



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN**

**Trabajo: Monografía para optar al Título de
Ingeniero Eléctrico**

Tema

**“APROVECHAMIENTO DEL CAUDAL DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA
CENTROAMÉRICA MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA TERCERA
TURBINA”**

Autores

**Br. Jorge Luis López Pineda
Br. Christian Manuel Martínez Knauth**

Tutor:

Ing. Jhader Exequiel Zuniga Guillén

**Diciembre 2023
Managua, Nicaragua**

DEDICATORIA CHRISTAN MARTINEZ KNAUTH

A Dios, fuente infinita de sabiduría y guía, te dedico esta tesis monográfica como tributo a tu gracia.

A mis padres, cuyo ejemplo han sido el cimiento de mi educación y crecimiento. Gracias por inspirarme y brindarme el impulso necesario para seguir mis metas.

A mi amada esposa, compañera incansable. Tu paciencia, aliento y amor han sido mi refugio en las noches de estudio y en los días desafiantes.

A mis adorables hijas, Andrea y Kristen, quienes con su inocencia y alegría han sido motivación diaria. Cada esfuerzo ha sido guiado por el deseo de construir un mejor futuro.

DEDICATORIA JORGE LUIS LOPEZ PINEDA

A mi Madre Elida Pineda (QPD), cuyo amor y sabiduría fueron el timonel que condujo mi Vida por el camino de la Rectitud y la Honestidad, llevándome de la mano desde mi nacimiento hasta el final de su vida terrenal por los senderos de la vida, moldeando con sus enseñanzas y ejemplos mi formación personal y por supuesto, mi formación académica. Agradezco sus invaluable consejos y su consagración incansable para convertirme en la buena persona que Ella quiso que fuera y Yo creo Ser.

A mis familiares, en especial a mi tía Brígida, por su afecto y constante apoyo moral y económico, haciendo posible este triunfo.

A mi querida Esposa Carolina Cáceres, por estar a mi lado siempre, motivándome y alentándome cada día a seguir adelante sin importar las adversidades.

A mi pequeña Niña Diana Sofia que me dio el último impulso de fuerza, motivación y felicidad para llegar a la meta.

A mis amigos por ser un ejemplo a seguir, y por apoyarme directamente en este trabajo con sus conocimientos y experiencias.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos primeramente a Dios por darnos salud y sabiduría para permitirnos cumplir este sueño y culminar nuestra tesis monográfica.

Nuestra gratitud a nuestros profesores y mentores, cuya guía y dedicación han sido la brújula que orientó nuestra investigación. Sus enseñanzas y perspicacia fueron fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

Especialmente queremos agradecer a los trabajadores de ENEL de la Planta Centroamérica, que participaron directamente en nuestra investigación, ya sea proporcionando información, compartiendo valiosos conocimientos o simplemente brindando su tiempo para discutir ideas. Su contribución ha dejado una huella imborrable en mi trabajo.

Este logro es el resultado del esfuerzo de tantas personas que todo el documento no bastaría para mencionarlas. ¡Gracias por haber hecho posible la materialización de este sueño!

CONTENIDO BREVE

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ANTECEDENTES	2
3	JUSTIFICACIÓN	3
4	OBJETIVOS	4
5	MARCO TEÓRICO	5
6	DISEÑO METODOLÓGICO	26
7	HIPÓTESIS Y VARIABLES	27
8	BALANCE HIDROLÒGICO	29
9	DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS	49
10	CÁLCULOS FINANCIEROS.	95
11	CONCLUSIONES	129
12	APÉNDICES	12-1
13	ANEXOS	13-G
14	TABLAS ANEXAS	14-Q
15	BIBLIOGRAFÍA	1

	CONTENIDO	Pag
1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	ANTECEDENTES	2
3	JUSTIFICACIÓN	3
4	OBJETIVOS	4
4.1	OBJETIVO GENERAL	4
4.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
5	MARCO TEÓRICO	5
5.1	GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.	5
5.1.1	<i>Definición de Central Hidroeléctrica</i>	<i>5</i>
5.1.2	<i>Características de una Central Hidroeléctrica</i>	<i>5</i>
5.2	CLASIFICACIONES DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.	5
5.2.1	<i>En función de su Capacidad Instalada / Producción Eléctrica</i>	<i>6</i>
5.2.2	<i>En función de la Utilización del Agua</i>	<i>6</i>
5.3	PRINCIPALES ELEMENTOS Y PARTES DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	7
5.3.1	<i>Obras Civiles.....</i>	<i>8</i>
5.3.2	<i>Obras Electromecánicas</i>	<i>9</i>
5.3.3	<i>5.3.3 Obras conexas.....</i>	<i>10</i>
5.4	CONVERSIÓN DE ENERGÍA EN CENTRALES ELÉCTRICAS.....	10
5.4.1	<i>Energía Potencial</i>	<i>10</i>
5.4.2	<i>Energía Cinética</i>	<i>11</i>
5.4.3	<i>Energía Cinética de Rotación.....</i>	<i>12</i>
5.4.4	<i>Energía Eléctrica</i>	<i>13</i>
5.5	GENERALIDADES DE LAS TURBINAS HIDRÁULICAS	13
5.5.1	<i>Descripción.....</i>	<i>13</i>
5.5.2	<i>Clasificación de las Turbinas.....</i>	<i>13</i>
5.5.3	<i>Criterios de Selección del Tipo de turbina.....</i>	<i>15</i>
5.5.4	<i>Cálculo y dimensionamiento de la Turbina</i>	<i>16</i>
5.6	GENERALIDADES DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS	17
5.6.1	<i>Descripción.....</i>	<i>17</i>
5.6.2	<i>Generador Asíncrono o de Inducción</i>	<i>17</i>
5.6.3	<i>Generadores Síncronos.</i>	<i>18</i>
5.6.4	<i>Partes principales de un generador síncrono</i>	<i>19</i>
5.6.5	<i>Criterios para la Selección del Generador:</i>	<i>19</i>
5.6.6	<i>Circuito equivalente del generador síncrono.....</i>	<i>20</i>
5.7	GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS	24
5.7.1	<i>Descripción.....</i>	<i>24</i>
5.7.2	<i>Clasificación de los Transformadores.</i>	<i>24</i>
5.7.3	<i>Criterios de Selección del Transformador</i>	<i>24</i>
5.7.4	<i>Cálculo y dimensionamiento del transformador</i>	<i>25</i>

5.7.5	<i>Sobre el dimensionamiento del Transformador.....</i>	<i>25</i>
6	DISEÑO METODOLÓGICO.....	26
6.1	BALANCE HIDROLÓGICO.....	26
6.2	DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE MÁQUINAS Y EQUIPOS.	26
6.3	CÁLCULOS FINANCIEROS	26
6.4	SOFTWARE.....	26
7	HIPÓTESIS Y VARIABLES	27
7.1	HIPÓTESIS.....	27
7.2	VARIABLES.....	27
7.2.1	<i>Cuantitativas</i>	<i>27</i>
8	BALANCE HIDROLÓGICO	29
8.1	HIDROLOGÍA DE LA CUENTA APANAS Y ASTURIAS	29
8.2	CLIMA E HIDROLOGÍA DE LA SUBCUENCA APANÁS Y ASTURIAS.	29
8.3	ESTIMACIÓN DE LOS APORTES POR EL MÉTODO DE CUANTILES.....	31
8.3.1	<i>Cuantiles (Definición).....</i>	<i>31</i>
8.3.2	<i>Determinación de los años a considerar para el estudio (población)</i>	<i>33</i>
8.3.3	<i>Cálculo de los percentiles para los aportes propios</i>	<i>33</i>
8.3.4	<i>Cálculo de los percentiles para el aporte por bombeo</i>	<i>35</i>
8.3.5	<i>Estimación de los Aportes propios para un año promedio.</i>	<i>37</i>
8.4	DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL Y USO DEL BY PASS.	38
8.4.1	<i>Efecto de la nueva Unidad en el transporte de agua por el By Pass y el Túnel.....</i>	<i>38</i>
8.4.2	<i>La Ecuación del Balance Hídrico para el lago de Apanás.</i>	<i>39</i>
8.4.3	<i>Estimación del consumo hídrico la Generación de la PCA</i>	<i>43</i>
8.4.4	<i>Cálculo de la producción, consumo hídrico de la Nueva Unidad y uso del embalse de Apanás.</i>	<i>46</i>
9	DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS.....	49
9.1	DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE LA TURBINA.....	49
9.1.1	<i>Memoria de cálculo de la turbina.....</i>	<i>51</i>
9.1.2	<i>Dimensionamiento elementos que componen la turbina</i>	<i>60</i>
9.1.3	<i>Ecuación General de las Turbinas Hidráulicas.....</i>	<i>75</i>
9.1.4	<i>Rendimiento de la Turbina Hidráulica.....</i>	<i>78</i>
9.1.5	<i>Potencia en el eje de la turbina hidraulica.....</i>	<i>79</i>
9.2	DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO.....	79
9.2.1	<i>Datos nominales del Generador</i>	<i>79</i>
9.2.2	<i>Cálculo del devanado</i>	<i>81</i>
9.2.3	<i>Intensidad del flujo magnético por polo</i>	<i>88</i>
9.2.4	<i>Circuito equivalente y diagrama fasorial del generador síncrono con carga</i>	<i>89</i>
9.2.5	<i>Cálculo de características físicas del generador</i>	<i>93</i>
10	CÁLCULOS FINANCIEROS.....	95

10.1	INFORMES Y ANÁLISIS FINANCIEROS A PRESENTAR	95
10.2	CÁLCULO DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN LOS ESTADOS FINANCIEROS.	96
10.2.1	<i>Ingresos Corrientes por ventas de energía</i>	96
10.2.2	<i>Costos y Gastos</i>	98
10.2.3	<i>Programa de Inversión</i>	103
10.2.4	<i>Depreciación</i>	107
10.2.5	<i>Servicio de la Deuda</i>	108
10.3	INFORMES FINANCIEROS	112
10.3.1	<i>Estado de Resultados</i>	112
10.3.2	<i>Tasas TMAR para los flujos económico y financiero</i>	115
10.3.3	<i>Flujo Económico</i>	116
10.3.4	<i>Flujo Financiero</i>	119
10.4	VALORES ACTUALIZADOS DEL PROYECTO	122
10.4.1	<i>Valor Actual Neto (VAN)</i>	122
10.4.2	<i>Relación Beneficio Costo (RBC)</i>	123
10.4.3	<i>Tasa Interna de Retorno (TIR)</i>	124
10.4.4	<i>Periodo de Recuperación del Capital o de la Inversión (PRI)</i>	126
10.4.5	<i>Análisis Final Económico/Financiero:</i>	128
11	CONCLUSIONES	129
12	APÉNDICES	12-1
12.1	SIGLAS Y ACRÓNIMOS	12-1
12.2	SÍMBOLOS Y UNIDADES	12-2
12.2.1	<i>Símbolos de Hidrología</i>	12-2
12.2.2	<i>Símbolos Eléctricos</i>	12-3
12.2.3	<i>Símbolos Financieros</i>	12-3
12.3	GLOSARIO GENERAL	12-4
12.4	GLOSARIO DE HIDROLOGÍA	12-5
12.5	GLOSARIO ELECTRICIDAD	12-6
12.6	GLOSARIO FINANCIERO	12-6
12.7	DATOS PLANTA CENTROAMÉRICA	12-8
12.8	FICHA TÉCNICA DE TURBINA FRANCIS	12-A
13	ANEXOS	13-G
14	TABLAS ANEXAS	14-Q
15	BIBLIOGRAFÍA	1

INDICE DE ECUACIONES

Pag

Ecuación 5-1 Ecuación Vectorial de Energía Potencial	10
Ecuación 5-2 Energía potencial	11
Ecuación 5-3 Energía disponible según el volumen de agua	11
Ecuación 5-4 Volumen Útil en Función de la Altura del Nivel del Embalse	11
Ecuación 5-5 Ecuación Vectorial del Trabajo de la Segunda Ley de Newton:	12
Ecuación 5-6 Ecuación de la Energía Cinética de un Fluido	12
Ecuación 5-7 Ecuación de la Energía Cinética de rotación	12
Ecuación 5-8 Ecuación de la Potencia Eléctrica de un generador.	13
Ecuación 5-9 Potencia por turbina.....	16
Ecuación 5-10 Gasto de Diseño de la Turbina.	17
Ecuación 5-11 Potencia bruta del Generador.....	20
Ecuación 5-12 Potencia Neta del Generador	20
Ecuación 5-13 Voltaje de fase inducido en un estator	20
Ecuación 5-14 Voltaje inducido	21
Ecuación 5-15 Voltaje inducido en función de jX e I_A	21
Ecuación 5-16 Voltaje inducido	21
Ecuación 5-17 Voltaje inducido maquina síncrona de polos salientes	22
Ecuación 5-18 Voltaje en el inducido por R_a y X_d	22
Ecuación 5-19 Corriente de eje directo	22
Ecuación 5-20 Corriente de eje de cuadratura	22
Ecuación 8-1 Cuantiles.....	32
Ecuación 8-2 Percentiles	32
Ecuación 8-3 Interpolación	32
Ecuación 8-4 Conservación de continuidad.....	39
Ecuación 8-5 Ecuación de continuidad para una cuenca hidrográfica	39
Ecuación 8-6 Ecuación de continuidad para Apanás	39
Ecuación 8-7 Diferencia de Niveles.....	40
Ecuación 8-8 Ecuación de almacenamiento en función del nivel	40
Ecuación 8-9 Ecuación de almacenamiento en función del volumen	40
Ecuación 8-10 Variación de Volumen.....	42
Ecuación 8-11 Variación de Volumen en función de N	42

Ecuación 8-12 Generación en función del Agua turbinada.....	42
Ecuación 8-13 Factor de Planta de una Central Eléctrica	43
Ecuación 9-1 Velocidad Específica	49
Ecuación 9-2 Velocidad Específica por el año de fabricación	49
Ecuación 9-3 Velocidad del Rotor	50
Ecuación 9-4 Potencia del eje de la turbina.....	50
Ecuación 9-5 Pérdida de Carga en tubería.....	51
Ecuación 9-6 Pérdida de carga en función del Caudal.....	51
Ecuación 9-8 Fórmula de Colebrook-White	52
Ecuación 9-9 Espesor.....	53
Ecuación 9-10 Velocidad de onda de sobrepresión	53
Ecuación 9-11 Tiempo de cierre de válvula.....	54
Ecuación 9-12 Ecuación General Pérdidas de Cargas por Rozamiento	54
Ecuación 9-13 Coeficiente k para rejilla	55
Ecuación 9-14 Pérdidas de carga por conducción	56
Ecuación 9-15 Velocidad en la tubería	56
Ecuación 9-16 Cálculo de coeficiente k para codos	57
Ecuación 9-17 Cálculo de K_f	57
Ecuación 9-19 Coeficiente de velocidad periférica	61
Ecuación 9-20 Diámetro D_3	61
Ecuación 9-21 Cálculo Diámetro D_1	61
Ecuación 9-22 Cálculo Diámetro D_2	61
Ecuación 9-23 Cálculo H_1	62
Ecuación 9-24 Cálculo de H_2	62
Ecuación 9-25 Parámetro N para tubo de aspiración	66
Ecuación 9-26 Numero de polos	81
Ecuación 9-27 Numero de bobinas totales.....	82
Ecuación 9-28 Número de bobinas por fase.....	82
Ecuación 9-29 Número de bobinas por polo.....	82
Ecuación 9-30 Número de bobinas por polo y por fase	83
Ecuación 9-31 Número de ranuras por polo	83
Ecuación 9-32 Número de ranuras por fase	83

Ecuación 9-33 Número de ranuras por polo y por fase	83
Ecuación 9-34 Número de grupos totales.....	84
Ecuación 9-35 Número de grupos por fase	84
Ecuación 9-36 Número de bobinas por grupo	84
Ecuación 9-37 Paso de bobina.....	84
Ecuación 9-38 Paso de principios	85
Ecuación 9-39 Grados eléctricos por ranura	85
Ecuación 9-40 Factor de paso	85
Ecuación 9-41 Factor de Distribución	86
Ecuación 9-42 Factor de Devanado	86
Ecuación 9-43 Fem inducida por polo	88
Ecuación 9-44 Numero efectivo de espira por fase	88
Ecuación 9-45 Resistencia en un conductor eléctrico	89
Ecuación 9-46 estimación de la longitud de una bobina.....	90
Ecuación 10-1 Generación Neta o Energía a la Venta	97
Ecuación 10-2 Ventas de Energía	98
Ecuación 10-3 Costos Totales.....	98
Ecuación 10-4 Costos fijos	99
Ecuación 10-5 Costo fijo unitario	99
Ecuación 10-6 Costo variable.....	99
Ecuación 10-7 Costo variable unitario	99
Ecuación 10-8 Costo de las obras según costo unitario de referencia	105
Ecuación 10-9 Depreciación método de la línea recta	107
Ecuación 10-10 Cálculo de cuota fija de un préstamo (Préstamo Francés)	110
Ecuación 10-11 Interés sobre Saldo a Pagar	110
Ecuación 10-12 Principal a Pagar	110
Ecuación 10-13 Margen de Utilidad o perdidas de explotación	114
Ecuación 10-14 Margen de Utilidad o Pérdida Neta.....	114
Ecuación 10-15 Costo Medio de Operación	114
Ecuación 10-16 Costo Medio total.....	114
Ecuación 10-17 Margen de Utilidad sobre Ventas.....	114
Ecuación 10-18 Margen de Utilidad sobre Ingresos Totales	114

Ecuación 10-19 Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento (TMAR).....	115
Ecuación 10-20 Cálculo TMAR Financiera.....	116
Ecuación 10-21 Valor actual de un valor futuro	119
Ecuación 10-22 Cálculo del VAN.....	122
Ecuación 10-23 Relación Beneficio Costo.....	123
Ecuación 10-24 Expresión para el cálculo de la TIR	124
Ecuación 10-25 Interpolación lineal expresada en términos de VAN y TIR.....	125
Ecuación 10-26 Mes de recuperación del capital	127

INDICE DE TABLAS

Pag

Tabla 5-1 Clasificación Centrales Hidroeléctricas según su potencia	6
Tabla 8-1 Años con inviernos atípicos entre 1968 y 2022	33
Tabla 8-2 Histórico aportes propios Apanás en 50 años mes = octubre [$\times 10^6 \text{ m}^3$].	34
Tabla 8-3 Cálculo de los Aportes propios de cada mes del año para 20 percentiles cada 5 % [$\times 10^6 \text{ m}^3$].	35
Tabla 8-4 Aportes propios del mes de septiembre para los 50 años considerados.....	36
Tabla 8-5 Cálculo de los Aportes por bombeo de cada mes del año para 20 percentiles cada 5% [$\times 10^6 \text{ m}^3$]	37
Tabla 8-6 Aportes propios tomando el percentil 0.55	38
Tabla 8-7 Aportes por bombeo tomando el percentil 0.55	38
Tabla 8-8 Niveles medios históricos Embalse de Apanás	43
Tabla 8-9 Resumen cálculos producción y consumo hídrico de PCA percentil 55%.....	46
Tabla 8-10 Resultados cálculo Producción Nueva Planta y Niveles de Apanás con su inclusión.	48
Tabla 9-1 Ecuación de Regresión por año de fabricación.	49
Tabla 9-2 Coeficiente de forma de rejilla	55
Tabla 9-3 Resumen cálculo de pérdidas en los codos	58
Tabla 9-4 Tabla de Coeficiente de pérdida de carga en Válvulas	58
Tabla 9-5 Selección de turbina según velocidad específica	60
Tabla 9-6 Cálculo de diámetro de Cámara Real.....	66
Tabla 9-7 Cálculo del diámetro del tubo de aspiración	70
Tabla 9-8 Relación del número de álabes con el diámetro de entrada al roete D_1	72
Tabla 9-9 Datos nominales del Generador	79
Tabla 9-10 Resultados Distribución del devanado	87
Tabla 9-11 Tabla de razón de Embalamiento (η_{max}/η para distintos tipos de turbina)	93
Tabla 9-12 Resumen cálculos físicos del generador	94
Tabla 10-1 Costos y gastos unitarios (Datos de ENEL plantas hidroeléctricas)	102
Tabla 10-2 Costo de la Inversión instalación de la nueva unidad.....	106
Tabla 10-3 Tabla de amortización del préstamo.....	111
Tabla 10-4 Estado de Resultado del Proyecto en dólares.....	113
Tabla 10-5 Cálculo de la TMAR Financiera	116
Tabla 10-6 Estructura para el flujo Económico	117

Tabla 10-7 Flujo Económico en dólares	118
Tabla 10-8 Estructura del Flujo Financiero	120
Tabla 10-9 Flujo Financiero en dólares	121
Tabla 10-10 Flujo Neto Acumulado (Económico y Financiero)	127
Tabla 10-11 Tabla resumen cálculos financieros	128

INDICE DE GRÀFICOS

	Pag
Gráfico 8-1 Volumen útil de apanás en función de su Nivel.	41
Gráfico 8-2 Nivel de Apanas en un año típico (Máximo, Media y Mínimo)	42
Gráfico 9-1 Rango de variación de velocidad específica en función de la Hd	50
Gráfico 10-1 Tasa Interna de Retorno para el flujo económico y el financiero	126

1 INTRODUCCIÓN

La Matriz Energética de Nicaragua, comprende una gran variedad de fuentes de generación, entre las que podemos destacar principalmente energía térmica convencional, geotérmica, biomasa, eólica, solar e hidroeléctrica. Esta última representa aproximadamente el 15% de la producción anual de energía y el 8% de la capacidad instalada en el país, según estadísticas del Centro Nacional de Despacho de Carga para 2022.

La generación de energía eléctrica mediante el uso de fuentes renovables es de gran importancia para el país, sus principales ventajas entre muchas es la de evitar la emisión de gases de efecto invernadero y ofrecer una energía de menor costo y accesible para todos los nicaragüenses, por lo que debemos de priorizar el aprovechamiento de estos recursos, cuyo potencial en el País alcanza los 2 GW.

Cualquier nueva planta de Generación Hidroeléctrica es de interés estratégico para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), por su aporte como energía de base y su contribución con energía renovable al balance que forma la matriz de generación. Estas plantas contribuyen a la estabilidad del Sistema y aportan sustancialmente en la reducción del precio medio de la tarifa energética por generar con fuentes de energía, más baratas que los hidrocarburos.

En este trabajo se realizará el diseño de una tercera Unidad Hidroeléctrica “Turbina-Generador” en el By-Pass existente entre el embalse de Apanás y el Embalse de la Planta Hidroeléctrica Larreynaga, para el aprovechamiento de su caudal y la infraestructura existente en estas plantas, unidad de generación que pasaría a formar parte del Sistema Interconectado Nacional de nuestro País. Para ello debemos de abordar no solamente la parte ingenieril del trabajo, que es el centro del tema de este documento, sino también un estudio estadístico y económico considerando el potencial hidroeléctrico que proporciona el By-Pass y así justificar porque es viable la instalación de una unidad de generación cuantificando y sopesando el costo y el beneficio que esto implica.

2 ANTECEDENTES

A inicio de los años 40 del siglo pasado la energía en Nicaragua se generaba de forma privada a partir de pequeñas plantas termoeléctricas e hidroeléctricas, que servían más que todo al sector industrial. Para la década de los 50 ya con la participación pública, ya existían en Nicaragua unas 70 localidades con el servicio de electricidad, pero solo unas cuantas contaban con un servicio permanente y estaban concentradas en su mayoría en la franja del océano pacifico. La capacidad instalada era de unos 46 MW, la mayoría Diesel, de los cuales el 35% eran de servicio público y el 65% eran de servicio privados que abastecían sus propias empresas, y en algunos casos suministraban a caseríos aledaños.

Desde 1951 existía un Plan de Inversión energético en el País, pero fue posterior a la creación de ENALUF en 1954 y de la CNE un año después, que se comienza a materializar dicho Plan de inversión con la compra de las plantas privadas y la construcción de nuevas centrales. Así en 1957, en Managua se instalan 15 MW de vapor, desde donde inicia la ampliación del servicio a la región del Pacífico. Este plan incluía estudios e investigaciones preliminares para aprovechar los recursos hidráulicos, poniendo especial interés en el aprovechamiento hidroeléctrico del rio Tuma, determinando un sistema de utilización integral formado por los ríos Tuma, Matagalpa y Viejo, llamado sistema T.M.V.

En 1956 la CNE firmó un contrato con la sociedad francesa SIMECSOL para llevar a cabo el estudio geológico de este sistema, dando como resultado la creación y puesta en marcha en Nicaragua de las dos primeras Plantas Hidroeléctrica con embalses de regulación, la Centroamérica en Jinotega con 50 MW (1965) y la Santa Barbara, hoy Carlos Fonseca (1971) en ciudad Darío Matagalpa también con 50 MW.

Y por último ya en la nueva era en el 2007 se construye aguas abajo de la PCA la Planta Hidroeléctrica Larreynaga (PHL), tercera planta hidroeléctrica sobre el cauce del rio Viejo con 17 MW de capacidad, formando un sistema de operación en cascada con estas tres plantas. Esta operación en cascada PCA-PHL y PCF exigió la instalación de una circunvalación (By-Pass) en la planta Centroamérica, para garantizar por dicho By-Pass el flujo del recurso hídrico que alimenta la planta Larreynaga y en consecuencia la Carlos Fonseca cuando la planta Centroamérica estuviese fuera de servicio.

3 JUSTIFICACIÓN

El mayor recurso Hídrico de Nicaragua que se está aprovechando actualmente para generación de electricidad es el de la cuenca de Apanas → Asturias → Rio Viejo, esta inicia en el Embalse de Apanás el cual es alimentado por los ríos Asturias, Jinotega, Mancotal, Jigüina, San Gabriel, Cuyalí, Sisle y la subcuenca Clúster. Como una contribución al Embalse de Apanás tenemos al norte del mismo el embalse de Asturias, el cual recibe el aporte principal de los ríos Arenal y Los Pedernales, conectado con Apanás con una estación de bombeo de 3 MW, con la que se bombea el preciado líquido de este último al embalse mayor. Este recurso es aprovechado por tres plantas hidroeléctricas de ENEL, las que operan en Cascada, turbinando el agua por primera vez en la Planta Centroamérica, luego aguas abajo se repite el proceso en Planta Larreynaga y finalmente se turбина por última vez en la Planta Hidroeléctrica Carlos Fonseca, para finalmente desembocar en el lago Xolotlán. En todo este trayecto existe aún sin explotar un potencial energético de al menos 200 MW de capacidad hidroeléctrica.

Lo importante para el caso que nos ocupa es que, durante el invierno, en algunos años por el aporte de sus afluentes, el embalse de Apanás alcanza su nivel máximo, y cualquier incremento de volumen de agua, es drenado (derrame) al embalse “El Arenal” a través de los aliviaderos Morning Glory y el Vertedero Héroes y Mártires de Pancasán. También por el aporte de sus afluentes durante la época de invierno, cuando el embalse El Arenal alcanza su nivel máximo, el agua es drenada (derrame) a la cuenca del Río Tuma.

En lugar de verter el excedente por el Morning Glory y Pancasán, el By Pass de la PCA podría seguir funcionando, aunque la Planta Centroamérica esté trabajando y así aprovechar este volumen de agua en la producción de energía eléctrica, para ello una tercera unidad hidroeléctrica estaría instalada en la tubería de derivación del By-Pass, sin que esta unidad represente una alteración al sistema actual, tanto para la generación de la PCA como la operación del mismo By-Pass. Este excedente de agua que caería en el embalse Larreynaga se vertería por la corona del embalse (diseñada para esta acción) al cause natura del rio viejo, pero una vez que ya fue aprovechada por la nueva central.

Este aprovechamiento se justifica a partir de los factores existentes que facilitan la implementación de pequeñas unidades de generación que pueden ser agregados a la matriz energética de Nicaragua con una inversión inicial considerablemente menor, partiendo de que ya existen obras civiles y electromecánicas que facilitan su implementación y abaratan los costos de instalación.

4 OBJETIVOS

4.1 Objetivo General

1. Diseñar una Turbina-Generador en la Planta Hidroeléctrica Centroamérica, aprovechando el caudal en la generación de energía eléctrica renovable.

4.2 Objetivos Específicos

2. Diagnosticar el potencial hidroeléctrico de Cuenca hidrográfica T.M.V. así como su hidrología y aporte a las centrales hidroeléctricas existentes.
3. Realizar el diseño de la Unidad (Turbina - Generador), aplicando criterios, parámetros y características, hidráulicas y geográficas obtenidos en la etapa de diagnóstico.
4. Realizar un análisis de costo que determinen la viabilidad del proyecto de diseño de la Turbina – Generador en la planta Centroamérica.

5 MARCO TEÓRICO

5.1 Generalidades y Características Principales de las Centrales Hidroeléctricas.

5.1.1 Definición de Central Hidroeléctrica

Una central hidroeléctrica es un conjunto de instalaciones y equipos electromecánicos, cuya finalidad es transformar la energía hidráulica de un curso de agua, (natural o artificial) o un embalse, en energía eléctrica. Se basa en la transformación de la energía potencial y/o cinética contenida en estas masas de agua situadas a mayor altitud respecto a la casa de máquinas de la central. Mediante obras de aducción, canales, túneles y/o tuberías forzadas el agua se transporta a las turbinas hidroeléctricas, accionándolas y convirtiendo la energía cinética del fluido en energía mecánica rotativa, y finalmente es transformada en energía eléctrica por un Generador Eléctrico acoplado directamente a la turbina.

5.1.2 Características de una Central Hidroeléctrica

Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad, son:

La potencia, que está en función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, y del caudal máximo turbinable, además de las características de las turbinas y de los generadores usados en la transformación.

La energía garantizada en un lapso de tiempo determinado, generalmente un año, que está en función del volumen útil del embalse, y de la potencia instalada.



5-1 Central Hidroeléctrica
Fuente: Pixabay

5.2 Clasificaciones de las Centrales Hidroeléctricas.

No existe una clasificación única de las Centrales Hidroeléctricas, ya que estos pueden variar según la región, tecnología, infraestructura, capacidad, ciclo del agua entre otros, pero entre los más reconocidos universalmente tenemos.

5.2.1 En función de su Capacidad Instalada / Producción Eléctrica

En función de su capacidad, se pueden clasificar en minicentrales hidroeléctricas, centrales hidroeléctricas medianas y grandes centrales hidroeléctricas.

Tipos	Potencia (kW)
Picocentrales	0.5 – 5 kW
Microcentrales	5 – 50 kW
Minicentrales	50 – 500 kW
Pequeñas centrales (PCHs)	500- 5000 kW

Tabla 5-1 Clasificación Centrales Hidroeléctricas según su potencia

5.2.2 En función de la Utilización del Agua.

5.2.2.1 Centrales de Agua Fluyente:

También denominadas «centrales de filo de agua» o «de pasada», utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Operan de forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua al no disponer de embalse. Turbinan el agua disponible en el momento limitadas por la capacidad instalada.

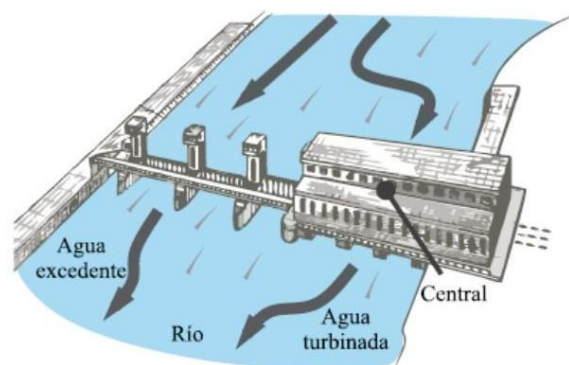


Figura 5:1 Central hidroeléctrica de Agua Fluyente
Turbomáquinas Hdráulicas de CFD Simulation Group

5.2.2.2 Centrales de Agua Embalsada:

Es el tipo más frecuente de central hidroeléctrica. Utilizan un embalse para almacenar agua e ir graduando el caudal que pasa por la turbina. Es posible generar energía durante todo el año si se dispone de reservas suficientes. Requieren una inversión mayor.

5.2.2.3 Centrales de Regulación:

Almacenan el agua que fluye por el río capaz de cubrir horas de consumo.

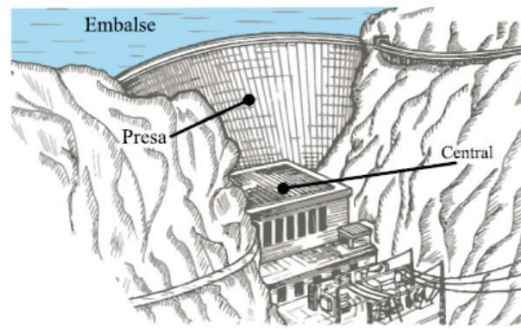


Figura 5:2 Central hidroeléctrica de Agua Embalsada (Regulación)
Turbomáquinas Hdráulicas de CFD Simulation Group

5.2.2.4 Centrales de Bombeo o Acumulación:

Una central hidroeléctrica reversible es una central hidroeléctrica que, además de poder transformar la energía potencial del agua en electricidad, tiene la capacidad de hacerlo a la inversa, es decir, aumentar la energía potencial del agua (por ejemplo subiéndola a un embalse) consumiendo para ello energía eléctrica. De esta manera puede utilizarse como un método de almacenamiento de energía (una especie de batería gigante). Están concebidas para satisfacer la demanda energética en horas pico y almacenar energía en horas valle.

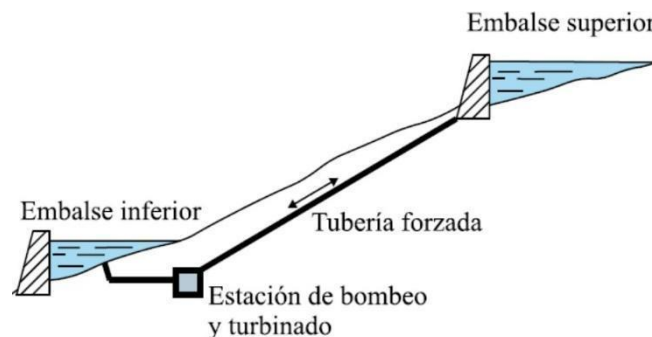


Figura 5:3 Central hidroeléctrica de Bombeo
Turbomáquinas Hdráulicas de CFD Simulation Group

5.3 Principales Elementos y Partes de una Central Hidroeléctrica

Los Elementos de Una Central Hidroeléctrica se pueden clasificar según sus obras, y en dependencia del tamaño de la Central, características del terreno y ubicación geográfica y Tipo de Central, podría contar o no con otros elementos en particular. Estas obras son:

- ✓ Obras Civiles.
- ✓ Obras Electromecánicas
- ✓ Obras Conexas, exteriores y otras.

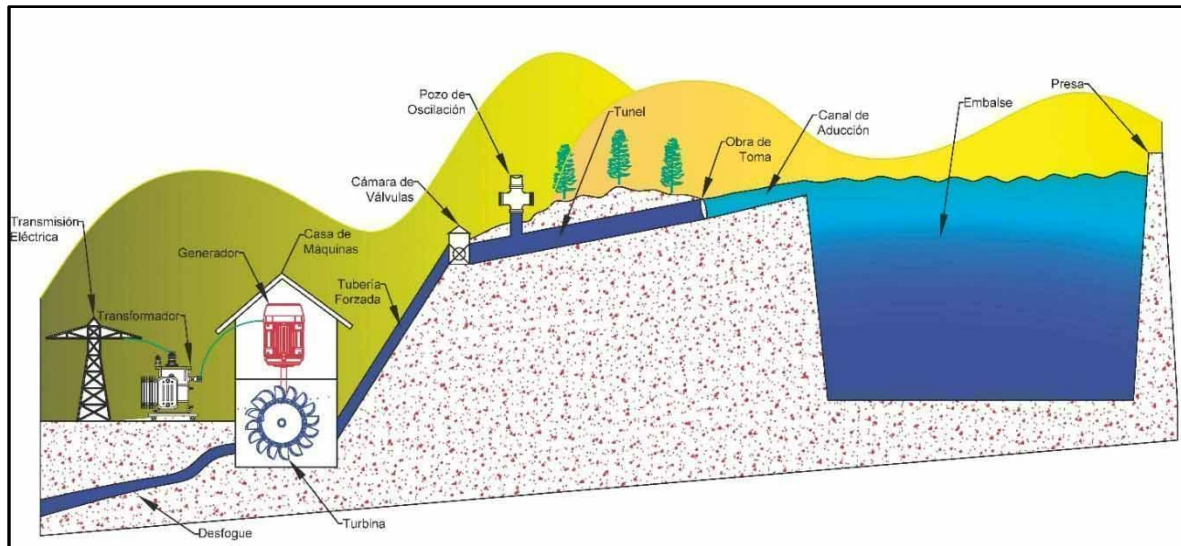


Figura 5:4 Elementos Principales de una Central Hidroeléctrica (Esquema de la PCA)

Fuente: Propio

5.3.1 Obras Civiles.

5.3.1.1 Presa / Embalse:

La Presa es la estructura que actúa como barrera, interrumpiendo la libre circulación del río a través de su cauce normal. La finalidad es obtener una elevación de agua represada y crear un depósito de dimensiones adecuadas para almacenar y regular la utilización del agua, constituyendo en Embalse propiamente dicho. La capacidad está en función de la altura del nivel del agua y la geografía del área inundada.

5.3.1.2 Vertederos – Diques fusibles.

Estas obras tienen como finalidad eliminar volúmenes de agua que superan el nivel normal del embalse, producidos principalmente por las altas precipitaciones pluviales, enviando el excedente de agua que no puede turbinarse, hacia el antiguo cauce del río.

5.3.1.3 Estación de Bombeo.

Sistema de bombas o turbinas reversibles que se utilizan para bombear agua de un afluente o embalse hacia otro embalse de nivel superior, almacenando energía en forma de energía potencial que será luego turbinada para la producción de electricidad.

5.3.1.4 Canal de Aducción

Canal de concreto o Bermas utilizado para conducir el agua desde el seno del lago hasta la entrada de la tubería forzada o túnel de conducción.

5.3.1.5 Obra de Toma

Estructura de concreto que capta el agua del Canal de Aducción y la orienta hacia el Túnel de Conducción.

5.3.1.6 Túnel de Conducción

Conduce el flujo de agua desde la obra de toma hasta la cámara de válvulas.

5.3.1.7 Cámara de Válvulas

Es un recinto en donde se encuentran válvulas electromecánicas, cuya finalidad es el de regular y/o interrumpir el flujo de agua hacia el pozo de oscilación que conectan a la tubería de presión.

5.3.1.8 Pozos de Oscilación.

Son dispositivos que se utilizan para reducir o eliminar los transientes no deseables, tales como aumentos o disminuciones excesivas de presión, separación de la columna de agua, amortiguar las sobrepresiones por cierres y aperturas bruscas de Válvulas, golpes de ariete, entre otros efectos indeseables en los sistemas hidráulicos.

5.3.1.9 Tubería de Presión:

También denominada tuberías forzadas, tienen como objeto conducir el agua desde el Embalse o túnel de aducción que trae el agua desde el seno del embalse, hasta la casa de máquinas, más precisamente hasta las turbinas, es donde el flujo de agua alcanza la mayor cantidad de energía cinética.

5.3.1.10 Tubería By Pass.

Tubería paralela a otra tubería principal, encargada de conducir el agua desde el embalse hacia el desfogue de la planta, baipaseando la propia planta. Estas se requieren para situaciones en donde el caudal de agua no debe interrumpirse cuando la planta no esté turbinando, ya sea para el aprovechamiento en otras plantas río abajo o requerimientos de riego entre otros.

5.3.1.11 Casa de Máquinas

Son las instalaciones civiles en donde se encuentran los equipos electromecánicos (Turbina-Generador) encargados de la transformación de la energía hidráulica en energía eléctrica, además de albergar los equipos de protección y Sala de control.

5.3.1.12 Canal de Desfogue

Es un túnel de concreto con sección herradura, el cual termina en un estanque de amortiguación en donde se transporta el agua que sale de la turbina, hacia el exterior, retornándola al cauce natural del río.

5.3.2 Obras Electromecánicas

En las obras electromecánicas de una central hidroeléctrica podemos destacar principalmente La turbina Hidráulica y el Generador Eléctrico, que son el tema principal de este estudio. Comprende también la subestación eléctrica con su transformador de unidad y todo el sistema de medición protección y control que interconectan todo los

Equipos y Sistemas y garantizan el funcionamiento óptimo y seguro. Los principales elementos se describen más en detalle en los Capítulos 9.1 y 9.19.2 por ser de interés especial en este trabajo.

5.3.3 Obras conexas

Es toda la Infraestructura Civil (Horizontal y Vertical) que permite el acceso, circulación, habitabilidad, administración y protección física de la planta. Comprende principalmente oficinas administrativas, comedores, villa de operadores, almacenes, carreteras, caminos, andenes, áreas verdes, áreas recreativas, puestos de vigilancia y muros perimetrales, por mencionar algunos.

5.4 Conversión de energía en Centrales Eléctricas

Durante el proceso de producción de energía en una central hidroeléctrica, esta pasa por una serie de transformaciones, desde la energía potencial almacenada en el embalse, hasta la energía eléctrica final. Eso se puede resumir en el siguiente diagrama:

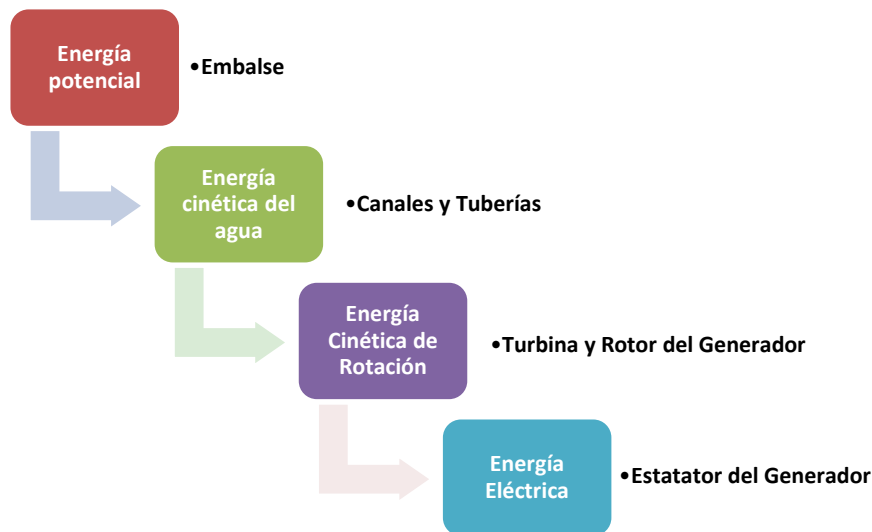


Figura 5:5 Conversión de energía en una Central Eléctrica

5.4.1 Energía Potencial

La energía potencial de un cuerpo es la capacidad de un sistema para realizar un trabajo en función de su posición.

$$E_P = \int_A^B \vec{F} \cdot d\vec{l} = E_B - E_A$$

Ecuación 5-1 Ecuación Vectorial de Energía Potencial

Donde:

EP. Energía Potencial

F. Vector Fuerza

EBy EA Posición Inicial y Final

Esta energía se almacena en los embalses en forma de volúmenes de agua que están a una altura superior con relación al punto en donde se hará la conversión a energía eléctrica. Esta energía potencial E_p con masa determinada y altura se puede calcular:

$$E_p = m \cdot g \cdot h$$

Ecuación 5-2 Energía potencial

Donde:

E_p : Energía potencial en Joules

m masa en kilogramos

h : altura en metros

Es posible saber la cantidad de energía disponible en el embalse en función del volumen de agua útil que se encuentra en el mismo.

$$E = V_d \cdot \eta_p$$

Ecuación 5-3 Energía disponible según el volumen de agua

Donde:

E : Energía en kWh

V_d : Volumen útil de agua en m^3

η_p : Rendimiento neto de la Planta en kWh/ m^3

El volumen de agua disponible en el embalse se calcula por una ecuación que es única para cada embalse en particular (forma irregular), la cual es determinada desde el momento del diseño, en función de la topología del mismo (curvas de nivel) que le da su forma. Delimitado con cotas mínimas y máximas que demarcan el volumen útil, estas ecuaciones se formulan en función de los metros sobre el nivel del mar de la superficie del embalse. A manera de ejemplo tenemos la ecuación del embalse de Apanás de la Planta Centroamérica.

$$V_d = 1,000 \cdot (h_{msnm} - 910)^5 \cdot 7.3 \cdot 10^{-8}$$

Ecuación 5-4 Volumen Útil en Función de la Altura del Nivel del Embalse

Donde:

V_d : Volumen disponible en m^3 .

h_{msnm} : Altura de la superficie del embalse en metros sobre el nivel del mar (msnm)

Todas las constantes son propias del diseño.

5.4.2 Energía Cinética

La energía cinética de un cuerpo es la energía que proviene del movimiento de dicho cuerpo, está definida como el trabajo necesario para acelerar un cuerpo de una masa dada desde el reposo hasta la velocidad que posee.

$$E_c = W = \int \vec{F} \cdot d\vec{r} = \int m \frac{d\vec{v}}{dt} \cdot \vec{v} dt = \frac{1}{2} m v^2$$

Ecuación 5-5 Ecuación Vectorial del Trabajo de la Segunda Ley de Newton:

Donde:

E_c : Energía Cinética en Joules

W : Trabajo en Joules

F : Vector Fuerza

m : Masa en kg

v : Velocidad en m/s

En la hidrodinámica la energía cinética de un fluido depende de su densidad y la velocidad con que fluye, y se expresa con la ecuación siguiente:

$$E_c = \frac{1}{2} \rho v^2$$

Ecuación 5-6 Ecuación de la Energía Cinética de un Fluido

Donde:

E_c : Energía Cinética

ρ : Densidad del fluido

v : Velocidad del fluido

Se puede utilizar para calcular la energía cinética que desarrollará un volumen de agua al fluir por una tubería forzada o de presión, que alimenta las turbinas hidráulicas desde el embalse o represa. El rendimiento del grupo turbina generador se determina por la producción en función del volumen turbinado por segundo y este se expresa en kWh por m³.

5.4.3 Energía Cinética de Rotación

La energía rotacional es la energía cinética de un cuerpo rígido que gira en torno a un eje. Esta energía depende de momento de inercia y de la velocidad angular del cuerpo.

$$E_{rot} = \frac{1}{2} I_x * w^2$$

Ecuación 5-7 Ecuación de la Energía Cinética de rotación

Donde:

E_{rot} : Energía Rotacional en Joules

I_x : Momento de inercia rotacional kg/m²

w : Velocidad angular rad/s

No hay una ecuación única que describa el momento de inercia rotacional, pues este depende de la distribución de la masa.

5.4.4 Energía Eléctrica

La energía eléctrica obtenida de un generador la podemos cuantificar conociendo la potencia obtenida en el eje de generador y que está dada por la expresión.

$$P = \tau \omega$$

Ecuación 5-8 Ecuación de la Potencia Eléctrica de un generador.

Donde:

P. Potencia en W

τ : Par neto aplicado en N/m

ω Velocidad angular rad/s.

5.5 Generalidades de las Turbinas Hidráulicas

5.5.1 Descripción

Son máquinas motoras cuyo principio de funcionamiento se basa en la variación del momento de la cantidad de movimiento. Son capaces de transformar la energía hidráulica de un fluido en energía mecánica en su eje de salida, al paso de dicho flujo por los conductos de un rotor, dotado de álabes o paletas.

Las turbinas hidráulicas, deben ser seleccionadas de modo que podamos obtener el mejor rendimiento con las características de caudal y salto específico para cada caso, además debe cumplir las siguientes características: facilidad de operación y mantención las turbinas que se utilizan en las minicentrales tienen el mismo principio de funcionamiento que las turbinas que funcionan en las grandes centrales hidroeléctricas.

5.5.2 Clasificación de las Turbinas

Se pueden clasificar según la dirección del flujo:

- ✓ Turbinas axiales
- ✓ Turbinas radiales
- ✓ Turbinas diagonales

Según la disposición del eje:

- ✓ De eje horizontal
- ✓ De eje vertical
- ✓ De eje inclinado

Según la transformación de energía.

- ✓ Turbinas de acción
- ✓ Turbinas de reacción

Nos centraremos como están clasificadas según su diseño, que es la más utilizada, pudiendo a su vez ubicarse en cualquiera de las clasificaciones anteriores.

- ✓ Turbinas Pelton

- ✓ Turbinas Francis
- ✓ Turbinas Kaplan
- ✓ Turbinas Michell Banki

5.5.2.1 Turbinas Pelton

Esta turbina está dentro de las turbinas de acción, de flujo tangencial, con un rodete formado por varias cucharetas y un sistema de toberas que son las encargadas de inyectar la presión a la tobera. El rango de aplicación de las turbinas Pelton es para velocidades de funcionamiento bajas, además está diseñada para trabajar con saltos grandes y bajos caudales su eficiencia es del 85%.



Figura 1. Figura 5:6 Montaje y Rodete de la Turbina Pelton
Fuente: hydrowheel.com

5.5.2.2 Turbinas Francis

Esta turbina fue desarrollada para trabajar con velocidades específicas medianas trabajando con saltos medianos y caudales de las mismas características su eficiencia oscila entre 83% y 90% su fabricación es compleja subiendo su costo de fabricación.



Figura 5:7 Espiral y Rodete de Turbina Francis
Fuente: hydrowheel.com

5.5.2.3 Turbina Axial - Kaplan

Esta es una turbina de reacción de flujo axial la velocidad específica de funcionamiento es bastante alta puede trabajar con saltos bajos y caudales grandes alcanza hasta el 90% de eficiencia su construcción requiere herramienta especializada.



Figura 5:8 Carcasa y Rodete de Turbina Axial - Kaplan
Fuente: hydrowheel.com

5.5.2.4 Turbinas Michell Banki

También están dentro de las turbinas de acción, de flujo transversal, la entrada radial y flujo transversal, en este caso el rodete está formado por alabes curvos la inyección de caudal se lo hace con un inyector, tienen una eficiencia en el orden del 80% y generan hasta 1000kW, debido a su forma son fáciles de construir reduciendo así su costo en relación con otro tipo de turbinas.

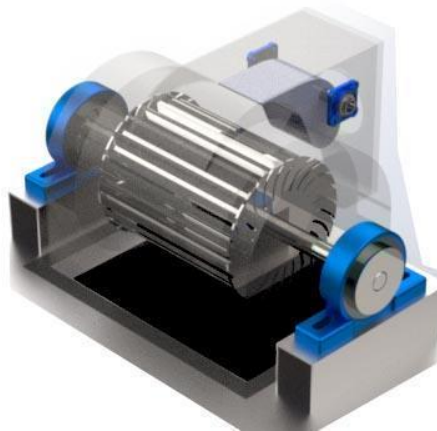


Figura 5:9 Rodete de Turbina Michael Banki
Fuente: grabcad.com

5.5.3 Criterios de Selección del Tipo de turbina

Las turbinas hidráulicas, deben ser seleccionadas de modo que podamos obtener el mejor rendimiento con las características de caudal y salto específico para cada caso, además debe cumplir las siguientes características: facilidad de operación y mantención

las turbinas que se utilizan en las mini centrales tienen el mismo principio de funcionamiento que las turbinas que funcionan en las grandes centrales hidroeléctricas.

Para el tipo de turbina no existe un modelo bien definido a usar, esto debe ser analizado en particular dadas las especificaciones según el fabricante.

Un gráfico tipo ábaco permite preseleccionar el tipo de turbina según la caída de agua H_t (salto geodésico) y el caudal Q_t (gasto de diseño) para potencias entre 1 a 600 MW.

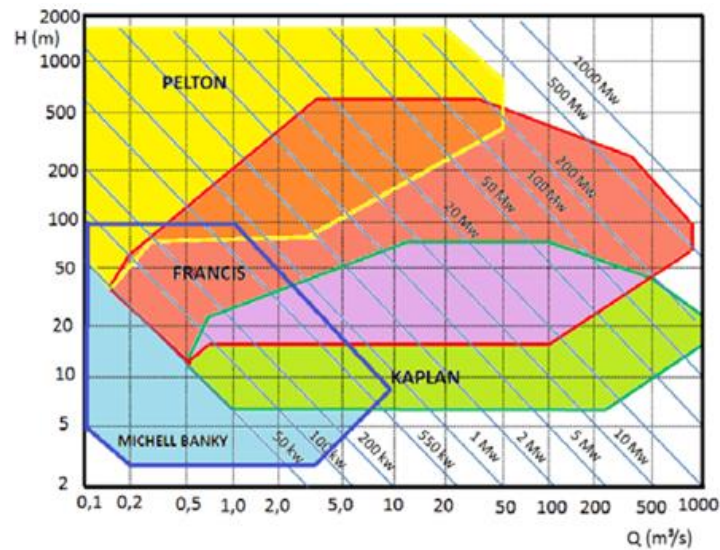


Figura 5:10 Abaco para la Selección de Turbinas (Ejemplo sencillo).
Fuente HACKER (2015)

5.5.4 Cálculo y dimensionamiento de la Turbina

Una vez que se determina la capacidad por instalar en un aprovechamiento hidroeléctrico y se conoce el número de unidades conveniente, se requiere especificar la potencia de diseño o potencia por turbina P_t , la carga H_d y el gasto Q_d ambos valores también de diseño, para lo cual se procede de la siguiente manera.

$$P_T = P_H \cdot K \cdot \eta_g$$

Ecuación 5-9 Potencia por turbina

Donde:

P_T : Potencia por turbina en KWo MW

P_H : Potencia hidráulica

K : Factor que depende de las características del almacenamiento y de la operación de las unidades, cuyo valor vale entre 0.85 y 1.30

η_g : Eficiencia del generador, normalmente tiene un valor del orden de 0.98

El caudal de diseño sirve para alimentar la turbina y generar así la demanda de energía solicitada, además dicho caudal se utiliza para determinar la capacidad y el diseño de las diferentes obras que componen el proyecto (bocatoma, desarenador, tanque de carga

y tubería de conducción y de carga). Si la potencia de la turbina se expresa en kW, de la ecuación del gasto de diseño se expresa.

$$Q_d = \frac{P_t}{\eta_t \cdot \gamma \cdot H_d}$$

Ecuación 5-10 Gasto de Diseño de la Turbina.

Donde:

Q_d : Gasto de diseño, m³/s

P_t : Potencia por turbina en kW con base en la equivalencia (9.81/1000) a kgf.m/s

γ : Peso volumétrico del agua, kgf/m³

H_d : Carga de diseño en m

5.6 Generalidades de los Generadores Eléctricos

5.6.1 Descripción

Un generador es una máquina eléctrica dinámica rotativa, que transforma energía mecánica en energía eléctrica. Lo consigue gracias a la interacción de los dos elementos principales que lo componen: la parte móvil llamada rotor, y la parte estática que se denomina estátor. Según el tipo de energía que generan los hay para generar corriente continua (dinamos) y para generar corriente alterna (alternadores), siendo esta última la utilizada en las grandes redes eléctricas. La fuente primaria que mueve los generadores en las Centrales Eléctricas puede ser obtenida de varias maneras, por lo que se conocen muchos tipos de centrales según la fuente utilizada, entre los cuales podemos mencionar algunas utilizadas en nuestro país como son: Hidroeléctrica, Térmica Convencional, Geotérmica, Eólica y Biomasa.

Los generadores eléctricos de Corriente alterna se clasifican en:

1. Generadores Asíncronos
2. Generadores Síncronos

5.6.2 Generador Asíncrono o de Inducción

La máquina de inducción ha centrado su funcionamiento como motor más que como generador por lo que más del 70% de los motores eléctricos son de inducción, pero su robustez y simplicidad le ha dado un lugar en muchas aplicaciones en la producción de energía y muchos fabricantes optan por diseñarlos para que la misma máquina trabaje fácilmente como motor y generador, llamados obviamente "Motor Generador de inducción". El generador asíncrono o de inducción, a diferencia del síncrono, debe estar conectado a una fuente de alimentación de la que toma la energía necesaria para producir su magnetización. En estos generadores el rotor se mueve más rápidamente que el campo magnético giratorio del estator, así el rotor inducirá la corriente en el estator (Generador de inducción con alimentación en el rotor). Cuanto más rápidamente gira el

rotor, mayor será la potencia transferida al estator en forma de fuerza electromagnética, convertida luego en electricidad suministrada a la red eléctrica.



Figura 5:11 Generador de inducción

Fuente: www.aemdessau.de

5.6.3 Generadores Síncronos.

El generador síncrono funciona en base a la inducción de un campo magnético en el devanado de campo del rotor por la acción de una fuente de corriente continua, que al girar induce un campo magnético rotatorio en el devanado del estator o inducido, lo que se traduce en una diferencia de potencial en las terminales de devanado estatórico obteniendo, al conectar las cargas, la potencia eléctrica de la fuente primaria convertida a través de los campos electromagnéticos. Una de las características que hace que los generadores síncronos de gran potencia sean los más utilizados en las Centrales de los Sistemas Eléctricos de Potencia es el hecho de que el campo inducido en el estator gira en sincronismo con el devanado de campo, por lo que la frecuencia es directamente proporcional a las revoluciones por minuto del rotor. También se consigue tener un excelente control del voltaje, de la energía producida o de la corriente reactiva, variando el voltaje de la corriente de excitación.



Figura 5:12 Estator y Rotor de polos Salientes de un Generador Síncrono

Fuente: <https://dademuchconnection.wordpress.com/2017/07/27/maquina-sincronica-fundamentos/>

5.6.4 Partes principales de un generador síncrono

Las partes principales de un generador síncrono son:

- ✓ Estator
- ✓ Núcleo laminado del estator para polos lisos o salientes
- ✓ Devanado del estator (inducido)
- ✓ Rotor
- ✓ Núcleo laminado del rotor
- ✓ Devanado del rotor (campo)
- ✓ Eje y rodamientos
- ✓ Otros
- ✓ Carcaza
- ✓ Excitatriz
- ✓ Rectificador
- ✓ Anillos rozantes y escobillas
- ✓ Control Automático de Voltaje (AVR)
- ✓ Sistema de enfriamiento
- ✓ Gabinetes y cableado

En dependencia del diseño del sistema de excitación, esta puede ser externa, conectada al rotor a través de anillos rozantes y escobillas, o interna con diodos rotatorios montados en el propio rotor en donde solo la excitatriz se alimenta externamente con anillos rozantes y escobillas o incluso, todo el sistema puede estar en el rotor utilizando una excitatriz piloto de imanes permanentes, lo que elimina la necesidad de las escobillas y anillos rozantes.

5.6.5 Criterios para la Selección del Generador:

Los principales parámetros para considerar a la hora de seleccionar un generador son:

- ✓ Potencia
- ✓ Nivel de voltaje
- ✓ Frecuencia del Sistema
- ✓ Tipo de acoplamiento entre turbina y el generador
- ✓ Altas potencias se recomienda el uso de generadores síncronos

5.6.5.1 Cálculo y Dimensionamiento del Generador

La potencia disponible que tiene una planta central hidroeléctrica varía en función del caudal de agua para ser turbinada y el salto existente en cada instante. La potencia disponible en el caudal de agua se denomina potencia bruta P_b , la unidad de medida es el Watt (W) y se obtiene al multiplicar la altura bruta del caudal de agua $h = (H_1 - H_2)$ diferencia de altura entre el punto de captación (H_1) y restitución (H_2) en m, por el flujo másico del caudal de agua Q (m^3/s) y por el peso específico del agua (9800 N/m^3)

La potencia del generador se escogerá en función de la potencia teórica del agua que se puede obtener en base a la siguiente fórmula:

$$P_T = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot R_t \cdot R_g \cdot R_S$$

Ecuación 5-11 Potencia bruta del Generador

Donde:

PT: Potencia teórica o bruta en kW

ρ : Densidad del fluido kg/m³

g: Aceleración de la gravedad m/s²

Q: Caudal de equipamiento en m³/s

H: Salto neto existente en metros.

Sin embargo, en el transporte del caudal existen pérdidas de energía asociadas a singularidades y fricción, que tienen como consecuencia la disminución de la potencia aprovechable, la cual se denomina potencia neta Pn que corresponde a la potencia bruta disminuida en todas las pérdidas de carga que sufre el agua en su recorrido.

$$P = P_T \cdot R_t \cdot R_g \cdot R_S$$

Ecuación 5-12 Potencia Neta del Generador

Donde:

Rt: rendimiento de la turbina.

Rg: rendimiento del generador.

Rs: rendimiento del transformador de salida.

Los rendimientos del generador y de la turbina varían según el tipo de equipo y el fabricante, pero en la mayoría de los casos no deberían ser menores que 85% y 95 % respectivamente. A efectos de una primera aproximación, se puede tomar como factor de eficiencia para un sistema moderno de Turbina-Generador un valor de al menos 0.80.

5.6.6 Circuito equivalente del generador síncrono

Referencia: Capítulo 4 (Chapman, 2012)

El voltaje inducido en un generador eléctrico ideal es directamente proporcional 1) a la frecuencia del sistema la cual la determina la velocidad de rotación de la máquina y el número de polos, y 2) a la intensidad del flujo magnético, el cual se controla con el devanado de campo y 3) al número de espiras en el inducido. Matemáticamente se expresa.

$$E_A = \sqrt{2} \cdot \pi \cdot N_C \cdot \phi \cdot f$$

Ecuación 5-13 Voltaje de fase inducido en un estator

Donde

E_A : Voltaje inducido en Voltios

N_t : Numero de espiras

Φ : Intensidad del Flujo en Weber

f : frecuencia eléctrica en Hz

El voltaje inducido E_A no es exactamente el voltaje V_ϕ que se obtiene en las terminales del estator, debido a diferentes factores como la distorsión del campo magnético, la forma de los polos del rotor, la autoinductancia y la resistencia en el inducido. En relación con esto último, cuando el generador tiene carga, la corriente del estator produce su propio campo magnético B_s que a su vez induce su propio voltaje E_{estat} en el estator, entonces el voltaje V_ϕ se convierte en la suma a E_A y E_{estat} . El campo magnético del rotor B_R se suma a B_s para obtener un B_{net} . El ángulo entre estos campos es llamado ángulo interno δ o ángulo de par el cual es proporcional a la potencia que suministra el generador.

$$V_\phi = E_A + E_{estat}$$

Ecuación 5-14 Voltaje inducido

Donde

V_ϕ : Voltaje de fase en Voltios

E_A : Voltaje inducido en Voltios

E_{estat} : Voltaje de reacción del inducido

El voltaje de reacción de inducido E_{estat} se puede modelar como el voltaje en una reactancia en serie ($-jX$) por lo que la Ecuación 5-14 se convierte en:

$$V_\phi = E_A - jXI_A$$

Ecuación 5-15 Voltaje inducido en función de jX e I_A

Donde

V_ϕ : Voltaje de fase en Voltios

E_A : Voltaje inducido en Voltios

I_A : Corriente del estator

X : Cte de proporcionalidad

También las bobinas del estator tienen una autoinductancia X y una resistencia R_A , efecto que se modela como una impedancia en serie con el inducido. Las dos reactancias se pueden sumar como $X_s = X + X_A$ siendo X_s conocida como reactancia síncrona de la máquina.

$$V_\phi = E_A - R_A I_A - jX_s I_A$$

Ecuación 5-16 Voltaje inducido

Donde

V_{ϕ} : Voltaje de fase en Voltios

E_A : Voltaje inducido en Voltios

R_A : Resistencia del inducido

I_A : Corriente del estator

X_S : Reactancia síncrona de la maquina ($X_S = X_d + X_q$)

En los generadores síncronos de polos salientes el termino X_S se convierte y/o reemplaza por dos componentes llamados reactancia síncrona de eje directo o longitudinal X_d y reactancia síncrona de eje transversal o cuadratura X_q . Esto se debe a que los polos salientes crean un entrehierro no uniforme lo que hace que la fuerza magnetomotriz del estator se separe en dos componentes, uno paralelo al rotor a través del cual hay mayor material ferromagnético y es más sensible a la saturación (X_d) y otro perpendicular al eje del rotor en donde hay más entrehierro (X_q). Cada componente del campo magnético del estator produce su propio componente de voltaje y corriente, el voltaje de eje directo E_d , el voltaje del eje en cuadratura E_q y sus corrientes correspondientes I_d e I_q , por lo que la Ecuación 5-16 se convierte en:

$$V_{\phi} = E_A - jX_d I_d - jX_q I_q - R_A I_A$$

Ecuación 5-17 Voltaje inducido maquina síncrona de polos salientes

Donde

V_{ϕ} : Voltaje de fase en Voltios

E_A : Voltaje inducido en Voltios

X_d : Reactancia síncrona de eje directo en ohm

I_d : Corriente de eje directo en Amperios

X_q : Reactancia síncrona de eje en cuadratura en ohm

I_q : Corriente de eje en cuadratura en Amperios

R_A : Resistencia del inducido en ohm

I_A : Corriente del estator en Amperios

Las componentes I_d e I_q se pueden determinar encontrando primeramente la dirección del voltaje E''_A y luego calculando cada módulo con los valores de las reactancias y sus direcciones con el ángulo δ de E''_A , con las expresiones siguientes:

$$E''_A = V_{\phi} + R_A I_A + jX_d I_d$$

Ecuación 5-18 Voltaje en el inducido por R_A y X_d

$$I_d = |I_A \sin(\theta + \delta)| < (\delta - 90)$$

Ecuación 5-19 Corriente de eje directo

$$I_q = |I_A \cos(\theta + \delta)| < (\delta)$$

Ecuación 5-20 Corriente de eje de cuadratura

Los siguientes esquemas ilustran el capítulo.

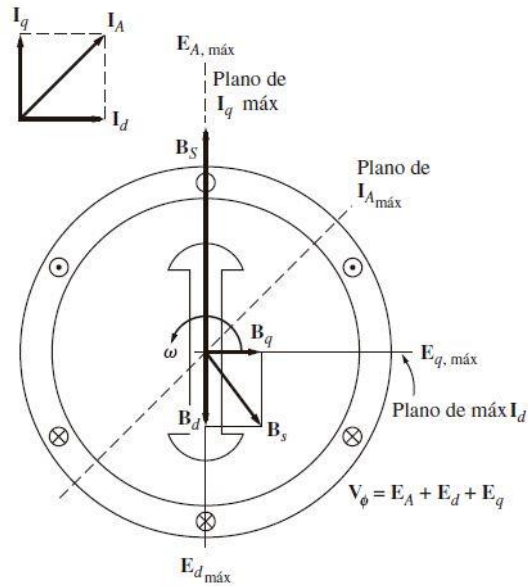


Figura 5:13 Rotor de un Generador Síncrono de polos salientes
Maquinas Elécticas Stephen Chapman 5ta Ed (Chapman, 2012)

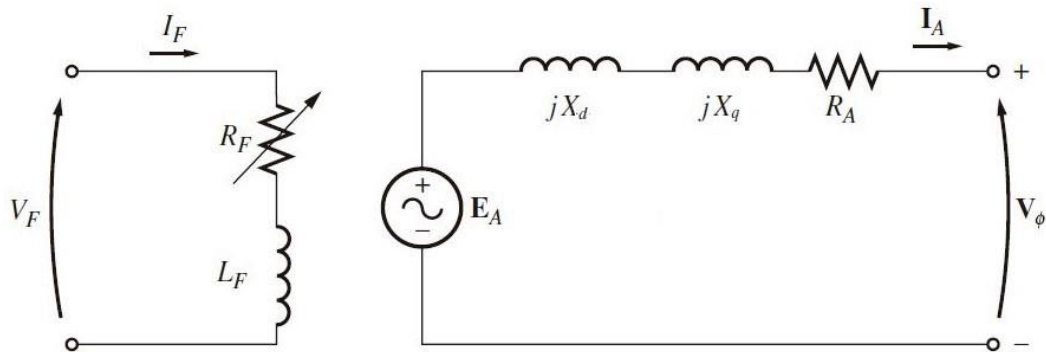


Figura 5:14 Circuito equivalente por fase de un Generador Síncrono de polos salientes
Maquinas Elécticas Stephen Chapman 5ta Ed (Chapman, 2012)

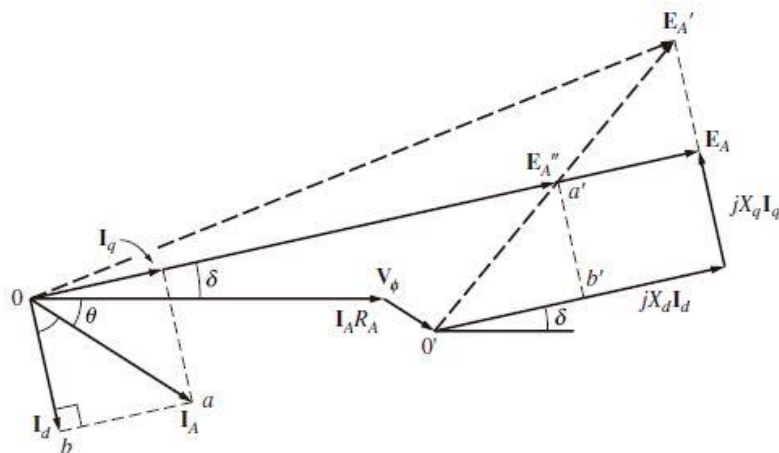


Figura 5:15 Diagrama fasorial de un Generador Síncrono de polos salientes
Maquinas Elécticas Stephen Chapman 5ta Ed (Chapman, 2012)

5.7 Generalidades de los Transformadores Eléctricos

5.7.1 Descripción

Un transformador eléctrico es una maquina estática de corriente alterna utilizado para variar algún parámetro de la energía eléctrica, como la tensión o la corriente, manteniendo la frecuencia y la potencia eléctrica, esta última con las menores pérdidas posibles. Pero su aplicación más utilizada es la de elevar y/o reducir la tensión eléctrica. Son dispositivos claves en el desarrollo de la industria eléctrica ya que gracias a ellos se puede realizar de una manera más económica y eficiente la transmisión de energía en las redes eléctricas de cualquier nivel.

Los transformadores utilizados en las subestaciones eléctricas, generalmente de gran capacidad, son conocidos como Transformadores de Potencia. En las centrales eléctricas es utilizado como transformador elevador, para interconectar el generador eléctrico con el sistema interconectado, el cual tiene niveles de tensión mucho mayores a la tensión de generación y son conocidos como transformadores de unidad.



Figura 5:16 Transformador de Potencia
Fuente: WeG industries

5.7.2 Clasificación de los Transformadores.

Su clasificación es muy amplia y pueden ser catalogados según su ámbito de aplicación, construcción, niveles de tensión, cantidad de fases, sistema de refrigeración, potencia y muchas otras características.

5.7.3 Criterios de Selección del Transformador

- ✓ Potencia instalada a conectar al transformador.
- ✓ Nivel de voltaje primario y secundario.
- ✓ Tipo de sistema conexión monofásicos trifásicos.
- ✓ Grupo de conexión.
- ✓ Los valores de impedancia típicos para transformadores.
- ✓ La evaluación de la temperatura de aislamiento.

- ✓ Los niveles de ruido.
- ✓ El contenido armónico en la carga.
- ✓ Clase de aislamiento.
- ✓ Tipo de instalación, intemperie, cabina.
- ✓ Características constructivas (refrigerante, aislamiento, tipo de montaje).
- ✓ Dimensionamiento de los componentes de las redes de distribución.

5.7.4 Cálculo y dimensionamiento del transformador

Determinar las características del transformador es “relativamente simple”, en vista de que su régimen y condiciones de trabajo ya se conocen previamente:

Los niveles de tensión para primario y secundario estarán determinados respectivamente por el voltaje del generador y el voltaje de transmisión de la red de alta tensión existente. La capacidad o potencia de transformador lo determinará la potencia misma del sistema turbina generador, el cual será calculado previamente.

5.7.5 Sobre el dimensionamiento del Transformador.

El diseño del transformador está fuera del alcance de este trabajo, por lo que solamente se hará un dimensionamiento y selección de este, según los requerimientos del proyecto y se enumerarán sus especificaciones técnicas más importantes.

6 DISEÑO METODOLÓGICO

El diseño metodológico empleado en este trabajo se basa en el razonamiento lógico e involucra métodos tanto deductivos como descriptivos. Podemos mencionar los métodos a implementar según las etapas del proyecto.

6.1 Balance Hidrológico

Se realizará una Investigación Cuantitativa para lo cual se recopilará y analizará información a través de datos históricos, estadísticas y valores empíricos conocidos como son: precipitaciones pluviales (aporte natural o propio a la cuenca), derrames en época lluviosa, erogación del By-Pass, bombeo en Asturias y producción de energía en la PCA y PHL. Además de la evolución de la Matriz Energética del País, componentes por fuente, crecimiento de la demanda y capacidad instalada, entre otros.

6.2 Dimensionamiento y Selección de Máquinas y Equipos.

Para la metodología del diseño se utilizarán los Modelos de Fases, para lo cual se estructura el proceso de diseño en Etapas o Fases y se definen las actividades principales que se realizarán en cada etapa. Las actividades de Análisis, Síntesis y Evaluación se incluyen en cada fase. Estas fases comprenden la Ideación en donde se identifican y definen el conjunto de necesidades que tiene que satisfacer el diseño final, El Diseño Conceptual donde se establece la solución principal del diseño, El Diseño de Materialización el cual representa la distribución global y definitiva del proyecto en donde se obtiene una visión general del montaje, componentes, piezas y dimensiones, y finalmente el Diseño de Detalle en donde se establece la disposición final de cada uno de estos elementos.

6.3 Cálculos Financieros

Para el estudio económico Financiero se aplica una Metodología de Análisis, empleando como herramienta principal los Estados Financieros, elaborados según principios universales y sustentados con toda la información técnica y financiera del proyecto, además de los supuestos macroeconómicos brindados por el BCN. El estudio se hará como un Proyecto independiente de los estados financieros de ENEL. Entre los principales documentos a elaborar tenemos: Estado de Resultados, Balance General, Flujo de caja, Flujo Económico y Flujo Financiero.

6.4 Software

Una de las principales herramientas a utilizar en el desarrollo de este proyecto serán la computacional, para lo cual se hará uso de Microsoft Excel para el manejo de la información y data, Microsoft Word para el procesamiento de textos, AutoCAD para planos y diseño.

7 HIPÓTESIS Y VARIABLES

7.1 Hipótesis

Una tercera Unidad en el By-Pass de la PCA, utilizará un caudal de agua que no está siendo aprovechado, específicamente para la generación de energía eléctrica y representa un incremento de la capacidad instalada de Nicaragua.

La nueva unidad presenta beneficios técnicos y económicos, no solo para la Empresa dueña de la misma, sino para todos los usuarios de energía del país. por el aporte a la matriz energética de una energía renovable y barata que disminuirá el costo del kWh.

Los costos de instalación (inversión) serán recuperados, ya que además de aprovechar la infraestructura existente que lo hace más barato, la operación de las misma podrá hacerse de manera remota desde la misma sala de control de la PCA y solo representará un incremento en los costos de mantenimiento.

Garantizará el funcionamiento continuó cuando una o las dos unidades de la PCA estuvieran fuera de operación o de servicio.

7.2 Variables

7.2.1 Cuantitativas

7.2.1.1 Discretas

Nombre	Aplicación	Medición	Unidad
Población	Familias Beneficiadas	Estadístico	Cantidad

7.2.1.2 Continuas

Nombre	Aplicación	Medición	Unidad
Electricidad			
Energía Trabajo	- Producción de Energía - Demanda de Energía - Autoconsumo y pérdidas - Energía cinética y potencial	Contador	J, Wh
Potencia	- Capacidad Instalada - Demanda máxima	Vatímetro	W, HP, J/s
Voltaje	- Voltaje nominal - Voltaje de generación - Voltaje de transmisión	Voltímetro	V
Hidrología / Hidráulica			
Caudal	- Flujo volumétrico tuberías. - Consumo de agua.	Caudalímetro	m ³ /s
Rendimiento	- Rendimiento bruto - Rendimiento neto	Pruebas	Wh/m ³
Volumen	- Volumen de embalses	Cálculo Topográfico	m ³

7 HIPÓTESIS Y VARIABLES

(agua)	- Volumen turbinado - Aportes propios - Derrames - Bombeo - Extracciones	Caudalímetros	
Precipitaciones	- Precipitación anual	Pluviómetro	mm
Altura	- Altura de los embalses	Altímetro barométrico	m.s.n.m.
Caída de agua	- Salto bruto - Salto neto	Altímetro	m
Finanzas			
Moneda	- Ventas / Ingresos - Costos y gastos - Utilidad / Pérdida - Superávit / Déficit	Calculado	U\$ y C\$
Indicadores Actualizados del estudio	-Tasa Interna de Retorno	Calculado	%
	- Valor actual neto (VAN)	Calculado	U\$ y C\$
	- Relación Beneficio/ Costo	Calculado	%

8 BALANCE HIDROLÓGICO

8.1 Hidrología de la Cuenta Apanas y Asturias

El primer paso para el desarrollo de este proyecto será el de determinar el recurso hídrico disponible para la producción de energía eléctrica con la nueva unidad, instalada en el By-Pass de las Plantas Centroamérica - Larreynaga, determinando no solamente la cantidad de agua disponible por unidad de tiempo, sino también los periodos en el año o la estacionalidad en que dispondremos de este recurso, lo que en correspondencia a la capacidad instalada, nos permitirá determinar los volúmenes de producción [MWh] y ventas anuales [US\$]. Para lograr este objetivo se hará un pequeño estudio hidrológico. Los estudios hidrológicos suelen ser muy complejos y requerir de extensas bases de datos debido a la gran cantidad de variables endógenas y exógenas que se consideran, siendo estas últimas las que más complican el modelo por tratarse de estadísticas en su mayoría relacionadas a la meteorología o el clima, que como es sabido son difíciles de extrapolar para realizar predicciones; no obstante, para el caso que nos ocupa, ya se cuenta con información estadística de la **Subcuenca Apanás-Asturias** desde 1967, año en que la Planta Centroamérica inició operaciones, información suficiente para implementar un pequeño modelo hidrológico predictivo estadístico. Entre estos datos se encuentran: las precipitaciones pluviales, los aportes propios al lago de Apanás y Asturias, niveles y volúmenes de dichos embalses, cantidad de agua turbinada, bombeo del lago de Apanás al lago de Asturias y pérdidas por derrame en los vertederos Mancotal y Morning Glory, entre otros datos estadísticos, todos estos por año, mes, semana e incluso por día y hora.

El balance hídrico se puede calcular para diferentes intervalos de tiempo, pero los más utilizados en embalses para generación hidroeléctrica son los balances operacionales. En nuestro caso, aunque Apanás es un embalse de regulación anual, la mejor periodicidad para su estudio debe ser mensual, por los diferentes volúmenes de aportes en cada mes del año y el comportamiento mes a mes mas el tránsito de la época lluviosa a la época seca.

8.2 Clima e Hidrología de la Subcuenca Apanás y Asturias.

Nicaragua está ubicado en centro geográfico del Istmo Centroamericano, aproximadamente entre los meridianos 87.7° y 82.9° de longitud oeste, desde punta Cosigüina en el municipio de Achuapa del Departamento de León hasta Las Islas del Maíz en el municipio de Corn Island de la Región Autónoma del Atlántico Norte respectivamente y entre los paralelos 15.0° y 10.7° latitud norte, desde Cabo de Hornos en el municipio de Waspam de La Región Autónoma del Atlántico Norte hasta Sarapiquí (Greytown) en el municipio de Rio San Juan del Departamento Homónimo, respectivamente. La latitud ubica a Nicaragua en una zona térmica cálida o Intertropical,

perteneciente a la franja entre el trópico de cáncer y el trópico de capricornio, lo que la consagra con un clima tropical, afectado por los vientos alisios del Océano Pacífico y del Mar Caribe, con variaciones climáticas propias dentro del territorio, por las características del relieve y las diferentes altitudes de la región.

De acuerdo a la clasificación Koopen¹ en Nicaragua se presentan varios tipos de climas tropicales, entre los cuales podemos mencionar: El clima Monzónico (AM) predominante de las regiones autónomas del Atlántico, Clima Caliente y Húmedo (Af) con lluvias en todo el año, manifestándose al sureste de la Región Autónoma del Atlántico Sur y Rio San Juan, Clima Seco y Árido (BS), el cual se presenta en el centro del País, Clima Templado Lluvioso (ACam) localizado en las partes más altas de la región norte, y el **Clima Caliente y Sub húmedo (AW)** predominante en la región del pacifico y parte de la zona norte del país.

Desde el punto de vista hidrográfico Nicaragua se divide en 21 cuencas hidrográficas, ocho que drenan en la vertiente del Pacifico y trece que drenan en el mar caribe, en esta última se consideran las subvertientes que desembocan en los lagos Xolotlán y Cocibolca, como lo es la Subcuenca de nuestro interés, Apanas y Asturias, subcuenca que se clasifica dentro de la cuenca principal del Rio San Juan.

La Subcuenca de Apanás – Asturias se registra en el mapa hidrológico de Nicaragua como la subcuenca número 55-95184, código establecido por el Proyecto Hidrometeorológico Centroamericano² (P.H.C.A.) en 1975, siendo parte de la Cuenca del Rio san Juan (No 45) y se ubica geográficamente entre los paralelos 13°01'12" y 13°19'27" de Latitud Norte y entre los meridianos 85°49'50" y 86°06'47" de Longitud Oeste. Por la ubicación geográfica y con una elevación media de 1,038 metros sobre el nivel del mar, dicha cuenca comprende valles entre montañas que se elevan sobre terrenos semi planos, lo que favorece la alimentación de la zona de recarga del lago artificial Apanás-Asturias. Como se mencionó anteriormente, el Clima predominante en esta zona es Caliente y Sub-Húmedo (AW), marcado por una estación seca entre noviembre y abril y una estación lluviosa entre mayo y octubre, con temperaturas medias que varían entre los 21 °C en zonas altas hasta los 29 °C en las zonas bajas y precipitaciones pluviales entre un mínimo de 600 mm en el mes de marzo hasta un máximo de 2000 mm en el mes de octubre. Esta cuenca incluye los principales afluentes que alimenta el lago de Apanás y Asturias como son los ríos Jinotega, Mancotal, Jigüina, San Gabriel, Cuyalí, Sisle el arenal y los Pedernales.

1. **Rio Tuma:** El rio Tuma es el principal afluente del lago de Apanás, aunque con el llenado del embalse se podría decir que ahora el lago de Apanas mismo es la vertiente principal e inicio del rio Tuma, el cual tenía sus propios afluentes, convirtiéndose ahora en los afluentes propios del Lago de Apanás. Después del lago de Asturias, el rio Tuma fluye al norte hacia el departamento de Matagalpa, luego gira hacia el este hasta unirse con el rio Grande de Matagalpa en San Pedro del Norte Bocana de Paiwas de la RAAN, para un recorrido de aproximadamente 180 km.

2. **Rio Mancotal:** Nace a unos 1,117 m.s.n.m. a unos 8 km al este de San Rafael del Norte y recorre unos 16 km hacia el este hasta desembocar en el lago de Apanás, recibiendo el aporte de unos seis pequeños afluentes en su recorrido.
3. **Rio Jigüina:** Nace con ese nombre desde la conjunción del rio el Limón y Quebrada el Arenal a una altura de 1,085 m.s.n.m. a 1 km al este de la Comunidad La Palestina, del Municipio de Jinotega, luego fluye hacia el norte unos 17 km hasta desembocar en el lago de Apanas. En su recorrido recibe pequeños afluentes como son Quebrada el Chile, Quebrada el Uno, Quebrada el Diablo, Quebrada la Gran Sultana, Quebrada el Salto y Quebrada Datanlí.
4. **Rio San Gabriel:** El rio San Gabriel toma su nombre desde la confluencia de las quebradas El relámpago y Janeiro, a unos 1,145 m.s.n.m. al este del Cerro los Muertos en el municipio de San Rafael del Norte, tras un recorrido de unos 16 km hacia el sur desemboca en el lago de Apanás. En su trayecto recibe otros pequeños afluentes como son las Quebradas Potrerillos, Sasle y quebrada el Garrapatero.
5. **Rio Jinotega:** El rio Jinotega nace a unos 1,530 m.s.n.m. a 8.5 km al sur de la ciudad de Jinotega, fluye hacia el norte por unos 16.5 km atravesando la ciudad homónima, desembocando al sur del lago de Apanas, en su recorrido recibe unos cuatro afluentes de consideración.
6. **Quebrada Sisle:** Nace a unos 1,285 m.s.n.m. en la comunidad el Mojón a unos 7 km al este de San Rafael del Norte. Tras un recorrido hacia el sur de unos 8.7 km desemboca al noroeste del lago de Apanás, recibiendo en su recorrido unos tres pequeños afluentes de consideración.
7. **Quebrada Los Pedernales:** Nace a unos 1,115 m.s.n.m. a unos 2 km al sur de comunidad Las Cruces. Tras un recorrido de unos 6 km desemboca al norte del lago de Apanás, recibiendo unos cuatro pequeños Afluentes principales.
8. **Quebrada El Arenal (Lago de Asturias):** Nace a unos 1,081 m.s.n.m. en la Comarca el Cedro a unos 6.5 km al este de comunidad Pantasma. Tras un recorrido de unos 12 km, desemboca al norte del lago de Asturias y en su recorrido al igual que todos los ríos mencionados, recibe pequeños afluentes de riachuelos y quebradas.

8.3 Estimación de los aportes por el método de cuantiles.

8.3.1 Cuantiles (Definición)

En estadística, el Cuantil es una medida de posición que divide un conjunto de datos en grupos con la misma cantidad de individuos o elementos. Este se expresa en porcentaje y representa el valor de la variable por debajo de la cual se encuentra la frecuencia acumulada. Los datos, ya sean agrupados (tabla de frecuencias) o no agrupados, son ordenados de forma ascendente y se dividen en partes iguales y en dependencia de la cantidad de datos (población) o muestra que se tenga, además de la precisión que se requiera en el análisis, estos pueden agruparse en: cuatro partes llamados cuartiles, en cinco partes llamados quintiles, en diez partes llamados deciles y en cien partes llamados percentiles, que son los más utilizados, aunque teóricamente se pueda utilizar cualquier otro cuantil que divida a 100 en partes iguales.

La fórmula para determinar los cuantiles para datos no agrupados es la siguiente:

$$C_k = \frac{k(n-1)}{N} + 1$$

Ecuación 8-1 Cuantiles

Donde:

C_k : Cuantil buscado (ej: Q cuartil, D decil, P. percentil) en unidades de la muestra o población.

K: Posición de cuantil Buscado en número entero.

n: Número de datos

N Constante que indica el tipo de cuantil (ej: 4 para cuartil, 10 para decil y 100 para percentil).

La fórmula anterior de cuantil considera que, si aquellos valores encontrados están en el límite del intervalo, este valor pertenece a dicho intervalo.

Para un resultado más preciso utilizaremos los “**Percentiles**”, simbolizado como P_k , que obviamente es el cuantil más pequeño de agrupación en porciento que se puede obtener, en donde cada uno de ellos representará el porcentaje de datos que se encuentran por debajo de ese valor y en consecuencia el $(100 - k)$ por ciento de los datos estarán por encima de dicho valor. En otras palabras y para ejemplificar, si en la muestra o población de los aportes propios al lago de Apanás encontramos que percentil 50 es igual a $12 \times 10^6 \text{ m}^3$, esto significa que existe a lo sumo un 50 % de probabilidad de que en ese periodo analizado (por ejemplo: mes) con las precipitaciones pluviales se de ese volumen de aporte.

Para el cálculo de percentiles, la Ecuación 1-10 se convierte en:

$$P_k = \frac{k(n-1)}{100} + 1$$

Ecuación 8-2 Percentiles

Donde:

P_k : Percentil buscado.

K: Numero de percentil buscado.

n: Número de datos

Cabe señalar que, si el valor encontrado en la posición P_k se encuentra entre dos valores de los datos de la población o muestra, entonces se puede hacer una interpolación lineal para determinar el Valor exacto.

$$X_K = X_{K1} + \frac{(X_{K2} - X_{K1})}{(k_2 - k_1)}(k - k_1)$$

Ecuación 8-3 Interpolación

Donde:

X_k : Dato del Percentil buscado.

K Numero de Percentil encontrado

X_{k1} : Dato en la posición del percentil superior.

K_i : Número de Percentil inferior

X_{K_i} : Dato en la posición del percentil inferior

K_s : Número de Percentil superior

8.3.2 Determinación de los años a considerar para el estudio (población)

Los datos para analizar corresponden a los aportes propios y aportes por bombeo de Asturias en millones de metros cúbicos [$1 \times 10^6 \text{ m}^3$], registrados por ENEL en 58 años de operación de la planta Centroamérica desde el año 1968 hasta el año 2022. Se toman los aportes mensuales de los 12 meses de cada año, para un total de 696 datos no agrupados, pero para lograr un resultado con una tendencia típica, excluirémos de la población ocho (8) años en que los inviernos no fueron característicos, habiendo sido muy secos o muy lluviosos ya que fueron afectados por algún fenómeno meteorológico como el Niño, depresión tropical o un fuerte huracán, lo que nos deja con 50 años típicos y 600 meses de datos individuales.

Según estadísticas de INETER (<https://webserver2.ineter.gob.ni/desliza/met/huracanes-list.html>) desde 1968 Nicaragua ha sido afectado directamente por 14 huracanes y depresiones tropicales, pero se consideran los fenómenos que afectaron directamente a la subcuenca Apanas-Asturias, según los aportes registrados por ENEL. Estos años son los siguientes:

ITEM	Año	Fenómeno Climatológico
1	1970	Depresión Tropical
2	1980	Depresión Tropical
3	1982	Huracán Alleta
4	1988	Huracán Juana
5	1993	Tormenta Tropical Gert-Bert
6	1995	Huracán César
7	1998	Huracán Mitch
8	2008	Depresión Tropical

Tabla 8-1 Años con inviernos atípicos entre 1968 y 2022

Los datos son separados en subconjuntos de 50 datos para cada uno de los 12 meses del año (no confundir con grupos de categorías) para los cuales se calcularán 20 percentiles en intervalos de 5% para cada uno de los 12 meses (Anexo 1.5.2.1).

8.3.3 Cálculo de los percentiles para los aportes propios

Se muestra a continuación como ejemplo, el cálculo de los percentiles 25, 50 (mediana) y 75, para los meses de octubre, mes que se caracteriza por tener las mayores precipitaciones en el año. Todos los resultados se resumen en la Tabla 8-3.

8 BALANCE HIDROLÓGICO

Los cincuenta valores de los aportes propios de los meses de octubre dispuestos en orden ascendente son los siguientes:

Nº	Aporte	Nº	Aporte	Nº	Aporte	Nº	Aporte	Nº	Aporte
1	12.09	11	24.1	21	40.04	31	66.33	41	95.28
2	12.33	12	26.38	22	40.46	32	68.28	42	96.18
3	12.98	13	26.40	23	45.00	33	69.10	43	101.32
4	14.05	14	27.01	24	47.28	34	69.97	44	102.10
5	15.61	15	28.22	25	47.79	35	71.18	45	102.22
6	17.70	16	33.21	26	50.26	36	74.63	46	105.36
7	19.86	17	34.26	27	50.55	37	79.26	47	110.81
8	20.46	18	34.28	28	50.99	38	84.63	48	148.51
9	21.45	19	35.58	29	52.04	39	85.38	49	155.60
10	23.59	20	39.90	30	59.07	40	87.75	50	194.65

Tabla 8-2 Histórico aportes propios Apanás en 50 años mes = octubre [x 10⁶ m³].

Para aplicar la Ecuación 8-2 los datos son los siguientes:

n= 50 datos

k = 25, 50 y 75

Percentil k = 25

$$P_{25} = \frac{25 (50 - 1)}{100} + 1$$

$$P_{25} = 13.25$$

El Valor exacto se encuentra entre n=13 con X₁₃= 26.4 y n=14 con X₁₄= 27.01, interpolando con Ecuación 8-3.

$$X_{13.25} = 26.4 + \frac{(27.01 - 26.4)}{(14 - 13)} (13.25 - 13)$$

$$X_{13.25} = 26.5508 \times 10^6 \text{ m}^3$$

Percentil k = 50

$$P_{50} = \frac{50 (50 - 1)}{100} + 1$$

$$P_{50} = 25.5$$

El Valor exacto se encuentra entre n=25 con X₂₅= 47.49 y n=26 con X₂₆= 50.26, interpolando con la Ecuación 8-3.

$$X_{25.5} = 47.49 + \frac{(50.26 - 47.49)}{(26 - 25)} (25.5 - 25.00)$$

$$X_{25.5} = 49.0251 \times 10^6 \text{ m}^3$$

Percentil k = 75

$$P_{75} = \frac{75(50 - 1)}{100} + 1$$

$$P_{75} = 37.75$$

El Valor exacto se encuentra entre n=37 con $X_{37} = 79.26$ y n=38 con $X_{38} = 84.63$, interpolando con la Ecuación 8-3.

$$X_{37.75} = 79.26 + \frac{(84.63 - 79.26)}{(38 - 37)}(37.75 - 37.00)$$

$$X_{37.75} = 83.2875 \times 10^6 \text{ m}^3$$

La siguiente tabla resume el aporte propio al lago de Apanás para 20 percentiles cada 5% para los 12 meses del año, calculado del historial de años típicos (Anexo 1.5.3.1) con la función PERCENTIL.INC() de Excel.

P _k	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
5%	-0.2751	-1.3529	-2.8280	-2.9454	1.1951	6.1187	11.2631	11.9297	17.4637	13.4606	6.5574	1.2166	61.8035
10%	1.3756	-0.0562	-1.4211	-2.7353	1.6216	9.5212	15.1122	15.0373	20.6347	17.4876	9.0417	3.1935	88.8128
15%	1.9150	0.5468	-1.3576	-1.8295	2.2667	10.1352	16.5724	17.9892	22.1007	20.8067	10.4104	3.4536	103.0095
20%	3.0745	0.6870	-0.9030	-1.5139	2.6064	11.1216	21.4547	21.0762	23.4577	24.0003	10.8532	5.2418	121.1564
25%	3.8692	1.2980	-0.6806	-1.2980	3.8331	12.3936	23.5353	23.9167	28.0379	26.5508	13.4490	6.1059	141.0108
30%	4.7788	2.0904	-0.3007	-0.8723	4.7691	13.4925	24.1106	26.0715	29.3318	31.7112	15.2050	7.1794	157.5673
35%	5.6588	2.3369	0.3394	-0.2768	5.2055	15.3426	27.3024	28.4121	31.1247	34.4777	17.3270	7.8524	175.1025
40%	6.1376	2.4976	0.8032	-0.1119	6.7357	16.5156	27.8941	34.6428	34.9514	39.9882	17.7660	8.7417	196.5618
45%	6.7852	2.6105	1.2449	0.1074	7.5393	18.1091	32.0215	36.1406	36.4099	45.1111	18.4992	9.5333	214.1120
50%	7.6258	3.0001	1.4001	0.3916	8.2558	20.2783	33.9380	39.4686	47.3205	49.0251	19.6471	10.0955	240.4465
55%	8.1030	3.5836	1.9231	0.8052	8.4147	29.7914	35.0877	41.9928	48.8106	50.9644	20.0983	11.0170	260.5919
60%	8.2598	3.9604	2.1908	0.8938	9.4920	34.8672	36.0916	42.6664	51.1368	61.9739	21.7884	11.3419	284.6630
65%	8.7671	4.3843	2.3747	1.1013	10.1379	38.3180	41.9109	43.3571	54.1061	68.9789	27.8959	12.7960	314.1282
70%	9.2404	4.7283	2.9683	1.6050	11.2568	41.3076	46.3059	44.3929	57.9293	72.2156	29.0973	13.1286	334.1758
75%	10.2920	5.4793	3.3512	1.9250	14.1234	42.8513	49.3989	47.9316	62.8930	83.2875	29.6231	14.0183	365.1744
80%	11.5082	5.8214	3.9638	2.3660	14.4672	43.4221	55.9204	55.3257	67.7003	89.2592	33.7064	15.8562	399.3169
85%	12.7540	7.1723	4.3502	3.0279	16.5231	50.6972	62.5522	63.2191	76.6104	99.5180	35.9339	16.6935	449.0517
90%	14.1250	7.6088	4.6244	4.7897	19.0684	60.9695	73.1465	80.0058	80.2538	102.5330	41.9184	19.8423	508.8855
95%	16.6194	8.6869	4.8775	6.4339	30.4455	73.9103	78.2111	91.2997	104.4958	131.5461	62.2565	25.5492	634.3319
98%	17.7063	9.4285	5.8822	6.9826	38.5555	82.0139	85.5245	113.8423	137.3897	156.3837	69.5090	32.1680	755.3862

Tabla 8-3 Cálculo de los Aportes propios de cada mes del año para 20 percentiles cada 5 % [$\times 10^6 \text{ m}^3$]

8.3.4 Cálculo de los percentiles para el aporte por bombeo

La estación de bombeo Asturias inicio sus operaciones en el año de 1989, con la instalación de 4 bombas de 1 MW cada una y una capacidad de bombeo por unidad de 2.5 m³/s. Los datos de bombeo son representativos de los aportes propios al lago de Asturias (Arenal), pues se bombea cada vez que hay excedentes en dicho lago y a la vez se requiera mantener el nivel en el lago de en Apanás.

Al igual que para los aportes propios de Apanás, calculamos los percentiles 25, 50 (mediana) y 75, para los meses de septiembre, mes que se caracteriza por utilizar más la estación de bombeo. Todos los resultados se resumen en la Tabla 8-4.

Los treinta valores de los aportes propios de los meses de septiembre dispuestos en orden ascendente son los siguientes:

Nº	Aporte	Nº	Aporte	Nº	Aporte	Nº	Aporte	Nº	Aporte
1	0.00	7	3.81	13	8.67	19	10.69	25	13.82
2	0.00	8	4.40	14	9.55	20	10.70	26	13.94
3	0.00	9	5.48	15	10.05	21	10.85	27	14.04
4	0.29	10	6.26	16	10.06	22	12.89	28	15.26
5	0.87	11	6.47	17	10.19	23	13.32	29	15.91
6	1.74	12	6.48	18	10.69	24	13.82	30	18.86

Tabla 8-4 Aportes propios del mes de septiembre para los 50 años considerados

Para aplicar la Ecuación 8-2 los datos son los siguientes:

n= 30 datos

k = 25, 50 y 75

Percentil k = 25

$$P_{25} = \frac{25 (30 - 1)}{100} + 1$$

$$P_{25} = 8.25$$

El Valor exacto se encuentra entre n=8 con $X_8 = 6.47$ y n=9 con $X_9 = 6.48$, interpolando con la Ecuación 8-3.

$$X_{8.25} = 4.4036 + \frac{(5.4792 - 4.4036)}{(9 - 8)} (8.25 - 8)$$

$$X_{8.25} = 4.6725 \times 10^6 m^3$$

Percentil k = 50

$$P_{50} = \frac{50 (30 - 1)}{100} + 1$$

$$P_{50} = 15.5$$

El Valor exacto se encuentra entre n=15 con $X_{15} = 10.69$ y n=16 con $X_{16} = 10.69$, interpolando con la Ecuación 8-3.

$$X_{15.5} = 10.0508 + \frac{(10.0632 - 10.0508)}{(16 - 15)} (15.5 - 15.00)$$

$$X_{15.5} = 10.0570 \times 10^6 m^3$$

Percentil k = 75

$$P_{75} = \frac{75(30 - 1)}{100} + 1$$

$$P_{75} = 22.75$$

El Valor exacto se encuentra entre n=22 con $X_{25} = 13.8239$ y n=23 con $X_{26} = 13.9432$, interpolando con la Ecuación 8-3.

$$X_{22.75} = 12.8862 + \frac{(13.3157 - 12.8862)}{(23 - 22)}(22.75 - 22.00)$$

$$X_{22.75} = 13.2083 \cdot 10^6 \text{ m}^3$$

La siguiente tabla resume el aporte propio por bombeo para 20 percentiles cada 5% para los 12 meses del año, calculado del historial de años típicos (Anexo 1.5.4.2) con la función PERCENTIL.INC() de Excel.

Per.	Ene	feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
5%	1.0704	-	-	-	-	0.2784	2.6615	0.8159	-	-	-	1.0241	5.8504
10%	1.8321	0.0027	-	-	-	0.6378	4.1913	2.1426	0.2595	0.4420	0.4012	2.3458	12.2550
15%	2.3910	0.0034	0.0008	0.0020	0.0031	1.3452	5.3861	2.8421	1.1753	0.9694	1.9859	2.8508	18.9551
20%	2.5763	0.3109	0.0032	0.3273	0.1650	2.2558	5.8892	3.5034	3.3919	1.4487	2.6784	3.3307	25.8810
25%	2.6111	1.2477	0.3803	0.4661	0.7435	2.8309	6.4174	4.7184	4.6725	4.7331	3.0531	3.8674	35.7416
30%	2.8303	1.5287	0.3905	0.5681	0.8387	3.2365	6.7019	5.8297	6.0245	4.7534	4.3624	4.5457	41.6103
35%	3.1348	1.6644	0.5729	0.6227	0.9590	3.7389	6.7881	6.7751	6.4738	4.8694	4.8096	5.3295	45.7382
40%	3.2752	1.7125	0.7209	0.6599	1.0112	3.7955	6.8206	7.6244	7.7940	5.4883	5.1701	5.6084	49.6808
45%	3.8297	1.7838	0.8200	0.6940	1.0393	3.8942	7.5634	8.4000	9.5788	5.9740	6.2424	5.8663	55.6859
50%	3.9790	2.0459	1.0011	0.8492	1.4646	3.9822	8.8093	8.6868	10.0570	8.0601	6.7195	6.1973	61.8518
55%	4.5816	2.4655	1.0094	1.1786	1.6148	3.9930	9.0539	9.6289	10.1820	8.1580	7.2273	6.2282	65.3214
60%	4.9571	2.6850	1.3034	1.2108	1.7990	4.0125	9.6098	9.8561	10.6914	8.3953	7.6352	6.5735	68.7291
65%	5.2498	3.2870	1.3232	1.2383	1.9885	4.6060	10.8058	10.1353	10.7015	8.6259	7.9831	6.6530	72.5974
70%	6.2787	3.5101	2.3570	1.3219	2.0545	4.8820	11.3120	10.2555	11.4630	9.3240	8.1845	6.8998	77.8430
75%	6.4511	3.8717	3.1422	1.4317	2.3645	5.1443	11.6763	10.6462	13.2083	10.3957	9.4082	7.1929	84.9330
80%	6.8896	4.2101	3.4148	2.0324	3.0189	5.9709	12.9039	10.9623	13.8200	11.2339	10.2425	7.2777	91.9768
85%	7.7955	4.9579	3.7279	2.6958	3.1084	6.4651	13.5457	11.3031	13.9014	12.2806	10.5117	7.6963	97.9895
90%	8.3249	5.5691	4.0301	2.9780	3.6399	10.8120	16.1399	11.7281	14.1644	12.8567	10.7191	8.0934	109.0557
95%	8.5934	6.2990	5.0480	3.9976	4.2222	11.8147	16.7188	13.1027	15.6159	14.2608	12.0440	9.6488	121.3659
98%	8.9306	7.0709	5.7647	4.8649	4.5919	13.4922	16.9197	14.2705	17.1446	16.0071	12.2509	10.6308	131.9388

Tabla 8-5 Cálculo de los Aportes por bombeo de cada mes del año para 20 percentiles cada 5% [x 10^6 m^3]

8.3.5 Estimación de los Aportes propios para un año promedio.

La Hidrología media, es el pronóstico meteorológico que sirve de base de sustentación para estimar lo más objetivamente posible el comportamiento del Embalse de Apanas y el Arenal, por lo que la mejor estimación de aportes propios que podemos utilizar para

8 BALANCE HIDROLÓGICO

determinar la producción en función de los cuantiles son los percentiles cercanos y ligeramente superior a la media, por lo que tomaremos para nuestro estudio un percentil del 55%. Según en la Tabla 8-3 encontramos que con un percentil del 55 % el aporte propio esperado será de 260.59 millones de m³ lo que significa que existe un 55 % de probabilidad de que al menos ocurran estos aportes en un año de invierno típico:

La estacionalidad según la tabla 1-3 es la siguiente:

Percentil 55%

Mes	Aporte (10 ⁶ m ³)	Mes	Aporte (10 ⁶ m ³)	Mes	Aporte (10 ⁶ m ³)
Enero	8.10	Mayo	8.41	Septiembre	48.81
Febrero	3.58	Junio	29.79	Octubre	50.96
Marzo	1.92	Julio	35.09	Noviembre	20.10
Abril	0.81	Agosto	41.99	Diciembre	11.02
				Total	260.59

Tabla 8-6 Aportes propios tomando el percentil 0.55

Análogamente para el cálculo de los aportes por bombeo y para ser consistente elegimos también el percentil 0.55 o 55%, entonces de la Tabla 8-5 los valores son los siguientes.

Percentil 55%

Mes	Aporte (10 ⁶ m ³)	Mes	Aporte (10 ⁶ m ³)	Mes	Aporte (10 ⁶ m ³)
Enero	4.58	Mayo	1.61	Septiembre	10.18
Febrero	2.47	Junio	3.99	Octubre	8.16
Marzo	1.01	Julio	9.05	Noviembre	7.23
Abril	1.18	Agosto	9.63	Diciembre	6.23
				Total	65.32

Tabla 8-7 Aportes por bombeo tomando el percentil 0.55

8.4 Determinación de la producción anual y uso del By Pass.

8.4.1 Efecto de la nueva Unidad en el transporte de agua por el By Pass y el Túnel.

La nueva Unidad de 5 MW, demandará un consumo adicional de agua turbinada de aproximadamente 3 m³/s operando a plena carga, por lo que el escenario de mayor consumo de agua total exigido al lago de Apanás y al túnel de conducción será cuando la Planta Centroamérica se encuentre operando sus dos unidades a plena carga, con un consumo de 22 m³/s, más el consumo de la nueva unidad que se estaría derivando por el By Pass, totalizando 25 m³/s, este escenario se dará seguramente en la época lluviosa, siendo el periodo en que podemos garantizar que nuestra nueva unidad trabajará en un régimen permanente. En el escenario que salga una de las unidades de la PCA, se requerirán 11 m³/s para la unidad en funcionamiento más 11 m³/s que se desviarían por el By Pass para complementar el agua requerida por la Larreynaga, misma agua que moverá la Nueva Unidad, para un total de 22 m³/s. Las dos Unidades de la PCA fuera de servicio será el escenario de menor consumo de agua ya que solo se demandarán los

11 m³/s que pueden desviarse por el By Pass y que utilizará la Central Hidroeléctrica Larreynaga para mover una de sus dos turbinas, misma agua que se utilizará para turbinar los 3 m³/s de la nueva central hidroeléctrica. En un caso hipotético en donde todas las unidades de la Centroamérica y Larreynaga se encuentren fuera de servicio, se podría derivar por el By Pass los 3 m³/s que requiere la nueva unidad.

Solamente debemos comprobar que estos 3 m³/s de agua adicionales que se extraerán de Apanás se encontrarán disponibles en la época lluviosa y así garantizar el aprovechamiento de la nueva unidad de tal manera que sea factible su instalación, para lo cual se hará un cálculo del balance hidrológico con la nueva unidad en operación.

8.4.2 La Ecuación del Balance Hídrico para el lago de Apanás.

El estudio del balance Hídrico tiene su base en el principio de conservación de la masa o la materia, la cual análogamente al principio de conservación de la energía, expresa que “la masa no se puede crear ni destruir, pero puede transformarse en el espacio, o las entidades asociadas con ella pueden cambiar de forma” (cita). En hidrología también es conocida como ecuación de continuidad y se puede expresar de manera sencilla de la forma siguiente:

Variación en almacenamiento = Agua que entra al Sistema – Agua que sale del Sistema.

Ecuación 8-4 Conservación de continuidad

Con más detalles y aplicado a una cuenca hidrográfica:

$$\Delta S = (P + Q_{SI} + Q_{UI}) - (E + Q_{SO} + Q_{UO} + V)$$

Ecuación 8-5 Ecuación de continuidad para una cuenca hidrográfica

Donde:

ΔS : Variación en el almacenamiento de agua.

Las entradas de la ecuación incluyen:

P: Precipitaciones pluviales.

Q_{SI} : Aguas superficiales recibidas dentro de la cuenca desde afuera.

Q_{UI} : Aguas subterráneas recibidas dentro de la cuenca desde afuera.

Las Salidas de la ecuación incluyen:

E: Evaporación.

Q_{SO} : Salida de corrientes de agua superficial.

Q_{UO} : Salida de corriente de aguas subterráneas.

Para el Embalse de Apanás, la ecuación se resumiría de la forma siguiente:

$$\Delta S = (AP + AB) - (AT_{PCA} + AT_{NP} + BP + D)$$

Ecuación 8-6 Ecuación de continuidad para Apanás

Donde:

ΔS : Variación en el almacenamiento de agua en m³.

Entradas de la Ecuación:

AP: Aporte propio, que incluye el aporte por precipitaciones pluviales, aguas superficiales (afluentes de apanas) y aguas subterráneas recibidas en m³.

AB: Aporte por bombeo, agua recibida del embalse de Asturias a través de la estación de bombeo Asturias el cual es programado según el nivel de ambos embalses en m³.

Salidas de la Ecuación:

AT_{PCA}: Aguas turbinadas por la Planta Centroamérica, que son transportadas por la tubería de presión (tubería forzada), determinados por la generación programada de acuerdo a la disponibilidad de agua a turbinar del embalse en m³.

AT_{NJ}: Aguas turbinadas por la Nueva Unidad que son transportadas por el By Pass, determinados por la generación programada de acuerdo a un factor de planta no mayor del 60% para el invierno y hasta 0% en verano.

BP: Aguas transportadas por el By Pass para la utilización en la generación en la Planta Hidroeléctrica Larreynaga cuando una o ambas unidades de la PCA están fuera de servicio en m³.

D: Aguas derramadas o vertidas por el Morning Glory y el Vertedero Héroes y Mártires de Pancasán en m³.

Con relación a la variación del volumen del embalse ΔS , este puede ser medido para un intervalo de tiempo cualquiera y está determinado por la diferencia de las cotas inicial y final del embalse de Apanás en el período requerido, dichas cotas se manejan en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.)

$$\Delta N = N_f - N_i$$

Ecuación 8-7 Diferencia de Niveles

Donde:

ΔN : Variación del nivel en m.s.n.m

N_f: Nivel Final del Embalse en m.s.n.m

N_i: Nivel Inicial del Embalse en m.s.n.m

Es importante mencionar que conociendo el nivel del embalse (m.s.n.m.) podemos calcular el volumen de agua disponible en m³, según la ecuación de curva de almacenamiento característica y única para Apanás, esta ecuación determina la curva de almacenamiento o capacidad, la cual tiene forma exponencial por ser un embalse con topología irregular:

$$V = 73 * 10^{-3} * (N - 910)^{5.86228895}$$

Ecuación 8-8 Ecuación de almacenamiento en función del nivel

Análogamente podemos conocer el Nivel que tendrá el lago de Apanás para un volumen de agua determinado. Despejando N de la Ecuación 8-8 se obtiene.

$$N = e^{\left(\frac{\ln\left(\frac{V}{73 * 10^{-3}}\right)}{5.86228895} \right)} + 910$$

Ecuación 8-9 Ecuación de almacenamiento en función del volumen

Donde:

V: Volumen disponible para producción en m³

N Nivel del lago en m.s.n.m

7×10^{-3} : Factor que depende de la topología o forma del embalse.

5.86228895: Constante exponencial que depende de la topología o forma del embalse.

El Volumen Útil en millones de m³ vs altura del embalse en m.s.n.m., calculado con la Ecuación 8-8 puede verse en el gráfico siguiente:

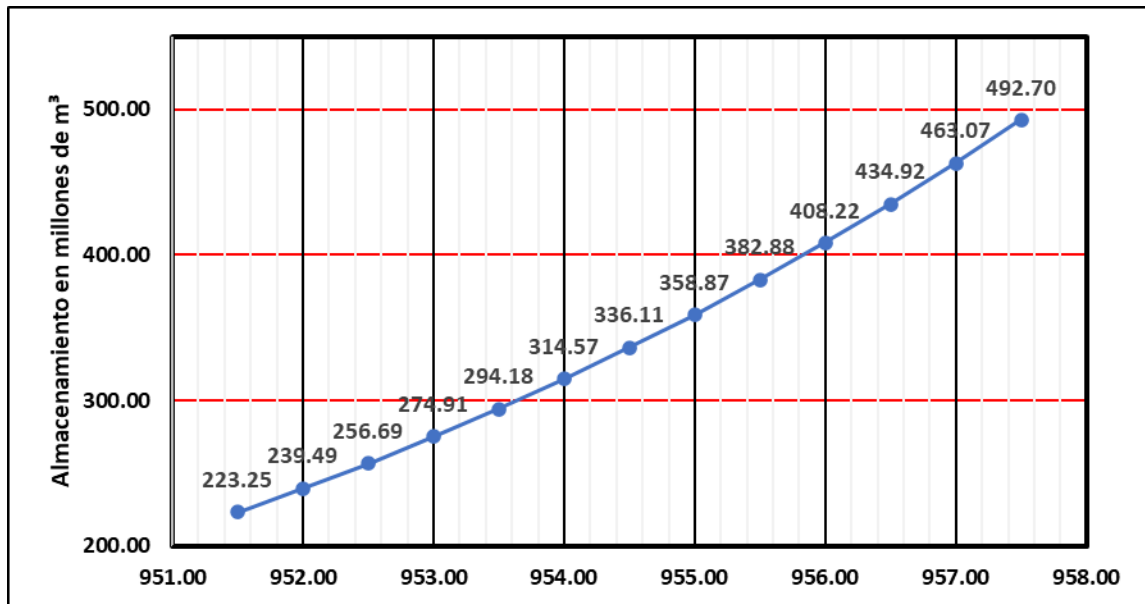


Gráfico 8-1 Volumen útil de apanás en función de su Nivel.

Como se ve en la Ecuación 8-8, el término en paréntesis << N-910 >> limita las soluciones reales a valores de N > 910 m.s.n.m. que es el nivel mínimo teórico para un volumen del embalse igual a cero, pero las limitaciones técnicas restringen a que la cota mínima se mantenga en 951.5 m.s.n.m. aproximadamente. Así también habrá un nivel superior determinado por la infraestructura o geometría el embalse, el cual es de 957.5 m.s.n.m. que es el nivel máximo de diseño y en donde los vertederos Pancasán y Morning Glory comienzan a derramar, evitando que el fluido vierta sobre la presa Mancotal o las áreas circundantes sufran inundaciones. Con la administración del embalse este nivel oscila a lo largo del año, observando el nivel cercano al mínimo al finalizar el verano, para luego en invierno acopiar agua al mismo tiempo que se genera el excedente, tratando de llegar a la cota máxima al finalizar la época lluviosa, para tener agua y despacharla en el verano y así comenzar nuevamente el ciclo hidrológico del embalse. La siguiente gráfica muestra el comportamiento típico del nivel de Apanas a lo largo de un año promedio.

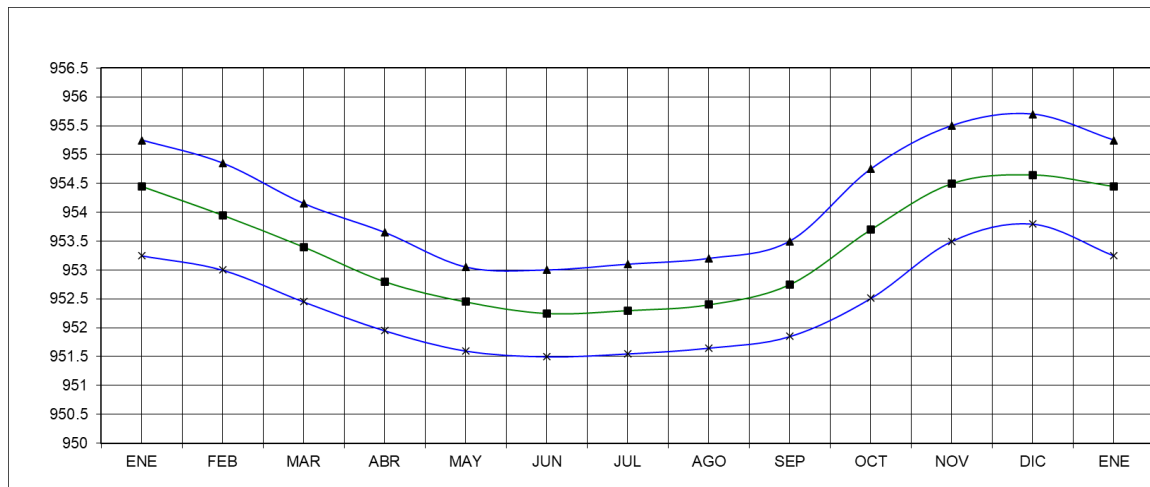


Gráfico 8-2 Nivel de Apanas en un año típico (Máximo, Media y Mínimo)

Por lo tanto, la variación del volumen de almacenamiento ΔS se puede calcular por la diferencia de niveles determinando cada volumen con la ecuación anterior, o lo que es lo mismo.

$$\Delta S = S_i - S_f$$

Ecuación 8-10 Variación de Volumen

Donde:

ΔS : Variación en el almacenamiento de agua en m³.

S_f : Volumen Final del Embalse en m³m

S_i : Volumen Inicial del Embalse en m³.

Y expresado en función de los niveles, con la ecuación característica de Apanás:

$$\Delta S = 73 * 10^{-3} * \left[(N_f - 910)^{5.86228895} - (N_i - 910)^{5.86228895} \right]$$

Ecuación 8-11 Variación de Volumen en función de N

Donde:

ΔS : Variación en el almacenamiento de agua en m³.

N_f : Nivel Final del Embalse en msnm

N_i : Nivel Inicial del Embalse en msnm

Con relación al Volumen de las aguas que se turbinan (AT), estas están directamente relacionadas con la ecuación del rendimiento bruto de las turbinas de la PCA, por lo que se pueden determinar la generación con la formula siguiente:

$$GB = AT * RB$$

Ecuación 8-12 Generación en función del Agua turbinada

Donde:

GB Generación Bruta en kWh

AT: Aguas turbinadas en m³

RB Rendimiento bruto de la PCA (constante) = $(1.66)^{-1}$ kWh/m³

Este resultado nos permitirá conocer el factor de planta, al menos en cuanto a la disponibilidad de agua se refiere, ya que este puede ver afectado por los programas de mantenimiento, el régimen de carga y a los imprevistos.

La ecuación que relaciona el factor de planta con la producción es la siguiente:

$$Fact. Planta = \frac{Producción Real}{Capacidad máxima}$$

Ecuación 8-13 Factor de Planta de una Central Eléctrica

En Donde:

Factor de Planta: Adimensional

Producción Real: Energía producida en Wh

Capacidad máxima: Energía máxima teórica (a plena carga y total de horas) en Wh

En donde la producción real se puede determinar expresando la capacidad máxima en función de la capacidad instalada de la siguiente forma:

$$Producción Real = P * días * 24 horas * FP$$

Ecuación 8-14 Producción de Energía

8.4.3 Estimación del consumo hídrico la Generación de la PCA

Primero, con el escenario del percentil 0.55, tanto para los aportes propios como para el aporte por bombeo calcularemos el volumen de agua disponible ΔS para cada mes del año, el cual será el volumen esperado final menos el volumen inicial, calculado con los niveles del embalse final del mes e inicial del mes respectivamente utilizando la Ecuación 8-11.

MES	INICIAL	FINAL	MES	INICIAL	FINAL	MES	INICIAL	FINAL
ENE	954.170	953.645	MAY	952.185	952.165	SEP	954.020	954.510
FEB	953.645	953.205	JUN	952.165	952.655	OCT	954.510	954.340
MAR	953.205	952.505	JUL	952.655	953.160	NOV	954.340	954.390
ABR	952.505	952.185	AGO	953.160	954.020	DIC	954.390	954.170

Tabla 8-8 Niveles medios históricos Embalse de Apanás

Segundo, con esta información determinamos el volumen la producción de la planta Centroamérica garantizando que el nivel del embalse se mantenga sobre la curva de los valores medios históricos, también debemos asegurar que la producción ronde los 200

GWh anuales, que son necesarios para garantizar el ingreso de al menos sus costos y gastos de operación y administración respectivamente.

Segundo, con el dato anterior de ΔS y los valores de los aportes propio y de bombeo (percentil 0.55) y el consumo de la nueva unidad, podremos calcular el volumen disponible de agua para turbinar en la PCA y por lo tanto verificar si la producción de energía eléctrica. Despejando AT_{PCA} de la Ecuación 8-6 tenemos:

$$AT_{PCA} = \Delta S - [(AP + AB) + (AT_{NP} + BP + D)]$$

Tercero, con el volumen de agua disponible a turbina calculamos con la Ecuación 8-12 La generación bruta de la planta

Para ejemplificar haremos el cálculo para el mes de enero (principio de año) y octubre (fin del invierno).

1. Para el mes de enero los datos son los siguientes:

$$N_f = 953.645$$

$$N_i = 954.170$$

Utilizando la Ecuación 8-11 tenemos:

$$\Delta S = 73 * 10^{-3} * [(953.645 - 910)^{5.86228895} - (954.170 - 910)^{5.86228895}]$$

$$\Delta S = [299.98 - 321.767] \times 10^6$$

$$\Delta S = -21.782 \times 10^6 m^3$$

2. Los datos de los aportes siguientes tenemos:

$$\Delta S = -21,782 \times 10^6 m^3$$

$$AP = 8.1 \times 10^6 m^3$$

$$AB = 4.6 \times 10^6 m^3$$

$$AT_{NP} = 0 m^3$$

$$BP = 0 m^3$$

$$D = 0 m^3$$

Utilizando AT_{PCA} de la Ecuación 8-6 :

$$AT_{PCA} = -21.782 - [(8.1 + 4.6) + (0 + 0 + 0)]$$

$$AT_{PCA} = -34.47 \times 10^6 m^3$$

El signo negativo indica que es una salida de agua, pero evidentemente para el cálculo de la producción utilizamos su valor absoluto.

3. Con este valor de AT_{PCA} y la Ecuación 8-12 calculamos la generación en GWh de la Planta Centroamérica para ese mes.

$$AT_{PCA} = 34.5 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$RB = 602.41 \times 10^{-6} \text{ MWh/m}^3$$

$$GB = 34.5 \times 10^6 * 602.41 \times 10^{-6} \frac{\text{MWh}}{\text{m}^3}$$

$$GB = 20,762.94 \text{ MWh}$$

Análogamente para el mes de octubre tenemos:

1. Calculo del consumo de agua

$$N_f = 954.340$$

$$N_i = 955.310$$

Utilizando la Ecuación 8-11 tenemos:

$$\Delta S = 73 * 10^{-3} * [(954.340 - 910)^{5.86228895} - (955.310 - 910)^{5.86228895}]$$

$$\Delta S = [326.090 - 336.556] \times 10^6$$

$$\Delta S = -7.465 \times 10^6 \text{ m}^3$$

2. Los datos de los aportes siguientes tenemos:

$$\Delta S = -7,465 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$AP = 50.96 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$AB = 8.20 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$AT_{NP} = 0 \text{ m}^3$$

$$BP = 0 \text{ m}^3$$

$$D = 0 \text{ m}^3$$

Utilizando AT_{PCA} de la Ecuación 8-6 :

$$AT_{PCA} = -7,465 - [(50.96 + 8.2) + (0 + 0 + 0)]$$

$$AT_{PCA} = -46.93 \times 10^6 \text{ m}^3$$

3. La generación en GWh de la Planta Centroamérica para ese mes.

$$AT_{PCA} = 55.73 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$RB = 602.41 \times 10^{-6} \text{ MWh/m}^3$$

$$GB = 46.93 \times 10^6 * 602.41 \times 10^{-6} \frac{\text{MWh}}{\text{m}^3}$$

$$GB = 28,792.00 \text{ MWh}$$

La tabla siguiente resume los cálculos para todo el año.

Mes	ΔS m^3	AP m^3	AB m^3	AT _{PCA} m^3	GB MWh
ENE	- 21.78	8.10	4.6	34.47	20,762.94
FEB	- 17.30	3.58	2.5	23.35	14,065.66
MAR	- 25.81	1.92	1.0	28.75	17,316.68
ABR	- 11.13	0.81	1.2	13.11	7,900.57
MAY	- 0.68	8.41	1.6	10.71	6,452.88
JUN	17.17	29.79	4.0	16.61	10,006.73
JUL	18.73	35.09	9.1	25.41	15,307.21
AGO	34.45	41.99	9.6	17.17	10,344.18
SEP	21.15	48.81	10.2	37.85	22,798.55
OCT	- 7.47	50.96	8.2	46.93	28,272.00
NOV	2.18	20.10	7.2	44.80	26,988.52
DIC	- 9.51	11.02	6.2	26.75	16,117.32
TOTALES	0.00	260.59	65.32	325.91	196,333.26

Tabla 8-9 Resumen cálculos producción y consumo hídrico de PCA percentil 55%

8.4.4 Cálculo de la producción, consumo hídrico de la Nueva Unidad y uso del embalse de Apanás.

Ahora determinaremos si la disponibilidad del recurso hídrico nos permite el ingreso de la nueva planta, para lo cual 1) primero calcularemos con la Ecuación 8-14 la producción bruta de energía de la nueva unidad utilizando el mismo factor de planta de la Centroamérica, ya que este es un indicador de la disponibilidad de agua para cada mes, y su aprovechamiento será directamente proporcional en las tres unidades, 2) con este valor de producción calculamos con la Ecuación 8-12 el consumo hídrico de la nueva planta para el mes correspondiente lo que nos permitirá 3) con la Ecuación 8-6 encontrar la variación del volumen de Apanás (ΔS) del mes, ya que también conocemos las demás variables como son los aportes y las aguas turbinadas por la PCA, 4) de la Ecuación 8-10 y con el dato del volumen inicial (mes anterior) encontramos el volumen final del embalse y para terminar con la Ecuación 8-9 característica del embalse de Apanás encontraremos el nivel final, lo que nos permitirá verificar que los niveles se mantienen dentro de los valores permitidos.

Por ser un poco largo el procedimiento haremos el cálculo para uno de los meses y luego se presentarán todos los cálculos en una tabla resumen.

Para el mes de octubre, mes de lo mayores aportes tenemos:

$$P_{NP} = 5 \text{ MW}$$

$$FP = 80.00 \%$$

$$S_i = 309.20 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$AP = 50.96 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$AB = 8.2 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$AT_{PCA} = 46.93 \text{ m}^3$$

$$RB_{NP} = 480.77 \times 10^{-6} \text{ MWh/m}^3$$

$$D = 0 \text{ m}^3$$

1. La producción de la nueva planta será de la Ecuación 8-14:

$$Produccion Real = 5 \frac{MW}{horas} * 31 \text{ dias} * 24 \frac{horas}{dias} * 80.00 \%$$

$$Produccion Real = 2,976 \text{ MWh}$$

2. El agua turbinada para esta producción despejando AT de Ecuación 8-12:

$$AT_{NP} = \frac{2,976 \text{ MWh}}{480.77 \times 10^{-6} \frac{MWh}{m^3}}$$

$$AT_{NP} = 6.19 \times 10^6 \text{ m}^3$$

3. La variación del Embalse de Apanás en el mes, utilizando la Ecuación 8-6:

$$\Delta S = (50.96 \times 10^6 + 8.16 \times 10^6) - (46.93 \times 10^6 + 6.19 \times 10^6 + 0 + 0)$$

$$\Delta S = 6.001 \times 10^6$$

4. Calculamos el volumen final del mes despejando Sf de la Ecuación 8-10.

$$S_f = 309.20 \times 10^6 + 6.001 \times 10^6$$

$$S_i = 315.20 \times 10^6$$

Finalmente el nivel final del embalse calculado con la Ecuación 8-9 es:

$$N = e^{\left(\frac{\ln\left(\frac{315.20 \times 10^6}{73 \times 10^{-3}}\right)}{5.86228895} \right)} + 910$$

$$N = 954.01 \text{ m. s. n. m.}$$

8 BALANCE HIDROLÒGICO

La siguiente tabla resume los cálculos para todo el año.

Mes	Cap.	Fact	Gen	Aportes en 10 ⁶ m ³		Salidas en 10 ⁶ m ³			Volumen en 10 ⁶ m ³		Nivel
	MW	Pta	GWh	Propios	Bombeo	Turb/PCA	Turb/NP	Derr.	ΔS	Sf	m.s.n.m.
ENE	5	58.75%	2.19	8.10	4.58	34.47	4.55	0.00	26.33	295.43	953.53
FEB	5	42.55%	1.48	3.58	2.47	23.35	3.08	0.00	20.38	275.05	953.00
MAR	5	49.00%	1.82	1.92	1.01	28.75	3.79	0.00	29.60	245.45	952.18
ABR	5	23.10%	0.83	0.81	1.18	13.11	1.73	0.00	12.86	232.59	951.79
MAY	5	18.26%	0.68	8.41	1.61	10.71	1.41	0.00	2.10	230.49	951.73
JUN	5	29.26%	1.05	29.79	3.99	16.61	2.19	0.00	-14.98	245.48	952.18
JUL	5	43.31%	1.61	35.09	9.05	25.41	3.35	0.00	-15.38	260.86	952.62
AGO	5	29.27%	1.09	41.99	9.63	17.17	2.26	0.00	-32.19	293.04	953.47
SEP	5	66.66%	2.40	48.81	10.18	37.85	4.99	0.00	-16.16	309.20	953.87
OCT	5	80.00%	2.98	50.96	8.16	46.93	6.19	0.00	-6.00	315.20	954.01
NOV	5	78.91%	2.84	20.10	7.23	44.80	5.91	0.00	23.38	291.81	953.44
DIC	5	45.61%	1.70	11.02	6.23	26.75	3.53	0.00	13.04	278.78	953.10
Total		47.18%	20.67	260.59	65.32	325.91	42.99	-	42.99	278.78	953.10

Tabla 8-10 Resultados calculo Producción Nueva Planta y Niveles de Apanás con su inclusión.

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

9.1 Dimensionamiento y Selección de la Turbina.

La **velocidad específica** o también llamada **número específico de revoluciones** (n_s), es una variable indispensable para cada turbina, teniendo el mismo valor para las turbinas geométricamente iguales y que operan en condiciones hidráulicas similares.

$$n_s = \frac{n \cdot \sqrt{P}}{H_n^{\frac{5}{4}}}$$

Ecuación 9-1 Velocidad Específica

Dónde:

n_s : revoluciones por minuto a las que gira el eje

P : potencia del eje de la turbina en caballos de vapor (CV)

H_n : salto neto

El valor n_s , generalmente se ha determinado en el sistema métrico decimal, expresando la potencia en CV. En la actualidad este valor involucra a la potencia en kW.

Velocidad específica para turbinas Francis

El rango de variación de la velocidad específica en turbinas Francis en función de la H_n , se muestra en el Gráfico 9-1 y representa la tendencia de la velocidad específica de las turbinas Francis fabricadas en ese periodo, cuya ley de correlación es:

AÑO DE FABRICACIÓN	ECUACIÓN DE REGRESIÓN
1960-1964	$n_s = 2959 H_n^{-0.625}$
1965-1969	$n_s = 3250 H_n^{-0.625}$
1970-1975	$n_s = 3470 H_n^{-0.625}$

Tabla 9-1 Ecuación de Regresión por año de fabricación.

$$n_s = 3470 H_n^{-0.625}$$

Ecuación 9-2 Velocidad Específica por el año de fabricación

Se estima un salto neto de 190 m para un cálculo preliminar de la velocidad específica de la turbina a seleccionar.

$$n_s = 3470 (190)^{-0.625} = 130.65$$

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

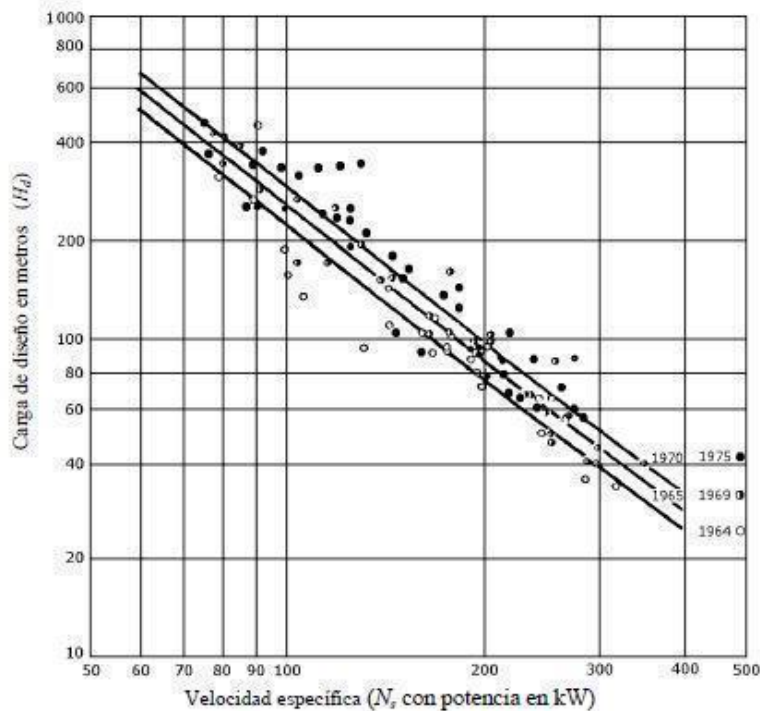


Gráfico 9-1 Rango de variación de velocidad específica en función de la Hd

Las revoluciones por minuto a las que gira el eje se calculan según el régimen de giro nominal de la máquina eléctrica que va acoplada al eje. En este caso en el eje están acopladas la turbina y el alternador.

$$N = \frac{120 \cdot f}{p}$$

Ecuación 9-3 Velocidad del Rotor

Dónde:

f : frecuencia de la corriente eléctrica en Hz (para América son 60 Hz)

p : es el número de pares de polos de la máquina eléctrica

Se elige una máquina eléctrica de 6 pares de polos (12 polos), sustituyendo en la Ecuación 9-3:

$$N = \frac{120 \cdot 60}{12} = 600 \text{ rev/min}$$

La potencia del eje de la turbina (expresada en CV) se calcula con la siguiente ecuación:

$$P = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta}{736}$$

Ecuación 9-4 Potencia del eje de la turbina

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

$$P = \frac{(9810 \frac{N}{m^3}) \cdot (11 \frac{m^3}{s}) \cdot (190 m) \cdot (0.8)}{736} = 22,286 CV$$

Equivalente a:

$$P = 16.39 MW$$

Donde

γ : peso específico del fluido (agua: 9810 N/m³)

Q: caudal de equipamiento: 11 m³/s

H: salto neto (m); para realizar este cálculo se aproxima a 190 metros

η : rendimiento supuesto de la turbina: 80%

Se divide 736 para pasar de Wa CV

La velocidad específica sustituyendo en la Ecuación 9-1:

$$n_s = \frac{600 \cdot \sqrt{22,286}}{190^{\frac{5}{4}}}$$

$$n_s = 126.98$$

9.1.1 Memoria de cálculo de la turbina

9.1.1.1 Parámetros de dimensionamiento de la turbina

Se calculará con un proceso iterativo del diagrama de Moody y de la ecuación de Darcy-Weissbach para el cálculo de las pérdidas de carga.

$$\Delta h = f \frac{L V^2}{D 2g}$$

Ecuación 9-5 Pérdida de Carga en tubería

Dónde:

h: pérdida de carga en metros

f: coeficiente de fricción en tuberías

D: diámetro interior de la tubería (m)

V: velocidad a la que circula el agua por el interior de la tubería (m/s)

También se puede expresar de la siguiente forma en función del caudal (Q):

$$\Delta h = 0.0827 f L \frac{Q^2}{D^5}$$

Ecuación 9-6 Pérdida de carga en función del Caudal

Hay que suponer de manera inicial el diámetro de la tubería y el factor de fricción, con lo que se calcularán las pérdidas de carga, la rugosidad relativa (K/D) y el número de Reynolds (Re).

$$Re = \frac{4Q}{\pi D v}$$

Ecuación 9-7 Número de Reynolds

Dónde:

Q: caudal (m³/s)

D: diámetro interior de la tubería en metros

v: viscosidad cinemática del fluido (agua (1x10⁻⁶))

El **número de Reynolds** (Re) es un [número adimensional](#) utilizado en [mecánica de fluidos](#), [fenómenos de transporte](#) para caracterizar el movimiento de un [fluido](#). Su valor indica si el flujo sigue un modelo laminar o turbulento.

Con estos valores se obtiene un nuevo valor del coeficiente de fricción gracias al diagrama de Moody en el que $f = f(k/d; Re)$.

Seguidamente se calcula un nuevo diámetro manteniendo las pérdidas de carga constantes.

Número Reynolds **$Re = 1.0 \times 10^7$** por lo que se determina que el fluido se comporta turbulento.

Para empezar el proceso iterativo se conocen:

El caudal que recorre la tubería $Q = 11 \text{ m}^3/\text{s}$

La viscosidad cinética del fluido que recorre la tubería (agua) $\nu = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$.

La rugosidad Absoluta (acero = $\varepsilon = 0.15 \text{ mm}$)

Velocidad del agua en la tubería $V = 7.1457 \text{ m/s}$

Diámetro interno 1.4 m

La rugosidad relativa: $\varepsilon/D = 0.000107143$

En nuestro estudio consideramos un supuesto factor de fricción según el diagrama de Moody $f: 0.012$ y obtuvimos un factor de fricción real $f = 0.012315$

9.1.1.2 Cálculo de factor de fricción

El factor de fricción en tuberías se puede calcular utilizando la fórmula de Colebrook-White, que es una ecuación empírica ampliamente utilizada. La fórmula es la siguiente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f}} \right)$$

Ecuación 9-8 Fórmula de Colebrook-White

Dónde:

f: Es el factor de fricción

ε : Es la rugosidad absoluta de la tubería.

D: Es el diámetro interno de la tubería.

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

La ecuación de Colebrook es una ecuación implícita, lo que significa que no se puede resolver directamente para f . Se requiere un método numérico iterativo para encontrar el valor de f .

El método utilizado para resolver la ecuación de Colebrook es el método de iteración de Newton-Raphson. Este método consiste en realizar iteraciones sucesivas para converger al valor de f . Comienza con una suposición inicial para f y luego aplica la fórmula hasta que el valor de f converja a un resultado aceptable.

En nuestro estudio consideramos un supuesto factor de fricción según el diagrama de Moody f : 0.012 y obtuvimos un factor de fricción real **$f = 0.012315$**

9.1.1.3 Cálculo del Espesor de la tubería

El espesor deberá ser como mínimo es el resultado de la siguiente ecuación:

$$e = \frac{1.3 PD}{2\sigma_f k_f} + e_s$$

Ecuación 9-9 Espesor

Dónde:

P : presión máxima que soporta la tubería; por defecto $P = 6 \cdot 10^5 Pa \left(\frac{kN}{mm^2}\right)$

D : diámetro interior de la tubería (m)

σ_f : resistencia a la tracción del material con el que está construida la tubería (N/m²)

k_f : eficiencia de las uniones (en caso de uniones soldadas es 0.9)

e_s : sobreespesor por la corrosión (1.5 mm)

$$e = \frac{1.3 (6 \cdot 10^5 Pa)(1.4 m)}{2 \left(137340000 \frac{N}{m^2}\right) 0.9} + (0.0015 m) = 0.00367 m = 3.67 mm$$

Se adopta un espesor mínimo de 6.25 mm

9.1.1.4 Golpe de Ariete

El golpe de ariete puede provocar grandes sobrepresiones en la tubería por lo que se comprueba si las sobrepresiones pueden ser soportadas.

Se calcula la velocidad de la onda de sobrepresión:

$$c_{onda} = \sqrt{\frac{\frac{K}{\rho}}{1 + \frac{K}{E} \frac{D}{e}}}$$

Ecuación 9-10 Velocidad de onda de sobrepresión

Dónde

K módulo de elasticidad volumétrico del agua ($217 \cdot 10^9 N/m^2$)

ρ densidad del agua (1000 kg/m³)

E módulo de elasticidad del material con el que está construida la tubería ($206 \cdot 10^9 N/m^2$)

D diámetro interior de la tubería (m)

e espesor de la tubería (m)

Sustituyendo en la Ecuación 9-10

$$c_{onda} = \sqrt{\frac{\frac{(2.17 \cdot 10^9 \frac{N}{m^2})}{(1000 \frac{kg}{m^3})}}{1 + \frac{(2.17 \cdot 10^9 \frac{N}{m^2})}{(206 \cdot 10^9 \frac{N}{m^2})} \frac{(1.4 m)}{(0.00625 m)}}$$

$$c_{onda} = 803.684 m/s$$

Cuando se conoce la velocidad de la onda de sobrepresión, se calcula el tiempo crítico de la onda, que es el tiempo que tarda la onda en recorrer el camino de ida y vuelta por la tubería. Si este tiempo crítico es despreciable frente al tiempo de cierre de la válvula, el golpe de ariete es despreciable. Generalmente el tiempo crítico se considera despreciable si es menor a la décima parte del tiempo de cierre de la válvula.

$$t_{crítico} = \frac{2L}{c_{onda}}$$

Ecuación 9-11 Tiempo de cierre de válvula

Dónde:

L: Longitud total de la tubería (m) aproximadamente 900 m

c_{onda} : velocidad de la onda de sobrepresión (m/s)

Sustituyendo en la Ecuación 9-11

$$t_{crítico} = \frac{2 \cdot (900 m)}{803.684 m/s}$$

$$t_{crítico} = 2.24 s$$

Un tiempo de maniobra típico para el cierre de válvulas es de 20 segundos, por lo que se considera despreciable el golpe de ariete.

9.1.1.5 Cálculos de pérdidas de cargas

Excepto para la pérdida de carga por rozamiento de la tubería se emplea la ecuación general para pérdidas de carga localizadas.

$$\Delta h = k \frac{V^2}{2g}$$

Ecuación 9-12 Ecuación General Pérdidas de Cargas por Rozamiento

Dónde:

Δh : pérdida de carga

k: coeficiente de pérdida de carga dependiente del causante de pérdida de carga

V: velocidad media del agua en la tubería

g: aceleración de la gravedad

9.1.1.6 Pérdidas en la Toma de agua

Para una toma de agua de aristas vivas el coeficiente de pérdida de carga es de 0.5
Utilizando la Ecuación 9-12

$$\Delta h_{ta} = k \frac{V^2}{2g} = 0.5 \frac{(7.1457 \frac{m}{s})^2}{2(9.81 \frac{m}{s^2})} = 1.3012 \text{ m}$$

9.1.1.7 Pérdidas en la Rejillas

El valor k depende del tipo de rejilla:

$$k = C_f \left(\frac{s}{b} \right)^{\frac{4}{3}} \sin \beta$$

Ecuación 9-13 Coeficiente k para rejilla

Dónde

C_f: Coeficiente de forma de la rejilla

s: espesor de las barras

b: espacio entre las barras

β : ángulo de inclinación de las rejillas

Tipo de reja	C _f
De sección rectangular	2.42
De sección rectangular con aristas redondeadas	1.83
De sección rectangular con aristas redondeadas y extremo final adelgazado	1.63
De sección circular	1.70

Tabla 9-2 Coeficiente de forma de rejilla

Las barras de la reja serán de un espesor de: s= 2.5 mm

La separación entre las barras será de: b= 20 mm

De la Ecuación 9-13 Coeficiente k para rejilla

$$k = C_f \left(\frac{s}{b} \right)^{\frac{4}{3}} \sin \beta = 2.42 \left(\frac{2.5}{20} \right)^{\frac{4}{3}} \sin 90 = 0.1513$$

De la Ecuación 9-12 Ecuación General Pérdidas de Cargas por Rozamiento

$$\Delta h_{rej} = k \frac{V^2}{2g} = 0.1513 \frac{(7.1457 \frac{m}{s})^2}{2(9.81 \frac{m}{s^2})} = 0.3937 m$$

9.1.1.8 Pérdidas en la Tubería

En la tubería existen pérdidas por rozadura del agua con las paredes del conducto y pérdidas en los cambios de dirección (codos).

9.1.1.8.1 Pérdidas de carga por conducción

En la tubería existen pérdidas por rozadura del agua con las paredes del conducto y pérdidas en los cambios de dirección (codos).

Se emplea la ecuación de Darcy-Weissbach citada anteriormente:

$$\Delta h_r = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g}$$

Ecuación 9-14 Pérdidas de carga por conducción

Para tubería del By-Pass con diámetro interno de 1.2 m

$$V = Q/S = Q/\pi(D^2/4)$$

Ecuación 9-15 Velocidad en la tubería

$$V_1 = (11 \frac{m^3}{s})/\pi(1.2 m)^2/4 = 9.726 m/s.$$

$$\Delta h_1 = 0.01231 \frac{465.6 m}{1.2 m} \frac{(9.726 \frac{m}{s})^2}{2 (9.81 \frac{m}{s^2})}$$

$$\Delta h_1 = 23.03 m$$

Para tubería del By-Pass con diámetro interno de 1.4 m

$$V = Q/S = Q/\pi(D^2/4)$$

$$V_2 = (11 \frac{m^3}{s})/\pi(1.4 m)^2/4 = 7.1457 m/s.$$

$$\Delta h_2 = 0.01231 \frac{365.57 m}{1.4 m} \frac{(7.1456 \frac{m}{s})^2}{2 (9.81 \frac{m}{s^2})}$$

$$\Delta h_2 = 8.365 m$$

$$\Delta h_r = \Delta h_1 + \Delta h_2 = 31.39 m$$

9.1.1.8.2 Pérdidas de carga en codos

El radio relativo de todos los codos será igual a la unidad.

El valor k de la ecuación general para pérdidas de carga localizadas depende de la forma del codo de la siguiente manera:

$$k = A \cdot B + K_f$$

Ecuación 9-16 Cálculo de coeficiente k para codos

Dónde:

A: Valor que depende del ángulo del codo $A=f(\alpha)$

B: Valor que depende del radio relativo del codo (r/D) $B=f(r/D)$

K_f : Variable que depende del ángulo del codo y de su radio relativo

$$K_f = f\left(\alpha; \frac{r}{D}\right)$$

Ecuación 9-17 Cálculo de K_f

El valor de A varía:

Para ángulos menores de 70°; $A = 0.9 \sin \alpha$

Para ángulos entre 70° y 100°; $A = 1$

Para ángulos mayores de 100°; $A = 0.7 + 0.35 (\alpha/90)$

El valor de B depende del radio relativo del codo (r/D) :

Para valores de radio relativo entre 0.5 y 1:

$$B = \frac{0.21}{\left(\frac{r}{D}\right)^{5/2}}$$

Para valores de radio relativo mayores a 1:

$$B = \frac{0.21}{\left(\frac{r}{D}\right)^{1/2}}$$

El valor de K_f es:

$$k_f = 0.0175 f \frac{r}{D} \alpha$$

$$\Delta h_{c1} = k_f \frac{V^2}{2g}$$

$$\Delta h_{codos} = 4.3678 m$$

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

No	A	B	f	r/D	Ángulo	Kf	k	h
CODO 1	1	0.21	0.1231	1	90.000 °	0.1938825	0.4038825	1.04942754
CODO 2	1	0.21	0.1231	1	90.000 °	0.1938825	0.4038825	1.04942754
CODO 3	0.8297514	0.21	0.1231	1	52.234 °	0.11252509	0.28677289	0.74513594
CODO 4	0.44823354	0.21	0.1231	1	27.753 °	0.0597869	0.15391594	0.39992728
CODO 7	0.79374644	0.21	0.1231	1	14.628 °	0.03151237	0.19819912	0.51499042
CODO 8	0.75712574	0.21	0.1231	1	2.142 °	0.0046144	0.16361081	0.42511792
CODO 9	-0.05350117	0.21	0.1231	1	34.617 °	0.07457367	0.06333843	0.16457531
CODO 10	-0.12740367	0.21	0.1231	1	15.850 °	0.03414486	0.00739009	0.01920204
Total								4.36780399

Tabla 9-3 Resumen cálculo de pérdidas en los codos

9.1.1.9 Pérdidas de carga por Válvulas

Los valores de coeficiente de pérdida de carga en válvulas difieren según la fuente o los fabricantes. Para las válvulas usadas en este trabajo monográfico considerando que siempre estarán completamente abiertas se han usado:

Tipo de Válvula	Coeficiente
Válvula de Monovar	K= 0.2
Válvula de Mariposa	K = 0.36
Válvula de Aireación	K= 0.2

Tabla 9-4 Tabla de Coeficiente de pérdida de carga en Válvulas

Utilizando la Ecuación 9-12 Ecuación General Pérdidas de Cargas por Rozamiento calculamos para tipo de válvula:

Monobar; 4 válvulas situadas a lo largo de la tubería

$$\Delta h_{vc} = k \frac{V^2}{2g} = 0.2 \frac{(7.14 \frac{m}{s})^2}{2(9.81 \frac{m}{s^2})} = 0.52 \text{ m}$$

$$\Delta h_{vc} = 4(0.52 \text{ m}) = 2.08$$

Mariposa DN 1200, 1 válvula

$$\Delta h_{vm} = k \frac{V^2}{2g} = 0.36 \frac{(9.276 \frac{m}{s})^2}{2(9.81 \frac{m}{s^2})} = 1.579 \text{ m}$$

$$\Delta h_{vm} = 1.579$$

Mariposa, DN 1400 1 válvula

$$\Delta h_{vm} = k \frac{V^2}{2g} = 0.36 \frac{(7.14 \frac{m}{s})^2}{2(9.81 \frac{m}{s^2})} = 0.94 \text{ m}$$

$$\Delta h_{vm} = 0.94 \text{ m}$$

Válvula de Aireación: 2 válvulas

$$\Delta h_{vc} = k \frac{V^2}{2g} = 0.2 \frac{(7.14 \frac{m}{s})^2}{2(9.81 \frac{m}{s^2})} = 0.52 \text{ m}$$

$$\Delta h_{vc} = 2(0.52 \text{ m}) = 1.04 \text{ m}$$

En nuestro proyecto calcularemos las pérdidas ocasionadas por la instalación de una nueva Válvula Mariposa para dividir el caudal principal del By-Pass y alimentar la turbina con 3.5 m³/s. Además de las pérdidas del nuevo By-Pass que comunique con la turbina-generador propuesto diseñado de 5 MW.

Válvula de Mariposa,

$$\Delta h_{vm} = k \frac{V^2}{2g} = 0.36 \frac{(7.14 \frac{m}{s})^2}{2(9.81 \frac{m}{s^2})} = 0.94 \text{ m}$$

$$\Delta h_{vm} = 0.94 \text{ m}$$

Para tubería del By-Pass con diámetro interno de 1.1 m

$$V = Q/S = Q/\pi(D^2/4)$$

$$V_1 = (3.5 \frac{m^3}{s})/\pi((1.1 \text{ m})^2/4) = 3.68 \text{ m/s.}$$

$$\Delta h_1 = 0.01231 \frac{15.0 \text{ m}}{1.1 \text{ m}} \frac{(3.68 \frac{m}{s})^2}{2 (9.81 \frac{m}{s^2})}$$

$$\Delta h_1 = 0.1158 \text{ m}$$

9.1.1.10 Pérdidas de carga Total

La pérdida de carga total es la suma de todas las pérdidas mencionadas anteriormente: las de la tubería (por rozamiento y por cambios de dirección), la de la toma de agua, la de las rejillas y la de las válvulas:

$$\Delta h_{total} = \Delta h_r + \Delta h_{ci} + \Delta h_{vi}$$

$$\Delta h_{total} = (1.3012 + 0.3937 + 31.39 + 4.3678 + 2.08 + 1.579 + 0.94 + 1.04 + 0.94 + 0.1158) \text{ m}$$

$$\Delta h_{total} = 44.1475 \text{ m}$$

9.1.1.11 Cálculo del salto Total

Es la diferencia entre el salto bruto H_b y la pérdida de carga total.

$$H_n = H_b - \Delta h_{total}$$

Ecuación 9-18 Altura Neta

$$H_b = H_{Inicio \text{ By Pass}} - H_{Fin \text{ By Pass}}$$

$$H_b = (927.460 - 709.00) \text{msnm} = 218.46 \text{ m}$$

$$H_n = 218.46 \text{ m} - 44.1475 \text{ m} = 174.31 \text{ m}$$

9.1.2 Dimensionamiento elementos que componen la turbina

En este apartado se describen los cálculos para el diseño de los elementos que componen la turbina. La turbina se dimensiona según las fórmulas publicadas en 1976 en la revista “**Revista Water Power and Dam Construction**”, en donde se analizan los datos de las turbinas que se han construido en el mundo hasta los años setenta. También se hacen algunas recomendaciones dadas por la Referencia 1 (U.S.B.R.).

Las expresiones están dadas como función del DIÁMETRO DE DESCARGA D_3 , expresado en metros y de la velocidad específica n_s .

1. Cálculo de velocidad específica para $P_t = 5.0 \text{ MW} = 6\,798.11 \text{ CV}$

Se calcula la velocidad específica según la Ecuación 9-1 Velocidad Específica

$$n_s = \frac{n \cdot \sqrt{P_t}}{H_n^{\frac{5}{4}}} = \frac{600 \cdot \sqrt{6798.10808}}{(174.31)^{\frac{5}{4}}}$$

$$n_s = 78.1074$$

Velocidad. específica (n_s)	Tipo de turbina
De 5 a 30	Pelton con un inyector
De 30 a 50	Pelton con varios inyectores
De 50 a 100	Francis lenta
De 100 a 200	Francis normal
De 200 a 300	Francis rápida
De 300 a 500	Francis doble gemela rápida o express
Más de 500	Kaplan o Hélice

Tabla 9-5 Selección de turbina según velocidad específica

Las turbinas Francis lentas son turbinas radiales o mixtas que se emplean para saltos de gran altura, alrededor de 200 m o más. Estas turbinas tienen un rodete con álabes curvos y un distribuidor con álabes orientables que dirigen el flujo hacia el rodete. Estas turbinas

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

son las más ampliamente usadas en el mundo para la producción de energía eléctrica en centrales hidroeléctricas.

El agua procedente de la tubería entra perpendicularmente al eje de la turbina y sale paralela a él. En estas turbinas la dirección de entrada y salida del agua no coincide con el sentido de giro del rodete, ya que el agua, al pasar por el rodete cambia dirección, velocidad y presión. De esta forma, la potencia producida irá en función de la carga pérdida por el agua en su desplazamiento.

9.1.2.1.1 Tamaño del Rodete

La razón de variación del coeficiente de velocidad periférica ξ con respecto a la velocidad específica n_s se muestra en la figura, cuya función de interpolación es

$$\xi = 0.31 + 2.5 * 10^{-3} n_s$$

Ecuación 9-19 Coeficiente de velocidad periférica

$$\xi = 0.31 + 2.5 * 10^{-3}(78.107) = 0.5053$$

$$\xi = \mathbf{0.56}$$

Con este coeficiente se puede calcular el diámetro D_3 y a partir de él las demás dimensiones del rodete.

$$D_n = \frac{84.5 \xi \sqrt{H_n}}{n}$$

Ecuación 9-20 Diámetro D_3

$$D_3 = \frac{84.5 * 0.56 \sqrt{174.31}}{600}$$

$$D_3 = 0.9395$$

$$\frac{D_1}{D_3} = 0.4 + \frac{94.5}{n_s}$$

Ecuación 9-21 Cálculo Diámetro D_1

$$\frac{D_1}{0.9395} = 0.4 + \frac{94.5}{78.107}$$

$$D_1 = 1.5125$$

$$\frac{D_2}{D_3} = \frac{1}{0.96 + 0.00038 n_s}$$

Ecuación 9-22 Cálculo Diámetro D_2

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

$$\frac{D_2}{0.9395} = \frac{1}{0.96 + 0.00038n_s}$$

$$D_2 = 0.9493$$

$$\frac{H_1}{D_3} = 0.094 + 0.000025n_s$$

Ecuación 9-23 Cálculo H_1

$$\frac{H_1}{0.9395} = 0.094 + 0.000025n_s$$

$$H_1 = 0.1066$$

$$\frac{H_2}{D_3} = -0.05 + \frac{42}{n_s}$$

Ecuación 9-24 Cálculo de H_2

$$\frac{H_2}{0.9395} = -0.05 + \frac{42}{78.107}$$

$$H_2 = 0.4582$$

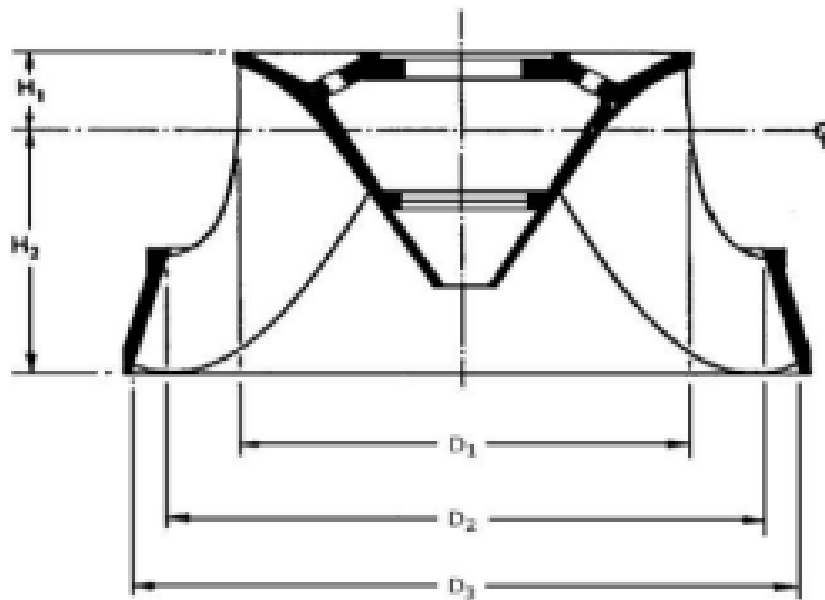


Figura 9:1 Dimensiones de Rodete

9.1.2.1.2 Cámara Espiral

En función del diámetro D_3 se calculan las dimensiones de la cámara espiral:

$$\frac{A}{D_3} = 1.2 + \frac{19.56}{n_s}$$

$$\frac{A}{0.9395} = 1.2 + \frac{19.56}{78.107}$$

$$\mathbf{A = 0.8921}$$

$$\frac{B}{0.9395} = 1.1 + \frac{54.8}{78.107}$$

$$\frac{B}{D_3} = 1.1 + \frac{54.8}{n_s}$$

$$\mathbf{B = 1.6926}$$

$$\frac{C}{D_3} = 1.32 + \frac{49.25}{n_s}$$

$$\frac{C}{0.9395} = 1.32 + \frac{49.25}{78.107}$$

$$\mathbf{C = 1.8325}$$

$$\frac{D}{0.9395} = 1.5 + \frac{48.8}{n_s}$$

$$\frac{D}{0.9395} = 1.5 + \frac{48.8}{78.107}$$

$$\mathbf{D = 1.9962}$$

$$\frac{E}{D_3} = 0.98 + \frac{63.6}{n_s}$$

$$\frac{E}{0.9395} = 0.98 + \frac{63.6}{78.107}$$

$$\mathbf{E = 1.6857}$$

$$\frac{F}{D_3} = 1 + \frac{131.4}{n_s}$$

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

$$\frac{F}{0.9395} = 1 + \frac{131.4}{78.107}$$

$$\mathbf{F = 2.5199}$$

$$\frac{G}{D_3} = 0.89 + \frac{96.5}{n_s}$$

$$\frac{G}{0.9395} = 0.89 + \frac{96.5}{78.107}$$

$$\mathbf{G = 1.9968}$$

$$\frac{H}{D_3} = 0.79 + \frac{81.75}{n_s}$$

$$\frac{H}{0.9395} = 0.79 + \frac{81.75}{78.107}$$

$$\mathbf{H = 1.7254}$$

$$\frac{I}{D_3} = 0.1 + 0.000065 \cdot n_s$$

$$\frac{I}{0.9395} = 0.1 + 0.000065 \cdot 78.107$$

$$\mathbf{I = 0.1416}$$

$$\frac{L}{D_3} = 0.88 + 0.00049 \cdot n_s$$

$$\frac{L}{0.9395} = 0.88 + 0.00049 \cdot 78.107$$

$$\mathbf{L = 0.8627}$$

$$\frac{M}{D_3} = 0.6 + 0.000015 \cdot n_s$$

$$\frac{M}{0.9395} = 0.6 + 0.000015 \cdot 78.107$$

$$\mathbf{M = 0.5648}$$

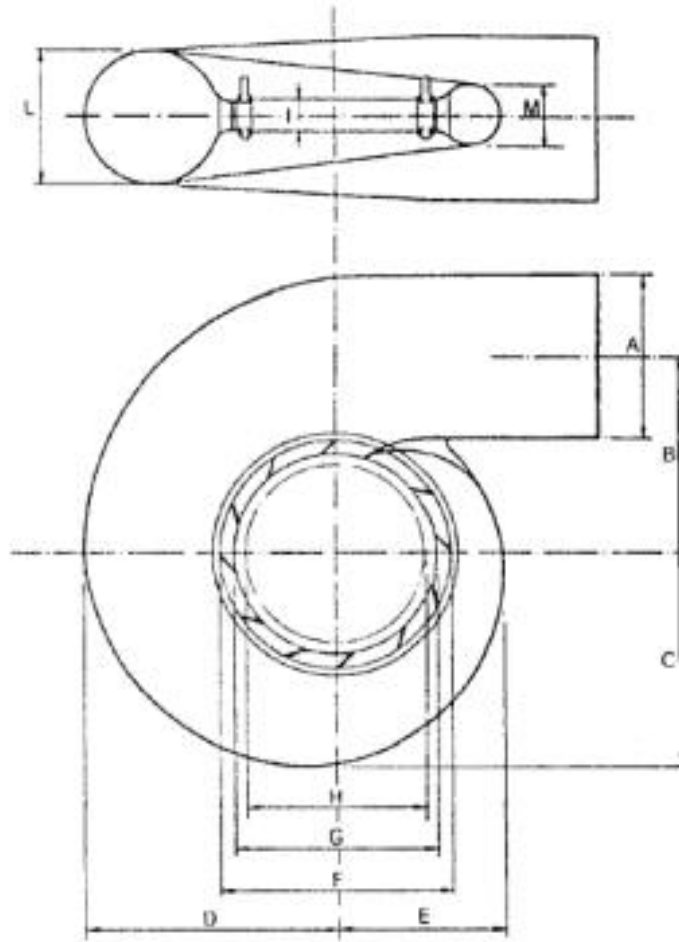


Figura 9:2 Dimensiones de cámara espiral

9.1.2.1.3 Camara Espiral Real

En la realidad la camara espiral se fabrica mediante chapas de acero previamente dobladas que se unen mediante soldaduras para conseguir la forma espiral.

La camara espiral se puede dividir en sectores y calcular el diámetro de cada sector sabiendo el caudal que lo recorre teniendo en cuenta que el agua penetra en el rodete de forma homogénea. Sabiendo que el caudal inicial que entra en la cámara espiral es de $11 \text{ m}^3/\text{s}$, se divide la cámara espiral en 16 sectores y el primer diámetro es:

D_1 : A (de las dimensiones ideales)

En cada sector se vierte al rodete la misma cantidad de caudal, por lo que se vierte en cada sector $1/16$ del caudal. Como en todos los sectores el agua debe de tener la misma velocidad,

Se sigue la fórmula para calcular el diámetro de la tubería teniendo en cuenta el caudal que pasa por cada sector y la velocidad.

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

$$V = \frac{Q}{S} = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} D^2} \rightarrow D = \sqrt{\frac{Q}{\frac{\pi}{4} V}}$$

Di	Q (m³/s)	D (m)
1	3.50000	0.89210000
2	3.28125	0.86377394
3	3.06250	0.83448490
4	2.84375	0.80412977
5	2.62500	0.77258290
6	2.40625	0.73969181
7	2.18750	0.70526847
8	1.96875	0.66907641
9	1.75000	0.63081129
10	1.53125	0.59006993
11	1.31250	0.54629860
12	1.09375	0.49870011
13	0.87500	0.44605094
14	0.65625	0.38629145
15	0.43750	0.31540565
16	0.21875	0.22302547

Tabla 9-6 Cálculo de diámetro de Cámara Real

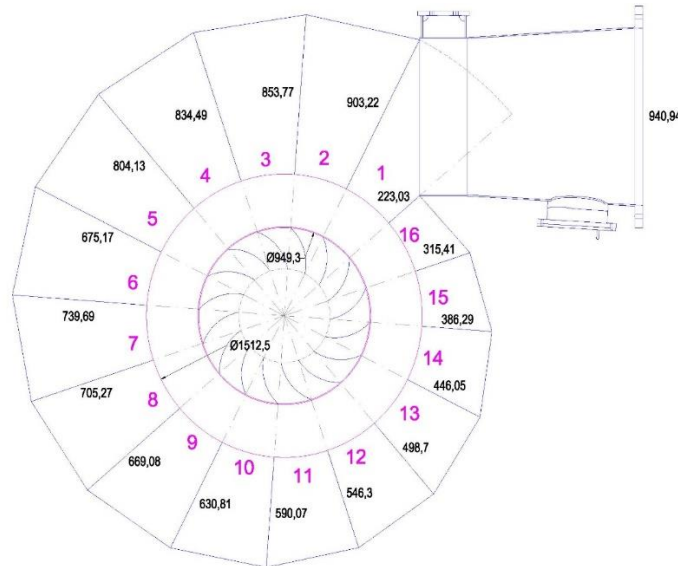


Figura 9:3 Cámara espiral Real

9.1.2.1.4 Tubo de Aspiración

$$\frac{N}{D_3} = 1.54 - \frac{203.5}{n_s}$$

Ecuación 9-25 Parámetro N para tubo de aspiración

$$N = 3.8945$$

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

$$\frac{O}{D_3} = 0.83 + \frac{140.7}{n_s}$$

$$\frac{O}{0.9395} = 0.83 + \frac{140.7}{78.107}$$

$$\mathbf{O=2.4721}$$

$$\frac{P}{D_3} = 1.37 - \frac{0.00056}{n_s}$$

$$\frac{P}{0.9395} = 1.37 - \frac{0.00056}{78.107}$$

$$\mathbf{P=1.2460}$$

$$\frac{Q}{D_3} = 0.58 + \frac{22.6}{n_s}$$

$$\frac{Q}{0.9395} = 0.58 + \frac{22.6}{78.107}$$

$$\mathbf{Q=0.8167}$$

$$\frac{R}{D_3} = 1.6 - \frac{0.0013}{n_s}$$

$$\frac{R}{0.9395} = 1.6 - \frac{0.0013}{78.107}$$

$$\mathbf{R=1.5031}$$

$$\frac{S}{D_3} = \frac{n_s}{-9.29 + 0.25n_s}$$

$$\frac{S}{0.9395} = \frac{78.107}{-9.29 + 0.25 \cdot 78.107}$$

$$\mathbf{S=7.1613}$$

$$\frac{T}{D_3} = 1.5 + 0.00019n_s$$

$$\frac{T}{0.9395} = 1.5 + 0.00019 \cdot 78.107$$

$$\mathbf{T=1.4232}$$

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

$$\frac{U}{D_3} = 0.51 - 0.0007n_s$$

$$\frac{U}{0.9395} = 0.51 - 0.0007 \cdot 78.107$$

$$\mathbf{U = 0.4277}$$

$$\frac{V}{D_3} = 1.1 + \frac{53.7}{n_s}$$

$$\frac{V}{0.9395} = 1.1 + \frac{53.7}{78.107}$$

$$\mathbf{V = 1.6793}$$

$$\frac{Z}{D_3} = 2.63 + \frac{33.8}{n_s}$$

$$\frac{Z}{0.9395} = 2.63 + \frac{33.8}{78.107}$$

$$\mathbf{Z = 2.8773}$$

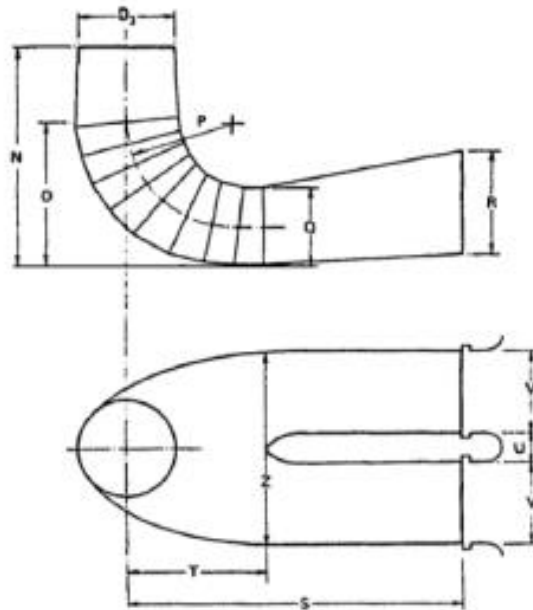


Figura 9:4 Dimensiones del tubo de aspiración

9.1.2.1.5 Tubo de Aspiración Real

Como en la cámara espiral, hay que adaptar los valores ideales a las posibilidades de construcción reales. Además, el tubo de aspiración es vertical al ser la turbina de eje horizontal y se simplificará su construcción a un tubo de aspiración cónico.

Para calcular las dimensiones del tubo de aspiración se usarán valores característicos obtenidos de las dimensiones ideales:

Se emplea el diámetro de salida del rodete ya que de otra manera no se podría conectar el tubo de aspiración al rodete.

Se mantiene la sección al final del codo respecto a las dimensiones ideales.

$$S_{fc} = ZQ = 2.8773 \cdot 0.8167$$

$$S_{fc} = 2.35$$

Por lo que al final del codo se tiene un diámetro de:

$$D_{fc} = \sqrt{S_{fc} \frac{4}{\pi}} = \sqrt{(2.35) \frac{4}{\pi}}$$

$$D_{fc} = 1.7297$$

Se mantiene la sección a la salida del tubo de aspiración, cuya sección es:

$$S_{ft} = 2VR$$

$$S_{ft} = 2(1.6793)(1.5031)$$

$$S_{ft} = 5.05$$

Por lo que el diámetro en la salida del tubo de aspiración es

$$D_{sr} = \sqrt{S_{ft} \frac{4}{\pi}} = \sqrt{(5.05) \frac{4}{\pi}}$$

$$D_{sr} = 2.53$$

9.1.2.1.6 Codo del Tubo de Aspiración

Para pasar de la sección inicial del codo (que tiene como diámetro D_3), a la sección final del codo se usan chapas de acero soldadas cuya sección irá aumentando progresivamente.

Tendrá un ángulo total de 60° . Para hacer el cambio de dirección y de sección progresivamente se emplearán trocos de cono para cada 15° del codo:

El diámetro al inicio del codo es:

$$D_3 = 0.9395$$

El diámetro al final del codo es

$$D_{fc} = 1.7297$$

El cambio de diámetro para cada 15° de codo es:

$$\Delta D = \frac{D_{fc} - D_3}{\frac{60^\circ}{15^\circ}}$$

$$\Delta D = 0.1975$$

i	D(m)
1	0.9394
2	1.1370
3	1.3346
4	1.5322
5	1.7297

Tabla 9-7 Cálculo del diámetro del tubo de aspiración

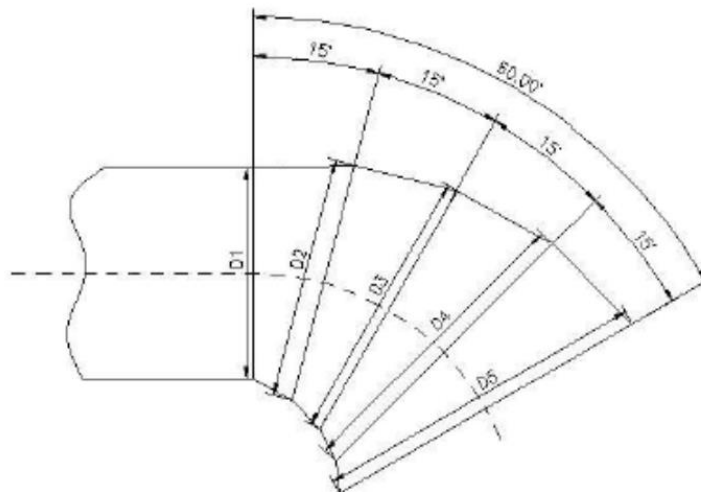


Figura 9:5 Codo del Tubo de Aspiración

9.1.2.1.7 Altura del Tubo de Aspiración

El tubo de aspiración asegura un buen rendimiento, pero debe evitar producir cavitación en la turbina, por lo que debe cumplir la ecuación de Thomas:

$$\sigma = \frac{H_a - H_s}{H_n}$$

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

Donde:

σ coeficiente de Thomas

H_a : presión atmosférica local expresada en metros de columna de agua

H_s : altura de tubo de aspiración (m)

H_n : salto neto (m)

El coeficiente de cavitación depende de la velocidad específica (n_s):

$$\sigma > 5 \cdot 10^{-6} \cdot n_s^2 - 0.0006 \cdot n_s + 0.06$$

La presión atmosférica local en unidades de m.c.a se calcula:

$$H_a = 10.33 - \frac{A}{900}$$

Donde

A: altura sobre el nivel del mar a la que está situada la turbina 709 msnm

Con estas expresiones se calcula la máxima altura que puede tener el tubo de aspiración H_s

$$\sigma = 5 \cdot 10^{-6} n_s^2 - 0.0006 n_s + 0.06$$

$$\sigma = 5 \cdot 10^{-6} (78.107)^2 - 0.0006 (78.107) + 0.06$$

$$\sigma = 0.04564$$

$$H_a = 10.33 - \frac{709}{900}$$

$$H_a = 9.5422 \text{ m}$$

$$\sigma = \frac{H_a - H_s}{H_n}$$

$$\sigma = \frac{9.5422 - H_s}{174.31}$$

$$0.04564 = \frac{9.5422 - H_s}{174.31}$$

$$H_s = 1.5866$$

9.1.2.1.8 Número de álabes

El número de los álabes del rodete de una turbina Francis depende del diámetro de entrada del rodete (D_1)

Diámetro D_1 (mm)	200 a 450	500 a 750	800 a 1100	1200 a 1500	1600 a 1900	2000 a 2500
Número de álabes	13	15	17	19	21	23

Tabla 9-8 Relación del número de álabes con el diámetro de entrada al roete D_1

Según tabla, siendo el diámetro de entrada $D_1 = 1512 \text{ mm}$, los álabes serán 19.

9.1.2.1.9 Determinación Triángulo de Velocidades

9.1.2.1.9.1 Triángulo de velocidades a la entrada

Se calcula la velocidad absoluta (c_1) y sus componentes tangenciales (u_1) y relativa (w_1).
La velocidad absoluta es:

$$c_1 = \phi_1 \sqrt{2gH_n}$$

Donde

ϕ_1 : factor de corrección de velocidad absoluta (en función de n_s)

g : aceleración de la gravedad (m/s^2)

H_n :salto neto (m)

El factor de corrección se obtiene en función de n_s .

$$\phi_1 = 0.61$$

$$c_1 = 0.61 \sqrt{2 \left(9.81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right) 174.31 \text{ m}} = 35.67 \text{ m/s}$$

La velocidad tangencial es:

$$u_1 = \frac{\pi D_1 n}{60}$$

Donde

D : diámetro de entrada al rodete

n : número de revoluciones por minuto del eje

$$u_1 = \frac{\pi \cdot 1.5125 \cdot 600}{60} = 47.52 \text{ m/s}$$

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

El ángulo que forman la velocidad absoluta y la velocidad tangencial (α_1) se puede obtener de gráfico. Por lo que se puede conocer la velocidad relativa según el teorema de coseno:

$$w_1^2 = c_1^2 + u_1^2 - 2c_1u_1\cos\alpha_1$$

$$\alpha_1 = 24^\circ$$

$$w_1^2 = (35.67)^2 + (47.52)^2 - 2(35.67)(47.52)\cos 24 =$$

$$w_1 = 20.82 \text{ m/s}$$

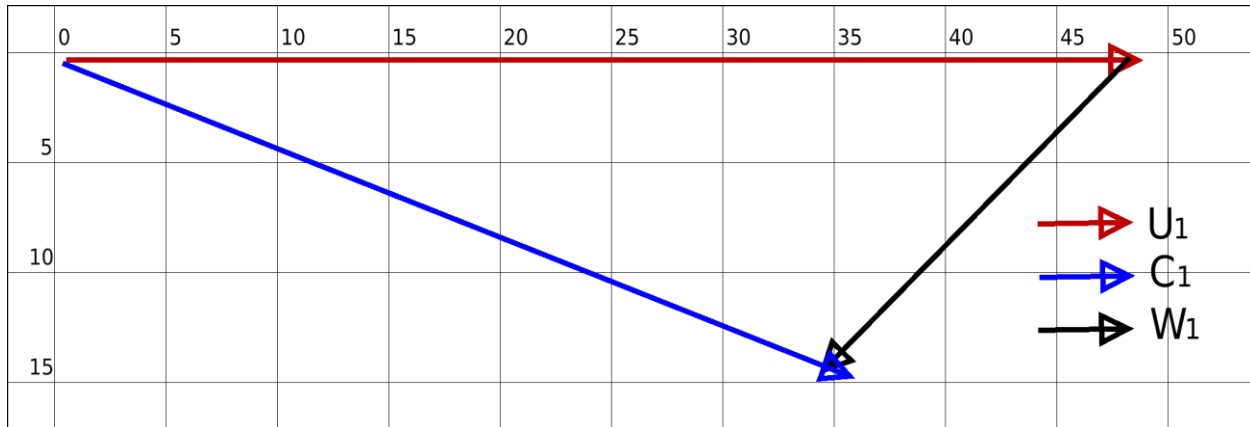


Figura 9:6 Representación Vectorial del triángulo de velocidad de entrada

9.1.2.1.9.2 Triángulo de Velocidades a la Salida

Se calculan las mismas velocidades que a la entrada: velocidad absoluta (c_2), velocidad tangencial (u_2) y velocidad relativa (w_2)

La velocidad absoluta a la salida se puede calcular de la misma manera que la velocidad absoluta a la entrada

$$c_2 = \phi_2 \sqrt{2gH_n}$$

Donde:

ϕ_2 : factor de corrección de velocidad absoluta (en función de n_s)

g : aceleración de la gravedad (m/s^2)

H_n : salto neto (m)

El factor de corrección de velocidad absoluta a la salida se saca del mismo gráfico del que se saca el factor de corrección de velocidad absoluta a la entrada

$$c_2 = \phi_2 \sqrt{2gH_n}$$

$$\phi_2 = 0.18$$

$$c_2 = 0.81 \sqrt{2 \left(9.81 \frac{m}{s^2} \right) 174.31 m} = 47.37 m/s$$

La velocidad tangencial a la salida es:

$$u_2 = \xi_2 \sqrt{2gH_n}$$

Donde:

ξ_2 : factor de corrección de velocidad tangencial (en función de n_s)

g : aceleración de la gravedad (m/s^2)

H_n : salto neto (m)

El factor de corrección de velocidad tangencial se obtiene de gráfico en función de n_s

$$\xi_2 = 0.45$$

$$u_2 = 0.45 \sqrt{2 \left(9.81 \frac{m}{s^2} \right) 174.31 m} = 26.32 m/s$$

Como se ha explicado, el ángulo que forman la velocidad absoluta y la velocidad tangencial (α_2) ha de ser de 90° . Por lo que se puede conocer la velocidad relativa según el teorema del coseno:

$$\alpha_2 = 90^\circ$$

$$W_2^2 = c_2^2 + u_2^2 - 2c_2u_2\cos \alpha_1$$

$$W_2^2 = (47.37)^2 + (26.32)^2 - 2(47.37)(26.32)\cos 90 =$$

$$W_2 = 54.19 m/s$$

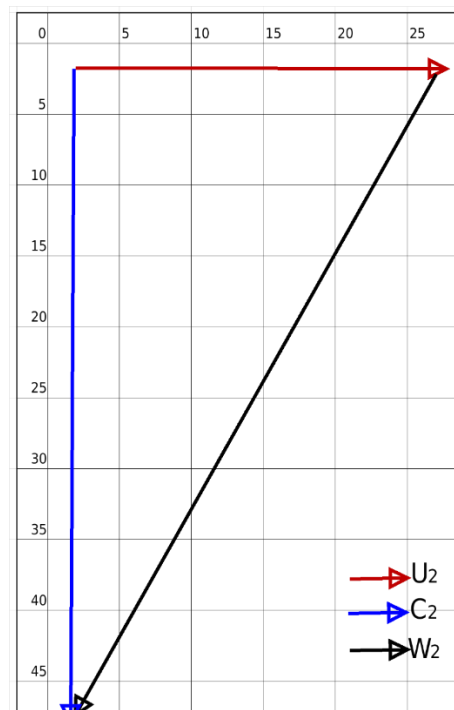


Figura 9:7 Representación Vectorial del triángulo de velocidad de salida

9.1.3 Ecuación General de las Turbinas Hidráulicas

Se pueden distinguir tres alturas en el esquema de una turbina hidráulica:

- ✓ Altura que existe sobre el distribuidor (diferencia de cotas entre la superficie libre de donde toma agua la turbina y la turbina): H_d
- ✓ Diferencia de cotas en el rodete: H_r
- ✓ Altura existente entre la salida del agua del rodete y la superficie libre en el canal de desagüe: H_s
- ✓ El salto efectivo, salto hidráulico o salto manométrico es:

$$H_h = H_d + H_r + H_s + \frac{V^2}{2g}$$

Dónde:

V. Velocidad del agua en la superficie libre de donde el agua para la turbina es tomada.

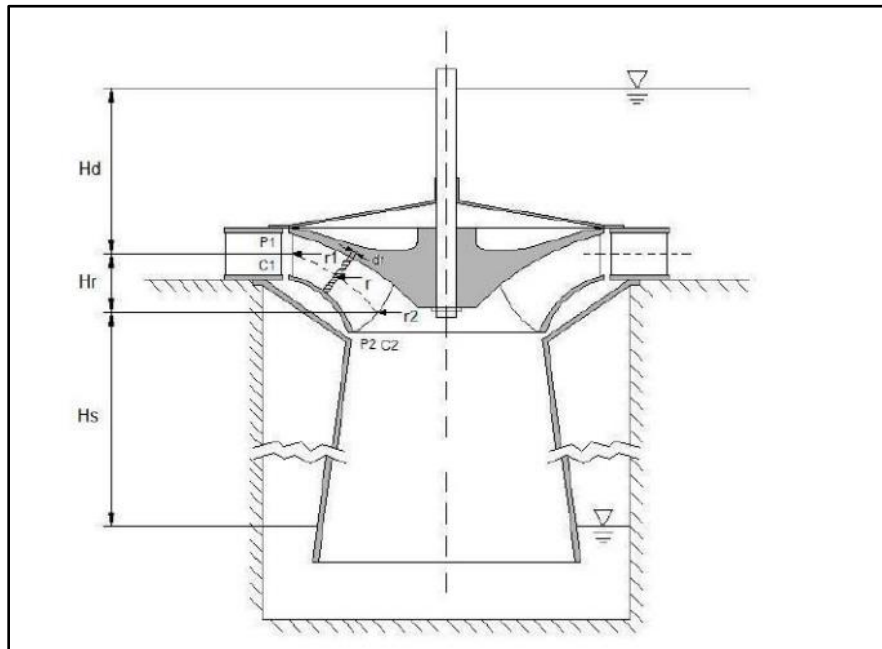


Figura 9:8 Vista esquemática de la turbina

Se puede considerar la ecuación de Bernoulli o de conservación de la energía para cada una de las diferencias de alturas.

Para la primera altura:

$$H_d + \frac{V^2}{2g} + \frac{c_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\gamma} + \sigma_1$$

Dónde:

V. Velocidad del agua en la superficie libre de donde el agua para la turbina es tomada (m/s)

g: aceleración de la gravedad (m/s²)

c_1 : velocidad absoluta de agua a la entrada del rodete (P₂)

γ : peso específico del fluido (agua: 9810 N/m³)

σ_1 : Pérdidas de energía debidas al rozamiento de las partículas entre sí y con las paredes del distribuidor.

En la segunda altura existe disminución de energía equivalente a:

$$\frac{p_1}{\gamma} - \frac{p_2}{\gamma} + H_r$$

Dónde:

p_2 = presión absoluta a la salida del rodete (P_a)

Debido a acelerar el flujo de agua que pasará de una velocidad relativa $w_1 + w_2$

$$\frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g}$$

Vencer la acción de la fuerza centrífuga: Se considera un volumen infinitesimal de agua de base una unidad de superficie y altura dr , que se encuentra a una distancia r del eje. Este volumen tiene una masa ρdr que está sometida a la presión causada por la fuerza centrífuga:

$$dC = \omega^2 r \rho dr$$

Dónde:

ω Velocidad angular del eje

ρ : densidad del fluido

Dividiéndolo entre el peso específico del agua:

$$\frac{dC}{\gamma} = \frac{\omega^2}{g} + r dr$$

Integrando la expresión anterior siendo límites los radios de entrada y salida del rodete:

$$\begin{aligned} \frac{C}{\gamma} &= \int_{r_2}^{r_1} \frac{\omega^2}{g} r dr \\ &= \frac{\omega^2}{g} (r_1^2 - r_2^2) = \frac{u_1^2}{2g} - \frac{u_2^2}{2g} \end{aligned}$$

Siendo:

$$u = \omega r \rightarrow u^2 = \omega^2 r^2$$

Dónde:

u_1 : Velocidad tangencial a la entrada del rodete

u_2 : Velocidad tangencial a la salida del rodete

Pérdidas producidas por el rozamiento de las partículas entre sí y con el rodete

Se obvia la energía cinética ya que es despreciable en comparación con la potencial.

En total se obtiene:

$$\frac{u_1^2}{2g} - \frac{u_2^2}{2g} + \frac{\omega_2^2}{2g} - \frac{\omega_1^2}{2g} + \sigma_2 = \frac{p_1}{\gamma} - \frac{p_2}{\gamma} + H_r$$

Dónde:

σ_2 : Pérdidas de energía debidas al rozamiento de las partículas entre sí y con el rodete

Para la altura existente entre la salida del rodete y la superficie libre del canal de desagüe:

$$\frac{p_2}{\gamma} + \frac{c_2^2}{2g} + H_s = \frac{V_a^2}{2g} + \sigma_3$$

Dónde:

V_a : Velocidad del agua en la superficie libre del canal de desagüe (m/s)

c_2 : Velocidad absoluta de agua a la entrada del rodete (m/s)

σ_3 : Pérdidas de energía debidas al rozamiento de las partículas entre sí y con las paredes del tubo de aspiración.

Teniendo en cuenta el balance de energía en los tramos estudiados:

$$H_d + \frac{V^2}{2g} + \frac{p_1}{\gamma} - \frac{p_2}{\gamma} + H_r + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{c_2^2}{2g} + H_s = \frac{c_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\gamma} + \sigma_1 + \frac{u_1^2}{2g} - \frac{u_2^2}{2g} + \frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} + \sigma_2 + \frac{V_a^2}{2g} + \sigma_3$$

Que ordenándolo queda de la siguiente manera:

$$H_d + H_r + H_s + \frac{V^2}{2g} - \frac{p_2}{\gamma} + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{c_2^2}{2g} + \frac{p_1}{\gamma} = \frac{p_1}{\gamma} + \frac{c_1^2}{2g} + \frac{u_1^2}{2g} - \frac{u_2^2}{2g} + \frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} + \frac{V_a^2}{2g} + \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$$

Se quitan los términos que se anulan entre sí y los que tienen valor cero:

$$H_d + H_r + H_s + \frac{V^2}{2g} + \frac{c_2^2}{2g} = \frac{c_1^2}{2g} + \frac{u_1^2}{2g} - \frac{u_2^2}{2g} + \frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} + \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$$

Se observa que los primeros cuatro términos son igual al salto hidráulico (H_h) y que se pueden ordenar los demás términos:

$$H_h = \frac{c_1^2}{2g} + \frac{u_1^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} - \frac{c_2^2}{2g} - \frac{u_2^2}{2g} + \frac{w_2^2}{2g} + \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 = \frac{c_1^2 + u_1^2 - w_1^2}{2g} - \frac{c_2^2 + u_2^2 - w_2^2}{2g} + (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$$

Los términos referidos al triángulo de velocidades se pueden expresar de otra manera según el teorema del coseno (usado para calcular el triángulo de velocidades).

$$2cu \cos \alpha = c^2 + u^2 - w^2$$

Entonces:

$$H_h = \frac{2c_1u_1\cos\alpha_1}{2g} - \frac{2c_2u_2\cos\alpha_2}{2g} + (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$$

9.1.4 Rendimiento de la Turbina Hidráulica

Para el cálculo del rendimiento total de la turbina se han de tener en cuenta tres rendimientos:

Rendimiento hidráulico: es la relación entre el salto efectivo (el aprovechamiento de altura que tiene la turbina) y el salto neto:

Se consideran despreciables las pérdidas de energía debidas al rozamiento de las partículas entre sí y con las paredes de los elementos de la turbina.

$$H_h = \frac{2c_1 u_1 \cos \alpha_1}{2g} - \frac{2c_2 u_2 \cos \alpha_2}{2g}$$

$$H_h = \frac{2 \left(35.67 \frac{m}{s} \right) \left(47.52 \frac{m}{s} \right) \cos 24^\circ}{2 \left(9.81 \frac{m}{s^2} \right)} - \frac{2 \left(47.37 \frac{m}{s} \right) \left(26.32 \frac{m}{s} \right) \cos 90^\circ}{2 \left(9.81 \frac{m}{s^2} \right)}$$

$$H_h = 157.85$$

$$n_h = \frac{H_h}{H_n}$$

$$n_h = \frac{157.85 \text{ m}}{174.31 \text{ m}} = 0.9055 \times 100\% = 90.56\%$$

Rendimiento volumétrico: es la relación de caudales a la entrada y a la salida de la turbina (rodete). Se considera que la turbina no tiene pérdida de caudal por lo que este rendimiento será igual a la unidad.

$$\eta_{\text{volumétrico}} = 1 \text{ flecha } \eta_{\text{volumétrico}} = 100\%$$

Rendimiento mecánico: en el incluyen las pérdidas por las resistencias pasivas de la turbina.

$$\eta_{\text{mecánico}} = 0.95 \rightarrow \eta_{\text{mecánico}} = 95\%$$

Por lo que el rendimiento total de la turbina es:

$$\eta_{\text{turbina}} = n_h \eta_{\text{volumétrico}} \eta_{\text{mecánico}} = 0.9055 \cdot 1 \cdot 0.95 = 0.8602$$

$$\eta_{\text{turbina}} = 86\%$$

Se observa que el valor del rendimiento total de la turbina es muy cercano al rendimiento supuesto.

9.1.5 Potencia en el eje de la turbina hidráulica

Se calcula de la misma forma que se calculó la potencia teórica en el estudio previo incluyendo el rendimiento de la turbina

$$P = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta}{736}$$

$$P = \frac{(9810 \frac{N}{m^3}) \cdot (3.5 \frac{m^3}{s}) \cdot (174.31 m) \cdot (0.86)}{736} = 6993.26 CV$$

$$P = 5.15 MW$$

9.2 Dimensionamiento y Selección del Generador Síncrono

El objetivo de nuestro generador síncrono es el de poder transmitir a la red la máxima potencia activa que pueda ser obtenida del eje de la turbina hidráulica Francis, en condiciones nominales de operación.

9.2.1 Datos nominales del Generador

Descripción	Valor	Unidad
Tipo	Síncrono	
Instalación	Vertical	
Sistema	Trifásico	
Conexión Requerida	Estrella - aterrizado	
Potencia Activa Nominal	5	MVA
Tensión de Generación L-L	10.5	kV
Frecuencia del Sistema	60	Hz
Velocidad del Rotor	600	RMP
Ranuras del rotor	144	Unidad

Tabla 9-9 Datos nominales del Generador

1. La potencia máxima que obtendremos de la turbina la encontramos con la ecuación siguiente:

$$P_g = P_{eje} \eta_g$$

Donde

P_g : potencia generada en W

η_g : rendimiento de la turbina

P_{eje} : potencia mecánica en el eje en W

$$P_g = P_{eje} \eta_g = (5.15 \cdot 10^6 W)(0.98) = 5.047 \cdot 10^6 w$$

Se diseñará un generador de 5 MW

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

2. La potencia aparente del alternador:

$$S_g = \frac{P_g}{\cos\phi_g} = \frac{5 \cdot 10^6}{0.85}$$

$$S_g = 5.88 \text{ MVA}$$

3. Para el cálculo del calibre del conductor del devanado primario encontramos primera la corriente nominal, que se calcula con la ecuación conocida:

$$I_n = \frac{P_g}{\sqrt{3}V_g \cos\phi}$$

Donde:

I_n : Corriente nominal en A

P_g : Potencia activa de generador en Wh

V_g : tensión de generación L-L

$\cos\phi$: factor de potencia del generador (0.85)

Para los datos siguientes:

P_g : 5 MW

V_g : 10.5 kV

fp : 0.85

$$I_n = \frac{P_g}{\sqrt{3}V_g \cos\phi} = \frac{5 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3}(10500 \text{ V})(0.85)}$$

$$I_n = 323.45 \text{ A}$$

La corriente de diseño aplicando 1.1 sobre el valor nominal.

$$I_{dis} = 1.1 \cdot I_n$$

Donde:

I_{dis} : Corriente de diseño

I_n : Corriente nominal

$$I_{dis} = 1.1 \cdot 323.44 = 355.79 \text{ A}$$

Tomando de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de ampacidad de conductores de cobre desnudo Temple duro, Clase AA, tenemos la sección 67.43 mm², valor que utilizaremos para calcular el tamaño de las ranuras del estator. De la Tabla Anexa 2 podemos tomar el conductor de sección rectangular con área de 69.1 mm² correspondiente al grosor y ancho de 5 mm por 14 mm respectivamente.

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

Como cada ranura alojará dos espiras aisladas con cinta de fibra de vidrio, y estimando un factor de llenado del 40 % tenemos:

$$A_{Tr} = 2 * A_c * 1.4$$

Donde

A_{Tr} : Area de la ranura

A_c : Seccion del conductor

$$A_{Tr} = 2 \cdot 69.1 \cdot 1.4 = 193.48 \text{ mm}^2$$

9.2.2 Cálculo del devanado

El cálculo de las conexiones y disposición del devanado del generador están en dependencia de parámetros ya establecidos, como son: el número de fases y la frecuencia del sistema que son propios de la red, la tensión de generación que es la tensión utilizada en la planta en la barra de generación, lo que permite manejar suministros y equipos compatibles entre unidades, potencia eléctrica y la velocidad de rotación del rotor que lo determinó el diseño de la turbina, por mencionar algunos de los indicados en la Tabla 9-9.

El tipo de bobinado deberá de ser de doble capa (distribuido) ya que es el más utilizado en generadores trifásicos en donde se requiere una mejor calidad de la onda de voltaje, una mejor distribución del flujo magnético y una reducción de las armónicas entre otros.

Cabe señalar que la nomenclatura de algunos elementos cambia según la fuente que se consulte, por lo que se trata de ser lo más preciso con los subíndices. Siguiendo la metodología de diseño convencional, en este caso tomado de sitio web de la Universidad tecnológica de Colombia (Electro Didacta, 2021) más algunos conceptos teóricos del sitio Web de la Universidad de Cantabria (Pozuela, 2018), elaboramos los siguientes cálculos:

1. Cálculo del número de polos.

La construcción de las maquinas eléctricas son simétricas, o sea que sus núcleos y devanados producen campos magnéticos en pares que suceden de forma alterna, de manera que la distribución del campo magnético se repite cada par de polos (norte-sur). En vista de que la frecuencia del sistema está definida en 60 Hz y la velocidad mecánica se determinó en 600 rpm, podemos calcular el número de polos del generador el cual debe ser un número entero.

$$n_{polos} = \frac{120 \cdot f}{\eta}$$

Ecuación 9-26 Numero de polos

Donde:

n_{polos} : Número de polos

f : Frecuencia eléctrica en Hz

η : Velocidad mecánica del campo magnético en rpm

Sustituyendo para 600 rpm

$$n_{polos} = \frac{120 \cdot 60}{600}$$

$$n_{polos} = 12 \text{ polos } \text{ ó } 6 \text{ pares de polos}$$

En dependencia de la cantidad de ranuras determinamos las bobinas totales del generador, lo cual se calcula simplemente con la expresión.

$$n_{b/totales} = \frac{k}{c}$$

Ecuación 9-27 Numero de bobinas totales

Donde

n_b : número de bobinas totales

k : Número de ranuras

c : constante $c=2$ devanado de una capa, $c=1$ devanado doble capa

De donde:

$$n_{b/totales} = \frac{144}{1} = 144 \text{ bobinas totales}$$

Sobre la distribución de las bobinas

2. El número de bobinas por fase se calculan con la ecuación siguiente:

$$n_{b/fase} = \frac{n_{b/totales}}{q}$$

Ecuación 9-28 Número de bobinas por fase

Sustituyendo para 3 fases

$$n_{b/fase} = \frac{144}{3} = 48 \text{ bobinas por fase}$$

3. El número de bobinas por polo se calculan con la ecuación siguiente:

$$n_{b/polo} = \frac{n_{b/totales}}{p}$$

Ecuación 9-29 Número de bobinas por polo

Sustituyendo para 12 polos

$$n_{b/polo} = \frac{144}{12} = 12 \text{ bobinas por polo}$$

4. El número de bobinas por polo y por fase es:

$$n_{b/polo-fase} = \frac{n_{b/totales}}{q \cdot n_{polos}}$$

Ecuación 9-30 Número de bobinas por polo y por fase

Sustituyendo para 3 fases y 12 polos

$$n_{b/polo-fase} = \frac{144}{3 \cdot 12} = 4 \text{ bobinas por polo y por fase}$$

Sobre la distribución de las ranuras

5. El número de ranuras por polo (paso polar):

$$n_{r/polo} = \frac{n_{ranuras}}{n_{polos}}$$

Ecuación 9-31 Número de ranuras por polo

Sustituyendo para 12 polos

$$n_{r/polo} = \frac{144}{12} = 12 \text{ ranuras por polo}$$

6. El número de ranuras por fase:

$$n_{r/fase} = \frac{k}{q}$$

Ecuación 9-32 Número de ranuras por fase

Sustituyendo para 3 fases

$$n_{r/fase} = \frac{144}{3} = 48 \text{ ranuras por fase}$$

7. El número de ranuras por polo y por fase es:

$$n_{r/polo-fase} = \frac{k}{q \cdot n_{polos}}$$

Ecuación 9-33 Número de ranuras por polo y por fase

Sustituyendo para 3 fases y 12 polos

$$n_{r/polo-fase} = \frac{144}{3 \cdot 12} = 4 \text{ ranuras por polo y por fase}$$

Sobre los grupos de bobinas

8. Determinamos el número de grupos totales

$$n_{g/totales} = p \cdot q$$

Ecuación 9-34 Número de grupos totales

$$n_{g/totales} = 12 \cdot 3 = 36 \text{ grupos totales}$$

9. Determinamos el número de grupos por fase

$$n_{g/fase} = \frac{n_{g/totales}}{q} = p$$

Ecuación 9-35 Número de grupos por fase

$$n_{g/fase} = \frac{36}{3} = 12 \text{ grupos por fase}$$

10. Determinamos el número bobinas por grupo

$$n_{b/grupo} = \frac{n_{b/totales}}{n_{g/totales}}$$

Ecuación 9-36 Número de bobinas por grupo

$$n_{b/grupo} = \frac{144}{36} = 4 \text{ bobinas por grupo}$$

11. Cálculo del paso de bobina

$$Y_k = \frac{k}{p}$$

Ecuación 9-37 Paso de bobina

Sustituyendo

$$Y_k = \frac{144}{12} = 12$$

De donde:

$$Y_{k+1} = 12 + 1 = 13 \text{ paso de bobina alargado}$$

$$Y_{k-1} = 12 - 1 = 11 \text{ paso de bobina acortado}$$

12. El paso de principios

$$Y_{120} = \frac{k}{q \cdot \frac{p}{2}}$$

Ecuación 9-38 Paso de principios

$$Y_{120} = \frac{144}{3 \cdot \frac{12}{2}} = 8$$

Sobre los factores de paso y distribución

13. El paso en grados eléctricos que nos da cada ranura

$$\gamma = \frac{\text{Paso polar}}{n_r / \text{polo}}$$

Ecuación 9-39 Grados eléctricos por ranura

Sustituyendo para 12 ranuras por polo

$$\gamma = \frac{180^\circ}{12}$$

$$\gamma = 15^\circ \text{ por eléctricos ranura}$$

14. Cálculo del factor de paso:

El factor de paso o factor de amplitud de bobina es la razón entre la fem generada por un flujo que enlazaría a una bobina de paso fraccionario frente al flujo que enlazaría a una bobina de paso completo. Para ello encontramos cuantas ranuras abarca una sola bobina y esa cantidad multiplicada por el alcance eléctrico ρ de cada ranura nos dará los grados eléctricos de una bobina.

$$\rho = 15^\circ * (12 - 1) = 165^\circ$$

Y el factor de paso:

$$k_p = \sin\left(\frac{\rho}{2}\right)$$

Ecuación 9-40 Factor de paso

Sustituyendo para 135°

$$k_p = \sin\left(\frac{165^\circ}{2}\right)$$

$$k_p = 0.9914$$

15. Cálculo del factor de distribución (k_d)

Debido a que los devanados se alojan en ranuras distintas, la tensión inducida en bobinas conectadas en serie, aunque sean iguales en magnitud no lo serán en fase por lo que la tensión inducida no será la suma aritmética de las tensiones, sino que será un poco inferior, por lo que hay que considerar esta variación conocida como factor de distribución.

$$k_d = \frac{\sin\left(\frac{n_{b/polo-fase} \cdot \angle}{2}\right)}{\left[n_{b/polo-fase} \cdot \sin\left(\frac{\angle}{2}\right)\right]}$$

Ecuación 9-41 Factor de Distribución

Sustituyendo

$$k_d = \frac{\sin\left(\frac{4 \cdot 15^\circ}{2}\right)}{\left[4 \cdot \sin\left(\frac{15^\circ}{2}\right)\right]}$$

$$k_d = 0.9577$$

Y por último, calculamos el factor de devanado, que toma en cuenta como están distribuidas las bobinas en las ranuras.

$$k_w = k_p \cdot k_d$$

Ecuación 9-42 Factor de Devanado

Donde:

k_w : Factor de devanado

k_p : Factor de paso

k_d : Factor de distribución

Sustituyendo

$$k_w = 1 \cdot 0.9914$$

$$k_w = 0.9495$$

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

La tabla siguiente resume los cálculos principales

ITEM	Descripción	Valor	Unidad
1	Numero de Polos	12	Cantidad
2	Numero de Pares de Polos	6	Cantidad
3	Numero de bobinas totales	144	Cantidad
4	Bobinas por Fase	48	Cantidad
5	Bobinas por Polo (Paso Polar)	12	Cantidad
6	Bobinas por Polo y por Fase	4	Cantidad
7	Ranuras por polo	12	Cantidad
8	Ranuras por fase	48	Cantidad
9	Ranuras por polo y fase	4	Cantidad
10	Grupos totales	36	Cantidad
11	Grupos por fase	12	Cantidad
12	Bobinas por grupo	4	Cantidad
13	Paso de bobina Y_k	12	Cantidad
14	Paso de bobina Y_{k+1}	13	Cantidad
15	Paso de bobina Y_{k-1}	11	Cantidad
16	Paso de principios Y_{120}	8	Cantidad
17	Alcance de cada Ranura	15.00°	Grados
18	Alcance de cada Ranura	0.2618	Radianes
19	k_p Factor de Paso	0.9914	Adimensional
20	k_d Factor de Distribución	0.9577	Adimensional
21	k_w Factor de Devanado	0.9495	Adimensional

Tabla 9-10 Resultados Distribución del devanado

A continuación un pequeño diagrama de la conexión de las primeras 30 ranuras. El diagrama completo se muestra en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Figura 9:9 Diagrama del devanado para las primeras 30 ranuras

9.2.3 Intensidad del flujo magnético por polo

Obviamente la tensión de línea en el generador será de 10,500 V por lo que podemos calcular el flujo magnético por polo, despejando el flujo de la ecuación de flujo magnético.

$$\phi_P = \frac{E_f}{4.44 \cdot f \cdot N_C}$$

Ecuación 9-43 Fem inducida por polo

Donde:

F: Frecuencia en Hz

N_C: Numero efectivo de espiras por fase

Φ_p: Flujo por fase en Wb

Primero calculamos el Numero efectivo de espiras por fase, con los datos del capítulo 9.2.2.

$$N_C = \frac{n_{b/fase} \cdot n_p \cdot n_{b/polo-fase} \cdot k_w}{2}$$

Ecuación 9-44 Numero efectivo de espira por fase

Donde:

N_C: Es el número de espiras por fase.

N_{y/fase}: Es el número de vueltas por espira.

N_p: Es el número total de polos.

N_{y/polo-fase}: Bppf es el número de bobinas por polo y por fase.

k_w: es el factor de devanado.

Sustituyendo

$$N_c = \frac{48 \cdot 12 \cdot 4 \cdot 0.8848}{2}$$

$$N_c = 1,019.25 \text{ vueltas}$$

Sustituyendo en la Ecuación 9-43

$$\phi_P = \frac{10,500 / \sqrt{3}}{4.44 \cdot 60 \cdot 1,019.25}$$

$$\phi_P = 27.3 \text{ mW}$$

9.2.4 Circuito equivalente y diagrama fasorial del generador síncrono con carga

Para determinar el circuito equivalente y el diagrama fasorial debemos encontrar lo siguiente:

1. Valores de resistencia y reactancias
2. El ángulo interno o de par δ
3. Las componentes de corriente directo y cuadratura
4. El voltaje interno generado

Partiendo de la información del generador:

Potencia Activa	5	MW
Factor de potencia a plena carga	0.85	Retraso
Potencia Aparente	5.88	MVA
Tensión de Línea	10.5	Kv
Corriente de Línea	323.45	A
Diámetro Interior	2.5	m
Longitud axial	2.5	m
Espiras por fase	48	Cantidad

1. Una buena aproximación de la resistencia de los devanados por fase la encontramos con la expresión siguiente:

$$R_\phi = \frac{\rho \cdot L}{A}$$

Ecuación 9-45 Resistencia en un conductor eléctrico

Donde:

R_ϕ : Resistencia por fase en Ω

ρ : Resistividad del cobre $1.68 \cdot 10^{-8}$ (20°) en $\Omega \cdot \text{metro}$

L: Longitud total de la bobina en metros

A Sección del cobre en m^2

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

La longitud total que recorre el conductor por fase es la cantidad de bobinas por fase por la distancia que recorre cada una dentro del estator, este recorrido se deduce geométricamente de forma aproximada como dos veces la longitud axial más dos sectores circulares de un paso de bobina de ancho.

$$L = n_{b/fase} \cdot 2 \cdot \left\{ L_{Ax} + \left[\pi \cdot D_{int} \cdot \left(\frac{Y_{K+1}}{k} \right) \right] \right\}$$

Ecuación 9-46 estimación de la longitud de una bobina

$$L = 48 \cdot 2 \cdot \left\{ 2.5 + \left[\pi \cdot 2.5 \cdot \left(\frac{13}{144} \right) \right] \right\}$$

$$L = 309.66 \text{ m}$$

Sustituyendo:

$$R_A = \frac{1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 309.66}{63.43 \cdot 10^{-6}}$$

$$R_A = 0.0820 \Omega \cdot fase$$

Este valor de resistencia debe corregirse debido a la variación de la resistividad de los materiales por el cambio de temperatura, la ecuación es la siguiente:

$$R = R_0 \cdot [1 + \alpha \cdot (T - T_0)]$$

Donde

R Resistencia corregida

R₀: Resistencia de referencia (a 20°)

α: Coeficiente de temperatura del material

T: Temperatura real o de trabajo

T₀: Temperatura de referencia (20°)

De donde el coeficiente de temperatura para el cobre es de $3.9 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}(\text{K}^{-1})$.

Sustituyendo para una temperatura máxima en los devanados de unos 75°

$$R_A = 0.0850 \cdot [1 + 3.9 \cdot 10^{-3}(75 - 20)]$$

$$R_A = 0.0996 \Omega$$

Para la reactancia del eje directo y la reactancia de cuadratura se requieren parámetros del rotor que su cálculo o estimación están fuera del alcance de este documento, por lo que tomaremos valores de generadores con parámetros similares, como por ejemplo Larreynaga.

Estos son:

X_d: 2.51 Ω

X_q: 1.46 Ω

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

2. Para encontrar el ángulo de par δ calculamos el voltaje E''_A

El factor de potencia es de 0.85 en retraso, por lo tanto, el ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje:

$$\theta = -\cos^{-1}(0.85) = -31.79^\circ$$

Como la conexión es en estrella, la corriente de línea será igual a la corriente de fase, por lo tanto con los valores calculados en el capítulo 9.2.1 tenemos:

$$I_n = I_{L-L} = I_A$$

$$I_A = 323.45 \angle -31.79^\circ A$$

De la Ecuación 5-18 calculamos E''_A

$$E''_A = V_\phi + R_A I_A + jX_d I_A$$

$$E''_A = (10,500 \angle 0^\circ V) + (0.0996 \Omega + j2.51 \Omega) \cdot (323.45 \angle -31.79^\circ A)$$

$$E''_A = 10,975.73 \angle 3.52^\circ V$$

De donde determinamos δ

$$\delta = 3.52^\circ$$

3. Las corrientes de eje directo según la Ecuación 5-19 es:

$$I_d = |I_A \sin(\theta + \delta)| \angle (\delta - 90^\circ)$$

$$I_d = |323.45 \cdot \sin(31.79 + 3.52)| \angle (3.52^\circ - 90^\circ)$$

$$I_d = 186.83 \angle (-86.48^\circ) A$$

Las corrientes de eje en cuadratura según la Ecuación 5-19 es:

$$I_q = |I_A \cos(\theta + \delta)| \angle (\delta)$$

$$I_q = 263.94 \angle (3.52^\circ)$$

4. Finalmente, el voltaje total generado despejando E_A de la Ecuación 5-17

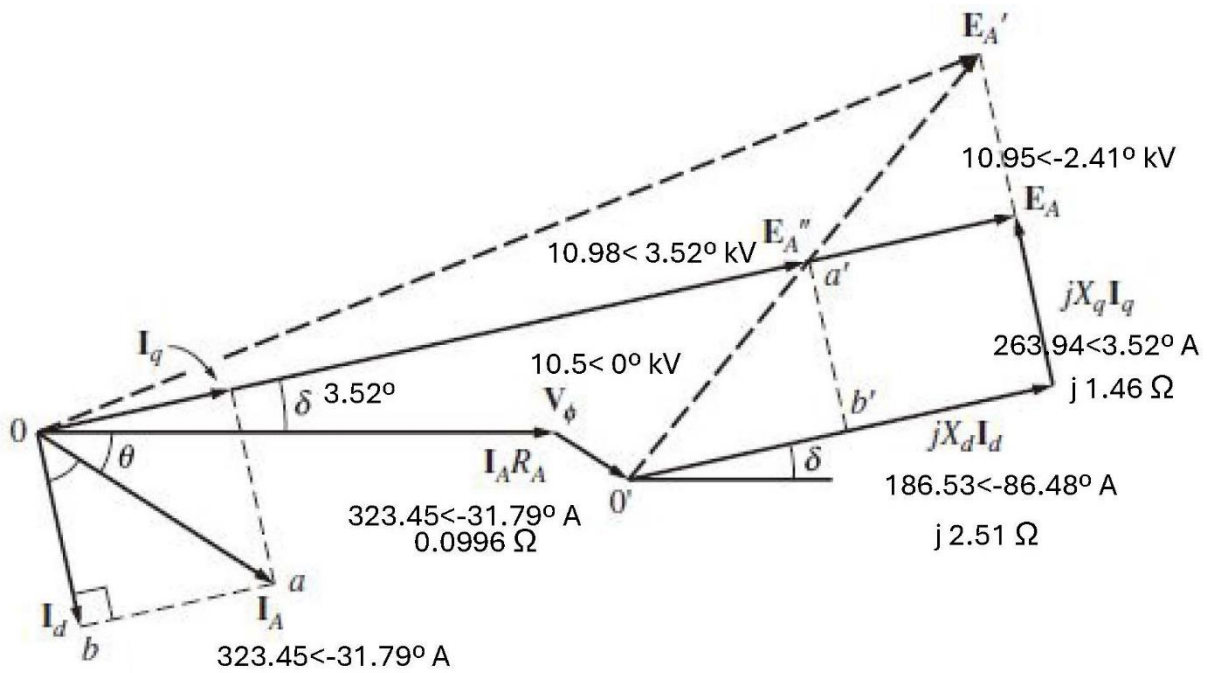
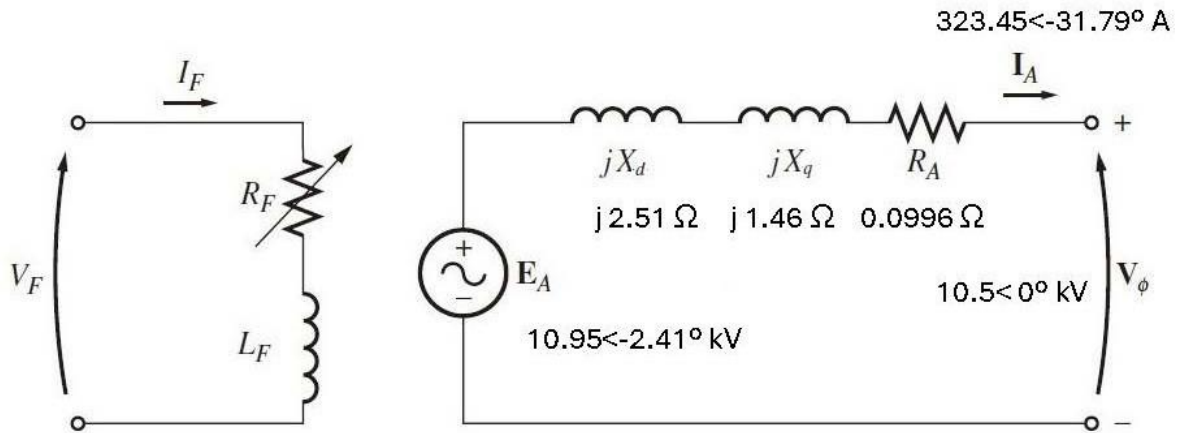
$$E_A = V_\phi + jX_d I_d + jX_q I_q + R_A I_A$$

$$E_A = (10,500 \angle 0^\circ V) + [(j2.51 \Omega) \cdot (186.83 \angle -86.48^\circ)] + [(1.46 \Omega) \cdot 263.94 \angle (3.52^\circ)] + [(0.0996 \Omega) \cdot (323.45 \angle -31.79^\circ A)]$$

$$E_A = 10,950.53 \angle (2.4147^\circ)$$

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

Los diagramas se muestran a continuación.



9.2.5 Cálculo de características físicas del generador

Los diseños de los generadores son muy variados debido que a los diferentes requerimientos para cada generador en particular lo hacen único como la velocidad nominal, velocidad de Embalamiento, la potencia nominal, momento de inercia del rotor y disposición general de la máquina, por lo que se fabrican siguiendo especificaciones a la medida. Aun así las dimensiones físicas más importantes se pueden estimar con ciertos factores y ecuaciones fundamentales de gran sencillez (Villa, 2012).

1. El diámetro interior del estator lo calculamos de la ecuación siguiente:

$$D_{int} = \frac{60 \cdot V_{mx}}{\pi \cdot n \cdot r_0}$$

Donde:

D_{int} : Diámetro exterior del estator en m

V_{mx} : Velocidad periférica

n : Velocidad del campo magnético

r_0 : Razón de Embalamiento

Tipo de Turbina	Kaplan	Francis	Pelton
Valor Típico (r_0)	2.5	1.9	1.8

Tabla 9-11 Tabla de razón de Embalamiento (η_{max}/η para distintos tipos de turbina)

Fuente (Villa, 2012))

Sustituyendo:

$$D_{int} = \frac{60 \cdot 150}{\pi \cdot 600 \cdot 1.9}$$

$$D_{int} = 2.5 \text{ m}$$

2. Calculamos la longitud axial L de la ecuación siguiente condición de paso polar.

$$L_{Ax} = \frac{P_p \cdot D}{p}$$

Donde:

P_p : Paso polar

D_{int} : Diámetro interior

P : Número de polos

$$L_{Ax} = \frac{12 \cdot 2.5}{12}$$

$$L_{Ax} = 2.5 \text{ m}$$

9 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

3. Existe una relación entre los diámetros interior y exterior

$$1.2 \leq \frac{D_{ext}}{D_{int}} \geq 1.24$$

Donde

D_{ext} : Diámetro exterior en m

D_{int} : Diámetro Interior en m

$$D_{ext} = 1.2 \cdot 2.513$$

$$D_{ext} = 3.0156$$

4. Diámetro exterior de la carcasa

$$D_c = D_{ext} + 2.1$$

$$D_c = 3.0153 + 2.1$$

$$D_c = 5.12 \text{ m}$$

5. El peso del rotor sin eje:

$$M_R = 13.3 \cdot D_{int}^{1.3} \cdot L_{Ax}$$

Donde:

M_R : Peso del rotor

D_{int} : Diámetro exterior

L : Longitud axial

$$M_R = 13.3 \cdot 2.5^{1.3} \cdot 2.5$$

$$M_R = 110.73 \text{ ton}$$

La siguiente tabla resume los cálculos anteriores.

ITEM	Descripción	Valor	Unidad
1	Diámetro interior (D_{int})	2.51	m
2	Diámetro exterior (D_{ext})	3.02	m
3	Longitud Axial (L_{ax})	2.51	m
4	Diámetro de la carcasa ($D_{ext \text{ carcasa}}$)	5.12	m
5	Masa del rotor sin eje (M_{rotor})	110.73	ton

Tabla 9-12 Resumen cálculos físicos del generador

10 CÁLCULOS FINANCIEROS.

10.1 Informes y Análisis Financieros a Presentar

Los Ministerios y Empresas del Estado de Nicaragua enteran sus informes Financieros al Ministerio de Hacienda y crédito Público, a través del Banco Central de Nicaragua, Presentando anualmente su Presupuesto de ingresos y gastos ante la Asamblea Nacional. Parte de estos planes e informes contienen los Egresos de Capital, en donde se reflejan toda la cartera de Proyectos que las Empresas pone en vías de desarrollo, tanto en su fase de Preinversión como de Inversión, para lo cual cuentan generalmente con una Dirección General de Proyectos que trabaja en coordinación con el Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP).

También son responsable de programar los pagos o Servicio de la Deuda que los proyectos financiados generan, siendo el estado de Nicaragua un garante solidario de dichos préstamos, pero para este caso siendo la Empresa Eléctrica un Ente Autónomo Descentralizado, esta no depende de los fondos del Presupuesto General de la República, por lo que sus obligaciones tanto de operación, mantenimiento, administración y especialmente del **servicio de la deuda**, debe ser cubierta con sus propios recursos o Ingresos. Es por lo anterior que cada proyecto, paralelamente a los mecanismos existentes con el MHCP, son vistos como proyectos de Empresa, en los que se busca una mejor rentabilidad, una rápida recuperación del Capital y un pago de deuda cómodo, todo dentro del marco del beneficio que se busca dar a la Economía y al Pueblo de Nicaragua.

Para este estudio determinaremos los principales elementos que conforman los estados financieros:

- ✓ Ingresos Corrientes
- ✓ Costos de Operación y Mantenimiento
- ✓ Gastos de Administración
- ✓ Depreciación
- ✓ Programa de Inversión
- ✓ Servicio de la Deuda

Elaboraremos los informes siguientes:

- ✓ Estado de Resultados
- ✓ Flujo Económico
- ✓ Flujo Financiero

Nos centraremos en el análisis de la rentabilidad calculando los valores actualizados del proyecto:

- ✓ Valor Actual Neto (VAN)

- ✓ Relación Beneficio Costo (RBC)
- ✓ Tasa Interna de Retorno (TIR)
- ✓ Periodo de Recuperación (PRC)

Como nuestra moneda es el Córdoba, los informes financieros de las empresas nicaragüenses y en especial las estatales, se llevan en córdobas, pero para el caso que nos ocupa utilizaremos los dólares americanos, lo que trae beneficios en las proyecciones financieras al no verse afectadas por la devaluación en el tiempo, además de que la mayoría de los precios de productos de importación y los precios de la energía se llevan en dólares.

10.2 Cálculo de los elementos que conforman los Estados Financieros.

10.2.1 Ingresos Corrientes por ventas de energía

10.2.1.1 Sobre la normativa y contratos de compra y venta de energía

Según la Normativa de Operación Comercial publicado en la gaceta No 56 del 01 de abril del 2001, en sus Títulos 3.1 “ESTRUCTURA COMERCIAL” y 9.2: *TIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES*, podemos ver que los productos que se comercializan en el mercado eléctrico nacional y regional son los siguientes:

<<TOC 3.1.1. Los productos que se compran y venden en el Mercado Mayorista son:

- a) Energía.
- b) Potencia.

TOC 3.1.2. Los servicios que se remuneran en el Mercado Mayorista son:

a) Servicio de transmisión: Es el uso del Sistema Nacional de Transmisión, remunerado mediante tarifas reguladas de acuerdo a lo que establece la Normativa de Transporte.

b) Servicios auxiliares: Se identifican en el TOT, junto con los requerimientos técnicos que deben cumplir. Las metodologías para su remuneración se establecen en la presente Normativa.

c) Servicio de operación y despacho, y administración del mercado:

Es el servicio de programación y despacho, coordinación de la operación y administración comercial asignado al CNDC y remunerado de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en la Normativa de Transporte.

d) Servicios de regulación y operación del MER definidos en el RMER.>>

En relación al punto 3.1.2 b) referente a los servicios auxiliares reconocidos y resumiendo el capítulo 9.2 de la NOC, mencionaremos los siguientes:

<< CAPITULO 9.2: TIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES.

TOC 9.2.3. A los efectos de las transacciones comerciales se diferencian los siguientes tipos de servicios auxiliares.

- a) Servicios por pérdidas
- b) Servicio de reserva de corto plazo ... incluye la reserva rodante y la reserva fría.
- c) Servicio de seguimiento de demanda ... incluye arranque y parada y/o mantener en caliente GGD.
- d) Arranque en negro (o black start).
- e) Reactivo y Control de Tensión.>>

Por la pequeña capacidad y régimen de operación de la pequeña unidad se espera entregar el 100% de la energía al mercado de ocasión y por lo tanto no se obtendrán

ingresos por potencia firme contratada ni Servicios Auxiliares. Los Ítem 3.1.2. a) c) y d) corresponden a importes a pagar a los Agentes Transmisores y Operadores Nacionales y Regionales por la transmisión y administración de la energía eléctrica.

10.2.1.2 Sobre el precio de la energía

El precio de venta de la energía eléctrica para los Agentes Generadores, está ligado directamente a los costos de operación, mantenimiento, gastos de administración e inversión entre otros, los cuales se tratan con más detalle en el Capítulo 0, pero en el caso de la producción hidroeléctrica y otras fuentes renovables, en Nicaragua se ha fijado un precio monómico, el cual no debe superar la banda de precios del mercado de ocasión, aprobada por el Instituto Nicaragüense de Energía, amparados en la ley 532 del 11 de noviembre de 2011, “ley para la promoción de generación de energía para fuentes renovables”, la cual tiene como objetivo promover el desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica, por lo tanto la energía hidroeléctrica, aun en el mercado de ocasión, se facturará directamente con la Distribuidora a un precio fijo. En este estudio se supondrá un precio de venta monómico de 100 U\$/MWh.

10.2.1.3 Cálculo de la Producción Neta o Energía a la Venta

Para determinar los ingresos por ventas de energía primero calculamos cuanta energía se irá a la venta del total de la producción bruta en un año, que se determinó el capítulo 8.4.4, para lo cual solo descontaremos a dicha producción el auto consumo y las pérdidas técnicas. Utilizaremos factores de consumo y perdidas ya predeterminados, tomando como referencia la Planta Hidroeléctrica Larreynaga, característicos de pequeñas centrales hidroeléctricas. Estos factores son: 0.90 % para las pérdidas técnicas y 0.60% para el consumo propio.

La producción neta o energía a la venta se calcula como:

$$G_N = G_B - (P_T + E_A)$$

En función de la generación Bruta:

$$G_N = G_B - (G_B \cdot 0.9\% + G_B \cdot 0.60\%)$$

Ecuación 10-1 Generación Neta o Energía a la Venta

Donde:

G_B = Generación Bruta en MWh

G_N = Generación neta o energía a la venta en MWh

P_T = Pérdidas técnicas en MW (0.9% de la Producción Bruta)

E_A = Energía de Autoconsumo en MWh (0.6% de la Producción Bruta)

Calculando para el primer año:

$$G_B = 20,666.66 \text{ MW}$$

Utilizando la Ecuación 10-1

$$G_N = 20,666.66 - ((20,666.66) \cdot 0.9\% + (20,666.66) \cdot 0.60\%)$$

$$G_N = 20,356.66 \text{ MWh}$$

10.2.1.4 Cálculo de los Ingresos Corrientes

Los ingresos por ventas de energía se calculan de la siguiente forma:

$$I_{VENT} = G_N \cdot \text{Precio de Venta}$$

Ecuación 10-2 Ventas de Energía

Donde:

I_{VENT} = Ingresos por ventas de energía en U\$

G_N = Generación Neta en MWh

Precio de Venta = Precio de la energía contratada en U\$/MWh

Utilizando la Ecuación 10-2 Tenemos:

$$I_{VENT} = 20,356.66 \text{ MWh} \cdot 100 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}}$$

$$I_{VENT} = 2,035,665.87 \text{ U\$}$$

Este ingreso será el mismo para todo el periodo que trata el estudio.

10.2.2 Costos y Gastos

En general, los costos de una central eléctrica se pueden estructurar en dos grandes grupos, los Costos Fijos y los Costos Variables.

$$C = C_F + C_V$$

Ecuación 10-3 Costos Totales

10.2.2.1 Costos fijos

Los Costos Fijos corresponde a aquellas obligaciones que no dependen de la producción de energía eléctrica, estos son fijos bajo el contexto de que no variarán de un periodo a otro sin importar el volumen de producción de la central, incluso si esta se encuentra fuera de servicio. Estos tienden a incrementarse con el tiempo debido a factores económicos, como son la inflación, oferta y demanda, situación económica del país y la devaluación entre otros, por lo que no debemos de confundir el concepto de fijo como un monto que no variará en el tiempo sino más bien al hecho de no estar ligado directamente con los procesos productivos. El costo fijo está compuesto por un porcentaje menor del total de costos de producción (Ej. Salarios operación y mantenimiento), por el total de los

gastos de operación (administración y comercialización) y el componente de Inversión, para las nuevas centrales que necesitan recuperar el capital invertido.

$$\text{Costos fijos} = (\text{Costos de produccion}) \cdot (\% \text{ componente fijo}) + \text{Gastos de operacion} + \text{Valor Agregado de Inversion}$$

Ecuación 10-4 Costos fijos

Estos se asocian con la capacidad instalada de la Planta y se cuantifican como costos unitarios en U\$/MW-mes.

$$\text{Costo fijo Unitario} = \frac{\text{Costo fijo Total}}{\text{Capacidad Instalada}}$$

Ecuación 10-5 Costo fijo unitario

10.2.2.2 Costos variables

Los costos variables corresponden a todos aquellos egresos que están ligados directamente al proceso productivo y por lo tanto cambian de un periodo a otro según varíen los volúmenes de producción en dicho periodo. Además de variar en sintonía con la producción, este también se incrementa con el tiempo, debido a los factores económicos que ya mencionamos para los fijos. El costo variable está compuesto por la mayoría de los costos de producción (Ej. herramientas, materiales y suministros), las compras de energía y peaje y el costo variable de combustible, siendo este último para el caso que nos ocupa igual a cero.

$$\text{Costo Variables} = \text{Costos de Operacion} \cdot (\% \text{ componente variable}) + \text{Costo Variable del Combustible} + \text{Compas de energía y peaje}$$

Ecuación 10-6 Costo variable

Su costo unitario se asocia con la producción de energía en U\$/MWh.

$$\text{Costo variable Unitario} = \frac{\text{Costo variable Total}}{\text{Ventas de energia}}$$

Ecuación 10-7 Costo variable unitario

10.2.2.3 Catálogo de Cuentas

Tanto los costos fijos como los costos variables se agrupan dentro de catálogos de cuentas que aunque los conceptos varíen en dependencia de la finalidad de la empresa, su estructura organizativa es prácticamente la misma, para el caso que nos ocupa daremos una descripción breve según la clasificación que la Empresa Estatal de Energía utiliza en su catálogo de cuentas y de donde tomamos algunas definiciones.

Servicios Personales

Salarios, prestaciones sociales y beneficios: Comprende los honorarios devengados por el personal que presta servicios en la central, tanto en forma continua como temporal, se incluyen las compensaciones y prestaciones sociales como horas extras, aguinaldo, antigüedad, seguro patronal, educación y salud entre otros, además de los beneficios dados al trabajador por políticas de la empresa o convenios colectivos.

Servicios no Personales

Servicios para reparación y mantenimiento: Comprende servicios por mano de obra requeridos para dar reparación y mantenimiento a todos los bienes de la central, como son: obras civiles verticales, obras civiles horizontales, equipos de oficina, equipos de ingeniería, vehículos, maquinaria hidráulica y electromecánica, por mencionar algunos.

Servicios Básicos: Comprende gastos por servicios suministrados tanto por las empresas públicas como privadas, estos son: telecomunicaciones y datos, agua potable, alcantarillado pluvial y sanitario, energía eléctrica, Seguridad y Vigilancia entre otros servicios.

Alquileres: Comprende los gastos en conceptos de alquileres o arrendamiento de inmuebles, maquinarias, vehículos, equipos de oficina, ingeniería entre otros.

Viajes y Viáticos: Comprende los gastos por conceptos de hospedaje, alimentación, transporte y otros, para el personal en misión de trabajo fuera de la central u horas extraordinarias.

Capacitación: Comprende los gastos por servicios contratados para capacitar al personal en sus diferentes campos así como el pago de cursos básicos o especializados.

Higiene y Seguridad: Comprende todo lo relacionado a la Higiene y Seguridad del trabajador, encauzado a la mejora de las instalaciones de la central, condiciones de trabajo y equipos de protección, garantizando la integridad física y psicología de trabajador.

Otros servicios: Comprende cualquier servicio que contrate la empresa que no está incluido en los anteriores (principales). Son muchos, pero a manera de ejemplo podemos mencionar: publicidad y propaganda, atenciones sociales, suscripciones, impresiones, cerrajería, limpieza, fumigación, lavandería etc.

Materiales y Suministros

Reparación y Mantenimiento: Comprende el costo de los materiales y repuestos requeridos para la reparación y mantenimiento de los Sistemas principales, ligados al proceso de Generación como son los generadores, turbinas, transformadores, equipo auxiliar y sistemas de protección y control. Cualquier gasto por servicios de fletes, seguros e interacción de estos materiales deben ser cargados al costo de los mismos.

Material Químico: Comprende gastos por compra de elementos y compuestos químicos que serán utilizados para la operación, reparación mantenimiento de las plantas de generación y resto de otros sistemas que componen la infraestructura de la central eléctrica.

Otros Artículos y Productos: Comprende la adquisición de papelería, artículos de oficina, y toda clase de artículos, repuestos y accesorios destinados a la reparación y mantenimiento de vehículos, maquinaria y equipos de oficina.

Herramientas y otros materiales: Comprende gastos que se realizan por compra de las herramientas y otros materiales que son necesarios para el desarrollo de actividades asociadas a las reparaciones y mantenimiento de los sistemas electromecánicos, hidráulicos así como de las instalaciones físicas.

Combustibles, energía y peaje

Combustibles para generación: Comprende los costos de combustibles que se requieren para la generación y/o producción de energía, para nuestro caso por ser una central hidroeléctrica será igual a cero.

Lubricantes para generación: Comprende los lubricantes utilizados principalmente para las turbinas y generadores eléctricos.

Combustibles y lubricantes para vehículos: Comprende combustible diésel y gasolina que se requiere para la flota vehicular de la central.

Compras de Energía: Compras de energía requeridas por servicios auxiliares y consumo propio, requerido cuando la central esté fuera de servicio y no pueda autoabastecerse. Esta se factura en el mercado de ocasión y el precio dependerá del mercado eléctrico.

Pago de Peaje: Pago por transporte, Administración y control del CNDC por cada kWh vendido o comprado en el mercado de contrato y de ocasión. En el caso del mercado de ocasión el generador y el consumidor se reparten el 50 % del costo de este servicio, en el caso del mercado de contrato el consumidor asume el 100 % del importe.

10.2.2.4 Cálculo de los costos fijos y variables

En vista de que el proyecto obviamente no cuenta con estadísticas propias, tomaremos los últimos 5 años de estadísticas de las plantas hidroeléctricas existentes PCA, PCF y PHL.

Descripción	Miles de U\$/MW-año	U\$/MWh
Servicios Personales	9.95	5.39
Servicios no Personales	11.78	6.43
Materiales y suministros	1.01	0.40
Combustibles y Lubricantes	0.31	0.13
Otros Gastos	1.5	1.01

Tabla 10-1 Costos y gastos unitarios (Datos de ENEL plantas hidroeléctricas)

1. Con los indicadores de segunda columna de la Tabla 10-1 y considerando los 5 MW de capacidad a instalar podemos cuantificar los costos fijos por rubro, para el primer año de operación.

Despejando el costo fijo absoluto de la Ecuación 10-5 realizando el cálculo por rubro tenemos:

$$\text{Costo fijo rubro} = \text{Costo fijo unitario del rubro} \cdot \text{Capacidad instalada}$$

$$\text{Costo fijo personales} = 9.95 \frac{\text{U\$}}{\text{MW}} \cdot 5 \text{ MW}$$

$$\text{Costo fijo personales} = 49,798.76 \text{ U\$ para el primer año}$$

$$\text{Costo fijo no personales} = 11.78 \frac{\text{U\$}}{\text{MW}} \cdot 5 \text{ MW}$$

$$\text{Costo fijo no personales} = 58,897.98 \text{ U\$ para el primer año}$$

$$\text{Costo fijo no personales} = 11.78 \frac{\text{U\$}}{\text{MW}} \cdot 5 \text{ MW}$$

$$\text{Costo fijo no personales} = 58,897.98 \text{ U\$ para el primer año}$$

$$\text{Costo fijo Suministros} = 1.01 \frac{\text{U\$}}{\text{MW}} \cdot 5 \text{ MW}$$

$$\text{Costo fijo no personales} = 5,056.93 \text{ U\$ para el primer año}$$

$$\text{Costo fijo comb. vehiculos} = 0.31 \frac{\text{U\$}}{\text{MW}} \cdot 5 \text{ MW}$$

$$\text{Costo fijo comb. vehiculos} = 1,571.07 \text{ U\$ para el primer año}$$

$$\text{Costo fijo otros} = 1.15 \frac{\text{U\$}}{\text{MW}} \cdot 5 \text{ MW}$$

$$\text{Costo fijo comb. vehiculos} = 7,557.95 \text{ U\$ para el primer año}$$

2. Análogamente con los indicadores de la tercera columna de la Tabla 10-1 y la producción anual de 20,356.66 MWh calculada en el capítulo 10.2.1.3 podemos cuantificar los costos variables por rubro, para el primer año de operación.

Despejando el costo variable absoluto de la Ecuación 10-6 y realizando el cálculo por rubro tenemos:

$$\text{Costo variable rubro} = \text{Costo variable unitario del rubro} \cdot \text{Produccion de energia}$$

$$\text{Costo variable personales} = 5.39 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}} \cdot 20,356.66 \text{ MWh}$$

10 CÁLCULOS FINANCIEROS.

Costo variable personales = 49,798.76 U\$ para el primer año

$$\text{Costo variable no personales} = 6.43 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}} \cdot 20,356.66 \text{ MWh}$$

Costo variable no personales = 58,897.98 U\$ para el primer año

$$\text{Costo variable Materiales} = 0.40 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}} \cdot 20,356.66 \text{ MWh}$$

Costo variable Materiales = 5,056.93 U\$ para el primer año

$$\text{Costo variable Lubricantes} = 0.13 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}} \cdot 20,356.66 \text{ MWh}$$

Costo variable Lubricantes = 1,571.07 U\$ para el primer año

$$\text{Otros Costos Variables} = 1.01 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}} \cdot 20,356.66 \text{ MWh}$$

Otros Costos Variables = 7,557.95 U\$ para el primer año

La tabla siguiente resume los cálculos para el primer año del proyecto.

Descripción	Fijos (U\$ año)	Variables (U\$ año)	Total (U\$ año)
Servicios Personales	49,798.76	109,645.25	159,444.01
Servicios No Personales	58,897.98	130,860.12	189,758.10
Materiales Y Suministros	5,056.93	8,156.73	13,213.66
Combustibles Y Lubricantes	1,571.07	2,639.79	4,210.86
Otros Costos y Gastos	7,557.95	20,587.41	28,145.37
Total	122,882.70	271,889.30	394,772.00

10.2.3 Programa de Inversión

La cuantificación en detalle de todo el costo de la inversión de un proyecto, está fuera del alcance de este documento, no tanto por complejidad, sino más bien por la cantidad de elementos y variables que habría de considerar que lo harían muy extenso, por lo tanto se utilizará como método de cálculo alternativo el costo por MW instalado por obra, tomando como referencia los costos unitarios del proyecto hidroeléctrico Larreynaga, que es el proyecto ejecutado más recientemente en Nicaragua.

10.2.3.1 Alcances del proyecto:

Los principales alcances del proyecto son los siguientes:

Caminos de Acceso y Terrenos: La ubicación de la turbina es propiamente en la central hidroeléctrica Centroamérica por lo que no se comprarán terrenos, además existen

caminos de acceso adoquinado para todo tipo de vehículos, tanto liviano como maquinaria pesada.

Casa de Maquinas:

- ✓ Construcción de una casa de máquinas de 15 x 15 m, ubicada al finalizar el By Pass, lateral al disipador de energía hidráulica, tal como se muestra en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Obras hidráulicas

- ✓ Instalación de un punto de derivación en el By Pass, controlado con una válvula mariposa en la entrada de dicha derivación y una válvula esférica en la salida de la derivación o entrada a la turbina.

Equipos electromecánicos:

- ✓ Adquisición y montaje de una turbina hidráulica Francis vertical de 5.5 MW y 600 rpm.
- ✓ Adquisición y montaje de un generador trifásico síncrono de 5 MW de potencia, 600 rpm y 10.5 kV de voltaje de generación.

Transformador de Unidad:

- ✓ Adquisición y montaje de un transformador trifásico de unidad tipo monoblock, de 5/6 MVA de potencia y tensiones primaria y secundaria respectivamente de 10.5 kV/138 kV en bahía existente en subestación de la Planta Centroamérica.

Subestación y línea de Transmisión

- ✓ El proyecto usará la subestación existente la Planta Centroamérica, para lo cual solo se requerirá el equipo adicional de protección y control (seccionadores, interruptores, pararrayos, relevadores).
- ✓ La energía se transportará en la línea de transmisión existente L8490 y L8080 como puede verse en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Adicionalmente se incluyen los estudios de Prefactibilidad y Factibilidad, gastos de la Unidad Ejecutora e Ingeniería, las comisiones por desembolso y el capital de trabajo.

- ✓ Los estudios de Prefactibilidad y Factibilidad, Unidad Ejecutora e Ingeniería se estiman considerando el costo unitario por MW.
- ✓ La comisión por desembolso corresponde al 0.5 % del monto financiado del proyecto, calculo indicado en el Servicio de la Deuda 10.2.5.
- ✓ El capital de trabajo corresponde al recurso que necesita la empresa o el inversor para iniciar operaciones antes de obtener sus primeros ingresos.

El monto del proyecto se desglosa en monto financiado y fondos propios o contrapartida local con un 95% y 5% respectivamente, a como se indica en el Servicio de la Deuda 10.2.5.

Tomando como referencia los costos por MW instalado del proyecto Larreynaga, el monto estimado se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Costo de la obra} = \text{Costo unitario de Referencia} * \text{Capacidad a Instalar}$$

Ecuación 10-8 Costo de las obras según costo unitario de referencia

10.2.3.2 Cálculo del costo de las obras

1. Adquisición e instalación de equipo hidromecánico

Costo unitario de referencia: 380 U\$/kW

Capacidad a Instalar: 5,000 kW

$$\text{Costo de la obra} = 380 \frac{\text{U\$}}{\text{kW}} \cdot 5,000 \text{ kW}$$

$$\text{Costo de la obra} = 1,900,000.00 \text{ U\$}$$

2. Adquisición y Montaje Equipo Eléctrico

Costo unitario de referencia: 850 U\$/kW

Capacidad a Instalar: 5,000 kW

$$\text{Costo de la obra} = 850 \frac{\text{U\$}}{\text{kW}} \cdot 5,000 \text{ kW}$$

$$\text{Costo de la obra} = 4,250,000.00 \text{ U\$}$$

La Tabla 10-2 resume los cálculos para todo el proyecto.

Mas del 60.86% de la inversión (U\$ 7.5 MM) corresponde a las obras Electromecánicas, contra un 17 % en obras civiles (U\$ 2.15 MM), debido a la existencia de los terrenos e infraestructura Civil en la planta Centroamérica. El restante 21.70% corresponde a estudios, administración e ingeniería y costos financieros iniciales (comisiones) sin incluir los intereses del servicio de la deuda.

El total de las obras es de U\$ 12,324,298.33, para un costo unitario de 2,464.86 U\$/kW.

10 CÁLCULOS FINANCIEROS.

El desglose de los costos en dólares es el siguiente:

Descripción	Costo de instalación Unitario (US\$/kW)	Costo de la Inversión 5x10 ³ kW (U\$)	Fondos Financiados	Fondos Propios	TOTAL
Preinversión					
Estudio Prefactibilidad	15.00	75,000.00	-	75,000.00	75,000.00
Estudio Factibilidad y Diseños	60.00	300,000.00	-	300,000.00	300,000.00
Total Estudios y Diseño	75.00	375,000.00	-	375,000.00	375,000.00
Obras Civiles					
Terrenos e Inmuebles	0.00	0.00	-	-	-
Embalse, Obra de Toma	0.00	0.00	-	-	-
Tuberías de Conducción	0.00	0.00	-	-	-
Canales, Pozos de oscilación	0.00	0.00	-	-	-
Casa de Máquinas y canal de desfogue	330.00	1,650,000.00	1,650,000.00	-	1,650,000.00
Interconexión Tubería Forzada	100.00	500,000.00	500,000.00	-	500,000.00
Total Obras Civiles	430.00	2,150,000.00	2,150,000.00	-	2,150,000.00
Equipamiento Electromecánico					
Adquisición y Montaje Equipo hidromecánico	190.00	950,000.00	950,000.00	-	950,000.00
Adquisición y Montaje Equipo Eléctrico	850.00	4,250,000.00	4,250,000.00	-	4,250,000.00
Adquisición y Montaje Transformador	380.00	1,900,000.00	1,900,000.00	-	1,900,000.00
Equipos Auxiliares	80.00	400,000.00	400,000.00	-	400,000.00
Total Equipo Electromecánico	1,500	7,500,000.00	7,500,000.00	-	7,500,000.00
Total Obras Civiles y Electromecánicas	1,930.00	9,650,000.00	9,650,000.00	-	9,650,000.00
Ingeniería y Administración					
Ingeniería	120.00	600,000.00	-	600,000.00	600,000.00
Unidad Ejecutora	150.00	750,000.00	-	750,000.00	750,000.00
Total Ingeniería y Administración	270.00	1,350,000.00	-	1,350,000.00	1,350,000.00
Gastos Financieros de la inversión					
Intereses durante la Construcción	-	-	-	-	-
Comisión tras primer desembolso	-	48,250.00	-	48,250.00	48,250.00
Capital de Trabajo	-	901,048.33	-	901,048.33	901,048.33
Total Gastos Financieros	186.86	949,298.33	-	949,298.33	949,298.33
Ingeniería y Administración	459.86	2,299,298.33	-	2,299,298.33	2,299,298.33
Total	2,464.86	12,324,298.33	9,650,000.00	2,674,298.33	12,324,298.33

Tabla 10-2 Costo de la Inversión instalación de la nueva unidad

10.2.4 Depreciación

Para estimar la depreciación necesitamos conocer 1) el costo del activo, 2) la vida útil del activo y 3) el valor residual o de rescate que se espera obtener al final de su vida útil.

Para el valor del activo utilizamos el valor contabilizado en libros, que incluye tanto el valor de adquisición del bien mas todos los egresos asociados a su instalación y puesta en servicio u operación, como por ejemplo: el transporte, costo de instalación, soporte técnico, supervisión, administración, costos financieros entre muchos otros. Para nuestro propósito al ser un proyecto nuevo utilizaremos el costo total de la inversión, excluyendo obviamente los elementos que no se deprecian.

La vida útil programada para las diferentes obras, maquinaria y equipos de una central eléctrica o para cualquier bien en general, se expresa en diferentes unidades, esto en función del tipo o utilización del activo, por ejemplo la vida útil de obras civiles se expresan en años, los equipos en horas de servicio, los vehículos en km recorridos, las impresoras en el número de impresiones y algunos bienes como las computadoras o software tienen una fecha de obsolescencia programada por desactualización o fin del soporte técnico, pero al final todo se puede calcular en años de servicio. También existen bienes que en lugar de depreciarse adquieren plusvalía, siendo el mejor ejemplo los terrenos. En Nicaragua se asignan cuotas específicas de depreciación anual para cada activo fijo, siguiendo el método de depreciación de la línea recta según se estipula en el sistema de depreciación, pagina 325 Art. 19 del libro “TODO SOBRE IMPUESTOS EN NICARAGUA. <<Ref contabilidad 2-105 >>”

No consideraremos el valor residual en este estudio ya que el periodo de análisis del proyecto se limitará al periodo que dure el pago de la deuda, que será de unos 20 años, el cual es menor que la vida útil de las principales obras civiles y electromecánicas de al menos 50 años, por lo que al momento de hacer el corte estos bienes seguirán en servicio. Cabe señalar que las obras civiles y electromecánicas al recibir todos sus mantenimientos programados, correctivos y predictivos, además de alargar su vida útil, se encontrarán siempre en condiciones óptimas de operación. Aunque la maquinaria y equipos menores pueden depreciarse en pocos años, supondremos que su coste de reposición no nos afectará en gran manera este análisis ya que representa solo un pequeño porcentaje del total del costo del proyecto.

En el método de la línea recta la depreciación para un año se calcula como:

$$\text{Depreciacion anual} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor Residual}}{\text{Vida útil en años}}$$

Ecuación 10-9 Depreciación método de la línea recta

Donde:

Depreciación anual: Monto a depreciar en U\$

Costo: El costo en libros del bien en U\$

Vida útil en años: Vida útil programada

1. Obras Civiles

Costo a depreciar: 2,150,000.00 U\$

Valor Residual: 0 U\$

Vida útil: 50 años

$$\text{Depreciación anual} = \frac{2,150,000.00 - 0}{50}$$

$$\text{Depreciación anual} = 46,000 \frac{\text{U\$}}{\text{año}}$$

2. Obras Electromecánicas

Costo a depreciar: 7,500,000.00 U\$

Valor Residual: 0 U\$

Vida útil: 50 años

$$\text{Depreciación anual} = \frac{7,500,000.00 - 0}{50}$$

$$\text{Depreciación anual} = 150,000 \frac{\text{U\$}}{\text{año}}$$

Montos que se registrarán linealmente a los estados financieros que correspondan, por cada año del estudio.

En el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la tabla completa de depreciación.

10.2.5 Servicio de la Deuda

En este capítulo haremos el cálculo del Servicio de la Deuda que se pretende contraer para la ejecución de este proyecto, considerando unas condiciones de financiamiento con facilidades crediticias similares a las obtenidas en la realidad por el Estado de Nicaragua en proyectos hidroeléctricos con instituciones bancarias como el BCIE, BID o Banco Mundial entre otros.

Como se puede ver en la Tabla 10-2 de la página 106 el financiamiento requerido corresponde al 95 % del costo de los Activos Fijos, (Obras Civiles, Electromecánicas e Hidráulicas), pero representa cerca del 78 % del total de la inversión, lo que deja a la Empresa Eléctrica con el 22% restante, compuesto por el 5 % de los Activos Fijos más los gastos en la Preinversión, Supervisión y Administración y finalmente los Gastos financieros.

Los Términos y condiciones del financiamiento son los siguientes:

Monto del Préstamo	US\$	9,650,000.00
Tasa de Interés Anual	%	3.00%
Periodo de gracia (Ejecución)	Años	1
Plazo mínimo (Amortización)	Años	20
Horizonte del Proyecto	Años	50
Comisión por desembolso	%	0.50%
Comisión por desembolso	US\$	48,250.00
Tipo de Amortización	Cuota Fija / Interés sobre Saldo	

Para el cálculo de la cuota fija podemos utilizar la expresión:

$$Cuota = p \cdot \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Ecuación 10-10 Cálculo de cuota fija de un préstamo (Préstamo Francés)

Donde:

Quota: Cuota en U\$

P: Monto del préstamo en U\$

I: Tasa de interés anual en %

n: Número total de cuotas o pagos

Sustituyendo los datos del préstamo:

$$Cuota = 9,650,000 \cdot \frac{0.03 \cdot (1 + 0.03)^{20}}{(1 + 0.03)^{20} - 1}$$

$$Cuota = 648,631.58 \text{ U\$}$$

Anualmente se calcula el interés sobre el saldo del año anterior, este monto se resta del monto de la cuota y la diferencia se irá abonando al saldo del monto principal, hasta la cancelación total de este, exactamente en el período pactado.

El abono a los intereses y el principal será simplemente:

$$Pago \text{ Int}_{(n)} = Saldo_{n-1} \cdot i$$

Ecuación 10-11 Interés sobre Saldo a Pagar

$$Pago \text{ Princ}_{(n)} = Cuota - Pago \text{ Int}_{(n)}$$

Ecuación 10-12 Principal a Pagar

Donde:

Pago $Int_{(n)}$: Interés a pagar en U\$

Pago Prin: Principal a pagar en U\$

Saldo $_{(n-1)}$: Saldo del principal del año anterior en U\$

I: Tasa de interés anual en %

El cálculo del interés para el primer año sería:

$$Int_{(n)} = 9,650,000 * 0.03$$

$$Int_{(n)} = 289,500.00 \text{ U\$}$$

El calculo del Principal a pagar

$$Pago \text{ Princ}_{(n)} = 648,631.58 - 289,500.00$$

$$Pago \text{ Princ}_{(n)} = 359,131.58 \text{ U\$}$$

La siguiente tabla resume la amortización en los 20 años.

Cuotas	Principal	Intereses	Cuota	Saldo
0				9,650,000.00
1	359,131.58	289,500.00	648,631.58	9,290,868.42
2	369,905.53	278,726.05	648,631.58	8,920,962.90
3	381,002.69	267,628.89	648,631.58	8,539,960.20
4	392,432.77	256,198.81	648,631.58	8,147,527.43
5	404,205.76	244,425.82	648,631.58	7,743,321.68
6	416,331.93	232,299.65	648,631.58	7,326,989.75
7	428,821.89	219,809.69	648,631.58	6,898,167.86
8	441,686.54	206,945.04	648,631.58	6,456,481.32
9	454,937.14	193,694.44	648,631.58	6,001,544.18
10	468,585.25	180,046.33	648,631.58	5,532,958.93
11	482,642.81	165,988.77	648,631.58	5,050,316.12
12	497,122.09	151,509.48	648,631.58	4,553,194.02
13	512,035.76	136,595.82	648,631.58	4,041,158.27
14	527,396.83	121,234.75	648,631.58	3,513,761.44
15	543,218.74	105,412.84	648,631.58	2,970,542.70
16	559,515.30	89,116.28	648,631.58	2,411,027.40
17	576,300.76	72,330.82	648,631.58	1,834,726.65
18	593,589.78	55,041.80	648,631.58	1,241,136.87
19	611,397.47	37,234.11	648,631.58	629,739.40
20	629,739.40	18,892.18	648,631.58	0.00
TOTAL	9,650,000.00	3,322,631.57	12,972,631.57	0.00

Tabla 10-3 Tabla de amortización del préstamo

El servicio de la deuda formará parte de los informes financieros, en donde los intereses son considerados como un gasto financiero, y al principal como inversión de capital.

10.3 Informes Financieros

10.3.1 Estado de Resultados

Para determinar las pérdidas o ganancias de la operación del proyecto debemos construir el estado de resultado. Este será un informe auxiliar para el análisis de la rentabilidad del mismo.

Los elementos que integran el estado de resultados es el siguiente:

Descripción		Referencia
+	Ingresos por ventas de energía	Capítulo 10.2.1
-	Costos de Producción	Capítulo 10.2.2
	- Costos de generación	
	- Costos de distribución	
	- Compras de Energía y peaje	
-	Depreciación	Capítulo 10.2.4
=	Utilidad antes de impuesto	
-	Impuestos	= 0
=	Utilidad Bruta	
-	Gastos de Operación	Capítulo 10.2.2
	- Gastos de comercialización	
	- Gastos de Administración	
	- Depreciación	Capítulo 10.2.4
=	Utilidad o pérdida de operación	
+	Ingresos Financieros	
-	Gastos Financieros	Capítulo 10.2.5
=	Utilidad o pérdida neta	

Ingresando todos los elementos de ingresos y gastos, nuestro estado de resultados queda de la manera siguiente, mostrando el primer año y el total de los 20 años del estudio.

10 CÁLCULOS FINANCIEROS.

No	CONCEPTOS	UNID	Año 01	TOTAL
II	INGRESOS			
2.1	Ventas de Energía Eléctrica Eléctrica	kWh	20,356.66	407,133.17
2.2	Capacidad Instalada de la Nueva Unidad	kW	5,000.00	5,000.00
2.3	Ingresos por Ventas de Energía Eléctrica	US\$	2,035,665.87	40,713,317.43
-	TOTAL DE INGRESOS	US\$	2,035,665.87	40,713,317.43
III	COSTOS DE PRODUCCION			
3.1	Costos de Generación	US\$	271,889.30	7,023,600.05
	Salarios, prestaciones sociales y Beneficios	US\$	109,645.25	2,664,041.58
	Servicios No Personales	US\$	130,860.12	3,516,260.54
	Materiales Y Suministros	US\$	8,156.73	219,174.38
	Combustibles Y Lubricantes	US\$	2,639.79	70,932.08
	Otros Costos y Gastos de producción	US\$	20,587.41	553,191.47
3.4	Costos Compra de Energía Eléctrica	US\$	17,000.00	456,796.37
3.5	Costos Pago de Peaje y Admon CNDC	US\$	103,060.63	2,769,277.63
3.6	Depreciación	US\$	150,000.00	3,000,000.00
-	TOTAL COSTOS DE PRODUCCIÓN	US\$	541,949.93	13,249,674.04
-	UTILIDAD Y/O PERDIDA BRUTA	US\$	1,493,715.94	27,463,643.39
IV	GASTOS DE OPERACIÓN			
4.1	Gastos de Comercialización	US\$	0.00	0.00
4.2	Gastos de Administración	US\$	122,882.70	3,173,749.11
	Servicios Personales	US\$	49,798.76	1,209,956.47
	Servicios No Personales	US\$	58,897.98	1,582,610.77
	Materiales Y Suministros	US\$	5,056.93	135,881.56
	Combustibles Y Lubricantes	US\$	1,571.07	42,215.24
	Otros Costos y Gastos	US\$	7,557.95	203,085.06
4.4	Depreciación	US\$	43,000.00	860,000.00
-	TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	US\$	165,882.70	4,033,749.11
-	TOTAL COSTO PROD Y GASTO OPR (EXPLOR)	US\$	707,832.62	17,283,423.15
-	UTILIDAD Y/O PERDIDA OPERACIÓN	US\$	1,327,833.25	23,429,894.28
V	OTROS GASTOS			
5.1	Otros Ingresos	US\$	0.00	0.00
5.2	Otros Egresos	US\$	0.00	0.00
-	TOTAL OTROS INGRESOS Y EGRESOS	US\$	0.00	0.00
VI	GASTOS FINANCIEROS			
6.1	Productos Financieros	US\$	0.00	0.00
6.2	Gastos Financieros	US\$	289,500.00	3,322,631.57
-	TOTAL PRODUCTOS Y GASTOS	US\$	(289,500.00)	(3,322,631.57)
-	UTILIDAD Y/O PERDIDA NETA	US\$	1,038,333.25	20,107,262.72

Tabla 10-4 Estado de Resultado del Proyecto en dólares

10 CÁLCULOS FINANCIEROS.

Del estado de resultado podemos calcular los indicadores siguientes:

$$\text{Margen de Utilidad o perdida de explotación} = \frac{\text{Utilidad o de Explotación}}{\text{Total de Ingresos de Explotación}}$$

Ecuación 10-13 Margen de Utilidad o perdidas de explotación

$$\text{Margen de Utilidad o perdida de explotación} = \frac{1,327,833.25}{2,035,665.87} = 65.23\%$$

$$\text{Margen de Utilidad o Pérdida Neta} = \frac{\text{Total de Costos y Gastos}}{\text{Total de Ingresos}}$$

Ecuación 10-14 Margen de Utilidad o Pérdida Neta

$$\text{Margen de Utilidad o Pérdida neta} = \frac{1,038,333.25}{2,035,665.87} = 51.31\%$$

$$\text{Costo Medio de Operación} = \frac{\text{Costos y Gastos de Explotación}}{\text{Ventas de Energía Eléctica}}$$

Ecuación 10-15 Costo Medio de Operación

$$\text{Costo Medio de Operación} = \frac{707,832.62 \text{ U\$}}{20.36 \text{ MWh}} = 34.77 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Costo Medio total} = \frac{\text{Costos Totales}}{\text{Ventas de Energía Eléctica}}$$

Ecuación 10-16 Costo Medio total

$$\text{Costo Medio total} = \frac{997,332.62 \text{ U\$}}{20.36 \text{ MWh}} = 48.99 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Margen de Utilidad sobre Ventas} = \frac{\text{Utilidad o Pérdida de Explotación}}{\text{Total de Ingresos de Explotación}}$$

Ecuación 10-17 Margen de Utilidad sobre Ventas

$$\text{Margen de Utilidad sobre Ventas} = \frac{1,327,833.25 \text{ U\$}}{2,035,665.87 \text{ U\$}} = 65.23\%$$

$$\text{Margen de Utilidad sobre Ingresos Totales} = \frac{\text{Utilidad o Pérdida Neta}}{\text{Total de Ingresos}}$$

Ecuación 10-18 Margen de Utilidad sobre Ingresos Totales

$$\text{Margen de Utilidad sobre Ingresos Totales} = \frac{1,038,333.25 \text{ U\$}}{2,035,665.87 \text{ U\$}} = 51.31\%$$

Lo primero que podemos ver en el Estado de Resultados desde el primer año, es que este presenta una utilidad neta de 1.04 millones de dólares lo que nos indica que el proyecto es rentable y su margen de Utilidad es del 51.31 % sobre las ventas, prácticamente el doble de ingresos en relación a los costos totales.

Por lo tanto, los demás indicadores serán positivos, como lo es el margen de utilidad de explotación con un 65.23% y los costos medio de explotación de 34.77 U\$/MWh y el costo medio total de 48.99 U\$/MWh son mucho menores que el costo de ventas de 100 U\$/MWh, no obstante debemos hacer el estudio de la inversión del proyecto, para lo cual se hace el análisis con los flujos Económico y Financiero.

10.3.2 Tasas TMAR para los flujos económico y financiero

Para realizar el análisis con el flujo económico y el flujo financiero, debemos determinar nuestra Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento (TMAR), también conocida como costo de oportunidad de capital o tasa de descuento, la cual será la tasa mínima aceptable para la ejecución del proyecto. Los inversionistas lo fijan para asegurar tener una ganancia sobre la inversión, pero en nuestro caso siendo un proyecto de inversión pública, calcularemos la tasa considerando el premio al riesgo país y la tasa de inflación, garantizando al menos la recuperación del capital invertido antes o durante el periodo de pago de la deuda.

Para nuestro estudio consideraremos dos tasas TMAR, la primera (TMAR_E) para elaborar “El Flujo Económico”, en donde se supone que todo el capital invertido se realizará con fondos propios, o sea fondos de la Empresa. El segundo flujo llamado “Flujo Financiero” se elabora considerando un financiamiento o préstamo mas una contrapartida local, en donde la TMAR se convierte en una tasa ponderada entre los montos del patrimonio o contrapartida local y el monto del préstamo, con los valores de la tasa TMAR anterior y con la tasa que nos ofrece el financiador respectivamente (TMAR_F).

La TMAR la calculamos con la expresión siguiente:

$$TMAR_E = Premio\ al\ riesgo + Indice\ inflacionario$$

Ecuación 10-19 Tasa Mínima Atractiva de Rendimiento (TMAR)

Donde:

TMAR: Tasa mínima atractiva de rendimiento

Premio al riesgo: Componente riesgo país

Índice inflacionario: Tasas media de inflación anual del país.

La tasa de inflación puede considerarse promediando las tasas de al menos los últimos 5 años reales, o considerando una proyección de dicha tasa, que será la que utilizaremos en este trabajo, brindada por el BCN en sus indicadores macroeconómicos anuales. Entonces con los datos:

Tasa de inflación proyectada: 4.00%

Premio al riesgo: 21.33%

Reemplazando en la Ecuación 10-19 tenemos.

$$TMAR_E = 21.33\% + 4\%$$

$$TMAR_E = 25.33\%$$

Nuestra TMAR para el flujo económico será de 25.33%

Para encontrar nuestra $TMAR_F$ calculamos el factor de ponderación o participación entre los montos de la contrapartida local y el del financiamiento, y lo multiplicamos por la tasa $TMAR_E$ y por la tasa de préstamo respectivamente. La $TMAR_F$ será la suma de los dos porcentajes resultantes:

$$TMAR_F = (TMAR_E * \% \text{ del componente local}) \\ + (Tasa \text{ del préstamo} * \text{Componente Financiero})$$

Ecuación 10-20 Cálculo TMAR Financiera

$$TMAR_F = (25.33\% * 21.7\%) + 3\% * 78.30\%$$

$$TMAR_F = 7.85\%$$

Con los datos del financiamiento, detallados en la Tabla 10-2 del capítulo 10.2.3.2 y los cálculos de las tasas construimos la tabla siguiente:

Origen de los recursos	Inversión	Factor de Participación	Tasas	TMAR Ponderada
Patrimonio	2,674,298.33	21.70%	25.33%	5.50%
Financiamiento	9,650,000.00	78.30%	3.00%	2.35%
Totales	12,324,298.33	100.00%	-	7.85%

Tabla 10-5 Cálculo de la TMAR Financiera

Nuestra TMAR para el flujo financiero será de 7.85 %

10.3.3 Flujo Económico

El flujo económico o flujo del inversionista permite medir la rentabilidad de la inversión con recursos propios, con el cual calcularemos los valores actualizados del proyecto. El flujo de caja contempla solamente los costos y beneficios que representarán desembolsos de efectivo, por lo que si partimos del estado de resultado del Capítulo 10.3.1, solo agregaríamos al inicio del flujo (año 0) todos los elementos de gastos de capital o inversión y revertiríamos todos aquellos costos que no representarán

10 CÁLCULOS FINANCIEROS.

desembolsos, como es el caso de la depreciación. La estructura del flujo de caja económico sería la siguiente:

Descripción		Referencia
+	Ingresos por ventas de energía	Capítulo 10.2.1
-	Costos de Producción	Capítulo 10.2.2
	- Costos de generación	
	- Costos de distribución	
	- Compras de Energía y peaje	
-	Depreciación	Capítulo 10.2.4
=	Utilidad antes de impuesto	
-	Impuestos	= 0
=	Utilidad Bruta	
-	Gastos de Operación	Capítulo 10.2.2
	- Gastos de comercialización	
	- Gastos de Administración	
	- Depreciación	Capítulo 10.2.4
=	Utilidad o pérdida de operación	
+	Ingresos Financieros	
-	Gastos Financieros	Capítulo 10.2.5
=	Utilidad o pérdida neta	
+	Depreciación	Capítulo 10.2.4
-	Inversión inicial	Capítulo 10.2.3
=	Flujo de Caja	

Tabla 10-6 Estructura para el flujo Económico

Ingresando todos los elementos de ingresos y gastos, nuestro flujo de caja económico queda de la manera siguiente, mostrando el año cero de la inversión, primer año y el total de los 20 años del estudio.

En la siguiente tabla se muestra el flujo financiero para el año cero (inversión) y el total de los 20 años del periodo de pago de la deuda o análisis.

10 CÁLCULOS FINANCIEROS.

No	CONCEPTOS	UNID	Año00	Total Flujos 1 a 20 años	Gran Total
I INGRESOS					
1.1	Ventas de Energía Eléctrica	MWh	0.00	407,133.17	407,133.17
1.2	Precio medio de Venta	US\$/MWh	0.00	100.00	100.00
1.3	Ingresos por Ventas de Energía Eléctrica	US\$	0.00	40,713,317.43	40,713,317.43
1.10	TOTAL DE INGRESOS	US\$	0.00	40,713,317.43	40,713,317.43
II COSTOS Y GASTOS					
2.1	Costos de Generación	US\$	0.00	7,023,600.05	7,023,600.05
2.2	Gastos de Comercialización y Administración	US\$	0.00	3,173,749.11	3,173,749.11
2.4	Costos Compras de Energía Eléctrica y Peaje	US\$	0.00	3,226,073.99	3,226,073.99
2.6	Depreciación	US\$	0.00	3,860,000.00	3,860,000.00
2.70	TOTAL COSTOS Y GASTOS	US\$	0.00	17,283,423.15	17,283,423.15
2.8	UTILIDAD Y/O PERDIDA BRUTA	US\$	0.00	23,429,894.28	23,429,894.28
2.10	Impuestos Sobre Ventas (Municipalidad)	US\$	0.00	0.00	0.00
2.11	UTILIDAD Y/O PERDIDA NETA	US\$	0.00	23,429,894.28	23,429,894.28
III INGRESOS FINANCIEROS					
3.3	Depreciación	US\$	0.00	3,860,000.00	3,860,000.00
3.50	TOTAL FINANCIAMIENTO	US\$	0.00	3,860,000.00	3,860,000.00
IV INVERSIÓN EN ACTIVOS					
4.1	Estudios y Diseño	US\$	375,000.00	0.00	375,000.00
4.2	Obras Civiles	US\$	2,150,000.00	0.00	2,150,000.00
4.3	Equipamiento Electromecánico	US\$	7,500,000.00	0.00	7,500,000.00
4.4	Ingeniería	US\$	600,000.00	0.00	600,000.00
4.5	Unidad Ejecutora	US\$	750,000.00	0.00	750,000.00
4.6	Comisión tras primer desembolso	US\$	48,250.00	0.00	48,250.00
4.7	Capital de Trabajo	US\$	901,048.33	0.00	901,048.33
4.8	Maquinaria y Equipos	US\$	0.00	800,394.13	800,394.13
4.80	TOTAL INVERSION EN ACTIVOS	US\$	12,324,298.33	800,394.13	13,124,692.47
-	BENEFICIOS	US\$	0.00	44,573,317.43	44,573,317.43
-	COSTOS	US\$	12,324,298.33	18,083,817.28	30,408,115.61
-	FLUJO NETO	US\$	(12,324,298.33)	26,489,500.15	14,165,201.82
-	Factor de Descuento al 25.33 %	%	1.0000	0.2109	-0.4757
-	FLUJO NETO DESCONTADO	US\$	(12,324,298.33)	5,585,541.34	(6,738,756.99)

Tabla 10-7 Flujo Económico en dólares

Una vez determinado el flujo neto y para saber el coste del dinero en el tiempo calculamos el flujo neto descontado, trayendo todos los flujos netos a valor presente, aplicando la formula financiera de valor presente, con la tasa de descuento correspondiente.

$$VA = \frac{VF}{(1 + i)^n}$$

Donde:

VA: Valor actual o presente en U\$

VF: Valor futuro EN U\$

i: Tasa de descuento

n: periodo o años en que se trae el dinero

Para el años 20

VA: 1,127,985.96 U\$

t: 25.33%

n: 20

$$VA = \frac{1,127,985.96}{(1 + 0.2533)^{20}} = 12,337.07 \text{ U$}$$

El ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. resume todos los cálculos

10.3.4 Flujo Financiero

El flujo financiero permite medir la rentabilidad de la inversión considerando ejecutar el proyecto con ayuda de un financiamiento (Tabla 10-2) con el cual calcularemos al igual que con el flujo económico los valores actualizados del proyecto, partiendo del flujo económico registramos en el año cero el financiamiento por 9.65 millones de dólares y como egreso todos los elementos de gastos de la inversión por 12.32 millones de dólares, siendo la diferencia de 2.67 millones evidentemente la contrapartida local. Al considerar el financiamiento debemos registrar en cada período los abonos al principal del pago del préstamo y en los egresos, el costo financiero o intereses, según la tabla de amortización.

Descripción		Referencia
+	Ingresos por ventas de energía	Capítulo 10.2.1
-	Costos de Producción	Capítulo 10.2.2
	- Costos de generación	
	- Costos de distribución	
	- Compras de Energía y peaje	
-	Depreciación	Capítulo 10.2.4
=	Utilidad antes de impuesto	
-	Impuestos	= 0
=	Utilidad Bruta	
-	Gastos de Operación	Capítulo 10.2.2
	- Gastos de comercialización	
	- Gastos de Administración	
	- Depreciación	Capítulo 10.2.4
=	Utilidad o pérdida de operación	

10 CÁLCULOS FINANCIEROS.

+	Ingresos Financieros	
-	Gastos Financieros	Capítulo 10.2.5
=	Utilidad o pérdida neta	
+	Depreciación	Capítulo 10.2.4
+	Financiamiento	Capítulo 10.2.3
-	Inversión	Capítulo 10.2.3
-	Servicio de la deuda principal	Capítulo 10.2.5
	= Flujo de Caja	

Tabla 10-8 Estructura del Flujo Financiero

Análogamente al flujo económico, para el flujo financiero se Ingresan todos los elementos de ingresos y gastos, nuestro flujo de caja financiero nos queda de la manera siguiente, mostrando el año cero de la inversión, primer año y el total de los 20 años del estudio.

Al igual que con el flujo económico determinamos el flujo neto y el flujo neto descontado. Aplicando la Ecuación 10-21 tenemos:

Para el años 20

VA: 479,354.38 U\$

t: 7.35%

n: 20

$$VA = \frac{479,354.38}{(1 + 0.0735)^{20}} = 105,832.83 \text{ U$}$$

En la siguiente tabla se muestra el flujo financiero para el año cero (inversión) y el total de los 20 años del periodo de pago de la deuda o análisis. El **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** resume los cálculos.

10 CÁLCULOS FINANCIEROS.

No	CONCEPTOS	UNID	Año00	Total Flujos 1 a 20años	TOTAL
I	INGRESOS				
1.1	Ventas de Energía Eléctrica	MWh	0.00	407,133.17	407,133.17
1.2	Precio medio de Venta	US\$/MWh	0.00	100.00	100.00
1.3	Ingresos por Ventas de Energía Eléctrica	US\$	0.00	40,713,317.43	40,713,317.43
1.10	TOTAL DE INGRESOS	US\$	0.00	40,713,317.43	40,713,317.43
II	COSTOS Y GASTOS				
2.1	Costos de Generación	US\$	0.00	7,023,600.05	7,023,600.05
2.2	Gastos de Comercialización y Administración	US\$	0.00	3,173,749.11	3,173,749.11
2.4	Costos Compras de Energía Eléctrica y Peaje	US\$	0.00	3,226,073.99	3,226,073.99
2.5	Intereses Corrientes del Prestamo	US\$	0.00	3,322,631.57	3,322,631.57
2.6	Depreciación	US\$	0.00	3,860,000.00	3,860,000.00
2.70	TOTAL COSTOS Y GASTOS	US\$	0.00	20,606,054.71	20,606,054.71
2.8	UTILIDAD Y/O PERDIDA BRUTA	US\$	0.00	20,107,262.72	20,107,262.72
2.10	Impuestos Sobre Ventas (Municipalidad)	US\$		0.00	0.00
2.11	UTILIDAD Y/O PERDIDA NETA	US\$	0.00	20,107,262.72	20,107,262.72
III	INGRESOS FINANCIEROS				
3.1	Financiamiento (Préstamo)	US\$	9,650,000.00	0.00	9,650,000.00
3.3	Depreciacion	US\$	0.00	3,860,000.00	3,860,000.00
3.50	TOTAL FINANCIAMIENTO	US\$	9,650,000.00	3,860,000.00	13,510,000.00
IV	INVERSIÓN EN ACTIVOS				
4.1	Estudios y Diseño	US\$	375,000.00	0.00	375,000.00
4.2	Obras Civiles	US\$	2,150,000.00	0.00	2,150,000.00
4.3	Equipamiento Electromecánico	US\$	7,500,000.00	0.00	7,500,000.00
4.4	Ingeniería	US\$	600,000.00	0.00	600,000.00
4.5	Unidad Ejecutora	US\$	750,000.00	0.00	750,000.00
4.6	Comision tras primer desembolso	US\$	48,250.00	0.00	48,250.00
4.7	Capital de Trabajo	US\$	901,048.33	0.00	901,048.33
4.8	Maquinaria y Equipos	US\$	0.00	800,394.13	800,394.13
4.9	Amortizacion del Principal	US\$	0.00	9,650,000.00	9,650,000.00
4.80	TOTAL INVERSION EN ACTIVOS	US\$	12,324,298.33	10,450,394.13	22,774,692.47
-	BENEFICIOS	US\$	9,650,000.00	44,573,317.43	54,223,317.43
-	COSTOS	US\$	12,324,298.33	31,056,448.85	43,380,747.18
-	FLUJO NETO	US\$	(2,674,298.33)	13,516,868.58	10,842,570.25
-	Factor de Descuento al 25.33%	%	1.0000	0.5300	0.4141
-	FLUJO NETO DESCONTADO	US\$	(2,674,298.33)	7,163,977.43	4,489,679.10

Tabla 10-9 Flujo Financiero en dólares

10.4 Valores Actualizados del Proyecto

Se emplearán las tres medidas del Valor Actualizado del Proyecto, las cuales en síntesis representan comparaciones de los Beneficios con relación a los Costos, con el objeto de determinar el potencial de recursos con que la empresa hará posible por una parte, el pago de las Inversiones a los organismos financiadores, así como el retorno de las Inversiones efectuadas con fondos de Contrapartida Local.

Para cualquier proyecto de inversión existe una tasa de interés que es la Tasa Interna de Rendimiento, mediante la cual el Coeficiente Beneficio Costo es igual a = (1) uno y el Valor Neto Actualizado, es igual a = 0. Evidentemente, cada una de las tres medidas del Valor Actualizado del Proyecto deben relacionarse con el Costo de Oportunidad del Capital, el cual está representado por el promedio ponderado de las tasas a las que se puede tomar recursos financieros a préstamo y obtener un rendimiento razonable.

10.4.1 Valor Actual Neto (VAN)

Debemos determinar si nuestro VAN es positivo, lo que nos dirá que la El valor actual neto (VAN) se calcula según la expresión

$$VAN = -I_0 \cdot \sum_{t=1}^n \frac{B_t - E_t}{(1 + i)^t}$$

Ecuación 10-22 Cálculo del VAN

Donde:

VAN Valor actual neto en U\$

Bt: Beneficio del periodo en U\$

Et: Costos del período en U\$

i: tasa de descuento en %

t: periodo

I₀: Inversión Inicial en U\$

3. Calculando para el flujo económico tenemos, mostrando los primeros tres años y el último:

$$VAN_E = -12.32 \cdot \left[\frac{2.23 - 0.737}{(1 + 0.2353)^1} + \frac{2.23 - 0.752}{(1 + 0.2353)^2} + \frac{2.23 - 0.767}{(1 + 0.2353)^3} + \dots + \frac{2.23 - 1.100}{(1 + 0.2353)^{20}} \right]$$

$$VAN = -6,738,756.99 \text{ U\$}$$

4. Calculando para el flujo financiero tenemos, mostrando los primeros tres años y el último:

$$VAN_F = -2.67 \cdot \left[\frac{2.23 - 1.38}{(1 + 0.0785)^1} + \frac{2.23 - 1.40}{(1 + 0.0785)^2} + \frac{2.23 - 1.42}{(1 + 0.0785)^3} + \dots + \frac{2.23 - 1.75}{(1 + 0.0785)^{20}} \right]$$

$$VAN = +4,486,679.10 \text{ U\$}$$

10.4.2 Relación Beneficio Costo (RBC)

La relación beneficio costo se calcula según la expresión

$$RBC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t + E_t}{(1+i)^t}}{I_0}$$

Ecuación 10-23 Relación Beneficio Costo

Donde:

RBC: Relación Beneficio Costo [Factor]

Bt: Beneficio del periodo en U\$

Et: Costos del período en U\$

i: tasa de descuento en %

t: periodos

I₀: Inversión Inicial en U\$

Esto no es más que la sumatoria del flujo neto descontado al primer año dividido entre la inversión inicial.

- Calculando para el flujo económico tenemos, mostrando los primeros tres años y el último.

$$RBC_E = \frac{\left[\frac{2.23 - 0.737}{(1 + 0.2353)^1} + \frac{2.23 - 0.752}{(1 + 0.2353)^2} + \frac{2.23 - 0.767}{(1 + 0.2353)^3} + \dots + \frac{2.23 - 1.100}{(1 + 0.2353)^{20}} \right]}{12.32}$$

$$RBC_E = 0.45$$

- Calculando para el flujo financiero tenemos, mostrando los primeros tres años y el último:

$$RBC_F = \frac{\left[\frac{2.23 - 1.38}{(1 + 0.0785)^1} + \frac{2.23 - 1.40}{(1 + 0.0785)^2} + \frac{2.23 - 1.42}{(1 + 0.0785)^3} + \dots + \frac{2.23 - 1.75}{(1 + 0.0785)^{20}} \right]}{2.67}$$

$$RBC_F = +2.68$$

10.4.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero ($VAN=0$), siendo el VAN aceptable cuando es positivo y no aceptable cuando es negativo, entonces cuando es igual a cero nos dará el valor de la tasa de descuento que representa el equilibrio, pudiendo compararla con nuestra tasa de descuento. El proyecto será atractivo cuanto esta tasa TIR es mayor que nuestra tasa de descuento y no atractivo en caso contrario. La Tasa interna de retorno se calcula encontrando la solución numérica de la ecuación que resulta de la expresión del VAN cuando este es igual a cero.

$$0 = -I_0 \cdot \sum_{t=1}^n \frac{B_t + E_t}{(1 + TIR)^t}$$

Ecuación 10-24 Expresión para el cálculo de la TIR

Donde:

$VAN=0$

B_t : Beneficio del periodo en U\$

E_t : Costos del período en U\$

TIR Tasa de descuento que hace cero el VAN en %

t : periodos

I_0 : Inversión Inicial en U\$

La expresión para el cálculo de la TIR financiera queda de la siguiente manera:

$$0 = -2.67 + \left[\frac{2.23 - 1.38}{(1 + TIR)^1} + \frac{2.23 - 1.40}{(1 + TIR)^2} + \frac{2.23 - 1.42}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{2.23 - 1.75}{(1 + TIR)^{20}} \right]$$

Siendo la expresión una ecuación implícita ya que el termino TIR no puede despejarse, al menos no fácilmente y menos cuando la cantidad de elementos del flujo sobrepasa los tres años, y teniendo nuestro flujo 20 años futuros, la solución se puede encontrar por métodos numéricos y/o computacionales. Por ejemplo en Excel la expresión $+TIR(\text{valores};[\text{Estimar}])$ encuentra la TIR para un rango de flujos netos que se ingresan en el argumento “valores” y con el argumento “estimar” (opcional) le pedimos a Excel que encuentre la TIR más próxima a una tasa dada, cuanto la solución matemática de la ecuación presenta más de una raíz, o sea más de una TIR, en caso de una solución única no importará el argumento introducido en Estimar, Excel encontrará dicha solución. Puede pasar que nos de un error, en caso de que no exista, que matemáticamente puede significar raíces negativas y/o complejas, que no tienen aplicación en el caso de la TIR.

Para ilustrar el concepto matemático, encontraremos nuestra TIR financiera interpolando entre dos valores de tasas en donde en uno el VAN es negativo y el otro el VAN es positivo.

10 CÁLCULOS FINANCIEROS.

Para una tasa t_1 del 29% y sustituyendo en la Ecuación 10-22 Cálculo del VAN, tenemos:

$$VAN_1 = -2.67 + \left[\frac{2.29 - 1.38}{(1 + 0.29)^1} + \frac{2.29 - 1.40}{(1 + 0.29)^2} + \frac{2.29 - 1.42}{(1 + 0.29)^3} + \dots + \frac{2.29 - 1.75}{(1 + 0.29)^{20}} \right]$$

$$VAN_1 = 29,052.32$$

Para una tasa t_2 del 30% y sustituyendo en la Ecuación 10-22 Cálculo del VAN, tenemos:

$$VAN_2 = -2.67 + \left[\frac{2.23 - 1.38}{(1 + 0.30)^1} + \frac{2.23 - 1.40}{(1 + 0.30)^2} + \frac{2.23 - 1.42}{(1 + 0.30)^3} + \dots + \frac{2.23 - 1.75}{(1 + 0.30)^{20}} \right]$$

$$VAN_2 = -53,185.16$$

Ahora solamente interpolamos linealmente entre los pares de valores para obtener una TIR aproximada.

$$TIR_{APROX} = t_1 + \frac{(t_2 - t_1)}{(VAN_2 - VAN_1)} \cdot (VAN - VAN_1)$$

Ecuación 10-25 Interpolación lineal expresada en términos de VAN y TIR

<u>Tasa</u>	<u>VAN</u>
$t_1 = 29\%$	$VAN_1 = 29,052.32$
$TIR = ?$	$VAN = 0$
$t_2 = 30\%$	$VAN_2 = -53,185.16$

$$TIR_{Aprox} = 29\% + \frac{(30\% - 29\%)}{(-23,185.16 - 29,052.32)} \cdot (0 - 29,052.32)$$

$$TIR_{APROX} = 29.3533\%$$

La TIR encontrada con Excel y por lo tanto más exacta, es de 29.3465%, para un error de solo el 0.00231 %

$$TIR_F = 29.3465\%$$

Para nuestra TIR económica la expresión queda de la siguiente manera:

$$0 = -12.32 \cdot \left[\frac{2.23 - 0.737}{(1 + TIR)^1} + \frac{2.23 - 0.752}{(1 + TIR)^2} + \frac{2.23 - 0.767}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{2.23 - 1.100}{(1 + TIR)^{20}} \right]$$

$$TIR_F = 9.28\%$$

En el grafico siguiente podemos apreciar ambas TIR.

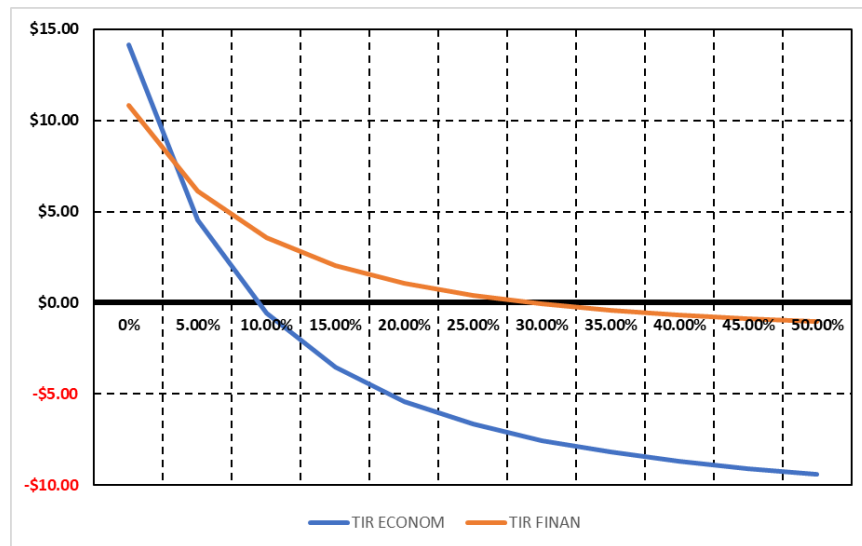


Gráfico 10-1 Tasa Interna de Retorno para el flujo económico y el financiero

10.4.4 Periodo de Recuperación del Capital o de la Inversión (PRI)

Uno de los criterios utilizados para evaluar proyectos, es el periodo de recuperación del capital, mediante el cual se determina el número de años que son necesarios para recuperar la inversión inicial descontando el flujo neto año con año, hasta igualar o sobrepasar el monto de la inversión. Aunque no considera el valor del dinero en el tiempo es un indicador que como dato adicional nos da una idea del tiempo en que la empresa y/o los inversionistas recuperarán su inversión.

Para determinar el periodo de recuperación de capital solamente encontramos los flujos netos acumulados de nuestro flujo económico y/o financiero que ya tenemos de los capítulos 10.3.3 y 10.3.4, indicando en las primeras columnas la información que queramos mostrar, como beneficios y costos, luego e indispensable una columna con el flujo neto y finalmente la columna en donde se sumen o acumulen los flujos netos de cada año.

 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA TESIS: APROVECHAMIENTO DEL CAUDAL DEL BY PASS DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CENTROAMÉRICA MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA TERCERA TURBINA CÁLCULO DEL PRI DEL FLUJO FINANCIERO Y FLUJO ECONÓMICO EN US\$ DÓLARES										
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Años	FLUJO ECONÓMICO					FLUJO FINANCIERO				
	Total de Beneficios	Total de Costos	Flujo Neto	Flujo Acumulado	PRI	Total de Beneficios	Total de Costos	Flujo Neto	Flujo Acumulado	PRI
Año 00	0.00	12,324.30	(12,324.30)	(12,324.30)	1.00	9,650.00	12,324.30	(2,674.30)	(2,674.30)	1.00
Año 01	2,228.67	737.62	1,491.05	(10,833.25)	1.00	2,228.67	1,386.25	842.41	(1,831.88)	1.00
Año 02	2,228.67	752.36	1,476.30	(9,356.95)	1.00	2,228.67	1,401.00	827.67	(1,004.21)	1.00
Año 03	2,228.67	767.52	1,461.15	(7,895.80)	1.00	2,228.67	1,416.15	812.52	(191.70)	1.00
Año 04	2,228.67	783.09	1,445.57	(6,450.23)	1.00	2,228.67	1,431.73	796.94	605.24	0.24
Año 05	2,228.67	799.10	1,429.56	(5,020.67)	1.00	2,228.67	1,447.74	780.93	1,386.17	-
Año 06	2,228.67	815.56	1,413.10	(3,607.57)	1.00	2,228.67	1,464.19	764.47	2,150.64	-
Año 07	2,228.67	832.48	1,396.19	(2,211.38)	1.00	2,228.67	1,481.11	747.56	2,898.20	-
Año 08	2,228.67	849.87	1,378.80	(832.58)	1.00	2,228.67	1,498.50	730.17	3,628.37	-
Año 09	2,228.67	867.74	1,360.93	528.35	0.61	2,228.67	1,516.37	712.29	4,340.66	-
Año 10	2,228.67	886.11	1,342.55	1,870.90	-	2,228.67	1,534.75	693.92	5,034.58	-
Año 11	2,228.67	905.00	1,323.66	3,194.56	-	2,228.67	1,553.63	675.03	5,709.62	-
Año 12	2,228.67	924.42	1,304.25	4,498.81	-	2,228.67	1,573.05	655.62	6,365.23	-
Año 13	2,228.67	944.38	1,284.29	5,783.10	-	2,228.67	1,593.01	635.66	7,000.89	-
Año 14	2,228.67	964.90	1,263.77	7,046.87	-	2,228.67	1,613.53	615.14	7,616.03	-
Año 15	2,228.67	985.99	1,242.68	8,289.54	-	2,228.67	1,634.62	594.04	8,210.07	-
Año 16	2,228.67	1,007.68	1,220.99	9,510.53	-	2,228.67	1,656.31	572.36	8,782.43	-
Año 17	2,228.67	1,029.97	1,198.70	10,709.23	-	2,228.67	1,678.60	550.06	9,332.49	-
Año 18	2,228.67	1,052.89	1,175.78	11,885.00	-	2,228.67	1,701.52	527.14	9,859.64	-
Año 19	2,228.67	1,076.45	1,152.21	13,037.22	-	2,228.67	1,725.09	503.58	10,363.22	-
Año 20	2,228.67	1,100.68	1,127.99	14,165.20	-	2,228.67	1,749.31	479.35	10,842.57	-
Total	44,573.32	30,408.12	14,165.20	14,165.20	9.61	54,223.32	43,380.75	10,842.57	10,842.57	4.24

Tabla 10-10 Flujo Neto Acumulado (Económico y Financiero)

Como puede verse en la tabla anterior para el flujo económico el acumulado neto pasa a ser positivo en el año 9, por lo que el periodo de recuperación está en algún momento de ese año. Podemos aproximar el mes mediante la expresión siguiente:

$$\text{Mes de recuperacion} = \left(1 - \frac{\text{Primer flujo neto acumulado positivo}}{\text{Flujo neto de ese año}}\right) * 12$$

Ecuación 10-26 Mes de recuperación del capital

7. Sustituyendo para el flujo Económico en el año 9

$$\text{Mes de recuperacion} = \left(1 - \frac{528,346.89}{1,360,925.30}\right) * 12 = 7.34 \text{ meses}$$

Por lo tanto el periodo de recuperación para el flujo económico será de 9 años y 7 meses.

8. Sustituyendo para el flujo Financiero en el año 4

$$\text{Mes de recuperacion} = \left(1 - \frac{605,242.89}{6,796,939.91}\right) * 12 = 2.90 \text{ meses}$$

Por lo tanto el periodo de recuperación para el flujo financiero será prácticamente de 5 años.

10.4.5 Análisis Final Económico/Financiero:

En la tabla siguiente se resumen los cálculos financieros mas importantes.

Descripción	UNID	Flujo Económico	Flujo Financiero
Inversion y financiamiento			
Capital Local	U\$ x 10 ⁶	12.32	2.67
Capital Financiado	U\$ x 10 ⁶	0.00	9.65
Inversión Total	U\$ x 10⁶	12.32	12.32
Datos del Préstamo			
Monto del Préstamo	U\$ x 10 ⁶	-	9.65
Plazo	Años	-	20
Tasa anual	%	-	3.00%
Tasas de descuento			
TMAR Inversionista	%	25.33%	25.33%
Tasa del Préstamo	%	0.00%	3.00%
TMAR Ponderada	%	25.33%	7.85%
Costo Financiero			
Intereses del Préstamo	U\$ x 10 ⁶	0.00	3.32
Pago del Principal	U\$ x 10 ⁶	0.00	9.65
Valores actualizados del Proyecto			
TIR	%	9.28%	29.35%
VAN	U\$ x 10 ⁶	(6.74)	4.49
RB/C	%	0.4532	2.6788
PRI	Años	9.61	4.24

Tabla 10-11 Tabla resumen cálculos financieros

Evidentemente el flujo con financiamiento es el más atractivo para realizar la inversión, el financiamiento del 3% del préstamo hace que la tasa mixta TMAR sea más baja con solo 7.85%, contra los 25.33% de la TMAR sin financiamiento, que es castigada con todo el peso del factor riesgo y la inflación. La rentabilidad del proyecto con financiamiento observada desde el punto de vista del VAN, se sitúa en US\$ 4.49 MM (positivo), la Tasa Interna de Retorno (TIR) superó ligeramente el 29.35%, mucho mayor que el costo de oportunidad del capital de tan solo 7.85%, (TIR>TMAR) y el Coeficiente Beneficio/Costo superó en más de 2.5 veces del monto de los beneficios actualizados sobre los costos también actualizados. Y por último el periodo de recuperación de la inversión es de aproximadamente un poco más de 4 años. Todo lo anterior no pone en duda la viabilidad para ejecutar el proyecto con financiamiento.

11 CONCLUSIONES

El proyecto de una tercera unidad hidroeléctrica que estaría utilizando el caudal de la tubería de derivación del By-Pass de la planta Centroamérica - Larreynaga, tendría un impacto Socioeconómico positivo para la población nicaragüense con la generación de aproximadamente 20.36 GWh al año con un recurso que actualmente no se está aprovechando. Los 5.0 MW a instalar podría abastecer la demanda de al menos 1,000 familias nicaragüenses con energía renovable y limpia que estaría siendo inyectada a la matriz energética del país con un impacto positivo en la economía, por sus bajos costos de producción que se traducen en una tarifa muy por debajo del costo medio actual del MWh, contribuyendo así a la reducción del precio de la electricidad al consumidor final.

La producción con energía hidroeléctrica con cero emisiones de gases de efecto invernadero es parte de los compromisos obtenidos por los países del mundo, primero en el protocolo de Kioto (2005) y luego en su extensión con el acuerdo de París (2016), a limitar y reducir las emisiones de CO₂ al ambiente, comprometiendo a los países industrializados a apoyar a países en vías de desarrollo para incentivar la ejecución de proyectos que contribuyan a un cambio climático positivo, lo que permite obtener financiamientos con bajas tasas de interés y por lo tanto costos financieros muy bajos.

La gran oportunidad de utilizar la infraestructura existente dentro de la planta Centroamérica de gran costo y envergadura tales como el embalse de Apanás, la Tubería By-Pass, la subestación eléctrica, líneas de transmisión, carreteras, oficinas e instalaciones en general, también son un factor que hace este proyecto sea aún más atractivo, más barato y por lo tanto con menores costos de inversión, lo que se traduce también en un menor costo del MWh.

En la primera parte de este trabajo se demostró que el recurso hídrico está disponible y es suficiente para alimentar a la nueva unidad hidroeléctrica, sin afectar la operatividad de las unidades existentes y muy por el contrario el de contribuir con más producción de energía eléctrica.

En la segunda parte se abordaron los conceptos de diseño hidráulico y eléctrico que nos permitieron conocer en mas detalle la envergadura del proyecto y la importancia de saber que en el país podemos encontrar personal capacitado en nuestras universidades que pueden ejecutar proyectos de este tipo, desde su etapa de prefactibilidad, factibilidad y diseño hasta su construcción.

Por último en la parte económica, comprobamos que la ejecución financiera de este proyecto es rentable incluso a mediano plazo desde el punto de vista tanto como empresa, como institución o como país y que representa una gran oportunidad de aprovechar el recurso hídrico que nos proporciona el By Pass de la planta Centroamérica.

12 APÉNDICES

12.1 Siglas y Acrónimos

SIGLAS	NOMBRES
AM	Agente de Mercado
BCN	Banco Central de Nicaragua
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga.
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
DISNORTE	Distribuidora del Norte
DISSUR	Distribuidora del Sur.
EBA	Estación de Bombeo Asturias.
ENALUF	Empresa Nacional de Luz y Fuerza
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica.
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad.
EOR	Ente Operador Regional.
INE	Instituto Nicaragüense de Energía.
MC	Mercado de Contratos.
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MEMN	Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua
MER	Mercado Regional
NCS	Normativa de Calidad del Servicio
NOC	Normativa de Operación Comercial
PCA	Planta Centroamérica.
PCF	Planta Carlos Fonseca
PHL	Planta Hidroeléctrica Larreynaga
SIMECSOL	Campo Geotecnia Infraestructura y Estructura (Siglas en francés)
SIN	Sistema Interconectado Nacional.
TIR	Tasa Interna de retorno
T.M.V.	Sistema Tuma, Matagalpa y Viejo
VAN	Valor Actual Neto

12.2 Símbolos y Unidades

12.2.1 Símbolos de Hidrología

Símbolo	Significado	Aplicación	Unidades
a	Parte de una Superficie	Universal	km ²
A	Superficie (de una cuenca)	Universal	km ²
AB	Aporte por estación de bombeo	Este Doc.	m ³
AP	Aporte Propio al embalse	Este Doc.	m ³
AT	Aguas o volumen turbinado por Generación	Este Doc.	m ³
BP	Uso del By Pass	Este Doc.	m ³
C _s	Coeficiente de asimetría	Universal	-
C _v	Coeficiente de desviación típica adimensional	Universal	-
D	Derrame por excedente	Universal	m ³
E	Evaporación (incluyendo transpiración)	Universal	mm
g	Aceleración de la gravedad	Universal	m/s ²
G	Almacenamiento de agua subterránea	Universal	mm
I	Caudal de riego	Universal	mm
M	Humedad en el suelo y zona no saturada	Universal	mm
n	No de serie	Universal	-
p	Precipitación real en superficie del suelo	Universal	mm
Q	Caudal Total	Universal	mm
s	Desviación Estándar componet. del balance	Universal	mm
T	Período del balance hídrico	Universal	Varias
T _r	Tiempo convencional de estudio	Universal	Varias
V	Almacenamiento de Agua (volumen)	Universal	m ³
W	Almacenamiento de agua en la atmósfera	Universal	mm
X	Error de cierre de la ecuación de balance	Universal	mm
ΔS	Coeficiente de almacenamiento	Este Doc.	mm

12.2.2 Símbolos Eléctricos

Unidad	Cantidad física	Símbolo	Unidad	Otra unidad
V	Tensión eléctrica (Voltaje)	V	Volt	W/A
I	Intensidad corriente eléctrica	A	Amperio	Básica
P	Potencia Activa	W	Vatio	VA
Q	Potencia Reactiva	Var	Var	VA
S	Potencia Aparente	VA	Volt Ampere	VA
E	Energía eléctrica	J	Joule	W·h
R	Resistencia eléctrica	Ω	ohm	V/A
G	Conductancia eléctrica	S	Siemens	A/V
X	Reactancia eléctrica	Ω	ohm	V/A
B	Susceptancia eléctrica	S	Siemens	A/V
Z	Impedancia eléctrica	Ω	ohm	V/A
Y	Admitancia eléctrica	S	Siemens	A/V
q	Carga eléctrica	C	Culombio	s·A
Φ	Flujo magnético (Intensidad)	Wb	Weber	V·s
B	Densidad flujo magnético	T	Tesla	Wb/m ²
L	Inductancia	H	Henrio	Wb/A
C	Capacitancia	F	Faradio	C/V

12.2.3 Símbolos Financieros

Símbolo	Significado	Aplicación	Unidades
VAN	Valor Actual Neto	Universal	U\$
TR	Tasa de Retorno	Universal	%
TIR	Tasa Interna de Retorno	Universal	%
RBC	Relación Beneficio Costo	Universal	Sin
PRI	Periodo de Recuperación de la Inversión	Universal	Tiempo
i	Tasa de Interés	Universal	%
n	Período de tiempo	Universal	Tiempo

12.3 Glosario General

(Normativa de Operación, 2013)

Agente Económico: Es toda persona natural o jurídica calificada, domiciliada en el país, que desarrolla actividades definidas en la industria eléctrica bajo cualquier régimen de propiedad.

Centro Nacional de Despacho de Carga: Es la unidad responsable de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

Capacidad Instalada: Potencia máxima que puede entregar el generador según los datos del Fabricante.

Distribuidor: Es el Agente Económico que bajo concesión distribuye y comercializa energía eléctrica mediante un sistema de distribución.

Distribuidora del Norte – Distribuidora del SUR: Son las Empresas Distribuidoras de energía eléctrica con más de 1,140,000 unidades de consumo, incluyendo clientes residenciales, industriales y comerciales.

Empresa Nicaragüense de Electricidad: Es la Empresa Nicaragüense de Electricidad, propiedad del Estado de Nicaragua.

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica: Empresa que se dedica a transportar la energía desde las plantas generadoras hasta las redes de distribución, a través de líneas de alta tensión y subestaciones eléctricas.

Generador (Agente): Es el Agente Económico que bajo licencia desarrolla la Actividad de Generación con el fin de venderla comercialmente.

Hidrología: rama de las ciencias de la Tierra que estudia el agua, su ocurrencia, distribución, circulación, y propiedades físicas, químicas y mecánicas en los océanos, atmósfera y superficie terrestre.

Instituto Nicaragüense de Energía: Ente regulador del sector energético del país que ejerce la rectoría del sector energía, hidrocarburos y recursos geológicos.

Normativa de Operación: Son las normas que establecen los procedimientos y disposiciones para realizar el planeamiento, la coordinación y la operación del mercado eléctrico de Nicaragua.

Potencia Disponible: Potencia que una unidad generadora puede entregar al sistema, teniendo en cuenta la potencia instalada, restricciones de la unidad y/o central y los consumos internos propios.

Sistema de Transmisión: Es el conjunto de líneas de transmisión, subestaciones y equipos asociados necesarios para transportar la energía desde centrales de generación hasta sistemas de distribución.

Sistema Secundario de Transmisión: Es la línea o conjunto de líneas de transmisión que permiten conectar al generador o distribuidor al Sistema Interconectado Nacional.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados entre sí por el Sistema Nacional de Transmisión.

Transmisor (Agente): Es el Agente Económico que bajo Licencia desarrolla la Actividad de Transmisión.

12.4 Glosario de Hidrología

Glosario (Texto básico de hidrología – William Morales UNAN) (Morales, 2015)

Hidrología: Es la ciencia natural que estudia el agua, su ocurrencia, circulación y distribución en la superficie terrestre. Tiene como objetivo fundamental la estimación del evento de diseño, cuando se proyecta la construcción de una obra hidráulica.

Ciclo hidrológico: Es la interminable circulación que siguen las partículas de agua en cualquiera de sus tres estados físicos en forma natural, sufriendo transformaciones físicas, la cual se lleva a cabo en tres estratos del sistema terrestre: la atmósfera, la litosfera y la hidrosfera.

Caudal: Cantidad de fluido que circula a través de una sección de tubería, cañería, oleoducto, río canal etc.: Cantidad de fluido que circula a través de una sección de tubería, cañería, oleoducto, río canal etc.

Energía Hidráulica: Energía que se obtiene de una masa de líquido por su elevación, velocidad y presión a la que está sometida.

Balance hidrológico: Es la evaluación cuantitativa de la economía hídrica en un lugar y tiempo determinado. Permite establecer cuantitativamente los recursos de agua existentes y, por tanto, planificar su utilización.

Cuenca Hidrográfica: Área surcada por un sistema de corrientes formados por los escurrimientos producto de la precipitación que fluye hacia un cauce común, obedeciendo a las variaciones topográficas del terreno. Esta es por lo tanto el área de captación y conducción de la precipitación, siendo el agua el elemento integrador.

Evaporación: Es un fenómeno por el cual el agua que se encuentra sobre la superficie terrestre o muy cercana a ella se evapora bajo el efecto de la radiación solar y el viento. El valor aumenta con la intensidad de la radiación y la temperatura del aire.

Condensación: Es el paso del agua de su estado de vapor a su estado líquido, mediante la reducción de su temperatura. El vapor de agua que se forma con la evaporación sube y se transporta a la atmósfera en forma de nube hasta que se condensa.

Precipitación: Es la caída del agua en estado líquido (lluvia) o sólido (nieve y granizo) hacia la superficie terrestre. Es un fenómeno que sucede como producto de la condensación del vapor de agua.

Infiltración: Es el movimiento del agua a través de la superficie del suelo y hacia adentro del mismo, producido por la acción de fuerzas gravitacionales y capilares.

Escurrecimiento o flujo superficiales: Es el flujo de agua sobre la superficie del terreno sin un cauce definido, que corre en todas direcciones.

Escurrecimiento o flujo subsuperficial: Es la parte de la precipitación infiltrada que no ha pasado al nivel freático y que reaparece como flujo a través de canales de corrientes, el cual circula paralelo a la superficie del suelo.

12.5 Glosario Electricidad

Turbina Hidráulica: Equipo capaz de transformar la energía cinética del agua en energía mecánica.

Generador Síncrono: Maquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica.

12.6 Glosario Financiero

Balance General o Estado de Situación: Es un estado financiero que muestra los recursos de que dispone la entidad para la realización de sus fines (activo) y las fuentes internas y externas de dichos recursos (pasivo más capital) a una fecha determinada. (Narváez, Contabilidad 1, 2006)

Estado de Resultados: Es un estado documento contable que muestra detallada y ordenadamente la forma en que se ha obtenido la utilidad o pérdida del ejercicio. (Narváez, Contabilidad 1, 2006)

Flujo de Caja: El flujo de efectivo, también llamado flujo de caja, o cash flow en inglés, es la variación de entrada y salida de efectivo en un periodo determinado. En otras palabras, el flujo de caja es la acumulación de activos líquidos en un tiempo determinado. (Sum Up - Terminos Finanzas)

Amortización: Las amortizaciones es la pérdida del valor de los activos o pasivos con el paso del tiempo. (Sum Up - Terminos Finanzas)

Beneficio: El beneficio económico o empresarial es el resultado positivo de su actividad económica una vez restado todos los gastos derivados de la misma. (Sum Up - Terminos Finanzas)

Costo Fijo: Se entiende como coste fijo, también llamado costo fijo, a un tipo de coste que no varía en un periodo de tiempo corto y que es independiente de la actividad productiva de la empresa. Es invariable porque durante un espacio de tiempo indefinido

el importe se mantiene y es independiente porque se repetirá sin importar los cambios que pueda haber en la producción o en los niveles de venta. (Sum Up - Terminos Finanzas)

Costo Variable: Un coste variable es un coste que varía en función de los niveles de producción. Cuanto más elevada sea la producción, más elevados serán los costes variables. A diferencia de los costes fijos, los costes variables varían en función de la cantidad producida. Las materias primas y la mano de obra son ejemplos de costes variables, a mayor producción, más se incurrirá en este tipo de costes. (Sum Up - Terminos Finanzas)

Gasto Financiero: Son gastos que provienen de recursos de terceros con los que un autónomo o empresa financian su actividad. Tanto empresas como autónomos recurren a recursos ajenos o de terceros para financiar su actividad. De estos recursos, que son una deuda, se derivan gastos para el negocio como comisiones o intereses. (Sum Up - Terminos Finanzas)

Tasa de Retorno: Es la diferencia entre el beneficio de una venta y su inversión. También conocida como tasa de rentabilidad (TR), la tasa de retorno se obtiene de dividir la ganancia de una venta u operación y el capital invertido. (Sum Up - Terminos Finanzas)

Tasa Interna de Retorno: Es el tipo de interés al que se descuentan los flujos futuros de cobros y pagos previstos en una inversión, para igualarlos con el valor inicial de la misma (obteniéndose un Valor Actual Neto igual a 0). Indica la rentabilidad de la inversión, es decir, el tipo al que resulta indiferente disponer del capital en el momento actual, o diferir su disponibilidad hasta las fechas de cobro previstas. (CNMV, 2023)

Relación Beneficio Costo: Representa la relación global entre los costos y beneficios durante un período determinado. En esencia, se trata del beneficio propuesto total en efectivo dividido por los costos totales propuestos en efectivo. (Asana, 2023)

Valor Actual Neto: Es el valor que tendrían en el momento actual todos los cobros y pagos que se prevé que genere en el futuro un determinado activo financiero. (CNMV, 2023)

Periodo de Recuperación del Capital: El periodo de recuperación de la inversión (PRI) o Payback se refiere al tiempo que le toma a un negocio recuperar el capital invertido inicialmente. A través de una fórmula se calculan los años, los meses y días que demora; a su vez, permite determinar si un proyecto es rentable o no. (HubSpot - Glosario, 2023)

12.7 Datos Planta Centroamérica

(Texto y fotografías cortesía de Gerencia de Operaciones ENEL)

Las obras de aducción de agua hacia la PCA están constituidas principalmente por:

1. Un canal de aducción conformado ubicado en la parte posterior del embalse cuenta con un canal trapezoidal conformado por suelo natural.
2. Una cámara de Entrada donde se encuentra instalado uno de los primeros mecanismos de protección de las obras, como es la compuerta vagón, la cual actúa mediante la operación del péndulo de sobre velocidad, además está previsto de un limpia rejillas el que tiene un ancho de limpiar por zona de 3.70 m y largo de 18.0 m su inclinación es de 70° y la velocidad de elevación y descenso es de 8m/min, este acciona su movimiento mediante un motor orbital con engranaje planetario y freno.
3. El túnel de conducción de forma cilíndrica con un cambio de pendiente en el extremo inferior y seguido de un Pozo de Oscilación de tipo diferencial.
4. Una cámara de válvula donde se regula el flujo de agua hacia la casa de máquinas.
5. El Pozo de Oscilación, estructura de concreto, destinada a amortiguar las sobrepresiones por Cierres y aperturas bruscas de Válvula Mariposa o distribuidor. Está equipado con una cámara horizontal de almacenamiento.
6. Una tubería de presión con un diámetro mayor de 2.75 m y uno menor de 2.45 m con una longitud de 661 m hasta llegar a la casa de máquinas, donde se albergan las unidades turbogeneradoras que aún mantienen su diseño original.

A continuación, una reseña de los datos técnicos de las diferentes obras.

CANAL ADUCCIÓN

Long= 3,830.0 m

Ancho= 80.0m

Prof.= 10.0 m.

Elevación inicial= 946.70 msnm

Elevación Final= 946.98 msnm

Contrapendiente= 0.05%



Canal de aducción (Cubierto de maleza acuática)

OBRA TOMA

Estructura de concreto, capta el agua del Canal de Aducción y la orienta hacia el Túnel de Conducción.



Obra de Toma (Entrada al túnel)

COMPUERTA (ENTRADA AL TUNEL DE CONDUCCIÓN)

Dimensiones: 2X3 m

Velocidad de cierre y de apertura de 2 m/s



Compuerta entrada al túnel

TUNEL CONDUCCIÓN

Desde Obra de Toma hasta Cámara de Válvulas

Revestido de concreto espesor min= 30.0 cm

Últimos 200.0 m reforzados con acero ya que es la sección con mayor presión.

Capacidad de conducción= 22.0 m³/s

Long= 2,853.0 m

Φ = 3.0 m



Sección del túnel de conducción

POZO de OSCILACIÓN

Variación de oscilación = 28 m

$\Phi = 4.5$ m



Pozo de oscilación (Chimenea)

TUBERÍA BY PASS

Tubería acero

Longitud= 50.0 m

$\Phi = 1.20$ m

Válvula Mariposa $\Phi = 1.20$ m

Válvula Howell Bunger cónica

$\Phi = 1.20$ m

Descarga = 10.0 m³/s



Tubería By Pass (Tubería a la izquierda)

TUBERIA FORZADA

Longitud: 672 m

Diámetro externo : 2.75 m

Diámetro interno : 2.45 m

Capacidad de Conducción : 22m³/s

Material: Tubos de Plancha de Acero Aldor 50

Juntas de dilatación: 5

Soportes Oscilantes: 39



Sección de la tubería forzada

CÁMARA DE VÁLVULAS

Válvula Mariposa de $\Phi = 2.40$ m

Desarenador de $\Phi = 20''$

Válvula Mariposa de $\Phi = 12''$.

Tubería de acero al carbono soldado, con anillos de refuerzo.

Long= 672.0 m

$\Phi = 2.75$ m

Espesor = 10 a 30 mm



Válvula mariposa en cámara de válvulas

CASA DE MÁQUINAS

- 1) Área de Turbinas
- 2) Área de Generadores
- 3) Servicios Auxiliares
- 4) Medidores de Energía
- 5) Equipo de Grúa
- 6) Ascensor

SUBESTACION TRANSFORMADORA

Dos Transformadores de Potencia de 10/38 Kv



Casa de máquinas y subestación PCA

TURBINAS

Dos Turbinas Francis de eje vertical

Caudal de diseño= 11 m³/s

Caída Útil = 267.5 m

Velocidad de rotación = 600 rpm

Fabricante = Franco Tosi S.P.A. Italia 1964



Turbina PCA y sección del eje que conecta al generador

GENERADORES

Dos Generadores sincrónicos

Potencia Nominal de 31.5 kVA

Tensión de 10.5 Kv

Corriente de excitación de 750 A

Corriente de 1,730 A

FP Nominal de 0.8

Frecuencia Nominal "B"

Resistencia del Rotor de 0.134Ω (a 20°C)

Resistencia del Estator de 0.078Ω (a 20°C) pu

Conexión tipo estrella

Servicio Continuo

De 600 rpm.

Fabricante = Ansaldo San Giorgio – Italia 1964



Rotor de una unidad (Sin un polo)

TUNEL DE DESCARGA O DESFOGUE

La restitución del caudal turbinado se realiza mediante un túnel de concreto con sección herradura, el cual termina en un estanque de amortiguación de Long = 325.6 m $\Phi= 3.60$ m. Este túnel descarga en el Río Cacao que luego de un desarrollo de 5.0 km vuelca el caudal en el Río Viejo.

12.8 Ficha Técnica de Turbina Francis

El proyecto está ubicado en el departamento de Jinotega, a 6.4 kilómetros al noroeste de la ciudad del mismo nombre, en la República de Nicaragua.

Características hidráulicas de la central

Salto neto	$H_n = 174.31 \text{ m}$
Potencia nominal (para 1 grupo funcionando)	$P_n = 5.0 \text{ MW}$
Velocidad	$n_s = 600.00 \text{ rpm}$
Cota de implantación de la turbina	709.00 m.s.n.m.

Principales componentes:

1.0 Turbina

Turbina Tipo:	Turbina Francis Lenta horizontal
Constructor:	ANDRITZ HYDRO S.L.

1.1 Rodete

Tipo Francis, diseño ANDRITZ, con 19 álabes cuidadosamente pulidos. Fabricado en acero inoxidable con 13% de cromo, moldeado y fundido de una sola pieza. Está provisto de laberintos integrales los cuales se reparan por soldadura una vez que el desgaste alcance cotas excesivas. La transmisión del par al eje se hace a través de chaveta. Para aumentar la estabilidad en ciertos regímenes de potencia, incorpora un trípode de aireación.

1.2 Anillos laberínticos

Tanto la tapa superior como la inferior del distribuidor van provistas de unos anillos laberínticos fijos correspondientes a los laberintos del rodete y fabricados en acero inoxidable.

1.3 Cámara Espiral

Construida de chapa de acero soldada, lleva incluido, el predistribuidor con 19 álabes fijos y va acoplada al codo de aspiración. La cámara está provista de una brida para acoplar al carrete de desmontaje de la válvula mariposa **DN1600** situada aguas arriba. Lleva en las patas anclajes y dispositivos de nivelación para el montaje y hormigonado. El predistribuidor es una de las partes más importantes de la cámara espiral a la cual confiere gran rigidez, a la vez que guía el flujo de agua.

1.4 Tubo de aspiración

El tubo de aspiración está construido de chapa soldada, siendo la primera virola del codo, inmediata a la salida del rodete, fabricada en acero inoxidable.

1.5 Ejes

La línea de ejes consta de un solo tramo constituido por el eje del rotor del alternador.

1.6 Tapa lado Generador

Construida en acero carbono, lleva un escudo postizo de acero inoxidable en la banda de los 20 álabes para prevenir su erosión y oxidación. Cuenta con 20 alojamientos para los soportes de los álabes, además de las tomas para medida de presión y holguras que se han estimado necesarias. Por último existen dos tomas DN90 destinadas a la descarga de presión de la tapa. De dichas tomas parten tuberías que van a morir en el cono de aspiración.

1.7 Tapa lado aspiración

Construida en acero carbono, lleva un escudo postizo de inoxidable en la banda de los 20 álabes para prevenir su erosión. Está provista de 20 alojamientos para los soportes de los álabes.

1.8 Distribuidor

Está formado por 20 álabes directrices de acero inoxidable G-X4 CrNi 13.4, montados sobre cojinetes y arandelas de empuje fabricadas en un sinterizado autolubricado respaldado por acero de manera que no necesitan engrase. La estanqueidad en los muñones de los álabes se logra mediante juntas tóricas o de labio.

El accionamiento del anillo de regulación se efectúa por medio de un servomotor de doble efecto. Dicho servomotor es actuado por aceite a presión suministrado por el equipo de regulación de la turbina (regulador electrónico y válvulas de mando eléctricas). Además de los álabes directrices, con sus correspondientes cojinetes, se compone de los principales elementos siguientes:

- Un juego de tapas de fijación axial de los álabes directrices
- Un juego de palancas de accionamiento
- Un anillo de regulación
- Un juego de bulones de acoplamiento entre bieletas y anillo de regulación
- 10 detectores de proximidad B2150/1.../10 montados sobre los bulones de rotura que avisarán en el caso de que se produzca una obstrucción por algún objeto extraño entre dos álabes.
- 3 detectores de proximidad B2153/1/2/3, que vigilan la posición del distribuidor.
- 1 transmisor de posición B2154 para la posición del servo.

1.9 Junta de estanqueidad del eje

La estanqueidad del eje se consigue por medio de una junta laberíntica. Detrás de esta junta se monta un anillo colector de fugas que descarga, mediante un tubo, al pozo de achique. Por último, existe un pequeño tramo de tubo al aire, que sirve de testigo para detectar fugas.

1.10 Materiales

La información que a continuación se da, es útil al entendimiento de la máquina pero no suficiente para efectuar reparaciones específicas. Conviene tener en cuenta las normas y en caso muy excepcional pedir análisis del mismo material. En todo caso es recomendable recurrir, para las reparaciones importantes o de responsabilidad, a servicios de asistencia técnica. Disponemos de personal específicamente instruido para ello.

- Anillos laberinto X20Cr13
- Cámara espiral S355 J2+N
- Álabes directrices G-X4 CrNi 13.4
- Codo de aspiración AISI304 + S275 JR
- Tubo de aspiración S275 JR
- Tapa turbina S355 J2+N
- Anillo de regulación S355 J2+N

2.0 Dispositivo de cierre de seguridad

Tipo: Válvula de mariposa

Constructor: Metalúrgica Gallega

Dimensiones: DN 1600

ADVERTENCIA

Durante las maniobras de la válvula no se debe permanecer en las cercanías de ésta. Se pueden ocasionar graves daños personales si se desobedece esta advertencia.

Solamente en caso de ser estrictamente necesario, el personal cualificado se puede acercar a la válvula en funcionamiento

2.1 Descripción

La válvula de mariposa tiene un diámetro nominal de 1600 mm y está situada aguas arriba de la cámara espiral.

Está prevista para su cierre total con el caudal máximo del grupo. La válvula está rígidamente unida a la tubería forzada mediante tornillos, y entre ella y la cámara espiral se encuentra un tubo de desmontaje con junta deslizante.

La válvula se mantiene en posición abierta por presión constante procedente del sistema hidráulico que incorpora un acumulador de presión.

El cierre de la válvula es efectuado por contrapeso, y por la tendencia hidráulica debida al descentramiento entre el eje de construcción de la lenteja y su eje de giro.

2.2 Elementos principales

Cuerpo

El cuerpo es de una pieza de construcción soldada con elementos de chapa de acero y acero moldeado y va provisto de patas para su apoyo. El asiento de estanqueidad es de

acero inoxidable. Los soportes de los gorriones de la lenteja van provistos de cojinetes autolubricados.

Lenteja

En construcción soldada de chapa de acero ó fundido en acero moldeado. La válvula está provista de topes axiales que permiten el centraje de la lenteja.

Ejes

Están forjados en acero inoxidable (X20Cr13) y fijados a la lenteja por medio de pasadores de acero inoxidable ampliamente dimensionados para soportar el par máximo que se pueda generar en la válvula.

El diseño garantiza que en el conjunto formado por ejes, cojinetes y topes no pueda producirse ningún gripaje.

Cojinetes

Los ejes pivotan sobre cojinetes autolubricados (Cu Sn 12 + GRAFITO). La estanqueidad a través de los ejes se consigue por medio de juntas tipo collarín. No necesitan engrase.

El diseño garantiza que en el conjunto formado por ejes, cojinetes y topes no pueda producirse ningún gripaje.

Servomotor

La apertura de la válvula se efectúa mediante un servomotor de simple efecto accionado por el aceite a presión del grupo hidráulico de regulación. Su apoyo es sobre un eje, lo que permite la oscilación de todo el servomotor.

Lleva dispositivo de estrangulación regulable para impedir el cierre brusco.

By-pass

Con el fin de permitir el llenado de la turbina y poder abrir la válvula de protección, se ha instalado una línea de by-pass que incluye una válvula automática que permite el equilibrado de presiones a ambos lados, antes de que el cuerpo giratorio inicie el movimiento.

Se trata de una válvula de aguja de DN150, con cierre por medio de un muelle y apertura por aceite a presión del equipo de regulación a través de válvulas de mando eléctricas.

2.4 Sistema de regulación

Circuito de regulación

La medida de la velocidad real de giro se obtiene a partir de la tensión de medida del generador (trafos de tensión del grupo) y por medio de los detectores de impulsos SORPM02 y SORPM03, los cuales leen impulsos mediante una rueda dentada en el eje del generador.

Esta señal de velocidad es enviada al regulador electrónico donde se compara la velocidad de consigna y, si existe una desviación, el regulador electrónico da las

correspondientes órdenes de mando a la válvula proporcional del distribuidor Y2100 que actúan sobre el servomotor correspondiente para corregir dicha desviación.

El servomotor del distribuidor es un cilindro de doble efecto. Para la apertura del distribuidor la válvula proporcional Y2100 manda aceite a presión a la cámara de apertura del cilindro y a tanque la de cierre, y para el cierre pone a descarga a tanque la cámara de apertura, y manda el aceite a presión a la cámara de cierre.

La indicación del retorno de la posición del distribuidor se obtiene eléctricamente por medio del transmisor de posición B2154.

El equipo de regulación incluye como elementos principales los siguientes componentes:

Equipo para la medición de la velocidad Regulador electrónico

Alimentación de aceite a presión, incluida la válvula proporcional de control del servomotor del distribuidor

Servomotor del distribuidor

Transmisor de posición del distribuidor

Mando del distribuidor

Válvula proporcional

El mando del servomotor del distribuidor 2153 está encomendado directamente a la válvula proporcional (convertidor electrohidráulico) Y2100.

Si la orden eléctrica recibida del regulador electrónico es de apertura, deja pasar aceite a presión a la cámara de apertura del cilindro del servomotor y pone a tanque la cámara de cierre y en el caso de que la orden del regulador sea de cierre, la válvula proporcional pone a tanque la cámara de apertura del cilindro y manda la presión a la cámara de cierre.

La velocidad de regulación del servomotor del distribuidor depende además de la magnitud de la señal eléctrica procedente del regulador electrónico de:

a) En la apertura: Del diafragma de apertura 2103 que determina la máxima velocidad de apertura con la válvula proporcional totalmente en posición de “abrir”.

b) En el cierre: Del diafragma de cierre 2105 instalado en el propio servomotor 2153, que determina la máxima velocidad de cierre con la válvula proporcional o las válvulas de cierre rápido totalmente en posición de “cerrar”.

Dispositivo de parada por protecciones

Cierre rápido

El cierre rápido se efectúa desactivando la electroválvula Y2231, mando remoto, o mediante la válvula manual 2233, mando manual, con lo cual basculan las válvulas pilotadas 2230/1 y 2230/2 que producen el cierre del distribuidor independientemente de la válvula proporcional.

Con la máquina funcionando estas válvulas deben estar en la posición de permitir el paso del aceite y no en la de derivarlo a tanque.

Mando de los frenos

El mando de los frenos está encomendado a la electroválvula Y3915 que deja pasar la presión de aceite al cilindro de mando de los frenos para aplicarlos. Los frenos se desaplican cuando se desactiva la electroválvula Y3915, que deja pasar el aceite del cilindro hacia el depósito de aceite.

El tiempo de aplicación de los frenos se controla mediante el diafragma 3905. La presión de mando de los frenos se reduce, desde la presión de mando general al valor de presión de accionamiento de los mismos, mediante la válvula reductora de presión 3902.

La señalización de “FRENOS APLICADOS” “FRENOS DESAPLICADOS” se tiene mediante el presostato F3916, junto el presostato S0PS01 instalado en el generador.

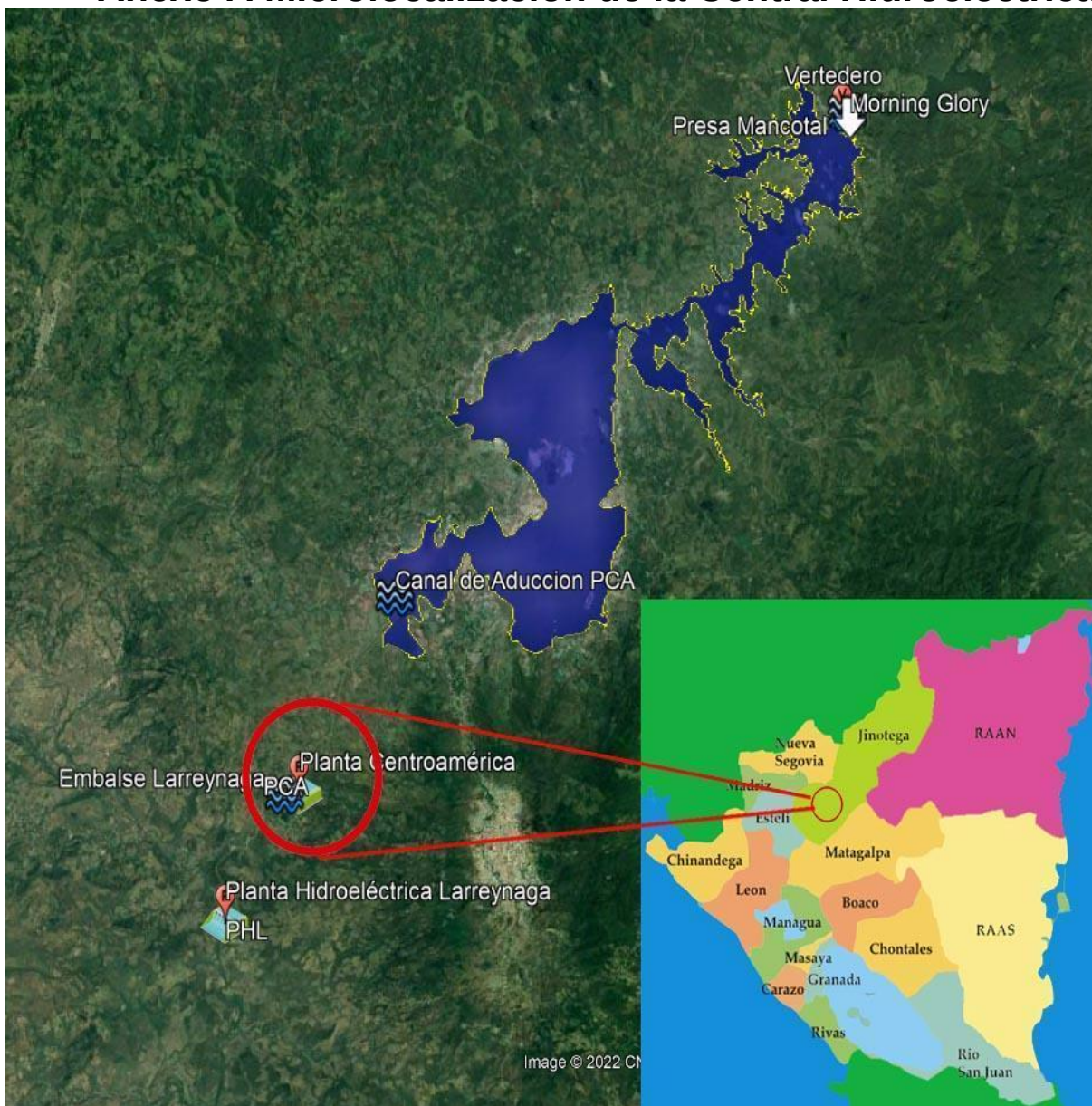
2.5 Medida del caudal turbinado (Winter-Kennedy)

La medición del caudal turbinado se realiza mediante el transmisor de presión diferencial B2050 conectado a dos tomas en la cámara espiral.

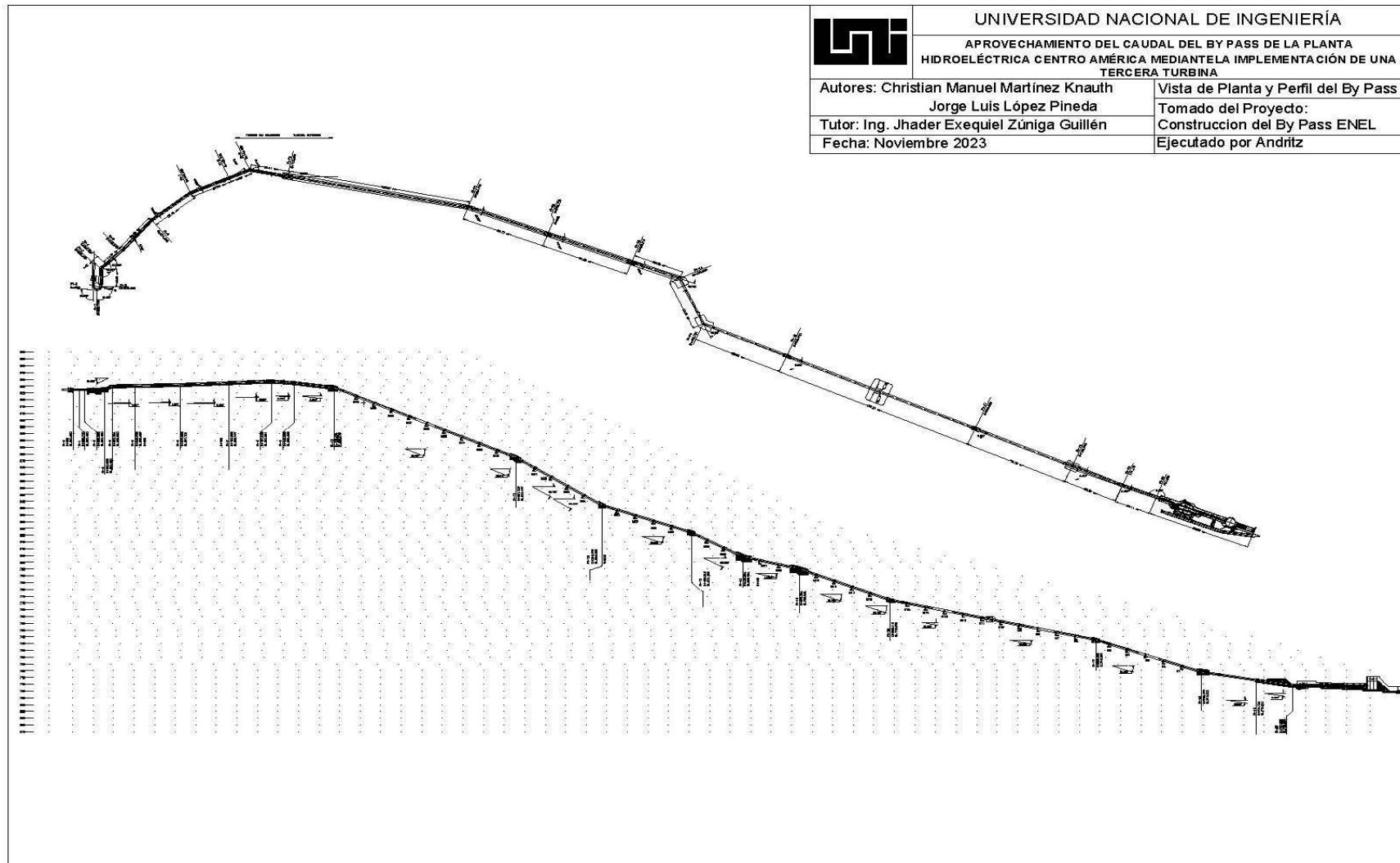
13 ANEXOS

Anexo A Microlocalización de la Central Hidroeléctrica	13-A
Anexo B Vista Perfil y de Planta del By Pass	13-B
Anexo C Principales obras de la Planta Centroamérica – Perfil Hidroeléctrico	13-C
Anexo D Esquema Sistema Hidráulico PCA-PCF	13-D
Anexo E Unifilar Subestación PCA existente	13-E
Anexo F Unifilar Nueva Unidad Hidroeléctrica	13-F
Anexo G Interconexión con el By Pass y Casa de Máquinas (Vista Planta).	13-G
Anexo H Vista de la Turbina Francis	13-H
Anexo I Generador Síncrono	13-I
Anexo J Devanado del estator del Generador	13-J
Anexo K Indicadores Macroeconómicos	13-K
Anexo L Tabla de depreciación del proyecto	13-L
Anexo M Tabla de Amortización	13-M
Anexo N Estado de Resultados	13-N
Anexo O Resumen Flujo Económico Descontado	13-O
Anexo P Resumen Flujo Financiero	13-P
Tabla Anexa 1 Características de los conductores de cobre desnudos	14-Q
Tabla Anexa 2 Dimensiones de Conductores de sección rectangular	14-R

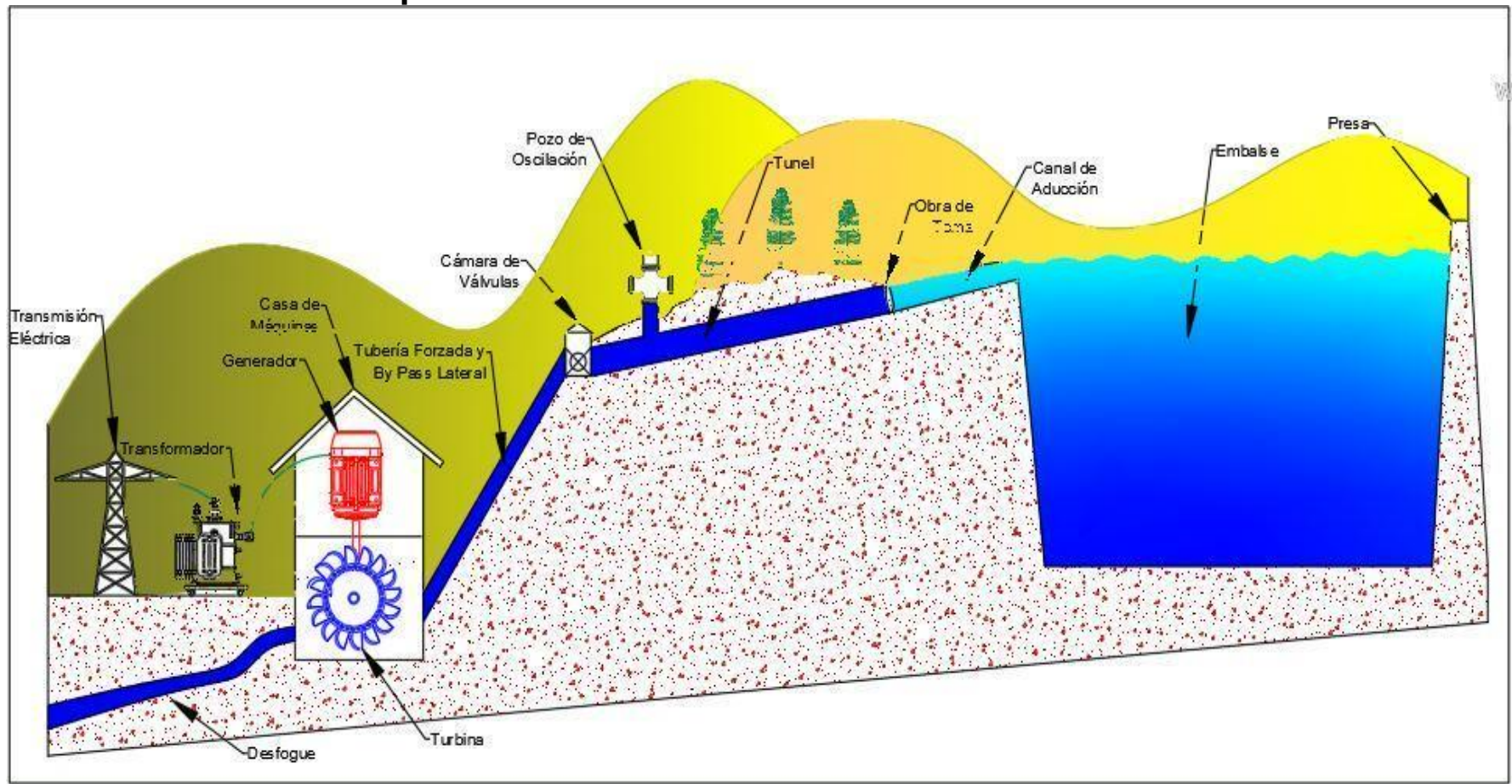
Anexo A Microlocalización de la Central Hidroeléctrica



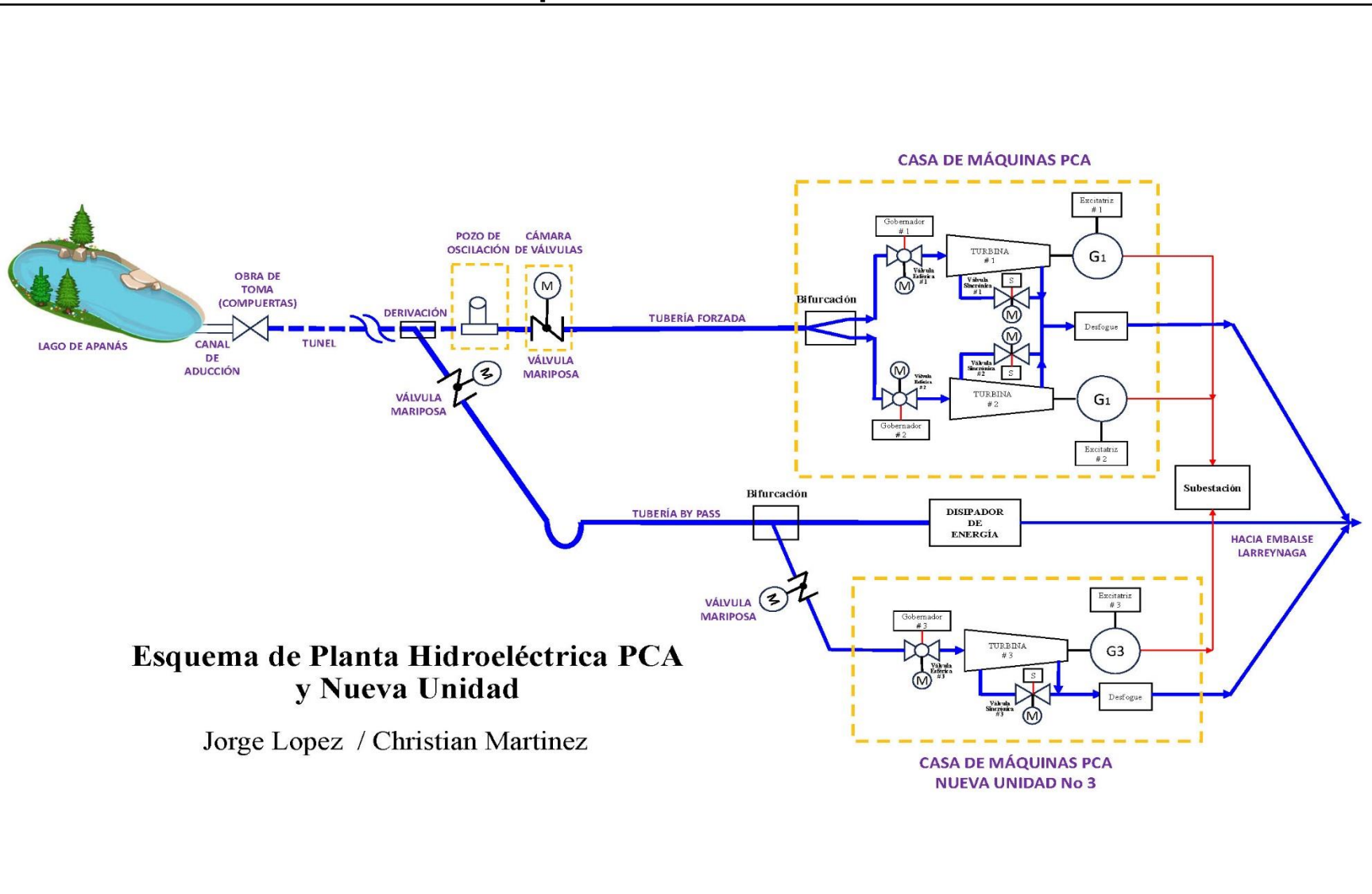
Anexo B Vista Perfil y de Planta del By Pass



Anexo C Principales obras de la Planta Centroamérica – Perfil Hidroeléctrico



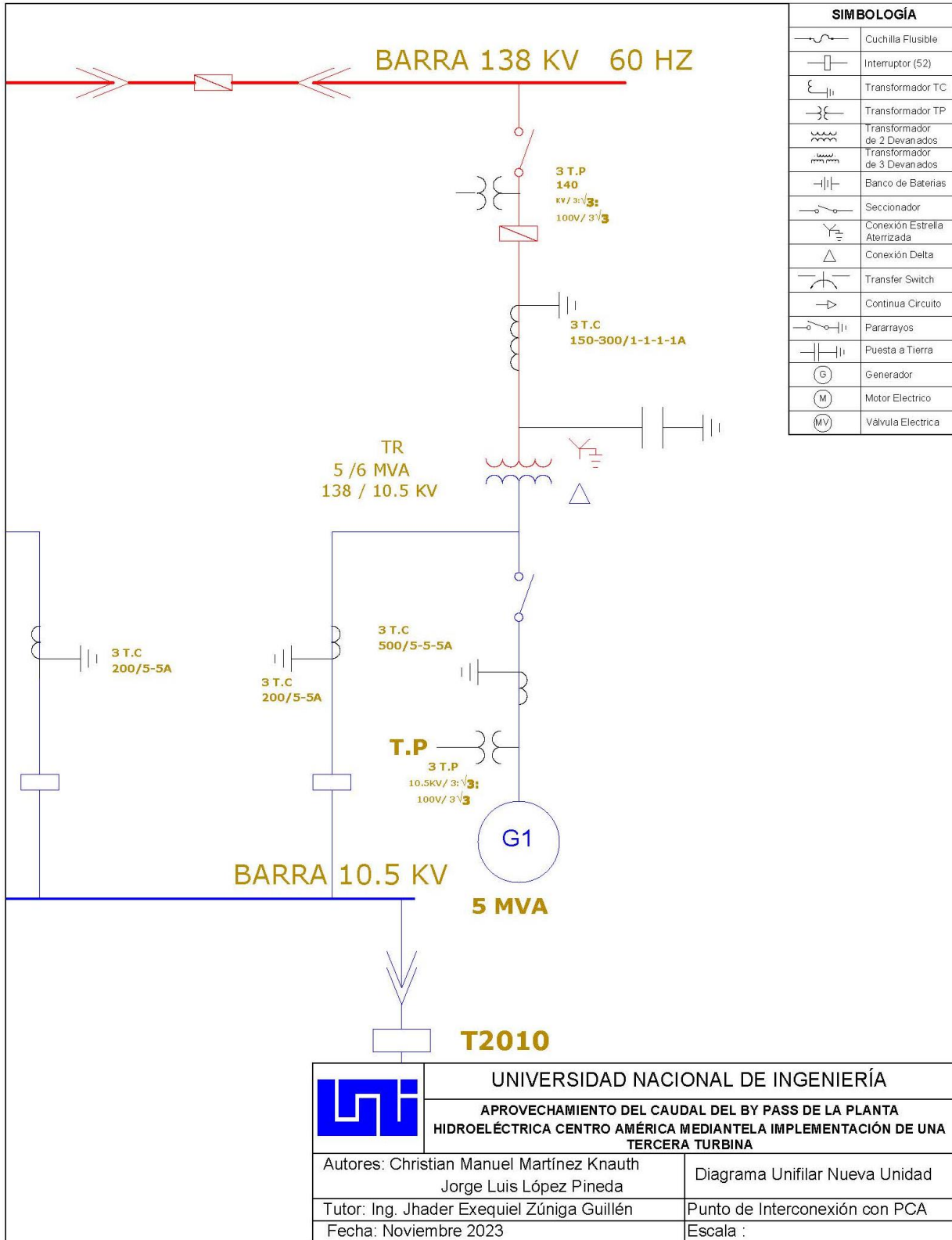
Anexo D Esquema Sistema Hidráulico PCA-PCF



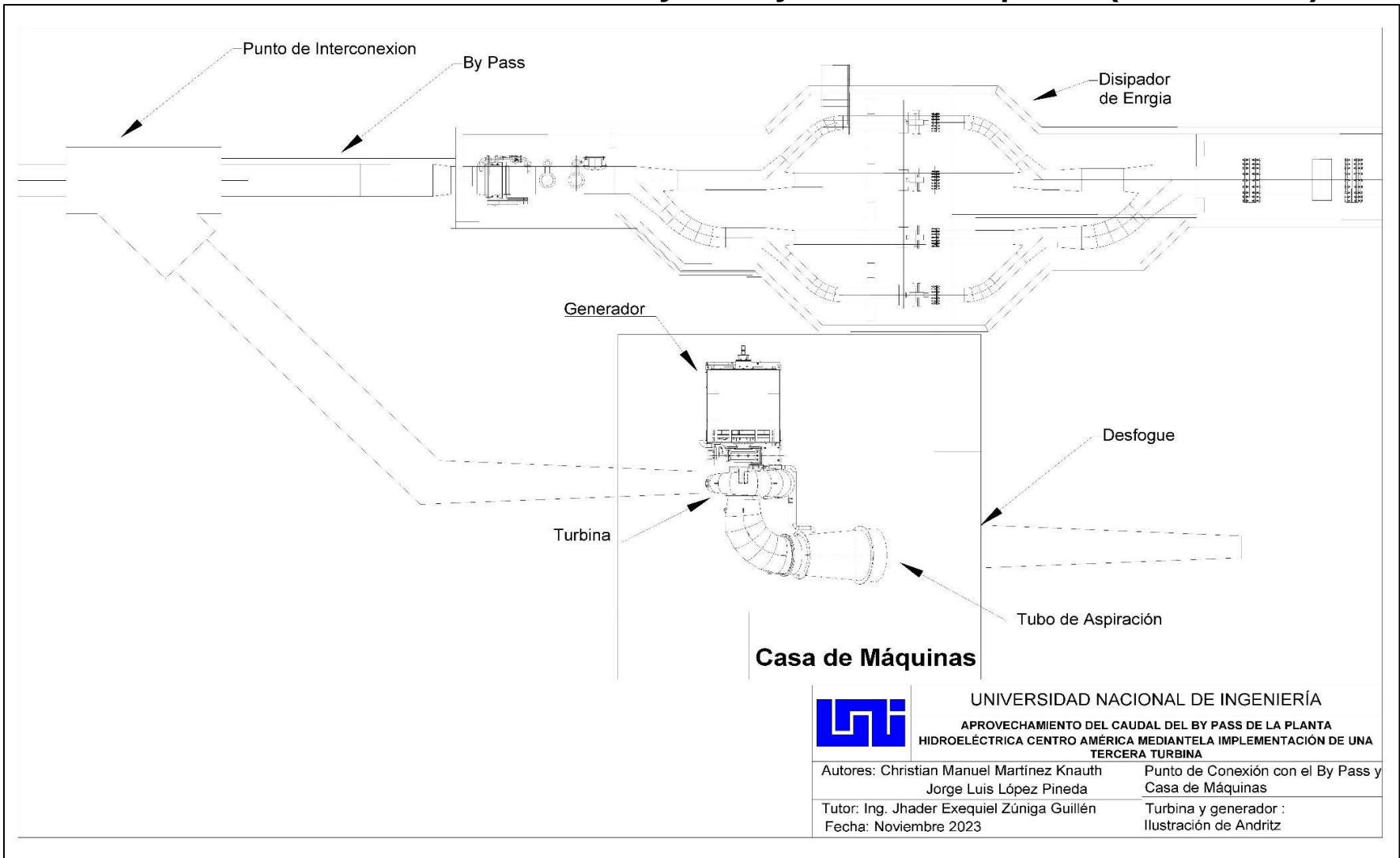
Cortesía de ENEL



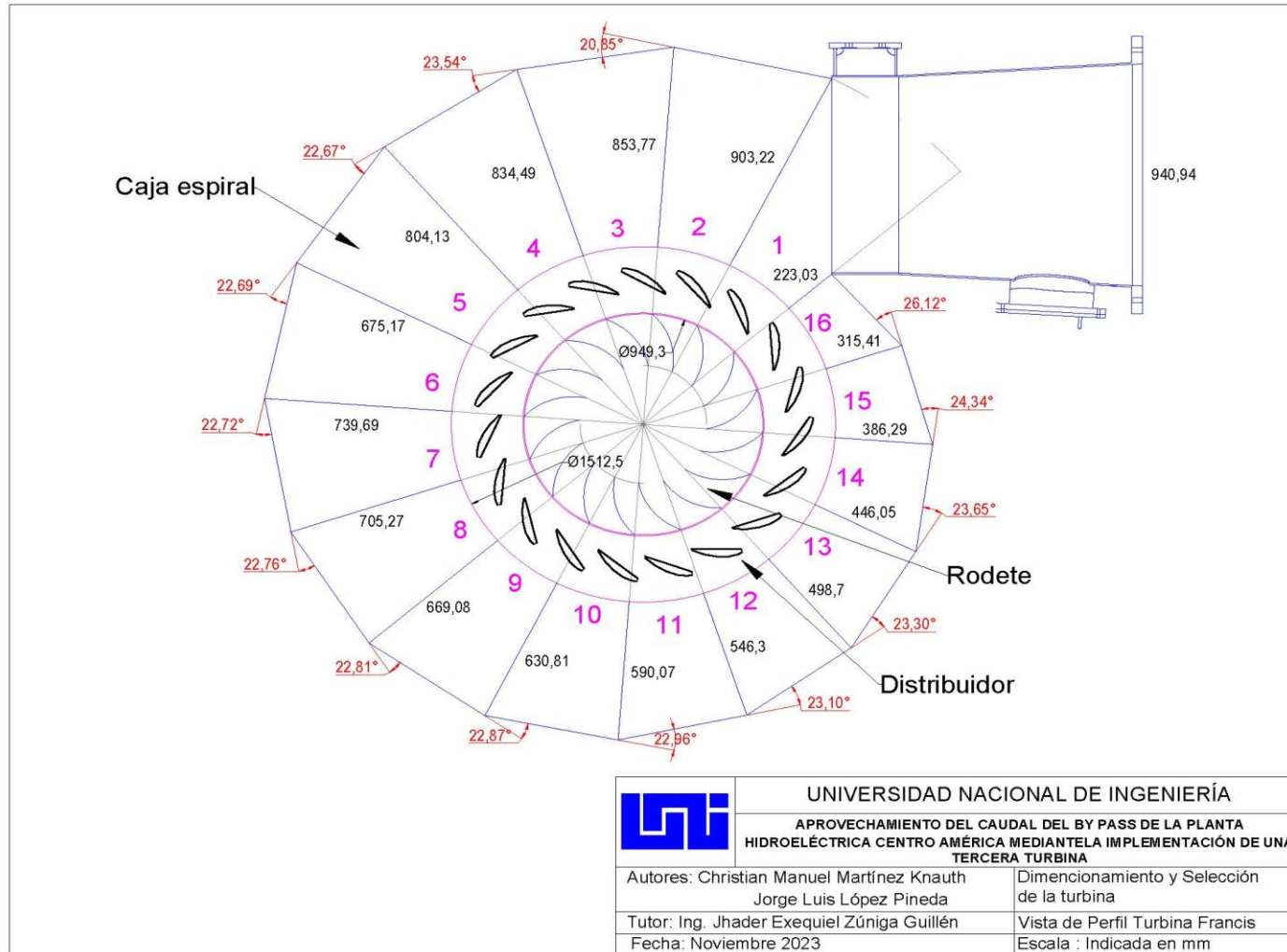
Anexo F Unifilar Nueva Unidad Hidroeléctrica



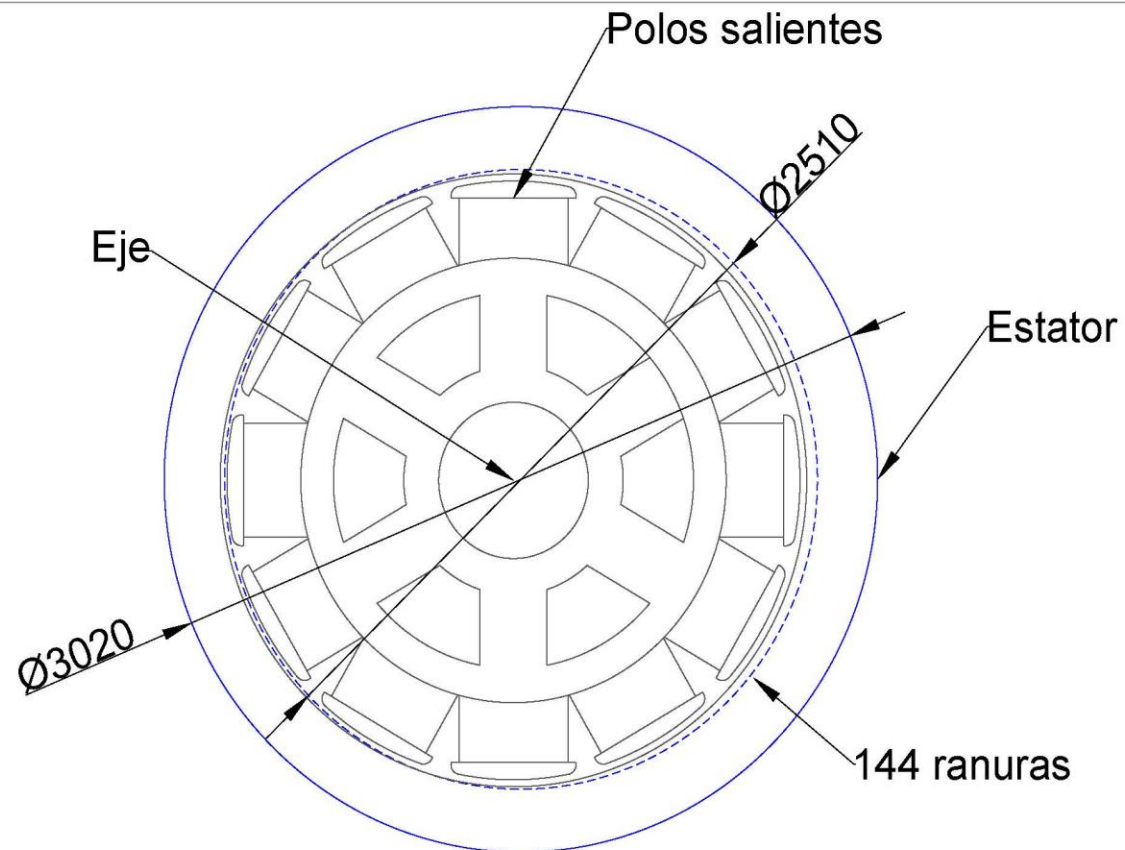
Anexo G Interconexión con el By Pass y Casa de Máquinas (Vista Planta).



Anexo H Vista de la Turbina Francis

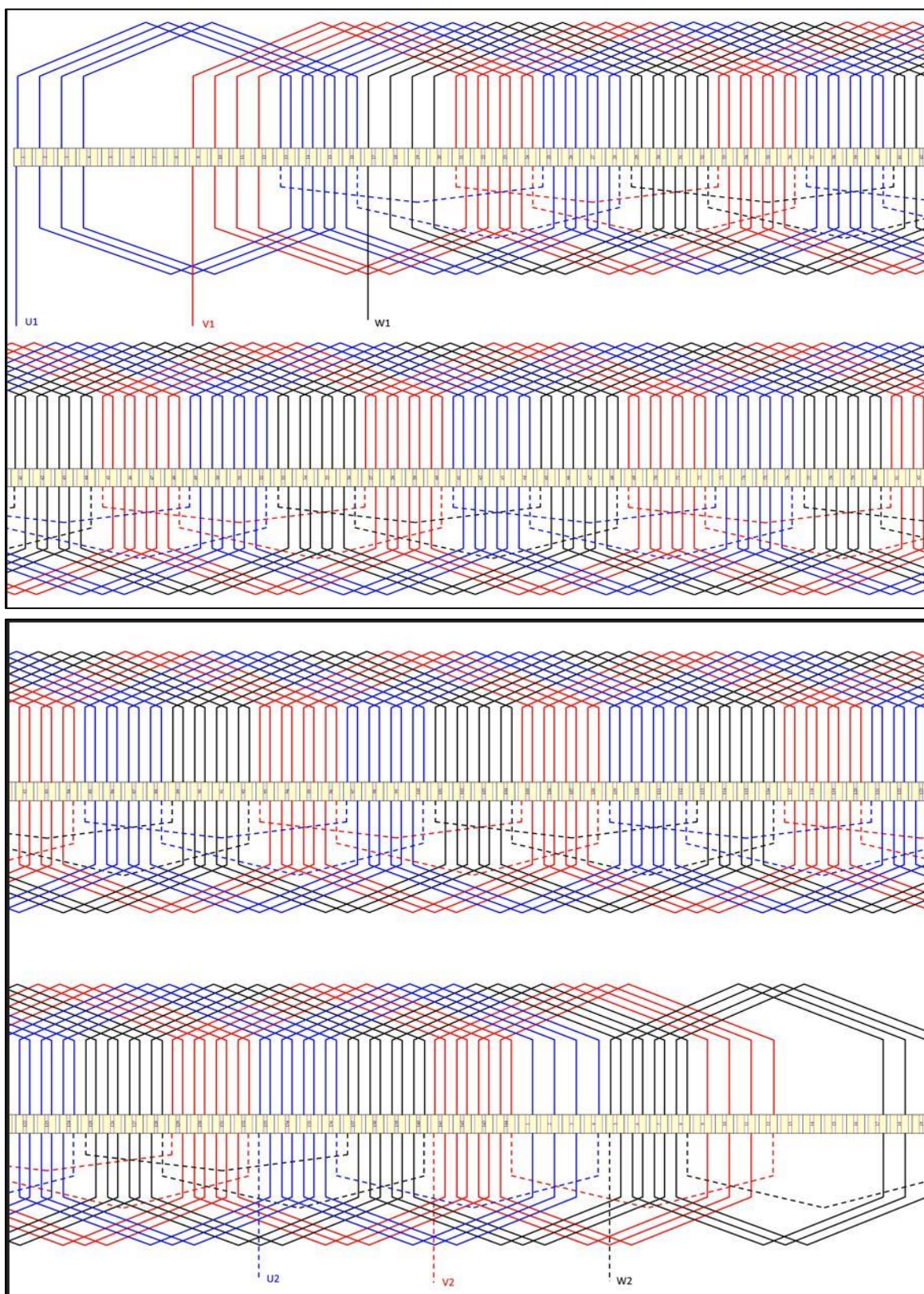


Anexo I Generador Síncrono



	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA	
	APROVECHAMIENTO DEL CAUDAL DEL BY PASS DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CENTRO AMÉRICA MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA TERCERA TURBINA	
	Autores: Christian Manuel Martínez Knauth Jorge Luis López Pineda	Generador Eléctrico
	Tutor: Ing. Jhader Exequiel Zúñiga Guillén Fecha: Noviembre 2023	Vista frontal, rotor y estator Escala : Indicada en mm

Anexo J Devanado del estator del Generador



Anexo K Indicadores Macroeconómicos

 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA TESIS: APROVECHAMIENTO DEL CAUDAL DEL BY PASS DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CENTROAMÉRICA MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA TERCERA TURBINA INDICADORES MACROECONÓMICOS REFERIDOS AL AÑO 1 (UNIDADES INDICADAS)		
DESCRIPCIÓN	UNID	Año 1
INDICADORES MACROECONÓMICOS		
Tipo de Cambio promedio anual Dólar vs Córdobas	C \$ X 1 U\$	38.0702
Tipo de Cambio promedio anual Dólar vs Euros	U\$ X 1 €	1.0000
Tasa de Inflación	%	4.00%
PIB Nominal	%	7.97%
Devaluación Nominal	%	2.00%
Índice de Precios al Productor	%	3.00%
Factor de Escalamiento Servicios Personales (Sobre los córdobas)	%	2.00%
Factor de Escalamiento Servicios No Personales (Sobre los córdobas)	%	3.00%
Factor de Escalamiento Materiales y Suministros (Sobre los córdobas)	%	3.00%
Factor de Escalamiento Combustibles y Lubricantes	%	3.00%
Factor de Escalamiento Otros Gastos Corrientes	%	3.00%
Servicios Personales	U\$/kWh	5.3862
Servicios No Personales	U\$/kWh	6.4284
Materiales Y Suministros	U\$/kWh	0.4007
Combustibles Y Lubricantes	U\$/kWh	0.1297
Otros Costos y Gastos	U\$/kWh	1.0113
Servicios Personales	US\$/kW	9.9598
Servicios No Personales	US\$/kW	11.7796
Materiales Y Suministros	US\$/kW	1.0114
Combustibles Y Lubricantes	US\$/kW	0.3142
Otros Costos y Gastos	US\$/kW	1.5116
Costo del Peaje Nacional	US\$/kWh	0.0101255
Costo del Peaje Regional	US\$/kWh	0.0101255
Precio de Referencia energía en el SPOT	US\$/MWh	170.0000
Cargo Máximo Arranque en Negro	US\$/mes	54,293.5600
Cargo fijo por Reserva Fria US\$ - Mes	US\$/KMW-día	215.98
CAPACIDAD INSTALADA		
Capacidad Instalada PCA	KW	50,000.00
Nueva Planta	KW	5,000.00
COSTOS VARIABLES DE O&M Y POTENCIA		
Costo Variable O&M Planta Centroamérica	US\$/kWh	0.039780
Nueva Planta	US\$/kWh	0.043900
CONSUMO PROPIO Y PERDIDAS POR TRANSFORMACION		
Consumo Propio PCA	%	0.40%
Nueva Planta	%	0.60%
Perdidas x Técnicas PCA	%	1.00%
Perdidas x Técnicas Tichaná	%	0.9000%
RENDIMIENTO NETO		
Rendimiento Neto PCA	kWh/m³	0.602410
Nueva Planta	kWh/m³	0.480769
Esacion de Bombeo	kWh/m³	0.111111
PRECIO DE VENTAS DE LA ENERGÍA		
MERCADO DE CONTRATO	US\$/MWh	100.00

Anexo L Tabla de depreciación del proyecto

	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA TESIS: APROVECHAMIENTO DEL CAUDAL DEL BY PASS DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CENTROAMÉRICA MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA TERCERA TURBINA CÁLCULO DE LA DEPRECIACIÓN MÉTODO LINEAL EN US\$ DÓLARES				

MAQUINARIA Y EQUIPOS - GENERACION						OBRAS CIVILES - ADMON					TOTAL		
ITEM	DEPRECIACIÓN LINEAL	DEPRECIACIÓN ACUMULADA		VALOR EN LIBROS		DEPRECIACIÓN LINEAL	DEPRECIACIÓN ACUMULADA		VALOR EN LIBROS		DEPRECIACIÓN LINEAL	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	
0	0.00	0.00	0.00%	2,150,000.00	100.00%	0.00	0.00	0.00%	7,500,000.00	348.84%	0.00	0.00	0.00%
1	43,000.00	43,000.00	2.00%	2,107,000.00	98.00%	150,000.00	150,000.00	2.00%	7,350,000.00	341.86%	193,000.00	193,000.00	2.57%
2	43,000.00	86,000.00	4.00%	2,064,000.00	96.00%	150,000.00	300,000.00	4.00%	7,200,000.00	334.88%	193,000.00	386,000.00	5.15%
3	43,000.00	129,000.00	6.00%	2,021,000.00	94.00%	150,000.00	450,000.00	6.00%	7,050,000.00	327.91%	193,000.00	579,000.00	7.72%
4	43,000.00	172,000.00	8.00%	1,978,000.00	92.00%	150,000.00	600,000.00	8.00%	6,900,000.00	320.93%	193,000.00	772,000.00	10.29%
5	43,000.00	215,000.00	10.00%	1,935,000.00	90.00%	150,000.00	750,000.00	10.00%	6,750,000.00	313.95%	193,000.00	965,000.00	12.87%
6	43,000.00	258,000.00	12.00%	1,892,000.00	88.00%	150,000.00	900,000.00	12.00%	6,600,000.00	306.98%	193,000.00	1,158,000.00	15.44%
7	43,000.00	301,000.00	14.00%	1,849,000.00	86.00%	150,000.00	1,050,000.00	14.00%	6,450,000.00	300.00%	193,000.00	1,351,000.00	18.01%
8	43,000.00	344,000.00	16.00%	1,806,000.00	84.00%	150,000.00	1,200,000.00	16.00%	6,300,000.00	293.02%	193,000.00	1,544,000.00	20.59%
9	43,000.00	387,000.00	18.00%	1,763,000.00	82.00%	150,000.00	1,350,000.00	18.00%	6,150,000.00	286.05%	193,000.00	1,737,000.00	23.16%
10	43,000.00	430,000.00	20.00%	1,720,000.00	80.00%	150,000.00	1,500,000.00	20.00%	6,000,000.00	279.07%	193,000.00	1,930,000.00	25.73%
11	43,000.00	473,000.00	22.00%	1,677,000.00	78.00%	150,000.00	1,650,000.00	22.00%	5,850,000.00	272.09%	193,000.00	2,123,000.00	28.31%
12	43,000.00	516,000.00	24.00%	1,634,000.00	76.00%	150,000.00	1,800,000.00	24.00%	5,700,000.00	265.12%	193,000.00	2,316,000.00	30.88%
13	43,000.00	559,000.00	26.00%	1,591,000.00	74.00%	150,000.00	1,950,000.00	26.00%	5,550,000.00	258.14%	193,000.00	2,509,000.00	33.45%
14	43,000.00	602,000.00	28.00%	1,548,000.00	72.00%	150,000.00	2,100,000.00	28.00%	5,400,000.00	251.16%	193,000.00	2,702,000.00	36.03%
15	43,000.00	645,000.00	30.00%	1,505,000.00	70.00%	150,000.00	2,250,000.00	30.00%	5,250,000.00	244.19%	193,000.00	2,895,000.00	38.60%
16	43,000.00	688,000.00	32.00%	1,462,000.00	68.00%	150,000.00	2,400,000.00	32.00%	5,100,000.00	237.21%	193,000.00	3,088,000.00	41.17%
17	43,000.00	731,000.00	34.00%	1,419,000.00	66.00%	150,000.00	2,550,000.00	34.00%	4,950,000.00	230.23%	193,000.00	3,281,000.00	43.75%
18	43,000.00	774,000.00	36.00%	1,376,000.00	64.00%	150,000.00	2,700,000.00	36.00%	4,800,000.00	223.26%	193,000.00	3,474,000.00	46.32%
19	43,000.00	817,000.00	38.00%	1,333,000.00	62.00%	150,000.00	2,850,000.00	38.00%	4,650,000.00	216.28%	193,000.00	3,667,000.00	48.89%
20	43,000.00	860,000.00	40.00%	1,290,000.00	60.00%	150,000.00	3,000,000.00	40.00%	4,500,000.00	209.30%	193,000.00	3,860,000.00	51.47%
21	43,000.00	903,000.00	42.00%	1,247,000.00	58.00%	150,000.00	3,150,000.00	42.00%	4,350,000.00	202.33%	193,000.00	4,053,000.00	54.04%
22	43,000.00	946,000.00	44.00%	1,204,000.00	56.00%	150,000.00	3,300,000.00	44.00%	4,200,000.00	195.35%	193,000.00	4,246,000.00	56.61%
23	43,000.00	989,000.00	46.00%	1,161,000.00	54.00%	150,000.00	3,450,000.00	46.00%	4,050,000.00	188.37%	193,000.00	4,439,000.00	59.19%
24	43,000.00	1,032,000.00	48.00%	1,118,000.00	52.00%	150,000.00	3,600,000.00	48.00%	3,900,000.00	181.40%	193,000.00	4,632,000.00	61.76%
25	43,000.00	1,075,000.00	50.00%	1,075,000.00	50.00%	150,000.00	3,750,000.00	50.00%	3,750,000.00	174.42%	193,000.00	4,825,000.00	64.33%
26	43,000.00	1,118,000.00	52.00%	1,032,000.00	48.00%	150,000.00	3,900,000.00	52.00%	3,600,000.00	167.44%	193,000.00	5,018,000.00	66.91%
27	43,000.00	1,161,000.00	54.00%	989,000.00	46.00%	150,000.00	4,050,000.00	54.00%	3,450,000.00	160.47%	193,000.00	5,211,000.00	69.48%
28	43,000.00	1,204,000.00	56.00%	946,000.00	44.00%	150,000.00	4,200,000.00	56.00%	3,300,000.00	153.49%	193,000.00	5,404,000.00	72.05%
29	43,000.00	1,247,000.00	58.00%	903,000.00	42.00%	150,000.00	4,350,000.00	58.00%	3,150,000.00	146.51%	193,000.00	5,597,000.00	74.63%
30	43,000.00	1,290,000.00	60.00%	860,000.00	40.00%	150,000.00	4,500,000.00	60.00%	3,000,000.00	139.53%	193,000.00	5,790,000.00	77.20%
31	43,000.00	1,333,000.00	62.00%	817,000.00	38.00%	150,000.00	4,650,000.00	62.00%	2,850,000.00	132.56%	193,000.00	5,983,000.00	79.77%
32	43,000.00	1,376,000.00	64.00%	774,000.00	36.00%	150,000.00	4,800,000.00	64.00%	2,700,000.00	125.58%	193,000.00	6,176,000.00	82.35%
33	43,000.00	1,419,000.00	66.00%	731,000.00	34.00%	150,000.00	4,950,000.00	66.00%	2,550,000.00	118.60%	193,000.00	6,369,000.00	84.92%
34	43,000.00	1,462,000.00	68.00%	688,000.00	32.00%	150,000.00	5,100,000.00	68.00%	2,400,000.00	111.63%	193,000.00	6,562,000.00	87.49%
35	43,000.00	1,505,000.00	70.00%	645,000.00	30.00%	150,000.00	5,250,000.00	70.00%	2,250,000.00	104.65%	193,000.00	6,755,000.00	90.07%
36	43,000.00	1,548,000.00	72.00%	602,000.00	28.00%	150,000.00	5,400,000.00	72.00%	2,100,000.00	97.67%	193,000.00	6,948,000.00	92.64%
37	43,000.00	1,591,000.00	74.00%	559,000.00	26.00%	150,000.00	5,550,000.00	74.00%	1,950,000.00	90.70%	193,000.00	7,141,000.00	95.21%
38	43,000.00	1,634,000.00	76.00%	516,000.00	24.00%	150,000.00	5,700,000.00	76.00%	1,800,000.00	83.72%	193,000.00	7,334,000.00	97.79%
39	43,000.00	1,677,000.00	78.00%	473,000.00	22.00%	150,000.00	5,850,000.00	78.00%	1,650,000.00	76.74%	193,000.00	7,527,000.00	100.36%
40	43,000.00	1,720,000.00	80.00%	430,000.00	20.00%	150,000.00	6,000,000.00	80.00%	1,500,000.00	69.77%	193,000.00	7,720,000.00	102.93%
41	43,000.00	1,763,000.00	82.00%	387,000.00	18.00%	150,000.00	6,150,000.00	82.00%	1,350,000.00	62.79%	193,000.00	7,913,000.00	105.51%
42	43,000.00	1,806,000.00	84.00%	344,000.00	16.00%	150,000.00	6,300,000.00	84.00%	1,200,000.00	55.81%	193,000.00	8,106,000.00	108.08%
43	43,000.00	1,849,000.00	86.00%	301,000.00	14.00%	150,000.00	6,450,000.00	86.00%	1,050,000.00	48.84%	193,000.00	8,299,000.00	110.65%
44	43,000.00	1,892,000.00	88.00%	258,000.00	12.00%	150,000.00	6,600,000.00	88.00%	900,000.00	41.86%	193,000.00	8,492,000.00	113.23%
45	43,000.00	1,935,000.00	90.00%	215,000.00	10.00%	150,000.00	6,750,000.00	90.00%	750,000.00	34.88%	193,000.00	8,685,000.00	115.80%
46	43,000.00	1,978,000.00	92.00%	172,000.00	8.00%	150,000.00	6,900,000.00	92.00%	600,000.00	27.91%	193,000.00	8,878,000.00	118.37%
47	43,000.00	2,021,000.00	94.00%	129,000.00	6.00%	150,000.00	7,050,000.00	94.00%	450,000.00	20.93%	193,000.00	9,071,000.00	120.95%
48	43,000.00	2,064,000.00	96.00%	86,000.00	4.00%	150,000.00	7,200,000.00	96.00%	300,000.00	13.95%	193,000.00	9,264,000.00	123.52%
49	43,000.00	2,107,000.00	98.00%	43,000.00	2.00%	150,000.00	7,350,000.00	98.00%	150,000.00	6.98%	193,000.00	9,457,000.00	126.09%
50	43,000.00	2,150,000.00	100.00%	43,000.00	2.00%	150,000.00	7,500,000.00	100.00%	150,000.00	6.98%	193,000.00	9,650,000.00	128.67%
TOTAL	2,150,000.00	2,150,000.00	100.00%	-	2.00%	7,500,000.00	7,500,000.00	100.00%	-	6.98%	9,650,000.00	9,650,000.00	128.67%

Anexo M Tabla de Amortización

	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA	
	TESIS: APROVECHAMIENTO DEL CAUDAL DEL BY PASS	
	DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CENTROAMÉRICA	
	MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA TERCERA TURBINA	
	TABLA DE AMORTIZACIÓN DEL PRÉSTAMO	
	EN DÓLARES	

Monto del Préstamo	US\$	9,650,000.00
Tasa de Interés Anual	%	3.00%
Período de gracia = Período de construcción	Años	1
Plazo del Préstamo para la amortización	Años	20
Vida Útil Programada del Proyecto	Años	50
Comisión por desembolso	%	0.50%
Comisión por desembolso	US\$	48,250.00
Cuota	US\$	648,631.58

Cuotas	Principal	Intereses	Cuota	Saldo
0				9,650,000.00
1	359,131.58	289,500.00	648,631.58	9,290,868.42
2	369,905.53	278,726.05	648,631.58	8,920,962.90
3	381,002.69	267,628.89	648,631.58	8,539,960.20
4	392,432.77	256,198.81	648,631.58	8,147,527.43
5	404,205.76	244,425.82	648,631.58	7,743,321.68
6	416,331.93	232,299.65	648,631.58	7,326,989.75
7	428,821.89	219,809.69	648,631.58	6,898,167.86
8	441,686.54	206,945.04	648,631.58	6,456,481.32
9	454,937.14	193,694.44	648,631.58	6,001,544.18
10	468,585.25	180,046.33	648,631.58	5,532,958.93
11	482,642.81	165,988.77	648,631.58	5,050,316.12
12	497,122.09	151,509.48	648,631.58	4,553,194.02
13	512,035.76	136,595.82	648,631.58	4,041,158.27
14	527,396.83	121,234.75	648,631.58	3,513,761.44
15	543,218.74	105,412.84	648,631.58	2,970,542.70
16	559,515.30	89,116.28	648,631.58	2,411,027.40
17	576,300.76	72,330.82	648,631.58	1,834,726.65
18	593,589.78	55,041.80	648,631.58	1,241,136.87
19	611,397.47	37,234.11	648,631.58	629,739.40
20	629,739.40	18,892.18	648,631.58	0.00
TOTAL	9,650,000.00	3,322,631.57	12,972,631.57	0.00

Anexo N Estado de Resultados



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
TESIS: APROVECHAMIENTO DEL CAUDAL DEL BY PASS
DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CENTROAMÉRICA
MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA TERCERA TURBINA

ESTADO DE RESULTADOS DEL PROYECTO
EN US\$ DÓLARES

No	CONCEPTOS	UNID	Año 01	TOTAL
II INGRESOS				
2.1	Ventas de Energía Eléctrica	kWh	20,356.66	407,133.17
2.2	Capacidad Instalada de la Nueva Unidad	kW	5,000.00	5,000.00
2.3	Ingresos por Ventas de Energía Eléctrica	US\$	2,035,665.87	40,713,317.43
-	TOTAL DE INGRESOS	US\$	2,035,665.87	40,713,317.43
III COSTOS DE PRODUCCION				
3.1	Costos de Generacion	US\$	271,889.30	7,023,600.05
	Salarios, prestaciones sociales y Beneficios	US\$	109,645.25	2,664,041.58
	Servicios No Personales	US\$	130,860.12	3,516,260.54
	Materiales Y Suministros	US\$	8,156.73	219,174.38
	Combustibles Y Lubricantes	US\$	2,639.79	70,932.08
	Otros Costos y Gastos de produccion	US\$	20,587.41	553,191.47
3.2	Costos Combustibles de Generacion	US\$	0.00	0.00
3.3	Costos de Distribucion	US\$	0.00	0.00
3.4	Costos Compra de Energía Eléctrica	US\$	17,000.00	456,796.37
3.5	Costos Pago de Peaje y Admon CNDC	US\$	103,060.63	2,769,277.63
3.6	Depreciacion	US\$	150,000.00	3,000,000.00
-	TOTAL COSTOS DE PRODUCCIÓN	US\$	541,949.93	13,249,674.04
-	UTILIDAD Y/O PERDIDA BRUTA	US\$	1,493,715.94	27,463,643.39
IV GASTOS DE OPERACIÓN				
4.1	Gastos de Comercializacion	US\$	0.00	0.00
4.2	Gastos de Administracion	US\$	122,882.70	3,173,749.11
	Servicios Personales	US\$	49,798.76	1,209,956.47
	Servicios No Personales	US\$	58,897.98	1,582,610.77
	Materiales Y Suministros	US\$	5,056.93	135,881.56
	Combustibles Y Lubricantes	US\$	1,571.07	42,215.24
	Otros Costos y Gastos	US\$	7,557.95	203,085.06
4.4	Depreciacion	US\$	43,000.00	860,000.00
-	TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	US\$	165,882.70	4,033,749.11
-	TOTAL COSTO PROD Y GASTO OPR (EXPLOT)	US\$	707,832.62	17,283,423.15
-	UTILIDAD Y/O PERDIDA OPERACIÓN	US\$	1,327,883.25	23,429,894.24
V OTROS GASTOS				
5.1	Otros Ingresos	US\$	0.00	0.00
5.2	Otros Egresos	US\$	0.00	0.00
-	TOTAL OTROS INGRESOS Y EGRESOS	US\$	0.00	0.00
VI GASTOS FINANCIEROS				
6.1	Productos Financieros	US\$	0.00	0.00
6.2	Gastos Financieros	US\$	289,500.00	3,322,631.57
-	TOTAL PRODUCTOS Y GASTOS	US\$	(289,500.00)	(3,322,631.57)
-	UTILIDAD Y/O PERDIDA NETA	US\$	1,038,383.25	20,107,262.72

Anexo O Resumen Flujo Económico Descontado



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
**TESIS: APROVECHAMIENTO DEL CAUDAL DEL BY PASS
 DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CENTROAMÉRICA
 MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA TERCERA TURBINA**
FLUJO ECONÓMICO NETO Y FLUJO ECONÓMICO DESCONTADO (RESUMEN)
 EN US\$ DÓLARES

Años	Total de Beneficios	Total de Costos	Flujo Neto	Flujo Acumulado	Período de Recuperación	Factor de Descuento	Beneficios Descontados	Costos Descontados	Flujo Neto Descontado	Flujo Acum. Descontado	Período de Recuperación
Año 00	0.00	12,324.30	(12,324.30)	(12,324.30)	1.00	1.000000	0.00	12,324.30	(12,324.30)	(12,324.30)	1.00
Año 01	2,228.67	737.62	1,491.05	(10,833.25)	1.00	0.797894	1,778.24	588.54	1,189.70	(11,134.60)	1.00
Año 02	2,228.67	752.36	1,476.30	(9,356.95)	1.00	0.636635	1,418.85	478.98	939.87	(10,194.73)	1.00
Año 03	2,228.67	767.52	1,461.15	(7,895.80)	1.00	0.507968	1,132.09	389.87	742.22	(9,452.52)	1.00
Año 04	2,228.67	783.09	1,445.57	(6,450.23)	1.00	0.405305	903.29	317.39	585.90	(8,866.62)	1.00
Año 05	2,228.67	799.10	1,429.56	(5,020.67)	1.00	0.323390	720.73	258.42	462.31	(8,404.32)	1.00
Año 06	2,228.67	815.56	1,413.10	(3,607.57)	1.00	0.258031	575.07	210.44	364.63	(8,039.69)	1.00
Año 07	2,228.67	832.48	1,396.19	(2,211.38)	1.00	0.205882	458.84	171.39	287.45	(7,752.24)	1.00
Año 08	2,228.67	849.87	1,378.80	(832.58)	1.00	0.164272	366.11	139.61	226.50	(7,525.74)	1.00
Año 09	2,228.67	867.74	1,360.93	528.35	0.61	0.131072	292.11	113.74	178.38	(7,347.36)	1.00
Año 10	2,228.67	886.11	1,342.55	1,870.90	-	0.104581	233.08	92.67	140.41	(7,206.96)	1.00
Año 11	2,228.67	905.00	1,323.66	3,194.56	-	0.083445	185.97	75.52	110.45	(7,096.51)	1.00
Año 12	2,228.67	924.42	1,304.25	4,498.81	-	0.066580	148.38	61.55	86.84	(7,009.67)	1.00
Año 13	2,228.67	944.38	1,284.29	5,783.10	-	0.053124	118.40	50.17	68.23	(6,941.44)	1.00
Año 14	2,228.67	964.90	1,263.77	7,046.87	-	0.042387	94.47	40.90	53.57	(6,887.87)	1.00
Año 15	2,228.67	985.99	1,242.68	8,289.54	-	0.033821	75.37	33.35	42.03	(6,845.85)	1.00
Año 16	2,228.67	1,007.68	1,220.99	9,510.53	-	0.026985	60.14	27.19	32.95	(6,812.90)	1.00
Año 17	2,228.67	1,029.97	1,198.70	10,709.23	-	0.021531	47.99	22.18	25.81	(6,787.09)	1.00
Año 18	2,228.67	1,052.89	1,175.78	11,885.00	-	0.017180	38.29	18.09	20.20	(6,766.89)	1.00
Año 19	2,228.67	1,076.45	1,152.21	13,037.22	-	0.013708	30.55	14.76	15.79	(6,751.09)	1.00
Año 20	2,228.67	1,100.68	1,127.99	14,165.20	-	0.010937	24.38	12.04	12.34	(6,738.76)	1.00
Total	44,573.32	30,408.12	14,165.20	14,165.20	9.61	-	8,702.34	15,441.09	(6,738.76)	(6,738.76)	21.00

Anexo P Resumen Flujo Financiero



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
TESIS: APROVECHAMIENTO DEL CAUDAL DEL BY PASS
DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CENTROAMÉRICA
MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA TERCERA TURBINA
FLUJO FINANCIERO NETO Y FLUJO FINANCIERO DESCONTADO (RESUMEN)
EN US\$ DÓLARES

Años	Total de Beneficios	Total de Costos	Flujo Neto	Flujo Acumulado	Período de Recuperación	Factor de Descuento	Beneficios Descontados	Costos Descontados	Flujo Neto Descontado	Flujo Acum. Descontado	Período de Recuperación
Año 00	9,650.00	12,324.30	(2,674.30)	(2,674.30)	1.00	1.000000	9,650.00	12,324.30	(2,674.30)	(2,674.30)	1.0000
Año 01	2,228.67	1,386.25	842.41	(1,831.88)	1.00	0.927253	2,066.54	1,285.41	781.13	(1,893.17)	1.0000
Año 02	2,228.67	1,401.00	827.67	(1,004.21)	1.00	0.859798	1,916.20	1,204.57	711.63	(1,181.54)	1.0000
Año 03	2,228.67	1,416.15	812.52	(191.70)	1.00	0.797250	1,776.80	1,129.03	647.78	(533.76)	1.0000
Año 04	2,228.67	1,431.73	796.94	605.24	0.24	0.739252	1,647.55	1,058.41	589.14	55.38	0.9060
Año 05	2,228.67	1,447.74	780.93	1,386.17	-	0.685474	1,527.69	992.39	535.31	590.69	-
Año 06	2,228.67	1,464.19	764.47	2,150.64	-	0.635608	1,416.56	930.65	485.90	1,076.59	-
Año 07	2,228.67	1,481.11	747.56	2,898.20	-	0.589369	1,313.51	872.92	440.59	1,517.18	-
Año 08	2,228.67	1,498.50	730.17	3,628.37	-	0.546494	1,217.95	818.92	399.03	1,916.21	-
Año 09	2,228.67	1,516.37	712.29	4,340.66	-	0.506738	1,129.35	768.40	360.95	2,277.16	-
Año 10	2,228.67	1,534.75	693.92	5,034.58	-	0.469874	1,047.19	721.14	326.06	2,603.21	-
Año 11	2,228.67	1,553.63	675.03	5,709.62	-	0.435692	971.01	676.91	294.11	2,897.32	-
Año 12	2,228.67	1,573.05	655.62	6,365.23	-	0.403997	900.37	635.51	264.87	3,162.19	-
Año 13	2,228.67	1,593.01	635.66	7,000.89	-	0.374607	834.87	596.75	238.12	3,400.31	-
Año 14	2,228.67	1,613.53	615.14	7,616.03	-	0.347356	774.14	560.47	213.67	3,613.98	-
Año 15	2,228.67	1,634.62	594.04	8,210.07	-	0.322087	717.82	526.49	191.33	3,805.31	-
Año 16	2,228.67	1,656.31	572.36	8,782.43	-	0.298656	665.60	494.67	170.94	3,976.25	-
Año 17	2,228.67	1,678.60	550.06	9,332.49	-	0.276929	617.18	464.85	152.33	4,128.58	-
Año 18	2,228.67	1,701.52	527.14	9,859.64	-	0.256784	572.28	436.92	135.36	4,263.94	-
Año 19	2,228.67	1,725.09	503.58	10,363.22	-	0.238103	530.65	410.75	119.90	4,383.85	-
Año 20	2,228.67	1,749.31	479.35	10,842.57	-	0.220782	492.05	386.22	105.83	4,489.68	-
Total	54,223.32	43,380.75	10,842.57	10,842.57	4.24	-	31,785.34	27,295.66	4,489.68	4,489.68	4.9060

14 TABLAS ANEXAS

Tabla Anexa 1 Características de los conductores de cobre desnudos

CABLE DE COBRE DESNUDO															
Calibre AWG/ kcmil	Área nom. de la sección transversal	Peso aprox.	Capacidad de conducción de corriente (1)	TEMPLE DURO				TEMPLE SEMIDURO				TEMPLE SUAVE			
				CLASE AA				CLASE A				CLASE B			
				Núm. de hilos	Esfuerzo por tensión a la ruptura	Resistencia. Eléctrica CD a 20°C	Diámetro total nominal	Núm. de hilos	Esfuerzo por tensión a la ruptura	Resistencia. Eléctrica CD a 20°C	Diáme- tro total nominal	Núm. de hilos	Esfuerzo por tensión a la ruptura	Resistencia. Eléctrica CD a 20°C	Diámetro total nominal
	mm²	kg / km	Amperes		MPa	ohm / km	mm		MPa	ohm / km	mm		MPa	ohm / km	mm
20	0,519	4,71										7	285	33,9	0,92
18	0,823	7,47										7	275	21,4	1,16
16	1,307	11,85										7	275	13,5	1,46
14	2,082	18,88										7	265	8,45	1,85
12	3,307	29,99										7	265	5,32	2,33
10	5,260	47,70										7	265	3,34	2,93
8	8,367	75,87	90									7	265	2,10	3,70
7	10,55	95,70	110									7	265	1,67	4,16
6	13,30	120,6	130									7	265	1,32	4,67
5	16,76	152,1	150									7	265	1,05	5,24
4	21,15	191,8	180	3	395	0,865	6,46	7	315	0,861	5,88	7	265	0,832	5,88
3	26,67	241,8	200	3	395	0,686	7,25	7	315	0,682	6,61	7	265	0,660	6,61
2	33,62	304,9	230	3	385	0,544	8,14	7	315	0,541	7,42	7	265	0,523	7,42
1	42,41	384,6	270	3	380	0,431	9,14	7	310	0,429	8,33	19	265	0,415	8,43
1/0	53,48	484,9	310	7	395	0,342	9,36	7	310	0,340	9,36	19	265	0,329	9,47
2/0	67,43	611,4	360	7	390	0,271	10,51	7	305	0,270	10,51	19	265	0,261	10,63
3/0	85,01	770,9	420	7	385	0,215	11,80	7	305	0,214	11,80	19	265	0,207	11,94
4/0	107,2	972,1	480	7	380	0,171	13,25	7	300	0,170	13,25	19	255	0,164	13,40
250	126,7	1 149	540	12	390	0,144	15,24	19	310	0,144	14,57	37	265	0,139	14,62
300	152,0	1 378	610	12	385	0,120	16,69	19	310	0,120	15,96	37	265	0,116	16,01
350	177,3	1 608	670	12	380	0,103	18,02	19	305	0,103	17,24	37	265	0,099 2	17,29
400	202,7	1 838	730	19	390	0,090 3	18,43	19	305	0,089 8	18,43	37	255	0,086 8	18,49
450	228,0	2 068	780	19	385	0,080 2	19,55	37	310	0,079 8	19,61	37	255	0,077 2	19,61

Tabla Anexa 2 Dimensiones de Conductores de sección rectangular

TABLA DE CONDUCTORES DE SECCIÓN RECTANGULAR (Área en mm²)

Grosor (mm)	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,2	2,5	2,8	3,0	3,2	3,5	3,8	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	9,0	10,0
Ancho (mm)																															
0,9	-	<u>0,67</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,0	-	-	<u>0,86</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,2	-	-	-	-	<u>1,3</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,4	0,98	1,12	1,26	1,40	-	-	<u>1,75</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,6	1,14	1,30	1,46	1,62	1,78	1,87	-	-	<u>2,35</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,8	1,30	1,48	1,66	1,84	2,02	2,13	2,31	2,48	-	-	<u>2,93</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,0	1,46	1,66	1,86	2,06	2,19	2,39	2,59	2,79	2,99	3,19	-	-	<u>3,69</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,2	1,62	1,84	2,06	2,21	2,43	2,65	2,87	3,09	3,31	3,53	3,65	-	-	<u>4,53</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,5	1,86	2,11	2,36	2,54	2,79	3,04	3,29	3,54	3,79	4,04	4,19	4,44	4,69	-	<u>5,94</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,8	2,10	2,38	2,66	2,87	3,15	3,43	3,71	3,99	4,17	4,45	4,75	5,01	5,29	585	-	<u>7,28</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3,0	2,26	2,56	2,86	3,09	3,39	3,69	3,99	4,19	4,49	4,79	5,09	5,39	5,69	6,29	7,19	-	<u>8,44</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3,2	2,42	2,74	3,06	3,31	3,63	3,95	4,27	4,49	4,81	5,13	5,45	5,77	6,09	6,73	7,69	8,41	-	<u>9,68</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3,5	2,66	3,01	3,36	3,64	3,99	4,34	4,69	4,94	5,29	5,64	5,99	6,34	6,69	7,39	8,20	9,25	9,95	-	<u>11,69</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3,8	2,90	3,28	3,66	3,97	4,35	4,73	5,11	5,39	5,77	6,15	6,53	6,91	7,29	8,05	8,95	10,10	10,90	11,60	-	<u>13,88</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,0	3,06	3,46	3,86	4,19	4,59	4,99	5,39	5,69	6,09	6,49	6,89	7,29	7,69	8,25	9,45	10,70	11,50	12,30	13,50	-	15,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,5	3,46	3,91	4,36	4,74	5,19	5,64	6,09	6,44	6,89	7,34	7,79	8,24	8,45	9,35	10,70	12,10	13,00	13,90	15,20	-	17,10	19,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,0	3,86	4,36	4,86	5,29	5,79	6,29	6,79	7,19	7,69	8,19	8,69	9,10	9,45	10,50	12,00	13,50	14,50	15,50	16,60	-	19,10	21,60	24,14	-	-	-	-	-	-	-	-
5,5	4,26	4,81	5,36	5,84	6,39	6,94	7,49	7,94	8,49	9,04	9,59	10,10	10,50	11,60	13,20	14,90	16,00	16,70	18,40	-	21,10	23,85	26,60	29,30	-	-	-	-	-	-	-
6,0	4,66	5,26	5,86	6,39	6,99	7,59	8,19	8,69	9,29	9,89	10,50	11,10	11,50	12,70	14,50	16,30	17,50	18,30	20,10	-	23,10	26,10	29,10	32,10	35,14	-	-	-	-	-	-
6,5	5,06	5,71	6,36	6,94	7,59	8,24	8,89	9,44	10,10	10,70	11,40	12,00	12,50	13,80	15,70	17,70	19,00	19,90	21,90	-	25,10	28,40	31,60	34,90	38,10	41,40	-	-	-	-	-
7,0	5,46	6,16	6,86	7,49	8,19	8,89	9,59	10,20	10,90	11,60	12,30	13,00	13,50	14,90	17,00	19,10	20,50	21,50	23,60	-	27,10	30,60	34,10	37,60	41,10	44,60	48,10	-	-	-	-
7,5	5,86	6,61	7,36	8,04	8,79	9,54	10,30	10,90	11,70	12,40	13,20	13,90	14,50	16,00	18,20	20,50	22,00	23,10	25,40	-	29,10	32,90	36,60	40,40	44,10	47,90	51,60	55,40	-	-	-
8,0	6,26	7,06	7,86	8,59	9,39	10,20	11,00	11,70	12,50	13,30	14,90	15,50	17,10	17,50	21,90	23,50	24,70	27,10	27,10	-	31,10	35,10	39,10	43,10	47,10	51,10	55,10	59,10	63,10	-	-
9,0	7,06	7,96	8,86	9,69	10,60	11,50	12,40	13,20	14,10	15,00	15,90	16,80	17,50	19,30	22,00	24,70	26,50	27,90	30,60	-	35,10	39,60	44,10	48,60	53,10	57,60	62,10	66,60	71,10	80,10	-
10,0	7,86	8,86	9,86	10,80	11,80	12,80	13,80	14,70	15,70	16,70	17,70	18,70	19,50	21,50	24,50	27,50	29,50	31,10	34,10	-	39,10	44,10	49,10	54,10	59,10	64,10	69,10	74,10	79,10	89,10	99,10
11,0	8,66	9,76	10,90	11,90	13,00	14,10	15,20	16,20	17,30	18,40	19,50	20,60	21,50	23,70	27,00	30,30	32,50	34,30	37,60	-	43,10	48,60	54,10	59,60	65,10	70,60	76,10	81,60	87,10	98,10	109
12,0	9,46	10,70	11,90	13,00	14,20	15,40	16,60	17,70	18,90	20,10	21,30	22,50	23,50	25,90	29,50	33,10	35,50	37,50	44,10	-	47,10	53,10	59,10	65,10	71,10	77,10	83,10	89,10	95,10	107	119
13,0	10,30	11,60	12,90	14,10	15,40	16,20	18,00	19,20	20,50	21,80	23,10	24,40	25,50	28,10	32,00	35,90	38,50	40,70	44,60	-	51,10	57,60	64,10	70,60	77,10	83,60	90,10	96,60	103	116	129
14,0	11,10	12,50	13,90	15,20	16,60	18,00	19,40	20,70	22,10	23,50	24,90	26,30	27,50	30,30	34,50	38,70	41,50	43,90	48,10	-	55,10	62,10	69,10	76,10	83,10	90,10	97,10	104	111	125	139
15,0	11,90	13,40	14,90	16,30	17,80	19,30	20,80	22,20	23,70	25,20	26,70	28,20	29,50	32,50	37,00	41,50	44,50	47,10	51,60	-	59,10	66,60	74,10	81,60	89,10	96,50	104	112	119	134	149
16,0	12,70	14,30	15,90	17,40	19,00	20,60	22,20	23,70	25,30	26,90	28,50	30,10	31,50	34,70	39,50	44,30	47,50	50,30	55,10	-	63,10	71,10	79,10	87,10	95,10	103	111	119	127	143	159
18,0	-	16,10	17,90	19,60	21,40	23,20	25,00	26,70	28,50	30,30	32,10	33,90	35,50	39,10	44,50	49,90	53,50	56,70	62,10	-	71,10	80,10	89,10	98,10	107	116	125	134	143	161	179
20,0	-	-	19,90	21,80	23,80	25,80	27,80	29,70	31,70	33,70	35,70	37,70	39,50	43,50	49,50	55,50	59,50	63,10	69,10	-	79,10	89,10	99,10	109	119	129	139	149	159	179	199
22,0	-	-	-	24,00	26,00	28,40	30,60	32,70	34,90	37,10	39,30	41,50	43,50	47,90	54,50	61,10	65,50	69,50	76,10	-	87,10	98,10	109	120	131	142	153	164	175	197	219
25,0	-	-	-	-	-	32,30	34,80	37,20	39,70	42,20	44,70	47,20	49,50	54,50	62,00	69,50	74,00	79,10	86,60	-	99,10	112	124	137	149	162	174	187	199	224	249

Subrayado: No aplicable cuando el aislante es algodón.

Doble subrayado: No aplicable cuando el aislante es algodón o papel.

Nota: Las áreas indicadas en esta tabla tienen en cuenta la reducción debida a que los bordes están redondeados.

15 BIBLIOGRAFÍA

1. Asana. (2023). *Asana, Inc.* Obtenido de Gestión de proyectos y productos: <https://asana.com/es>
2. Centro de Energías Renovables. (2011). *Guía de Apoyo para Desarrolladores de Proyectos Minihidroeléctricos*. Santiago de Chile, Chile: Miisterio de Energía.
3. Centro Nacional de Despacho de Carga. (s.f.). <https://www.cndc.org.ni/>. Obtenido de Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica.
4. Chain, N. S. (2008). *Preparacion Evaluacion de Proyectos* (5ta ed.). Bogotá, Colombia: McGraw Hill.
5. Chain, N. y. (2008). *Preparación y evaluación de Proyectos* (5 ed.). Bogotá, Colombia: McGraw-Hill.
6. Chapman, S. J. (2012). *Máquinas Eléctricas* (5ta ed., Vol. 1). Mexico, Distrito Federal, México: Mc Graw Hill.
7. CNMV. (2023). *Comision Nacional de Mercado de Valores*. Obtenido de <https://www.cnmv.es/Portal/inversor/Glosario-Indice.aspx>
8. Comisión Nacional de Interconexión Eléctrica. (junio de 2015). Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y Normas Relacionadas. 1. San Salvador, San Salvador, El Salvador: ServiPrensa. Obtenido de <https://crie.org.gt/https://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2016/10/Tratado-Marco-del-mercado-electrico-de-am%C3%A9rica-central-y-normas-relacionadas.pdf>
9. Educativo, R. (s.f.). *¿Qué es un generador eléctrico?* Obtenido de Rincón Educativo: <https://rinconeducativo.org/es/>
10. Empresa Nacinal de Transmisión Eléctrica. (2021). Plan de Obras 2022. 1. (ENATREL, Ed.) Managua, Managua, Nicaragua. Recuperado el marzo de 2023, de https://www.enatrel.gob.ni/wp-content/uploads/2008/06/TOMO_I_Plan_de_Obras_2022_Informe_Ejecutivo.pdf
11. Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica. (s.f.). <https://www.enatrel.gob.ni/>. Obtenido de Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica.
12. Empresa Nicaragüense de Electricidad. (2020). *Informe del Estado de Equipamiento PCA*. Impreso, ENEL, Operación y Mantenimiento, Managua.
13. Empresa Nicaragüense de Electricidad. (s.f.). <https://enel.gob.ni/>. Obtenido de Empresa Nicaragüense de Electricidad.
14. *Enel Green Power*. (s.f.). Recuperado el Marzo de 2023, de <https://www.enelgreenpower.com/es>: Central Hidroeléctrica
15. HubSpot - Glosario. (2023). *HubSpot*. Obtenido de Software para Marketing: <https://www.hubspot.es/>

16. Instituto Nicaragüense de Energía. (s.f.). <https://www.ine.gob.ni/>. Obtenido de Instituto Nicaragüense de Energía.
17. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (s.f.). *Minicentrales hidroeléctricas*. España: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
18. Ministerio de Energía y Minas. (s.f.). <https://www.mem.gob.ni/>. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas.
19. Ministerio de Minas y Energía. (1997). *Guía de Diseño para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*. Bogotá, Colombia.
20. Monsalve, I. S. (s.f.). *Centrales Hidráulicas*. (U. d. Antioquía, Ed.) Medellín, Antioquia, Colombia.
21. Morales, W. R. (2015). *Repositorio Institucional UNA*. Obtenido de Texto Básico de Hidrología: <https://repositorio.una.edu.ni/>
22. Naciones Unidas. (1957). *El Desarrollo Eléctrico en Nicaragua*. Naciones Unidas, Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano. TAA/LAT/9. Recuperado el marzo de 2023
23. Narváez, A. N. (2006). *Contabilidad 1* (6ta ed.). Managua, Nicaragua: Ediciones AN.
24. Narváez, A. N. (2007). *Contabilidad 2* (1era ed.). Managua, Nicaragua: Ediciones AN.
25. Nava, H. G. (2014). Selección y Dimensionamiento de Turbinas Hidráulicas para Centrales Hidroeléctricas. 1(1), 121. (U. N. México, Ed.) México, Distrito Federal, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
26. Normativa de Operación. (13 de Abril de 2013). *La Gaceta*. Obtenido de <https://www.lagaceta.gob.ni/>: Instituto Nicaragüense de Energía (INE)
27. Paz, S. C. (2019). *Turbomáquinas hidráulicas* (1 ed., Vol. 1). (U. d. Vigo, Ed.) Vigo, Pontevedra, España: Tórculo Comunicación Gráfica.
28. Pesca, J. A. (2021). *Electro Didacta*. Obtenido de UPTC: <https://www.youtube.com/playlist?list=PL-Z3cUTFaAw4ogH2eolwxzofFoD8-IHy>
29. Pozuela, M. A. (2018). *Personal UNICAN*. Obtenido de Universidad de Cantabria España: <https://personales.unican.es/rodrigma/>
30. Real, I. F. (2007). *Contribución Metodológica en Técnicas de Diseñar para Fabricación*. Girona, Girona, España: Universitat de Girona.
31. Sum Up - Terminos Finanzas. (s.f.). *Debitoor*. Obtenido de Diccionario Contable: <https://debitoor.es/glosario>
32. T., W. J. (1998). *Máquinas Hidráulicas* (1 ed., Vol. 1). Lima, Perú, Perú: W&H Editores.
33. Universidad de la República de Uruguay. (2013). *Guía Ambiental para Proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*. Montevideo, Uruguay.

34. Universidad Nacional de Colombia. (2008). *Diseño Eco-hidrológico de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: Evaluación de Caudales Ecológicos*. Medellín, Colombia.
35. Valdivielso, A. (s.f.). *Nuestro sistema energético revela uno de los fracasos más grandes de nuestra clase política*. Obtenido de Iagua: <https://www.iagua.es/>
36. *Ventajas e inconvenientes de los generadores asíncronos frente a los síncronos*. (s.f.). Recuperado el marzo de 2023, de Ingeniería de Máquinas y Sistemas Eléctricos: <http://imseingenieria.blogspot.com/>
37. Villa, A. O. (Diciembre de 2012). *Trilogía*. Obtenido de Universidad Tecnológica Metropolitana: https://trilogia.utem.cl/wp-content/uploads/sites/9/2018/01/articulo11_trilogia_vol24n34.pdf