers - Part 6: Requirements for protective current transformers for transient performance".
- Publicación IEC 60296 (1982-01): "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear" (si son inmersos en aceite).
- Publicación IEC 60376 (1971-01): "Specification and acceptance of new sulphur hexafluoride" (si son inmersos en SF₆).

Características técnicas. Las características técnicas de los transformadores de corriente se encuentran en la

Tabla 58 (ANEXO 1)

Los dispositivos de protección para los transformadores de corriente deben ser suministrados con un pararrayos conectado entre los terminales primarios, para limitar las sobretensiones de alta frecuencia, con excepción de aquellos con diseño tipo barra pasante.

Transformadores de potencial: Para la Subestación PCH RÍO CLARO a 44 kV se instalarán tres (3) transformadores de potencial monopoles para la bahía de Transformador y Línea 44 kV.

Los transformadores de tensión para las líneas de 44 kV serán del tipo inductivo, para servicio exterior, sumergido en aceite y de sellado hermético, o con aislamiento interno seco (Resina sintética), en lugar de aceite. El aislamiento de los transformadores

de tensión será adecuado para conectarlo entre fases, entre fase y tierra o entre fase y neutro.

Normas. Los transformadores de potencial serán diseñados, conforme a las prescripciones de la última edición de las siguientes normas:

- Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers - Part 4: Measurement of partial discharges"
- Publicación IEC 60186: "Voltage Transformers".
- Publicación IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear " (si son inmersos en aceite)
- Publicación IEC 60358: "Coupling capacitor and capacitor dividers".
- Publicación IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and controlgear".
- Publicación IEC 60156: "Method for the determination of electric strength of insulating oils".

Los transformadores se diseñarán para soportar, durante un segundo, los esfuerzos mecánicos y térmicos debido a un cortocircuito en las terminales secundarias.

Los transformadores serán para 60 Hz y podrán operar continuamente a frecuencia nominal con una tensión de 1,1 veces la tensión nominal.

Los aisladores serán de porcelana homogénea, fabricada por proceso húmedo. Podrán operar a la intemperie.

Características técnicas. Las características técnicas de los transformadores de potencial se encuentran en la Tabla 59 (ANEXO 1)

Pararrayos: Se instalarán tres (3) pararrayos monopolares para la bahía de Transformador y Línea 44 kV. Estos serán de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los pararrayos se conectarán entre fase y tierra.

Los pararrayos deben ser para operación frecuente debido a sobretensiones tipo rayo y sobretensiones por maniobra de líneas y transformadores de potencia.

Normas. Los pararrayos cumplirán con los requisitos estipulados en la última edición de la norma:

- Publicación IEC 60099-4 (2001-12): "Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems"

Características técnicas. Las características técnicas de los pararrayos se encuentran en la Tabla 60 (ANEXO 1)

Aisladores:

Normas. Los aisladores deben cumplir con los requerimientos estipulados en la última edición de las siguientes normas:

- Publicación IEC 60120 (1984-01): "Dimensions of ball and socket couplings of string insulator units".
- Publicación IEC 60168 (2001-04): "Tests on indoor and outdoor post insulators of ceramic material or glass for systems with nominal voltages greater than 1000 V".
- Publicación IEC 60273 (1990-03): "Characteristic of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V".
- Publicación IEC 60383-1 (1993-04): "Insulators for overhead lines with a nominal voltaje above 1000 V - Part 1: Ceramic or glass insulator units for a.c. systems - Definitions, test methods and acceptance criteria".
- Publicación IEC 60383-2 (1993-04): "Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V - Part 2: Insulator strings and insulator sets for a.c. systems - Definitions, test methods and acceptance criteria".
- Publicación IEC 60437 (1997-09): "Radio interference test on high-voltage insulators".
- Publicación IEC 60466-1 (1997-02): "Composite string insulator units for overhead lines with a nominal voltage greater than 1000 V - Part 1: Standard strength classes and end fittings".
- Publicación IEC 60466-2 (2002-02): "Composite string insulator units for overhead lines with a nominal voltage greater than 1 000 V - Part 2: Dimensional and electrical characteristics".
- Publicación IEC 60672-1 (1995-06): "Ceramic and glass insulating materials - Part 1: Definitions and classification".
- Publicación IEC 60672-2 (1999-12): "Ceramic and glass insulating materials - Part 2: Methods of test".
- Publicación IEC 61109 (1992-03): "Composite insulators for a.c. overhead lines with a nominal voltage greater than 1000 V - Definitions, test methods and acceptance criteria".

Características técnicas. Las características técnicas de los aisladores se encuentran en la **Tabla 61** (ANEXO 1).

Transformador elevador: Las características técnicas del transformador se expresan en la **Tabla 62** (ANEXO 1).

Para dimensionar los equipos de maniobra es importante calcular la corriente de cortocircuito y la corriente de carga, para estos cálculos se utilizan las siguientes fórmulas (9.18) y (9.19)

$$I_{cc} = \frac{I_n}{X_d^n}, \quad (9.18)$$

$$I_n = \frac{S}{(V \times \sqrt{3})}, \quad (9.19)$$

donde,

I_{cc} = corriente de cortocircuito.

I_n = corriente nominal del generador en A.

X_d'' = reactancia subtransitoria de eje directo del generador.

S = potencia del generador en KVA.

V = voltaje nominal del generador en V

dando unos valores $I_n = 346,96$ A y $I_{cc} = 2.16$ KA.

Conexión del generador a la subestación. Para la conexión del generador a la subestación se realizará por medio de barras, cables y tubos apoyados en los aisladores. La conexión se realizará con cables aislados ya que permite un montaje más simple. Esto se hace gracias a que tanto la distancia como la corriente no son de gran tamaño.

Es importante tener en cuenta los siguientes parámetros al momento de dimensionar los cables de conexión entre el generador y la subestación :

- La temperatura ambiente en el lugar de la instalación

- El tipo de instalación en este caso por cárcamo y bandejas portacable.
- Sección de cable disponible en mm^2 o MCM y tipo de aislamiento, dada la gran cantidad de cables es recomendable consultar los catálogos de los fabricantes. Para este proyecto se diseñó un cable monopolar para 4.16 KV referencia 3-1/0.

Dimensionamiento de los cables de conexión. Se debe tener en cuenta lo siguiente:

- El tipo de instalación será por bandejas y canaletas.
- La temperatura ambiente en el lugar de instalación está entre 30°C y 40°C.

Para atender las posibles sobrecargas, los cables se deben dimensionar bajo las normas ya que deben soportar permanentemente un valor de corriente $1.25I_n \approx 433.7$ A.

Malla de tierra. La subestación tendrá un sistema de puesta a tierra de tal forma que cualquier punto accesible a las personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidas a tensiones de paso o de contacto, además también se suministrará protección al equipo.

Las funciones de la malla de puesta a tierra es la de evitar sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas, de operación o de maniobra, como también proporciona una vía rápida de

descarga de baja impedancia para mejorar el adecuado funcionamiento de las protecciones.

Aspectos básicos en el diseño de la malla.

- Toda malla típica está conformada por conductores de cobre desnudo con calibre adecuado según el cálculo, enterrado entre 0,5 y 1,3 m, bajo una capa de cascajo, formando retículas separadas según el cálculo.
- Tiene una capa de alta resistividad con un espesor de 0,1 metros.
- El perímetro de la subestación está rodeada por un conductor continuo en forma de lazo encerrando la mayor área posible.
- Para reducir la resistencia de la malla se conectan los cables de guarda de las líneas de transmisión y de los equipos que van puestos a tierra.

El diseño de la malla de puesta a tierra cumplirá con la norma IEEE 80 y tendrá en cuenta el dimensionamiento del patio, corriente máxima de falla, nivel de tensión, resistividad del suelo, tiempo máximo de fallas, resistividad de la superficie, tensión de paso y de contacto.

En los planos RCL-SA-ELC-01 al 04 se presentan los unifilares de la PCH con la subestación y la simbología de todos los elementos que lo conforman.

Subestación a 13.2 KV.

Los equipos a 13.2 KV que conformarían la subestación de generación de la PCH RÍO CLARO, en caso de que el estudio de conexión indique que debe ser esta la más óptima permitirá que la PCH sea interconectada con la subestación Andes de EPM, localizada en el municipio de Andes mediante una línea a 13,2 kV de longitud 11 km. La subestación estará conformada por un pórtico en “H” de 5 niveles, en el primer nivel se instalará el transformador trifásico de potencia, de 2500 KVA, 60 HZ, 4,16/13,2 KV, en el segundo nivel se instalarán los pararrayos del transformador a 13,2 KV, en el tercer nivel los cortacircuitos de cañuela o cajas primarias para la desconexión y protección del sistema, en el cuarto nivel el seccionador trifásico de disposición vertical y en el último nivel los pararrayos de línea a 13,2 KV. En un costado del pórtico en “H” se dispondrá la caja de maniobra y el varillaje para el comando manual del seccionador trifásico.

Las características ambientales para los elementos de la subestación eléctrica a 13.2 KV, son:

Tabla 25. Características ambientales para la subestación 13,2 KV

Altura sobre el nivel del mar	1448 m
Humedad relativa	90%
Temperatura ambiente máxima	30,2 °C
Temperatura ambiente mínima	11 °C

Temperatura ambiente promedio	19,1 °C
-------------------------------	---------

Estas mismas características aplicarían para la subestación de 44 KV

A continuación se listan los equipos desde los bornes del transformador elevador hacia la línea de 13,2 KV, que se deben instalar como segunda alternativa en la subestación de generación de la PCH Río Claro

- Transformador de corriente para medida y protección
- Corta-circuito de cañuela a 13,2 KV
- Transformador de potencial para medida y protección
- Pararrayos
- Seccionador trifásico
- Malla a tierra y apantallamiento
- Bajante de puesta a tierra

Una descripción de los equipos de patio de la subestación a 13,2 KV para la PCH Río Claro, se presenta a continuación:

Cortacircuitos a 13.2 KV para seccionamiento: Los cortacircuitos son los equipos que protegen al transformador contra las sobre corrientes producidas por fallas.

En caso de que aplique se emplearán tres cortacircuitos del tipo distribución de un polo, tipo abierto (de expulsión), de caída automática (drop-out), para servicio a la intemperie e instalación vertical, equipados con elementos que le permitan operar bajo carga por medio de pértiga, con dispositivo de apertura con carga (Load-buster) y porta fusibles para la instalación de fusibles tipo dual.

Los cortacircuitos se instalarán verticalmente en el tercer nivel del pórtico sobre cruceta independiente, arriba de los descargadores de sobretensión (pararrayos), a una distancia de un metro por encima de la parte superior de los bujes de media tensión del transformador de potencia.

La conexión a los descargadores de sobretensión se realizará mediante conductores de cobre duro desnudo de 53.47 mm^2 (1/0 AWG).

Para seleccionar la capacidad interruptiva de los cortacircuitos, se calculó el nivel de cortocircuito simétrico usando la ecuación (9.20):

$$I_{cc} = \frac{I_n}{X'_d} = \frac{105}{0.18} = 583 \text{ A} \quad (9.20)$$

Como el valor es inferior a 20 KA, se seleccionaron tres cortacircuitos cada uno con capacidad interruptiva de 20 KA, para una tensión máxima de 15 KV y corriente nominal de interrupción de 140 A.

Normas: Los cortacircuitos se diseñarán conforme a las prescripciones de la última edición de las siguientes normas: NTC 2132, 2133 y 2076 (última edición) y ANSI C 37.42, C 37.41 (última edición) y su actualización por NEMA SG II-S o la que la sustituya. Para la especificación de los fusibles se usarán las normas RA8-001 y RA8-006 de EPM

Características técnicas Las características técnicas del cortocircuito a 13,2 KV se encuentran en la **Tabla 63** (ANEXO 1)

Seccionador trifásico (13,2 KV): Como dispositivo de "corte visible", se instalarán sobre cruceta en el pórtico en "H" de la subestación a 13.2 KV, el seccionador con el fin de garantizar el trabajo seguro en alta tensión AT, durante los mantenimientos o intervenciones del equipo.

El seccionador será del tipo cuchilla - tripolar de corriente nominal 110 A, con interrupción en aire y seccionamiento visible.

El equipo será abierto, de polos aislados separados y montados sobre un mismo bastidor, con un mecanismo de accionamiento externo que los vincula.

Su operación permitirá lograr visualizar en forma normal y segura el seccionamiento físico del circuito eléctrico de potencia.

Se utilizarán a la intemperie, instalados sobre cruceta en el pórtico de salida. Se incluirá una palanca para la maniobra de apertura y cierre, con señalización visual clara de la posición abierto-cerrado.

Características técnicas Las características técnicas del seccionador a 13,2 KV se encuentran en la **Tabla 64** (ANEXO 1)

Normas: Los seccionadores se diseñarán conforme a las prescripciones de la última edición de las siguientes normas: IEC. 815, IEC 265 y ANSI C 37.63

Transformadores de corriente (CT's): Para la medida y protección, se instalarán (2) dos transformadores de corriente mono- polares para la bahía de transformador y línea a 13.2 kV, conectados a dos fases.

Los transformadores de corriente (CT's) serán del tipo seco en resina colada para instalación exterior sobre cruceta, de relación múltiple con cambio de relación en el secundario.

Características técnicas Las características técnicas de los transformadores de corriente (13,2 KV) se encuentran en la **Tabla 65** (ANEXO 1)

Normas: Los transformadores de corriente se diseñarán conforme a las prescripciones de la última edición de las siguientes normas: ANSI/IEEE C57.13 y IEC 44.1 y 44.2.

Transformadores de potencia (PT's): Para la medida y protección se instalarán en la bahía de Transformador y Línea a 13.2 KV sobre el pórtico en "H" de la subestación PCH RÍO CLARO, dos (2) transformadores de potencial mono-polares en conexión delta abierta.

Los transformadores de tensión para las líneas de 13.2 KV serán del tipo inductivo, para servicio exterior, tipo seco aislado en resina sintética. El aislamiento de los transformadores de tensión será adecuado para conectarlo entre fases, entre fase y tierra o entre fase y neutro.

Características técnicas Las características técnicas de los transformadores de potencia (13,2 KV) se encuentran en la Tabla 66 (ANEXO 1)

Normas: Los transformadores de potencial serán diseñados, conforme a las prescripciones de la última edición de las siguientes normas: ANSI/IEEE C57.13 y IEC 44.1 y 44.2.

Pararrayos a 13,2 kV: Se instalarán tres (3) pararrayos monopolares para la bahía de Transformador y tres (3) pararrayos para la línea a 13.2 kV. Estos serán de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, los pararrayos se conectarán entre fase y tierra.

Los pararrayos deben ser para operación frecuente debido a sobretensiones tipo rayo y sobretensiones por maniobra de líneas y transformadores de potencia.

Características técnicas Las características técnicas de los pararrayos (13,2 KV) se encuentran en la Tabla 67 (ANEXO 1)

Normas: Los pararrayos cumplirán con los requisitos estipulados en la última edición de la Publicación IEC 60099-4 (2001-12): "Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems".

Malla de puesta a tierra: La malla de puesta a tierra de la subestación se diseñó para prevenir el peligro de contacto accidental de las partes metálicas circundantes con los elementos que se encuentren bajo tensión.

Características técnicas Las características técnicas de la malla de puesta a tierra (13,2 KV) se encuentran en la Tabla 68 (ANEXO 1)

Normas: El diseño de la malla de puesta a tierra cumplirá con las prescripciones de la última edición de las siguientes normas: ANSI/IEEE 80.

Bajantes de puesta a tierra: Tanto el pórtico en "H" de la subestación como el transformador de potencia se conectarán a tierra por medio de un bajante en alambre de cobre desnudo así:

Para elementos en alta tensión (13.2 KV o 44 KV) según sea el caso: Calibre N° 1 AWG continuo a la malla de puesta a tierra de la subestación.

Para elementos en baja tensión (4.16 kV: Calibre N° 1/0 AWG continuo a la malla de puesta a tierra de la subestación.

Al bajante irán conectados los siguientes elementos:

- Los Pararrayos de alta y baja tensión
- El neutro del primario y secundario del transformador de potencia.
- La cuba del transformador.

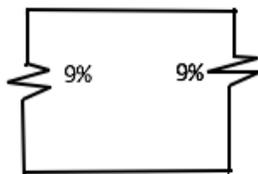
9.15. Cálculo de malla de puesta a tierra

Es una norma fundamental de seguridad que todas las partes metálicas de la subestación de la PCH río Claro que se encuentren accesibles al contacto con las personas, deben mantenerse siempre a un potencial bajo para que en caso de algún accidente, no resulten afectadas personas.

Estos riesgos se puede reducir y eventualmente eliminar, con el diseño adecuado de la malla de puesta a tierra.

Para calcular la potencia subtransitoria se debe tomar una base de $P_{base} = 2,5 \text{ MVA}$ (suma de los dos generadores) como se presenta en la *Ilustración 18*. Se realiza un cambio de base, las reactancias de los transformadores de 1,5 MVA, así:

$$X = 18 \% \times \frac{1,25 \text{ MVA}}{2,5 \text{ MVA}} = 9\%$$



La reactancia total será de 4,5% como se presenta en la fórmula (9.18)

$$X = \frac{1}{\frac{1}{9} + \frac{1}{9}} = 4,5\% \quad (9.18)$$

La corriente base (la misma nominal del sistema) se presenta en la fórmula (9.19) es:

$$I_{base} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{ll}} = \frac{2500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 4,16 \text{ KV}} = 346,9 \approx 347 \text{ A} \quad (9.19)$$

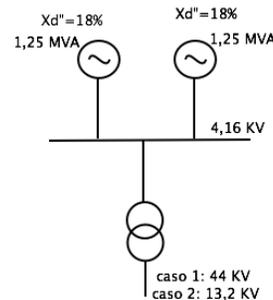


Ilustración 18. Esquema de la subestación 13,2 KV y 44 KV para cálculo de malla de puesta a tierra

La corriente subtransitoria se calculó de la siguiente manera:

$$I''_{do} = \text{Factor multiplicador} \times \frac{I_{base}}{X\%/100} \quad (9.20)$$

$$I''_{do} = 1,1 \times \frac{0,347}{0,045} = 8,48 \text{ KA}$$

El factor multiplicador tiene un valor de 1,1 ya que al presentarse la falla, el voltaje sería aproximadamente 10% mayor al nominal, entonces la potencia subtransitoria (P''_{do}) calculada con la formula (9.21)

$$P''_{do} = \text{factor multiplicador} \times \frac{P_{base}}{X\%/100} \quad (9.21)$$

$$P''_{do} = 1,1 \times \frac{2,5 \text{ MVA}}{0,045} = 61,11 \text{ MVA} \approx 62 \text{ MVA}$$

Entonces, la potencia subtransitoria será de 62 MVA.

Las características principales de la malla de puesta a tierra de la subestación de la PCH río Claro de 4,16/13,2 KV y de 4,14/44 KV, con potencia de cortocircuito de fase a tierra en el lado de 4,16 KV de 62 MVA son:

- Conductor de la malla = cobre
- Tensión de paso y de contacto= <120 voltios

a) La corriente máxima de la falla a tierra está dada por la fórmula (9.22)

$$I = \frac{P''_{do}}{\sqrt{3} \times 4,16} = \frac{62000}{\sqrt{3} \times 4,16} = 8605 \text{ A} \quad (9.22)$$

b) El tiempo máximo en que intervienen las protecciones es de 6 ciclos a la frecuencia de 60 Hz lo que significa $6/60=0,1$ segundos.

c) Los valores máximos permitidos para las tensiones máximas de paso y de contacto son de 120 voltios.

d) La resistividad del terreno se obtuvo por métodos indirectos (no se realizó medida directa de campo con equipo). A través del tipo de suelo existente en el lugar de la subestación, el que corresponde a la formación geológica del cretácico “Combia” y “stock de Támesis”, predominantemente diorítica, con presencia de basaltos y roca volcánica con litología de suelos arcillosos, se obtuvo su valor.

En el estudio (Arias, Echeverri Ramirez, & Hoyos Patiño, 2012) en la tabla 1 del artículo mencionado “tabla 1: valores típicos de resistividad (Universidad Nacional, 2000) se

tomó la resistividad eléctrica del suelo arcillas no saturadas con un valor de $20 \Omega m$ a $40 \Omega m$.

- e) El área del lote de la subestación es de $20 \times 10 m$ y el perímetro total de la instalación corresponde a un rectángulo de 20×10 , es decir $P = (2 \times 20) + (2 \times 10) = 60 m$.
- f) El área total de la instalación es de $20 m \times 10 m = 200 m^2$.

Teniendo en cuenta que se usará para la malla de tierra, un conductor de cobre, la sección del mismo será:

$$S_{cu} = \frac{I}{160}, \quad (9.23)$$

Donde I es la corriente máxima de la falla a tierra en amperios, por lo que al reemplazar los valores da una sección de $53,78 mm^2$ por lo que se usará un conductor calibre AWG 1/0.

La tensión de contacto calculada (tensión a la que se puede ver sometido el cuerpo humano por contacto), se presenta en la fórmula (9.24)

$$V_c = \frac{165 + 0,25 P}{\sqrt{t}} [V] \quad (9.24)$$

Donde P es el perímetro en metros y t es el tiempo máximo en que interviene las protecciones en segundos, por lo que la tensión de contacto da un valor de $568,21 V$

Fijando un valor máximo de tensión de contacto de 120 voltios, la longitud total del conductor de la malla de tierra está expresada por la fórmula (9.25)

$$L = \frac{0,7 \times \rho \times I}{V_c} [m], \quad (9.25)$$

Donde ρ es la resistividad del terreno, I la corriente máxima de la falla a tierra y V_c la tensión de contacto; al reemplazar estos valores da una longitud total del conductor de $317,46$ metros

Se construirá una malla en forma cuadriculada, cada cuadro tendrá de lado $1,39 m$, valor obtenido de la fórmula (9.26)

$$l = \frac{2 \times l_1 \times l_2}{L - l_1 - l_2}, \quad (9.26)$$

Donde l_1 es el lado 1 del lote en metros ($20 m$) y l_2 es el lado 2 del lote en metros ($10 m$) y L es la longitud total del lote en metros ($740,75 m$).

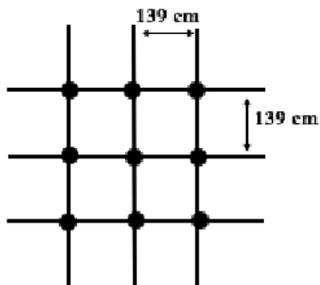


Ilustración 19. Dimensiones de la red de la malla de puesta a tierra

La resistencia total de tierra está dada por la fórmula (9.27)

$$R_t = \frac{2\rho}{P}, \quad (9.27)$$

Remplazando los valores, se obtiene una resistencia de $1,0 \Omega$. Este valor es correcto ya que es $> 20 \Omega$, por lo que se calcula la tensión de tierra con la fórmula (9.28) dando un valor de $8,6 \text{ KV}$

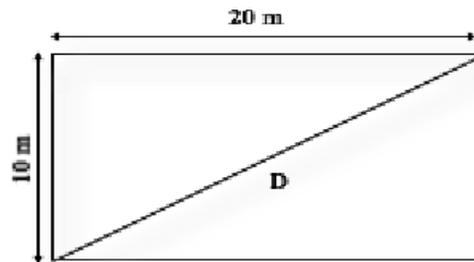
$$V_t = R_t \times I \quad (9.28)$$

Para el cálculo del gradiente de potencial se tiene en cuenta la fórmula (9.29) y el diámetro calculado en la Ilustración 20

$$GP = \frac{\rho \times I}{(D/2)^2} = 2065.32 \text{ V/m} \quad (9.29)$$

Teniendo en cuenta que el gradiente de potencial es alto, se sugiere tomar las siguientes medidas:

- Colocar piedra en el piso de la subestación para aumentar la resistencia superficial del terreno.
- Aumentar el área de contacto del cobre de la malla con el suelo.
- Limitar la corriente de corto circuito a tierra mediante elementos limitadores de corriente, como reactores o resistencias diseñadas para este fin.



$$D = \sqrt{20^2 + 10^2} = 22,36 \text{ m}$$

Ilustración 20. Cálculo de la diagonal del terreno de la subestación para la malla de tierra

Con relación al cable de conexión a tierra de los pararrayos en el lado de alta tensión de la subestación se tiene:

- Caso 1: subestación 4,16/44 KV

Tensión nominal de los pararrayos, V_n

$$V_n = K \times V_{max}, \quad (9.30)$$

Donde K es el coeficiente de conexión a tierra = 0,8 sólidamente puesto a tierra y V_{max} es 44 KV por lo que la tensión nominal da un valor de 35,2 KV.

La sección del conductor de cobre de conexión a tierra del pararrayos, no debe ser inferior a:

$$S_{cu} = 24 + 0,4 \times V_n, \quad (9.31)$$

Dando un valor de 38,08 mm^2 .

- Caso 2: subestación 4,16/13,2 KV

Utilizando las mismas ecuaciones del caso 1 (9.30) y (9.31) nos da una tensión nominal de los pararrayos $V_n = 10,56$ KV y una sección del conductor de $S_{cu} = 28,22$ mm^2 .

10. FICHA TÉCNICA

Tabla 26. Ficha técnica C.H. Río Claro

Características	Especificaciones
UBICACIÓN	
Departamento	Antioquia
Municipio	Jardín
Localidad	Charco Largo
Altitud casa de máquinas(msnm)	1447
Sistema eléctrico	EPM
TIPO DE GENERACIÓN	
Generación	Hidráulica
Grupos	2
Potencia a instalar (MW)	2.5
Generación media anual (Gwh)	15,8
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	

Salto bruto (m)	67
Salto neto (m)	61
Caudal de diseño (m ³ /s)	4.2
Potencia de diseño (MW)	2.5
Río	Claro
Sistema de aducción en baja presión	Tubería, DN 1700 mm, 2253 m
Almenara	DN 4000 mm, Altura 19,25 m
Tubería forzada	Una, DN 1400 mm, 190 m
TURBINA	
Tipo	Francis Eje Horizontal
Número de turbinas	2
Caudal por turbina (m ³ /s)	2.1
Salto neto (m)	61
Revoluciones (RPM)	900
Potencia nominal (MW)	1.25
GENERADOR	
Tipo	Sincrónico de polos salientes, autoventilado, eje horizontal
Número de unidades	2

Número de fases	3
Frecuencia (Hz)	60
Polos	8
Revoluciones (RPM)	900
Potencia aparente (MVA)	1562.5
Potencia nominal (MW)	1250
Tensión salida (kV)	4.16
Corriente de salida (A)	173.4
Factor de potencia	0.80
Tipo de excitación	Sin escobillas (Brushless)

Grupo de Conexión DYN5

CONEXIÓN ELÉCTRICA

Alternativa 1

Nivel de tensión (KV)	13.2
Subestación de Conexión	Andes
Línea de transmisión (Km)	13

Alternativa 2

Nivel de tensión (KV)	44
Subestación de Conexión	Hispania
Línea de transmisión (Km)	30

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Tipo	Intemperie en aceite
Número de fases	3
Tensión alternativa 1	4,16 /13,2 KV
Tensión alternativa 2	4,16 /44 KV
Tipo de refrigeración	ONAN
Potencia nominal (MVA)	2.5
Frecuencia (Hz)	60

11. CANTIDADES DE OBRA Y PRESUPUESTO

OBRA CIVIL, OBRAS HIDROMECAÑICAS Y EQUIPOS
 PROYECTO HIDROELÉCTRICO RÍO CLARO, JARDÍN-ANTIOQUIA

resumen de cantidades

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDADES	COSTO UNITARIO [US\$]	COSTO TOTAL [US\$]	TOTALES PARCIALES [US\$]
PRESA Y TOMA RÍO CLARO						
1	Excavación sin clasificar de superficie	m3	90	10	900	
2	Excavación en roca de superficie	m3	30	15	450	
3	Excavación sin clasificar para estructuras	m3	32	18	576	
4	Excavación en roca para estructuras	m3	30	20	600	
5	Concreto clase RN 350 (piel)	m3	22	350	7700	
6	Concreto clase RN 245 (muros laterales)	m3	43	250	10750	
7	Concreto clase RN 245	m3	40	250	10000	
8	Concreto clase RN 180 (masivo)	m3	131	180	23580	
9	Varilla de acero de refuerzo grado 60	Kg	2812	1,8	5061,6	

10	Baranda de tubo galvanizado (HG 50 mm diámetro 25 kg/m)	Kg	74	6	444	
11	Compuerta de acero plana(1,4 x 1,0 x 0,128 m) h=4 m (principal)	Ton	1,6	10.000	16000	
12	Rejilla metálica	Ton	0,035	3000	105	
13	Reja coladera	Ton	0,75	3000	2250	
14	Escalerilla metálica en muros de 1,300 kg	Kg	14	6	84	
15	Tubería diámetro 16", GRP	m	17	106	1802	
16	Válvula diámetro 16" Bronce	Global	1	6	6	80308,6

BOXCULVERT

17	Desmonte y limpieza	m3	80	10	800	
18	Excavación sin clasificar de superficie	m3	68	10	680	
19	Excavación en roca de superficie	m3	72	15	1080	
20	Concreto (diámetro 1/4)	m3	549	250	137250	
21	Varilla de acero de refuerzo grado 60	Kg	17319	1,8	31174,2	170984,2

DESARENADOR

22	Desmonte y limpieza	m3	8,5	10	85	
23	Excavación sin clasificar de superficie	m3	315	10	3150	
24	Excavación en roca de superficie	m3	210	15	3150	

25	Concreto (diámetro 1/4)	m3	110	250	27500	
26	Varilla de acero de refuerzo grado 60	Kg	3470	1,8	6246	
27	Reja coladera	Ton	0,8	3000	2400	
28	Compuerta de purga (0,7 x 0,7 x 0,128 m)	Ton	0,5	10500	5250	47781

CAMARA DE CARGA

29	Desmote y limpieza	m3	12,6	10	126	
30	Excavación sin clasificar de superficie	m3	96	10	960	
31	Excavación en roca de superficie	m3	64	15	960	
32	Concreto (diámetro 1/4)	m3	60	250	15000	
33	Varilla de acero de refuerzo grado 60	Kg	2450	1,8	4410	21456

TUBERÍA DE BAJA PRESIÓN

34	Tubería GRP, PN4, diámetro 1700 mm, rigidez 2500	M	2253	598	1347294	
35	Brida, diámetro 1700 mm, metal-GRP	Global	3	78,5	235,5	
36	Codos, GRP, PN4, diámetro 1700 mm, rigidez 2500 (diferentes ángulos)	Global	30	25	750	
37	Trabajos de desmote y limpieza del corredor de la conducción	m3	2433	10	24330	

38	Excavación sin clasificar de superficie	m3	4964	10	49640	
39	Excavación en roca de superficie	m3	3309	15	49635	
40	Mortero de arena para soporte de tubería	m3	2433	14,3	34791,9	
41	Excavación subterránea de conducción hacia la almenara 25 m, diámetro 2,5 m	m3	123	150	18450	
42	silletas tramo tubería a almenara	global	4	4193	16772	1541898,4
ALMENARA						
43	Desmote y limpieza	m3	13	10	130	
44	Excavación sin clasificar de superficie	m3	16	10	160	
45	Excavación en roca de superficie	m3	480	15	7200	
46	Concreto (diámetro 1/4)	m3	84,7	250	21175	
47	Varilla de acero de refuerzo grado 60	Kg	3458	1,8	6224,4	34899,4
CASETA DE VÁLVULAS						
48	Caseta de válvula mariposa	m2	16	800	12800	
49	Iluminación y tomas	global	1	5000	5000	17800
TUBERÍA DE PRESIÓN						
50	Tubería GRP, PN10, diámetro 1400 mm, rigidez 2500	ml	194	446	86524	

51	Codos GRP, PN10, diámetro 1400 mm, rigidez 2500	global	2	25	50	
52	Bridas, diámetro 1400 mm, metal-GRP	global	4	70	280	
53	Bifurcador GRP, PN10, diámetro 1400/1000 mm	global	1	2000	2000	
54	Excavación sin clasificar de superficie	m3	186	10	1860	
55	Excavación en roca de superficie	m3	22,4	15	336	
56	Silletas	global	32	493	15776	
57	Bloques de anclaje	bloque	2	5980	11960	118786

CASA DE MÁQUINAS

58	Casa de máquinas	m2	368	205	75440	
59	Desmote y limpieza	m3	1215	10	12150	
60	Cerca de poste de concreto con 4 hilos	ml	14	40	560	
61	Excavación sin clasificar de superficie	m3	386	10	3860	
62	Excavación sin clasificar para estructuras	m3	300	18	5400	
63	Material selecto (sub base) para vía de acceso	m3	280	10	2800	
64	Iluminación	global	1	10000	10000	

65	Otros (pararrayos, instalaciones sanitarias, iluminación interna, detector de incendios, etc)	global	1	13000	13000	
66	Suministro e instalación de malla de tierra	m2	273	30	8190	
67	Compuerta de acero rectangular deslizante (2 x2 x 0,128)	Ton	45	10500	472500	603900

SUBESTACIÓN

68	Desmonte y limpieza	m3	212	10	2120	
69	Excavación sin clasificar de superficie	m3	85	10	850	
70	Concreto case RN 210	m3	6	250	1500	
71	Cerca de malla metálica eslabonada 120 m2	global	1	140	140	4610

CANAL DE FUGA

72	Desmonte y limpieza	m3	88	10	880	
73	Excavación sin clasificar de superficie	m3	35	10	350	
74	Concreto case RN 210	m3	62	250	15500	
75	Acero	Kg	2531	1,8	4555,8	
76	Baranda de tubo galvanizado (HG 50 mm diámetro 25 kg/m)	Kg	73	6	438	21723,8

EQUIPOS ELECTROMECHANICOS

77	Válvula mariposa cierre conducción, diámetro 1700 mm	global	1	80000	80000
78	Válvula mariposa admisión turbinas, diámetro 1000 mm	global	2	65000	130000
79	Turbina Francis eje horizontal unidad 1	Kw	1250	136	170000
80	Turbina Francis eje horizontal unidad 2	Kw	1250	136	170000
81	Regulador de velocidad	global	2	25000	50000
82	Generador unidad 1	KVA	1650	132	217800
83	Generador unidad 2	KVA	1650	132	217800
84	Sistema de excitación	Global	2	8000	16000
85	Puente grúa	Global	1	170000	170000
86	Equipos auxiliares mecánicos	Global	1	35000	35000
87	Equipos auxiliares eléctricos	Global	1	83000	83000
88	Sistema de control y protecciones de la planta	Global	1	110000	110000
89	Transformador de potencia	Global	1	85000	85000
90	Sistemas de bandejas, portacables y tuberías	Global	1	12000	12000
91	Celdas de media tensión (4,16 KV)	Global	1	106000	106000
92	Interruptor Generador y transformador	Global	2	19000	38000

93	Línea completa de alimentación (casa de válvulas-casa de máquinas con transformador de distribución)	Global	1	6500	6500	1697100
						Subtotal 1 4'361546,4
EQUIPOS SUBESTACIÓN						
94	Subestación (44KV)	Global	1	107000	107000	Subtotal 2 107000
94*	Subestación (13,2 KV)	Global	1	35000	35000	Subtotal 3 35000
LINEAS DE TRANSMISIÓN						
95	Línea de transmisión (13,2 KV-trifásico, 60 Hz)	Km	13	182	2366	Subtotal 4 2366
95*	Línea de transmisión (44 KV-trifásico, 60 Hz)	Km	30	357	10710	Subtotal 5 10710
* solo se toma uno de los dos valores dependiendo de los resultados arrojados en el estudio de conexión						

Caso 2: Línea de transmisión 44 KV= \$ USD 4'471.224,4 costo=\$ 1788,5 USD/Kw instalado

Valores reales aproximados del proyecto Río Claro Jardín Antioquia

Valor de la PCH

Caso 1: Línea de transmisión 13,2 KV= \$ USD 4'390.880,4, costo=\$ 1756,35 USD/Kw instalado.

12. ESTUDIO DE CONEXIÓN

12.1. Generalidades

Los estudios de conexión eléctrica son un elemento clave de la planeación de proyectos de generación de energía eléctrica, en el cual se estudia el comportamiento de un sistema eléctrico ante la conexión de nuevos equipos (Transformadores, Generadores, Líneas de Transmisión entre otros). Este estudio se realiza mediante el análisis de las diferentes condiciones, escenarios y características planteadas del sistema eléctrico, con el propósito de establecer una alternativa óptima y viable de conexión eléctrica que garantice mayores beneficios en un proyecto, una buena operación del sistema y el cumplimiento de la normatividad vigente establecida.

La resolución CREG 025 de 1995 “Código de Redes” establece dentro de su capítulo de conexión los lineamientos técnicos mínimos necesarios y los criterios para este tipo de proyectos en donde se buscan dar cumplimiento a los aspectos de calidad, confiabilidad y seguridad del sistema.

En Colombia, para proyectos de PCH's, el artículo 4° de la resolución CREG 086 de 1996 establece las condiciones de conexión de plantas menores de 20 MW a los sistemas interconectados (STN, STR o SDL). Estos estudios de conexión pueden ser realizados por parte del transportador de energía o el propietario del proyecto, sin embargo, los costos relacionados con este tipo de estudios estarán a cargo del propietario; en el caso de

que el estudio sea realizado por el propietario o alguno de sus consultores, la empresa transportadora de energía tiene la obligación de suministrar la información técnica requerida en un plazo máximo de dos (2) meses.

Los estudios de conexión, constan básicamente de la siguiente serie de análisis: Análisis de flujo de carga, Análisis de corto circuito, Análisis de estabilidad (Angulo, Voltaje, Frecuencia), Análisis de confiabilidad, Beneficios Operativos, Análisis Económico entre otros dependiendo las características y requerimientos propios de cada proyecto. Lo anterior es analizado en diferentes escenarios bajo condiciones de demanda mínima, mediana y máxima; y en diferentes periodos de tiempo de corto, mediano y largo plazo.

En el siguiente estudio de conexión eléctrica del caso práctico PCH Rio Claro, por tratarse de una tesis de grado, las limitaciones en la información y además de no ser una fuente de generación de energía tan representativa para el sistema eléctrico nacional, se propone solo analizar los siguientes aspectos: Análisis de flujo de carga, Análisis de cortocircuito, Análisis de estabilidad y una Evaluación económica básica; de modo de que la tesis sea lo más concisa y específica posible. Para el análisis también se propone solo adelantar este estudio en un escenario de entrada de la planta PCH Rio Claro para el año 2019 en un periodo de demanda máxima.

12.2. Metodología del estudio

La metodología aquí planteada y aplicada determina un estudio de conexión básico y elemental debido a la carencia de información técnica y un análisis de resultados mucho más detallado, sin embargo aporta información de diseño básico y de primera fuente útil en el desarrollo de este tipo de proyectos, que permite dar una idea generalizada del mismo. Para las Alternativas de conexión planteadas, se realizaron simulaciones de flujo de carga, cortocircuito, estabilidad y una evaluación económica básica.

Para el modelado, simulación y análisis del sistema se implementa el programa DlgSILENT Power Factory, el cual es una herramienta potente para la observación de flujos de carga, cortocircuito y estabilidad en sistemas de potencia.

Se plantea para el estudio de conexión, solo el escenario de demanda máxima al momento de entrar en operación la planta, es decir; para este caso se supone una entrada en operación de la PCH en año 2019. La *Ilustración 46* (ANEXO 3) muestra la metodología y los elementos aplicados para el presente caso estudio.

12.3. Información básica del sistema

Para la definición de las alternativas y los estudios de conexión eléctrica, se tuvo en cuenta la siguiente información, la cual fue obtenida mediante los resultados de estudios de factibilidad anteriormente realizados y las múltiples consultas realizadas a diferentes fuentes.

Características propias del proyecto PCH Rio Claro. En los anteriores estudios de factibilidad y diseños básicos del proyecto PCH Rio Claro se obtuvieron los datos característicos de los equipos eléctricos de generación. Ver capítulo 10, ficha técnica

Información suministrada por red del sistema de interconexión nacional (STN). Al analizar la red del sistema de transmisión nacional en el programa DlgSILENT Power Factory, se logra identificar redes eléctricas en zonas de influencia del proyecto que solo van hasta niveles de 110 kV, allí se logra identificar la barra de la subestación Hispania 110 kV de la cual se deriva un subsistema el cual es simulado como una carga. Ver *Ilustración 47* (ANEXO 3).

Para conocer más a detalle del diagrama unifilar y de la información referente al subsistema que se deriva de la barra Hispania 110 kV. Se consulta con el operador de red de la zona.

Información suministrada por el operador de red de la zona (EPM). En las consultas realizadas con el operador de red de la zona de influencia del proyecto PCH Rio Claro y la subestación Hispania 110 kV en este caso EPM, se pudo identificar y obtener información de un sistema de transmisión regional (STR) existente a niveles de 44 kV y 13.2 kV en los municipios de Andes e Hispania. La *Ilustración 48* (ANEXO 3) muestra el diagrama unifilar de dicho sistema de transmisión regional.

Para ver información más completa y detallada del diagrama unifilar de la zona sur oeste del sistema de transmisión regional STR a 44 kV y 13.2 kV de Empresas Públicas de Medellín (EPM)

de la zona de influencia de proyecto. Ver *Ilustración 49* (ANEXO 3)

Después de analizar las características de conexión del diagrama unifilar y la ubicación en mapa de los diferentes elementos del STR de propiedad de EPM en la zona sur oeste del departamento Antioquia, se procedió con la búsqueda de los parámetros de cada uno de estos elementos (Transformadores y líneas de transmisión) ya que es una red que deber ser creada para las respectivas simulaciones. Las siguientes tablas muestran los parámetros requeridos para cada elemento. Ver *Tabla 69* y *Tabla 70*.(ANEXO 3)

Normatividad. Norma EPM RA9 – 001, Conexión y operación de generadores y autogeneradores en el sistema de distribución local de EPM.

Esta norma establece los lineamientos necesarios para la conexión de generadores al sistema de transmisión regional de propiedad de EPM, en el caso del proyecto PCH Rio Claro, la presente norma lo clasifica en la clase 1 la cual corresponde a plantas de generación con una capacidad nominal inferior o igual a 5MVA y hace posible la conexión a niveles de tensión superiores a 13.2kV e inferiores a 44kV

12.4. Alternativas de conexión

Después de analizar los diferentes datos, normatividad e información obtenida por las diferentes fuentes; se encuentran dos subestaciones cercanas al sitio de influencia del proyecto y con

características aparentemente favorables para conexión de la PCH Rio Claro, estas son: Subestación Hispania 44 kV y subestación Andes 13.2 kV, ambas propiedad de Empresas Públicas de Medellín (EPM).

Cabe resaltar que la red que se deriva de la subestación Hispania 110 kV del STN y sus elementos del STR propiedad de EPM en la zona Sur oeste del departamento de Antioquia debe ser creada en su totalidad como un subsistema y luego ser conectado a la barra Hispania 110 kV del STN con el fin de obtener datos más certeros. Con lo anterior se propone analizar las siguientes alternativas de conexión:

- Alternativa 0 (caso sin proyecto): Esta alternativa realmente consiste en el caso sin conexión del proyecto o caso base, es adecuado su análisis con el propósito de realizar posteriores comparaciones de los resultados obtenidos con las demás alternativas. Ver *Ilustración 50* en (ANEXO 3).
- Alternativa 1: Esta alternativa consiste en la conexión del proyecto PCH Rio Claro mediante una línea de 44 kV a la subestación Hispania 44 kV del sistema de transmisión regional (STR) con una longitud aproximada de 30 Km. La *Ilustración 51* muestra esta alternativa (ANEXO 3).
- Alternativa 2: Esta alternativa consiste en la conexión del proyecto PCH Rio Claro mediante una línea de 13.2 kV a la subestación Andes 13.2 kV del sistema de transmisión

regional (STR) con una longitud aproximada de 13 Km. La *Ilustración 52* (ANEXO 3) muestra esta alternativa.

12.5. Resultados del análisis de flujo de carga

Con el análisis de flujo de cargas se busca determinar para cada una de las alternativas los voltajes en las diferentes barras y la cargabilidad de los equipos eléctricos (Transformadores, Generadores, Líneas). En el voltaje se vigila que todas las tensiones se encuentren en el rango de 0.9 p.u - 1.1 p.u y en la cargabilidad se vigila que todas las cargabilidades se encuentren por debajo de 100%.

Todos aquellos casos que no cumplan con los criterios anteriores se analizan independientemente y se determina las acciones operativas que se deben realizar para que los criterios sean cumplidos.

Los resultados del análisis de flujo de carga en condiciones normales de operación para el año 2019 y en demanda máxima permiten evidenciar un buen desempeño de la red tanto sin proyecto como con las diferentes alternativas, presentándose perfiles de tensión en la zona de influencia del proyecto dentro de los rangos establecidos en la regulación. Ver *Tabla 71* y *Tabla 72* (ANEXO 3)

En los resultados de las cargabilidades de las líneas y transformadores cercanos a la zona de influencia del proyecto se puede observar condiciones normales de operación para las

diferentes alternativas, las cargabilidades en los diferentes elementos de la red son inferiores al 100%.

12.6. Resultados de análisis de Cortocircuito

Con el software DIGSILENT PowerFactory, el cual se basa en la norma IEC 60909 llamada “Calculo de corrientes de corto circuito en sistemas trifásicos en A.C”, se simularon las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas en demanda máxima, con el objetivo de determinar la magnitud máxima de la corriente de estado estable de falla, con la cual se especifican los equipos, se seleccionan los interruptores y se verifican los equipos ya existentes.

De los resultados encontrados del análisis de cortocircuito tanto trifásico como monofásico, se observa en la *Tabla 73* y *Tabla 74* (ANEXO 3) que los niveles de cortocircuito en el área del proyecto para cualquier alternativa, no se modificaron de manera significativa, por lo tanto se espera que no se vea afectado el nivel de interrupción, ni soportabilidad de los equipos de las subestaciones de influencia del proyecto PCH Río Claro.

Por otra parte, el máximo nivel de corto encontrado en las nuevas instalaciones se presentaría en la Alternativa 1 en la Barra PCH Río Claro 4.16 kV con un valor de 7.230 kA.

12.7. Resultados del análisis de estabilidad

Los análisis de estabilidad transitoria se realizan para determinar cuál es el tiempo máximo que se puede mantener una falla trifásica

en la barra de la conexión de la nueva generación sin que el sistema pierda estabilidad. El tiempo crítico de falla en cualquiera de los casos evaluados, debe estar por encima de 100 ms ya que este es el tiempo mínimo que requieren las protecciones para despejar fallas.

Se simularon fallas trifásicas en la barra de conexión de los generadores, para un escenario operativo demanda máxima en el año 2019. En las *Ilustración 53* e *Ilustración 54* (ANEXO 3) se observa los comportamientos ante diferentes tiempos de aclaración de fallas para las diferentes alternativas.

Incrementando el tiempo de aclaración de fallas en variaciones de 10 ms, hasta que la unidad de generación pierda sincronismo con el sistema. Se obtienen los siguientes datos de la *Tabla 75* (ANEXO 3), donde se muestra los tiempos críticos de despeje de fallas para la alternativa 1 y alternativa 2

Los tiempos críticos de aclaración de fallas hallados en el análisis de estabilidad transitoria son siempre superiores a los tiempos requeridos por equipos de protección para despeje de fallas en el sistema (100 ms). Por lo anterior, las dos alternativas planteadas tienen un buen comportamiento desde el punto de vista del análisis transitorio.

12.8. Evaluación económica

La evaluación económica de cada alternativa depende básicamente de tres aspectos; los costos de inversión, gastos administración, operación y mantenimiento (AOM) y activos no eléctricos (ANE).

Los anteriores se estiman con base a los valores establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008 “Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local”

Para determinar los costos de inversión, se parte de los valores establecidos de las unidades constructivas de la resolución CREG 097 de 2008. En base a esto, los costos de inversión del proyecto para las líneas de transmisión de ambas alternativas se muestran en la *Tabla 76* (ANEXO 3) con valores indexados a diciembre de 2015. Con esta información obtenida es posible realizar una evaluación económica básica de las alternativas del proyecto.

Los resultados de la Evaluación Económica muestran que los menores costos totales de inversión se presentan en la Alternativa 2. Sin embargo, cabe destacar que en el anterior análisis solo se tuvo en cuenta el valor total del costo de la inversión inicial de las líneas de transmisión, no se tuvo en cuenta el costo inicial de otro tipo de equipamiento eléctrico. Tampoco se tuvieron en cuenta los costos por concepto de AOM y ANE.

Es importante tener en cuenta que los costos presentados son referenciales y se calculan con base en las resoluciones CREG 097 de 2008, la cual contempla unidades constructivas reconocidas por la CREG y por lo tanto no reflejan los costos reales del proyecto.

12.9. Determinación y recomendación de la alternativa de conexión eléctrica óptima

Después de analizar ambas alternativa, tanto en su comportamiento eléctrico y un rápido análisis económico se ha optado por la alternativa 2, la cual cumple con los aspectos de calidad, confiabilidad y seguridad.

Se recomienda la conexión del proyecto mediante la Alternativa 2, es decir, Conexión de la planta PCH Rio Claro a la subestación Andes 13.2 kV mediante la conexión de una línea de 13.2 de aproximadamente 13 km.

Esta Alternativa presenta el mejor desempeño técnico bajo condiciones normales de operación y es la de menor costo para el inversionista.

13. MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO APLICADO AL PROYECTO RÍO CLARO

Después de realizar los diferentes estudios necesarios para determinar la factibilidad y haber obtenido los datos definitivos de las características propias del proyecto PCH Río Claro en el municipio de Jardín ubicado en el suroeste del departamento de Antioquia, se procede aplicar el mecanismo de desarrollo limpio (MDL) como una alternativa que mediante la venta de CER's, permita una posible financiación que ayuden a eliminar barreras económicas que impidan la realización del proyecto.

La PCH Río Claro que se proyecta construir se clasifica como una hidroeléctrica en pequeña escala, que emplea en su proceso de transformación una fuente de energía limpia y renovable como lo es el agua y donde la energía eléctrica producida reemplazaría energía que hubiera sido generada por plantas termoeléctricas contaminantes que utilizan combustibles fósiles, permitiendo así la reducción de gases efecto invernadero.

Se espera que los CERs obtenidos para la planta Río Claro sean comprados por los países industrializados con el fin de que puedan cumplir sus compromisos de reducciones de emisiones exigidas dentro del Protocolo de Kyoto, instrumento que establece, principalmente, compromisos más estrictos de reducción y limitación de emisiones de GEI para los países desarrollados, y un calendario determinado para cumplir dichos compromisos.

La venta de los CERs significa para esta PCHs, una vez sea registrada como MDL, recibir un incentivo económico adicional al

ingreso por la venta de energía. Estos ingresos serán seriamente considerados para la realización del proyecto y se consideran decisivos para poder llevarlos a cabo (adicionalidad).

El concepto "adicionalidad" para el proyecto de MDL en Río Claro, es aplicable por cuanto las emisiones de GEI son menores a las que habrían ocurrido en ausencia de la implementación del proyecto; y al mismo tiempo, se considera adicional, porque en el caso de presentarse barreras de tipo financiero, tecnológico y demás, la implementación del proyecto como MDL puede ayudar a superar.

Dicho de otra forma, en ausencia del MDL el proyecto Río Claro probablemente no podría ser construido.

La adicionalidad que brinda el MDL para la ejecución del proyecto Río Claro se considera fundamental para la toma de la decisión de la implementación del proyecto sobre el río Claro en el municipio de Jardín - Antioquia.

De acuerdo a lo anterior, el proyecto Río Claro se formula como Mecanismo de Desarrollo Limpio - MDL bajo las siguientes premisas:

Objetivos del proyecto: Generar electricidad "limpia" para la red interconectada nacional de Colombia, usando recursos hídricos renovables. Esto permitirá la reducción de emisiones de CO₂ debido al desplazamiento de electricidad generada a partir de la quema de combustibles fósiles.

Medio de mitigación del cambio climático: En ausencia de la actividad del proyecto, la energía eléctrica a ser generada por la

central hubiera sido generada por una planta termoeléctrica que utilizan combustibles fósiles.

Por lo tanto, se espera que el proyecto desplace plantas más contaminantes y pueda contribuir con la reducción de emisiones de CO₂. Adicionalmente, con este proyecto no se agotaría el recurso no renovable, como son los derivados del petróleo.

Beneficios esperados de la implantación de la PCH Río Claro. El proyecto contribuye con el desarrollo sostenible del municipio, la región y el país de la siguiente manera:

- Por la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, reduciendo la necesidad y dependencia del país de generar energía eléctrica por medio de plantas generadores que consumen combustibles fósiles.
- Por la generación de nuevas rentas para el municipio donde anteriormente no existía este tipo de actividad.
- Por la generación de nuevos puestos de trabajo en la zona de influencia del proyecto durante las fases de construcción y operación.
- Crecimiento económico a través del aporte económico que produciría la venta de los CERs y la venta de energía; permitiéndole a la nueva empresa E.S.P dueña de las central financiar parte de la maquinaria y equipos requeridos para el proyecto, así como cubrir parte de sus costos de operación y mantenimiento. Adicionalmente

permitirá contribuir a mejorar la calidad de vida de la región con el desarrollo del proyecto, ya que el municipio quedaría comprometido a invertir el tres por ciento (3%) de los ingresos obtenidos de la venta de los CERs, en proyectos sociales para el desarrollo de las comunidades locales tales como educación y salud.

Dentro de las actividades de formulación del proyecto de la PCH Río Claro, como MDL, se deben realizar reuniones de presentación del proyecto en el contexto del Mecanismo de Desarrollo Limpio y el cambio climático.

A las reuniones de consulta obligatoria, se deberán invitar a participar a todas las instituciones (gubernamentales, no gubernamentales, educativas, privadas, autoridades, etc.) y personas (líderes comunitarios, representantes de gremios, y comunidad en general) que se encuentren en la zona de influencia del proyecto. El municipio o en su defecto la E.P.S que se cree para manejar la hidroeléctrica, deberá realizar reuniones en el municipio, con el fin de exponer el proyecto, los impactos y el beneficio a que tienen derecho las comunidades allí asentadas. Se busca con este mecanismo impartir conciencia frente al cambio climático y a invitarlos a participar integrados como comunidad vecina en la mitigación de este problema.

La PCH Río Claro debe cumplir las fases de verificación y monitoreo anual exigido por el mecanismo. Durante estas fases de verificación se evaluará la efectiva reducción de emisión de GEL y

la contribución real en la captura anual de toneladas de CO₂ equivalentes (tCO₂/e).

Como parte de la financiación, se calcularán las emisiones capturadas en base a un modelo desarrollado durante este estudio de factibilidad, con el fin de que puedan ser otorgados y vendidos los CER's antes de iniciar la operación de la hidroeléctrica.

El financiamiento del proyecto se podrá realizar a través de los programas departamentales como GEA, o través de corporaciones y entidades financieras tales como: La Corporación Internacional de Financiación – IFC del Grupo del Banco Mundial, La Corporación Interamericana de Inversiones – del Grupo del Banco Interamericano de Desarrollo o con la banca tradicional, Bancolombia.

Con el fin de poder acceder a los préstamos flexibles y con años de gracia que se ofrecen para este tipo de inversiones, es necesario que el municipio de Jardín ejecute y presente el estudio de factibilidad del proyecto Río Claro guardando las más estrictas exigencias técnicas, ambientales y sociales como de garantías de cumplimiento de sus obligaciones, por lo que se concibe la ejecución del proyecto Río Claro de Jardín (Antioquia) en el Marco del MDL.

Es de todos conocidos la vocación que posee el municipio verde de Jardín, por lo que la preservación del medio ambiente y el manejo respetuoso de las comunidades es un requisito primordial para la ejecución de este proyecto.

14. CONCLUSIONES

El gobierno nacional a partir del año 1991 ha avanzado en la implementación de la normatividad referente a proyectos de generación de energía, han tenido políticas cambiantes, pero que han encaminado al país al desarrollo energético sostenible. Es evidente múltiples exigencias en aspectos ambientales que buscan garantizar el desarrollo del mismo. Con el resumen normativo aquí generado se permitirá orientar a interesados en el desarrollo de proyectos.

El mecanismo de desarrollo limpio MDL, se convierte en una alternativa posible que permite viabilizar proyectos de PCH's en Colombia debido a la generación de bonos de CO2 por concepto de reducción de emisiones de gases del efecto invernadero. Dependiendo de las características propias de cada proyecto, se hace posible implementar una metodología y un ciclo. En el desarrollo de este trabajo se logró identificar, la normatividad referente para su aplicación en Colombia, el ciclo de implementación y las metodologías aplicables a este tipo de proyectos.

Como caso práctico, se realizó un estudio de factibilidad real de un proyecto, el cual fue denominado PCH Rio Claro en el Municipio de Jardín, Antioquia, en este se realizaron los diferentes estudios, cálculos y otros análisis necesarios para determinar la viabilidad del mismo. Este estudio permitirá mostrar al lector los diferentes elementos que se requieren realizar para estos tipos de proyectos.

De igual forma, como caso práctico, se realizaron los estudios de conexión eléctrica del proyecto PCH Rio Claro para diferentes alternativas de conexión, los cuales son elementales en el proceso de planeación. Aquí se mostraron los principales estudios necesarios (Flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad y análisis económico) y las herramientas, como el caso del software DLG Silente la cual es una de las herramientas informáticas más utilizadas en la industria Colombiana para dichos estudios.

Toda esta información y estudios prácticos obtenidos por diferentes fuentes y finalmente recopilados y organizados, se convierten así en una herramienta y guía de trabajo propicia para diseñadores, inversionista y demás interesados en proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH). La tesis muestra al final un resumen de la normatividad vigente, metodologías MDL, avances ley 1715 y los pasos detallados que se deben hacer para llevar a cabo cualquier estudio Hidrológico en Colombia

15. ANEXOS

ANEXO 1 TABLAS

Tabla 27. Competencias y avances por las entidades correspondientes

Entidad	Obligaciones	Avances
Ministerio de minas y energía	<p>Expedir dentro de los doce (12) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta ley los lineamientos de política energética en materia de generación con FNCE en las zonas No Interconectadas, la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala en el sistema Interconectado Nacional, la conexión y operación de la generación distribuida, el funcionamiento del fondo de energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía y demás medidas para el uso eficiente de la energía.</p> <p>Establecer los reglamentos técnicos que rigen la generación con las diferentes FNCE, la generación distribuida y la entrega de los excedentes de la autogeneración a pequeñas escala en la red de distribución.</p> <p>Expedir la normatividad necesaria para implementar sistemas de etiquetado e información al consumidor sobre la eficiencia energética de los procesos, instalaciones y productos manufacturados.</p> <p>Propender por un desarrollo bajo en carbono del sector energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética</p>	<p>El Ministerio de Minas y Energía en respuesta a sus competencias asignadas, estableció el decreto 2469 de 2014. “Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración”</p>
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	<p>Establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración conforme los principios y criterios de esta ley, las leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin. La comisión establecerá procedimientos simplificados para auto generadores con excedentes de energía menores a 5MW.</p> <p>Establecer los mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora de la eficiencia energética en el sistema interconectado nacional, conforme los principios y criterios de esta ley, las leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética para tal fin.</p>	<p>La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en respuesta a sus competencias asignadas, estableció la resolución CREG 024 de 2015, “Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones.”</p>
Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	<p>Los procedimientos simplificados para auto generadores menores</p> <p>Definir y mantener actualizado el listado y descripción de las fuentes que se consideran ENC.</p> <p>el límite máximo de potencia de la Autogeneración a Pequeña Escala.</p> <p>Realizar programas de divulgación a Pequeña Escala y focalizada sobre la Autogeneración a pequeña Escala y el uso eficiente de energía.</p>	<p>La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en respuesta a sus competencias asignadas, estableció la resolución UPME 281 de 2015, “Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala”.</p> <p>En esta resolución se estableció el límite máximo de la autogeneración a pequeña escala a una potencia de 1MW, Para expedir dicha resolución, la UPME realizó análisis técnicos y económicos, así como un referenciamiento internacional en el tema, que están consignados en el documento UPME “Análisis para la definición del límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala en el sistema interconectado nacional (SIN)”</p> <p>La UPME no ha contemplado ampliar la lista de Fuentes No Convencionales de Energía, y se atiene a las que quedaron consignadas en la ley: La nuclear o atómica, la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.</p>

Tabla 28. Metodología MDL de uso en proyectos de PCH'S

Metodología	Nombre	Descripción	Ejemplos
ACM0002	Grid - connected electricity generation from renewable sources. Version 16.0	Metodología de gran escala utilizada para proyectos de energía de fuente renovable (hidroeléctrica, eólica, solar geotérmica, olas, mareas), Plantas Mayores a 20MW	Cucuana 58,16MW Hidromontañas 25MW, Barroso 20.4MW
AMS-I.A	Electricity generation by the user. Version 16.0 Generación de electricidad por el usuario. Versión 16.0	Metodología de pequeña escala utilizada para proyectos de autogeneración o generación de energía en zonas no interconectadas.	
AMS-I.D	Grid connected renewable electricity generation. Version 18.0	Metodología de pequeña escala utilizada para proyectos de generación de energía renovable conectados al (STN O STR), Plantas menores de 15MW	Guaquitas 9,74MW Caruquia 9,76MW La Cascada 2,30MW
AMS-I.F	Renewable electricity generation for captive use and mini grid. Version 3.0	Proyectos de generación de energía donde se remplazan por energía renovable las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles.	Providencia III 9,11MW

Tabla 29. Resumen normatividad

NORMATIVIDAD	ENTIDAD	DESCRIPCIÓN
Ley 142 de 1994	Congreso de Colombia	Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.
Ley 143 de 1994	Congreso de Colombia	Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.
Ley 99 de 1993	Congreso de Colombia	Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones.
Decreto 2041 de 2014	MAVDT	Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.
Resolución 1503 de 2010	MAVDT	Por la cual se adopta la Metodología General para la Presentación de Estudios Ambientales y se adoptan otras resoluciones
Resolución 520 de 2007	UPME	Por medio de la cual se establece el registro de proyectos de generación con el cual deben ser registrados los proyectos de generación y cogeneración de energía eléctrica a operar en el sistema interconectado nacional.
Ley 1715 de 2014	Congreso de Colombia	Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la repuesta de la demanda.
Decreto 2469 de 2014		Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.

Tabla 30 Ubicación por coordenadas

Punto	Coordenadas	
	E(X)	N(Y)
1	1'136.580	1'111.030
2	1'136.500	1'111.010
3	1'136.360	1'110.965
4	1'136.230	1'110.950
5	1'136.158	1'110.930
6	1'136.060	1'110.940
7	1'135.980	1'110.950
8	1'135.890	1'110.895
9	1'135.825	1'110.940
10	1.135.760	1'110.975
11	1'135.720	1'110.948
12	1'135.730	1'110.870
13	1'135.610	1'110.820
14	1'135.660	1'110.720
15	1'135.540	1'110.800
16	1'135.469	1'110.790
17	1'135.400	1'110.730
18	1'135.279	1'110.715
19	1'135.132	1'110.680
20	1'135.010	1'110.680
21	1'134.910	1'110.770
22	1'134.845	1'110.805
23	1'134.780	1'110.850
24	1'134.710	1'110.895
25	1'134.620	1'110.920
26	1'134.463	1'110.880
27	1,134.380	1'110.960
28	1'134.319	1'111.060
29	1'134.230	1'111.065
30	1'134.119	1'111.070
31	1'134.000	1'111.000

Tabla 31. Estaciones hidrométricas

Estación	Corriente	Coordenadas		Elevación msnm	Duración Registros	Caudal medio m^3/s
		X	Y			
Remolinos	San Juan	1139500	1128740	670	1972-79	54.4
Campamento	San Juan	1120270	1133310	1050	1972-79	28.5
Brasilia	Bolívar	1136020	1126560	820	1972-79	7.78

Tabla 32. Estaciones pluviométricas

Estación Municipio	Latitud Longitud	Elevación	Duración registros	Precipitación Mm/año
Peñalisa (Salgar)	5° 57' N 75°54' W	680	1971-78	2440
Sta. Bárbara (Andes)	5°57' N 75°54' W	1780	1973-78	2394
Sta. Bárbara (Andes)	5°34' N 75°57' W	1650	1970-72	2907
Caramanta (Caramanta)	5°33' N 75°35' W	600	1970-78	2904
La Pradera(*) (Caramanta)	5°33' N 75°35' W	600	1970-78	2666
Pueblo Rico (Pueblo Rico)	5°47' N 75°51' W	1570	1970-78	2862
La Nacional (**) (Támesis)	5°43' N 75°43' W	1150	1947-78	2276
Fredonia (Fredonia)	5°56' N 75°40' W	1300	1975-78	2107

(*) faltan registros 1971-1972 (**) faltan registros 1950-1959

Tabla 33. Registros históricos de caudales medios mensuales - estación Remolinos

AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1972	34,1	25,4	30,4	31,8	114,6	73	45,1	41,3	40,6	55	75,2	48,5
1973	26,1	15	25,7	30	60,8	65,9	51,2	68,3	116,9	77,1	104,5	99,9
1974	71,6	87	88,2	68,8	69,6	56,6	45,2	66,8	66,4	94,5	58,9	42
1975	22,5	33,7	39,2	46,6	77,4	75,2	98,8	78	90,7	101,4	93,3	85,8
1976	35,3	41	51,7	56,2	80	72,1	30	26,6	21,7	29,8	37,3	23,3
1977	11,2	9,7	13	22,5	41,6	42,3	35,5	48	32,2	73,1	67,6	36,3
1978	18,2	16	27,3	98	97,5	47,4	50,5	24,8	36,7	54,1	54,3	49,7
1979	20,6	19	24	46,7	70,6	69,6	40,8	68,2	77,3	76,5	81,3	84,8
1980	13,3	8,8	13,9	56,7	76,4	71,5	31,6	32,8	44,8	58,6	69,7	57,3
1981	0	0	0	28,6	63,2	67,1	26,8	33,6	44,8	34,3	81,7	77,1
1982	36,2	27	36	31	63,3	63,1	31,7	31,2	38,8	41,9	73,2	49,9
1983	20,7	11,7	10,8	32	68,8	74,8	43	42,2	34,9	68,3	77,9	48,4
1984	26,9	17,2	25,5	71,9	58,5	56	49,3	37,7	65,4	71,8	67,4	50,1
1985	10,9	17	24,4	0	58	79,3	70,7	61,4	56,2	85,8	86,6	63,2
1986	44,8	54,5	63,9	68,2	191,1	70,4	42,8	55,6	61,5	69,8	61,8	56,3
1987	39	40,1	49,3	77,2	85	54,8	45,8	82,3	0,1	86,7	84,2	85,6
1988	44,4	13,7	18	52	85,5	63,8	37	48,7	47,5	58,3	78,8	56,5
1989	50,5	58,7	64,7	64,9	69,6	42,4	70	38	22,8	81,5	65,2	37,6
1990	15,9	10,4	14,8	0	78,1	72,3	72	65	77,9	93,9	101,6	86,4
1991	39	47,1	56,2	67	61,8	59,9	27,5	48,4	50,3	54,9	46,7	44,3

Tabla 34. Registros históricos de caudales, estación Brasilia, Caudales medios mensuales.

Área Cuenca: 290.3km²

AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1972	7,6	4,1	4,2	4,6	18,3	13,8	11,2	7,3	5,6	7,0	8,7	2,7
1973	2,8	2,0	2,1	2,6	4,0	6,8	6,6	7,8	12,4	7,9	11,7	10,5
1974	8,2	11,4	10,6	6,8	8,3	8,6	8,6	11,0	9,0	13,9	10,2	0,7
1975	3,0	7,1	6,4	8,3	10,0	10,6	12,3	11,1	11,7	14,2	10,0	13,3
1976	6,3	6,1	5,2	5,2	8,2	12,9	6,0	3,4	2,6	4,0	4,7	3,6
1977	2,3	1,8	2,3	2,6	1,9	3,5	5,8	9,1	4,1	10,0	9,7	0,5
1978	2,6	1,8	2,6	11,4	23,5	15,1	10,8	4,6	4,2	7,1	8,2	4,3
1979	3,7	2,9	3,2	12,1	18,0	17,6	12,7	12,7	15,9	15,0	15,9	1,1

Tabla 35. Registros históricos de caudales, caudales medios mensuales, estación Campamento
Área Cuenca: 681.33 km²

AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1972	25,9	16,2	15,9	17,3	44,6	27,7	14,3	14,5	13,0	23,6	32,0	28,3
1973	12,1	6,8	12,9	13,7	27,7	29,0	25,5	34,6	72,8	53,4	55,6	60,8
1974	40,6	50,0	56,4	35,9	37,9	22,6	19,3	22,8	29,8	37,0	25,7	27,3
1975	15,9	23,2	21,8	23,2	37,1	35,0	44,4	35,7	51,0	57,3	50,2	44,2
1976	16,5	17,3	31,2	30,7	37,4	31,8	13,3	11,6	10,4	16,7	20,5	15,3
1977	8,1	6,4	3,7	14,8	28,5	23,6	18,4	23,9	21,0	37,1	34,5	16,2
1978	11,4	9,8	14,9	54,1	45,9	33,8	32,4	18,5	22,2	33,2	39,7	32,2
1979	6,0	7,5	11,7	25,4	43,2	41,8	26,5	31,8	42,2	42,5	47,0	49,8

Tabla 36. Cuadro de Distribución de Frecuencias

intervalo	frecuencia absoluta	permanencia % caudales	por unidad
[0,1 - 10,7013)	4	100	1
[10,7013 - 21,3026)	19	91,91489362	0,919148936
[21,3026 - 31,9039)	29	79,57446809	0,795744681
[31,9039 - 42,5052)	32	65,95744681	0,659574468
[42,5052 - 53,1065)	33	51,91489362	0,519148936
[53,1065 - 63,7078)	32	38,29787234	0,382978723
[63,7078 - 74,3091)	39	21,70212766	0,217021277
[74,3091 - 84,9104)	23	11,91489362	0,119148936
[84,9104 - 95,5117)	14	5,957446809	0,059574468
[95,5117 - 106,113)	7	2,978723404	0,029787234
[106,113 - 116,7143)	1	2,553191489	0,025531915
[116,7143 - 127,3156)	1	2,127659574	0,021276596
[127,3156 - 137,9169)	0	2,127659574	0,021276596
[137,9169 - 148,5182)	0	2,127659574	0,021276596
[148,5182 - 159,1195)	0	2,127659574	0,021276596
[159,1195 - 169,7108)	0	2,127659574	0,021276596
[169,7108 - 180,3221)	0	2,127659574	0,021276596
[180,3221 - 190,9234)	0	2,127659574	0,021276596
[190,9234 - 201,5247)	1	1,70212766	0,017021277

Tabla 37. Registros históricos de caudales medios mensuales transferidos -Río Claro

AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1972	3,08032	2,29443	2,74609	2,87256	10,35205	6,59424	4,07397	3,73071	3,66748	4,96826	6,79297	4,38110
1973	2,35766	1,35498	2,32153	2,70996	5,49219	5,95288	4,62500	6,16967	10,55981	6,96460	9,43969	9,02417
1974	6,46777	7,85888	7,96728	6,21484	6,28711	5,11279	4,08301	6,03418	5,99804	8,53637	5,32055	3,79394
1975	2,03247	3,04419	3,54101	4,20947	6,99170	6,79297	8,92480	7,04590	8,19311	9,15966	8,42797	7,75048
1976	3,18872	3,70361	4,67016	5,07666	7,22656	6,51294	2,70996	2,40283	1,96020	2,69189	3,36938	2,10474
1977	1,01172	0,87622	1,17432	2,03247	3,75781	3,82104	3,20679	4,33594	2,90869	6,60327	6,10644	3,27905
1978	1,64404	1,44531	2,46606	8,85254	8,80737	4,28174	4,56177	2,24023	3,31518	4,88696	4,90503	4,48950
1979	1,86084	1,71631	2,16797	4,21850	6,37744	6,28711	3,68555	6,16064	6,98266	6,91040	7,34399	7,66015
1980	1,20142	0,79492	1,25561	5,12182	6,90136	6,45874	2,85449	2,96289	4,04687	5,29345	6,29614	5,17602
1981	0,00000	0,00000	0,00000	2,58349	5,70898	6,06128	2,42090	3,03515	4,04687	3,09839	7,38012	6,96460
1982	3,27002	2,43896	3,25195	2,80029	5,71802	5,69995	2,86352	2,81836	3,50488	3,78491	6,61230	4,50757
1983	1,86987	1,05688	0,97559	2,89062	6,21484	6,75683	3,88428	3,81201	3,15259	6,16967	7,03686	4,37207
1984	2,42993	1,55371	2,30347	6,49487	5,28442	5,05859	4,45337	3,40552	5,90771	6,48584	6,08838	4,52563
1985	0,98462	1,53564	2,20410	0,00000	5,23926	7,16333	6,38647	5,54638	5,07666	7,75048	7,82275	5,70898
1986	4,04687	4,92309	5,77221	6,16064	17,26244	6,35937	3,86621	5,02246	5,55542	6,30517	5,58252	5,08569
1987	3,52295	3,62231	4,45337	6,97363	7,67822	4,95019	4,13721	7,43432	0,00903	7,83178	7,60595	7,73242
1988	4,01074	1,23755	1,62598	4,69726	7,72339	5,76318	3,34228	4,39917	4,29077	5,26636	7,11816	5,10376
1989	4,56177	5,30249	5,84448	5,86255	6,28711	3,83008	6,32324	3,43262	2,05957	7,36206	5,88965	3,39648
1990	1,43628	0,93945	1,33691	0,00000	7,05493	6,53100	6,50390	5,87158	7,03686	8,48217	9,17773	7,80468
1991	3,52295	4,25464	5,07666	6,05224	5,58252	5,41089	2,48413	4,37207	4,54370	4,95923	4,21850	4,00171

Tabla 38. Cuadro de distribución de frecuencias

intervalo	frecuencia absoluta	permanencia % caudales	por unidad
[0,009 - 0,9666)	4	100	1
[0,9666 - 1,9242)	19	91,91489362	0,919148936
[1,9242 - 2,8818)	28	80	0,8
[2,8818 - 3,8395)	34	65,53191489	0,655319149
[3,8395 - 4,7971)	32	51,91489362	0,519148936
[4,7971 - 5,7547)	32	38,29787234	0,382978723
[5,7547 - 6,7123)	39	21,70212766	0,217021277
[6,7123 - 7,6699)	23	11,91489362	0,119148936
[7,6699-8,6275)	14	5,957446809	0,059574468
[8,6275 - 9,5852)	7	2,978723404	0,029787234
[9,5852-10,5428)	1	2,553191489	0,025531915
[10,5428 - 11,5004)	1	2,127659574	0,021276596
[11,5004 - 12,4580)	0	2,127659574	0,021276596
[12,4580 - 13,4156)	0	2,127659574	0,021276596
[13,4156 - 14,3733)	0	2,127659574	0,021276596
[14,3733-15,3309)	0	2,127659574	0,021276596
[15,3309 - 16,2885)	0	2,127659574	0,021276596
[16,2885 - 17,2462)	0	2,127659574	0,021276596
[17,2462 - 18,2038)	1	1,70212766	0,017021277

Tabla 39. Metodologías hidrológicas de estimación de caudales ambientales analizadas

País	Metodología Hidrológica	Tipo de series Hidrológicas Requeridas	Características generales de la metodología
Colombia	a. Método del instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM)	Caudales medios mensuales	Sugiere realizar la estimación de un caudal ambiental constante igual a un porcentaje de descuento (25%) del caudal mediomensual multianual más bajo de la corriente
	b. Método del Estudio Nacional del Agua (ENA)	Caudales diarios	Recomienda estimar un caudal ambiental constante, definido como el caudal promedio multianual de mínimo 5 a máximo 10 años que permanece el 97.5% del tiempo y cuyo período de recurrencia es de 2.33 años.
	c. Proyecto de Ley 365 de 2005 "Ley de Aguas"	Caudales medios diarios	Sugiere estimar el caudal ecológico fijo como el caudal presente en la corriente durante el 90% del tiempo

Tabla 40. Caudales con excedencia del caudal del 97.5%. caudal ecológico, Método ENA

AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1982	3,2700	-	3,2520	-	5,7180	5,6999	2,8635	-	3,5049	3,7849	6,6123	4,5076
1983	-	-	-	2,8906	6,2148	6,7568	3,8843	3,8120	3,1526	6,1697	7,0369	4,3721
1984	-	-	-	6,4949	5,2844	5,0586	4,4534	3,4055	5,9077	6,4858	6,0884	4,5256
1985	-	-	-	-	5,2393	7,1633	6,3865	5,5464	5,0767	7,7505	7,8228	5,7090
1986	4,0469	4,9231	5,7722	6,1606	17,2624	6,3594	3,8662	5,0225	5,5554	6,3052	5,5825	5,0857
1987	3,5229	3,6223	4,4534	6,9736	7,6782	4,9502	4,1372	7,4343	-	7,8318	7,6060	7,7324
1988	4,0107	-	-	4,6973	7,7234	5,7632	3,3423	4,3992	4,2908	5,2664	7,1182	5,1038
1989	4,5618	5,3025	5,8445	5,8625	6,2871	3,8301	6,3232	3,4326	-	7,3621	5,8896	3,3965
1990	-	-	-	-	7,0549	6,5310	6,5039	5,8716	7,0369	8,4822	9,1777	7,8047
1991	3,5229	4,2546	5,0767	6,0522	5,5825	5,4109	-	4,3721	4,5437	4,9592	4,2185	4,0017

Tabla 41. I.E. Miguel Valencia - Estaciones meteorológicas CERES- ANTARES lluvia anual discriminada por meses

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total mm/año
2001	45,5	89	235	162	215	96,6	70,1	53	98,5	73	62	77	1275,7
2002	47	93	242	184	263	107	95,3	69,5	112	85	60	82	1439,8
2003	54	112,3	262	179	234	97	115	58,3	120,1	98,9	62,9	77,45	1470,95
2004	23,6	86,5	39,7	229,4	258	77	70,6	43,9	293,5	382	291,9	68,5	1864,6
2005	180,1	130,6	279,6	172,6	292	122	150,5	209	282	369	326	173	2686,4
2006	169,5	115	307,7	340,9	360,9	270,3	220	164,3	356,3	486,9	335	214,3	3341,1
2007	161,1	145,3	292,2	396	352,2	144,1	333	181,5	286,3	411,3	269	400,4	3372,4
2008	95,5	250,5	329,1	389	375	228	273	231	342	397	273	218	3401,1

Tabla 42.Registros de caudales, Estación Río Claro, Caudales transferidos mensuales, Caudales ecológicos, método IDEAM

AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	multianual
1972	3,0803	2,2944	2,7461	2,8726	10,3520	6,5942	4,0740	3,7307	3,6675	4,9683	6,7930	4,3811	4,6295
1973	2,3577	1,3550	2,3215	2,7100	5,4922	5,9529	4,6250	6,1697	10,5598	6,9646	9,4397	9,0242	5,5810
1974	6,4678	7,8589	7,9673	6,2148	6,2871	5,1128	4,0830	6,0342	5,9980	8,5364	5,3206	3,7939	6,1396
1975	2,0325	3,0442	3,5410	4,2095	6,9917	6,7930	8,9248	7,0459	8,1931	9,1597	8,4280	7,7505	6,3428
1976	3,1887	3,7036	4,6702	5,0767	7,2266	6,5129	2,7100	2,4028	1,9602	2,6919	3,3694	2,1047	3,8015
1977	1,0117	0,8762	1,1743	2,0325	3,7578	3,8210	3,2068	4,3359	2,9087	6,6033	6,1064	3,2791	3,2595
1978	1,6440	1,4453	2,4661	8,8525	8,8074	4,2817	4,5618	2,2402	3,3152	4,8870	4,9050	4,4895	4,3246
1979	1,8608	1,7163	2,1680	4,2185	6,3774	6,2871	3,6855	6,1606	6,9827	6,9104	7,3440	7,6602	5,1143
1980	1,2014	0,7949	1,2556	5,1218	6,9014	6,4587	2,8545	2,9629	4,0469	5,2935	6,2961	5,1760	4,0303
1981	0,0000	0,0000	0,0000	2,5835	5,7090	6,0613	2,4209	3,0352	4,0469	3,0984	7,3801	6,9646	3,4416
1982	3,2700	2,4390	3,2520	2,8003	5,7180	5,6999	2,8635	2,8184	3,5049	3,7849	6,6123	4,5076	3,9392
1983	1,8699	1,0569	0,9756	2,8906	6,2148	6,7568	3,8843	3,8120	3,1526	6,1697	7,0369	4,3721	4,0160
1984	2,4299	1,5537	2,3035	6,4949	5,2844	5,0586	4,4534	3,4055	5,9077	6,4858	6,0884	4,5256	4,4993
1985	0,9846	1,5356	2,2041	0,0000	5,2393	7,1633	6,3865	5,5464	5,0767	7,7505	7,8228	5,7090	4,6182
1986	4,0469	4,9231	5,7722	6,1606	17,2624	6,3594	3,8662	5,0225	5,5554	6,3052	5,5825	5,0857	6,3285
1987	3,5229	3,6223	4,4534	6,9736	7,6782	4,9502	4,1372	7,4343	0,0090	7,8318	7,6060	7,7324	5,4959
1988	4,0107	1,2375	1,6260	4,6973	7,7234	5,7632	3,3423	4,3992	4,2908	5,2664	7,1182	5,1038	4,5482
1989	4,5618	5,3025	5,8445	5,8625	6,2871	3,8301	6,3232	3,4326	2,0596	7,3621	5,8896	3,3965	5,0127
1990	1,4363	0,9395	1,3369	0,0000	7,0549	6,5310	6,5039	5,8716	7,0369	8,4822	9,1777	7,8047	5,1813
1991	3,5229	4,2546	5,0767	6,0522	5,5825	5,4109	2,4841	4,3721	4,5437	4,9592	4,2185	4,0017	4,5399
mensual													
multianual	2,6250	2,4977	3,0577	4,2912	7,0974	5,7700	4,2695	4,5116	4,6408	6,1755	6,6268	5,3431	4,7422

Tabla 43. Flora Municipio Jardín Antioquia

Nombre Científico	Nombre Común	Familia	Origen
Ceroxylonsp.	Palma de cera	Aracaceae	Nativa
Quercushumboldtii	Roble	Fagaceae	Nativa
Brunelliasp.	Cedrillo	Brunelliaceae	Nativa
Drimysgranadensis	Canelo de páramo	Winteraceae	Nativa
Baccharisnitida	Chilco	Asteraceae	Nativa
Hedyosmumsp.	Silbo - Silbo	Chloranthaceae	Nativa
Aegiphilabogotensis	Tabaquillo	Lamiaceae	Nativa
piperauritumkunth	Cordoncillo	piperaceae	Nativa
Perseacaerulea	Aguacatillo	Lauraceae	Nativa
Podocarpusoleifolius	Chaquiro	Podocarpusoleifolius	Nativa
Smallanthuspyramidalis	Arboloco	Asteraceae	Nativa
Morella pubescens	Olivo de Cera	Myricaceae	Nativa
Panopsissuaveolens	Yolombó	Proteaceae	Nativa
Viburnumcornifolium	Sauco de Monte	Caprifoliaceae	Nativa
Wettiniakalbreyeri	Palma Macana	Arecaceae	Nativa
Weinmanniasp.	Encenillo	Cunoniaceae	Nativa
Cavendishiasp.	Uvito de Monte	Ericaceae	Nativa
Crotonsp.	Drago	Euphorbiaceae	Nativa
Trema micrantha	Zurrumbo	Cannabaceae	Nativa
Ochromapyramidale	Balzo	Bombacaceae.	Nativa
Cecropia angustifolia	Yarumo	Urticaceae	Nativa
Schizolobiumparahyba	Gallinazo	Fabaceae	Nativa
Xanthosoma	Rascadera	Aráceas	Nativa
Tibouchinalepidota	Sietecueros	Melastomataceae	Nativa

Tabla 44. Aspectos importantes para el estudio socioeconómico de Jardín-Antioquia

SITIO	LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO	NUMERO ACTUAL DE HABITANTES	DISTIBUCION ESPACIAL DE LA POBLACIÓN	CONDICIONES SOCIAL DE LA POBLACIÓN	EDUCACIÓN	SALUD	EXISTENCIA DE ACUEDUCTO O TRATAMIENTO DE AGUAS	VIAS DE PENETRACIÓN, ESTADO Y CARACTERISTICAS
	fundada el 23 de mayo de 1863			la casa originaria es conocida como "casa de cancel", está construida a base de paneles de madera.				
	ubicado en el suroeste de Antioquia, entre un ramal de la cordillera Occidental y el Río San Juan.	16.707 Habitantes en el municipio de Jardín	Por el occidente el Municipio de Andes, por el norte el Municipio de Jericó, por el oriente el Municipio de Támesis y por el sur con el Departamento de Caldas.	Características	cuenta con 7 instituciones educativas en la zona urbana	cuenta con un hospital: E.S.E Hospital Gabriel Peláez Montoya	acueducto: cobertura de acueducto en zona rural es de 36% y en zona urbana 99%.	El municipio de Jardín está bien comunicado por buenas carreteras con los municipios Antioqueños de Andes, Jericó y Támesis y con el municipio de Caldas.
				Actividades				
Jardín				pesca, bicicletas, chiva, caballos, caminatas, parapentismo				
				fiestas	Concurso nacional Jardín de Oro, fiesta de la Rosa, fiesta patronales de la inmaculada Concepción, Semana Santa, feria del Arte, Natividad y Año nuevo.	cuenta con 18 instituciones educativas en zona rural	alcantarillado: cobertura de alcantarillado en zona rural es de 13% y en zona urbana 98%.	la distancia entre el proyecto y Medellín consta de unos 114 Km por la vía que conduce al Suroeste Antioqueño
	el 29,5% de la población de Jardín nació en otros municipios.		municipio conformado por 21 unidades territoriales, una de ellas es el resguardo indígena de Cristiana y 20 veredas.	Entidades presentes	secretaria de Gobierno y desarrollo social, secretaria de Hacienda y desarrollo económico, secretaria de planeación y desarrollo territorial, secretaria de salud y protección social, IDEAM, hospital, Juzgados, Notaria Única.	solo cuentan con una biblioteca pública, con pocos libros	Energía eléctrica: el 95,7 % de las viviendas tienen conexión a Energía Eléctrica en zona urbana	no existe transporte aéreo ni acuático directos al municipio de Jardín Antioquia.
						la población afiliada a la EPS son 2594 y población vinculada al SISBEN que no cuentan con ARS es de 9293.		

Tabla 45. Coeficiente de la fórmula de Hazen- Williams (perdidas de conducción)

Tipo de material	λ
Túnel en roca sin revestimiento	44
Acero corrugado u ondulado	60
Hierro fundido con 30 o 40 años de uso	80
Hierro fundido con 20 o 30 años de uso. Acero soldado en uso. Acero con juntas en uso	90
Acero remachado con 15 a 20 años de uso	95
Hierro fundido con 15 a 20 años de uso. Conducción en ladrillos bien ejecutados	100
Acero nuevo remachado. Hierro fundido de gran diámetro con 10 años de uso	115
Concreto con acabados común. Madera con refuerzos en correas de hierro forjado (costillas). Hierro fundido con 5 años de uso	120
Acero galvanizado	125
Hierro fundido nuevo, GRP, Concreto argamasa. Asbesto-cemento en uso. Hierro fundido con revestimiento de concreto. Acero soldado con revestimiento. Acero nuevo soldado. Latón. Bronce. Cobre. Plomo con acabado medio	130
Vidrio Plástico. Cemento. Cemento muy liso. Asbesto-Cemento nuevo. Cobre. Latón. Bronce. Plomo con buen acabado	142

Tabla 46. Pérdidas de los codos en tuberías de baja presión y alta presión

# codo	D (m)	R (m)	α (°)	R/D	K_{90}	K/K_{90}	K	H_{pcod} (m)
1	1,7	3,47	21,84	2,04	0,49	0,41	0,2	0,035
2	1,7	4,22	22,01	2,48	0,44	0,41	0,18	0,03
3	1,7	2,94	14,39	1,73	0,53	0,28	0,15	0,02
4	1,7	3,46	30,48	2,03	0,5	0,53	0,26	0,04
5	1,7	5,29	57,41	3,11	0,39	0,82	0,32	0,05
6	1,7	7,07	83,03	4,16	0,35	0,98	0,34	0,05
7	1,7	4,24	34,51	2,49	0,44	0,59	0,25	0,04
8	1,7	2,59	28,37	1,52	0,58	0,63	0,36	0,06
9	1,7	1,83	87,19	1,07	0,71	0,99	0,70	0,12
10	1,7	3,32	34,68	1,95	0,51	0,59	0,30	0,05
11	1,7	1,25	24,6	0,73	0,85	0,43	0,36	0,06
12	1,7	4,34	57,09	2,55	0,44	0,81	0,35	0,06
13	1,7	3,10	33,09	1,83	0,53	0,58	0,30	0,05
14	1,7	5,39	50,22	3,17	0,38	0,77	0,29	0,05
15	1,7	5,04	66,21	2,97	0,4	0,88	0,35	0,06
16	1,7	3,16	57,35	1,86	0,51	0,82	0,42	0,07
17	1,7	3,91	35,33	2,30	0,46	0,6	0,27	0,04
18	1,7	2,64	43,24	1,56	0,57	0,69	0,39	0,06
19	1,7	1,92	33,99	1,12	0,69	0,59	0,41	0,07
20	1,7	2,02	43,45	1,19	0,52	0,7	0,36	0,06
21	1,7	1,65	58,34	0,97	0,71	0,84	0,59	0,10
22	1,7	3,06	83,06	1,80	0,53	0,98	0,51	0,09
23	1,7	2,91	45,3	1,71	0,55	0,72	0,39	0,06
24	1,7	1,96	41,17	1,15	0,68	0,68	0,46	0,08
25	1,4	20	69,8	1,42	0,59	0,89	0,55	0,19
26	1,4	5,8	20,25	4,14	0,36	0,42	0,14	0,05
Σ pérdida totales en los codos, $h_{pcod} =$								1,74

Tabla 47. Potencia hidroenergéticos PCH Río Claro.

$$Y = -3,14 \ln(x) + 1,8$$

Ítem	Caudal m^3/s	f %	Rango frecuencia p.u	Potencia	Energía (Kwh-año)
1	1,80	1	0,046	42,81	375016,5
2	2,13	0,9	0,046	50,68	443942,8
3	2,20	0,88	0,046	52,36	458644,5
4	2,27	0,86	0,046	54,07	473684,1
5	2,35	0,84	0,046	55,83	489077,7
6	2,42	0,82	0,046	57,63	504842,2
7	2,50	0,8	0,046	59,47	520996,0
8	2,58	0,78	0,046	61,37	537558,8
9	2,66	0,76	0,046	63,30	554551,8
10	2,75	0,74	0,046	65,30	571998,0
11	2,83	0,72	0,046	67,34	589922,3
12	10,15	0,07	0,046	241,40	2114692,2
13	3,01	0,68	0,046	71,61	627315,1
14	3,10	0,66	0,046	73,84	646844,8
15	3,20	0,64	0,046	76,14	666975,4
16	3,30	0,62	0,046	78,51	687745,3
17	3,40	0,6	0,046	80,96	709196,3
18	3,51	0,58	0,046	83,49	731374,5
19	3,62	0,56	0,046	86,11	754331,1
20	3,73	0,54	0,046	88,83	778122,6
21	3,98	0,5	0,046	94,57	828470,2
22	4,10	0,48	0,046	97,62	855175,7
23	4,24	0,46	0,046	100,80	883018,0
SUMA					15803495,8
Energía máxima (Kwh-año)					22197091,15
Factor de potencia					0,7

Tabla 48. Disminución consecutiva del agua después de la elevación máxima para un cierre del 100%

K	0,00	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
0,00	1,000	0,982	0,964	0,946	0,928	0,910	0,895	0,881	0,866	0,852
0,10	0,837	0,823	0,809	0,794	0,780	0,766	0,755	0,774	0,734	0,723
0,20	0,712	0,702	0,692	0,683	0,673	0,663	0,654	0,645	0,637	0,628
0,30	0,619	0,611	0,603	0,594	0,586	0,578	0,570	0,562	0,555	0,547
0,40	0,539	0,532	0,526	0,519	0,513	0,506	0,500	0,494	0,487	0,481
0,50	0,475	0,469	0,464	0,458	0,453	0,447	0,442	0,437	0,432	0,427
0,60	0,422	0,417	0,412	0,408	0,403	0,398	0,394	0,390	0,386	0,382
0,70	0,378	0,374	0,371	0,367	0,364	0,360	0,357	0,353	0,350	0,346
0,80	0,343	0,340	0,337	0,334	0,331	0,328	0,325	0,322	0,319	0,316
0,90	0,313	0,310	0,308	0,305	0,303	0,300	0,298	0,296	0,293	0,291
1,00	0,289	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 49. Disminución consecutiva del agua ante a una apertura parcial del 50% al 100% del dispositivo del cierre

K	0,00	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
0,00	0,500	0,504	0,504	0,511	0,514	0,518	0,522	0,525	0,529	0,532
0,10	0,536	0,540	0,540	0,548	0,552	0,556	0,560	0,564	0,569	0,573
0,20	0,577	0,581	0,585	0,589	0,593	0,597	0,601	0,605	0,610	0,614
0,30	0,618	0,622	0,627	0,631	0,636	0,640	0,644	0,649	0,653	0,658
0,40	0,662	0,666	0,671	0,675	0,680	0,684	0,689	0,693	0,698	0,702
0,50	0,707	0,711	0,716	0,720	0,725	0,729	0,734	0,739	0,744	0,749
0,60	0,754	0,759	0,764	0,770	0,775	0,780	0,786	0,791	0,797	0,802
0,70	0,808	0,814	0,819	0,825	0,830	0,836	0,842	0,848	0,854	0,860
0,80	0,866	0,872	0,878	0,885	0,891	0,897	0,904	0,910	0,917	0,923
0,90	0,930	0,937	0,944	0,952	0,959	0,966	0,973	0,980	0,986	0,993
1,00	1,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 50. Comparación entre turbinas de acción y de reacción

Turbinas de acción	Turbinas de reacción
1. Su aprovechamiento solo se da por el salto que existe entre el nivel del agua y el rodete, perdiéndose la altura que existe de éste hasta aguas abajo, aunque solo sea un pequeño porcentaje del total ya que el uso de esta turbina de acción se da en saltos altos.	1. Se logra el aprovechamiento del salto, gracias a la energía cinética como a la presión del agua y también por el tubo de aspiración.
2. No necesitan tubo de aspiración.	2. Poseen tubo de aspiración
3. El agua tiene solo energía cinética cuando pasa por la turbina.	3. El agua tiene tanto energía cinética como energía de presión al pasar por la turbina.
4. No existe diferencia de presión entre la entrada y la salida de agua del rodete.	4. Existe una diferencia de presión entre la entrada y la salida de agua del rodete.
5. El agua circula libremente sometida a la presión atmosférica a lo largo de la parte cóncava de los álabes, sin llenar en su totalidad el espacio entre éstos. La velocidad del agua cambia de dirección pero no de magnitud, este cambio es ocasionado por el agua, creando una reacción contra los álabes que es determinado por su componente normal al eje del movimiento del rodete.	5. La turbina queda sometida a presión ya que el agua llena completamente los espacios entre los álabes. Se origina un cambio de magnitud y de dirección en la velocidad gracias a la cobertura de los álabes y a la diferencia de presión entre la entrada y la salida del agua. El movimiento del rodete se origina por la componente normal del eje.
6. Los tipos más comunes son: <ul style="list-style-type: none"> - Turbinas Pelton - Turbinas Turgo - Turbinas Michell-Banki 	6. Los tipos más comunes son: <ul style="list-style-type: none"> - Turbinas Francis(lenta, normal o rápida) - Turbinas Kaplan y de hélice - Turbina Deriaz - Turbinas axiales (tubular, bulbo y generador periférico)

Tabla 51. Características del generador

ITEM	Características	Especificaciones
1	Fabricante	El escogido por el inversionista, cumpliendo las especificaciones
2	Potencia	1650 KVA
3	Factor de potencia	0,8
4	Voltaje nominal	4,16 KV
5	Velocidad	900 rpm
6	Tipo de generador	Sincrónico de eje horizontal, autoventilado, refrigeración natural
7	Excitación	Sistema Brushless
8	Sobre velocidad limite	1620 rpm
9	Temperatura máxima	Clase térmica del aislamiento H (180°C Rise) Norma IEEE 115
10	Numero de fases	3
11	Frecuencia	60 Hz
12	Tipo de acople	Directo
13	Rotor	De polos salientes
14	Regulador automático de voltaje	Electrónico, con REG 1% de velocidad a plena carga, tropicalizado.
15	Regulación	Tiempo de respuesta menor a 0.5 segundos
16	Radio de interferencia	Nivel de interferencia debido a transmisiones radiofónicas (RFI) bajo
17	Interferencia telefónica	La TIF: Factor de interferencia telefónica de acuerdo a la norma C 50.12
18	Eje y chaveta de eje	El rotor del generador se equilibra dinámicamente según la norma BS6861: parte 1, grado 2.5 para obtener un buen funcionamiento
19	Protección mecánica	Como mínimo el generador llevará la protección estándar IP23 (correspondiente a la norma Nema 1) protección a prueba de goteo (a 60° de la vertical)
20	Puesta a tierra	Sólidamente aterrizado

Tabla 52. Clases de aislamiento según normas NEMA e IEC.

Clase	Temperatura	Material Aislante	Barniz	Aplicaciones
A	105°C	Algodón, seda, rayón, poliamida, acetato de celulosa	Barnices naturales y sintéticos	Recubrimiento conductores y ranuras, tubos flexibles
		Esmaltes de resinas de poliéster		Recubrimiento de conductores.
B	130°C	mica sola o con soporte de papel Tejidos fibra de vidrio y amianto,	Los barnices son a base de epóxicos, melanina y poliéster reticulado	Se utiliza en el aislamiento de ranuras y bobinas
		Esmaltes a base de, polietileno, caucho etileno-propileno cintas de fibra de vidrio y mica		Recubrimiento de conductores e impregnación de los bobinados
F	155°C	Esmaltes a base de poliéster modificado, polietileno, poliamida	Los barnices están a base de poliéster, poliuretano y epóxicas	Cubrir los conductores e impregnación de bobinados
		Tejido de fibra de vidrio barnizados, papeles de mica y amianto y compuestos a base de poliamida		Para cubrir los conductores y las ranuras.
H	180°C	Tejidos de fibra de vidrio, mica, amianto, sustancia impregnantes con silicona	Resina de silicona	Sirve para cubrir los conductores y sus ranuras.
		Cauchos y esmaltes de silicona, fibra de vidrio, poliéster, poliestermida y poliuretano		Impregnación de las bobinas y recubrimiento de los conductores

Tabla 53. Equipos y tableros en la casa de máquinas (planta turbina - generador)

Número	Característica
1	Válvula de admisión para la turbina 1
2	Válvula de admisión para la turbina 2
3	Turbina hidráulica 1
4	Turbina hidráulica 2
5	Regulador de velocidad unidad 1
6	Regulador de velocidad unidad 2
7	Unidad de lubricación unidad 1
8	Unidad de lubricación unidad 2
9	Pozo de sentina (drenaje y desagüe)
10	Receso para el intercambiador aceite-agua unidad 1
11	Receso para el intercambiador aceite-agua unidad 2
12	Generador sincrónico unidad 1
13	Generador sincrónico unidad 2
14	Equipo contra incendio
15	Equipo puesta a tierra generador 1
(TG-1)	
16	Equipo puesta a tierra generador 2
(TG-2)	
17	Transformador servicios auxiliares
(TS-CM)	
18	Tablero de control y protección grupo 1
(CP-1)	
19	Tablero de control y protección grupo 2
(CP-2)	
20	Regulador de voltaje y velocidad unidad 1
(RVV-1)	
21	Regulador de voltaje y velocidad unidad 2
(RVV-2)	
22	Celda equipos a 4,16 KV
(SG-1)	

Tabla 54. Equipos y tableros en la casa de máquinas (sala de auxiliares)

Número	Característica
23 (PD-CM)	Planta Diesel cargas criticas (sala planta Diesel)
24 (BB-1)	Banco de baterías (servicios auxiliares 125 Vcc)
25 (CP-AS)	Control y protecciones auxiliares S/E
26 (TA-0)	Tablero principal de distribución 208/120 Vac
27 (TA-1)	Centro de control de motores y distribución grupo 1
28 (TA-2)	Centro de control de motores y distribución grupo 2
29 (TA-3)	Centro de control de motores y distribución generales
30 (TA-4)	Tablero circuitos cargas criticas 208/120 Vac
31 (CSA-1)	Celda servicio auxiliar 4,16 KV aparillaje
32 (CSA-2)	Celda servicio auxiliar 4,16 KV medida
33 (CSA-3)	Celda servicio auxiliar 4,16 KV seccionado y tierra
34 (CB-1)	Cargador de baterías
35 (IV-1)	UPS
36 (TA-5)	Tablero distribución principal 125 Vcc
37 (TA-6)	Tableros circuitos a 125 Vcc
38 (TA-7)	Circuitos de distribución 120 Vac tensión regulada
39 (TA-8)	Tablero alumbrado y tomas
40 (TC-1)	Tablero de comunicaciones (sala de control)
41	Consola de mando (DCS: sistema de control distribuido)

Tabla 55. Características técnicas- interruptor automático

Características técnicas	Especificaciones
Norma	IEC 622771-100
Número de polos	3
Número de cámaras en serie por polo	1
Tipo de operación	Tripolar
Frecuencia nominal	60 HZ
Número de fases	3
Tensión nominal	44 KV
Tensión máxima de servicio asignado	52 KV
Tensión asignada soportada a la frecuencia industrial durante 1 minuto	95 KV
Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo	250 KV
Corriente nominal (mínima) asignada en servicio continuo	40 A
Corriente de Cortocircuito	25 KA
Duración de cortocircuito asignado	3 segundos
Bloqueo para evitar cierre	Si
Carga de mecanismo	Manual Si
Carga de mecanismo	Eléctrico Si
Acumulador de energía	Resorte
Tensión de alimentación del motor	125 Vdc

Tabla 56. Características técnicas del seccionador

Características técnicas	Especificaciones
Altitud de instalación	<2445 msnm
Normas de fabricación	IEC 62271-102
Tipo de instalación	Exterior
Tipo de construcción	Dos columnas
Disposición de la base de seccionador	Vertical
Disposición de los polos	Paralelo
Tipo de apertura	Vertical

Tabla 57. Características técnicas de las cuchillas de puesta a tierra

Características técnicas	Especificaciones
Altitud de instalación	1448 msnm
Normas de fabricación	IEC 62271-102
Tipo de instalación	Exterior
Cantidad de polos	3
Modo de operación de la cuchilla de puesta tierra	Tres polos de operación mecánica
Frecuencia nominal	60 HZ
Características de tensión	
Tensión nominal del sistema	44 KV
Tensión máxima del sistema	52 KV
Corriente nominal según IEC (50°C)	40 A
Corriente nominal de corta duración	31,5 KA

Tabla 58. Características técnicas transformadores de corriente

Características técnicas	Especificaciones
Altitud de la instalación	1448 msnm
Normas de fabricación	IEC 61869-2
Tipo de instalación	Exterior
Tipo de montaje	Vertical
Medio aislante interior	Papel - Aceite
Medio aislante exterior	Porcelana
Frecuencia nominal	60 HZ
Tensión nominal del sistema	44 KV
Tensión máxima del sistema	52 KV
Factor de sobrecorriente	120%
Corriente de corto circuito térmica asignada	31,5 KA
Duración del cortocircuito	1 segundo
Corriente dinámica asignada	50 KA
Cantidad y clase de núcleos	
Medida	1 unidad
Protección	2 unidades
Características núcleos de medida	
Relación de transformación asignada	40/5
Clase de precisión	0,2S
Carga de precisión	15 VA
Factor de seguridad	≤ 5
Características núcleos de protección	
Relación de transformación asignada	40/5
Clase de precisión	5P20
Carga de precisión	15 VA

Tabla 59. Características técnicas transformador de potencia

Característica	especificaciones
Altitud de instalación	1448 msnm
Normas de fabricación	IEC (N° 60185)
Tipo de transformador	Trifásico aislado en aire
Tipo de instalación	Exterior
Tipo de montaje	Vertical
Medio aislante interior	Papel -aceite
Medio aislante exterior	Porcelana
Frecuencia nominal	60 Hz
Tensión máxima del sistema	52 kV
Numero de devanados secundarios	2
Características núcleos de medida	
Clase de precisión	0,2
Carga de precisión	25 VA
Características núcleos de protección	
Clase de precisión	3P
Carga de precisión	25 VA

Tabla 60 Características técnicas de los pararrayos.

Característica	especificaciones
Normas de fabricación	IEC (N° 60099-4)
Tipo de instalación	Exterior
Tipo de construcción	Oxido metálico
Frecuencia nominal	60 Hz
Capacidad de absorción de energía	IEC Clase 3
Tensión nominal del sistema	44 kV
Tensión máxima del sistema	52 kV
Tensión nominal del Pararrayos	48 kV
Tensión máxima de operación continua (COV)	38 kV
Tensión residual con onda de corriente 10 kA-8x20us	141 kVp

Tabla 61. Características técnicas aisladores

Característica	especificaciones
Posición	Horizontal
Tipo de Instalación	Intemperie
Norma	IEC 60273,IEC61466-2
Material del aislador	Polimérico
Tensión asignada (Ur)	52 kV
Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo	250 kV
Tensión asignada soportada a frecuencia industrial	95 kV
Frecuencia Nominal	60 Hz
Distancia de fuga mínima	835 mm
Distancia de arco mínima	435 mm
Carga mecánica nominal	120 kN
Nivel de Aislamiento Mínimo	16 mm/kV

Tabla 62. Características del transformador

Característica	especificaciones
Fabricante	
Capacidad en KVA	2500 KVA
Tensiones del primario y del secundario	4,16 KV/44KV
Número de fases	3 fases
Grupo de conexión del transformador trifásico	Delta-estrella, aterrizado sólidamente con CT en el buje del neutro
Frecuencia de operación	60 HZ
Localización de los bujes	En la parte superior
Aislamiento	Ao
Tipo de núcleo	Silicio de grano orientado
Tipo de enfriamiento	ONAN
Altura sobre el nivel del mar	1448 msnm
Ganchos de sujeción	2 ganchos
Número de devanados	2
Tipo de montaje	Intemperie sobre carril
Tipo	Sumergido en aceite dieléctrico
Grupo de conexión horaria	Ynd1
Clase de aislamiento del devanado primario	5 KV
Clase de aislamiento del devanado secundario	52 KV

Tabla 63. Características técnicas del cortacircuitos a 13,2 kV

Características técnicas	Especificaciones
Altitud de instalación	1444 msnm
Instalación	Intemperie para montaje vertical, operación con pértiga
Tipo de ejecución	Abierto, mono polar de una sola operación
Frecuencia	60 Hz
Voltaje nominal	15 kV
Capacidad de interruptor simétrico	10 kA
BIL	95 kV

Tabla 64. Características técnicas del seccionador trifásico (13,2 KV)

Características técnicas	Especificaciones
Altitud de instalación	1448 msnm
Instalación	Intemperie
Tipo de comando	Manual, con operación por palanca para seccionar o aislar el circuito
Frecuencia	60 Hz
Tensión de servicio	13,2 kV
Tensión máxima de servicio	14,5 kV
Potencia de corto circuito trifásico	274 MVA
Corriente de corto circuito de corta duración (1 seg)	12 KA
Corriente de corto circuito limite dinámica, valor de cresta	30 KA
Corriente nominal	400 A
BIL	110 kV
Tipo de aisladores	Porcelana o epóxicos

Tabla 65. Características técnicas de los transformadores de corriente 13,2 KV

Características técnicas	Especificaciones
Altitud de instalación	1448 msnm
Tipo de instalación	Exterior
Tipo de montaje	Vertical
Medio aislante interior	Resina sintética
Tensión de servicio	13,2 KV
Frecuencia	60 Hz
Instalación	Exterior
Potencia	20 VA
Clase	0,5
Factor límite de seguridad	5
Número de núcleos	Uno de los núcleos exclusivos para medida
Corriente secundaria	5A
Intensidad límite térmica	80 In
Corriente primaria nominal	5-10A a 300-600 A
Corriente secundaria nominal	5 a 1 A
Tipo de aisladores	Porcelana o epóxicos

Tabla 66. Características técnicas de los transformadores de potencia (13,3 KV)

Características técnicas	Especificaciones
Altitud de instalación	1448 msnm
Tensión de servicio	13.2 / $\sqrt{3}$ KV
Frecuencia	60 Hz
Instalación	Exterior
Número de núcleos	Uno de los núcleos, exclusivo para medida
Tensión secundaria	115/ $\sqrt{3}$ KV
Carga para el núcleo de medida	(burden)
Clase	0,5
Factor de tensión	1,2 x un permanente
Aislamiento	Resina sintética

Tabla 67. Características técnicas de los pararrayos a 13,2 kV

Características técnicas	Especificaciones
Altitud de instalación	1448 msnm
Normas de fabricación	IEC (N° 60099-4)
Tipo de instalación	Exterior
Tipo de construcción	Oxido metálico
Frecuencia nominal	60 Hz
Capacidad de absorción de energía	IEC clase 3
Tensión nominal del sistema	13,2 kV
Tensión máxima del sistema	15 kV
Tensión nominal del pararrayos	14,4 kV
Tensión máxima de operación continua (COV)	13kV
Tensión residual con onda de corriente 10kA-8x20 us	45 kVp
Aislador	Polimérico o porcelana

Tabla 68. Características técnicas de la malla de puesta a tierra (13,2 KV)

Características técnicas	Especificaciones
Altitud de instalación	1448 msnm
Tensión de servicio	13.2 / $\sqrt{3}$ KV
Frecuencia	60 Hz
Instalación	Enterrado a 0,5 m
Espesor de la capa de cascajo	0,1 m
Dimensionamiento del lote de la subestación	20 X 10 m
Perímetro del lote	60 m
Tipo de suelo	Arcillas no saturadas
Resistividad del terreno	30 Ωm
Material del conductor	cobre
Sección del cobre de la malla	53,78 mm ² (AWG 1/0)
Longitud total del conductor	317,46 m
Geometría de la malla	cuadriculada
Longitud cuadro de la malla	1,39 m
Resistividad total de tierra	1,0 Ω

ANEXO 2. ILUSTRACIONES

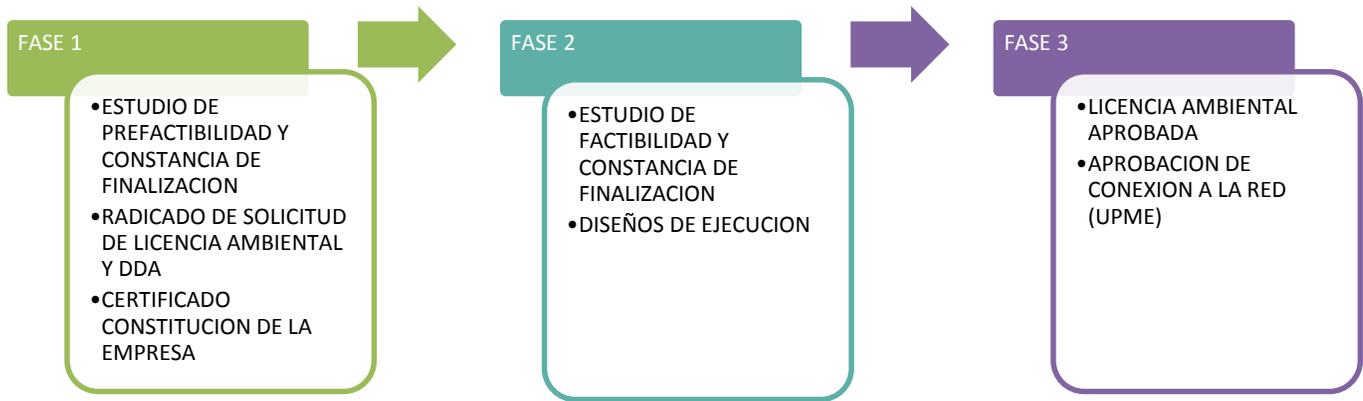


Ilustración 21. Fases de registro de proyectos de generación

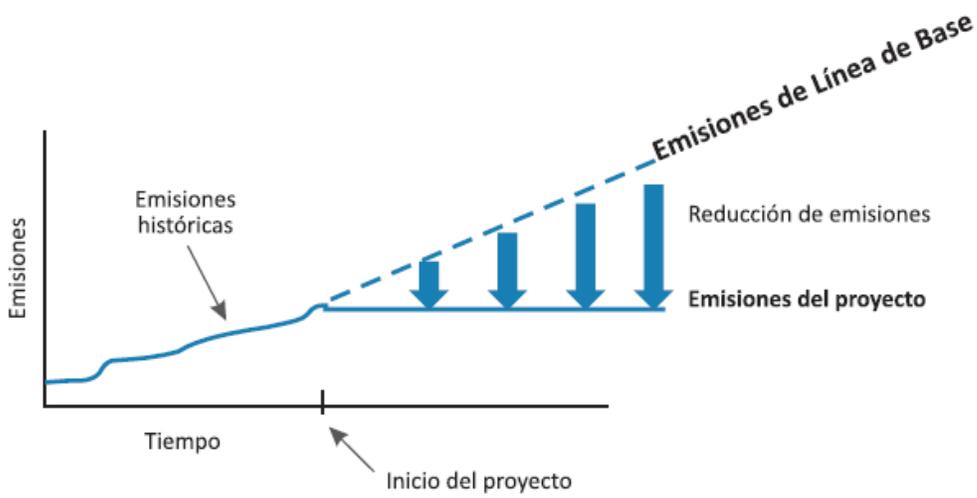


Ilustración 22. Emisiones de Línea base. Fuente: Guía práctica para desarrolladores de proyectos MDL

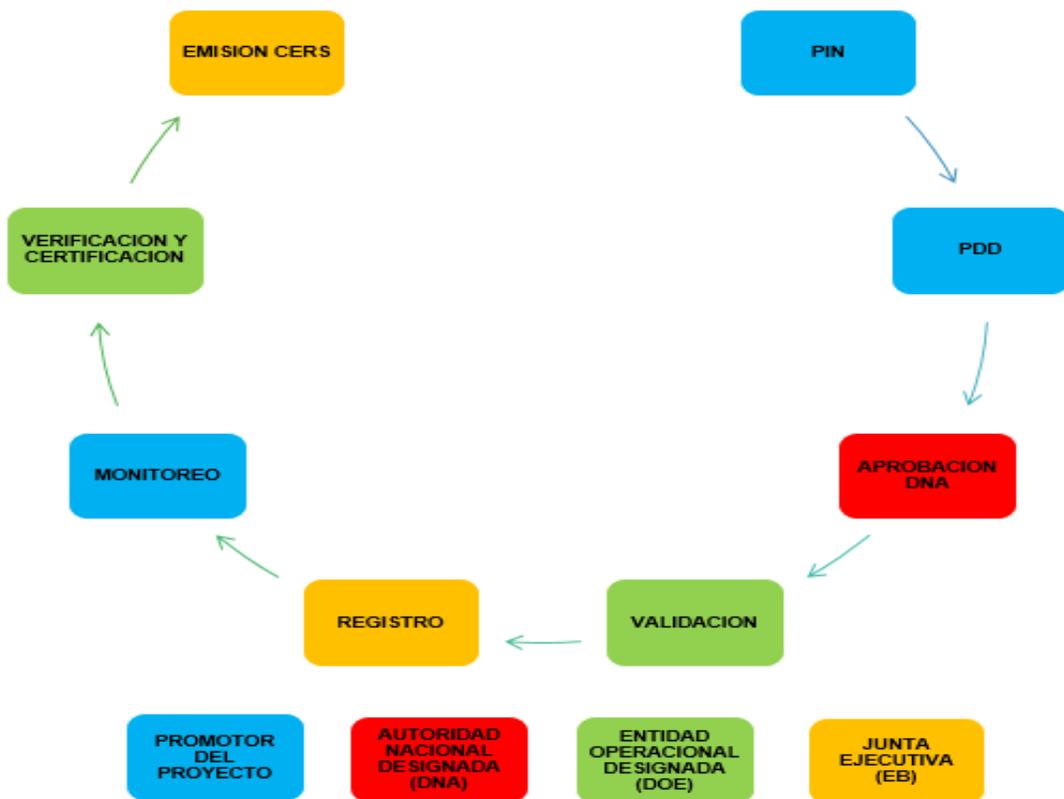
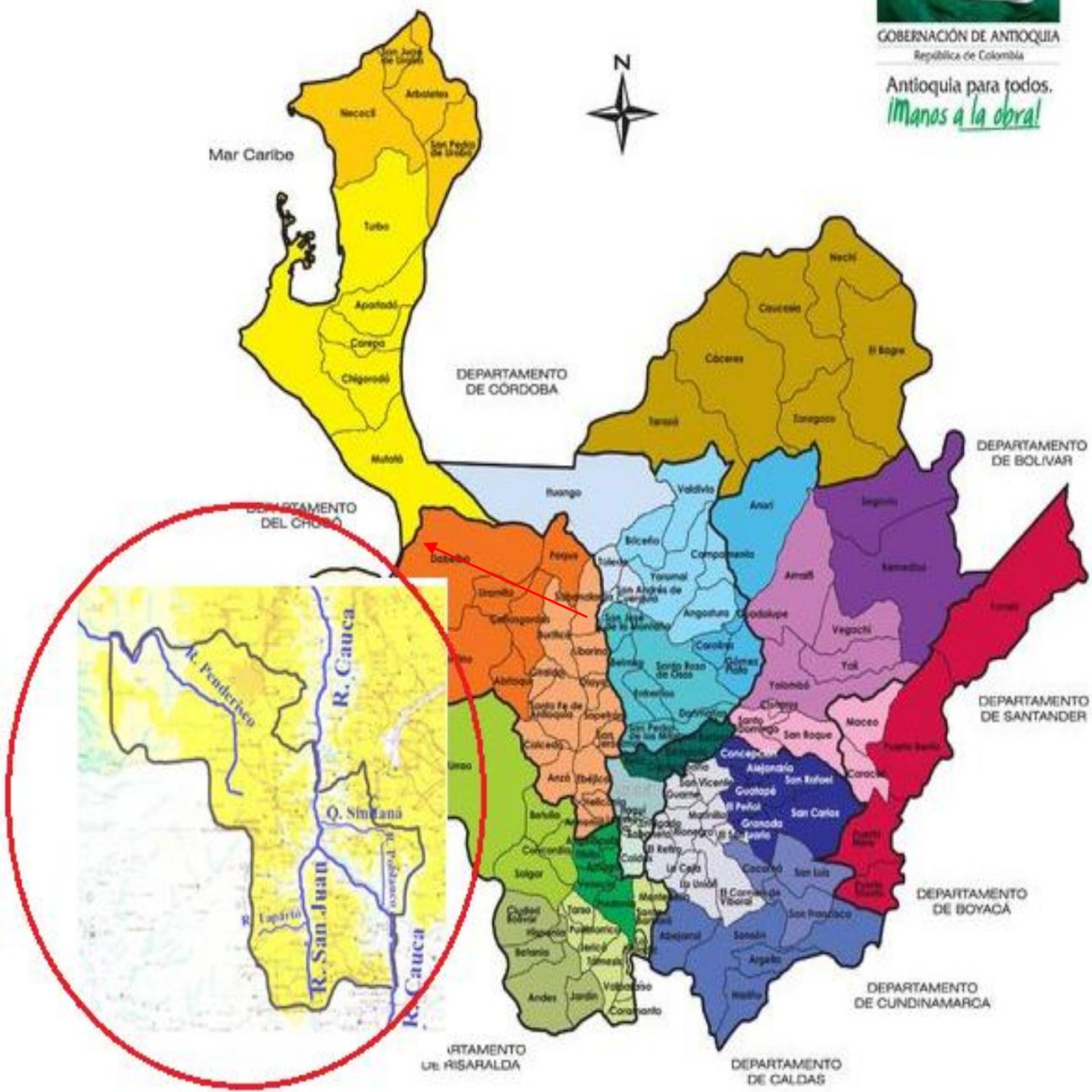


Ilustración 23. Ciclo de un proyecto MDL

DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA SUBREGIONES Y ZONAS



SUBREGIONES

		VALLE DE ABURRÁ	BAJO CAUCA	NORTE	NORDESTE	SUOESTE	OCCIDENTE	ORIENTE	URABÁ	MAGD. MEDIO
ZONAS	Norte (4)			Río Cauca (3)	Minera (2)	Sinjana (5)	Cuenca Río Sucia (6)	Embalses (7)	Norte (4)	Ribeño (4)
	Centro (1)		Bajo Cauca (6)	Ríos Grande y Chico (6)	Mosota (4)	Penderisco (4)		Bosques (3)	Centro (5)	
	Sur (5)			Vertiente Charros Blancos (5) Río Polce (3)	Nus (3) Río Polce (1)	Carlama (9) San Juan (5)	Cauca Medio (13)	Paramo (4) Valle de San Nicolás (9)	Atrato Medio (2)	Nus (2)

() Número de Municipios

Elaboró: Departamento Administrativo de Planeación
2006 - Dirección de Planeación Estratégica Integral

Ilustración 24. Cuencas hidrográficas, cuenca San Juan-(IGAC)

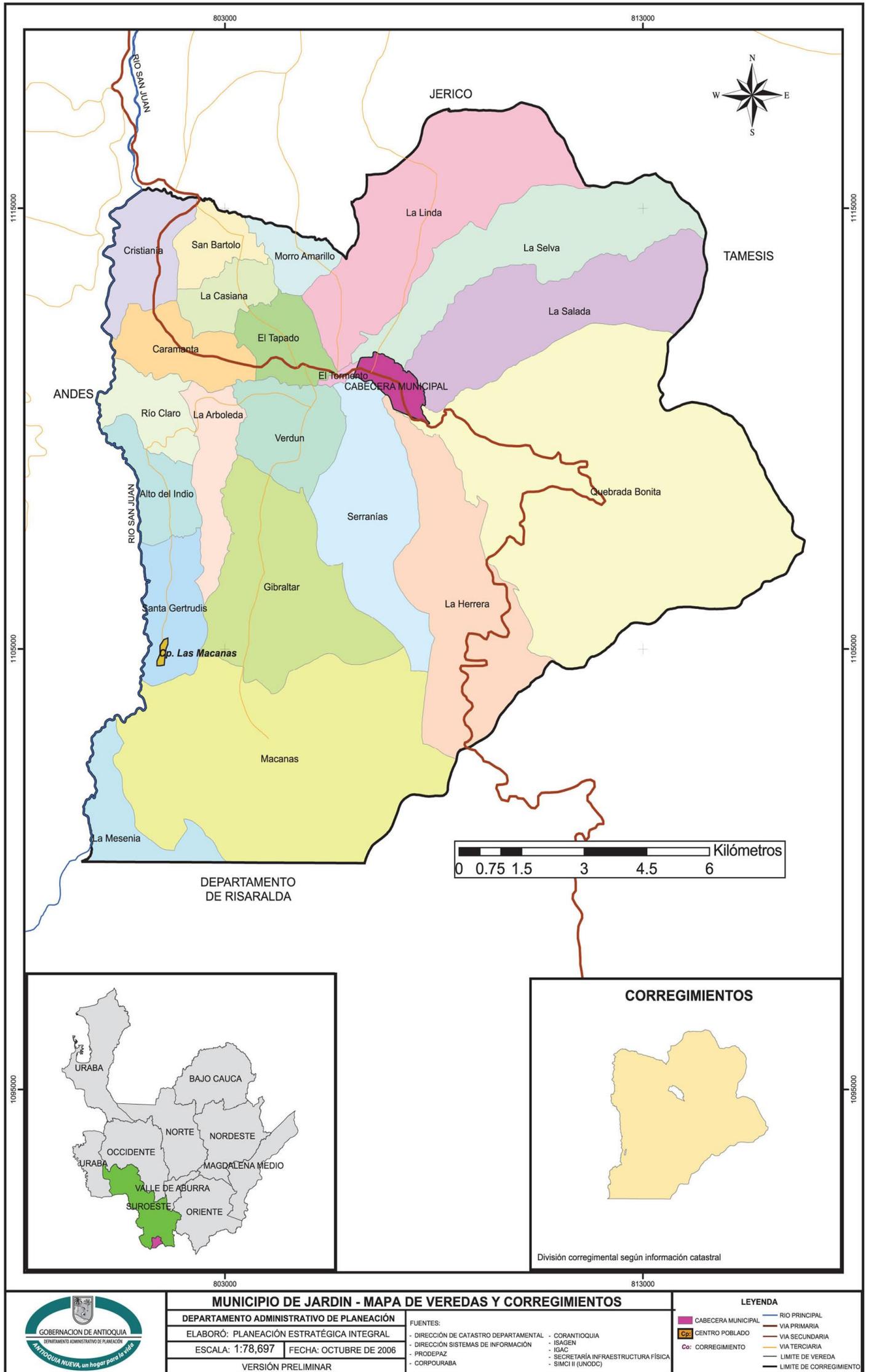


Ilustración 25. Mapa de veredas y corregimientos Jardín - Antioquia

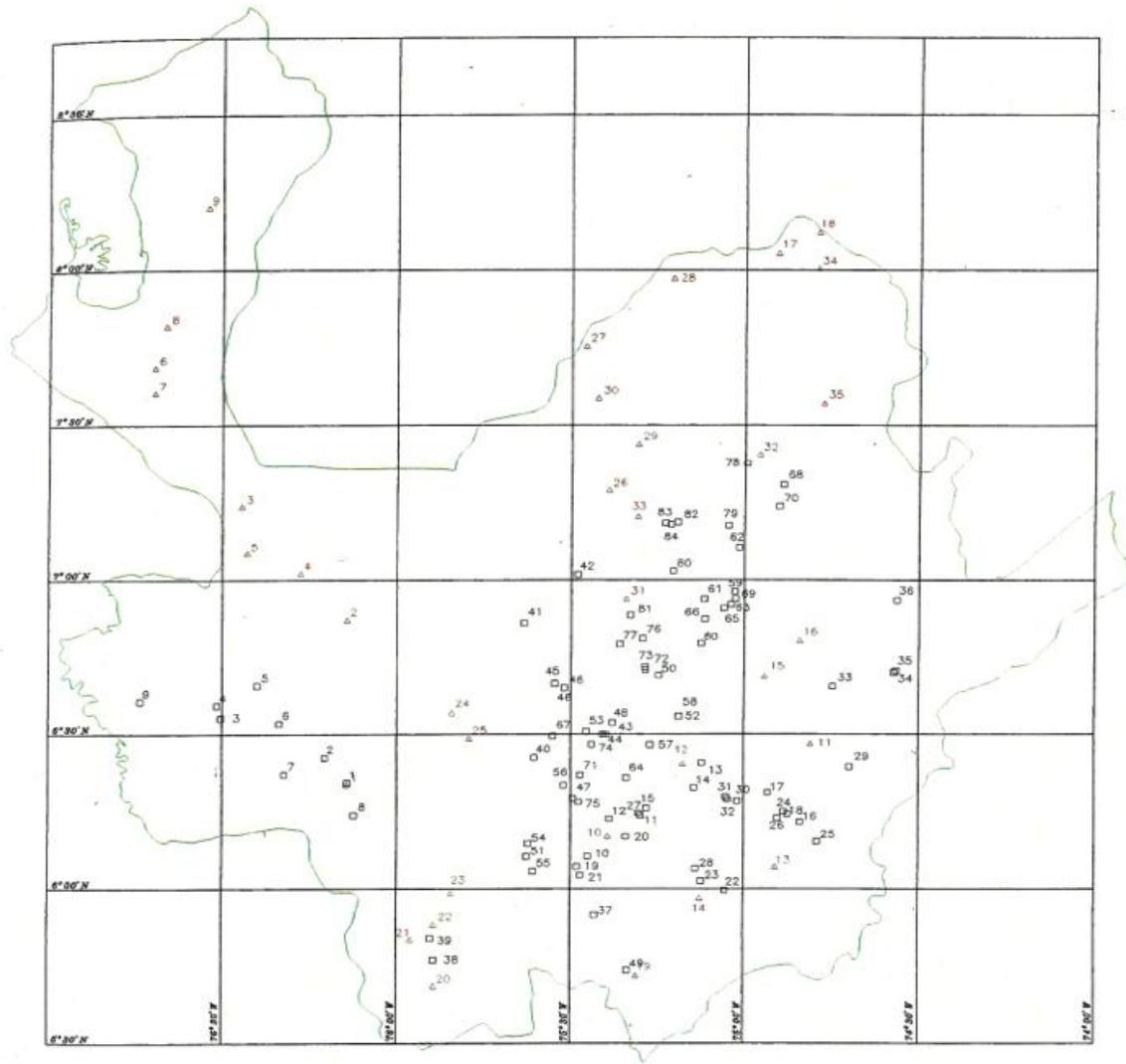
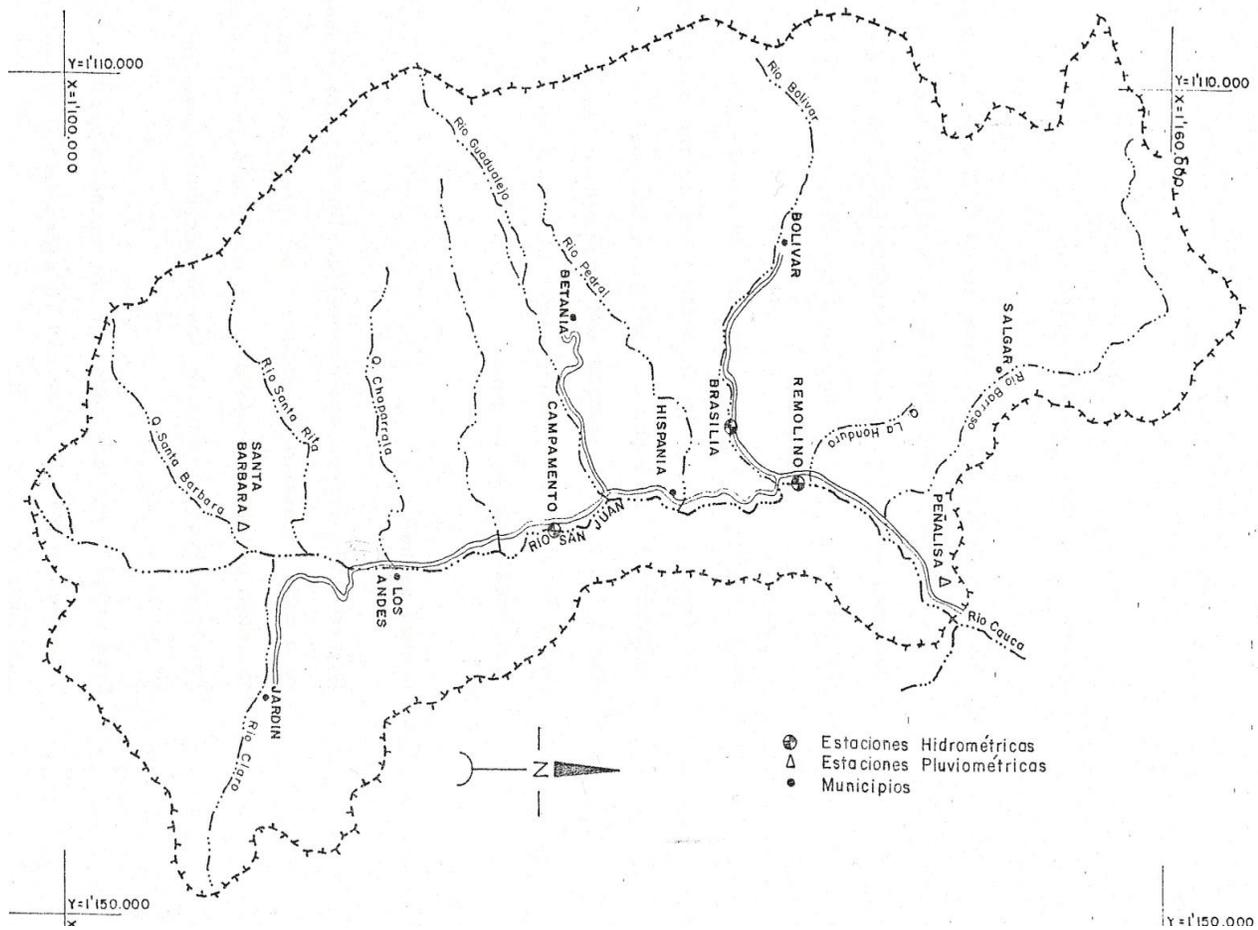


Ilustración 26. Localización general en el Departamento de las estaciones limnigráficas (smith Q, 1997)



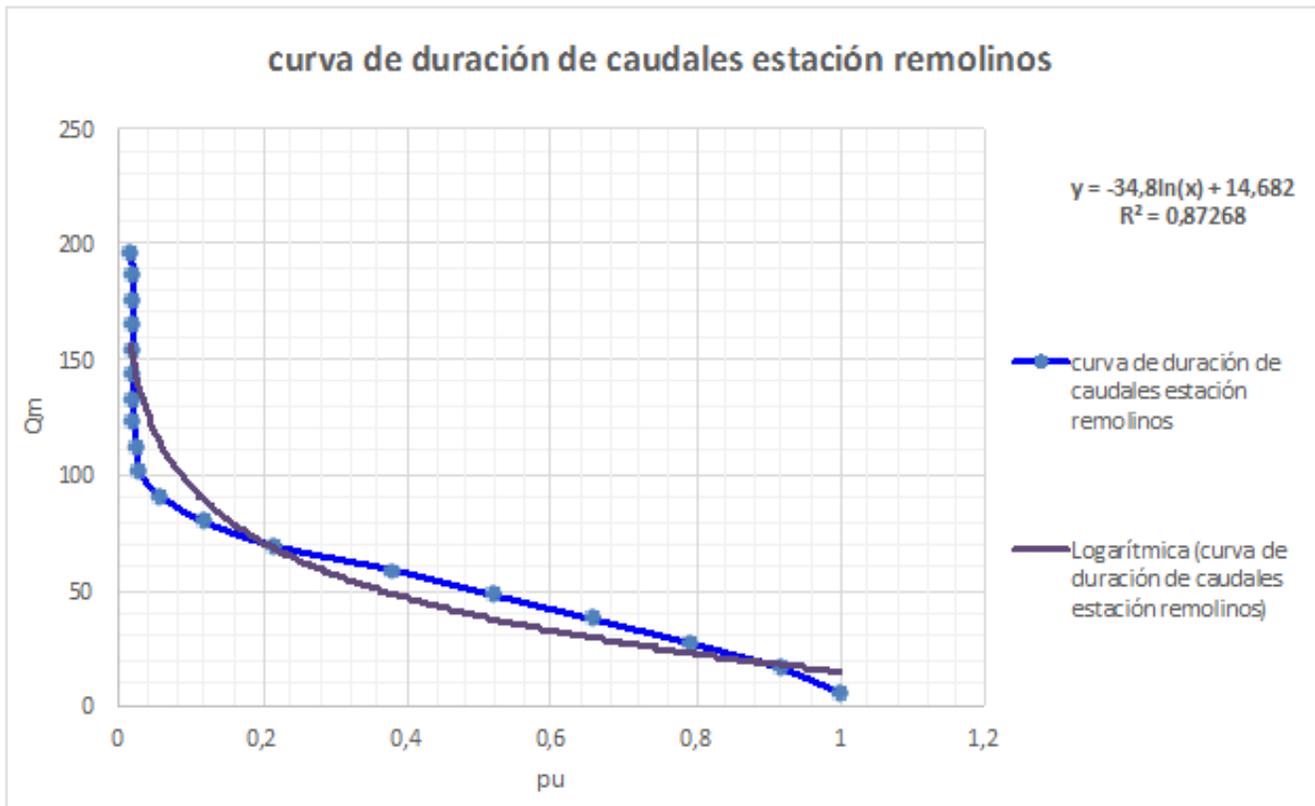


Ilustración 29. Curva de duración de Moreira estación Remolinos

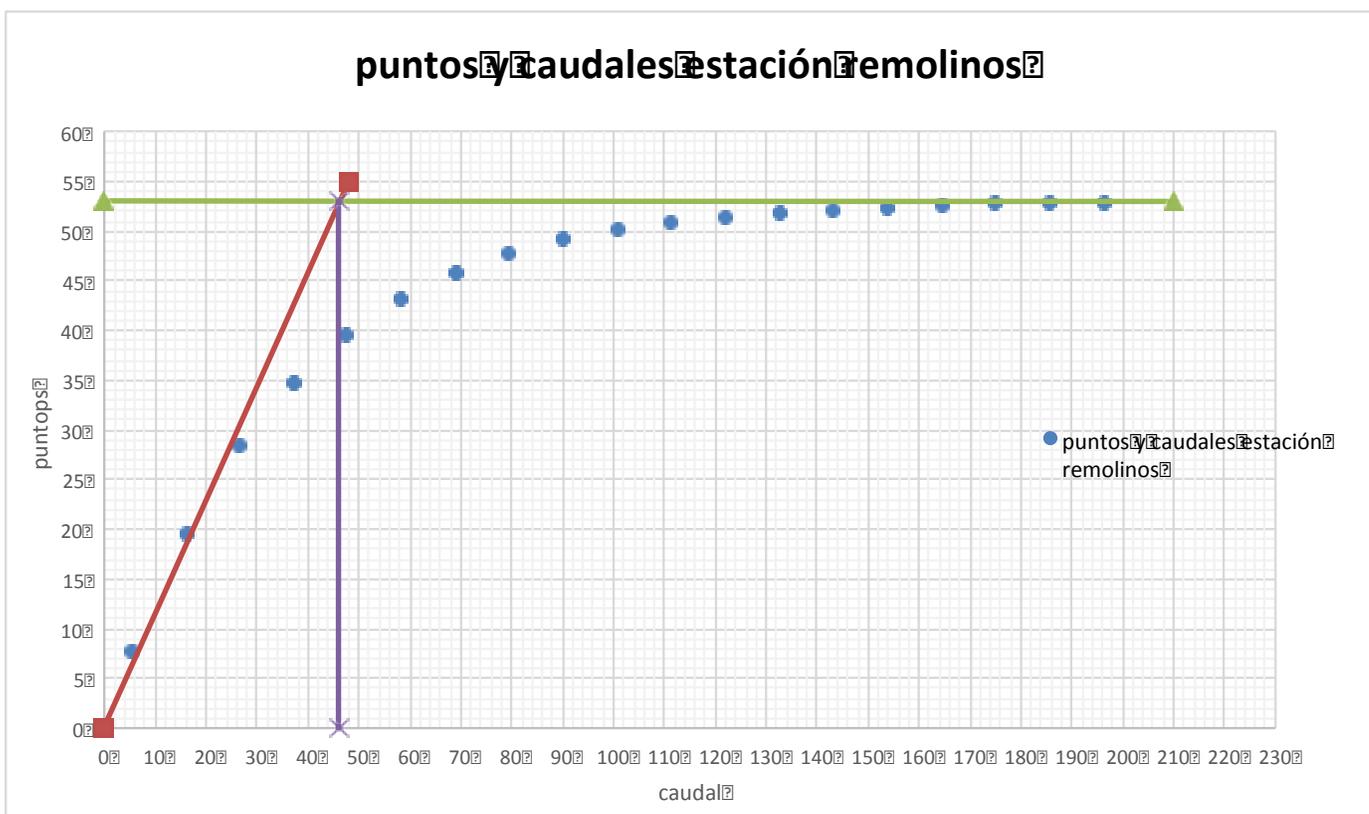


Ilustración 30. Caudal acumulado Vs Caudal estación Remolinos

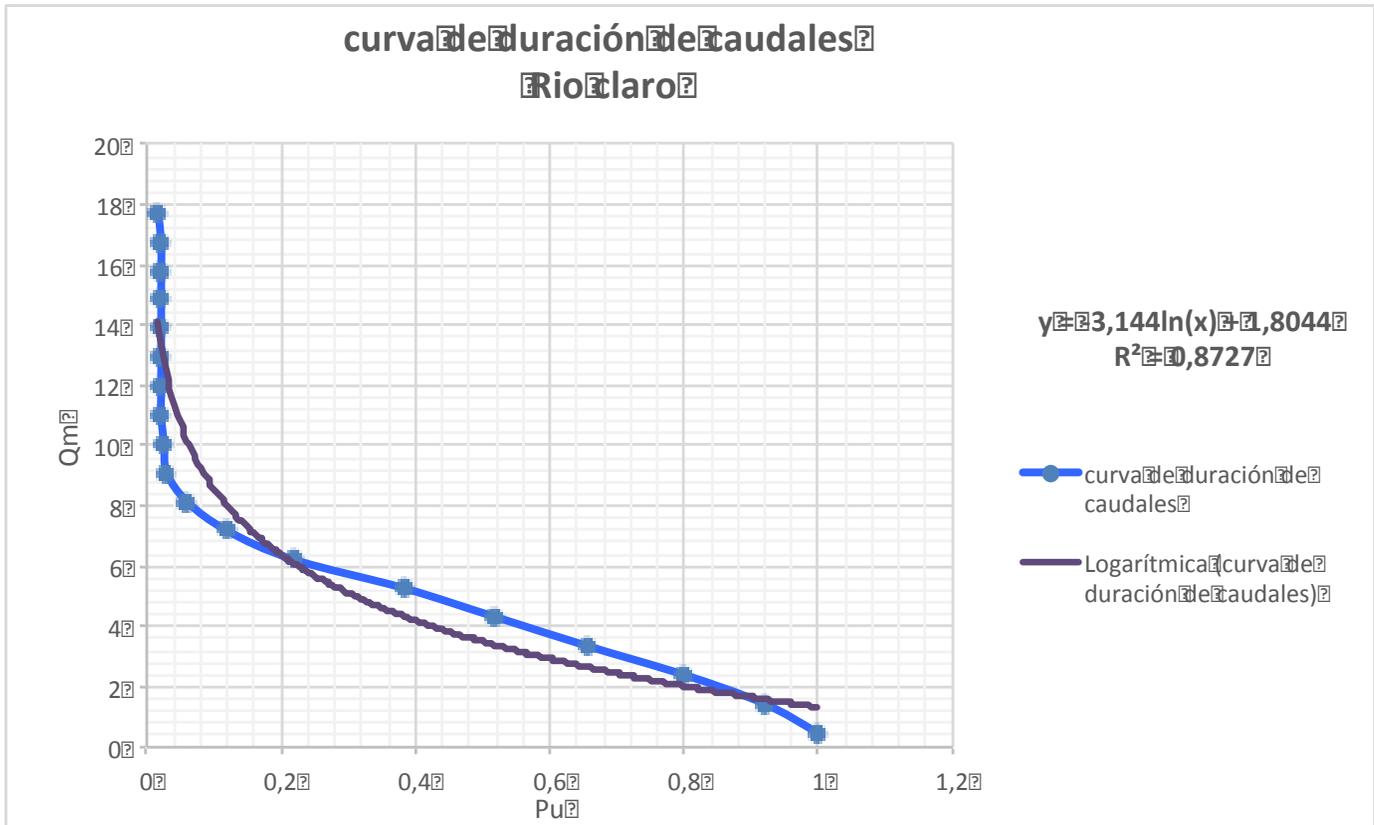


Ilustración 31. Curva de duración de Moreira, estación Río Claro

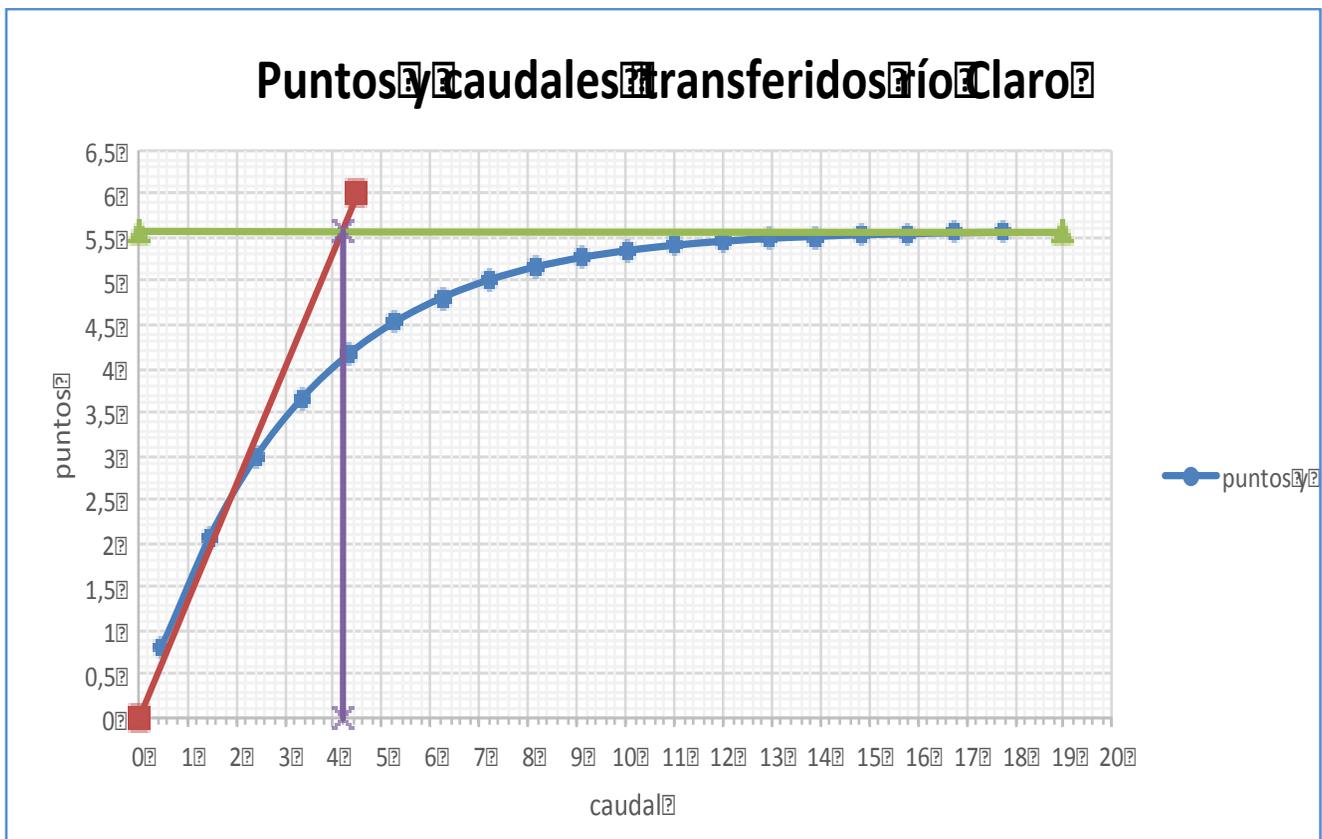


Ilustración 32. Caudal Acumulado Vs. caudal estación Río Claro.

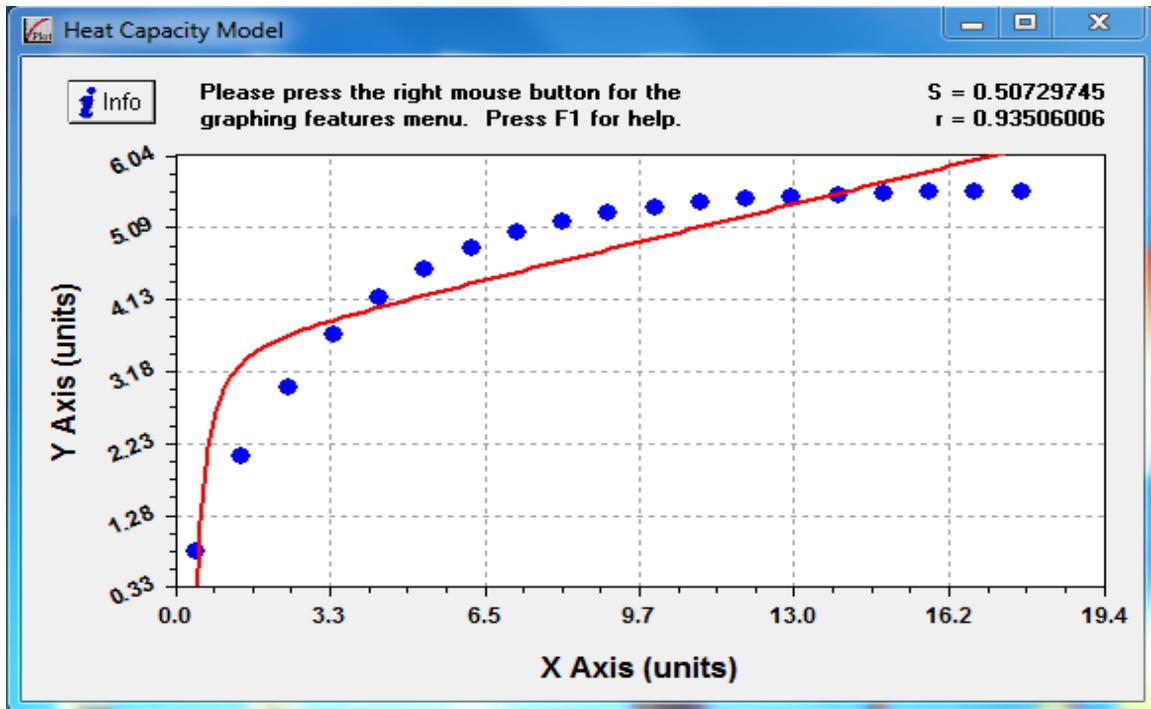


Ilustración 33. Curva de los caudales río Claro, caudal ecológico método ENA

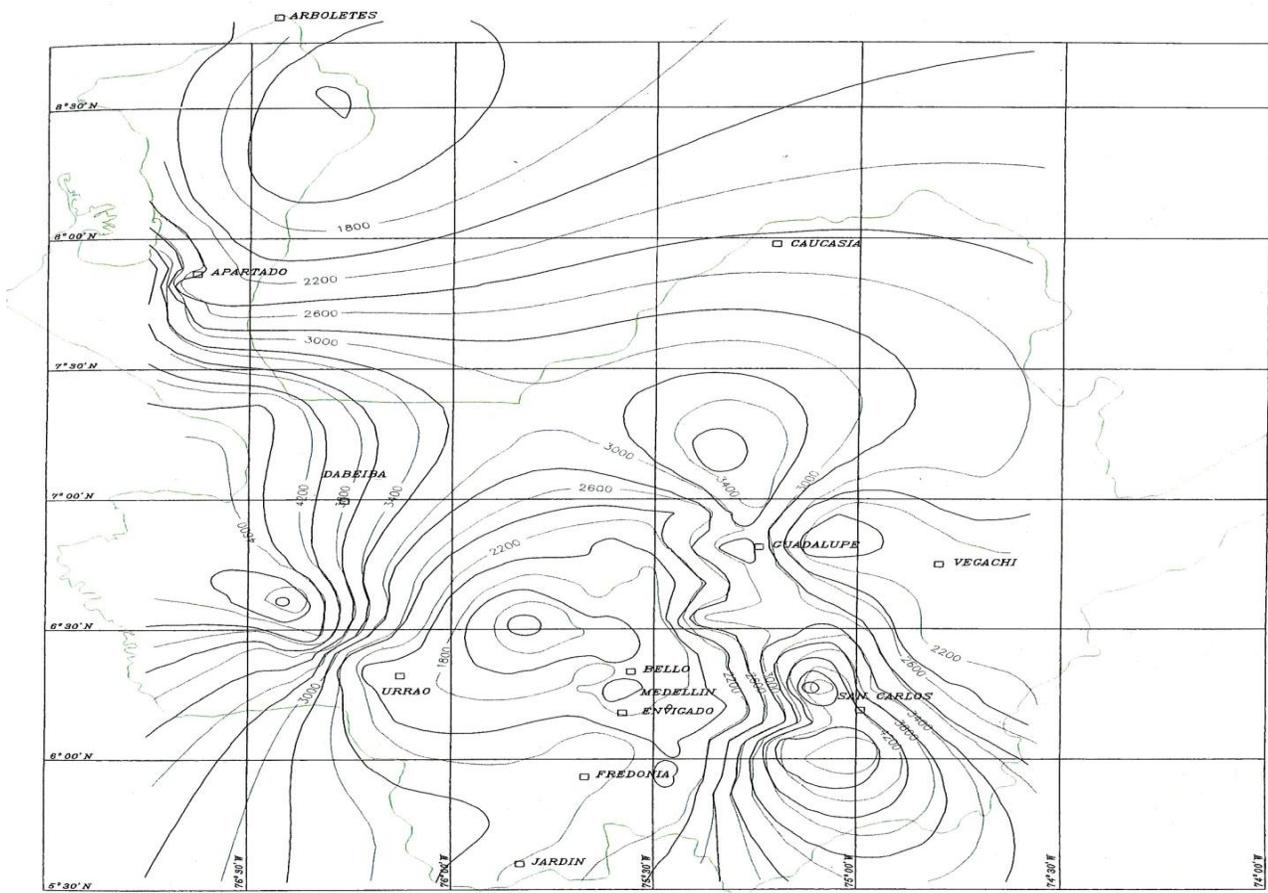


Ilustración 35. Mapa de isoyetas de Antioquia (Smith Q, 1997)

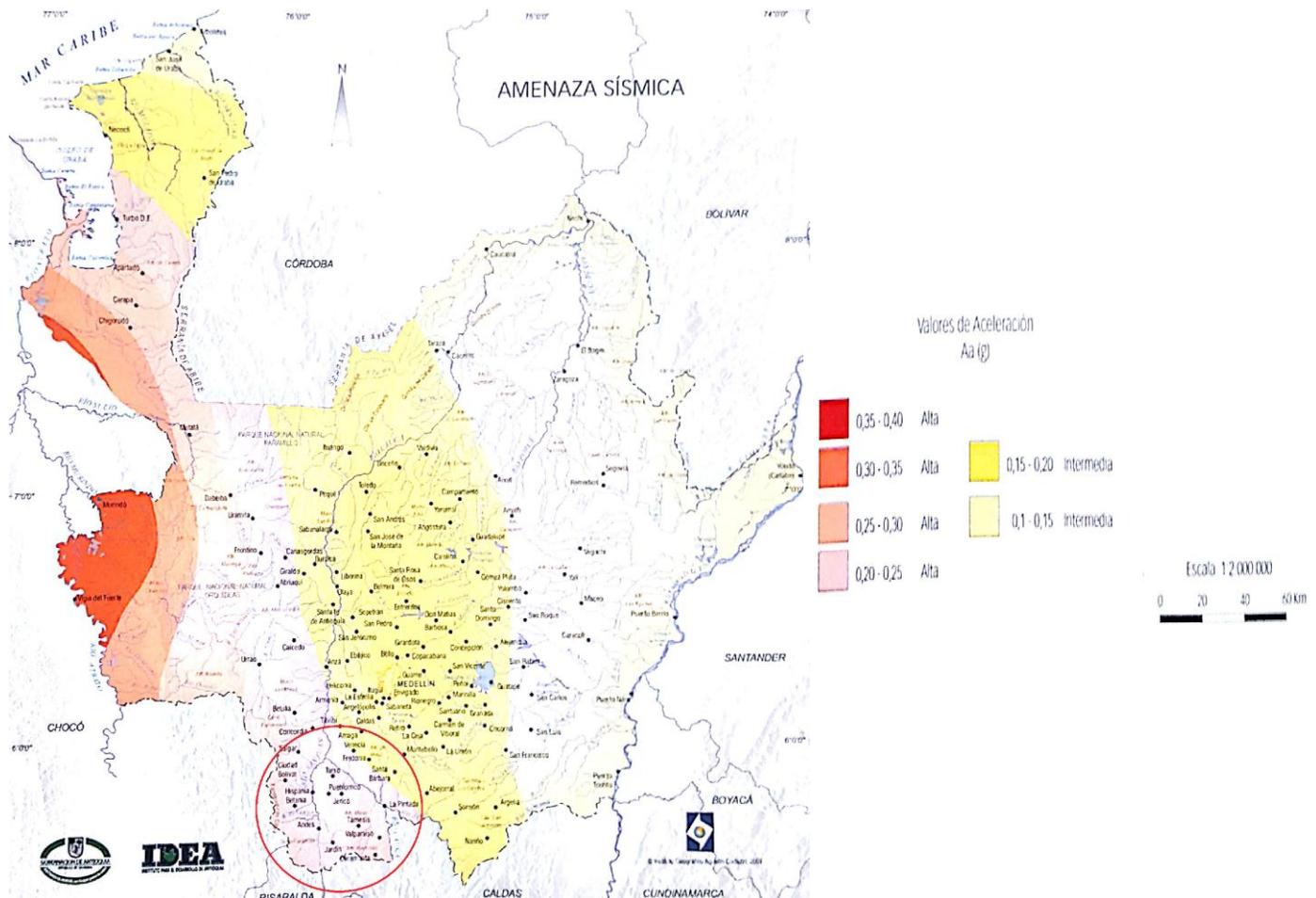


Ilustración 36. Amenaza sísmica en Jardín-Antioquia

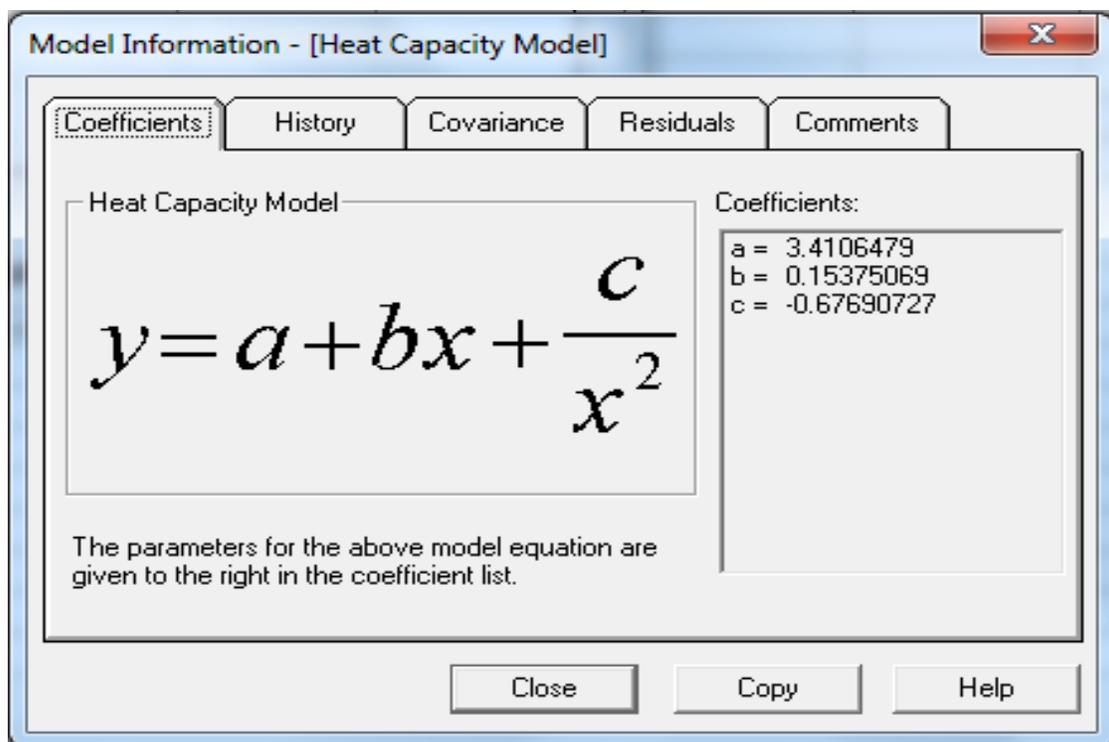


Ilustración 34. Coeficientes dados por el programa Curve Expert 1.3 - Método ENA - Caudal ecológico

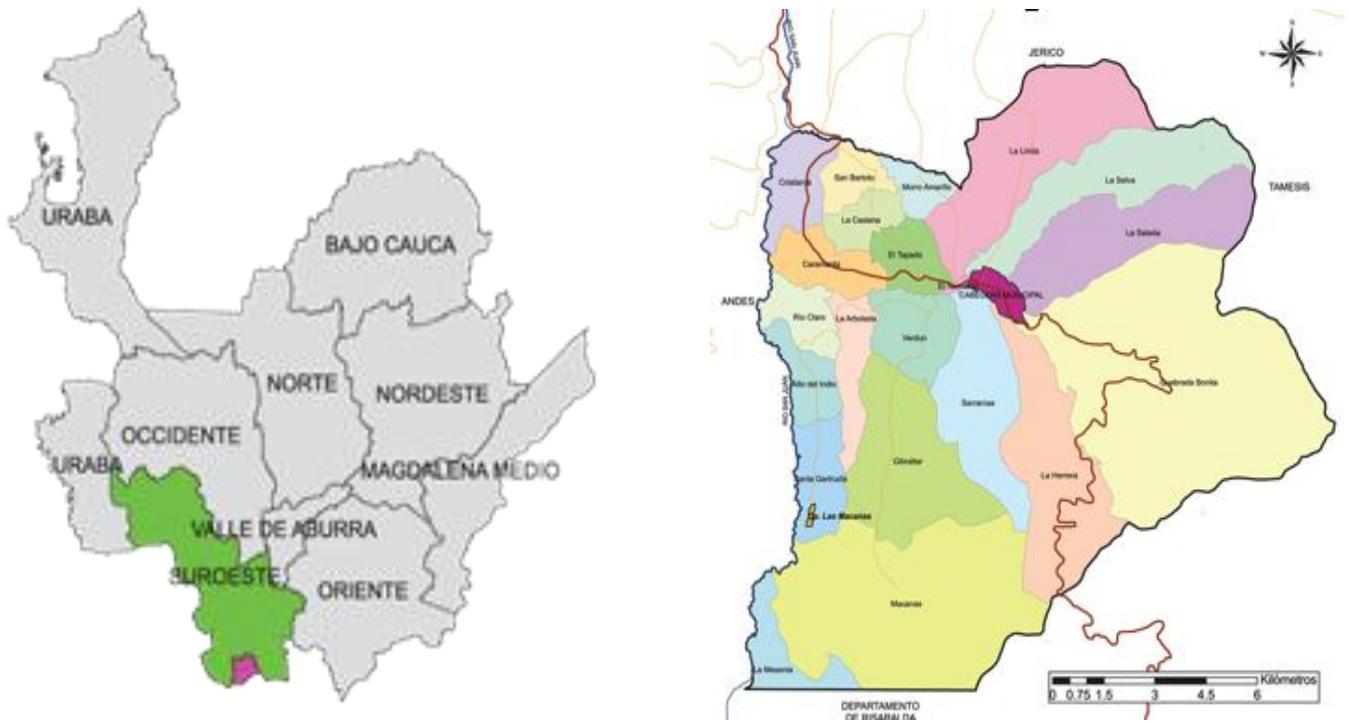


Ilustración 37. Localización del Municipio de Jardín-Antioquia

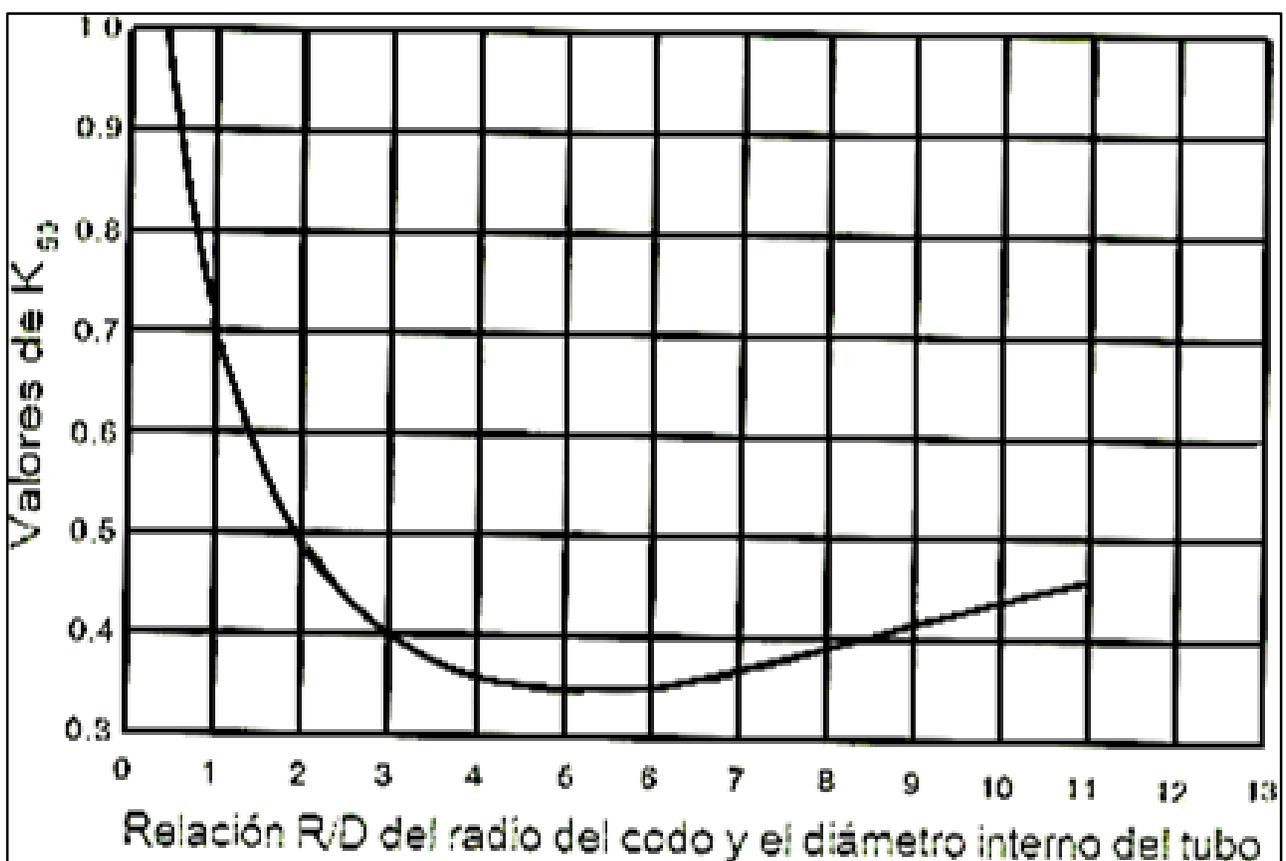


Ilustración 38. Curva de Creager para determinar K₉₀. (Creager & Joel, 1927)

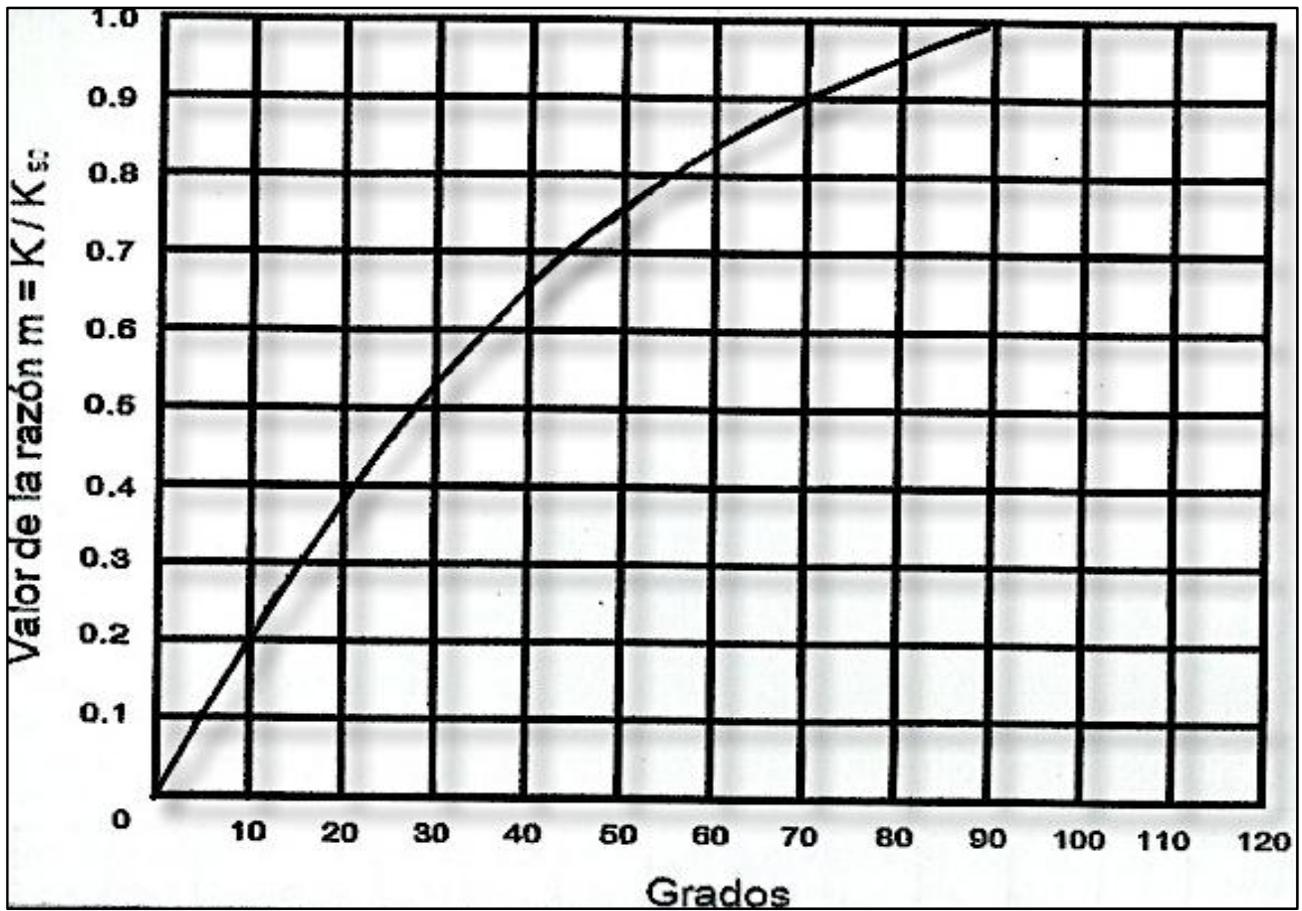


Ilustración 39. Curva de Creager para determinar K_{90} (Creager & Joel, 1927)

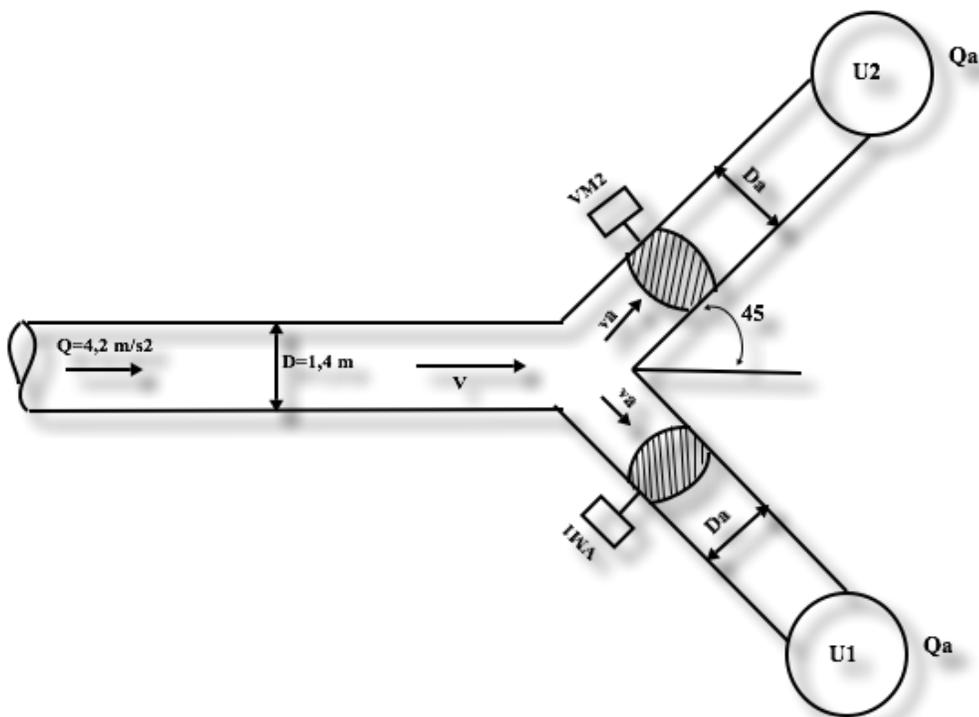


Ilustración 40. Bifurcación

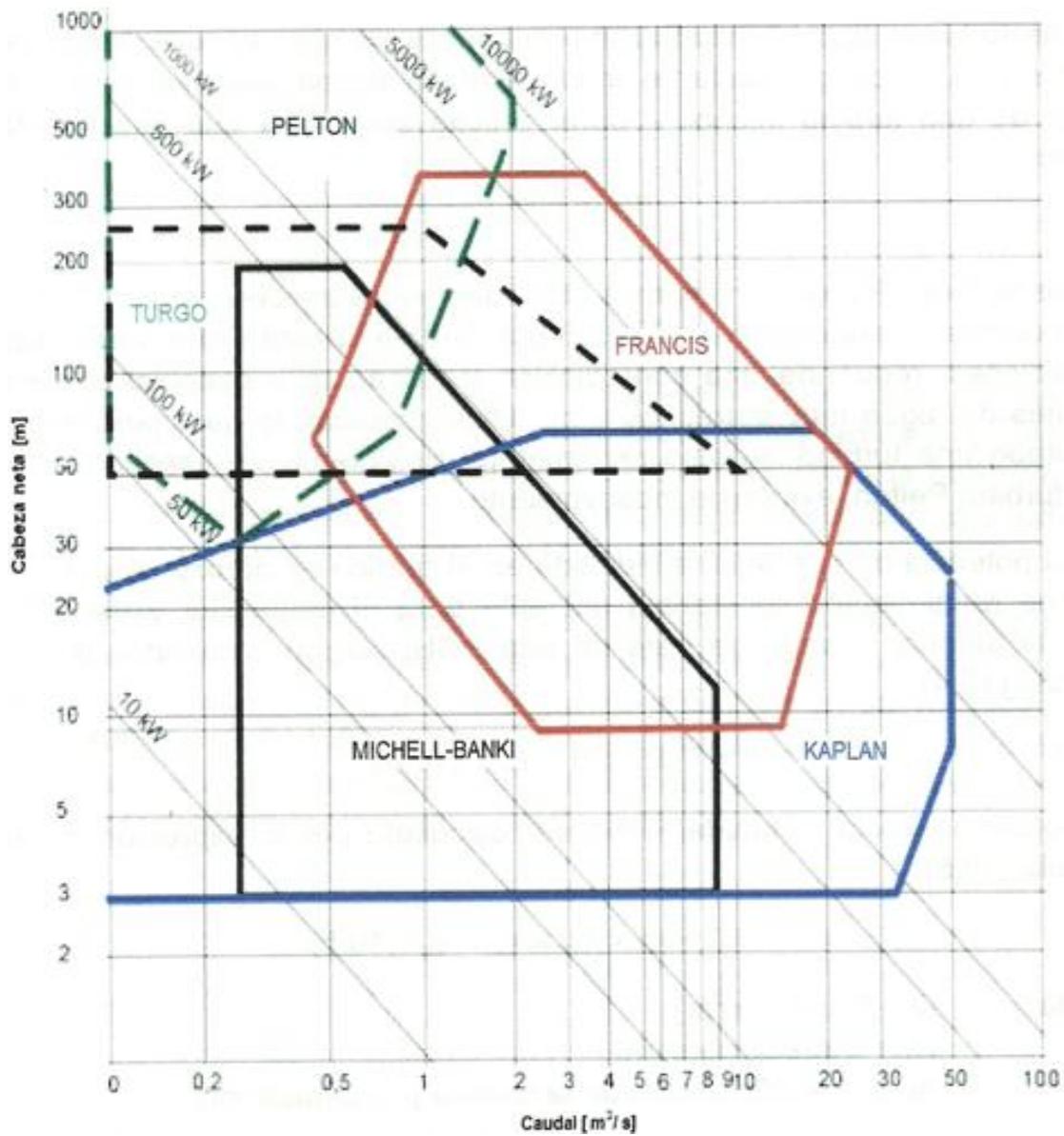


Ilustración 41. Selección del tipo de turbina de acuerdo al salto y el caudal (L & Fernández, 1996)

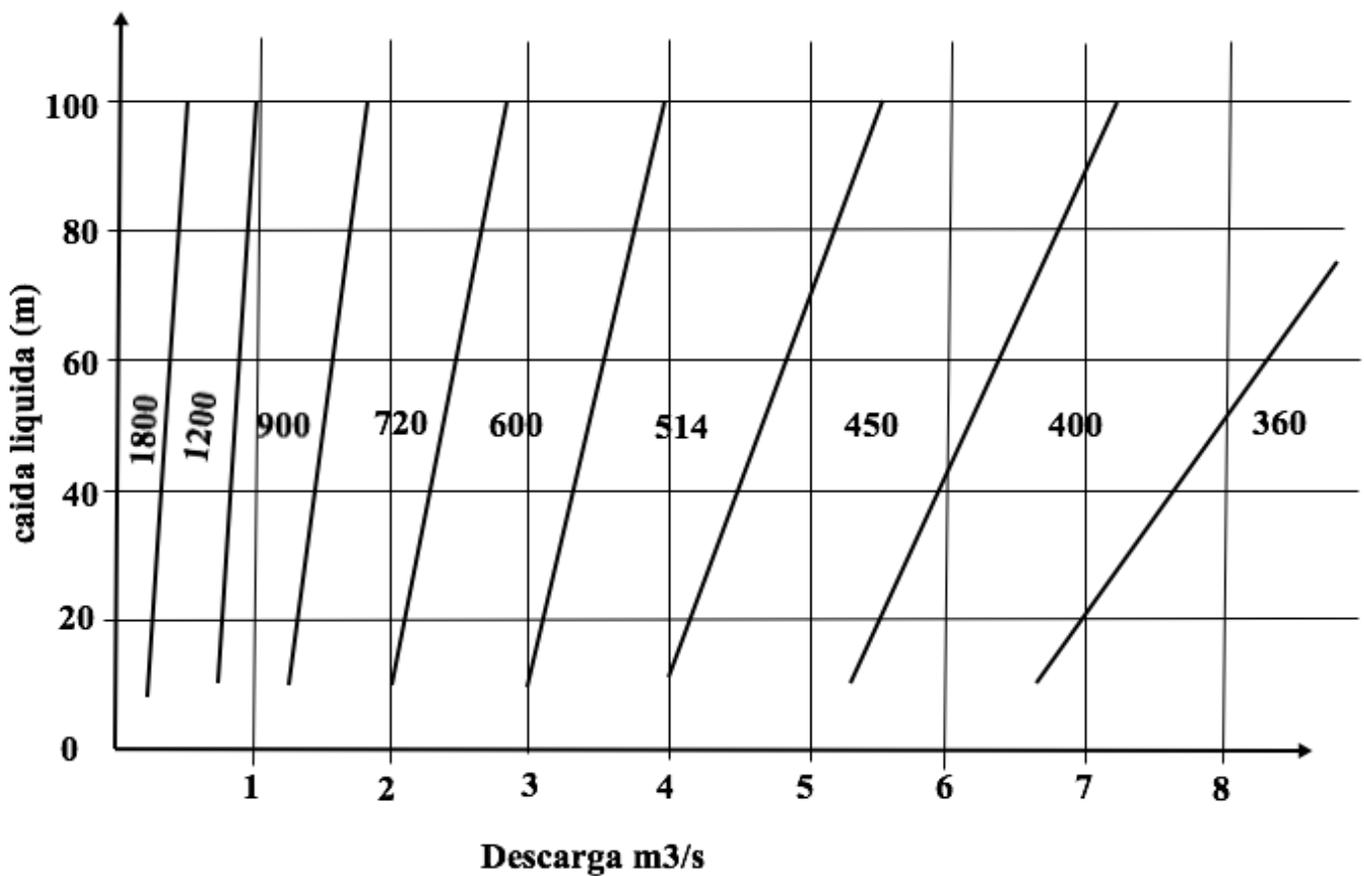


Ilustración 42. Solución de la velocidad preliminar de la turbina Francis (Londoño, 1997)

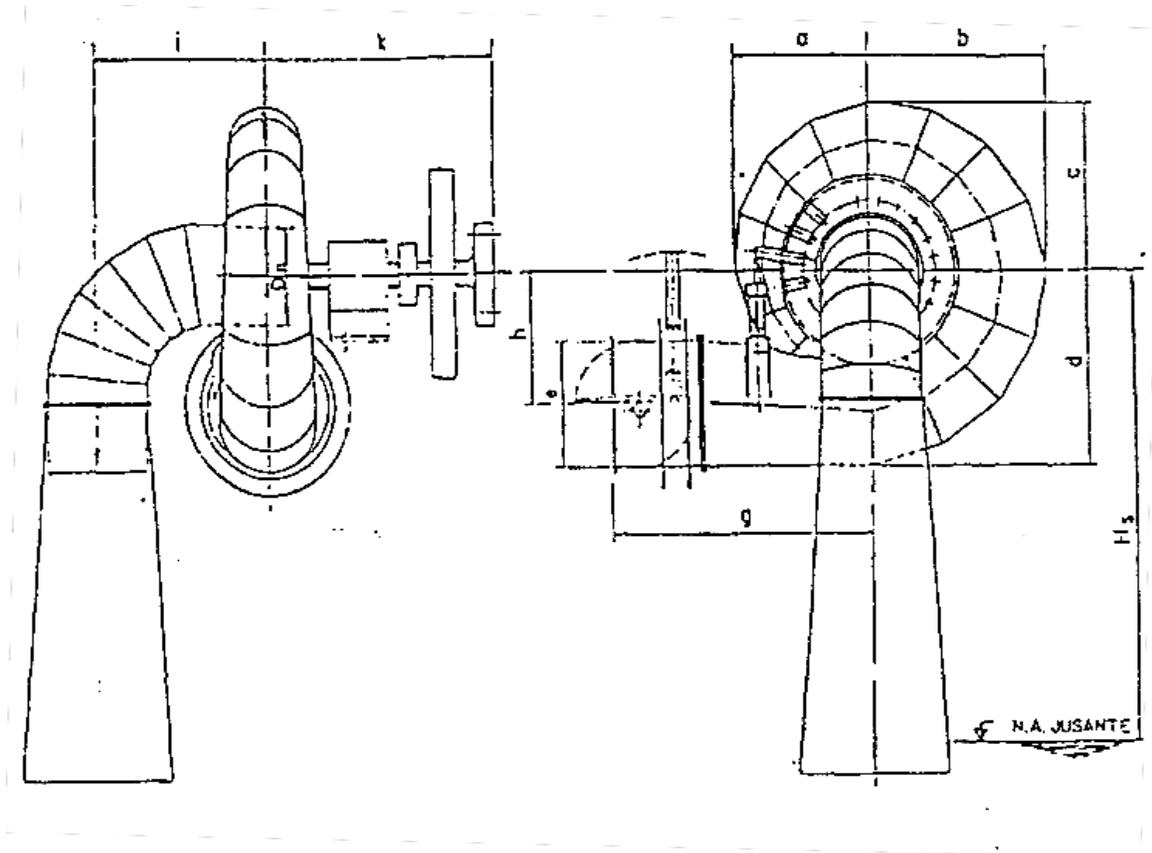


Ilustración 43. Parámetros de la turbina Francis (Londoño, 1997)

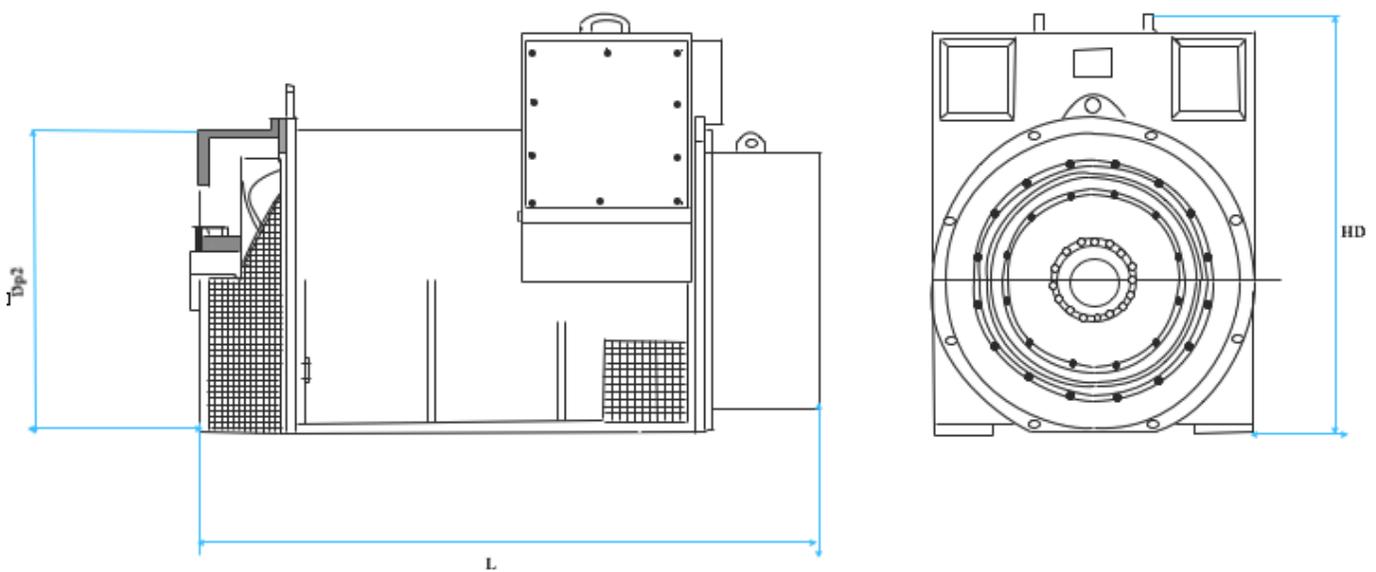


Ilustración 44. Dimensiones del generador carcasa 560 (WEG, 2011)

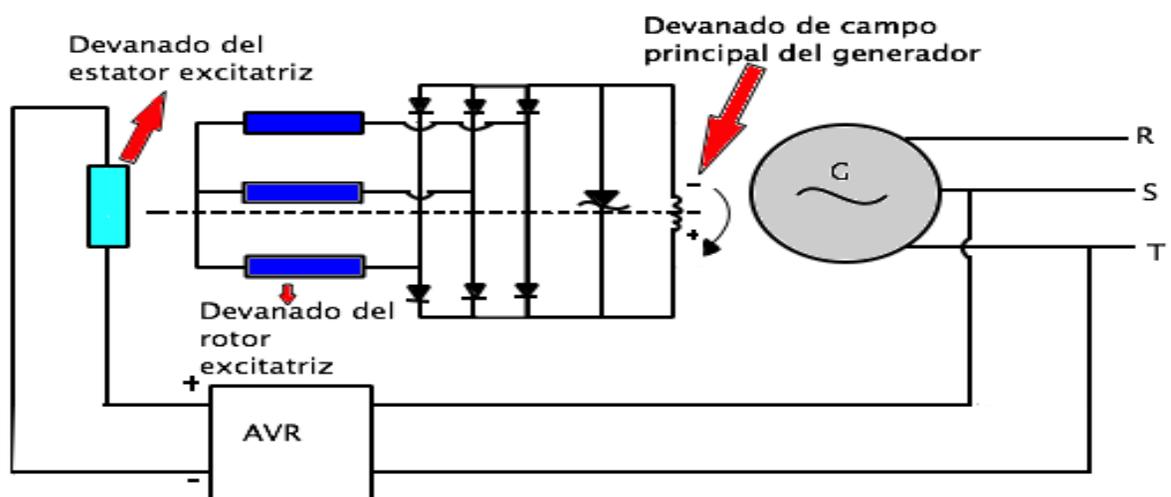


Ilustración 45. Sistema de excitación Brushless generador sincrónico

ANEXO 3 TABLAS E ILUSTRACIONES DEL ESTUDIO DE CONEXIÓN

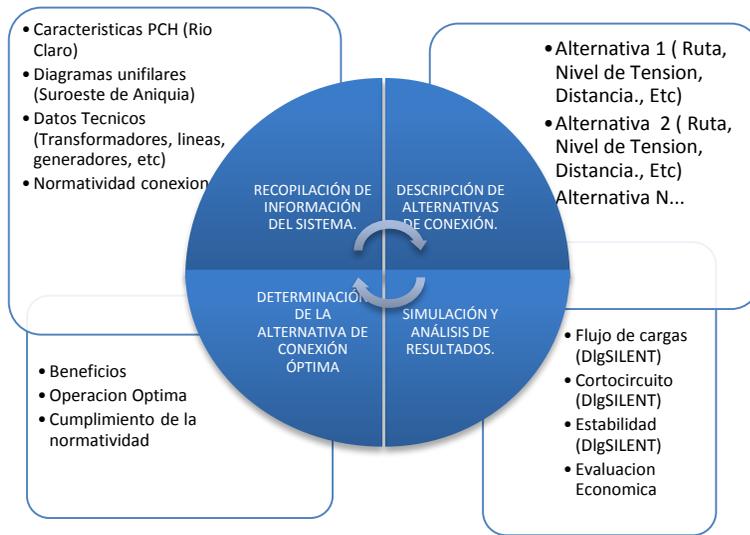


Ilustración 46. Metodología de estudio de conexión

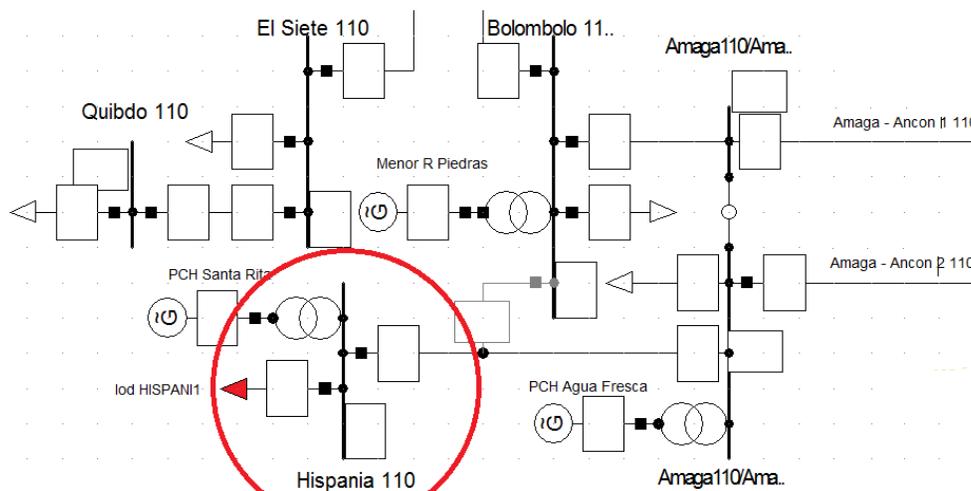


Ilustración 47. Red STN en zona de influencia del proyecto

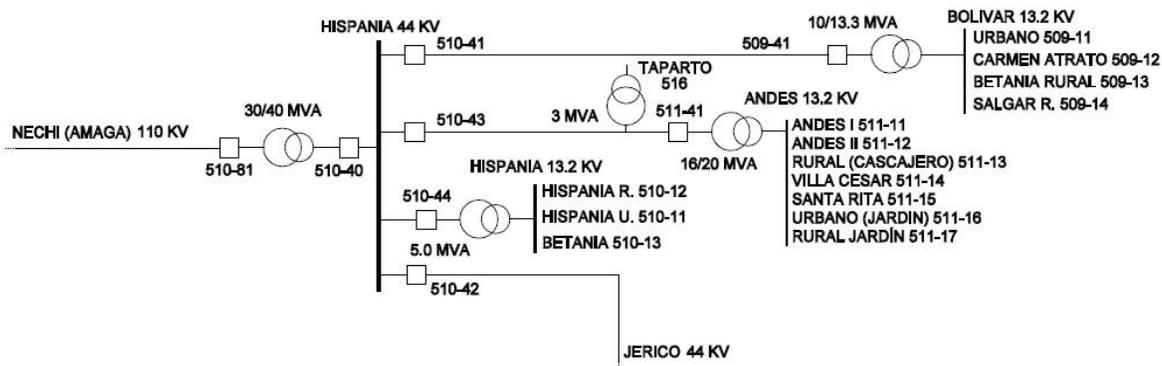


Ilustración 48. Diagrama unifilar del sistema de transmisión regional (STR) a 44 kV y 134.2 kV en la zona de influencia del proyecto

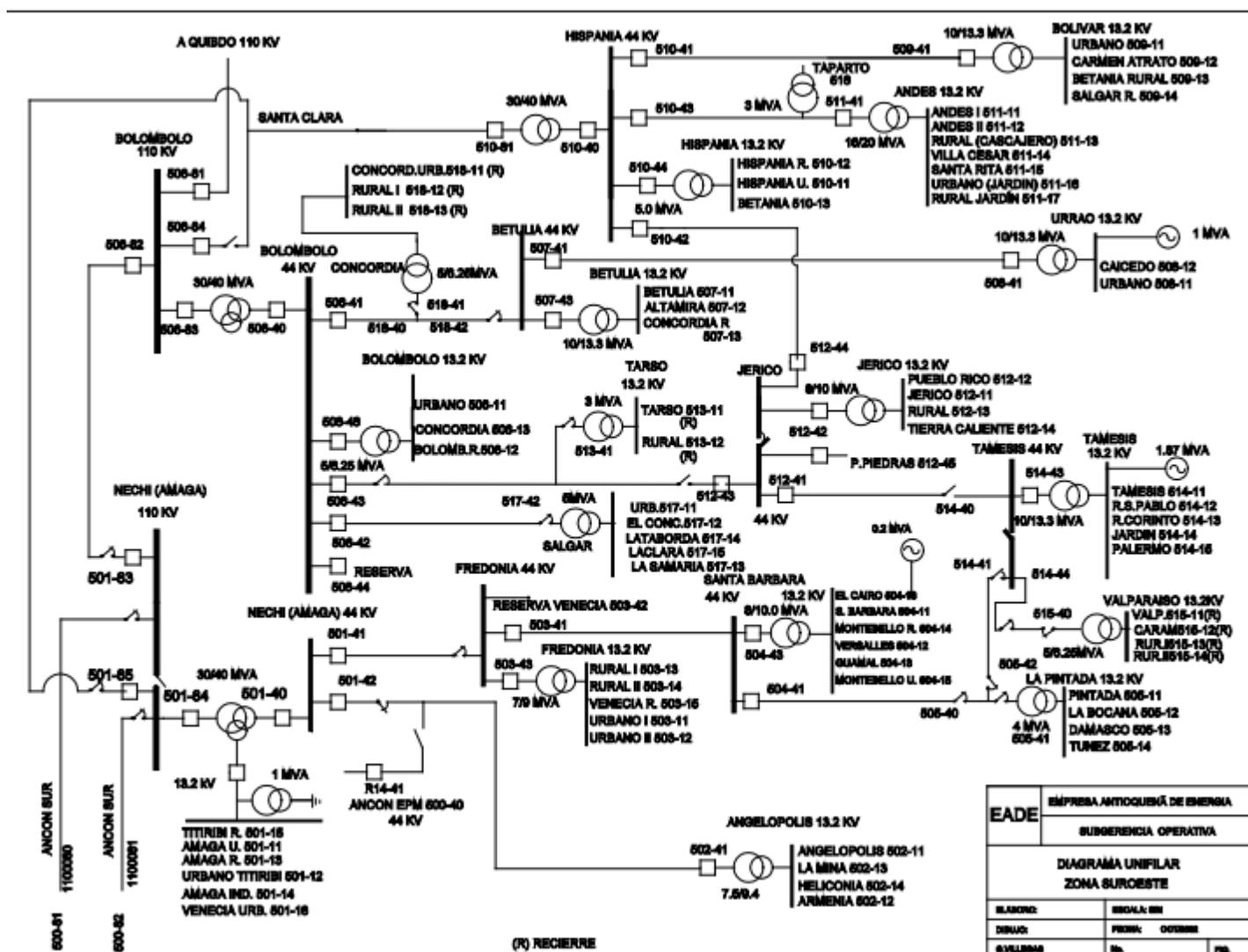


Ilustración 49. Diagrama unifilar de la zona sur oeste del sistema de transmisión regional STR a 44KV y 13,2 KV de EPM

Tabla 69. parámetros eléctricos de los transformadores

ELEMENTO	Potencia MVA	Voltaje kV	Impedancia %
TRANS S/E HISPANIA - 40 MVA	40,0	110/44	8,15
TRANS S/E ANDES - 20 MVA	20,0	44/13,2	5,33
TRANS S/E ALT 1 - 2.5 MVA	2,5	44/4,16	6,00
TRANS S/E ALT 2 - 2.5 MVA	2,5	13,2/4,16	6,00

Tabla 70. Parámetros eléctricos de las líneas

ELEMENTO	Long Km	Volt kV	Pot kA	R	X	R0	X0	B	B0
						Ohm/km		uS/km	
LINEA HISPANIA - ANDES 17 KM @ 44 kV	17	44,0	0,238	0,370	0,457	0,659	1,730	3,662	1,921
ALTERNATIVA 1 - LINEA 30 km @ 44 kV	30	44,0	0,238	0,370	0,457	0,659	1,730	3,662	1,921
ALTERNATIVA 2 - LINEA 13 km @ 13.2 kV	13	13,2	0,295	0,556	0,239	0,733	1,733	3,767	1,870

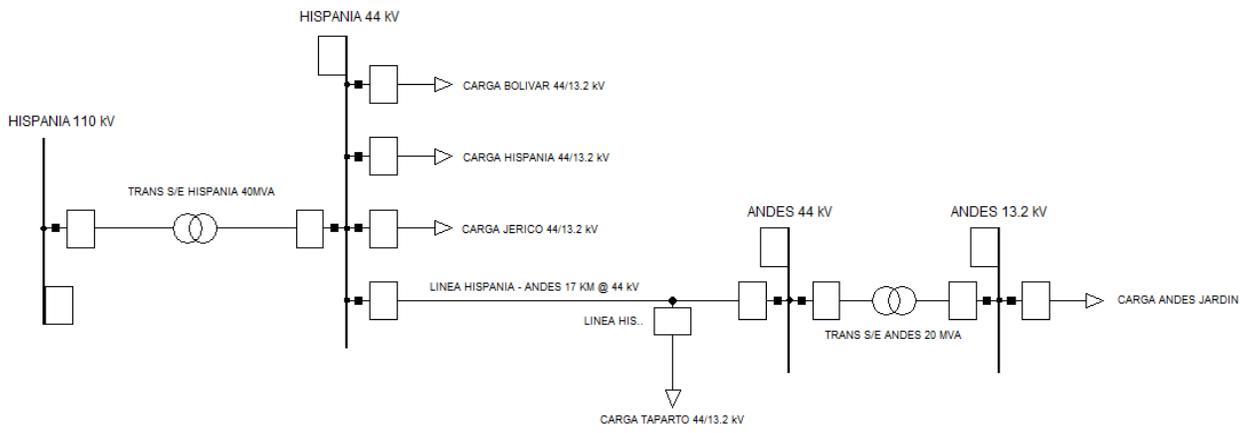


Ilustración 50. Esquema de conexión caso sin proyecto, Alternativa 0

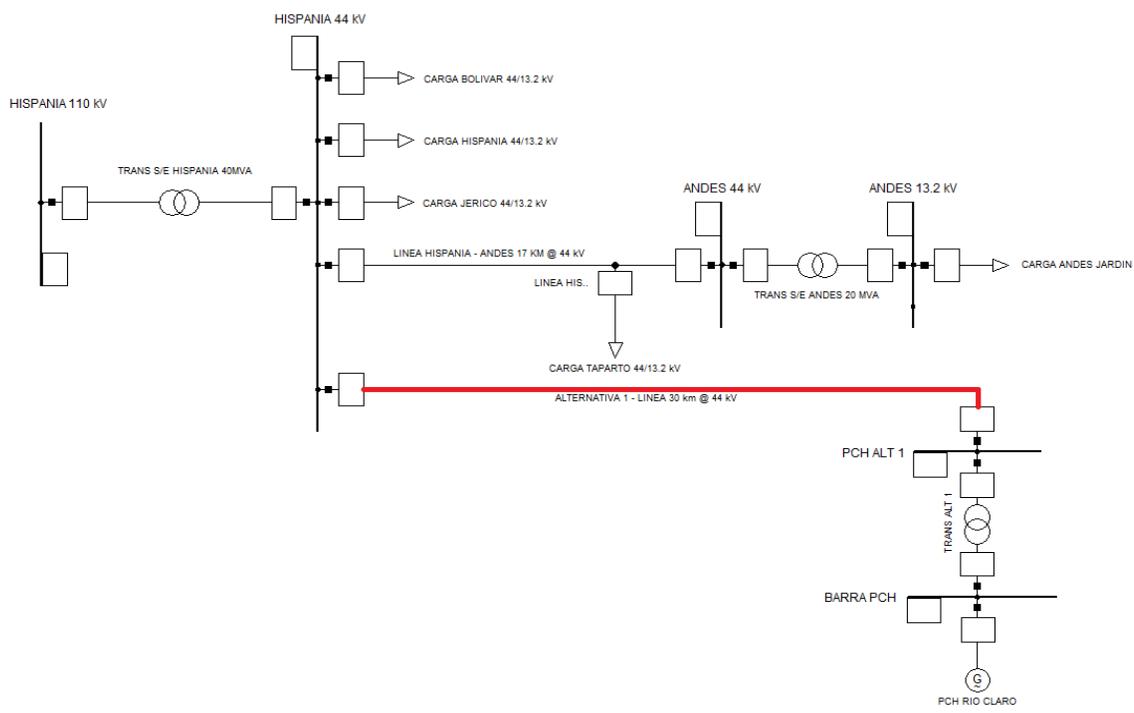


Ilustración 51. Esquema de conexión, Alternativa 1

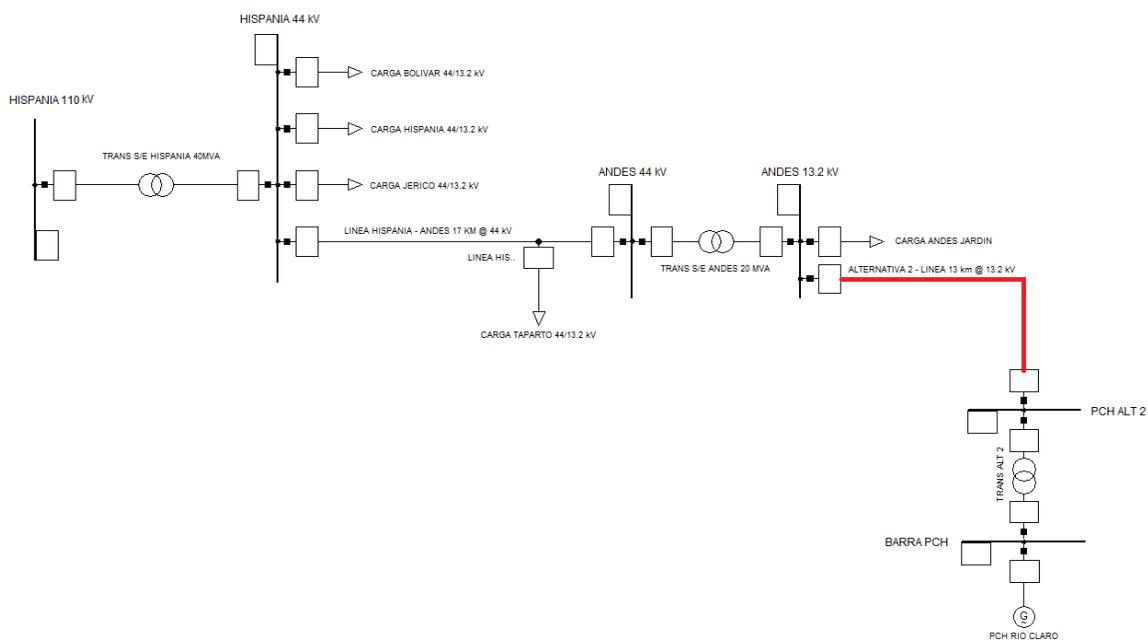


Ilustración 52. Esquema de conexión alternativa 2

Tabla 71. Niveles de tensión. año 2019 - Demanda máxima

SUBESTACION	ALT 0		ALT 1		ALT 2	
	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV
Hispania 110 kv	0,99	108,61	0,99	109,08	0,99	109,08
Hispania 44kv	0,96	42,45	0,97	42,79	0,97	42,80
Andes 44 kV	0,91	40,21	0,92	40,58	0,94	41,15
Andes 13.2 kV	0,90	11,91	0,91	12,03	0,93	12,25
PCH alt 1-LT 1 44 kV	-	-	0,99	43,76	-	-
PCH alt 2 13.2 kV	-	-	-	-	1,03	13,62
Barra PCH 4.16 kV	-	-	1,03	4,28	1,05	4,43

Tabla 72. Porcentaje de cargabilidad de equipos. Año 2019 - Demanda máxima

ELEMENTO	ALT 0 %	ALT 1 %	ALT 2 %
Trans S/E Hispania - 40 MVA	58,92	52,16	52,19
Trans S/E ANDES - 20 MVA	47,70	47,26	34,86
Linea Hispania - Andes 17 KM @ 44 kV	65,99	65,38	51,64
Alternativa 1 - LINEA 30 km @ 44 kV	-	14,08	-
Alternativa 2 - LINEA 13 km @ 13.2 kV	-	-	34,88
Trans S/E alt 1 - 2.5 MVA	-	97,24	-
Trans S/E alt 2 - 2.5 MVA	-	-	93,92
PCH RIO CLARO	-	75,76	75,76

Tabla 73. Niveles de cortocircuito trifásico. Año 2019-Demanda máxima

SUBESTACION	ALT 0			ALT 1			ALT 2		
	Skss	Ikss	Ip	Skss	Ikss	Ip	Skss	Ikss	Ip
HISPANIA 110 kV	677,190	3,554	7,542	689,640	3,620	7,702	686,550	3,603	7,632
HISPANIA 44kV	303,110	3,977	9,760	315,970	4,146	10,170	312,280	4,098	9,984
ANDES 44 kV	130,350	1,710	3,038	132,530	1,739	3,076	140,490	1,843	3,277
ANDES 13.2 kV	100,570	4,399	8,474	101,910	4,457	8,563	110,900	4,851	9,282
PCH ALT 1 44 kV	-	-	-	102,110	1,340	2,462	-	-	-
PCH ALT 2 13.2 kV	-	-	-	-	-	-	30,960	1,354	2,792
BARRA PCH 4.16 kV	-	-	-	51,430	7,138	16,976	34,390	4,772	10,557

Tabla 74. Niveles de cortocircuito monofásico. Año 2009 -Demanda máxima

SUBESTACION	ALT 0			ALT 1			ALT 2		
	Skss	Ikss	Ip	Skss	Ikss	Ip	Skss	Ikss	Ip
HISPANIA 110 kV	241,300	3,800	8,062	244,390	3,848	8,188	243,690	3,837	8,157
HISPANIA 44kV	0,070	0,003	0,007	18,660	0,735	1,802	0,070	0,007	0,007
ANDES 44 kV	0,070	0,003	0,005	13,030	0,513	0,907	0,070	0,003	0,005
ANDES 13.2 kV	45,020	5,907	11,379	45,550	5,978	11,483	49,200	6,456	12,354
PCH ALT 1 44 kV	-	-	-	24,800	0,976	1,793	-	-	-
PCH ALT 2 13.2 kV	-	-	-	-	-	-	12,240	1,606	3,312
BARRA PCH 4.16 kV	-	-	-	17,370	7,230	17,196	13,030	5,425	12,001

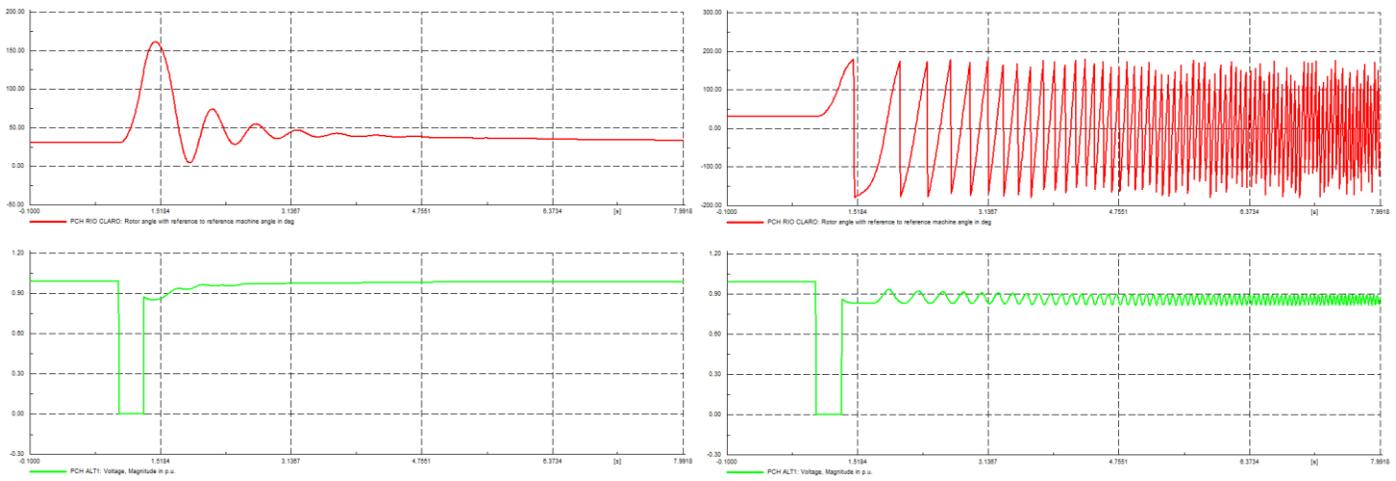


Ilustración 53. Análisis de estabilidad transitoria Alternativa 1 Año 2009- Demanda máxima

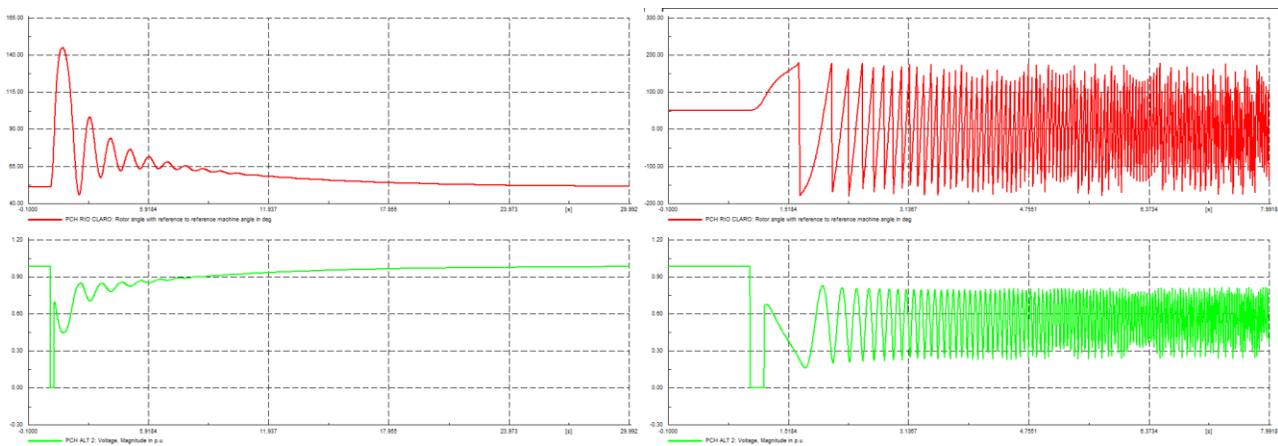


Ilustración 54. Análisis estabilidad transitoria Alternativa 2 Año 2009 - Demanda máxima

Tabla 75. Tiempos críticos de despeje de falla (ms). Año 2019- Demanda máxima

ALTERNATIVA	ESTADO	TIEMPO
1	ESTABLE	310ms
	INESTABLE	320ms
2	ESTABLE	180ms
	INESTABLE	190ms

Tabla 76. Valor total de instalación de líneas de transmisión para alternativas 1 y 2 en millones de pesos.

Alt	NIVEL DE TENSION	UC	DESCRIPCIÓN	CANT	VALOR INST DIC 2007	VALOR TOTAL INST DIC 2007	VALOR TOTAL INST DIC 2015
Alt 1	nivel 3 (44kv)	n314	km linea rural- circuito sencillo- poste concreto -conductor d-n3-1	30	\$ 44	\$ 1.320	\$ 1.383
Alt 2	nivel 2 (13,2kv)	n2127	km linea rural- poste concreto- vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - con -conductor d-n2-1	13	\$ 34	\$ 442	\$463

ANEXO 4 FOTOS



Foto 1. Vista del cañón del río Claro



Foto 2. Muestra de sedimentos- Zona de captación



Foto 3. Zona panorámica del sitio de la localización de la captación



Foto 4. Vista general accesos a la zona de captación



Foto 5. Puente de acceso para la escuela Miguel Ángel Valencia



Foto 6. Escuela Miguel Ángel Valencia



Foto 7. Vía de acceso de la escuela Miguel Ángel Valencia a la captación



Foto 8. Sitio de la presa



Foto 9. Detalle del estribo derecho de la presa



Foto 10. Afluente el Campino aguas arriba de la presa



Foto 11. Vista general de roca en la presa



Foto 12. Vista general para el box-coulvert



Foto 13. Vista general del alineamiento del box-coulvert



Foto 14. Vista general del desarenador e inicio del alineamiento de conducción a baja presión

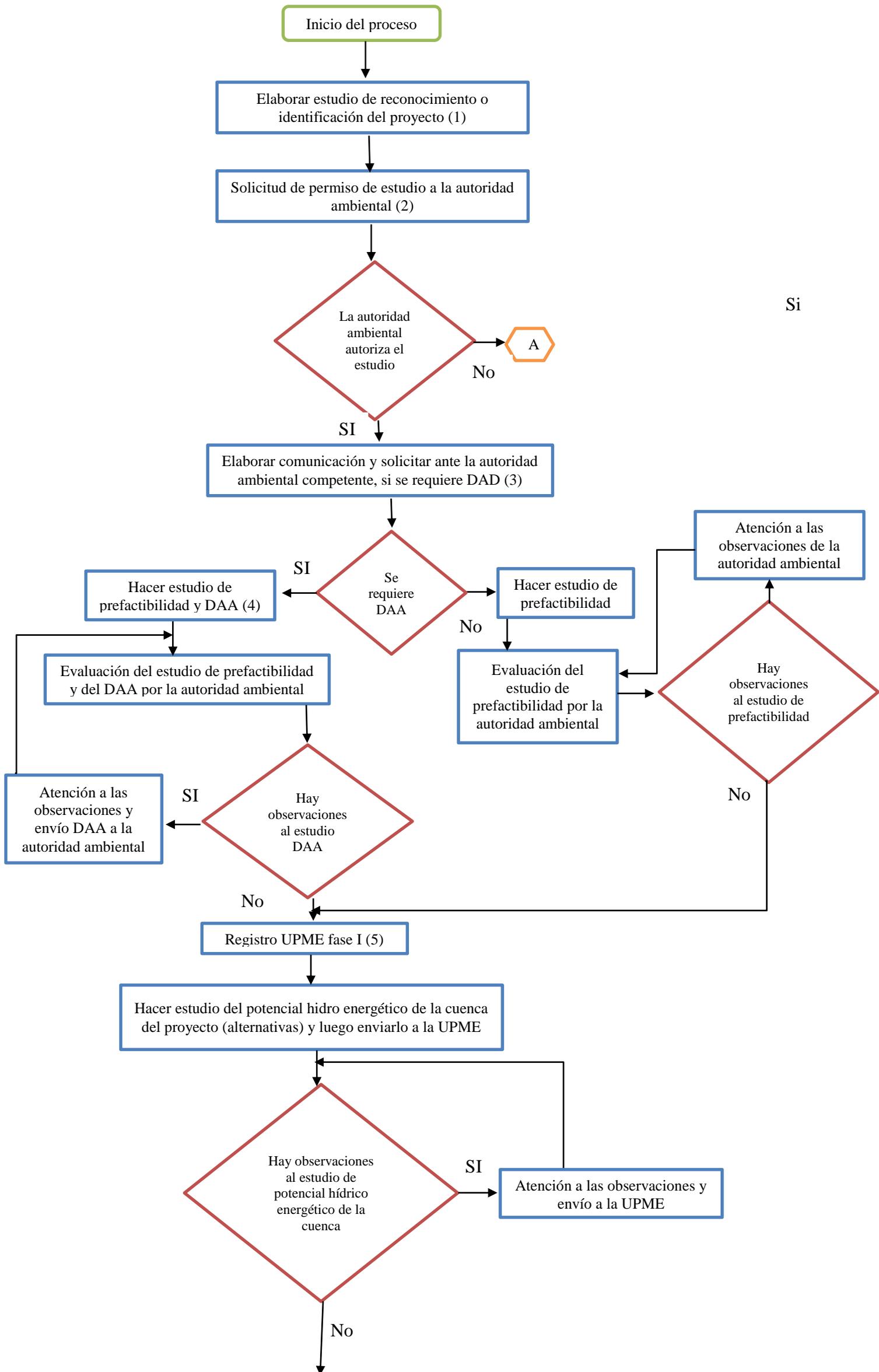


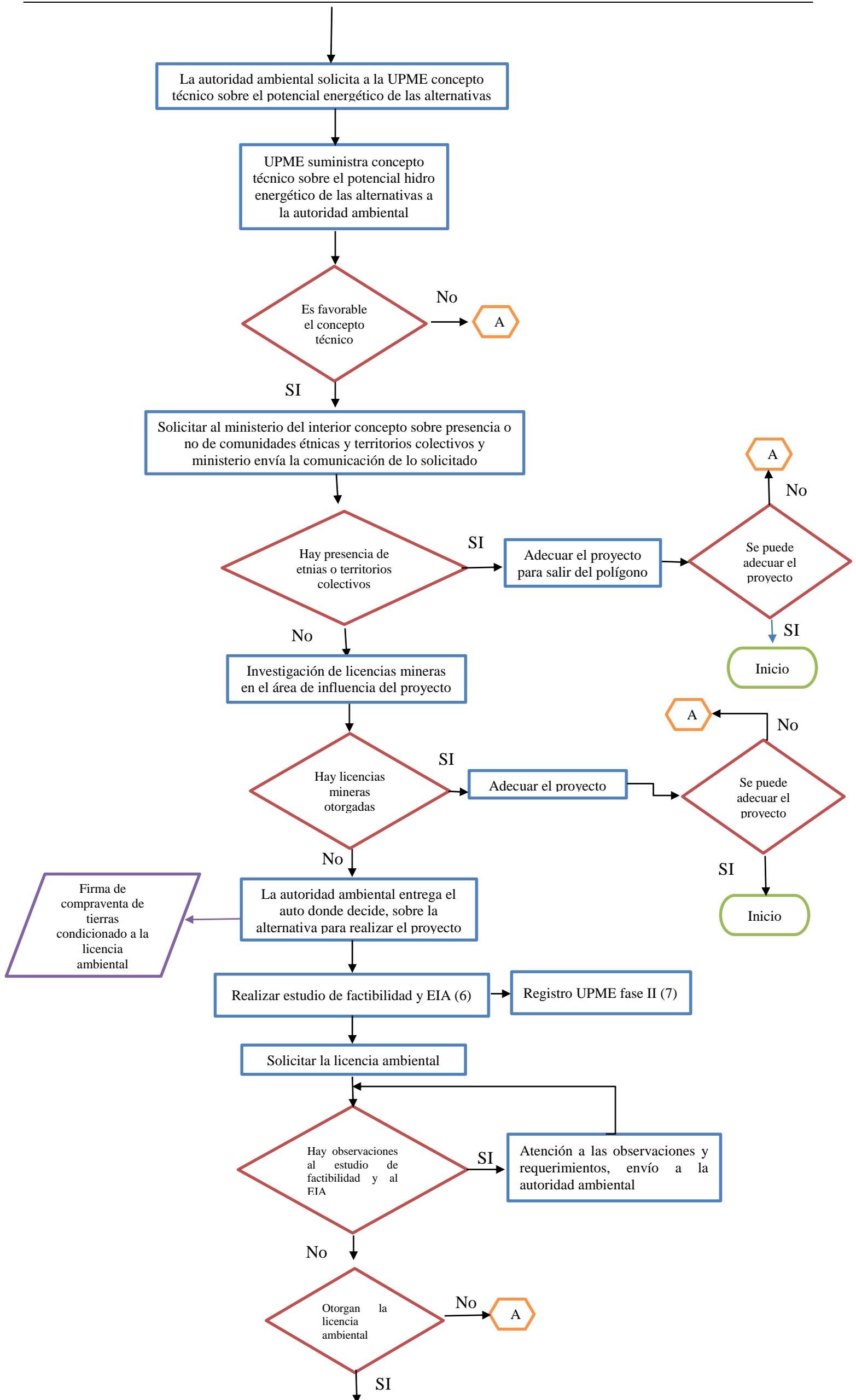
Foto 15. Vista general del trazado de tubería de presión

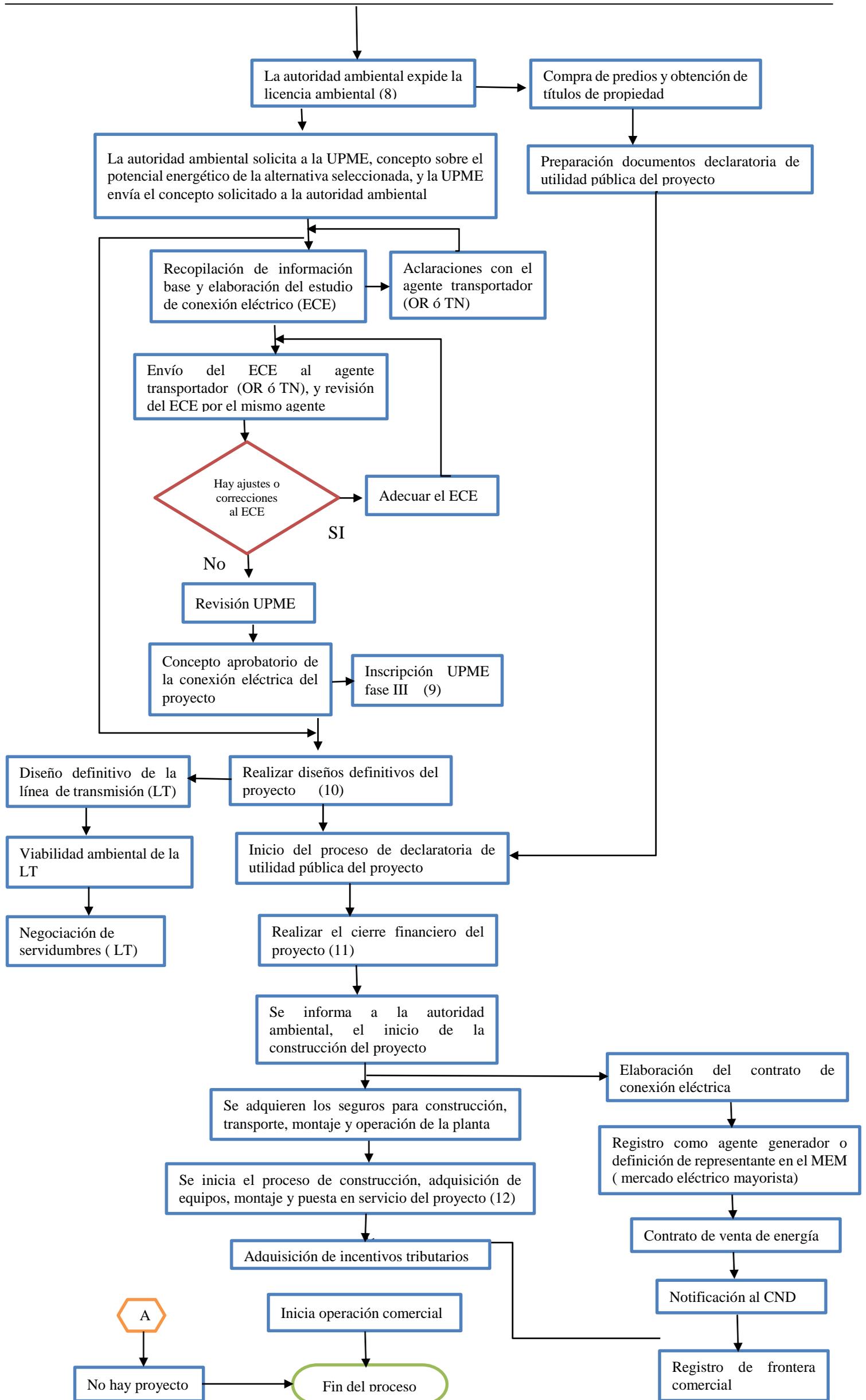


Foto 16. Vía de acceso existente hacia casa de máquinas

ANEXO 5. DIAGRAMA DE FLUJO- PROCESO NORMATIVO PCH







NOTAS

- (1) Descripción general del proyecto, estudio del recurso hídrico, información básica, topografía general, localización, características técnicas básicas. Se presenta el esquema básico, se hace el análisis energético inicial. (la información es secundaria).
- (2) Mediante comunicación escrita enviada a la autoridad ambiental, se solicita el permiso de estudio del proyecto y se anexa el estudio descrito en (1).
- (3) Se envía comunicación a la autoridad ambiental competente. El objeto de la comunicación es solicitar si se requiere DAA (Diagnóstico Ambiental de Alternativas). La corporación otorga el número de radicado. Con la comunicación se debe adjuntar la información de (1).
Nota:
 - Si el proyecto > 20 MW, se solicita a la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales)
 - Si el proyecto <20 MW, se solicita a la corporación autónoma regional.
- (4) El estudio de prefactibilidad debe contemplar al menos 3 alternativas, con su descripción, esquemas generales, diseños básicos de obras civiles para cada una, equipos generales, presupuesto preliminar de obras y equipos

electromecánicos, evaluación energética y financiera, el DAA analiza ambientalmente cada alternativa

- (5) Se entrega a la UPME el estudio de prefactibilidad con el número de radicado, otorgado por la autoridad ambiental, cuando se solicitó el DAA
- (6) ESTUDIO DE FACTIBILIDAD. El estudio debe contemplar al menos:
 - Topografía y cartografía
 - Esquemas avanzados del proyecto
 - Estudio hidrológico
 - Estudio geológico, geotécnico y de suelos
 - Estudio de sedimentos y acarreos
 - Estudio hidroenergético
 - Diseños avanzados de pre dimensionamiento de la obra civil
 - Equipos hidromecánicos – electromecánicos
 - Presupuesto y costos unitarios
 - Estudio socio económico de la zona
 - Vías y obras de infraestructura
 - EIA, estudio de impacto ambiental
 - Evaluación económica
 - Evaluación energética y financiera

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL, se debe ceñir a la resolución 1503 de 2010

- (7) Para el registro UPME fase II, se envía el estudio de factibilidad y con el auto administrativo donde se decide la alternativa seleccionada, se inscribe el proyecto en la UPME en fase II. Vigencia 1 año.
- (8) Decreto 1076/2015; Artículo 2.2.2.3.8.7 , perdida de la vigencia de la licencia ambiental (LA) condicionada a que una vez la (LA) se otorgue, se debe empezar construcción del proyecto en los 5 años.
- (9) Vigencia 1 año (Resolución UPME 520/2007).
- (10) Diseños definitivos:
- Obtención de información base (topografía de detalle)
 - Esquema definitivo
 - Diseños detallados de las obras civiles
 - Presupuesto de ejecución detallado
 - Evaluación energética y financiera (obtención del CAPEX)
 - Especificaciones técnicas y pliegos de licitación vías e infraestructura
 - Especificaciones técnicas y pliegos de licitación construcción de obras civiles
 - Especificaciones técnicas y pliegos de licitación de equipos hidráulicos, equipos electromecánicos y subestación.
- Especificaciones técnicas y pliegos de licitación línea de transmisión (adquisición de servidumbres)
- (11) El cierre financiero queda listo, cuando se tienen los empréstitos aprobados. Por lo general, EL CAPEX (gastos de capital del inglés “capital expenditure”) o cantidad de dinero que se proyecta invertir para la construcción y adquisición de equipos y EL OPEX, cantidad de dinero requerida para la operación y mantenimiento de la central, se debe obtener en esta fase. EL EQUITY es la deuda subordinada o la parte que le corresponde asumir al dueño del valor del proyecto (por lo general en Colombia para estos proyectos se del 20% al 30 %)
- (12)
- Se adelantan los procesos de licitación
 - Construcción de obras civiles
 - Construcción y montaje de la línea de transmisión
 - Adquisición y transporte de equipos hidráulicos, electromecánicos y subestación
 - Montaje, pruebas y puestas en servicio de la central
 - Obtención de la garantía de capacidad de transporte asignada

- Cumplimiento de los requisitos técnicos CND y OR para planeamiento
- Cumplimiento de requisitos CND (Centro Nacional de Despacho) y OR (Órgano Regulador) previos a pruebas conectadas al SIN (Sistema Interconectado Nacional)
- Durante la construcción de la central se debe elaborar informes de cumplimiento ambiental y enviarlos a la corporación, cada seis (6) meses; desde el momento en que se inicia la construcción.

BIBLIOGRAFÍA

- Alcaldía del municipio El Jardín. (2012-2015). *Nuestro Municipio*. Recuperado el 2015, de Alcaldía de el Jardín-Antioquia: www.eljardin-antioquia.gov.co
- Álvarez, E., & González, H. (1978). *Geología y geoquímica del cuadrángulo I-7*. INGEOMINAS, Antioquia.
- Álvarez, J. (1971). informe preliminar sobre geoquímica de la cordillera occidental. (INGEOMINAS, Ed.) Medellín.
- Alzate Restrepo, L. A., Córdoba Díaz, L. M., Escobar Baena, L. F., Guerra Velazquez, J., Marin Lopez, B. E., Rodriguez Garces, S. M., . . . Valencia Lopez, C. A. (2008). *Una aproximación al mecanismo de desarrollo limpio y sus posibilidades para Colombia*. Medellín, Colombia.
- Arias, D. E., Echeverri Ramirez, O., & Hoyos Patiño, F. (2012). *Relaciones geológicas en la exploración geotécnica*. Universidad Nacional, Antioquia, Medellín.
- Banco Interamericano de Desarrollo. (s.f.). *Finanzas Carbono*. Recuperado el Junio de 2015, de <http://finanzascarbono.org/>
- Betancur, M. J. (2013). *UPB_autoArt_guía_Word*. Recuperado el 07 de agosto de 2013, de UPB_AutoArt_plantilla_Word: [http://kosmos.upb.edu.co/web/uploads/articulos/\(A\)_UPB_AutoArt_96_2.zip](http://kosmos.upb.edu.co/web/uploads/articulos/(A)_UPB_AutoArt_96_2.zip)
- Betancur, M. J. (2013b). *Instructivo General UPB_autoArt*. Recuperado el 03 de marzo de 2013, de [http://kosmos.upb.edu.co/web/uploads/articulos/\(A\)_UPB_AutoArt_96_2.zip](http://kosmos.upb.edu.co/web/uploads/articulos/(A)_UPB_AutoArt_96_2.zip)
- Betancur, M. J., Moreno, J. A., Moreno-Andrade, I., & Buitrón, G. (2006). Practical optimal control of fed-batch bioreactors for the wastewater treatment. *Int. Journal of Robust and Nonlinear Control, Special Issue on Control of (Bio)Chemical Reacting Systems*, 16, 173-190.
- Calle Z, B., & González I, H. (19882). *Geología y geoquímica de la plancha 186 Riosucio*. Instituto Colombiano de Geología y minería INGEOMINAS, Antioquia, Medellín.
- Cornare. (s.f.). Recuperado el 6 de Mayo de 2015, de <http://www.cornare.gov.co/>
- Creager, W., & Joel, J. (1927). *Hydroelectric handbook*. New York: Jhon Wiley & Sons Inc.
- Echeverri, M. d. (s.f.). *Perfil Subregional suroeste*. Gobernación De Antioquia, Departamento Administrativo de Planeación, Medellín.
- Flórez, R. O. (2001). *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. (E. A. Herrera, Ed.) Bogotá: Mc Graw Hill.
- Franco, A. M. (2005). *Estudio de factibilidad para la implantación de la minicentral hidroeléctrica de Acandí en el Departamento del Chocó*. Medellín: UPB.
- Generacion Electrica. (Abril de 2015). *Mundo Electrico*, 29(99).
- Grosse, E. (1926). *Estudio Geológico del terciario carbífero de Antioquia en la parte occidental de la cordillera central de Colombia entre el río Arma y Sacaajal*. Berlin: Dietrich Reimer.
- IDEAM. (2004).
- Ingeniería Total, Servicios Públicos S.A. (s.f.). *nuevo portal corantioquia*. Obtenido de nuevoportal.corantioquia.gov.co/Tematicas/PSMV/PSMV%20jardín.pdf
- INGEOMINAS. (1999). *Memoria explicativa del Mapa Geológico de Antioquia*. Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC). (2007). *Antioquia características geográficas*. Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia.
- Jaramillo Giraldo, J. F. (2010). *Guía para el diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas*. Medellín, Colombia.
- Juan Esteban Henao Ríos, F. M. (2011). *Museo Clara Rojas Peláez*. Obtenido de mcrpjardin.blogspot.com
- Júdez, G. Z. (1979). *Centrales hidroeléctricas* (4 ed.). Barcelona: Editorial Gustavo Gili, S.A.
- L, Á., & Fernández, O. (1996). *Centrales Eléctricas: Introducción al sistema de energía eléctrica* (Vol. 3). España: Ediciones UPC.
- Londoño, J. C. (27 de Enero de 1997). *Guía para el diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas*. Medellín.
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2010). *Metodología general para la presentación de estudios ambientales*. Bogotá, Colombia.

- Ministerio de medio Ambiente. (s.f.).
- Ministerio del Ambiente. (2011). *Guía práctica para desarrolladores de proyectos MDL*. Lima, Peru.
- Ortiz Florez, R. (2001). *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*. Bogota, Colombia: Mc Graw Hill.
- Page, W. D. (1986). *Geología sísmica y sismicidad del noroeste de Colombia*. ISA.
- Pelaez Jimenez, S., Ramirez Gomez, C., & Restrepo Ortiz, L. A. (2011). *Herramienta computacional para la formulación y evaluación de proyectos de eficiencia energética y fuentes alternativas de energía bajo el mecanismo de desarrollo limpio*. Medellin, Colombia.
- Restrepo Martínez, C. (mayo de 2004). Morfología de las cuencas hidrográficas y el ordenamiento territorial- suroeste Antioqueño cordillera occidental de los andes Colombianos.
- Restrepo, J. J., & Toussaint, J. F. (1974). Obducción cretácea en el occidente Colombiano. (U. N. Colombia, Ed.) *Anales Facultad Nacional de Minas*(58), 73-105.
- Smith Q, R. V. (1997). *Hidrología de Antioquia*. Medellin.
- SNV. (2009). *Mecanismo de desarrollo limpio conceptos básicos guía para la formulación y presentación de proyectos*.
- Tabarquiño Muñoz, R. (s.f.). *Los servicios públicos domiciliarios en Colombia: Una mirada desde la ciencia de la política pública y la regulación*.
- Toro Londoño, J. C. (1997). *Guía para el diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas*. Medellin.
- United Nations. (s.f.). *Clean Development Mechanism CDM Methodology Booklet* (Sixth edition ed.).
- Universidad Nacional de Colombia. (30 de Octubre de 2008). Metodología para la estimación del caudal ambiental en proyecto licenciados. Bogotá D.C.
- UPME. (2015). *Registro de proyectos de generación, Actualización junio de 2015*. Bogota.
- WEG. (2011). *Alternadores sincrónicos línea G plus*. Recuperado el 28 de Octubre de 2015, de Catálogo alternadores sincrónicos: ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-alternadores-sincronicos-linea-g-plus-50031315-catalogo-espanol.pdf