

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Dimensionamiento de una central hidroeléctrica en Ecuador considerando
condiciones climatológicas adecuadas y aspectos de diseño

INGE-2732

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Torres Moyano Joel Andrés

Andrade Izurieta Francisco Emmanuel

Guayaquil - Ecuador

Año: 2024

Dedicatoria

Dedico este proyecto a una versión más joven de mí, cuyo entusiasmo, curiosidad y ganas de aprender encendieron la chispa que me ha traído hasta este momento. Gracias a esa pasión temprana, hoy culmino un sueño que comenzó entonces. Para Joel Torres cuando tenía 17 años.

Agradecimientos

Agradezco al MSc. Douglas Aguirre y a la Ing. Patricia Pasmay por ser mis guías y ayudarme a encaminar este proyecto, a mi compañero Francisco Andrade, cuyos aportes y colaboración fueron fundamentales para el desarrollo de este trabajo. Agradezco al PhD. Javier Santaolalla porque su video sobre las ecuaciones de Maxwell fueron el mejor enganche que tuve para elegir esta carrera. Así como también doy gracias a mis docentes, el PhD Manuel Álvarez, el MSc Fernando Vaca, el PhD Sixifo Falcones, el MSc Otto Alvarado, el PhD Luis Ugarte y el MSc Iván Endara por darme las bases, consejos, enseñanzas que estoy ansioso por aplicar en mi vida profesional. Su formación fue la inspiración adecuada. Finalmente, quiero agradecer a mi familia y amigos por su apoyo constante y por siempre celebrar mis logros. A todos ustedes, gracias por creer en mí, por alentarme a seguir creciendo y por acompañarme en este camino. Su respaldo ha sido el motor principal para llegar a esta meta.

Dedicatoria

Dedico este proyecto a Dios y a mi familia que han sido fundamental para mi crecimiento personal, aquellas seis personas que me han acompañado en este proceso lleno de aprendizajes y emociones, con sus consejos y experiencias personales compartidas han sido motivación suficiente para pulir la mejor versión de mí. Para ellos, con todo el corazón.

Agradecimientos

Agradezco al MSc. Jonnathan Avilés Cedeño, cuya dedicación a la materia impartida en aquel semestre virtual en épocas de pandemia despertó el interés y la pasión por mi carrera, a mi compañero Joel Torres cuyos aporte y colaboración ha sido fundamental en el transcurso de este proyecto. Al PhD. Manuel Álvarez que gracias a su docencia aprendí la importancia de la especialización en sistemas eléctricos de potencia, un mundo definitivamente interesante. Al MSc. Fernando Vaca que demostró compromiso, apoyo y comprensión a nosotros, sus queridos estudiantes. Finalmente, al MSc. Iván Endara quien con su docencia incentivó la investigación, el estudio y la superación propia del estudiante. Gracias a todos ustedes por ser guías y formar no solo profesionales, sino personas competentes y listas para la vida.

Declaración Expresa

Nosotros, Francisco Emmanuel Andrade Izurieta y Joel Andrés Torres Moyano acordamos y reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 8 de octubre del 2024.



Francisco Emmanuel
Andrade Izurieta



Joel Andrés Torres
Moyano

Evaluadores

MSc. Patricia Pasmay

Profesor de Materia

MSc. Douglas Aguirre

Tutor de proyecto

Resumen

Este trabajo de investigación presenta el dimensionamiento de una central hidroeléctrica considerando el estudio de cuencas hidrográficas que resulten aptas para aportar generación de electricidad. el propósito de este trabajo es mostrar de manera formal, una solicitud de conexión preliminar ajustando las características de diseño al modelo de transporte de electricidad a nivel país, y así de demostrar el cambio que se obtendría al agregar generación proveniente de una fuente renovable de energía ubicada estratégicamente para destinar toda su producción energética en épocas de déficit como la presentada en los últimos meses. tomando como caso de estudio base el complejo hidroeléctrico paute que corresponde a sus tres centrales, Mazar, Molino y Sopladora, se propone una central capaz de superar el caudal de diseño que alimenta a dicho complejo, para destinar generación de electricidad cuando el complejo hidroeléctrico paute presente estiaje, previniendo así desbalance energético que condene al país a racionamientos de energía. en este trabajo no solo se valida la viabilidad técnica y económica de la propuesta, sino también se destaca la importancia de integración de fuentes renovables a la matriz energética.

Palabras clave: Estiaje, estudio de cuencas hidrográficas, solicitud de conexión preliminar.

Abstract

This investigation shows the technical sizing of a hydroelectric generation plant considering the research of a proper hydrographic basin that supplies power to the grid. The main purpose of this project is to provide a formal presentation of a preliminary connection request to the national network operator entity and by that demonstrate the upgrades to the grid because of adding renewable energy that has been strategically located to provide all its generation power in times such as last month where the energy supply was less than the energy demand. Taking Paute's hydroelectric complex that includes all its three generation plants (Mazar, Molino and Sopladora) as a base study case, a hydroelectric generation plant with a design flow superior to the base study case is proposed to supply electricity even when Paute's hydroelectric complex has low water flow to prevent electricity rationing. This investigation not only validates the technical and economic viability but also stands out for the renewable electricity generation that is integrated into the national grid.

Keywords: Low water flow, Research of a proper hydrographic basin, preliminary connection request.

Índice general

<i>Evaluadores.....</i>	<i>7</i>
<i>Resumen</i>	<i>8</i>
<i>Abstract</i>	<i>9</i>
<i>Índice general.....</i>	<i>10</i>
<i>Índice de tablas</i>	<i>13</i>
<i>Índice de figuras.....</i>	<i>14</i>
<i>Abreviaturas.....</i>	<i>16</i>
<i>Simbología.....</i>	<i>17</i>
<i>Capítulo 1.....</i>	<i>18</i>
<i>1. Introducción</i>	<i>19</i>
1.1 <i>Descripción del problema</i>	<i>20</i>
1.2 <i>Justificación del problema.....</i>	<i>20</i>
1.3 <i>Objetivos.....</i>	<i>21</i>
1.3.1 <i>Objetivo general.....</i>	<i>21</i>
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	<i>21</i>
1.4 <i>Marco teórico</i>	<i>22</i>
1.4.1 <i>Recurso hidrológico</i>	<i>22</i>
1.4.2 <i>Complementariedad hidrológica.....</i>	<i>22</i>
1.4.3 <i>Anuario hidrológico</i>	<i>22</i>
1.4.4 <i>Caudal</i>	<i>22</i>
1.4.5 <i>Estiaje.....</i>	<i>22</i>
1.4.6 <i>Generación Hidroeléctrica</i>	<i>23</i>
1.4.7 <i>Tipos de centrales hidroeléctricas</i>	<i>23</i>
1.4.8 <i>Generación eléctrica base.....</i>	<i>23</i>
1.4.9 <i>Componentes de una central hidroeléctrica</i>	<i>23</i>
1.4.10 <i>Presa.....</i>	<i>24</i>
1.4.11 <i>Embalse</i>	<i>24</i>

1.4.12	Tuberías de presión.....	24
1.4.13	Casa de máquinas	24
1.4.14	Turbinas	24
1.4.15	Canal de descarga.....	25
1.4.16	Generador	25
1.4.17	Transformador	25
1.4.18	Subestación eléctrica.....	25
1.4.19	Potencia instalada.....	25
1.4.20	Situación del sector eléctrico del año 2023 - 2024	26
1.4.21	Centrales hidroeléctricas de generación pública.....	26
1.4.22	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	29
1.4.23	Solicitud de factibilidad de conexión preliminar	31
1.4.24	Trámite de factibilidad de conexión preliminar	32
1.4.25	Límites de propiedad (Acorde a regulación ARCONEL 001-24)	32
Capítulo 2		33
2.	Metodología	34
2.1	Diagrama de proceso metodológico.....	34
2.2	Criterios de selección para ubicación de la central.....	35
2.2.1	Cuenca Hidrográfica de estudio	37
2.2.2	Cuenca Hidrográfica Esmeraldas.....	38
2.2.3	Información de estaciones meteorológicas	42
2.2.4	Depuración de datos brutos	44
2.3	Dimensionamiento de la central hidroeléctrica	49
2.3.1	Ubicación de zonas de la central	49
2.3.2	Delimitación de área de embalse	50
2.3.3	Selección de tipo de turbina	54
Capítulo 3		57
3.	Resultados y análisis	58

3.1	Opciones para dimensionamiento de caudal de diseño	59
3.1.1	Opción 1: $Q_d=100\text{m}^3/\text{s}$, $P_i=200\text{MW}$	59
3.1.2	Opción 2 $Q_d=90\text{m}^3/\text{s}$, $P_i=100\text{MW}$	60
3.1.3	Opción 3: $Q_d = 80\text{m}^3/\text{s}$, $P_i=100\text{MW}$	62
3.1.4	Opción 4 $Q_d=120\text{m}^3/\text{s}$, $P_i=150\text{MW}$	63
3.2	Análisis de viabilidad económica	67
3.2.1	Estimación de presupuesto para diseño de central.....	67
3.2.2	VAN	72
3.2.3	Parámetros de integración al SNI.....	73
3.2.4	Dimensionamiento de línea de transmisión	76
Capítulo 4		84
4.1	Conclusiones y recomendaciones.....	85
4.1.1	Conclusiones.....	85
4.1.2	Recomendaciones.....	87
4.	Referencias	88
5.	Apéndice	89
5.1	Apéndice A. Estudio hidrográfico de cuencas y ríos.....	89
5.2	Apéndice B. Estudio de flujo de potencia incorporado al SNI.....	110
5.3	Apéndice C. Análisis de VAN en 50 años de vida útil	115
5.4	Apéndice D. Dimensionamiento de C.H. Los Tayos a 200 MW.....	117

Índice de tablas

Tabla 1-1 Potencia instalada de C.H. anual del sector público corte 2023.....	26
Tabla 1-2 Potencia de las centrales hidroeléctricas alimentadas por el río Paute corte 2023 ...	27
Tabla 1-3 Rango de frecuencia y tiempo mínimo de operación para frecuencias diferentes.....	29
Tabla 1-4 Rango del voltaje nominal del punto de conexión a la red	30
Tabla 1-5 Rango del voltaje nominal del punto de conexión a la red	30
Tabla 2-1 Datos de la estación Paute	37
Tabla 2-2 Datos del puesto de la estación de medición H0170.....	39
Tabla 2-3 Correlación de datos de los ríos Guayllabamba y Paute.....	40
Tabla 2-4 Datos del puesto de la estación de medición H0146.....	42
Tabla 2-5 Q característicos del río Alambí para estimación de curva de caudal de duración....	46
Tabla 2-6 Datos para graficar curva de caudal de duración del río Alambí.....	47
Tabla 2-7 Datos de ubicación y distancias de las etapas de la central	49
Tabla 2-8 Características del embalse.....	50
Tabla 2-9 Tiempo de llenado promedio de embalse	53
Tabla 2-10 Características de central para determinar caudal de equipamiento.....	55
Tabla 2-11 Producción energética anual según caudal de equipamiento.....	56
Tabla 3-1 Grupo de caudales característicos de Guayllabamba DJ Alambí	58
Tabla 3-2 Características de generación de opción 1	59
Tabla 3-3 Características de generación de opción 2	60
Tabla 3-4 Características de generación de opción 3	62
Tabla 3-5 Características de generación de opción 4	63
Tabla 3-7 Costo unitario por MW instalado en la C.H. del Ecuador.....	67
Tabla 3-8 Costo fijos de C.H. en Ecuador según potencia instalada	68
Tabla 3-9 Costo fijo anual e inversión inicial de propuestas	69
Tabla 3-10 Estimación de VAN y TIR de las propuestas	72
Tabla 3-11 Calibre de conductores para baja tensión	74
Tabla 3-12 Características del transformador	75
Tabla 3-13 Lista de cableado desde la subestación hasta la línea de transmisión	76
Tabla 3-14 Características del estudio de la central hidroeléctrica con el SNI.....	83
Tabla 3-15 Resultado de contingencia N-1 causa de la salida L/T Pomasqui-Tayos	83
Tabla 3-16 Resultado de contingencia N-1 causa de la salida L/T Tayos - Ibarra.....	83
Tabla 5-1 Datos del puesto de la estación de medición H0168.....	89
Tabla 5-2 Datos del puesto de la estación de medición H0011.....	91

<i>Tabla 5-3 Coeficiente de correlación entre los ríos Esmeraldas y Paute</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 5-4 Coeficiente de correlación entre los ríos Esmeraldas y Paute</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 5-5 Datos del puesto de estación de medición H0148</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 5-6 Datos del puesto de estación de medición H0148</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 5-7 Datos del puesto de medición H0145</i>	<i>100</i>
<i>Tabla 5-8 Característica de caudal del Río Guayllabamba en Pisque.....</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 5-9 Datos para la curva de caudal de duración de Río Guayllabamba en Pisque</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 5-10 Características del caudal Río Guayllabamba en Cubi.....</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 5-11 Datos para la curva de caudal diario del Río Guayllabamba en Cubi.....</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 5-12 Características del caudal diario del Río Guayllabamba en Pachijal</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 5-13 Datos para la curva de caudal diario del Río Guayllabamba en Pachijal</i>	<i>109</i>

Índice de figuras

<i>Figura 1-1 Producción energética (MWh)</i>	<i>27</i>
<i>Figura 1-2 Curva de generación (MW).....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 1-3 Demanda nivel país SNI.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 1-4 Diagrama de flujo para factibilidad de conexión preliminar</i>	<i>29</i>
<i>Figura 1-5 Esquema de conexión para configuración en pi</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2-1 División del territorio según hemisferio Norte-Sur</i>	<i>36</i>
<i>Figura 2-2 Ubicación geográfica de la estación H0894</i>	<i>37</i>
<i>Figura 2-3 Gráfica de Qpm de la estación H894 en Paute (1996-2016).....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 2-4 Ubicación geográfica de la estación de medición</i>	<i>38</i>
<i>Figura 2-5 Gráfica de Qpm de la estación H0170 Guayllabamba (1996-2016).....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 2-6 Gráfica comparativa entre los caudales de los ríos Paute y Guayllabamba.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 2-7 Gráfica de registros de Qpd del Río Guayllabamba en Alambí (1986-2016)</i>	<i>43</i>
<i>Figura 2-8 Gráfica de Qpd sin depurar del Río Guayllabamba en Alambí (1986-2016).....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 2-9 Vista satelital del río Guayllabamba en Alambí</i>	<i>44</i>
<i>Figura 2-10 Grafica de comparación de Qpd sin depurar con datos depurado del Río Guayllabamba en Alambí (1986-2016).....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 2-11 Gráfica de Qpd del Río Guayllabamba en Alambí (1986-2016)</i>	<i>46</i>
<i>Figura 2-12 Gráfica de caudal de duración del río Guayllabamba DJ Alambí.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 2-13 Señalización de etapas de la central, área de captación, embalse y descarga</i>	<i>49</i>
<i>Figura 2-14 Área de embalse</i>	<i>50</i>

<i>Figura 2-15 Curva de selección de turbina Pelton, Francis, Kaplan marca WEG.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 2-16 Gráfica de producción energética anual según caudal de equipamiento</i>	<i>56</i>
<i>Figura 3-1 Central de generación hidroeléctrica en flujo de potencia con el SNI</i>	<i>81</i>
<i>Figura 3-2 Desviación del voltaje de la barra 13,8 kV y 138kV conectadas al SNI</i>	<i>81</i>
<i>Figura 5-1 Ubicación geográfica de la estación medidora H0168.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 5-2 Gráfica de caudales promedio por mes de la estación H0168 (1996-2016).....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 5-3 Vista satelital de la cuenca hidrográfica Esmeraldas en Sade</i>	<i>90</i>
<i>Figura 5-4 Ubicación geográfica de la estación medidora H0011</i>	<i>91</i>
<i>Figura 5-5 Gráfica de caudales promedio por mes de la estación H0011.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 5-6 Gráfica comparativa de los caudales promedios de los ríos Paute y Sade.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 5-7 Gráfica comparativa entre los caudales de los ríos Mira y Paute.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 5-8 Vista satelital del Río Guayllabamba en Pisque</i>	<i>98</i>
<i>Figura 5-9 Datos del caudal promedio diario Río Guayllabamba en Pachijal</i>	<i>99</i>
<i>Figura 5-10 Vista satelital del Río Guayllabamba en Pachijal.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 5-11 Gráfica de caudal promedio diario del Río Guayllabamba en Cubi (1986-2016).....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 5-12 Vista satelital del Río Guayllabamba en Pisque</i>	<i>101</i>
<i>Figura 5-13 Comparación de caudales depurados y sin depurar del Río Pisque.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 5-14 Comparación de caudales depurados y sin depurar del Río Cubi.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 5-15 Comparación de caudales depurados y sin depurar del Río Pachijal</i>	<i>102</i>
<i>Figura 5-16 Gráfica de Qpd del Río Guayllabamba en Pisque (1986-2016)</i>	<i>103</i>
<i>Figura 5-17 Caudal de duración de río Pisque</i>	<i>105</i>
<i>Figura 5-18 Curva de duración de caudal Guayllabamba en Cubi</i>	<i>107</i>
<i>Figura 5-19 Gráfica de caudal promedio diario del Río Pachijal (1986-2016)</i>	<i>108</i>
<i>Figura 5-20 Caudal de duración Guayllabamba en Pachijal</i>	<i>110</i>
<i>Figura 5-21 Porción del SNI a la que se conecta la C.H. Los Tayos.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 5-22 Flujo de Potencia de C.H. Los Tayos en el SNI</i>	<i>111</i>
<i>Figura 5-23 Estudio de cortocircuito C.H. Los Tayos en Barra 138 kV</i>	<i>111</i>
<i>Figura 5-24 Resultado de estudio de cortocircuito escenario tres fases a tierra.....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 5-25 Estudio cortocircuito escenario una fase a tierra</i>	<i>112</i>
<i>Figura 5-26 Ajuste de estudio de contingencias N-1</i>	<i>113</i>
<i>Figura 5-27 Estudio de contingencia N-1 salida de L/T Pomasqui-Tayos.....</i>	<i>113</i>
<i>Figura 5-28 Estudio de contingencia N-1 salida de L/T Tayos-San Antonio</i>	<i>114</i>

Abreviaturas

ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energías y Recursos Naturales No Renovables
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
C.H.	Central Hidroeléctrica
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
EPGA	Empresa promotora de generación o autogeneración
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
IEDs	Intelligent Electronic Devices
IGM	Instituto Geográfico Militar
INAMHI	Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología
msnm	Metros sobre el nivel del mar
PPS	Proceso público de selección
RGLOSPEE	Reglamento general ley orgánica del servicio público de energía eléctrica
SEP	Sistema eléctrico de potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado

Simbología

CO ₂	Dióxido de Carbono
Cu	Cobre
GW	Gigavatios
GWh	Gigavatios hora
GWh/ año	Gigavatios hora en un año
J	Joules
kV	Kilovoltios
kg	Kilogramos
m	Metro
m ³ /s	Metros cúbicos por segundo
MW	Megavatios
MWh	Megavatios hora
MWh/ año	Megavatios hora en un año
Q	Caudal
Qd	Caudal de diseño
Qpd	Caudal promedio diario
Qpm	Caudal promedio mensual
Pi	Potencia instalada
Pmin	Potencia mínima
Pmax	Potencia máxima

Capítulo 1

1. Introducción

La energía hidroeléctrica es conocida por ser una de las fuentes de energía renovable más antigua y ampliamente utilizadas en todo el mundo. Este tipo de energía toma una gran importancia en la matriz energética en Ecuador, proporcionando una fuente de electricidad limpia y sostenible, contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la mitigación del cambio climático.

Nuestro país, en las últimas décadas se ha enfocado en el desarrollo de la energía aprovechando los recursos hídricos presentes como lo son la vertiente occidental, comúnmente llamada “vertiente del pacífico” debido a que sus ríos desembocan en el océano pacífico, y la vertiente oriental comúnmente denominada “vertiente amazónica” debido a que sus ríos desembocan en la Amazonía.

Las centrales hidroeléctricas presentes en Ecuador, en su gran mayoría están localizadas en las desembocaduras de la vertiente amazónica la cual presenta condiciones climáticas diferentes a la vertiente del pacífico debido a que su ubicación geográfica está por debajo de la línea equinoccial, adicionalmente las centrales Paute, Mazar, y Sopladora se encuentran en cascada proveniente del río Paute, siendo aquellas algunas de las más importantes del país para la generación de energía eléctrica.

Esta tesis, se centrará entonces en el desarrollo de una central hidroeléctrica que se encuentre al norte de la línea equinoccial, alimentándose entonces de la vertiente del pacífico y su objetivo es tener las condiciones hidrológicas opuestas a la otra vertiente para que pueda brindarse el servicio eléctrico a pesar de que alguna de ellas presente condiciones de sequía o comúnmente denominado estiaje.

Para ello se utilizará software de diseño ingenieril, presentando su implementación al sistema nacional interconectado de Ecuador, el cual estará alineado con el plan maestro de electricidad (2018 – 2027) contribuyendo al uso de energía renovable.

1.1 Descripción del problema

Durante el mes de abril del año 2024 el gobierno del Ecuador anuncio períodos de racionamiento de energía con una duración de dos horas al día, debido a la incapacidad de las centrales de generación hidroeléctrica al pasar por un período de sequía abrupto por la influencia del fenómeno del niño. En junio, con el regreso de las lluvias en la región Oriental se retomó el suministro normal del servicio. Sin embargo, desde mediados de septiembre del 2024 se anunciaron nuevos racionamientos de energía con cortes de luz llegando a las diez horas de interrupción de servicio debido a la época de estiaje.

Ante estos eventos, CNEL emitió un comunicado de emergencia el pasado 22 de septiembre del presente año que el país está enfrentando “la peor sequía vista en las últimas seis décadas”, para lo cual se redistribuirá la suspensión del servicio eléctrico en el horario de 16h00 a 22h00. Evidenciando que existe una descompensación de las potencias de generación y demanda.

1.2 Justificación del problema

Se propone compensar el balance energético del país, mediante el aumento de potencia base, el cual se ve afectado justamente por la falta de generación. Debido a que la mayoría de las centrales hidroeléctricas presentes en el país se encuentran alimentadas por cuencas hidrológicas de la vertiente amazónica ubicadas en el hemisferio sur de la línea equinoccial, se ha establecido el estudio de cuencas hidrográficas hacia el norte de esta, alimentadas ahora por la vertiente del pacífico.

En conjunto con el comunicado de CNEL del pasado 20 de septiembre del 2024, en el que se estipula que según la regulación ARCONEL 003/24 “El sector privado tiene la posibilidad del aporte generación eléctrica privada en períodos de déficit de hasta 300 MW” para los periodos sugeridos de 13h00 a 21h00 y el periodo indispensable de 16h00 a 21h00 se dimensionará una central hidroeléctrica para suplir la demanda sugerida con la finalidad de aprovechar la complementariedad hidrológica para el dimensionamiento de un central capaz de aportar generación base y así reducir los horarios de cortes energéticos.

Se aplicará diseño en software ingenieril, para nuestro caso utilizaremos archivos tipo CAD. En los cuales se indicará la zona geográfica de localización para el proyecto, cálculo de volúmenes acorde con información histórica de caudales recuperada del Instituto Nacional de

Meteorología e Hidrología (INAMHI), en los cuáles se aplicarán normativas y estándares internacionales para su diseño.

1.3 Objetivos

1.3.1 *Objetivo general*

Dimensionar una central hidroeléctrica mediante el análisis de cuencas hidrográficas ubicadas al norte de la línea ecuatorial garantizando el aporte de energía eléctrica de manera eficiente en épocas de estiaje para reducir el horario de cortes energéticos.

1.3.2 *Objetivos específicos*

1. Recopilar datos hidrográficos del INAMHI para el análisis de las cuencas afluentes que presenten un caudal disponible para determinar el tipo de central que se construirá acorde a la potencia requerida.
2. Realizar un estudio de prefactibilidad de una central hidroeléctrica considerando aspectos de diseño estimando un presupuesto general, detallando la interconexión con el SNI.
3. Analizar la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto considerando las condiciones presupuestales, geográficas y normativas ambientales en cuanto a zonas protegidas.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Recurso hidrológico

Forma de agua disponible tanto en superficie o subsuelo, se hará el estudio del recurso superficial para la generación de energía eléctrica.

1.4.2 Complementariedad hidrológica

El término complementariedad hidrológica se refiere a que los recursos hídricos empleados tengan un ciclo hidrológico complementario o al menos épocas de sequía distintas. (Hidrología, 2015)

1.4.3 Anuario hidrológico

Un anuario hidrológico es una compilación de datos caudales o nivel de cotas de ríos pertenecientes a las cuencas hidrográficas de la región estudiada. Estos datos se toman a lo largo del año y permiten identificar las épocas de sequías de los ríos, su nivel y caudal promedio, así como también sus épocas de mayor afluente. (Hidrología, 2015)

1.4.4 Caudal

Magnitud que mide la cantidad de volumen de un fluido y el área de la sección transversal de un conducto o canal por unidad de tiempo, se identifica con la letra Q y las unidades son metros cúbicos por segundos [m^3/s].

1.4.4.1 Caudal de diseño. El caudal de diseño hace referencia al caudal estimado o aproximado que se emplea para diseñar un instrumento, un equipo o una estructura determinada.

1.4.5 Estiaje

Período del año en el que el recurso hidrológico superficial disminuye debido a la falta de precipitaciones o un aumento de la temperatura que provoca su evaporación, ocasionando que los ríos disminuyan significativamente su volumen de agua, afectando el suministro de agua para el embalse para la generación de energía eléctrica. (Hidrología, 2015)

1.4.6 Generación Hidroeléctrica

Es el proceso mediante el cual se aprovecha la energía cinética y energía potencial de los recursos hídricos, específicamente de los ríos y embalses para la producción de energía eléctrica. Este tipo de generación es una de las más extendidas alrededor del mundo debido a su alta eficiencia y sostenibilidad. (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.7 Tipos de centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar en centrales de embalse, de pasada y de bombeo.

1.4.7.1 Central hidroeléctrica de embalse. Estas centrales almacenan grandes cantidades de agua en un embalse para controlar el flujo durante las épocas de escasez o exceso de agua, y tienen una gran capacidad de almacenamiento.

1.4.8 Generación eléctrica base

Es la capacidad de generación de electricidad utilizada de forma continua para satisfacer demanda mínima de un sistema eléctrico de potencia. Las plantas suelen ser aquellas que operan de manera continua y típicamente tienen bajos costos operativos según su tamaño. Están diseñadas para producir grandes cantidades de energía a una tarifa plana. (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.9 Componentes de una central hidroeléctrica

Los componentes de una central hidroeléctrica típica son:

- Presa
- Embalse
- Compuertas o válvulas de admisión
- Tuberías de presión
- Casa de máquinas
- Turbinas
- Canal de descarga
- Sistema de control y monitoreo
- Generador

- Transformador
- Subestación eléctrica

(Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.10 Presa

Muro artificial, cuyo objetivo es la contención del flujo continuo de agua o caudal para así lograr la formación de un embalse. (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.11 Embalse

Es una acumulación de agua mediante la creación de una barrera o presa en el cauce de un río u otro curso de agua. Como objetivo principal se almacena agua para varios propósitos como abastecimiento, riego y generación hidroeléctrica. (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.12 Tuberías de presión

Son los ductos por los cuales se transporta el agua desde el embalse hacia la casa de máquinas, siendo diseñadas de tal forma que soporten las altas presiones que genera el caudal de agua a través de ellas, además de contar con el debido diseño para su inclinación y soportar el fenómeno denominado golpe de ariete debido al cambio súbito de presión. (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.13 Casa de máquinas

Estructura donde se alojan los principales equipos mecánicos necesarios para la generación, como lo son las turbinas hidráulicas, generadores eléctricos y transformadores. (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.14 Turbinas

Las turbinas hidráulicas son los equipos mecánicos rotatorios que convierten la energía del agua en movimiento en energía rotativa, la cual, será transmitida posteriormente a los generadores por conexión

mecánica entre ambos equipos. (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.15 Canal de descarga

Devolución al curso natural del río a través de un canal de restitución de manera controlada para evitar erosiones o desbordamientos. (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.16 Generador

Equipo acoplado al eje mecánico de la turbina y convierte el movimiento rotativo en energía eléctrica a través del principio de la inducción electromagnética, comúnmente el valor de tensión de salida del generador en Ecuador es de 13.8 [kV]. (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.17 Transformador

Equipo encargado de elevar la tensión de salida del generador con el objetivo de disminuir pérdidas de energía disipada, para que así pueda viajar largas distancias a través de las líneas de transmisión para realizar su interconexión al sistema nacional interconectado (SNI). (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.18 Subestación eléctrica

Instalación donde se supervisan y controlan niveles de voltaje para gestionar la conexión con el sistema nacional interconectado. (Deingenierias.com. (2019, 8 de marzo). Partes y componentes de una central hidroeléctrica., 2019)

1.4.19 Potencia instalada

Capacidad nominal máxima de generación eléctrica que puede ser suministrada por una central de generación se expresa en MW.

1.4.20 Situación del sector eléctrico del año 2023 - 2024

Se detallará a continuación los datos que han sido recopilados hasta el año pasado, con el objetivo de plantear el estudio en base a los parámetros conocidos en cuanto a potencia de generación y demanda, detallándolos de una manera segmentada.

1.4.21 Centrales hidroeléctricas de generación pública

Tabla 1-1 Potencia instalada de C.H. anual del sector público corte 2023

Central Hidroeléctrica	Potencia efectiva [MW]
C.H. Coca codo Sinclair	1500.00
C.H. Paute Molino	1100.00
C.H. Sopladora	486.90
C.H. Marcel Laniado	213.00
C.H. Minas San Francisco	270.00
C.H. Agoyán	154.00
C.H. Delsitanisagua	180.00
C.H. Mazar	559.65
C.H. San Bartolo	49.95
C.H. Manduriacu	65.00
C.H. Abanico	38.50
C.H. Pucará	70.60
C.H. Cumbayá	40.00
C.H. Calope	18.00

Nota. Información recopilada del informe anual proporcionado por el operador nacional de electricidad

Es bien conocido que, en nuestro país, las centrales hidroeléctricas presentes se encuentran alimentadas por la represa de Paute, ubicada en el río Paute formando el embalse Amaluza que alimentan a las centrales siguientes:

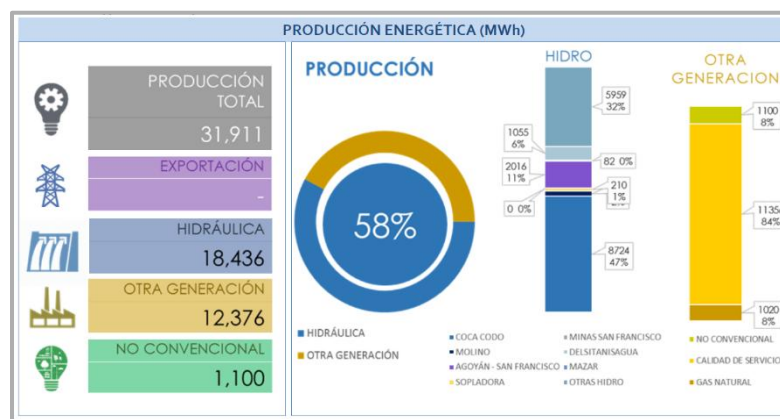
Tabla 1-2 *Potencia de las centrales hidroeléctricas alimentadas por el río Paute corte 2023*

Central Hidroeléctrica	Potencia efectiva (MW)
C.H. Paute Molino	1100.00
C.H. Paute Mazar	170.00
C.H. Paute Sopladora	486.90

Nota. Información recopilada del informe anual proporcionado por el operador nacional de electricidad

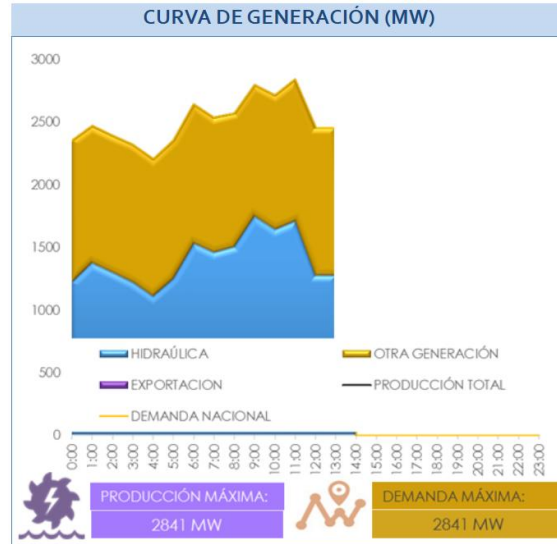
De las tablas superiores podemos inferir que, de la tabla 1.1. la producción de energía perteneciente suma 4745,60 MW de la producción eléctrica total perteneciente al sector público, además que la C.H. Paute es la segunda más grande a nivel país, después de C.H. Coca Codo Sinclair, de la tabla 1.2. vemos que las centrales mencionadas se alimentan directamente del río Paute, donde se ubica la segunda C.H. más grande del Ecuador, sumando un total del 1756,90 MW, es decir que las C.H. presentes en dicha tabla representan un 37.02% de la tabla 1.1.

Figura 1-1 *Producción energética (MWh)*



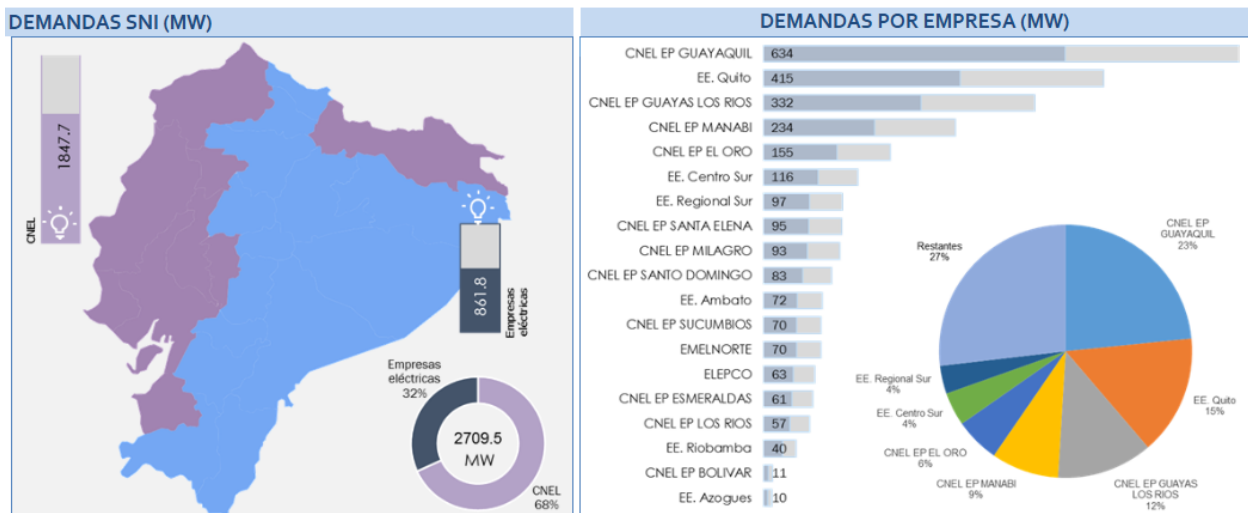
Nota. Gráficas obtenidas del sitio web del operador nacional de energía CENACE

Figura 1-2 Curva de generación (MW)



Nota. Gráficas obtenidas del sitio web del operador nacional de energía CENACE

Figura 1-3 Demanda nivel país SNI

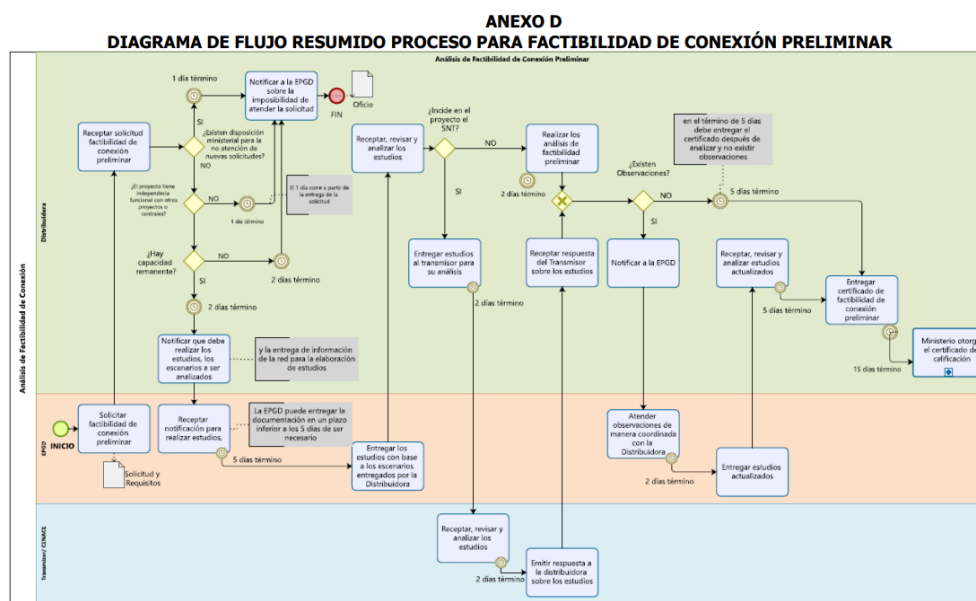


Nota. Gráficas obtenidas del sitio web del operador nacional de energía CENACE

1.4.22 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Métrica financiera que representa la tasa de descuento que iguala el valor presente neto de los flujos de efectivo de un proyecto a cero. Es decir, es la tasa a la cual los ingresos descontados son iguales a los costos descontados de un proyecto o inversión.

Figura 1-4 Diagrama de flujo para factibilidad de conexión preliminar



Regulación Nro. ARCONEL-006/24
Sesión de Directorio de 27 de octubre de
2024

Nota. Gráficas obtenidas de regulación ARCONEL 006-24 para el proceso de factibilidad

Tabla 1-3 Rango de frecuencia y tiempo mínimo de operación para frecuencias diferentes

Rango de frecuencia [Hz]	Tiempo mínimo de operación [min]
62<f≤63	1.5
61<f≤62	30
59<f≤61	Ilimitado
58<f≤69	30
57.5<f≤58	1.5

Nota. Datos obtenidos de regulación ARCONEL 001/24

Tabla 1-4 Rango del voltaje nominal del punto de conexión a la red

Voltaje Nominal del punto de conexión (Vn)	Rango de voltaje [p.u.]	Tiempo de operación
Vn < 69kV	0.9-1.1	Ilimitado

Nota. Datos obtenidos de regulación ARCONEL 001/24

Tabla 1-5 Rango del voltaje nominal del punto de conexión a la red

Categoría	Potencia Nominal [MW]	Voltaje referencial de conexión [kV]
A	$0.1 \leq P_n < 1$	Vn < 69
B	$1 \leq P_n < 15$	Vn < 69
C	$15 \leq P_n < 50$	Vn ≤ 138
D	$P_n \geq 50$	Vn ≥ 138

Nota. Datos obtenidos de regulación ARCONEL 001/24

En la figura 1-4 se detalla el proceso de conexión preliminar o prefactibilidad del cual se destaca la interacción de la EPGA (franja rosada), la empresa distribuidora (CNEL, franja verde) y el operador nacional de electricidad (CENACE, franja celeste) en el cual el diagrama de flujo muestra el orden del proceso en conjunto con el flujo de información. Al haber realizado los estudios la EPGA debe enviar su estudio a CNEL, si existe orden o disposición gubernamental de la no aceptación de empresas de generación entonces el proceso es rechazado en término de un día. Por otro lado, de no ser así continuará. Adicionalmente las condiciones limitantes para la aceptación del proceso son si existe capacidad remanente, si afecta la conexión del mismo al SNI deberá ser revisado el documento por la CENACE de lo cual tanto las observaciones emitidas por esta entidad o la CNEL deberán ser atendidas en un plazo máximo de 2 días.

De la tabla 1.3 se toman los datos referenciales de conexión a distintos niveles de frecuencias presentes en la central de generación en comparación con el nivel de frecuencia de la red. Siendo así la columna izquierda los desbalances permitidos en frecuencia de generación por aumento, deslastre de carga o por efectos de eficiencia, etc. y la columna derecha el tiempo mínimo de operación permisivo que la ARCERRNR impone, previo a la desconexión de la central. Teniendo un intervalo de operación global de frecuencia comprendido entre $-2.5 < f \leq +2.5$ [Hz].

La central entonces podrá conectarse automáticamente a la red, o reconectarse después de un evento de falla cuando la frecuencia se encuentre delimitada entre $57.5 < f \leq 62$ [Hz].

Por otro lado, en la tabla 1-4 se observa el rango de voltaje permitido en la central de generación para permanecer conectado a la red, que en conjunto con la tabla descrita anteriormente se tienen los dos parámetros principales para realizar la conexión a la red de manera segura, evitando daños a equipos y principalmente al SNI.

Finalmente se clasificarán las centrales de generación por categoría según su potencia nominal instalada, la cual se subdivide en los grupos de la tabla 1-5. Dentro de estos de estos grupos se observa que a medida que crece la potencia de las empresas de generación, mayor será el voltaje que se dispone para la conexión a la red. Cabe recalcar que para niveles de tensión menores o iguales a 69kV la empresa destinada a manejar los contratos de conexión es la CNEL, mientras que para niveles de tensión mayores a este la empresa será la CENACE.

1.4.23 Solicitud de factibilidad de conexión preliminar (Acorde a regulación ARCONEL 001-24)

Para las EPGA que requieran la conexión preliminar, el trámite será el siguiente para el representante legal de la misma, teniendo en cuenta la siguiente información:

- a) Información y características generales del proyecto
- b) Potencia Nominal en MW de la futura central de generación
- c) Nivel de voltaje al que operará la central de generación y tipo de tecnología
- d) Ubicación georreferenciada (Coordenadas X, Y)

1.4.24 Trámite de factibilidad de conexión preliminar (Acorde a regulación ARCONEL 001-24)

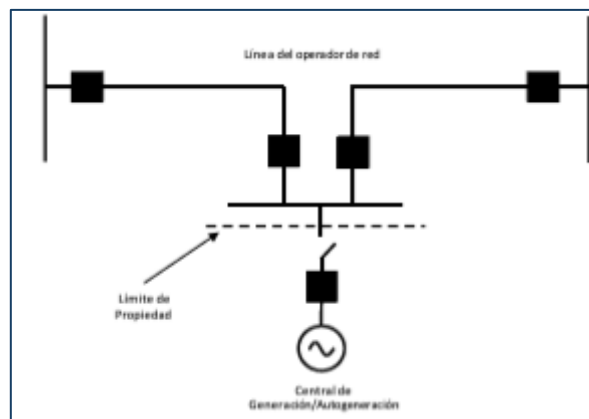
La EPGA deberá realizar un estudio técnico económico en caso de haber una respuesta aceptación de nuevas fuentes de energía dispuesta por el ministerio de energía y minas (MEM), haciéndose llegar por parte de CNEL. Aquel estudio técnico económico deberá contener lo siguiente:

- a) Propuesta de conexión de la futura central de generación para nodos potenciales identificados en su estudio debiendo especificarse esquema y voltaje de conexión.
- b) Nuevas obras para adecuarse que deberían realizarse al SNI para viabilizar la conexión de la futura central de generación.
- c) Análisis del costo y beneficio de cada una de las propuestas de conexión.
- d) Para la parte de análisis de factibilidad de conexión preliminar, la EPGA deberá realizar, como parte de estudio lo siguiente:
 - Flujos de potencia;
 - Cortocircuitos;
 - Análisis de pérdidas; y
 - Análisis de contingencia para criterio N-1.

1.4.25 Límites de propiedad (Acorde a regulación ARCONEL 001-24)

La EPGA deberá tener conocimiento de la delimitación de la propiedad tanto como las acciones que el operador de red podrá ejecutar como las actividades de mantenimiento. A continuación, los tipos de conexión delimitados.

Figura 1-5 Esquema de conexión para configuración en pi

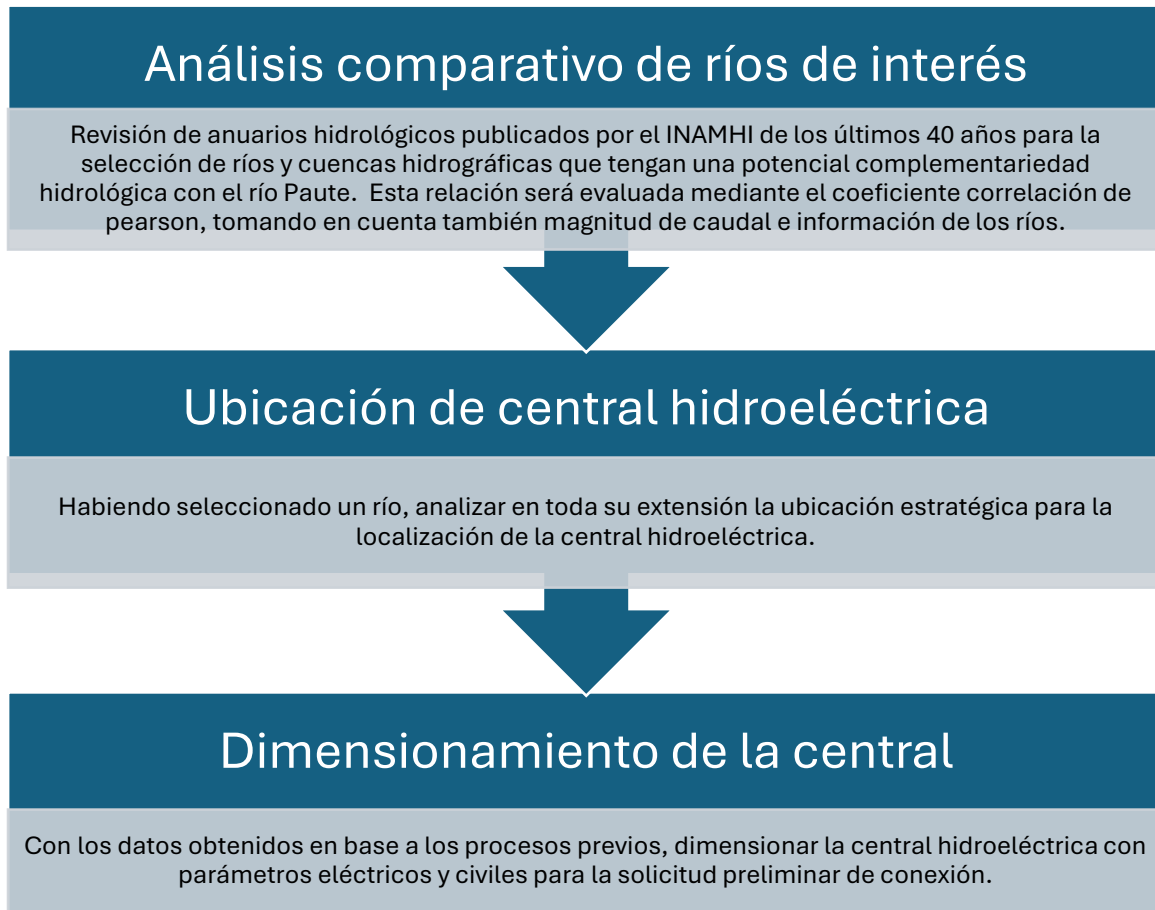


Nota. Gráficas obtenidas de regulación ARCONEL 001-24

Capítulo 2

2. Metodología

2.1 Diagrama de proceso metodológico



2.2 Criterios de selección para ubicación de la central

Para el dimensionamiento de una central hidroeléctrica que contemple la complementariedad hidrológica con el río Paute dentro de sus aspectos de diseño. Se empezó por la selección de la ubicación de la central, para esto se hizo una recopilación de ríos que puedan tener afluente hidrológico en las épocas de estiaje del río Paute. Estos fueron seleccionados, en primera instancia, considerando una vertiente hidrográfica distinta, es decir, tomando en cuenta que las centrales hidroeléctricas ubicadas en el río Paute se aprovechan de la vertiente Amazónica, los ríos seleccionados para el estudio pertenecen a la vertiente del Pacífico.

También se consideró que los ríos seleccionables se encuentren al hemisferio Norte. Esto se tomó en cuenta dado que Colombia tiene una época de estiaje de enero a abril, a diferencia de Ecuador y Perú que tienen sus meses de sequía en julio a noviembre. Aunque estos países, están ubicados en la misma región, incluso compartiendo frontera, la principal diferencia radica en que Colombia se ubica por encima de la línea ecuatorial, es decir al hemisferio Norte, mientras que Perú se encuentra al hemisferio Sur. Sin embargo, Ecuador está seccionado por provincias como Esmeraldas, Carchi, Imbabura, Sto. Domingo y parte de pichincha, que se encuentran al hemisferio Norte, y el resto de sus 24 provincias que se encuentran al hemisferio Sur.

Figura 2-1 *División del territorio según hemisferio Norte-Sur*



En base al planteamiento original, se toma en consideración las vertientes al norte de la línea ecuatorial, analizando los registros de las estaciones hidrológicas en la INAMHI se pudo observar un caudal que permita el aporte de energía eléctrica al SNI aun cuando la central hidroeléctrica Paute se encuentre en su época de estiaje.

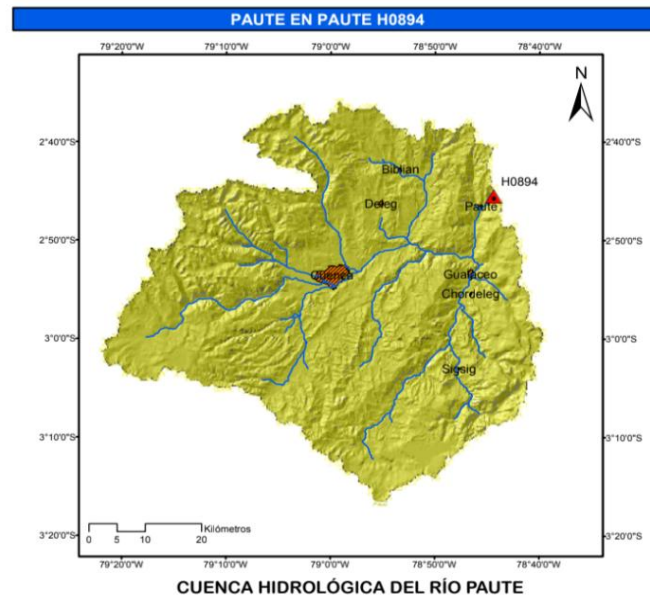
Siguiendo el análisis, se consideran entonces el río Guayllabamba y Sade ubicados en la provincia de Pichincha y Esmeraldas respectivamente ya que las regiones de mayor interés para la ubicación de la central fueron las que se encontraban en la vertiente del pacifico y al hemisferio norte. Siendo escogida la cuenca hidrográfica de Esmeraldas.

Se tomó en cuenta los anuarios hidrológicos del INAMHI de los años 1985 - 2016, se realizó un promedio de los meses en datos por región en los que se tomaron en cuenta los ríos de sectores en los que hay más afluencia de lluvias en los mismos meses de mayor estiaje de las centras hidroeléctricas alimentadas por el río Paute.

Se verificó la mejor región para aprovechar el caudal del río y establecer si debía ser central con embalse, con bombeo o central de pasada. Dimensionamiento de potencia instalable de la central y su caudal de diseño.

2.2.1 Cuenca Hidrográfica de estudio

Figura 2-2 Ubicación geográfica de la estación H0894



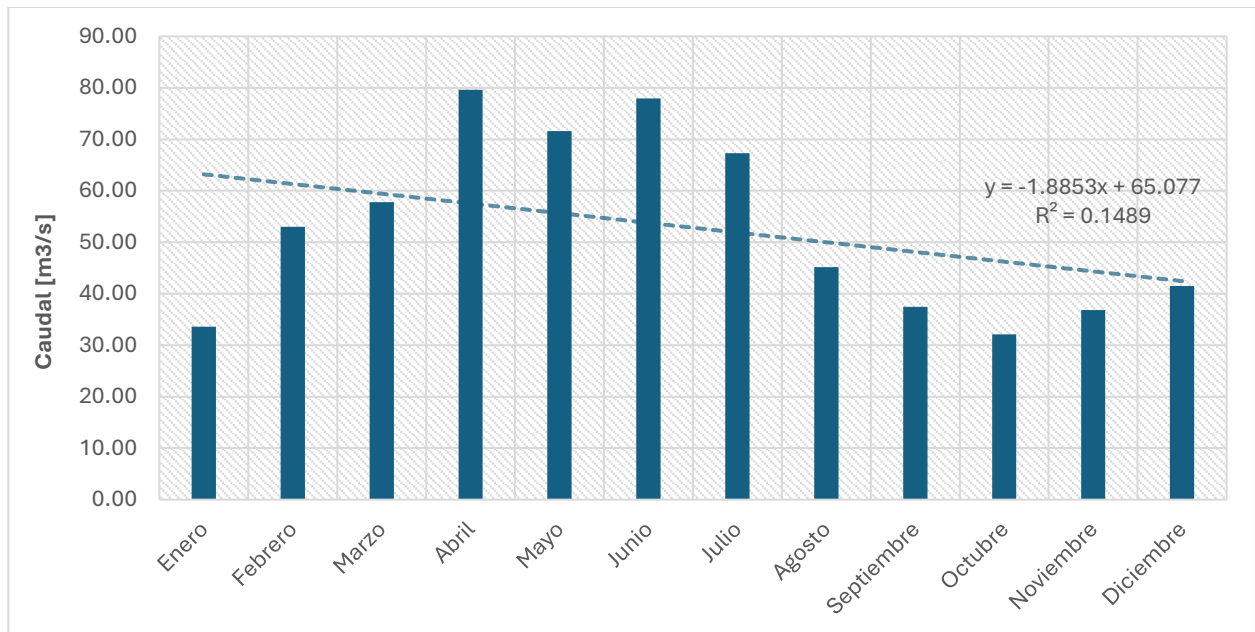
Nota: Datos tomados de la INAMHI

Tabla 2-1 Datos de la estación Paute

NOMBRE DE LA ESTACIÓN: Paute en Paute			
DEMARCACIÓN:	Santiago	CÓDIGO	H0894
		ESTACIÓN:	
CUENCA:	Santiago	TIPO SENSOR:	Radar
SUBCUENCA:	Río Paute	TRANSMISOR:	GOES
PROVINCIA:	Azuay	INSTALACIÓN:	2014
CANTÓN:	Paute	LATITUD:	2°45'31" S
ALTITUD:	2176 msnm	LONGITUD:	78°44'32" O

Nota: Datos tomados de la INAMHI

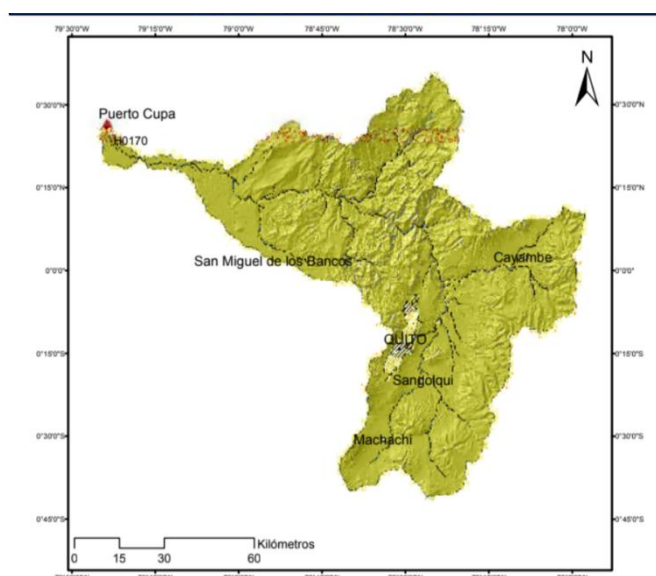
Figura 2-3 Gráfica de caudales promedio mensual de la estación H894 en Paute (1996-2016)



Nota: Gráfico de barras de caudales promedio mensuales del río Paute realizada en base a los datos del Inamhi.

2.2.2 Cuenca Hidrográfica Esmeraldas

Figura 2-4 Ubicación geográfica de la estación de medición



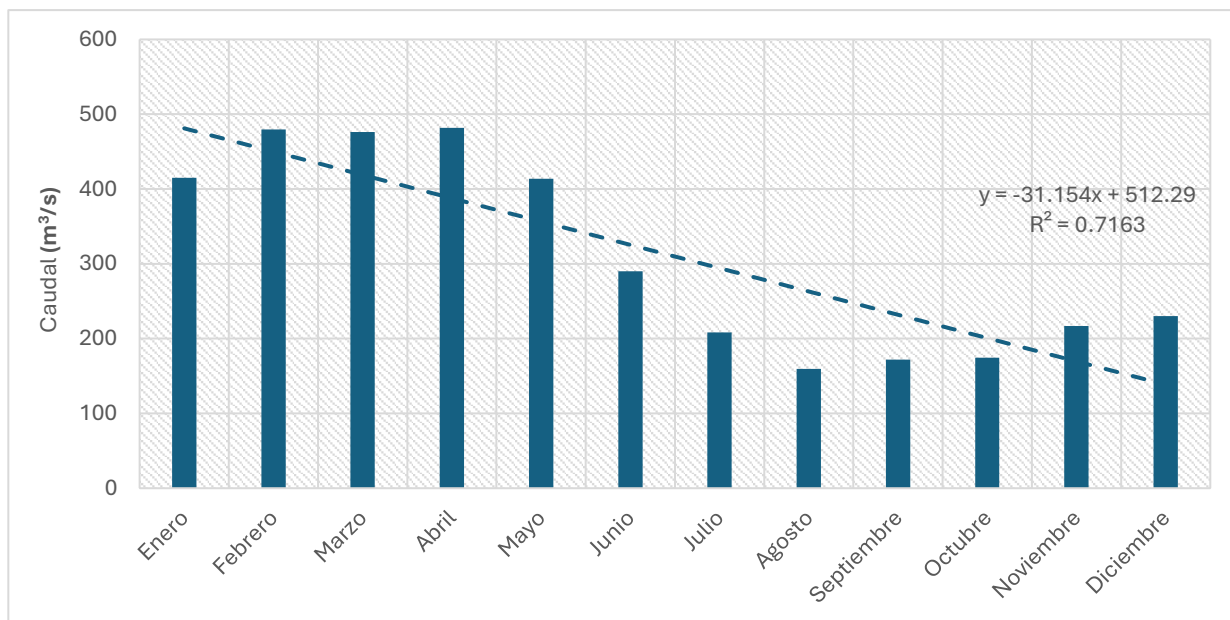
Nota: Datos recopilados del INAMHI

Tabla 2-2 Datos del puesto de la estación de medición H0170

NOMBRE DE LA ESTACIÓN: Guayllabamba AJ Blanco			
DEMARCACIÓN:	Esmeraldas	CÓDIGO	H0170
		ESTACIÓN:	
CUENCA:	Esmeraldas	TIPO SENSOR:	Presión
SUBCUENCA:	Río Guayllabamba	TRANSMISOR:	GOES
PROVINCIA:	Esmeraldas	INSTALACIÓN:	2014
CANTÓN:	Quinindé	LATITUD:	0°26'31" N
ALTITUD:	90 msnm	LONGITUD:	79°23'53" O

Nota: Datos recopilados del INAMHI

Figura 2-5 Gráfica de caudales promedio por mes de la estación H0170 Guayllabamba (1996-2016)



Nota: Datos recopilados del INAMHI

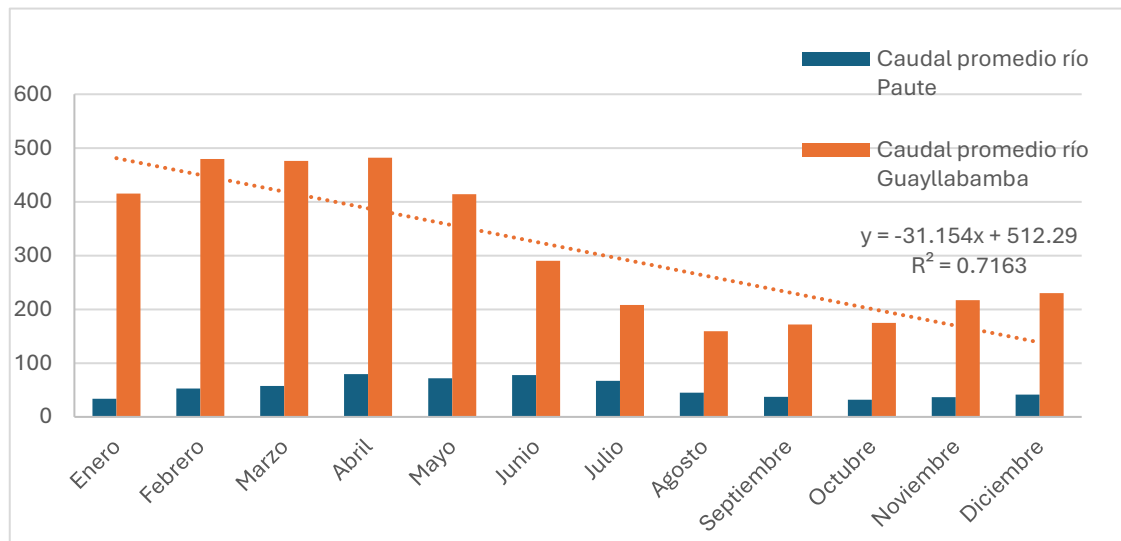
2.2.2. Estudio y comparación de ríos de interés

Se comparó los caudales promedio mensuales del período 1996 a 2016 de los ríos seleccionados con el río de estudio, para aquello se calculó el parámetro de correlación lineal y se produjo una gráfica comparativa.

Tabla 2-3 *Correlación de datos de los ríos Guayllabamba y Paute*

Guayllabamba Blanco (m³/s)	Paute (m³/s)
415,19	33.6
479,54	53.01
476,17	57.76
481,93	79.62
413,87	71.57
290,13	77.95
208,21	67.31
159,42	45.18
171,72	37.46
174,51	32.1
216,84	38.84
229,93	41.47
Coefficiente de correlación de Pearson (Paute-Guayllabamba)	0.46

Figura 2-6 Gráfica comparativa entre los caudales de los ríos Paute y Guayllabamba



Se observa entonces que el caudal promedio entre los dos ríos según la figura 2-2 difiere en gran cantidad, y adicionalmente tiene una correlación más baja aún que entre el Sade y Paute, debido a que mientras Paute para épocas de estiaje crece para los meses de septiembre a diciembre 10 m³/s, para Guayllabamba crece 70 m³/s indicando una alta tasa de recuperación de caudal durante esos meses. Lo cual es un claro indicador de la complementariedad hidrológica dada la variación de caudal.

2.3. Selección de ubicación de central

Una vez seleccionado el río de interés, se revisaron las estaciones meteorológicas a lo largo de su curso, se analizaron las condiciones geográficas cercanas y se tomaron en cuenta las mediciones de caudal promedio diario durante un período de estudio de 30 años.

El río elegido fue el Guayllabamba, ubicado en la zona propuesta al norte de la línea ecuatorial. Este se seleccionó por ser independiente del río de estudio (río Paute), dado que pertenecen a cuencas hidrográficas y vertientes distintas, además de no presentar relación hidrológica con aquel. También exhibe un alto nivel de caudal, lo cual resulta aprovechable para el diseño de una central hidroeléctrica.

2.2.3 Información de estaciones meteorológicas

Para determinar la ubicación específica, primero se llevó a cabo un estudio de los niveles de caudal. Se solicitó al INAMHI la información disponible acerca de los caudales diarios de las estaciones hidrológicas Guayllabamba AJ Cubi (H0145), Guayllabamba DJ Alambí (H0146), Guayllabamba DJ Pachijal (H0147) y Guayllabamba DJ Pisque (H0148), correspondientes al período comprendido entre 1986 y 2016. Dicha entidad proporcionó los datos de forma inmediata, advirtiendo que se trataba de información bruta sujeta a errores y que requería depuración para su correcto procesamiento.

Tabla 2-4 Datos del puesto de la estación de medición H0146

NOMBRE DE LA ESTACIÓN: Guayllabamba DJ Alambí			
DEMARCACIÓN:	Esmeraldas	CÓDIGO	
		ESTACIÓN:	H0146
CUENCA:	Esmeraldas	LATITUD	
		DECIMAL:	
SUBCUENCA:	Río Guayllabamba	LONGITUD	
		DECIMAL:	
PROVINCIA:	Pichincha	LATITUD:	0°14'10" N
CANTÓN:		LONGITUD:	78°44'30" O
ALTITUD: 625 msnm			

Figura 2-7 Gráfica de registros de caudal promedio diario del Río Guayllabamba en Alambí (1986-2016)

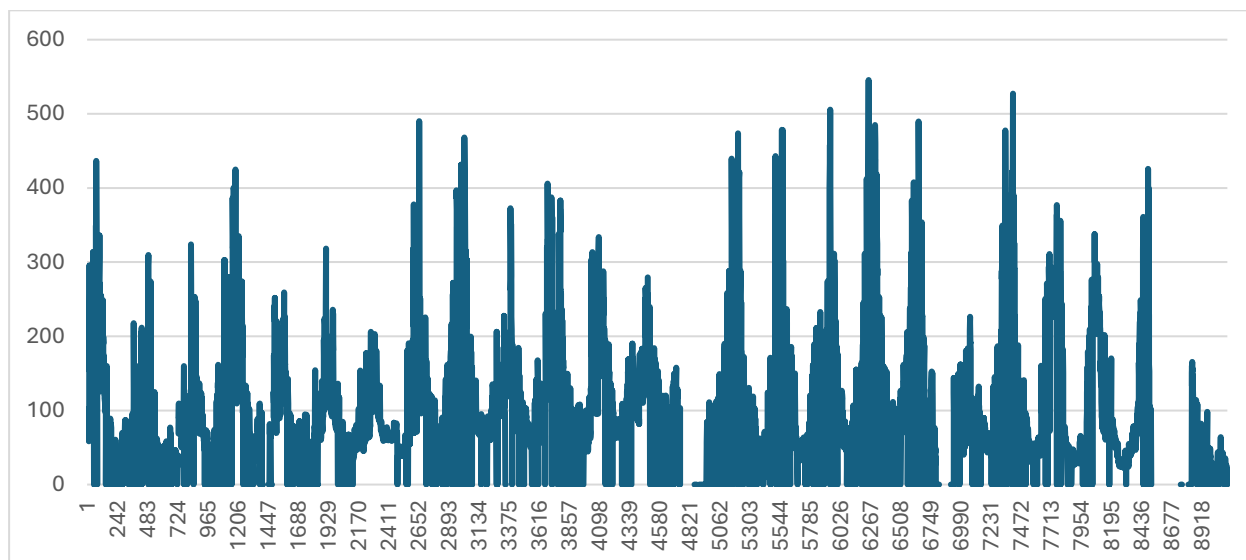
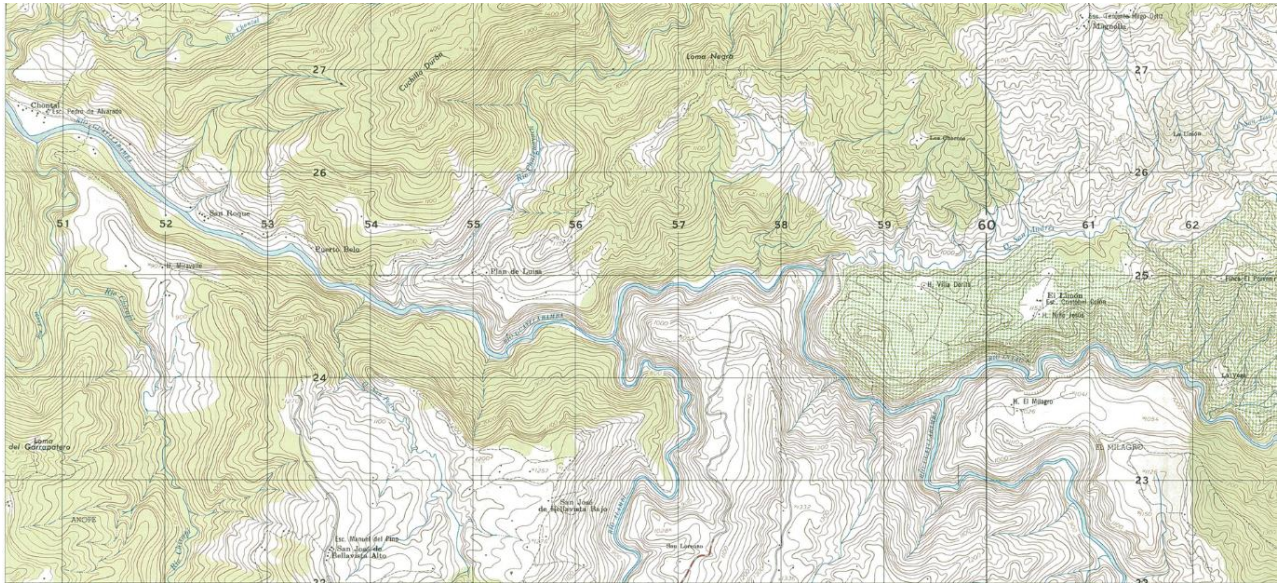


Figura 2-8 Gráfica de Qpd sin depurar del Río Guayllabamba en Alambí (1986-2016)



Nota: Para esta gráfica se calculó el valor promedio diario de cada año disponible de los datos globales

Figura 2-9 Vista satelital del río Guayllabamba en Alambí

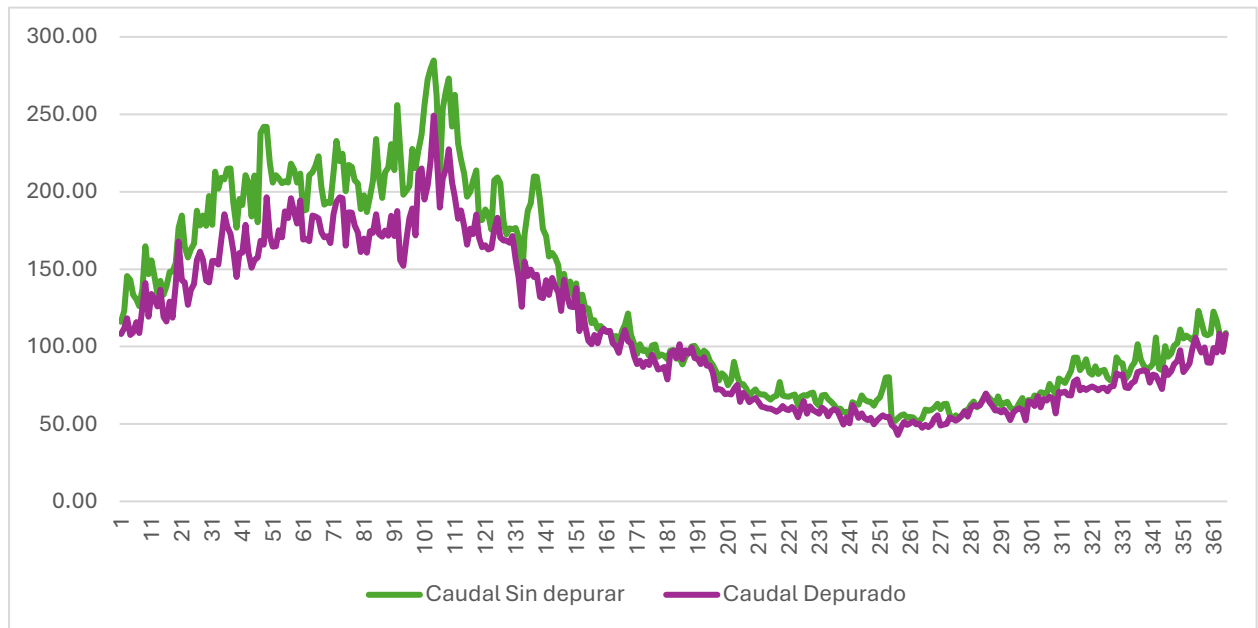


Nota: Imagen recuperada del IGM escala 1:1000

2.2.4 Depuración de datos brutos

La depuración de estos datos se realizó ingresándolos en hojas de cálculo de Excel con un formato de 365 días por cada año disponible, abarcando los 30 años de estudio. A partir de allí, se calcularon los promedios diarios de caudal, obteniendo así 365 valores promedio finales y sus respectivos máximos, mínimos y desviaciones estándar. El criterio de depuración consistió en descartar aquellos valores que superaran la media más dos desviaciones estándar o que estuvieran por debajo de la media menos dos desviaciones estándar. De esta manera, se evitó que los valores de caudal estuvieran sesgados por eventos extremos, como tormentas, o por errores en la toma de datos.

Figura 2-10 *Grafica de comparación de Qpd sin depurar con datos depurado del Río Guayllabamba en Alambí (1986-2016)*



Una vez se depuraron los datos se realizaron curvas de duración de caudal en intervalos de 30 datos desde el valor máximo hasta el valor mínimo.

Figura 2-11 Gráfica de caudal promedio diario del Río Guayllabamba en Alambí (1986-2016)

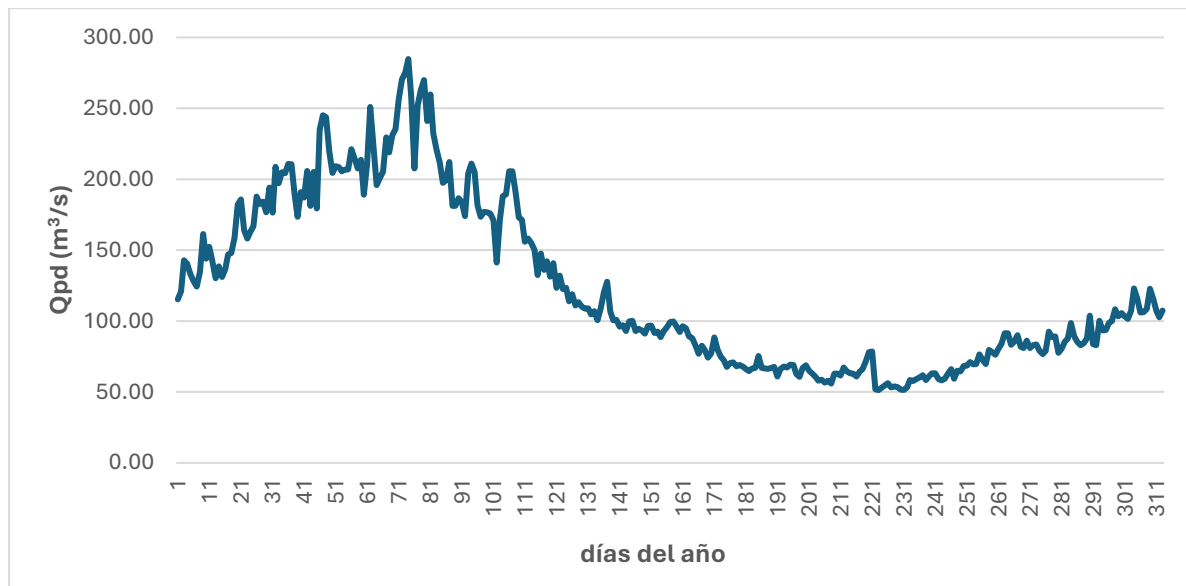


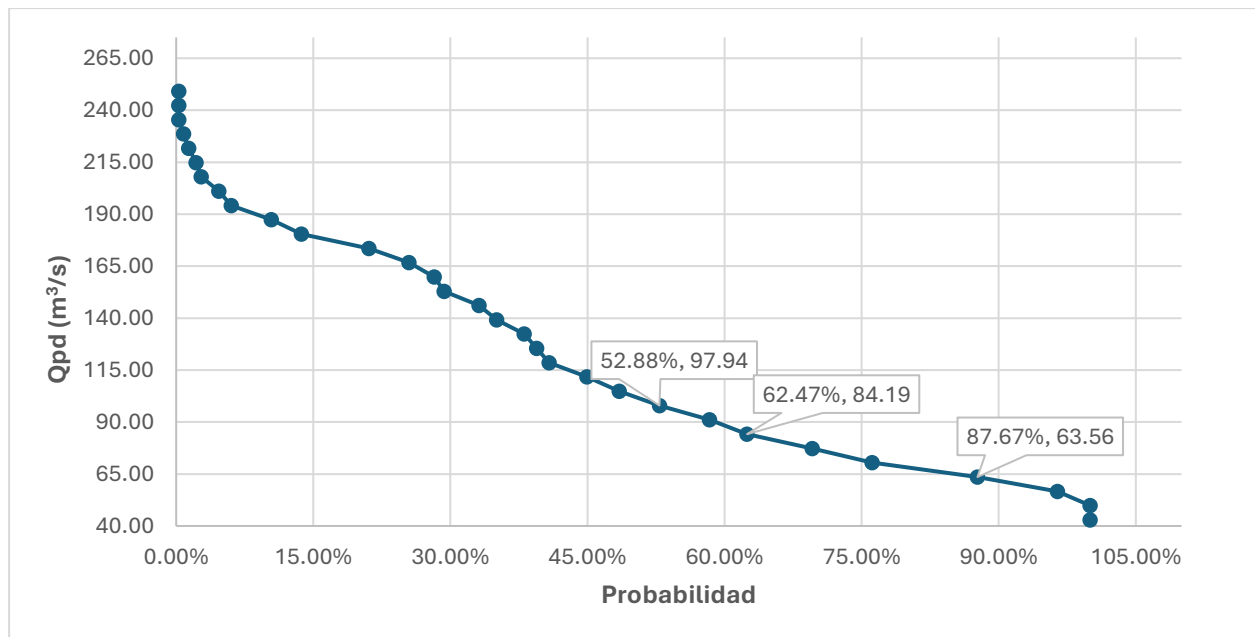
Tabla 2-5 Caudales característicos del río Guayllabamba DJ Alambí para estimación de curva de caudal de duración

Número de datos	Caudal máximo (m³/s)	Caudal mínimo (m³/s)	Rango de caudales (m³/s)	Número de intervalos	Incremento
365	249.19	42.94	206.25	30	6.88

Tabla 2-6 Datos para graficar curva de caudal de duración del río Guayllabamba DJ Alambí

Caudal (m³/s)	Tendencia	Probabilidad %	Probabilidad acumulada %
249.19	1	0.27	0.27
242.31	0	0.00	0.27
235.44	0	0.00	0.27
228.56	2	0.55	0.82
221.69	2	0.55	1.37
214.81	3	0.82	2.19
207.94	2	0.55	2.74
201.06	7	1.92	4.66
194.19	5	1.37	6.03
187.31	16	4.38	10.41
180.44	12	3.29	13.70
173.56	27	7.40	21.10
166.69	16	4.38	25.48
159.81	10	2.74	28.22
152.94	4	1.10	29.32
146.06	14	3.84	33.15
139.19	7	1.92	35.07
132.31	11	3.01	38.08
125.44	5	1.37	39.45
118.56	5	1.37	40.82
111.69	15	4.11	44.93
104.81	13	3.56	48.49
97.94	16	4.38	52.88
91.06	20	5.48	58.36
84.19	15	4.11	62.47
77.31	26	7.12	69.59
70.44	24	6.58	76.16
63.56	42	11.51	87.67
56.69	32	8.77	96.44
49.81	13	3.56	100.00
42.94	0	0.00	100.00

Figura 2-12 Gráfica de caudal de duración del río Guayllabamba DJ Alambí



Basado en la gráfica 7.8 podemos definir que:

$$Q_{50} = 97.94 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

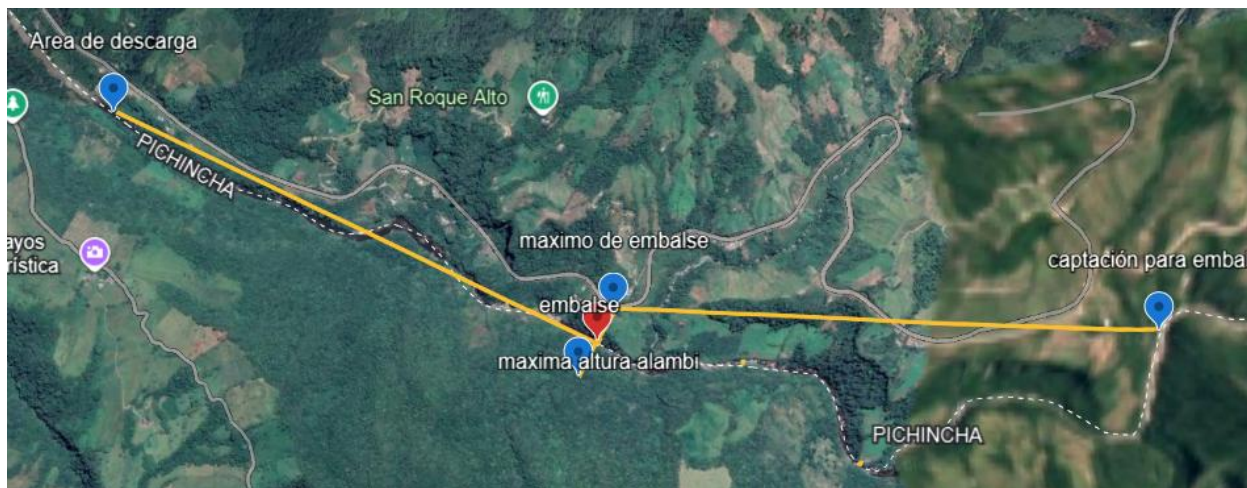
$$Q_{60} = 84.19 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

$$Q_{90} = 63.56 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

2.3 Dimensionamiento de la central hidroeléctrica

2.3.1 Ubicación de zonas de la central

Figura 2-13 Señalización de etapas de la central, área de captación, embalse y descarga



Nota: Imagen satelital obtenida de Google Earth

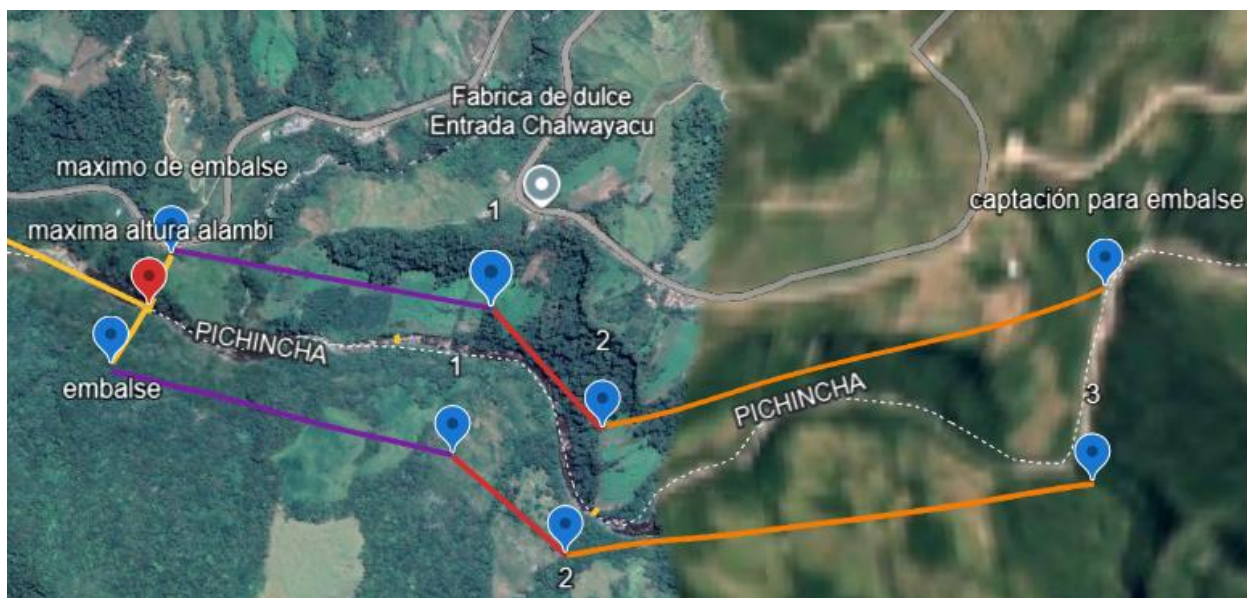
Tabla 2-7 Datos de ubicación y distancias de las etapas de la central

Punto de descarga (msnm)	Distancia de descarga a embalse (km)	Punto de embalse (msnm)	Altura de embalse (m)	Distancia de embalse a captación (km)	Punto de captación (msnm)
655	2.2	717	58	2.5	775

Nota: Datos referenciados de Google Earth

2.3.2 Delimitación de área de embalse

Figura 2-14 Área de embalse



Nota: Imagen satelital obtenida de Google Earth

Tabla 2-8 Características del embalse

Longitud de embalse (m)	305	Punto al final de tramo A (msnm)	722
Distancia de tramo A (m)	860	Punto al final de tramo B (msnm)	736
Distancia de tramo B (m)	396	Punto al final de tramo C (msnm)	775
Distancia de tramo C (m)	1310	Altura máx del agua al final de tramo A (m)	53
Distancia de embalse a captación (m)	2566	Altura máx del agua al final de tramo B (m)	39

2.3.2.1 Cálculo de volumen de embalse bruto

$$A_{tramoA} = \frac{(58m + 53m)(860m)}{2} \quad (2.4)$$

$$A_{tramoA} = 47730 \text{ m}^2$$

$$V_{tramoA} = (47730 \text{ m}^2)(305 \text{ m}) \quad (2.5)$$

$$V_{Embalse} = 27\,904\,755 \text{ m}^3$$

2.3.2.2 Cálculo de volumen de embalse aprovechable

$$A_{tramoA_{ap}} = \frac{(38m + 53m)(860m)}{2}$$

$$A_{tramoA_{ap}} = 39130 \text{ m}^2$$

$$V_{tramoA_{ap}} = (39130 \text{ m}^2)(305 \text{ m})$$

$$V_{tramoA_{ap}} = 11\,934\,650 \text{ m}^3$$

$$A_{tramoB_{ap}} = \frac{(33m + 39m)(396m)}{2}$$

$$A_{tramoB_{ap}} = 14256 \text{ m}^2$$

$$V_{tramoB_{ap}} = (14256 \text{ m}^2)(305 \text{ m})$$

$$V_{tramoB_{ap}} = 4\,348\,080 \text{ m}^3$$

$$A_{tramoC_{ap}} = \frac{(19m)(1310m)}{2}$$

$$A_{tramoC_{ap}} = 12445 \text{ m}^2$$

$$V_{tramoC_{ap}} = (12445 \text{ m}^2)(305 \text{ m})$$

$$V_{tramoC_{ap}} = 3\,795\,725 \text{ m}^3$$

$$V_{Embalse_{ap}} = 11\,934\,650 \text{ m}^3 + 4\,348\,080 \text{ m}^3 + 3\,795\,725 \text{ m}^3$$

$$V_{Embalse_{ap}} = 20\,078\,455 \text{ m}^3$$

2.3.2.3 Tiempo de llenado de embalse bruto y aprovechable

$$t_{bruto} = \frac{27\,904\,755 \text{ m}^3}{87.71 \text{ m}^3/\text{s}}$$

$$t_{bruto} = (318\,147.93 \text{ s}) \left(\frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \right) \left(\frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} \right)$$

$$t_{bruto} = 3.68 \text{ días} \approx 3 \text{ días y } 16 \text{ horas}$$

$$t_{aprovechable} = \frac{20\,078\,455 \text{ m}^3}{87.71 \text{ m}^3/\text{s}}$$

$$t_{aprovechable} = (228\,918.65 \text{ s}) \left(\frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \right) \left(\frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} \right)$$

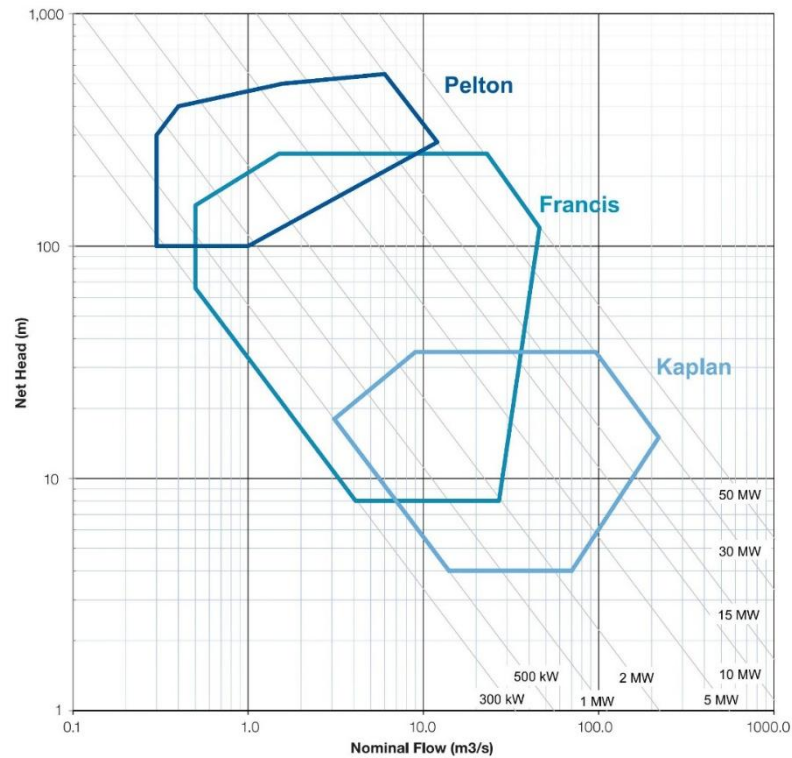
$$t_{aprovechable} = 2.65 \text{ días} \approx 2 \text{ días y } 16 \text{ horas}$$

Tabla 2-9 *Tiempo de llenado promedio de embalse*

Mes	Qpm (m³/s)	Tiempo (días)
Enero	131.77	2.45
Febrero	169.78	1.90
Marzo	177.29	1.82
Abril	190.81	1.69
Mayo	148.69	2.17
Junio	99.42	3.25
Julio	80.43	4.02
Agosto	58.32	5.54
Septiembre	51.14	6.32
Octubre	59.36	5.44
Noviembre	72.40	4.46
Diciembre	89.64	3.60

2.3.3 Selección de tipo de turbina

Figura 2-15 Curva de selección de turbina Pelton, Francis, Kaplan marca WEG



Nota: Gráfica obtenida del catálogo de turbinas WEG

En función de la caída neta, las condiciones del embalse y el nivel de caudal, la turbina Francis es la más adecuada según este fabricante. Por lo que se tomó en cuenta los caudales de equipamiento de las turbinas Francis de la marca WEG para establecer el número de turbinas y el caudal de diseño neto de la central.

Tabla 2-10 Características de central para determinar caudal de equipamiento

Caudal promedio [m³/s]	110.35
Caudal ecológico 10%	11.03
Altura Bruta [m]	240.00
Perdidas de Tubería Forzada 4% de altura bruta [m]	9.60
Altura Neta [m]	230.40
Rango de caudales de equipamiento [m³/s]	[5-45]
Gravedad [m/s²]	9.81
Densidad del Agua [kg/m³]	1,000.00
Horas de día	24.00
Rendimiento multiplicador	99%
Rendimiento generador	97%
Rendimiento transformador	95%

$$P_{min} = \rho_{H_2O} Q_{min} g h [W]$$

$$P_{max} = \left(997 \frac{kg}{m^3} \right) \left(5 \frac{m^3}{s} \right) \left(9.8 \frac{m}{s^2} \right) (230.4 m)$$

$$P_{min} = 11\,255\,731.2 [W]; P_{min} \approx 11.26 [MW]$$

$$P_{max} = \rho_{H_2O} Q_{max} g h [W]$$

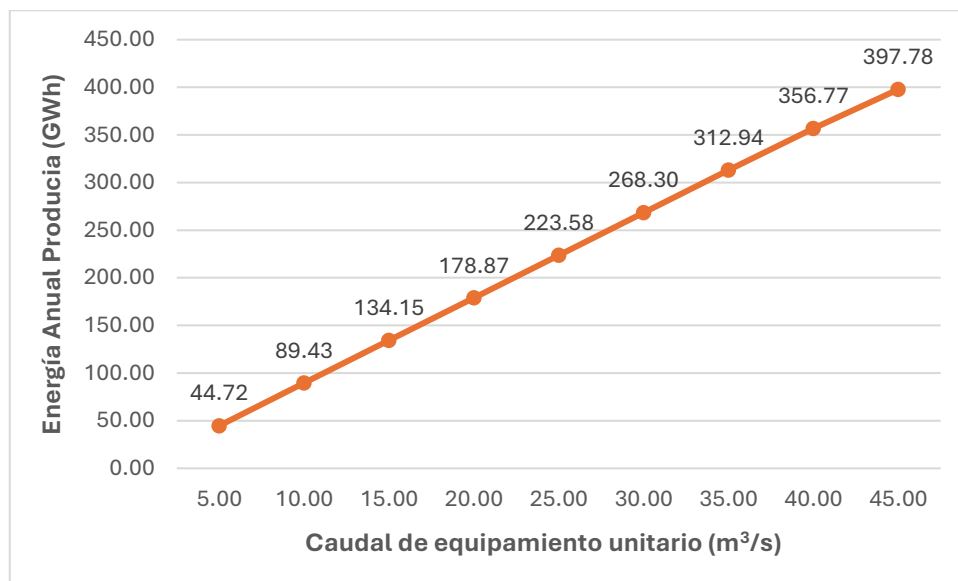
$$P_{max} = \left(997 \frac{kg}{m^3} \right) \left(45 \frac{m^3}{s} \right) \left(9.8 \frac{m}{s^2} \right) (230.4 m)$$

$$P_{max} = 101\,301\,580.8 [W]; P_{max} \approx 101.30 [MW]$$

Tabla 2-11 Producción energética anual segun caudal de equipamiento

Caudal (m ³ /s)	Energía anual (GWh)
5.00	44.72
10.00	89.43
15.00	134.15
20.00	178.87
25.00	223.58
30.00	268.30
35.00	312.94
40.00	356.77
45.00	397.78

Figura 2-16 Gráfica de producción energética anual según caudal de equipamiento



Capítulo 3

3. Resultados y análisis

En base a los datos obtenidos y procesados de la tabla 2-11 y visto el comportamiento de la gráfica en la figura 2-16 se tabulan los siguientes datos para la selección del caudal de diseño:

Tabla 3-1 *Grupo de caudales característicos de Guayllabamba DJ Alambí*

Caudal Q90 [m³/s]	Caudal Q60 [m³/s]	Caudal Q50 [m³/s]	Caudal promedio Qprom [m³/s]
63.56	84.19	97.94	110.35

Tomando en cuenta estos caudales y el rango de caudales bajo los que operan las turbinas Francis del fabricante WEG, se pueden considerar varias opciones para el dimensionamiento de la central. Estas serán planteadas y analizadas económicamente para definir la propuesta más rentable.

Para todas estas propuestas se considera un rendimiento de la turbina del 90%, rendimiento del multiplicador de 99%, rendimiento del generador de 97% y un rendimiento del transformador del 95%.

3.1 Opciones para dimensionamiento de caudal de diseño

3.1.1 Opción 1: $Q_d=100\text{m}^3/\text{s}$, $P_i=200\text{MW}$

Caudal de diseño considerando Q50, para esto se podría definir el Q50 en $100\text{ m}^3/\text{s}$ con 4 turbinas de $25\text{ m}^3/\text{s}$ cada una, según lo indicado por el fabricante cada turbina aporta 50 MW si opera a una caída neta de 115 m aproximadamente. Capacidad de la central 200MW.

Tabla 3-2 Características de generación de opción 1

Caudal de diseño unitario [m^3/s]	25
Número de turbinas	4
Caudal de diseño total [m^3/s]	100
Altura neta [m]	248.64
Mínimo turbinable unitario [m^3/s]	10
Mínimo turbinable equivalente [m^3/s]	40
Potencia instalada [MW]	200.27
Energía anual producida [GWh]	1369.17

Factores por tomar en cuenta:

- El caudal de diseño es Q50 por ende la mitad del año (enero a junio) la central trabajaría a plena capacidad. A partir del mes de Julio el caudal decae por debajo de los $100\text{ m}^3/\text{s}$ con lo que ligeramente disminuye el rendimiento de las turbinas.

- En los meses de estiaje sería necesario dejar fuera de operación una o dos turbinas para mantener el rango de operación de entre 100 MW y 150 MW.
- Al ser mayor el número de turbinas y la caída neta necesaria para llegar a esta producción. Aumentan los valores de inversión en equipamiento y obra civil.
- Se consideran 4 turbinas, las cuales operan con un caudal de 25 m³/s cada una y entregan un rango de potencia entre 20 y 50 MW da mayor flexibilidad operativa a la central.

3.1.2 Opción 2 $Q_d=90\text{m}^3/\text{s}$, $P_i=100\text{MW}$

Caudal de diseño considerando Q60 con 2 turbinas de 45 m³/s, y una caída neta de 130 m aproximadamente, cada turbina entregaría 50 MW y su caudal de diseño neto sería de 90 m³/s. Potencia nominal de 100 MW.

Tabla 3-3 Características de generación de opción 2

Caudal de diseño unitario [m³/s]	45
Número de turbinas	2
Caudal de diseño total [m³/s]	90
Altura neta [m]	139.20
Mínimo turbinable unitario [m³/s]	18
Mínimo turbinable equivalente [m³/s]	36
Potencia instalada [MW]	100.91
Energía anual Francis [GWh]	722.75

Factores por tomar en cuenta:

- El caudal de diseño es el cuartil Q60, lo que indica que el 60% del año la central estaría en condiciones para operar a plena capacidad. Es decir que en los meses de enero a junio podría estar en operación nominal, incluido también el mes de diciembre. Los meses de estiaje de julio a noviembre el caudal decae por debajo de los 90 m³/s con lo que ligeramente disminuye el rendimiento de las turbinas.
- En los meses de estiaje podría ser necesario dejar fuera de operación una de las turbinas para mantener el rango de operación entre 50 MW y 100 MW.
- Al ser menor el número de turbinas y la caída neta necesaria para llegar a esta producción. Disminuye la inversión en equipamiento y obra civil.
- Al tener únicamente 2 turbinas se limita la flexibilidad operativa de la central.

3.1.3 Opción 3: $Qd = 80\text{m}^3/\text{s}$, $Pi=100\text{MW}$

Caudal de diseño considerando Q_{dp} , con 2 turbinas de $40\text{ m}^3/\text{s}$, y una caída neta de 105 m aproximadamente, cada turbina entregaría 50 MW y su caudal de diseño neto sería de $80\text{ m}^3/\text{s}$. Potencia nominal de 100 MW.

Tabla 3-4 Características de generación de opción 3

Caudal de diseño unitario $[\text{m}^3/\text{s}]$	40
Número de turbinas	2
Caudal de diseño total $[\text{m}^3/\text{s}]$	80
Altura neta $[\text{m}]$	155.52
Mínimo turbinable unitario $[\text{m}^3/\text{s}]$	16
Mínimo turbinable equivalente $[\text{m}^3/\text{s}]$	32
Potencia instalada $[\text{MW}]$	100.21
Energía anual Francis $[\text{GWh}]$	756.44

Factores por tomar en cuenta:

- El caudal de diseño menor o igual a los caudales promedios mensuales de 8 meses del año. En este caso a partir del mes de agosto el caudal decae por debajo de los $80\text{ m}^3/\text{s}$ con lo que ligeramente disminuye el rendimiento de las turbinas.
- En los meses de estiaje no sería necesario dejar fuera de operación una de las turbinas manteniendo un rango de operación entre 70 MW y 100 MW.

- Esta opción requiere el mismo número de turbinas y la misma caída neta que la opción 2. Sin embargo, como las turbinas son de menor caudal de equipamiento requieren menor inversión.
- Al tener únicamente 2 turbinas se limita la flexibilidad operativa de la central.

3.1.4 Opción 4 $Q_d=120\text{m}^3/\text{s}$, $P_i=150\text{MW}$

Caudal de diseño considerando sobredimensionamiento a $120\text{ m}^3/\text{s}$, con 3 turbinas de $40\text{ m}^3/\text{s}$, y una caída neta de 105 m aproximadamente, cada turbina entregaría 50 MW. Contaría con una Potencia instalada de 150 MW.

Tabla 3-5 Características de generación de opción 4

Caudal de diseño unitario $[\text{m}^3/\text{s}]$	40
Número de turbinas	3
Caudal de diseño total $[\text{m}^3/\text{s}]$	120
Altura neta $[\text{m}]$	155.52
Mínimo turbinable unitario $[\text{m}^3/\text{s}]$	16
Mínimo turbinable equivalente $[\text{m}^3/\text{s}]$	48
Potencia instalada $[\text{MW}]$	150.32
Energía anual Francis $[\text{GWh}]$	937.76

Factores por tomar en cuenta:

- El caudal de diseño es menor o igual a los caudales promedios mensuales de 5 meses del año. Los otros 7 meses los caudales promedio son inferiores a los $120 \text{ m}^3/\text{s}$ con lo que disminuirá el rendimiento de las turbinas y será necesario sacar al menos una turbina.
- De enero a mayo la central operaría a 150 MW, por otro lado, de junio a diciembre manejaría un rango de 70 a 125 MW.
- Se requieren 3 turbinas y 105 m de caída neta.
- Al tener solo 3 turbinas y que cada una opere a $40 \text{ m}^3/\text{s}$ limita parcialmente la flexibilidad operativa de la central.

3.1.5 Opción 5 $Q_d=125\text{m}^3/\text{s}$, $P_i=250\text{MW}$

Caudal de diseño considerando sobredimensionamiento a $125\text{ m}^3/\text{s}$, con 5 turbinas de $25\text{ m}^3/\text{s}$, y una caída neta de 115 m aproximadamente, cada turbina entregaría 50 MW. Contaría con una Potencia instalada de 250 MW.

Tabla 3-6 Características de generación de opción 4

Caudal de diseño unitario $[\text{m}^3/\text{s}]$	25
Número de turbinas	5
Caudal de diseño total $[\text{m}^3/\text{s}]$	250
Altura neta $[\text{m}]$	259
Mínimo turbinable unitario $[\text{m}^3/\text{s}]$	10
Mínimo turbinable equivalente $[\text{m}^3/\text{s}]$	50
Potencia instalada $[\text{MW}]$	250.34
Energía anual Francis $[\text{GWh}]$	1533.06

Factores por tomar en cuenta:

- El caudal de diseño es menor o igual a los caudales promedios mensuales de 5 meses del año. Es decir, de enero a mayo genera los 250 MW, Los otros 7 meses los caudales promedio son inferiores a los $125 \text{ m}^3/\text{s}$ con lo que disminuirá el rendimiento de las turbinas y será necesario sacar una o varias turbinas de operación.
- De enero a mayo la central operaría a 250 MW, meses como junio o diciembre se podría trabajar con 4 turbinas a un rango entre 170 y 200 MW. En los meses de estiaje más severo, entre julio y noviembre, se trabajaría con 2 o 3 turbinas contando con un rango de operación de 100 a 150 MW.
- Al ser mayor el número de turbinas y una mayor caída neta necesaria para llegar a esta producción. Se incrementa la inversión en equipamiento y obra civil. Siendo una opción más costosa que la opción 1.
- Contar con 5 turbinas que operen a $25 \text{ m}^3/\text{s}$ garantiza una buena flexibilidad operativa de la central.

3.2 Análisis de viabilidad económica

Se analizará la viabilidad del proyecto aplicando los indicadores VAN y TIR. Las opciones de dimensionamiento de central planteadas y se determinará la mejor opción. Definiendo así el caudal de diseño de la central y su potencia nominal.

3.2.1 Estimación de presupuesto para diseño de central

El valor del presupuesto de cada una de las opciones de las centrales se establecerá según la tabla 3-7 la cual tiene precios de varias C.H. del Ecuador. Para cada opción se considerará un valor de costo unitario promedio de hidroeléctricas preexistentes que tengan una capacidad instalada en MW aproximada a la opción planteada.

Tabla 3-6 Costo unitario por MW instalado en la C.H. del Ecuador

Centrales Hidroeléctricas	Potencia Instalada (MW)	Costo unitario (\$/MW)
Manduriacu	62	3,667,000
Mazar Dudas	21	3,952,000
Sopladora	487	1,977,000
Toachi Pilatón	254	2,328,000
Minas San Francisco	276	2,478,000
Coca Codo Sinclair	1500	1,901,000
Delsi Tanisagua	116	2,887,000
Apaqui	36	1,400,000
Angamarca	66	1,500,000
Sabanilla	30	1,700,000
Topo	23	1,969,000
Sigchos	17	1,500,000
Angamarca Sinde	33	1,576,000

Nota: Fuente CONELEC, 2012, (p.194)

Para aproximar el valor de los precios fijos anuales por motivos de operación, mantenimiento, costos laborales, seguros, permisos, etc. De cada una de las opciones propuestas se toma en cuenta la tabla 3-8 que compila datos de costos fijos anuales de algunas centrales del Ecuador. Se calcula un valor promedio entre las centrales que tengan una capacidad de generación cercana a las centrales propuestas.

Tabla 3-7 Costo fijos de C.H. en Ecuador según potencia instalada

Centrales	Potencia instalada (MW)	Costos fijos de generación
Manduriacu	65	\$ 7,819,490.38
Minas San Francisco	270	\$ 7,100,102.42
Agoyán	154	\$ 7,834,182.16
San Francisco	224	\$ 7,979,844.01
HP Mazar	170	\$ 7,612,935.81
HTP Alluriquín	205	\$ 6,301,742.63
Delsitanisagua	180	\$ 5,151,796.40
Pucará	71	\$ 5,125,888.42
Sarapullo	49	\$ 4,625,073.63

Nota: Fuente ARCERNR, 2021, (p19)

Tabla 3-8 *Costo fijo anual e inversión inicial de propuestas*

Propuestas	Costos de O&M (\$)	Inversión inicial (\$)
Opción 1		
200 MW	\$6,633,371.37	\$445,941,917.08
Opción 2		
100 MW	\$5,856,817.48	\$ 268,466,666.67
Opción 3		
100 MW	\$5,856,817.48	\$ 268,466,666.67
Opción 4		
150 MW	\$5,963,540.21	\$ 389,325,000.00
Opción 5		
250 MW	\$7,127,229.69	\$ 565,250,000.00

Para calcular el valor del cash Flow anual se consideró un valor del 80% de la inversión anual dividido en el número de años para el análisis, 20 o 50 años. Así también datos de amortización, pagos de utilidades a trabajadores del 15%, base imponible, impuesto a la renta del 25% Además, para el cálculo de los ingresos se tomó en cuenta la energía suministrada a lo largo de un año de estudio promedio y una tarifa de \$0.04, considerando también la remuneración por potencia asegurada a la red en épocas críticas en Ecuador ocurre en los meses de entre noviembre y febrero. La energía promedio suministrada durante esa época se divide para el número de horas de esos meses obtenido así la potencia promedio de abastecimiento durante ese período y ese valor se multiplica por el precio de 5.71 \$/kW.

Tabla 3-9 *Beneficio anual según ingresos por cada una de las opciones*

Propuestas	Inversión neta (\$)	Amortización (\$)	Beneficio bruto	BAT	Utilidades
Opción 1					
200 MW	\$384,996,521.75	\$7,699,930.43	\$60,127,252.11	\$52,427,321.68	\$7,864,098.25
Opción 2					
100 MW	\$214,773,333.33	\$ 4,295,466.67	\$ 23,053,223.28	\$18,757,756.61	\$2,813,663.49
Opción 3					
100 MW	\$214,773,333.33	\$4,295,466.67	\$31,410,491.13	\$27,115,024.47	\$4,067,253.67
Opción 4					
150 MW	\$311,460,000.00	\$6,229,200.00	\$40,093,178.62	\$33,863,978.62	\$5,079,596.79
Opción 5					
250 MW	\$452,200,000.00	\$9,044,000.00	\$67,481,835.53	\$58,437,835.53	\$8,765,675.33

Tabla 3-10 *Flujo de caja anual según ingresos por cada una de las opciones*

Propuestas	Base imponible (\$)	Impuesto a la renta (\$)	Beneficio neto (\$)	Cash Flow (\$)
Opción 1				
200 MW	\$44,563,223.43	\$11,140,805.86	\$33,422,417.57	\$41,122,348.00
Opción 2				
100 MW	\$15,944,093.12	\$ 3,986,023.28	\$ 11,958,069.84	\$16,253,536.51
Opción 3				
100 MW	\$23,047,770.80	\$5,761,942.70	\$17,285,828.10	\$21,581,294.76
Opción 4				
150 MW	\$28,784,381.83	\$7,196,095.46	\$21,588,286.37	\$27,817,486.37
Opción 5				
250 MW	\$49,672,160.20	\$12,418,040.05	\$37,254,120.15	\$46,298,120.15

3.2.2 VAN

Tomando en cuenta cada una de las posibles opciones para dimensionamiento de la central se realizar se estima una inversión inicial, y un costo anual de operación y mantenimiento según las tablas previamente presentadas

Tabla 3-11 *Estimación de VAN y TIR de las propuestas*

Opciones	VAN 20	VAN 50	TIR 20	TIR 50
Opción 1 (200 MW)	\$83,406,943.97	\$269,480,867.76	6.97%	8.39%
Opción 2 (100 MW)	-\$36,804,189.71	\$28,256,684.25	3.32%	5.67%
Opción 3 (100 MW)	\$29,591,454.35	\$125,519,841.88	6.27%	7.86%
Opción 4 (150 MW)	-\$446,538.31	\$118,508,957.65	4.99%	6.89%
Opción 5 (250 MW)	\$73,012,012.04	\$279,965,030.45	6.48%	8.02%

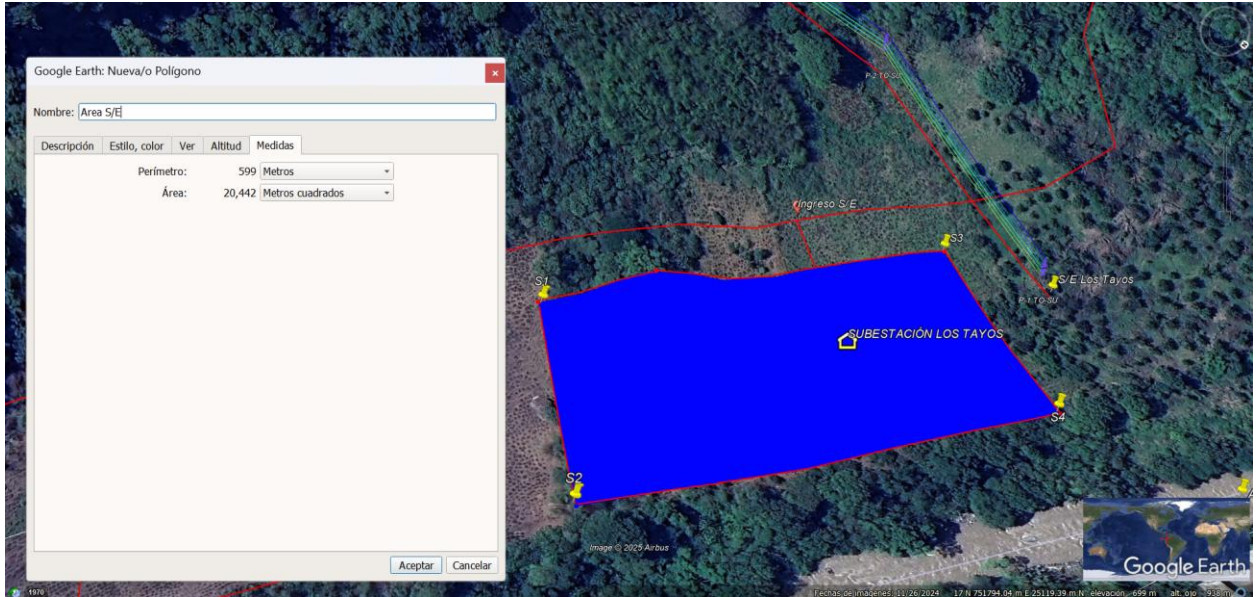
Nota: Para calcular estos datos se consideró una tarifa de \$0.04

En base a los resultados obtenidos se puede definir que el proyecto de mayor valor de retorno neto a los 20 y a los 50 años después de la inversión es la opción 1 de C.H. con un caudal de diseño neto de 100 m³/s y potencia instalada de 200 MW.

3.2.3 Parámetros de integración al SNI

3.2.3.1 Dimensionamiento de subestación

Fig. 3-1 Área de construcción de subestación Los Tayos



Nota. Imagen georreferenciada en Google Earth

Desde la central hidroeléctrica hasta la subestación se cuenta con un recorrido de baja tensión desde la salida del generador ubicado en la casa de máquinas con una distancia aproximada de 400 metros, con lo cual se comenzará el análisis técnico eléctrico desde la casa máquinas hasta la S/E Los Tayos.

$$I_{BT} = \frac{P_{gen}}{V_{BT} * \sqrt{3}} = \frac{50 MW}{13.8kV * \sqrt{3}} = 2.091 [kA] \quad (3.1)$$

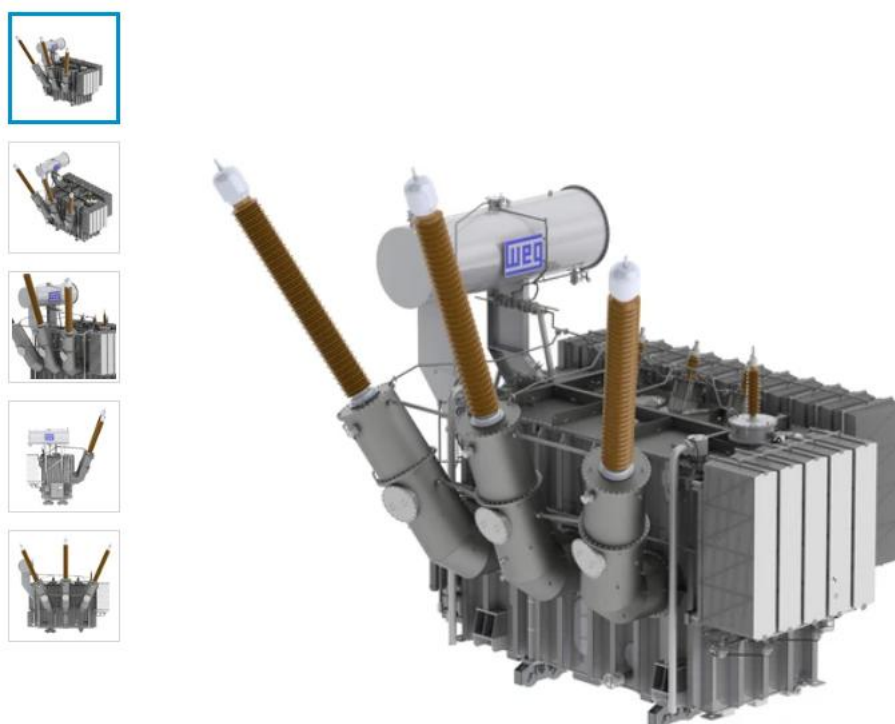
Se calculó, posteriormente la cantidad de conductores necesarios para transportar la corriente.

$$N_{cond} = \frac{I_{BT}}{I_{maxcond}} = \frac{2.091 kA}{958 A} = 2.18 [cond/fase] \quad (3.2)$$

Tabla 3-12 *Calibre de conductores para baja tensión*

CABLEADO C.H. LOS TAYOS - S/E LOS TAYOS		
CANTIDAD	CALIBRE	APLICACIÓN
3 ternas	900 Kcmil Ruddy ACSR	Fase
2 ternas	795 Kcmil Tern ACSR	Neutro
1 terna	636 Kcmil Scoter ACSR	Tierra

Fig. 3-2 *Transformador WEG 138kV a 13.8kV*



Nota. Imagen recuperada del sitio web del fabricante

Tabla 3-13 Características del transformador

Características			
Potencia	75 MW	Standard	NBR 5356
Tensión nominal AT	138 kV	Frecuencia	60 Hz
Tensión nominal BT	13.8 kV	Tipo	Ynd1
Forma constructiva	Conservadora con bolsa.	Fase	Trifásico

2.4.4.2. Dimensionamiento de la línea de transmisión

En este punto, según la regulación ARCERRNR 001-2024 se tiene que especificar un punto de conexión con el SNI luego de haber realizado el análisis del dimensionamiento de la central hidroeléctrica, para lo cual se necesitará dimensionar el calibre del conductor.

$$I_{AT} = \frac{P_{gen}}{V_{BT} * \sqrt{3}} = \frac{50 \text{ MW}}{138 \text{ kV} * \sqrt{3}} = 209.10 \text{ [A]} \quad (3.3)$$

Debido a que la salida del transformador tiene ese calibre del conductor, se tendrán un total de 12 cables de los cuales serán destinados a las bahías de control de media y alta tensión. En conjunto con un desarrollo de esquema de protecciones para los IEDs que gobernarán las protecciones de barra, seccionadores, transformadores y alimentadores

A la salida de estas bahías y al pasar por el resto de los equipos de patio a la salida del transformador, se tendrá corriente de salida de 418.2 [A] a los cuales se adiciona un factor de seguridad de 1.25 estándar para darle holgura al cable por sobrecarga, teniendo un dimensionamiento del conductor de aproximadamente 522.75 [A] por fase.

CABLEADO L/T LOS TAYOS - SNI		
CANTIDAD	CALIBRE	APLICACIÓN
3 ternas	500 Kcmil ACAR	Fase
2 ternas	300 Kcmil ACSR	Neutro
1 terna	4/0 ACSR	Tierra

Al haber dos juegos de cableado desde la S/E hasta la L/T se escogerán estructuras aéreas que soporten dos ternas de cables, adicionalmente esto corrobora que la conexión con el SNI es en estructura tipo pi.

[illegible]

Para la siguiente sección que es el diseño de la L/T, una vez determinado el calibre y distribución de los conductores, se analizará el recorrido de línea más adecuado para la interconexión.

Fig. 3-4 Recorrido de línea de L/T Los Tayos en Google Maps

Google Earth - Editor Ruta



Fig. 3-5 Vista superior de la subestación y central de generación

Aerial view of the study area, showing a road network and surrounding landscape.

Fig. 3-6 Vista en perspectiva de la línea de transmisión a la salida de la S/E

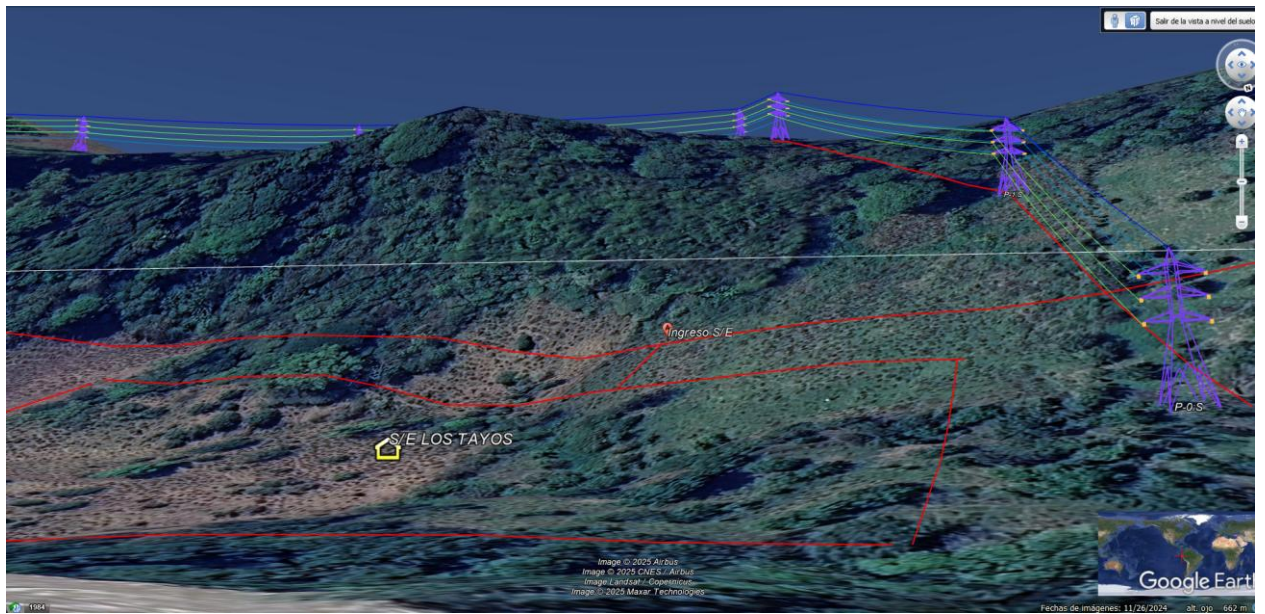


Fig. 3-7 Vista en perspectiva de la línea de transmisión a la salida de la S/E

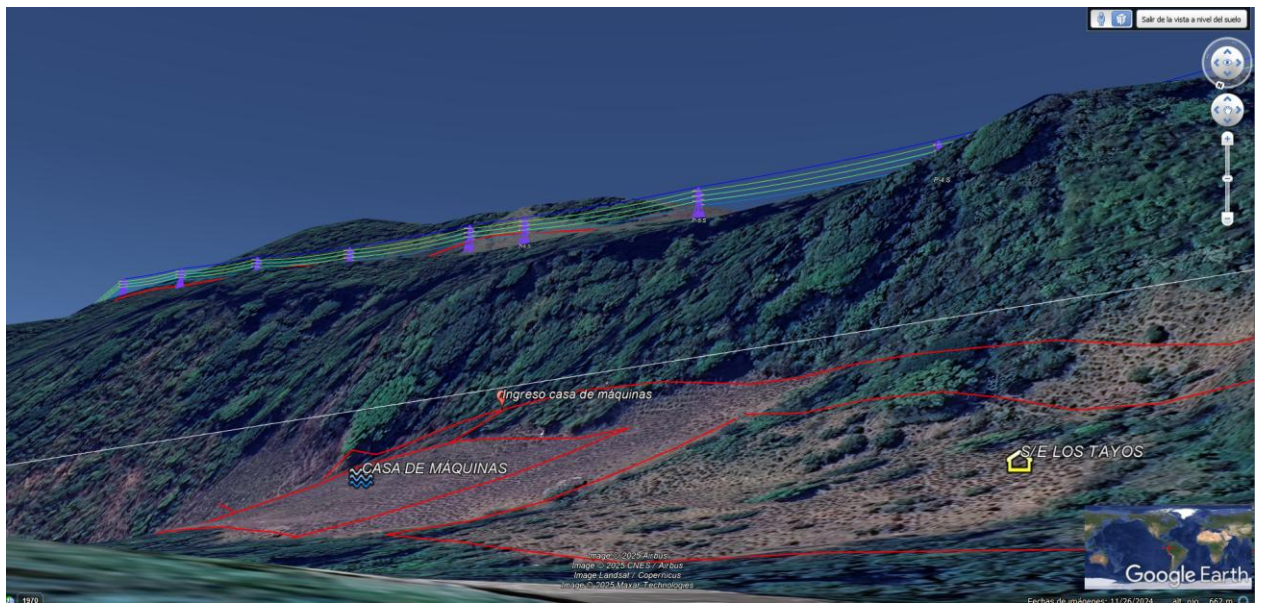


Fig. 3-8 Vista superior del seccionamiento de la L/T Pomasqui-Ibarra 138kV

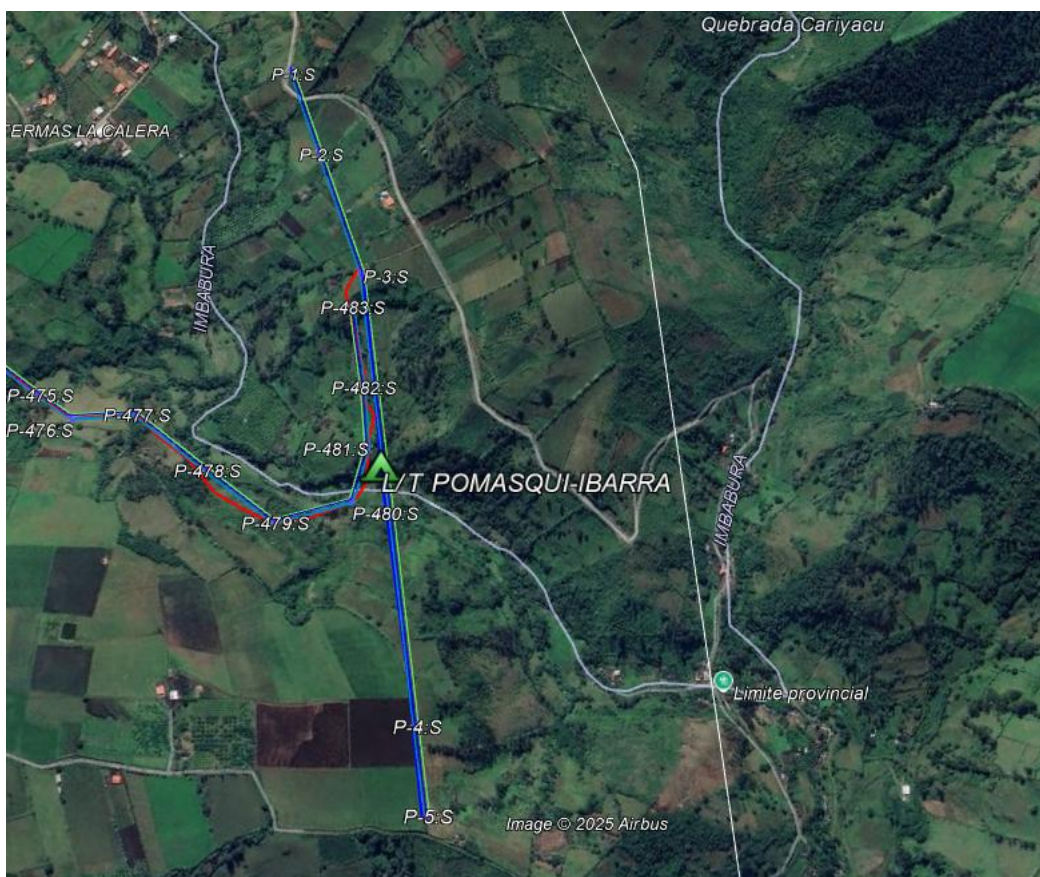
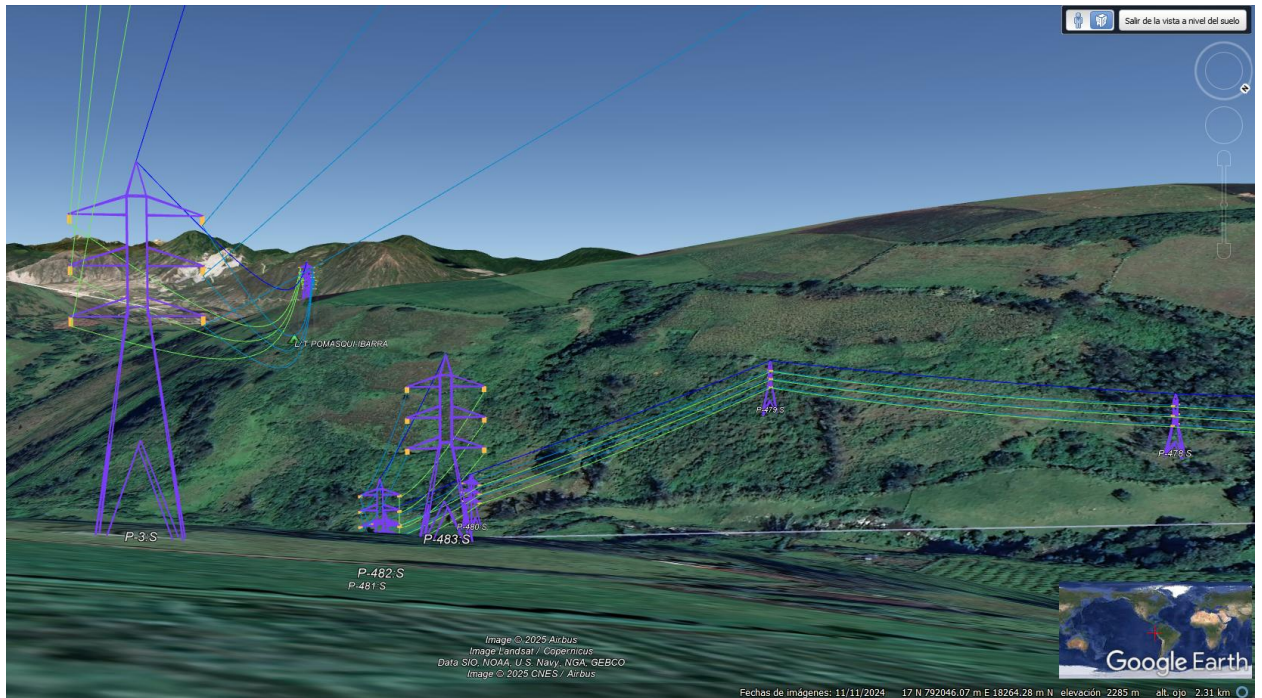


Fig. 3-9 Vista en perspectiva seccionamiento de la L/R Pomasqui - Ibarra



2.4.5. Estudio de Flujo de potencia, cortocircuito y contingencia N-1

Para la siguiente sección se contempla un estudio de la central hidroeléctrica en un flujo de potencia con el SNI para observar condiciones de funcionamiento, desviaciones en los niveles de tensión los cuales deberán estar permitidos dentro de los parámetros establecidos según la regulación ARCERNNR 001-2024.

Figura 3-1 Central de generación hidroeléctrica en flujo de potencia con el SNI

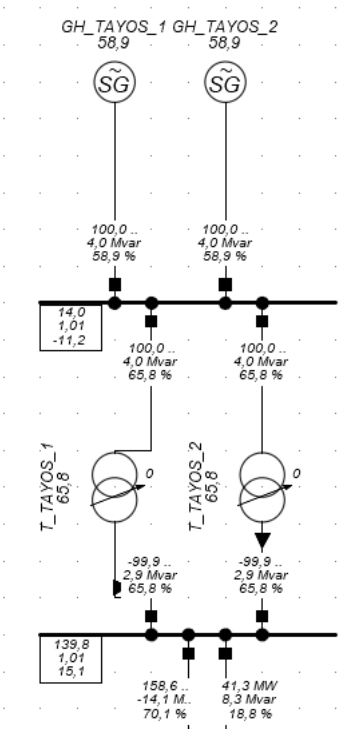


Figura 3-2 Desviación del voltaje de la barra 13,8 kV y 138kV conectadas al SNI

Grid: Zona_SNI		System Stage: Zona_SNI		Study Case: C_S_MIN		Annex:		/ 70	
rtd.V		Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
[kV]		[p.u.]		-10		-5		0	
		[kV] [deg]						+5	
SE_TAYOS									
B_TAYOS_138kV		138,00	1,013	139,76	15,06				
SE_TAYOS									
B_TAYOS_13.8kV		13,80	1,013	13,99	-11,22				
B_ACHI_138		138,00	1,036	142,96	24,38				
B_ANZU_138		138,00	1,043	143,90	25,98				
B_Achiyacu_U_13.8		13,80	1,036	14,30	-5,37				
B_Alluriquin_U1_13.8		13,80	0,964	13,31	-18,56				
B_Alluriquin_U1_13.8(1)		13,80	1,000	13,80	-9,36				
B_Alluriquin_U2_13.8		13,80	0,964	13,31	-18,56				
B_Alluriquin_U3_13.8		13,80	0,990	13,66	-23,78				
B_Angamarca_Sinde_13.8_U1		13,80	1,011	13,95	-30,39				
B_Angamarca_Sinde_13.8_U2		13,80	1,012	13,96	-33,39				

La entrega potencia instalada de la central es de 200 MW + 2 MVAR en la barra de 13,8 kV. Adicionalmente la cargabilidad de los transformadores se mantiene en un nivel inferior al 80% el cual es un límite de seguridad típico utilizado en subestaciones, con la finalidad de darle holgura

al sistema para funcionar en condiciones de sobrecarga por fluctuaciones o desconexiones de cargas.

Como segundo punto se tiene en la imagen, la desviación permitida según la ARCERRNR, la cual se mantiene inferior al límite según la figura 3-2.

$$\%V = \left| \frac{NV_{\max} - NV_{SE}}{NV_{\max}} \right| = \left| \frac{138kV - 139.8kV}{138kV} \right| = 1.30\% \quad (3.4)$$

Como tercer punto tendremos el estudio de la barra de 138 kV trifásico mostrado en la imagen, podemos observar que la potencia máxima de cortocircuito es de 3638.87 [MVAsc] a una corriente de 15.22 [kAsc]. Se realizó también el estudio de cortocircuito monofásico del cual se obtuvo que la corriente de cortocircuito monofásico es de 9,75 [kAsc].

Finalmente se realizará el estudio de contingencias N-1. En este último caso de estudio se contempla la pérdida de los dos tramos de línea de transmisión, el primero que es desde Pomasqui-Los Tayos y el segundo que va desde Los Tayos hacia Ibarra, entre Ibarra y Pomasqui existe otra conexión entre Pomasqui-Ibarra pasando por la barra San Antonio, entonces se observará que el caso más grave es la pérdida del tramo Pomasqui-Tayos, cargando la L/T Pomasqui-San Antonio a más del 100%.

Tabla 3-15 Características del estudio de la central hidroeléctrica con el SNI

Característica de la central hidroeléctrica	
Potencia instalada	200 MVA + 2MVAR
Voltaje de salida	139,8 kV
Potencia de cortocircuito trifásico	3638.87 MVAsc
Corriente de cortocircuito trifásico	15.22 kAsc
Corriente de cortocircuito monofásico	9,75 kAsc

Tabla 3-16 Resultado de contingencia N-1 causa de la salida L/T Pomasqui-Tayos

Resultado de contingencias N-1	
Salida de L/T Pomasqui - Tayos	Cargabilidad de líneas
L/T Pomasqui - Tayos	0%
L/T Tayos - Ibarra	88,5%
L/T Ibarra – San Antonio	101,0%
L/T San Antonio - Pomasqui	92,2%

Tabla 3-17 Resultado de contingencia N-1 causa de la salida L/T Tayos - Ibarra

Resultado de contingencias N-1	
Salida de L/T Tayos - Ibarra	Cargabilidad de líneas
L/T Pomasqui - Tayos	87,4%
L/T Tayos - Ibarra	0%
L/T Ibarra – San Antonio	19,0%
L/T San Antonio - Pomasqui	11,0%

Capítulo 4

4.1 Conclusiones y recomendaciones

4.1.1 Conclusiones

Basado en los objetivos propuestos para este trabajo se llegaron a las siguientes conclusiones:

- En este trabajo se propuso una central hidroeléctrica de capacidad instalada de 200 MW, ubicada en la latitud $0^{\circ}14'10''$ N y longitud $78^{\circ}44'30''$ O aprovechando el afluente hídrico del río Guayllabamba, con un caudal de diseño neto de $100 \text{ m}^3/\text{s}$, y un embalse bruto de más de $27\,000\,000 \text{ m}^3$, con un aporte promedio anual de 1268 GWh de energía que es capaz de mantenerse generando en todas las épocas del año.
- Se recopilaron datos hidrológicos y meteorológicos del INAMHI entre los años 1992 al 2016 de manera digital mediante su plataforma y de manera física con cuadernos de datos de pertenencia y disponibilidad del tutor de los ríos Esmeraldas, Guayllabamba y Mira. También se obtuvieron los datos desde 1986 al 2020 de los ríos Pisque, Cubi, Alambí y Pachijal directamente al Inamhi y nos brindaron únicamente los datos disponibles en un archivo de extensión “txt”, los cuales fueron procesados y debidamente depurados para este estudio.
- El análisis de prefactibilidad del proyecto se entregó debidamente al cliente del estudio indicando que para llevarlo a cabo se requeriría una inversión aproximada de \$445 941 917. En el presupuesto se contempló los aspectos de diseño de la central, así como también una simulación de interconexión al SNI.
- Para el análisis de viabilidad económica se calculó TIR y VAN a los 20, y a los 50 años a distintas tarifas y tasas de retorno, sin embargo, manejando una tasa de descuento de 5% que es la indicada para los proyectos del estado el proyecto da un

VAN= \$ 83 406 943 y un TIR= 6.97% mientras que al final de la vida útil de la hidroeléctrica (50 años) VAN = \$ 269 480 867; TIR= 8.39%.

- Dentro de los aspectos de impacto ambiental se consideró el dejar un caudal ecológico del 10% del caudal promedio, es decir, un caudal ecológico equivalente a $11.03 \text{ m}^3/\text{s}$. Este caudal puede ser constante a lo largo de la operación de la central y aun así esta se mantendría en operación. Los aspectos de construcción dentro de un área de 6 km aproximadamente, la caída de sedimentos y la zona de llenado del embalse de 2.5 km, dejarán un impacto ambiental directo en la zona de construcción. Sin embargo, no afecta de manera directa a fauna o flora autóctona o en peligro de extinción.

4.1.2 Recomendaciones

Luego de haber transcurrido todo el proceso que conlleva el trabajo investigativo del dimensionamiento de una central hidroeléctrica, habiendo estudiado ríos ubicados en zonas estratégicas del país en conjunto con el desarrollo de estudios solicitados en normativa nacional emitido en documento oficial por parte de la ARCERRNR se recomienda lo siguiente.

- Para completar los escenarios restantes en caso de seguir con el procedimiento, es decir en caso de avanzar con el estudio siguiendo las indicaciones y correcciones a la documentación que se emitan conforme CNEL o el CENACE, se recomienda plantear varios estudios con referencias más aproximadas de recorridos de línea en los cuales se tengan diferentes distancias iguales o menores entre sí para considerar la inversión total de las estructuras de las torres de transmisión, en conjunto con la obra civil para acceder a la ubicación de cada una de ellas puesto que aquello ha sido una limitante en nuestro proyecto.
- Para realizar un estudio completo del río donde se considere la ubicación para la presa de la central de generación hidroeléctrica se recomienda visitar el lugar con la finalidad de desarrollar estudios más avanzados en donde se analice aspectos químicos del agua, así como también climatológicos, estudio de suelo y medioambientales con la finalidad de saber más a detalle la disponibilidad del terreno para el desarrollo del proyecto en su totalidad.
- En caso de obtener el título habilitante de conexión preliminar por parte del ministerio, la EPGA deberá seguir el segundo proceso que es la solicitud de conexión definitiva en el cual deberá considerar los casos de estudios complementarios como análisis dinámico de las unidades de generación profundizando en estudios de estabilidad de voltaje, frecuencia, transitoria y oscilatoria, así como también calidad del producto. Todos estos casos deberán presentarse en el plazo de un mes posterior a la recepción del título habilitante de conexión preliminar.

4. Referencias

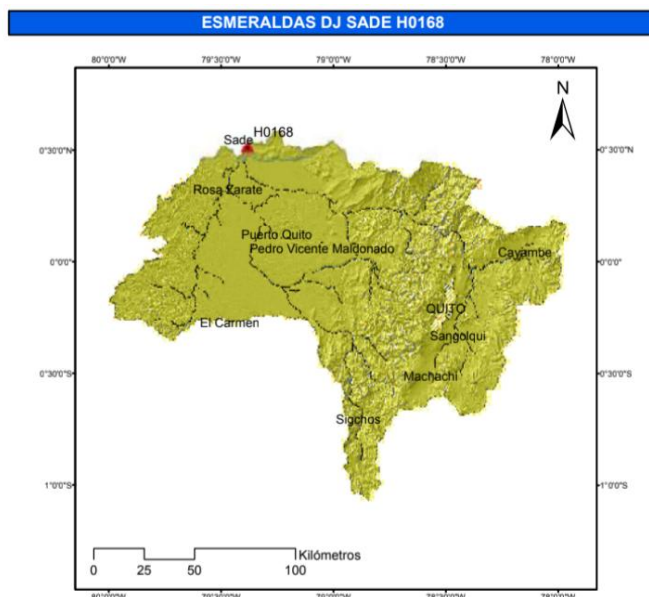
- [1] ARCERNNR. (2021). *controlrecursosyenergia*. ARCERNNR, Dirección de regulación económica y tarifas del sector eléctrico. Obtenido de https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/07/informe_actualización_análisis_costos_spee_2021_a_probada.pdf
- [2] *Deingenierias.com*. (2019, 8 de marzo). *Partes y componentes de una central hidroeléctrica*. (8 de Marzo de 2019). Obtenido de <https://deingenierias.com/energia/hidroelectricas/partes-de-una-central-hidroelectrica/>
- [3] Expreso, D. (21 de Febrero de 2024). *Expreso Actualidad*. Obtenido de <https://www.expreso.ec/actualidad/desbordamiento-rio-esmeraldas-inunda-isla-luis-vargas-torres-190549.html>
- [4] Hidrología, I. N. (2015). Obtenido de www.inamhi.gob.ec/biblioteca/
- [5] IDAE. (2006). *Manuales de Energías Renovables 6: Minicentrales Hidroeléctricas*. Madrid.
- [6] *lalíneadefuego*. (2015). MANDURIACU: INFORME COMISIÓN NACIONAL ANTI CORRUPCIÓN. *La línea de fuego*. Obtenido de <https://lalineadefuego.info/informe-mandariacu-comision-nacional-anticorrupcion/>
- [7] Muñoz, J. P. (2020). *Análisis Técnico, Económico para determinar la viabilidad de reemplazar todas las luminarias de sodio utilizadas en el sistema de alumbrado público general en el área urbana de la ciudad de Cuenca por luminarias de tecnología LED*. Cuenca: UPS .
- [8] Sebastian, N. (2024). *Redalyc.org*. doi: <https://doi.org/10.17163/lgr.n39.2024.04>
- [9] WEG. (2024). *WEG turbinas hidraulicas*. Obtenido de <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h58/h02/WEG-turbinas-hidraulicas-50083923-catalogo-espanol.pdf>
- [10] *Deingenierias.com*. (2019, 8 de marzo). *Partes y componentes de una central hidroeléctrica*. *Deingenierias.com*. Recuperado de <https://deingenierias.com/energia/hidroelectricas/partes-de-una-central-hidroelectrica/>
- [11] Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología. (2015). *Glosario de términos meteorológicos e hidrológicos* [PDF]. Quito, Ecuador: INAMHI. Recuperado de <https://www.inamhi.gob.ec/biblioteca/>

5. APÉNDICE

5.1 Apéndice A. Estudio hidrográfico de cuencas y ríos

Cuenca hidrográfica Esmeraldas

Figura 5-1 Ubicación geográfica de la estación medidora H0168



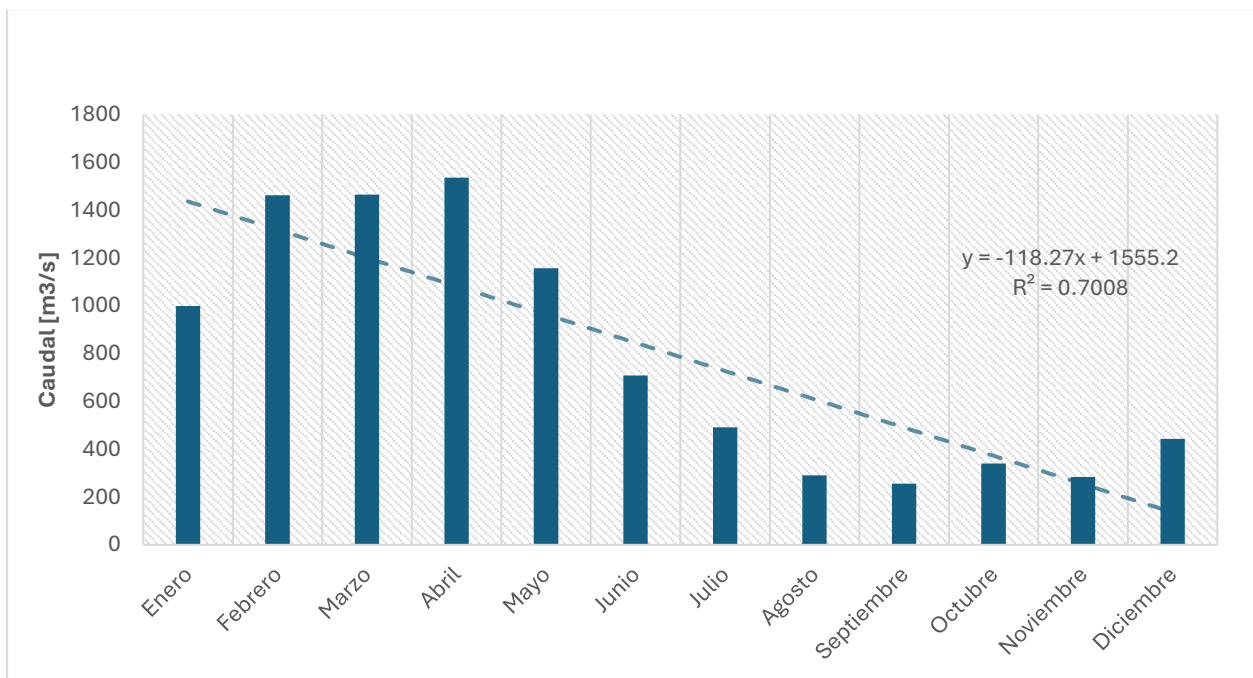
Nota: Datos recopilados del INAMHI

Tabla 5-1 Datos del puesto de la estación de medición H0168

NOMBRE DE LA ESTACIÓN: Esmeraldas DJ SADE			
DEMARCACIÓN:	Esmeraldas	CÓDIGO	H0168
ESTACIÓN:			
CUENCA:	Esmeraldas	TIPO SENSOR:	Presión
SUBCUENCA:	Río Esmeraldas	TRANSMISOR:	GOES
PROVINCIA:	Esmeraldas	INSTALACIÓN:	2014
CANTÓN:	Quinindé	LATITUD:	0°32'3" N
ALTITUD:	51 msnm	LONGITUD:	79°25'11" O

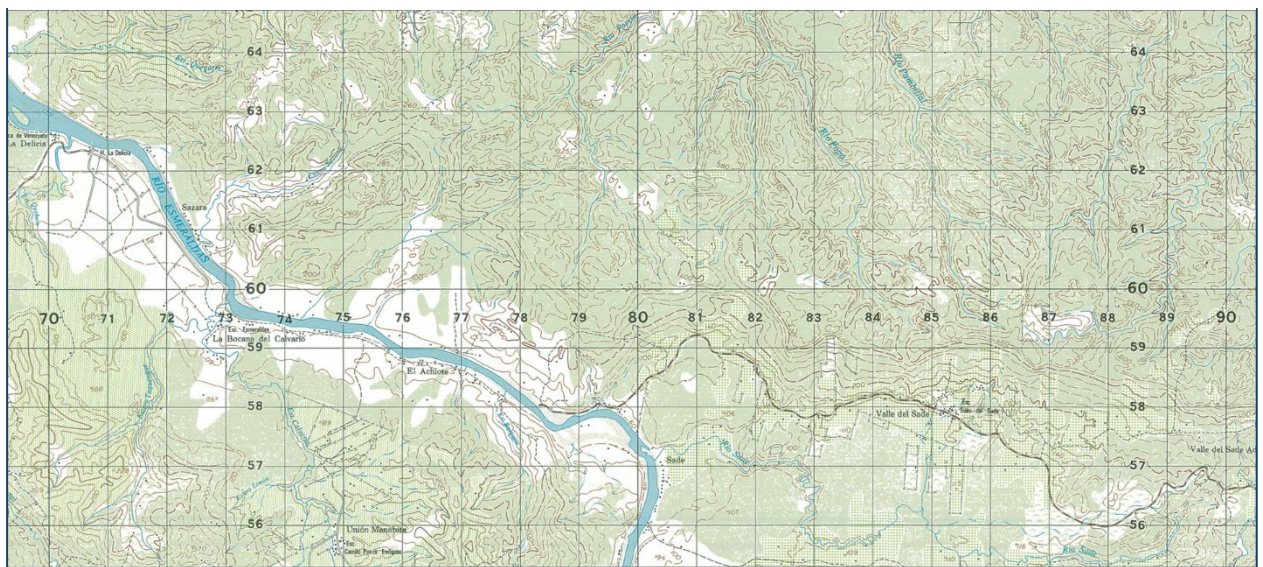
Nota: Datos recopilados del INAMHI

Figura 5-2 Gráfica de caudales promedio por mes de la estación H0168 (1996-2016)



Nota: Datos recopilados del INAMHI

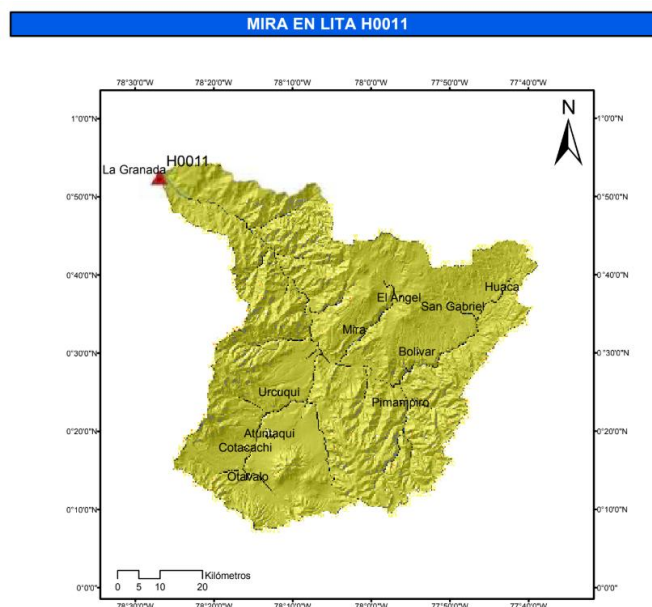
Figura 5-3 Vista satelital de la cuenca hidrográfica Esmeraldas en Sade



Nota: Imagen recuperada del IGM

Cuenca Hidrográfica Mira

Figura 5-4 Ubicación geográfica de la estación medidora H0011



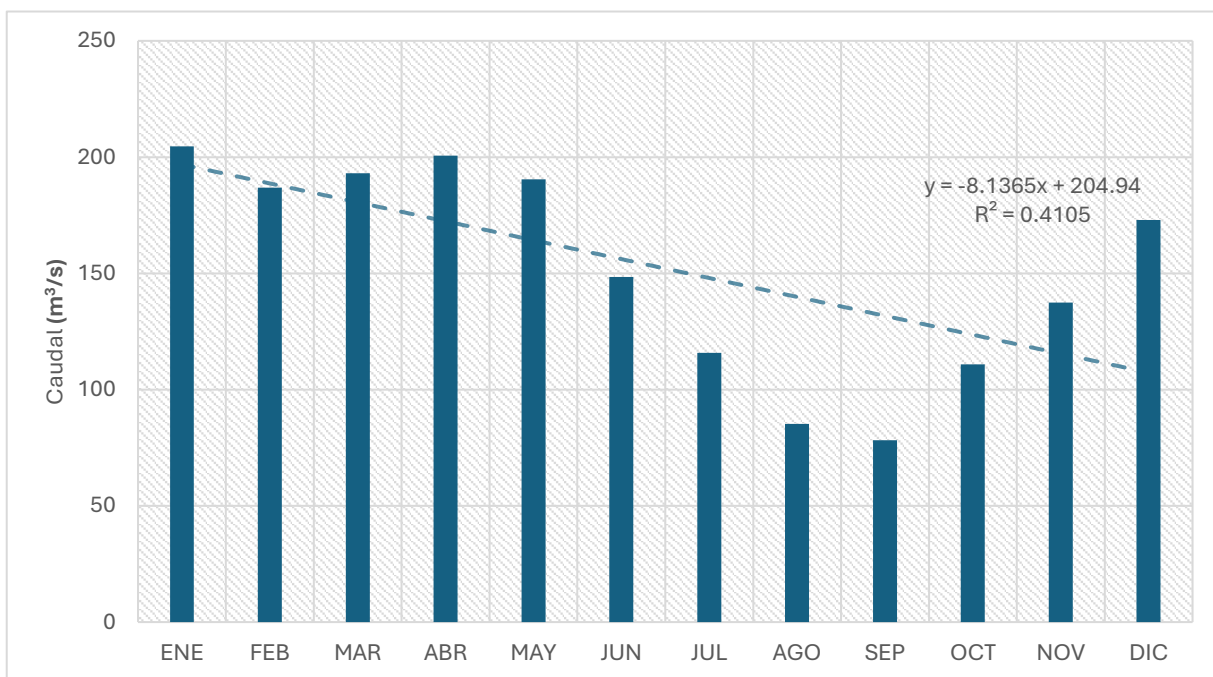
Nota: Datos recopilados del INAMHI

Tabla 5-2 Datos del puesto de la estación de medición H0011

NOMBRE DE LA ESTACIÓN: Mira en Lita			
CÓDIGO			
DEMARCACIÓN:	Mira	ESTACIÓN:	H0011
CUENCA:	Mira	TIPO SENSOR:	Presión
SUBCUENCA:	Río Mira	TRANSMISOR:	GOES
PROVINCIA:	Imbabura	INSTALACIÓN:	2014
CANTÓN:	Ibarra	LATITUD:	0°52'26.8" N
ALTITUD:	475 msnm	LONGITUD:	78°26'59.6" O

Nota: Datos recopilados del INAMHI

Figura 5-5 Gráfica de caudales promedio por mes de la estación H0011

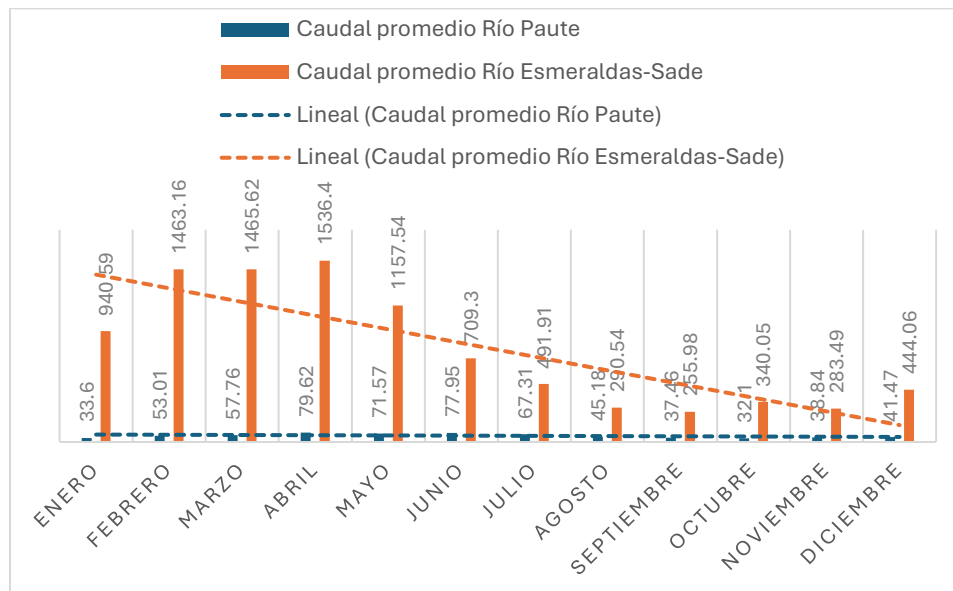


Nota: Datos recopilados del INAMHI

Tabla 5-3 *Coeficiente de correlación entre los ríos Esmeraldas y Paute*

Esmeraldas Sade (m³/s)	Paute (m³/s)
940.59	33.6
1463.16	53.01
1465.62	57.76
1536.4	79.62
1157.54	71.57
709.3	77.95
491.91	67.31
290.54	45.18
255.98	37.46
340.05	32.1
283.49	38.84
444.06	41.47
Coeficiente de correlación de Pearson	0.55

Figura 5-6 Gráfica comparativa de los caudales promedios de los ríos Paute y Sade



Como se puede observar, el río presenta caudales mayores a 200 (m³/s) once de los doce meses, siendo este el más bajo registrado en comparación al resto del año. Adicionalmente según la tabla 2-4. Se observa un coeficiente de relación ligeramente mayor al 50% y esto se debe únicamente a que el río presente las mismas condiciones de estiaje para los meses de junio a enero.

Por otro lado, se presenta un caudal ascendente en comparación al del análisis en los últimos meses del año y esto reitera la complementariedad hidrológica.

Entre estos dos ríos se optó por el río Sade de la provincia de Esmeraldas porque, aunque ambas son parte de la vertiente del Pacífico, están hacia el hemisferio Norte, y cuentan con caudales muy superiores a las del río Paute en todas las épocas del año. El caudal del río Sade es superior al de Guayllabamba y al de Paute lo que puede indicar un mayor aprovechamiento para producción de energía eléctrica.

Así se decidió tomar todos los datos del Río Sade disponibles desde el año 1985 hasta el año 2016. Se estimó el caudal promedio de cada día del año en base a cada uno de los años de datos disponibles. Es decir, se tabuló en una tabla de Excel los 365 días del año, y los años con disponibilidad de datos de caudal del río Sade. Sacando así el promedio del caudal del río Sade del 1 de enero desde 1985 a 2016. Además, se depuraron datos de los días de los años bisiestos y de datos aberrantes de días que superaban por mucho la tendencia normal del caudal según la época ya que esos datos pueden deberse a mediciones erradas, errores humanos o casos fortuitos como tormentas.

Por otro lado, se tiene que analizar las condiciones actuales del río para poder planificar las distintas obras civiles que prepararán el terreno para la construcción.

Sin embargo, se descarta el río como un lugar apto para la construcción de la central hidroeléctrica debido a los problemas de alta sedimentación en conjunto con los recientes desbordes del río desde enero hasta junio del año 2024 ya que se tendría que implementar una obra civil de costo elevado para el filtrado de dichos sedimentos.

“Las causas de esta inundación son las crecidas de dos afluentes principales: el río Quinindé y el río Blanco. Ambos se desbordaron y también dejaron damnificados en el cantón Quinindé.

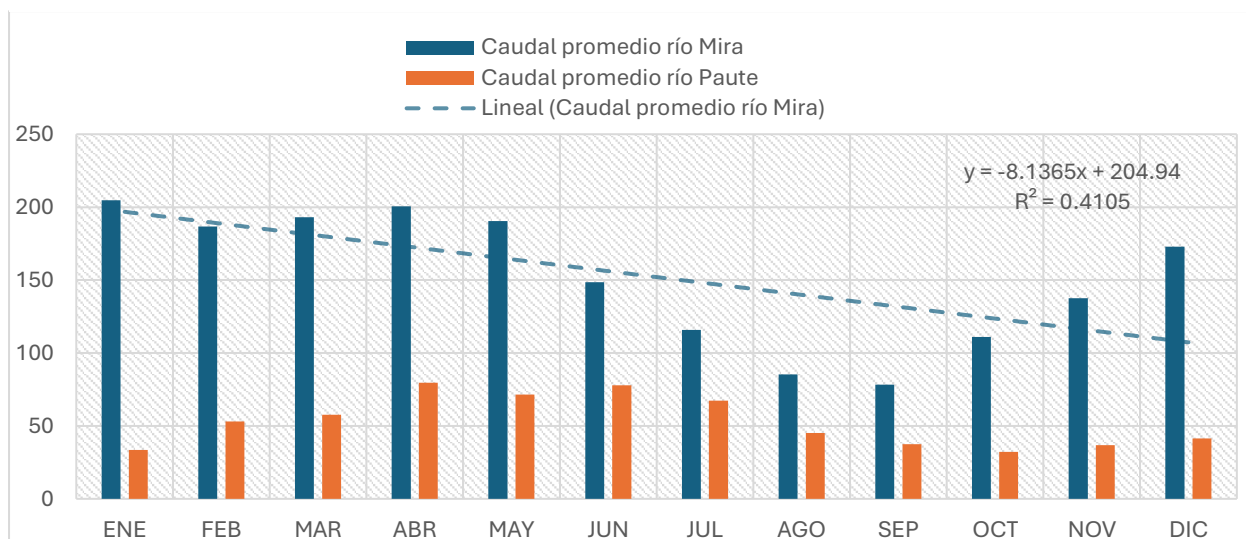
La población de Quinindé, en la provincia de Esmeraldas, vive momentos de angustia por las crecidas de los ríos Blanco y Quinindé, que han aumentado su caudal debido a las intensas lluvias registradas en la región.” (Expreso, 2024)

Continuamos con la presentación de los datos del río Mira en Lita.

Tabla 5-4 Coeficiente de correlación entre los ríos Esmeraldas y Paute

Mira en Lita (m ³ /s)	Paute (m ³ /s)
205	33.6
187	53.01
193	57.76
201	79.62
190	71.57
148	77.95
116	67.31
85	45.18
78	37.46
111	32.1
137	38.84
173	41.47
Coeficiente de correlación de Pearson (Paute-Mira)	0.35

Figura 5-7 Gráfica comparativa entre los caudales de los ríos Mira y Paute



Ahora presentaremos el análisis respectivo del río Guayllabamba.

Tabla 5-5 Datos del puesto de estación de medición H0148

NOMBRE DE LA ESTACIÓN: Guayllabamba DJ Pisque			
DEMARCACIÓN:		CÓDIGO	
	Esmeraldas	ESTACIÓN:	H0148
CUENCA:	Esmeraldas		
SUBCUENCA:	Río Guayllabamba		
PROVINCIA:	Pichincha	LATITUD:	0°0'48" N
CANTÓN:		LONGITUD:	78°24'18" O
ALTITUD: 1690 msnm			

Fig. 5-8 Datos del caudal promedio diario Río Guayllabamba en Pisque

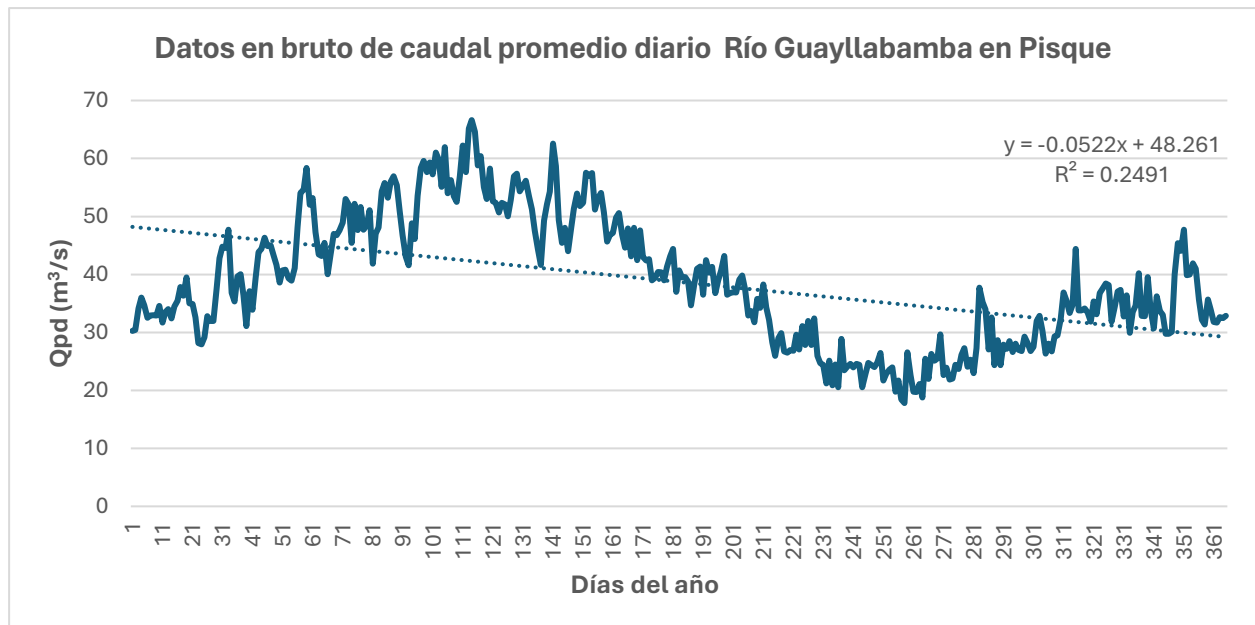


Figura 5-8 Vista satelital del Río Guayllabamba en Pisque

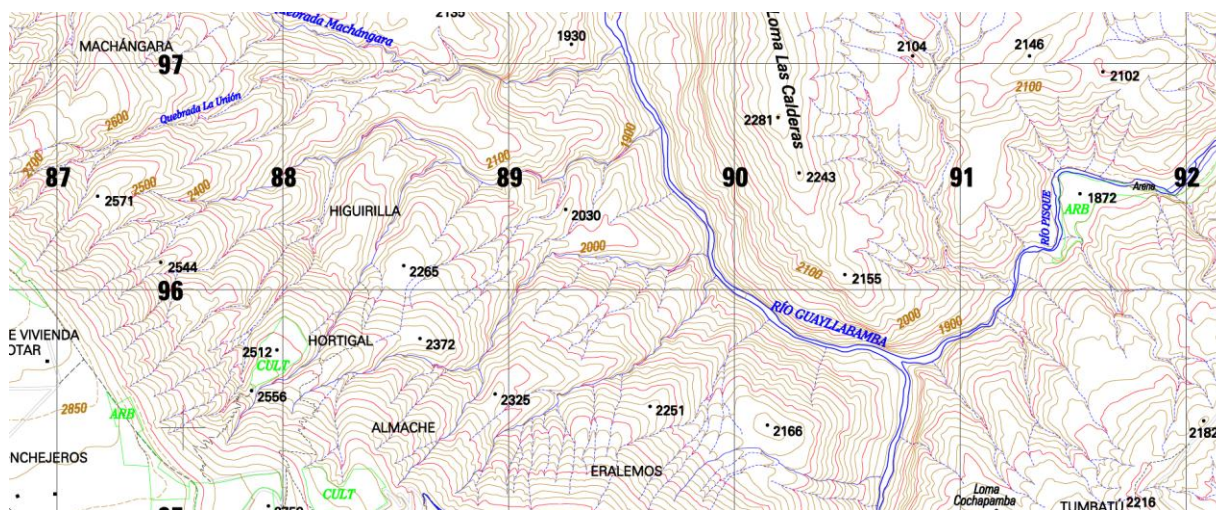


Tabla 5-6 Datos del puesto de estación de medición H0148

NOMBRE DE LA ESTACIÓN: Guayllabamba DJ Pachijal			
DEMARCACIÓN:		CÓDIGO	
Esmeraldas		ESTACIÓN:	H0147
CUENCA:	Esmeraldas		
SUBCUENCA:	Río Guayllabamba		
PROVINCIA:	Pichincha	LATITUD:	0°13'20" N
CANTÓN:		LONGITUD:	78°59'36" O
ALTITUD: 410 msnm			

Figura 5-9 Datos del caudal promedio diario Río Guayllabamba en Pachijal

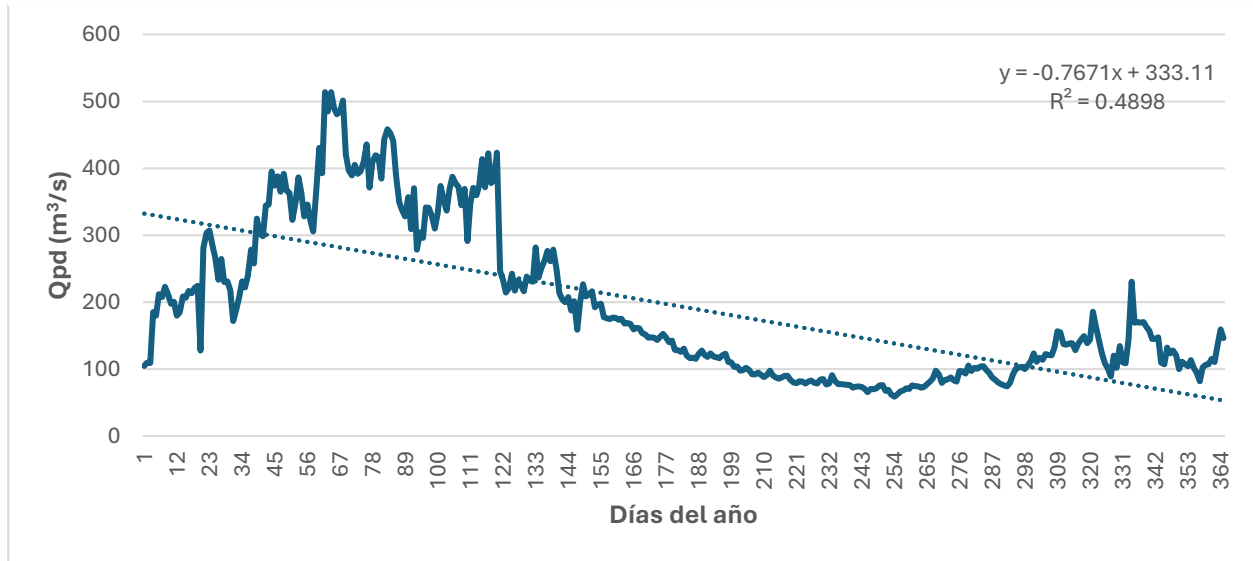


Figura 5-10 Vista satelital del Río Guayllabamba en Pachijal

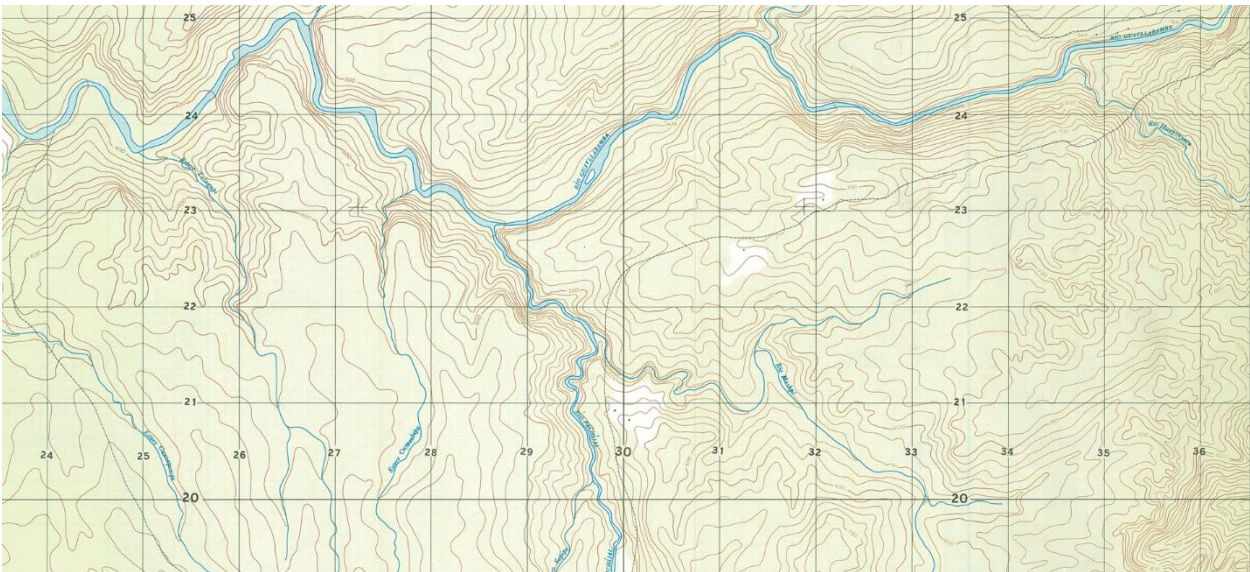


Tabla 5-7 Datos del puesto de medición H0145

NOMBRE DE LA ESTACIÓN: Guayllabamba AJ Cubi			
CÓDIGO			
DEMARCACIÓN:	Esmeraldas	ESTACIÓN:	H0145
CUENCA:	Esmeraldas		
SUBCUENCA:	Río Guayllabamba		
PROVINCIA:	Pichincha	LATITUD:	0°5'35" N
CANTÓN:		LONGITUD:	78°25'40" O
ALTITUD: 1540 msnm			

Figura 5-11 Gráfica de caudal promedio diario del Río Guayllabamba en Cubi (1986-2016)

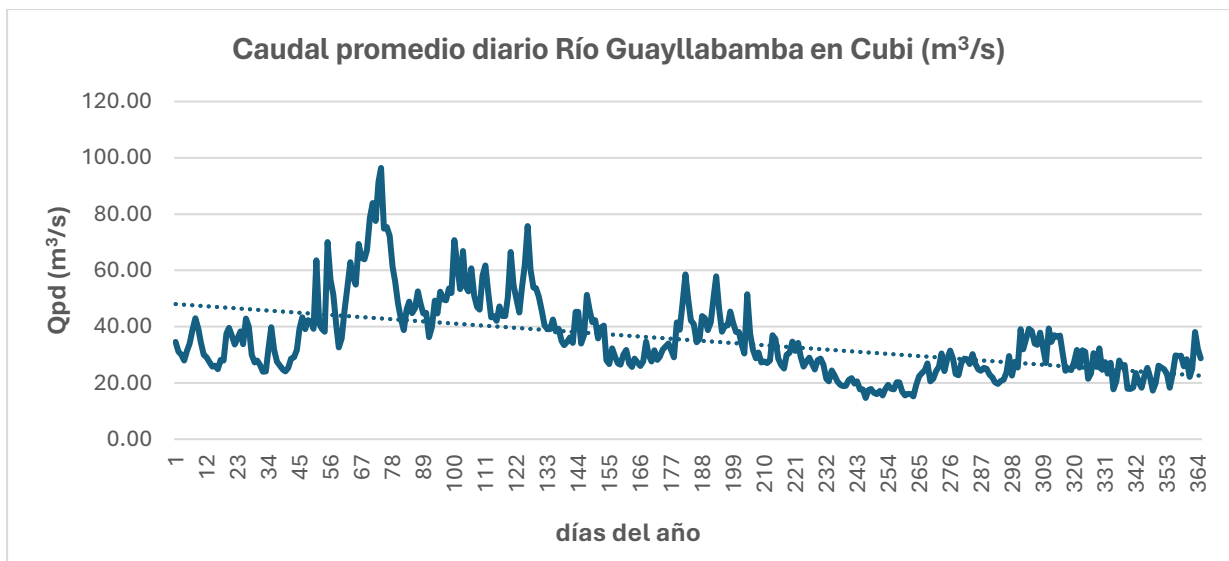


Figura 5-12 Vista satelital del Río Guayllabamba en Pisque

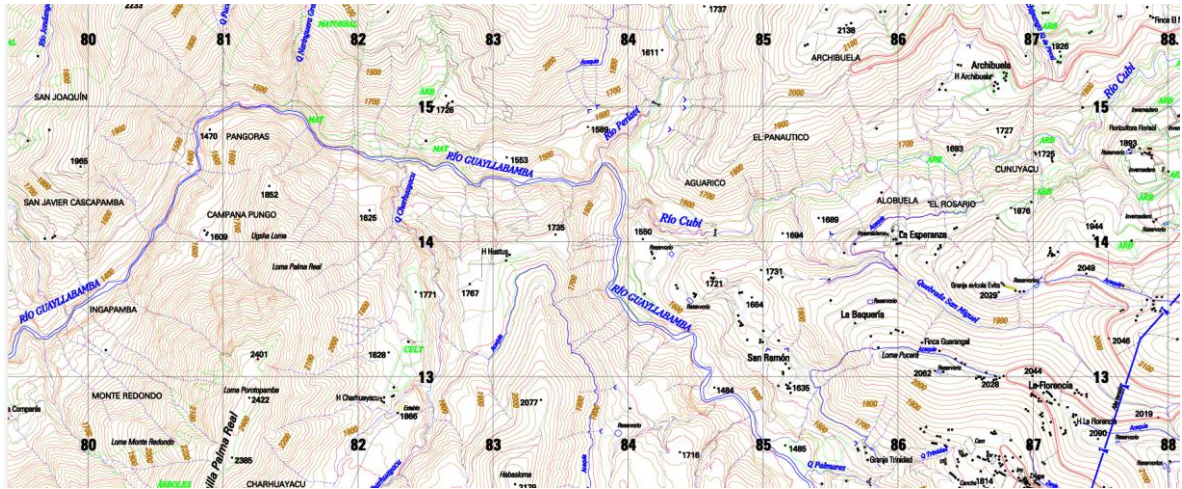


Figura 5-13 Comparación de caudales depurados y sin depurar del Río Guayllabamba en Pisque

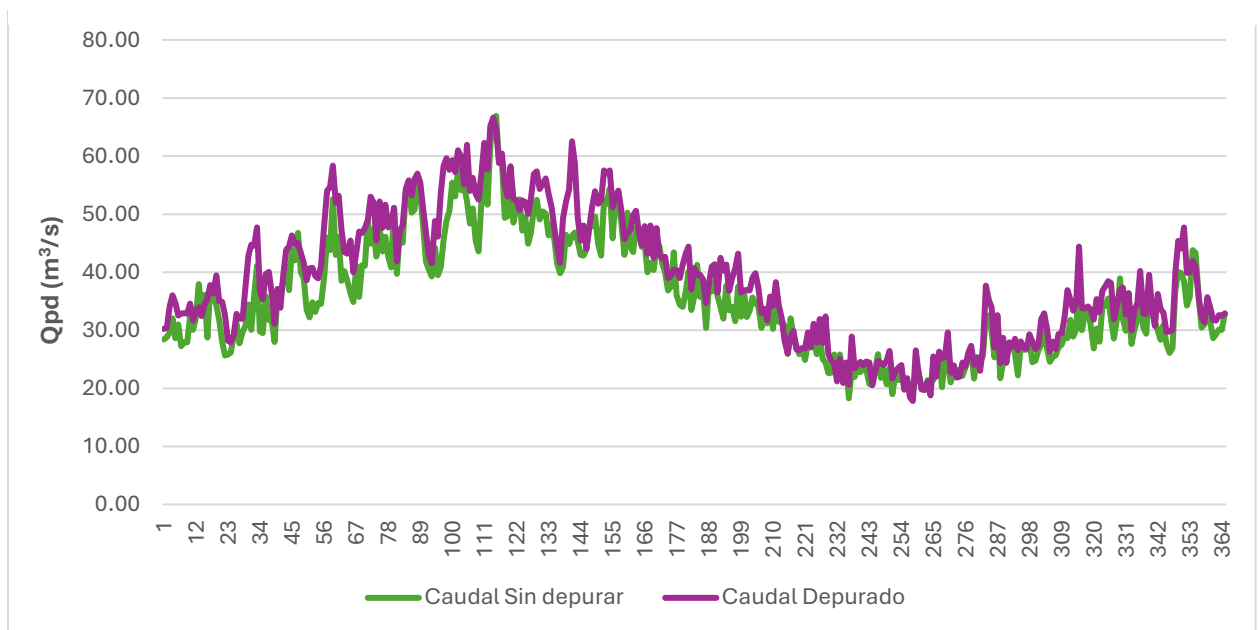


Figura 5-14 Comparación de caudales depurados y sin depurar del Río Guayllabamba en Cubi

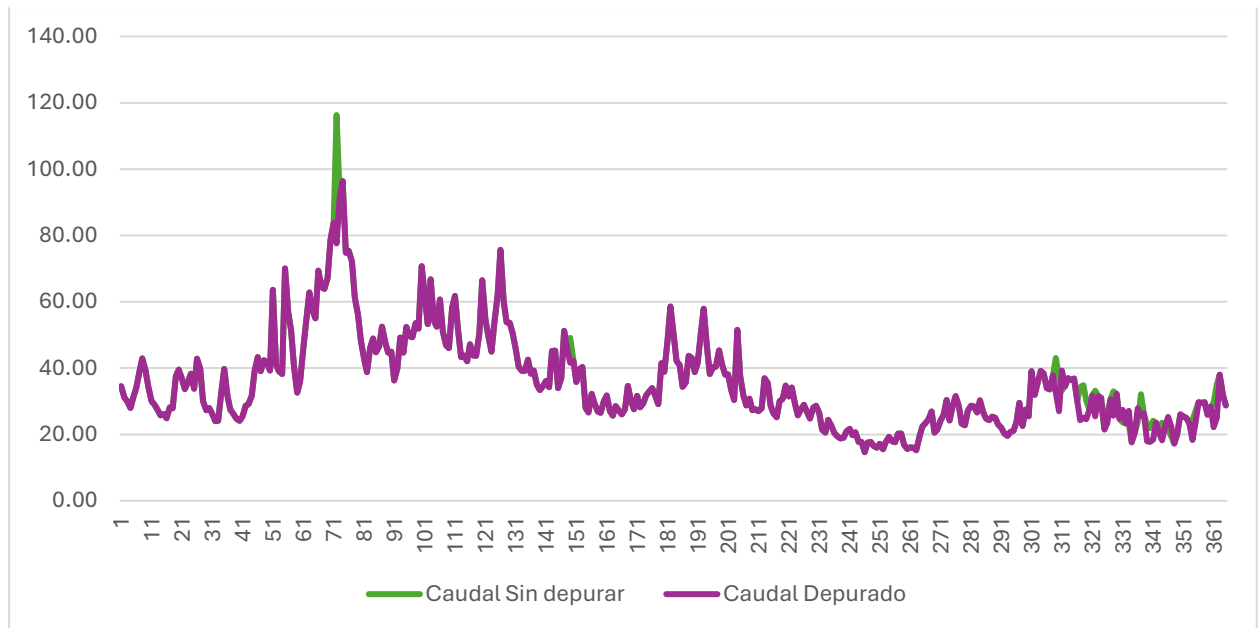


Figura 5-15 Comparación de caudales depurados y sin depurar del Río Guayllabamba en Pachijal

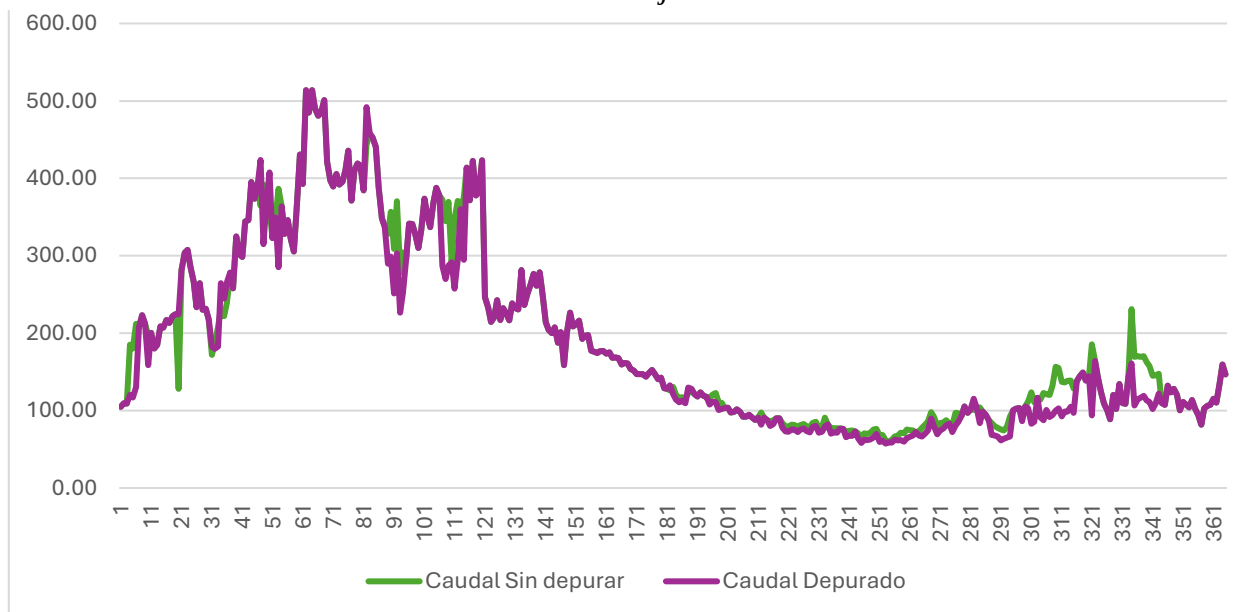


Figura 5-16 Gráfica de caudal promedio diario del Río Guayllabamba en Pisque (1986-2016)

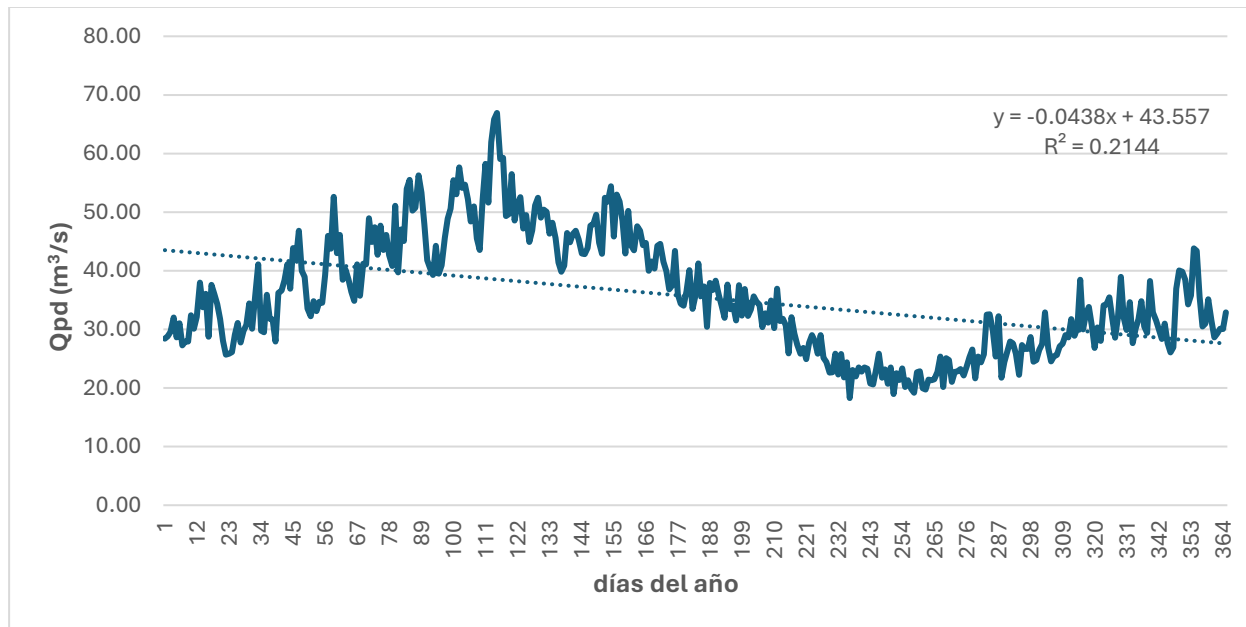


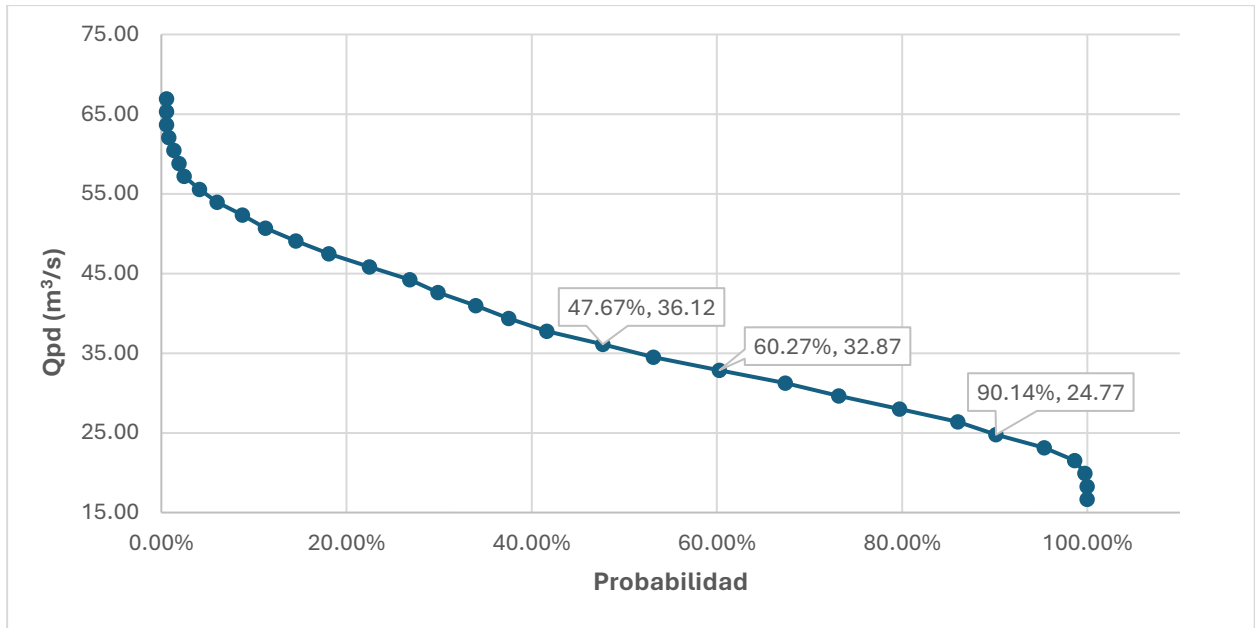
Tabla 5-8 Característica de caudal del Río Guayllabamba en Pisque

Número de datos	365
Caudal máximo (m³/s)	66.92
Caudal mínimo (m³/s)	18.28
Rango de caudales (m³/s)	48.64
Número de intervalos	30
Incremento	1.62

Tabla 5-9 Datos para la curva de caudal de duración de Río Guayllabamba en Pisque

Caudal (m³/s)	Tendencia	Probabilidad %	Probabilidad acumulada %
66.92	2	0.55	0.55
65.30	0	0.00	0.55
63.68	0	0.00	0.55
62.06	1	0.27	0.82
60.44	2	0.55	1.37
58.81	2	0.55	1.92
57.19	2	0.55	2.47
55.57	6	1.64	4.11
53.95	7	1.92	6.03
52.33	10	2.74	8.77
50.71	9	2.47	11.23
49.09	12	3.29	14.52
47.46	13	3.56	18.08
45.84	16	4.38	22.47
44.22	16	4.38	26.85
42.60	11	3.01	29.86
40.98	15	4.11	33.97
39.36	13	3.56	37.53
37.74	15	4.11	41.64
36.12	22	6.03	47.67
34.49	20	5.48	53.15
32.87	26	7.12	60.27
31.25	26	7.12	67.40
29.63	21	5.75	73.15
28.01	24	6.58	79.73
26.39	23	6.30	86.03
24.77	15	4.11	90.14
23.15	19	5.21	95.34
21.52	12	3.29	98.63
19.90	4	1.10	99.73
18.28	1	0.27	100.00
16.66	0	0.00	100.00

Figura 5-17 Caudal de duración de río Pisque



El caudal de diseño se determinó analizando distintos tipos de selección, el Q50, Q60, Qdp, Q90, caudal de mayor eficiencia eléctrica en función del tipo de turbina, etc.

Basado en la gráfica 5-17 podemos definir que:

$$Q_{50} = 36.12 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

$$Q_{60} = 32.87 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

$$Q_{90} = 24.77 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

Estimación por caudal ponderado, requiere utilizar la distribución diaria del caudal del río en las pasadas cuatro décadas de análisis, siendo así que se utilizarán los cuartiles Q60 y Q90 que representan al caudal del 60% y 90% de los días del año.

$$Q_{dp} = (0.7)Q_{60} + (0.3)Q_{90} \quad (4.1)$$

$$Q_{dp} = (0.7)Q_{60} + (0.3)Q_{90}$$

$$Q_{dp} = (0.7)(32.87) + (0.3)(24.77)$$

$$Q_{dp} = 30.44 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

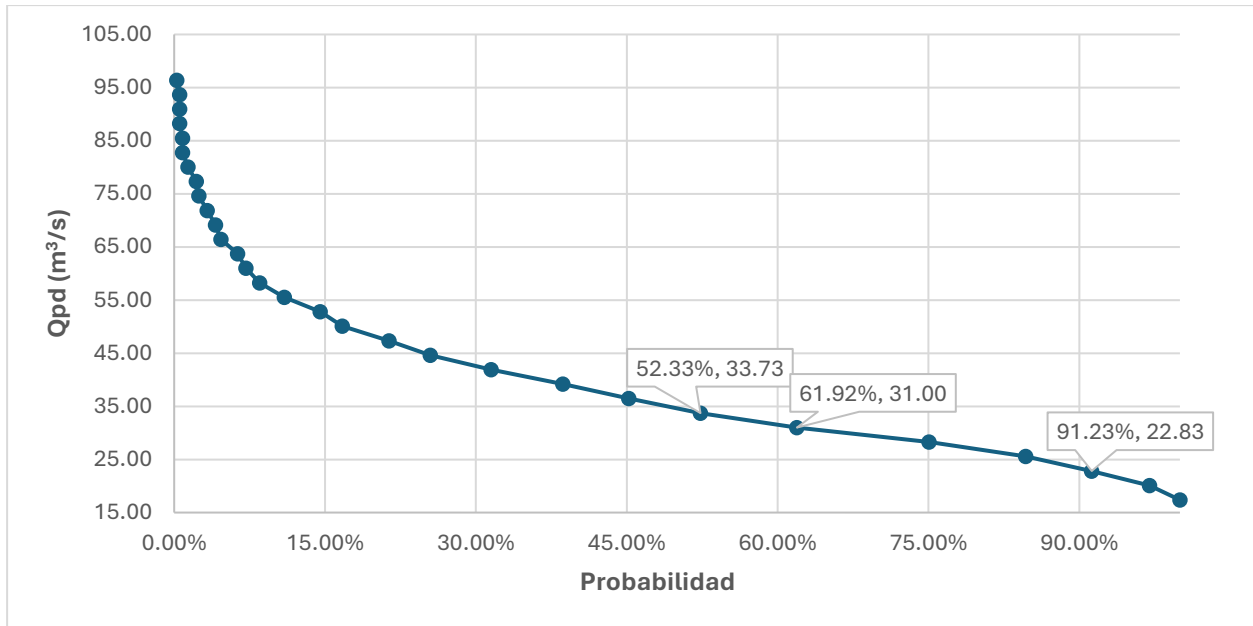
Tabla 5-10 Características del caudal Río Guayllabamba en Cubi

Número de datos	365
Caudal máximo (m³/s)	116.29
Caudal mínimo (m³/s)	14.02
Rango de caudales (m³/s)	102.27
Número de intervalos	30
Incremento	3.41

Tabla 5-11 Datos para la curva de caudal diario del Río Guayllabamba en Cubi

Caudal (m³/s)	Tendencia	Probabilidad %	Probabilidad acumulada %
116.29	1	0.27	0.27
112.88	0	0.00	0.27
109.47	0	0.00	0.27
106.06	0	0.00	0.27
102.65	0	0.00	0.27
99.25	1	0.27	0.55
95.84	0	0.00	0.55
92.43	1	0.27	0.82
89.02	0	0.00	0.82
85.61	1	0.27	1.10
82.20	0	0.00	1.10
78.79	2	0.55	1.64
75.38	3	0.82	2.47
71.97	2	0.55	3.01
68.56	3	0.82	3.84
65.16	7	1.92	5.75
61.75	3	0.82	6.58
58.34	5	1.37	7.95
54.93	14	3.84	11.78
51.52	12	3.29	15.07
48.11	19	5.21	20.27
44.70	19	5.21	25.48
41.29	39	10.68	36.16
37.88	20	5.48	41.64
34.47	35	9.59	51.23
31.06	47	12.88	64.11
27.66	54	14.79	78.90
24.25	31	8.49	87.40
20.84	31	8.49	95.89
17.43	14	3.84	99.73
14.02	1	0.27	100.00
10.61	0	0.00	100.00

Figura 5-18 Curva de duración de caudal Guayllabamba en Cubi



Basado en la gráfica 5-18 podemos definir que:

$$Q_{50} = 33.73 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

$$Q_{60} = 31.00 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

$$Q_{90} = 22.83 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

Estimación por caudal ponderado, requiere utilizar la distribución diaria del caudal del río en las pasadas cuatro décadas de análisis, siendo así que se utilizarán los cuartiles Q60 y Q90 que representan al caudal del 60% y 90% de los días del año, tal como se muestra en la figura 5.18.

$$Q_{dp} = (0.7)Q_{60} + (0.3)Q_{90}$$

$$Q_{dp} = (0.7)(31.00) + (0.3)(22.83)$$

$$Q_{dp} = 28.55 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

Figura 5-19 Gráfica de caudal promedio diario del Río Guayllabamba en Pachijal (1986-2016)

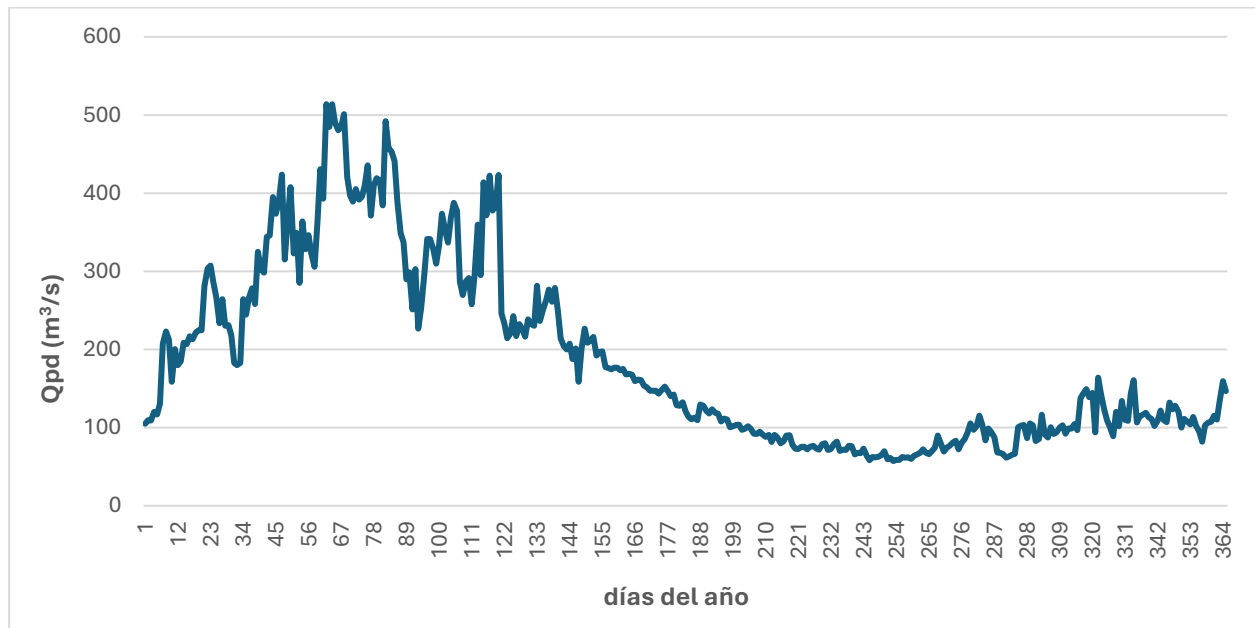


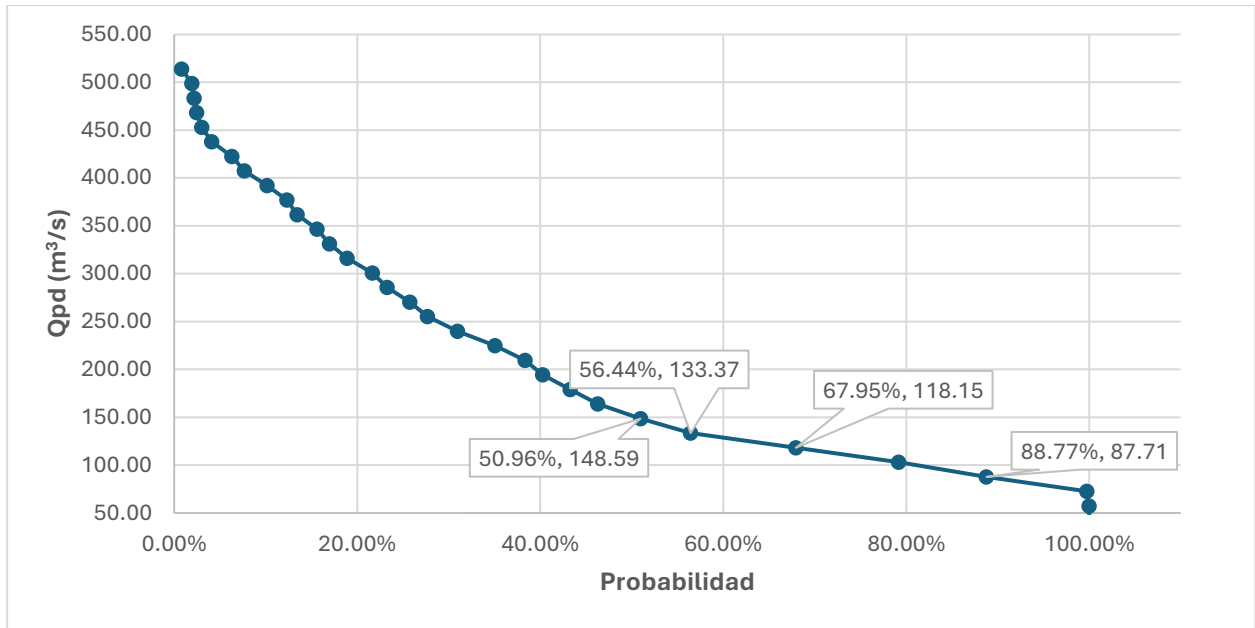
Tabla 5-12 Características del caudal diario del Río Guayllabamba en Pachijal

Número de datos	365
Caudal máximo (m³/s)	513.86
Caudal mínimo (m³/s)	57.27
Rango de caudales (m³/s)	456.59
Número de intervalos	30
Incremento	15.22

Tabla 5-13 Datos para la curva de caudal diario del Río Guayllabamba en Pachijal

Caudal (m³/s)	Tendencia	Probabilidad %	Probabilidad acumulada %
513.86	3	0.82	0.82
498.64	4	1.10	1.92
483.42	1	0.27	2.19
468.20	1	0.27	2.47
452.98	2	0.55	3.01
437.76	4	1.10	4.11
422.54	8	2.19	6.30
407.32	5	1.37	7.67
392.10	9	2.47	10.14
376.88	8	2.19	12.33
361.66	4	1.10	13.42
346.44	8	2.19	15.62
331.22	5	1.37	16.99
316.00	7	1.92	18.90
300.78	10	2.74	21.64
285.56	6	1.64	23.29
270.34	9	2.47	25.75
255.12	7	1.92	27.67
239.91	12	3.29	30.96
224.69	15	4.11	35.07
209.47	12	3.29	38.36
194.25	7	1.92	40.27
179.03	11	3.01	43.29
163.81	11	3.01	46.30
148.59	17	4.66	50.96
133.37	20	5.48	56.44
118.15	42	11.51	67.95
102.93	41	11.23	79.18
87.71	35	9.59	88.77
72.49	40	10.96	99.73
57.27	1	0.27	100.00

Figura 5-20 Caudal de duración Guayllabamba en Pachijal



Basado en la gráfica 5-20 podemos definir que:

$$Q_{50} = 148.59 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

$$Q_{60} = 133.37 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

$$Q_{90} = 87.71 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

Estimación por caudal ponderado, requiere utilizar la distribución diaria del caudal del río en las pasadas cuatro décadas de análisis, siendo así que se utilizarán los cuartiles Q60 y Q90 que representan al caudal del 60% y 90% de los días del año.

$$Q_{dp} = (0.7)Q_{60} + (0.3)Q_{90}$$

$$Q_{dp} = (0.7)(133.37) + (0.3)(87.71)$$

$$Q_{dp} = 119.67 \text{ (m}^3/\text{s)}$$

5.2 Apéndice B. Estudio de flujo de potencia incorporado al SNI

Figura 5-21 *Porción del SNI a la que se conecta la C.H. Los Tayos*

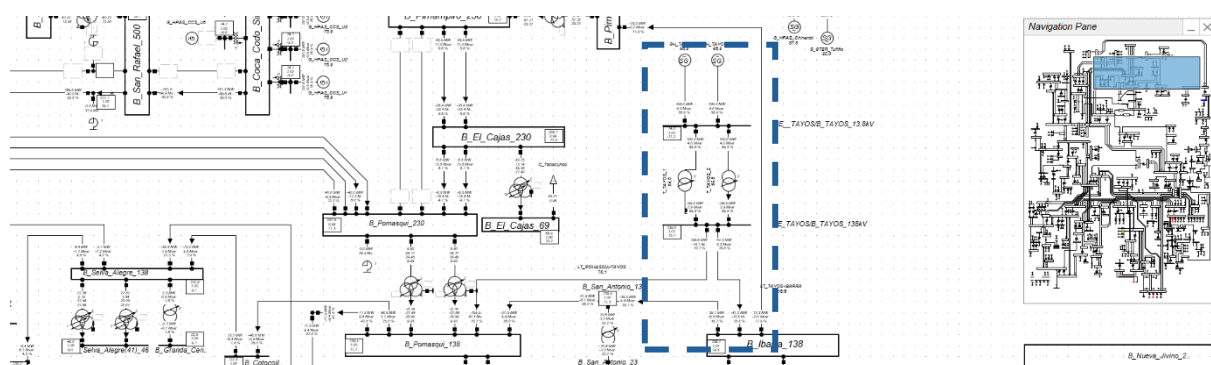


Figura 5-22 *Flujo de Potencia de C.H. Los Tayos en el SNI*

Grid: Zona_SNI	System Stage: Zona_SNI				Study Case: C_S_MIN				Annex:	/ 130			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
SE_TAYOS													
B_TAYOS_13,00	1,01	139,76	15,06										
Cub_1 /Lne	LT_POMASQUI-TAYOS			158,56	-14,07	1,00	0,66	70,10	Pv:	2630,05 kW	cLod:	4,52 Mvar	L: 34,20 km
Cub_1 /Lne	LT_TAYOS-IBARRA			41,28	8,33	0,98	0,17	18,80	Pv:	105,46 kW	cLod:	2,56 Mvar	L: 19,30 km
Cub_1 /Tr2	T_TAYOS_1			-99,92	2,87	-1,00	0,41	65,84	Tap:	0,00	Min:	-11	Max: 11
Cub_1 /Tr2	T_TAYOS_2			-99,92	2,87	-1,00	0,41	65,84	Tap:	0,00	Min:	-11	Max: 11
SE_TAYOS													
B_TAYOS_13,80	1,01	13,99	-11,22										
Cub_1 /Sym	GH_TAYOS_1			100,00	4,00	1,00	4,13	58,87	Typ:	PQ			
Cub_1 /Sym	GH_TAYOS_2			100,00	4,00	1,00	4,13	58,87	Typ:	PQ			
Cub_1 /Tr2	T_TAYOS_1			100,00	4,00	1,00	4,13	65,84	Tap:	0,00	Min:	-11	Max: 11
Cub_1 /Tr2	T_TAYOS_2			100,00	4,00	1,00	4,13	65,84	Tap:	0,00	Min:	-11	Max: 11
	Total			-----	-----								
	Generation:			200,00	8,00								
B_ACHI_138													
B_ACHI_138,00	1,04	142,96	24,38										
Cub_1 /Lne	L_FUSU_ACHI_1_1			1,07	-0,00	1,00	0,00	0,92	Pv:	0,02 kW	cLod:	0,18 Mvar	L: 2,50 km
Cub_2 /Tr2	T_Achiyacú_U			-1,07	0,00	-1,00	0,00	5,16	Tap:	2,00	Min:	1	Max: 5

Figura 5-23 Estudio de cortocircuito C.H. Los Tayos en Barra 138 kV

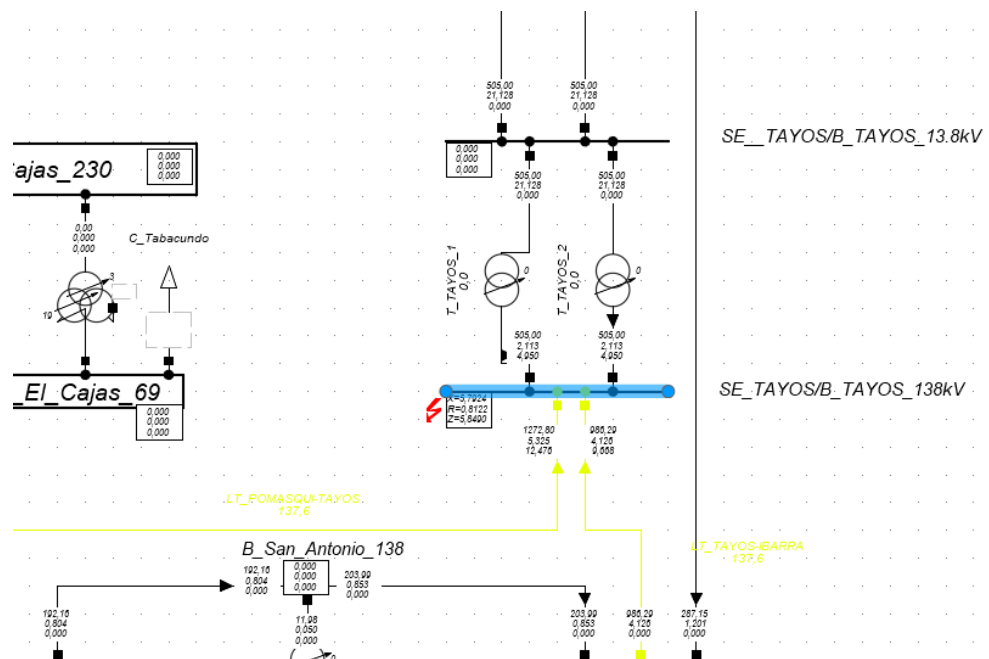


Figura 5-24 Resultado de estudio de cortocircuito escenario tres fases a tierra

				DigSILENT		Project:				
				PowerFactory		-				
				2021 SP2		Date: 12/1/2025				
Fault Locations with Feeders				3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents						
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909										
Asynchronous Motors		Grid Identification		Short-Circuit Duration						
Always Considered		Automatic		Break Time 0,10 s						
				Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s						
Decaying Aperiodic Component (idc)		Conductor Temperature		Voltage factor c						
Using Method B		User Defined No		Standard defined table						
Grid: Zona_SNI		System Stage: Zona_SNI		Annex: / 1						
	rtd.V.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	Ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[kV]	[kV]	[deg] Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA] [deg]	[kA/kA]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
	138,00	0,00	0,00 1,10	3638,87 MVA	15,22 kA -83,35	36,49 kA	14,82	3541,95	15,22	15,40
				1429,69 MVA	5,98 kA 100,42	14,34 kA				
				1107,93 MVA	4,64 kA 97,94	11,11 kA				
				555,50 MVA	2,32 kA 90,51	5,57 kA				
				555,50 MVA	2,32 kA 90,51	5,57 kA				

Figura 5-25 Estudio cortocircuito escenario una fase a tierra

Grid: Zona_SNI		System Stage: Zona_SNI								Annex:		/ 1	
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]		
A	138,00	0,00	0,00	1,10	776,88 MVA	9,75 kA	-80,31	23,37 kA	9,75	776,88	0,00		
B		105,41	-136,83		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,20		
C		109,49	134,57		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,25		
				A	328,14 MVA	4,12 kA	102,60	9,87 kA					
				B	27,67 MVA	0,35 kA	86,71	0,83 kA					
				C	27,55 MVA	0,35 kA	96,59	0,83 kA					
				A	291,23 MVA	3,66 kA	99,82	8,76 kA					
				B	51,69 MVA	0,65 kA	96,25	1,56 kA					
				C	52,27 MVA	0,66 kA	92,44	1,57 kA					
				A	79,44 MVA	1,00 kA	93,40	2,39 kA					
				B	39,56 MVA	0,50 kA	-87,07	1,19 kA					
				C	39,89 MVA	0,50 kA	-86,13	1,20 kA					
Grid: Zona_SNI		System Stage: Zona_SNI								Annex:		/ 2	
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]		
				A	79,44 MVA	1,00 kA	93,40	2,39 kA					
				B	39,56 MVA	0,50 kA	-87,07	1,19 kA					
				C	39,89 MVA	0,50 kA	-86,13	1,20 kA					

Figura 5-26 Ajuste de estudio de contingencias N-1

Contingency Definition - Study Cases\LPB SIN COL CON DIST\2025\C_S_MIN\Contingency Definition.ComNmink

Basic Options

Outputs

Creation of Contingencies

☒ Generate Fault Cases for Library

☐ Generate Contingency Cases for Analysis

Outage Level

☒ n-1 cases

☐ n-2 cases

☐ n-k cases of mutually coupled lines/cables

Network Components

Create Cases for: Whole system

☒ Lines/cables ☒ Series Capacitors

☒ Transformers ☒ Series Reactors

☐ Generators

Execute

Close

Cancel

Contents

Add

Figura 5-27 Estudio de contingencia N-1 salida de L/T Pomasqui-Tayos

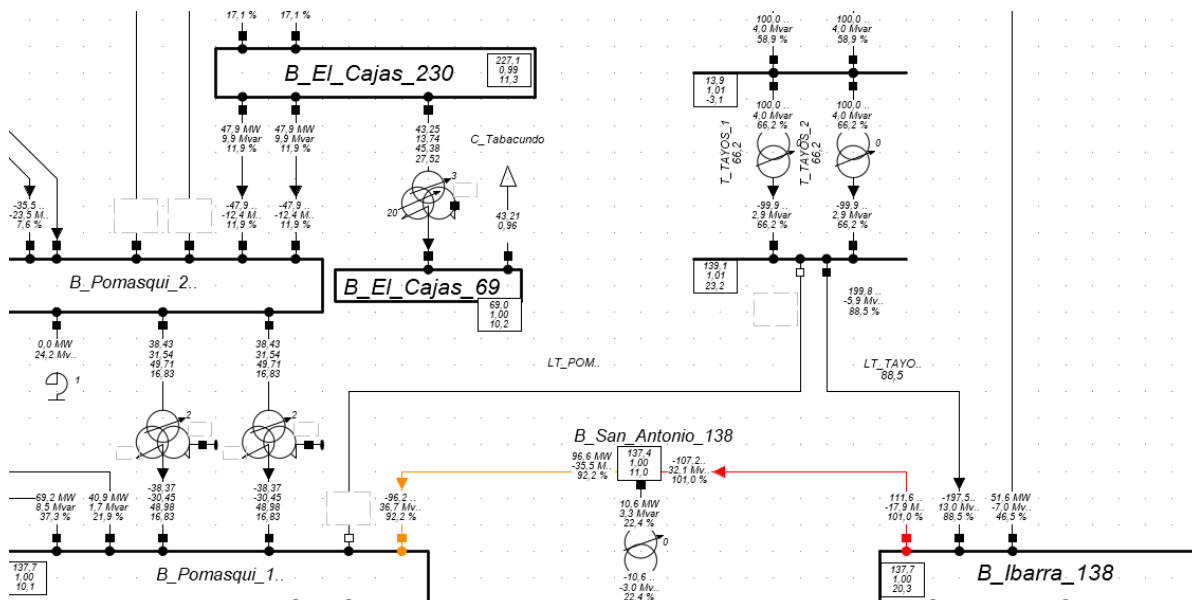
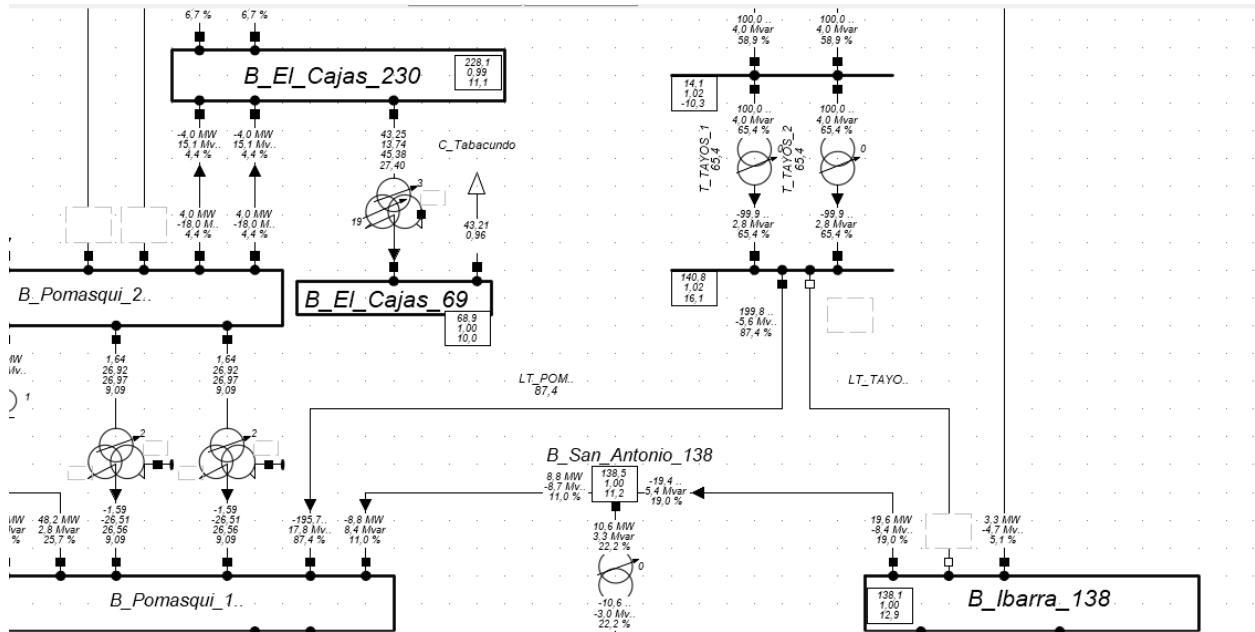


Figura 5-28 Estudio de contingencia N-1 salida de L/T Tayos-San Antonio



5.3 Apéndice C. Análisis de VAN en 50 años de vida útil

Año	Costo	Ingreso	Cash flow	Coefficientes de VAN	VAN
0	\$ 565,250,000.00	\$ -	\$565,250,000.00	\$565,250,000.00	\$565,250,000.00
1	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 44,093,447.76	\$521,156,552.24
2	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 41,993,759.77	\$479,162,792.46
3	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 39,994,056.93	\$439,168,735.53
4	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 38,089,578.03	\$401,079,157.51
5	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 36,275,788.60	\$364,803,368.91
6	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 34,548,370.09	\$330,254,998.82
7	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 32,903,209.61	\$297,351,789.21
8	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 31,336,390.11	\$266,015,399.10
9	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 29,844,181.05	\$236,171,218.04
10	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 28,423,029.58	\$207,748,188.47
11	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 27,069,551.98	\$180,678,636.49
12	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 25,780,525.69	\$154,898,110.80
13	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 24,552,881.61	\$130,345,229.19
14	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 23,383,696.77	\$106,961,532.42
15	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 22,270,187.40	-\$ 84,691,345.02
16	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 21,209,702.29	-\$ 63,481,642.73
17	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 20,199,716.46	-\$ 43,281,926.26
18	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 19,237,825.20	-\$ 24,044,101.06
19	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 18,321,738.29	-\$ 5,722,362.77
20	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 17,449,274.56	\$ 11,726,911.79
21	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 16,618,356.73	\$ 28,345,268.52
22	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 15,827,006.41	\$ 44,172,274.93
23	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 15,073,339.43	\$ 59,245,614.36
24	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 14,355,561.37	\$ 73,601,175.72
25	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 13,671,963.21	\$ 87,273,138.93
26	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 13,020,917.34	\$ 100,294,056.27
27	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 12,400,873.66	\$ 112,694,929.92
28	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 11,810,355.86	\$ 124,505,285.79
29	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 11,247,957.96	\$ 135,753,243.75

30	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 10,712,340.92	\$ 146,465,584.67
31	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 10,202,229.45	\$ 156,667,814.11
32	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 9,716,409.00	\$ 166,384,223.11
33	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 9,253,722.85	\$ 175,637,945.96
34	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 8,813,069.38	\$ 184,451,015.35
35	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 8,393,399.41	\$ 192,844,414.76
36	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 7,993,713.73	\$ 200,838,128.49
37	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 7,613,060.69	\$ 208,451,189.18
38	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 7,250,533.99	\$ 215,701,723.17
39	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 6,905,270.47	\$ 222,606,993.64
40	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 6,576,448.07	\$ 229,183,441.71
41	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 6,263,283.87	\$ 235,446,725.58
42	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 5,965,032.26	\$ 241,411,757.84
43	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 5,680,983.10	\$ 247,092,740.95
44	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 5,410,460.10	\$ 252,503,201.05
45	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 5,152,819.14	\$ 257,656,020.19
46	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 4,907,446.80	\$ 262,563,466.99
47	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 4,673,758.86	\$ 267,237,225.85
48	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 4,451,198.91	\$ 271,688,424.76
49	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 4,239,237.06	\$ 275,927,661.82
50	\$ 7,127,229.69	\$ 74,609,065.22	\$ 46,298,120.15	\$ 4,037,368.63	\$ 279,965,030.45

VAN 50: \$ 279,965,030.45
 TIR 50: 8.02%

5.4 Apéndice D. Dimensionamiento de C.H. Los Tayos a 200 MW (4 turbinas Francis de 50MW)

[illegible]

[illegible]

189	88.40	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	63.40	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	38.40	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	13.40	13.40	32,684.99	54%	90.00%	26,836.22	644,069.36
190	81.50	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	56.50	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	31.50	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	6.50	6.50	15,859.81	26%	0.00%	0.00	0.00
191	80.89	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	55.89	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	30.89	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	5.89	5.89	14,378.29	24%	0.00%	0.00	0.00
192	77.72	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	52.72	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	27.72	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	2.72	2.72	6,625.29	11%	0.00%	0.00	0.00
193	81.98	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	56.98	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	31.98	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	6.98	6.98	17,017.46	28%	0.00%	0.00	0.00
194	76.64	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	51.64	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	26.64	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	1.64	1.64	3,988.10	7%	0.00%	0.00	0.00
195	76.58	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	51.58	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	26.58	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	1.58	1.58	3,843.31	6%	0.00%	0.00	0.00
196	72.19	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	47.19	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	22.19	22.19	54,116.22	89%	90.00%	44,432.47	1,066,379.39	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
197	61.05	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	36.05	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	11.05	11.05	26,943.85	44%	90.00%	22,122.42	530,938.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
198	61.54	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	36.54	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	11.54	11.54	28,155.74	46%	90.00%	23,117.46	554,818.96	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
199	60.90	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	35.90	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	10.90	10.90	26,576.88	44%	90.00%	21,821.12	523,706.82	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
200	58.16	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	33.16	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	8.16	8.16	19,902.36	33%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
201	58.70	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	33.70	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	8.70	8.70	21,209.25	35%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
202	58.01	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	33.01	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	8.01	8.01	19,547.22	32%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
203	61.63	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	36.63	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	11.63	11.63	28,359.01	47%	90.00%	23,284.35	558,824.33	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
204	64.29	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	39.29	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	14.29	14.29	34,854.83	57%	90.00%	28,617.79	686,826.92	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
205	53.23	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	28.23	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	3.23	3.23	7,882.14	13%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
206	59.12	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	34.12	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	9.12	9.12	22,234.98	36%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
207	56.89	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	31.89	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	6.89	6.89	16,802.80	28%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
208	53.15	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	28.15	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	3.15	3.15	7,694.38	13%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
209	54.59	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	29.59	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	4.59	4.59	11,194.24	18%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
210	55.79	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	30.79	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	5.79	5.79	14,130.30	23%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
211	53.25	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	28.25	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	3.25	3.25	7,919.59	13%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
212	50.18	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	25.18	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.18	0.18	431.46	1%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
213	49.73	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	24.73	24.73	60,329.46	99%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
214	48.83	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	23.83	23.83	58,124.91	95%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
215	48.96	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	23.96	23.96	58,449.65	96%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
216	47.83	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	22.83	22.83	55,677.35	91%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
217	46.91	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	21.91	21.91	53,451.23	88%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
218	48.35	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	23.35	23.35	56,954.63	93%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
219	50.56	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	25.56	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.56	0.56	1,376.22	2%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
220	48.55	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	23.55	23.55	57,435.40	94%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
221	47.94	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	22.94	22.94	55,952.28	92%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
222	49.92	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	24.92	24.92	60,790.99	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
223	47.86	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	22.86	22.86	55,763.72	91%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
224	43.40	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	18.40	18.40	44,890.68	74%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
225	48.83	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	23.83	23.83	58,137.15	95%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
226	53.63	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	28.63	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	3.63	3.63	8,842.10	15%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
227	45.64	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	20.64	20.64	50,337.32	83%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
228	50.45	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	25.45	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.45	0.45	1,108.17	2%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
229	47.90	25.00	60,978.96																									

	291	46.40	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	21.40	21.40	52,209.10	86%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	292	48.12	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	23.12	23.12	56,397.48	92%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	293	45.50	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	20.50	20.50	50,014.62	82%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	294	41.44	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	16.44	16.44	40,090.55	66%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	295	46.37	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	21.37	21.37	52,122.78	85%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	296	48.14	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	23.14	23.14	56,444.98	93%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	297	49.22	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	24.22	24.22	59,076.70	97%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	298	47.87	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	22.87	22.87	55,775.19	91%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	299	41.32	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	16.32	16.32	39,806.32	65%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	300	53.54	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	28.54	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	3.54	3.54	8,639.92	14%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	301	53.14	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	28.14	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	3.14	3.14	7,666.68	13%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	302	50.63	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	25.63	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.63	0.63	1,547.35	3%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	303	56.74	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	31.74	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	6.74	6.74	16,449.77	27%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	304	49.75	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	24.75	24.75	60,371.17	99%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	305	55.20	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	30.20	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	5.20	5.20	12,672.82	21%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	306	54.14	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	29.14	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	4.14	4.14	10,101.46	17%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	307	56.54	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	31.54	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	6.54	6.54	15,963.29	26%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	308	55.29	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	30.29	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	5.29	5.29	12,897.91	21%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	309	45.87	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	20.87	20.87	50,901.71	83%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	310	59.74	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	34.74	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	9.74	9.74	23,755.50	39%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	311	59.02	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	34.02	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	9.02	9.02	22,008.79	36%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	312	59.89	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	34.89	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	9.89	9.89	24,134.47	40%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	313	57.61	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	32.61	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	7.61	7.61	18,553.93	30%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	314	57.34	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	32.34	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	7.34	7.34	17,905.45	29%	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	315	66.20	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	41.20	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	16.20	16.20	39,511.05	65%	90.00%	32,440.81	778,579.37	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	316	67.74	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	42.74	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	17.74	17.74	43,263.38	71%	90.00%	35,521.68	852,520.26	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	317	60.82	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	35.82	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	10.82	10.82	26,381.53	43%	90.00%	21,660.72	519,857.39	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	318	62.27	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	37.27	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	12.27	12.27	29,921.57	49%	90.00%	24,567.30	589,615.11	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	319	60.86	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	35.86	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	10.86	10.86	26,483.84	43%	90.00%	21,744.73	521,873.42	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	320	62.33	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	37.33	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	12.33	12.33	30,081.78	49%	90.00%	24,698.84	592,772.19	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	321	63.13	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	38.13	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	13.13	13.13	32,028.15	53%	90.00%	26,296.92	631,126.13	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	322	62.10	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	37.10	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	12.10	12.10	29,518.46	48%	90.00%	24,236.33	581,671.83	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	323	60.68	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	35.68	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	10.68	10.68	26,054.73	43%	90.00%	21,392.41	513,417.73	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	324	62.19	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	37.19	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	12.19	12.19	29,743.51	49%	90.00%	24,421.11	586,106.53	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	325	62.42	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	37.42	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	12.42	12.42	30,302.57	50%	90.00%	24,880.12	587,122.91	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	326	60.09	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	35.09	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	10.09	10.09	24,599.45	40%	90.00%	20,197.54	484,740.94	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	327	63.12	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	38.12	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	13.12	13.12	31,992.08	52%	90.00%	26,267.30	630,415.24	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	328	63.46	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	38.46	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	13.46	13.46	32,828.47	54%	90.00%	26,954.03	646,896.78	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	329	71.64	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	46.64	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	21.64	21.64	52,781.85	87%	90.00%	43,336.88	1,040,085.20	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	330	70.35	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	45.35	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	20.35	20.35	49,647.28	81%	90.00%	40,763.23	978,317.42	0.00	0.00	0%	0.00%	0.00	0.00
	331	71.06	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	46.06	25.00	60,978.96	100%	90.00%	50,067.17	1,201,612.12	21.06	21.06	51,365.19	84%	90.00%	42,173.72	1,012						

		7.17	50.06																									
		#####	####																									
		7.17	50.06																									
		#####	####																									
		7.17	50.06																									
		18,411.95	207.8																									