

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE CIVIL

DISERTACIÓN PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL

“METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL NÚMERO DE TURBINAS
EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS”

PABLO DAVID CRUZ MORENO

DIRECTOR:
CARLOS LUIS NAVAS

QUITO, 2016

Dedicatoria

A mi familia cuyo apoyo incondicional me ha impulsado a ser cada vez mejor.

A mis abuelos que han inspirado la ingeniería en mí.

A mis padres que han hecho todo en mi vida posible.

Y, finalmente a mi novia que me inspira día a día a realizar cosas mejores.

Agradecimientos

A todos los maestros que a lo largo de mi carrera supieron formarme para llegar a éste momento, en especial al Ing. Carlos Luis Navas, quien apoyó y direccionó ésta disertación.

Además, un agradecimiento especial a mis padres que me han apoyado y brindado toda comodidad a lo largo de mi vida.

Tabla de Contenidos

Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación	2
1.3 Objetivos.....	2
1.3.1 Objetivo general.	2
1.3.2 Objetivos específicos.....	2
1.4 Alcance	3
Capítulo 2 Revisión de literatura técnica.....	4
2.1 Conceptos generales	4
2.2 Hidroelectricidad	5
2.2.1 Recursos: agua y energía	6
Aspectos Globales.	6
Aspectos Locales.	7
2.3 Centrales hidroeléctricas	8
2.4 Hidrogrupos: turbinas y generadores.....	11
2.4.1 Turbinas	11
2.4.2 Generadores	12
2.5 Optimización	12
Capítulo 3 Análisis económico-energético de casos de centrales hidroeléctricas.....	14
3.1 Clasificación y tipificación de centrales hidroeléctricas	15
3.2 Indicadores de costo	18
3.2.1 Cantidades de obra y presupuestos.....	19
3.2.2 Dimensionamiento de la casa de máquinas	20
3.3 Indicadores energéticos	22

3.3.1 Generación de energía	23
3.3.2 Pérdidas de energía.....	27
3.4 Optimización de centrales hidroeléctricas estudiadas	30
Capítulo 4 Propuesta metodológica.....	32
4.1 Análisis de variables.....	32
4.1.1 Análisis de indicadores de costo.....	32
4.1.2 Análisis de indicadores energéticos.....	33
4.1.3 Análisis de la optimización	35
4.2 Planteamiento de la metodología.....	38
4.2.1 Cálculo de indicadores de costo	38
4.2.2 Cálculo de indicadores energéticos	40
4.2.3 Cálculo para optimización	42
4.3 Aplicación del método. Casos prácticos.....	43
4.3.1 Caso práctico 1: central hidroeléctrica Minas	43
4.3.2 Caso práctico 2: central hidroeléctrica Baeza.....	46
4.3.3 Caso práctico 3: central hidroeléctrica Sardinas.....	48
4.4 Análisis de resultados	50
Capítulo 5 Conclusiones y recomendaciones	53
Bibliografía.....	56
Anexos.....	59
Anexo 1: Indicadores de costo de centrales hidroeléctricas analizadas	60
Anexo 2: Presupuesto de casa de máquinas de centrales hidroeléctricas analizadas	71
Anexo 3: Indicadores energéticos de centrales hidroeléctricas analizadas	76
Anexo 4: Caudales medios anuales según (INAMHI, 2000-2013).....	87
Anexo 5: Optimización de centrales hidroeléctricas analizadas	88

Lista de anexos

Anexo 1-01: Indicadores de costo Alluriquín	60
Anexo 1-03: Indicadores de costo Manduriacu	62
Anexo 1-04: Indicadores de costo Sarapullo	63
Anexo 1-05: Indicadores de costo El Topo.....	64
Anexo 1-06: Indicadores de costo Paluguillo	65
Anexo 1-07: Indicadores de costo El Victoria	66
Anexo 1-08: Indicadores de costo Dudas.....	67
Anexo 1-09: Indicadores de costo San Antonio.....	68
Anexo 1-10: Indicadores de costo Alazán	69
Anexo 1-11: Indicadores de costo Chanchán.....	70
Anexo 2-01: Presupuesto de casa de máquinas Alluriquín.....	71
Anexo 2-04: Presupuesto de casa de máquinas Sarapullo	71
Anexo 2-05: Presupuesto de casa de máquinas El Topo.....	72
Anexo 2-06: Presupuesto de casa de máquinas Paluguillo	72
Anexo 2-07: Presupuesto de casa de máquinas El Victoria.....	73
Anexo 2-08: Presupuesto de casa de máquinas Dudas	73
Anexo 2-09: Presupuesto de casa de máquinas San Antonio	74
Anexo 2-10: Presupuesto de casa de máquinas Alazán	74
Anexo 2-11: Presupuesto de casa de máquinas Chanchán.....	75
Anexo 3-01: Indicadores energéticos Alluriquín	76
Anexo 3-02: Indicadores energéticos Mazar.....	77
Anexo 3-03: Indicadores energéticos Manduriacu	78
Anexo 3-04: Indicadores energéticos Sarapullo	79
Anexo 3-05: Indicadores energéticos El Topo.....	80

Anexo 3-06: Indicadores energéticos Paluguillo	81
Anexo 3-07: Indicadores energéticos El Victoria	82
Anexo 3-08: Indicadores energéticos Dudas.....	83
Anexo 3-09: Indicadores energéticos San Antonio.....	84
Anexo 3-10: Indicadores energéticos Alazán	85
Anexo 3-11: Indicadores energéticos Chanchán.....	86
Anexo 5-01: Optimización Alluriquín	88
Anexo 5-02: Optimización Mazar.....	89
Anexo 5-03: Optimización Manduriacu.....	90
Anexo 5-04: Optimización Sarapullo.....	91
Anexo 5-05: Optimización El Topo	92
Anexo 5-06: Optimización Paluguillo	93
Anexo 5-07: Optimización El Victoria	94
Anexo 5-08: Optimización Dudas.....	95
Anexo 5-09: Optimización San Antonio.....	96
Anexo 5-10: Optimización Alazán.....	97
Anexo 5-11: Optimización Chanchán.....	98

Lista de tablas

Tabla 3.1-01: Clasificación y tipificación de centrales hidroeléctricas analizadas	17
Tabla 3.2.1-01: Peso de acero de refuerzo por metro cúbico de hormigón.....	19
Tabla 3.2.1-02: Costo unitario de casa de máquinas en centrales hidroeléctricas analizadas	20
Tabla 3.3.1-01: Estaciones hidrológicas INAMHI.....	24
Tabla 3.3.2-01: Precios preferentes para centrales hidroeléctricas	27
Tabla 3.3.2-02: Inflación del Ecuador (2014-2016).....	28
Tabla 3.3.2-03: Inflación de E.E.U.U. (2014-2016).....	29
Tabla 3.4-01: Número de turbinas óptimo de centrales hidroeléctricas analizadas	30
Tabla 4.3.1-01: Datos generales central hidroeléctrica Minas	43
Tabla 4.3.1-02: Indicadores de costo Caso 1: Minas	44
Tabla 4.3.1-03: Indicadores energéticos Caso 1: Minas	44
Tabla 4.3.1-04: Costos totales Caso 1: Minas	45
Tabla 4.3.2-01: Datos generales central hidroeléctrica Baeza	46
Tabla 4.3.2-02: Indicadores de costo Caso 2: Baeza.....	46
Tabla 4.3.2-03: Indicadores energéticos Caso 2: Baeza.....	46
Tabla 4.3.2-04: Costos totales Caso 2: Baeza	47
Tabla 4.3.3-01: Datos generales central hidroeléctrica Sardinas	48
Tabla 4.3.3-02: Indicadores de costo Caso 3: Sardinas.....	49
Tabla 4.3.3-03: Indicadores energéticos Caso 3: Sardinas.....	49
Tabla 4.3.3-04: Costos totales Caso 3: Sardinas	49

Lista de figuras

Figura 2.3-01: Esquema de centrales hidroeléctricas. Fuente: (UNESA, 2016).....	9
Figura 3.2-01: Tendencia de indicadores de costo.....	18
Figura 3.2.2-01: Bloque de diseño general	21
Figura 3.3-01: Tendencia de indicadores energéticos.....	23
Figura 3.3.1-01: Tendencia del caudal en función de la probabilidad de ocurrencia	25

Lista de gráficos

Gráfico 4.1.3-01: Potencia vs. Número óptimo de turbinas	35
Gráfico 4.1.3-02: Energía vs. Número óptimo de turbinas	36
Gráfico 4.1.3-03: Salto hidráulico vs. Número óptimo de turbinas	36
Gráfico 4.1.3-04: Caudal vs. Número óptimo de turbinas	37
Gráfico 4.3.1-01: Costos vs. Número de turbinas Caso 1: Minas	45
Gráfico 4.3.2-01: Costos vs. Número de turbinas Caso 2: Baeza	48
Gráfico 4.3.3-01: Costos vs. Número de turbinas Caso 3: Sardinas	50

Abstract

Proveer a las centrales hidroeléctricas del equipamiento adecuado y en cantidades correctas resulta muy importante para reducir pérdidas importantes, invirtiendo lo menos posible. Para aquello se toman en cuenta criterios y recomendaciones propuestas por (Campero, 1981); como son los tiempos de operación y mantenimiento, donde los hidrogrupos dejan de producir energía al no ser utilizados. No obstante, las pérdidas energéticas no solo son generadas por no utilizar los equipos, pero, también por la materia prima, es decir, los recursos hídricos. Al tener un recurso que no se aprovecha en un ciento por ciento, la energía generada anualmente no es constante, produciéndose pérdidas al no aprovechar el recurso a su máxima capacidad. Básicamente en el estudio se han analizado de manera económica y energética centrales hidroeléctricas del Ecuador, que, estadísticamente, ayudan la proposición de una metodología práctica para determinar el número de turbinas óptimas que se deben instalar en una planta. Se han comparado los costos de construcción (inversión) con los costos de pérdidas (por mantenimiento y del recurso), realizando una optimización para determinar la provisión menos costosa. Los datos, como el precio de los materiales y la hidrología de cada proyecto, fueron tomados de los datos oficiales proporcionados por entidades dedicadas a éste tipo de estudios como (CAMICON, 2016) en precios unitarios, e (INAMHI, 2000-2013) en datos hidrológicos. Gráficamente no se ha determinado ninguna tendencia que indique el número de turbinas óptimo, sin embargo, en el Capítulo 4 se ha propuesto como metodología evaluar con el análisis económico energético (realizado para cada central tomada en cuenta) a la central hidroeléctrica que se pretende diseñar o construir. Con el estudio, se ha podido observar que, utilizando dicho método, el costo de construcción es relevante en centrales hidroeléctricas pequeñas y medianas, mientras que en las grandes es casi despreciable; también, de las centrales analizadas, la provisión óptima se encontraba entre dos y cuatro turbinas. El estudio permite aprovechar los recursos de una manera más eficiente, produciendo la menor cantidad de pérdidas energéticas en el período de operación de la central hidroeléctrica.

Capítulo 1

Introducción

¿Cuál es la provisión del equipamiento que resulta económicamente más viable? Si se toma en cuenta factores económicos, la respuesta a ésta pregunta es más compleja que si se toma en cuenta únicamente factores técnicos. Entonces, el realizar un estudio económico y energético de la provisión de turbinas resulta importante para tomar en cuenta la situación económica del lugar en donde se realizan los proyectos.

El Ecuador cuenta con recursos importantes que pueden ser aprovechados en proyectos estudiados actualmente, y proyectos que pueden y deben ser estudiados en un futuro. Por otro lado, en el Ecuador se pretende cambiar la matriz productiva, por lo que se deben aprovechar los recursos de la mejor manera, ya sea reduciendo pérdidas en los elementos hidráulicos, u optimizando en la generación.

1.1 Antecedentes

En un mundo que se desarrolla sin detenerse, la energía se ha vuelto vital para el modo de vida de las civilizaciones modernas (Herath, Deurer, Horne, Singh, & Clothier, 2011). La demanda obliga a que se busquen métodos de generación de energía que satisfaga las necesidades. Uno de éstos es la hidroelectricidad, que aprovecha recursos hídricos, los cuales varían de acuerdo a la ubicación, para generar energía eléctrica aprovechable.

El Ecuador tiene la suficiente riqueza en cuanto a recursos hídricos, los cuales en el plan maestro de electrificación 2009-2020 pretenden ser explotados para generar alrededor de 5,000 (cinco mil) megavatios-hora por año. Actualmente, en el país se están desarrollando 18 proyectos de generación hidroeléctrica, y 13 más están en trámite de aprobación para su respectiva construcción. Según el inventario del extinto Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), y actual Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), existen estudios a nivel de inventario para desarrollar 78 proyectos de hidroelectricidad en el país (Neira Moscoso, Salgado Torres, Andrade Lizarzaburu, & Mendieta, 2009). Por lo anteriormente mencionado, teniendo más de 100 proyectos en desarrollo o por desarrollar y que representan una alta inversión, se requiere incorporar en

la fase de estudios procedimientos de optimización del equipamiento principal de una central hidroeléctrica.

1.2 Justificación

El Plan Nacional del Buen Vivir establece que se debe impulsar el cambio de la matriz productiva en el Ecuador ya que la generación eléctrica en el país por recursos renovables es de apenas el 4% (Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, 2013). Al enfocarse en la explotación de recursos renovables (en especial a centrales hidroeléctricas) se requieren estudios relevantes para la optimización en la provisión del equipamiento de una central hidroeléctrica. Un estudio económico energético es importante para determinar la cantidad de turbinas que deben instalarse en una central hidroeléctrica para tener la máxima utilización posible y consecuentemente optimizar los costos y los beneficios dados.

El presente estudio se busca establecer una metodología para fijar la cantidad óptima de turbinas que deben instalarse tomando en cuenta los costos de inversión y los tiempos de operación y mantenimiento que debe tener en su vida útil una central hidroeléctrica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general.

Establecer un procedimiento metodológico para la determinación óptima del número de turbinas que deben instalarse en una central hidroeléctrica, con el fin de minimizar los costos de la construcción de la casa de máquinas y maximizar la energía generada.

1.3.2 Objetivos específicos.

- Revisar conceptos y teorías principales acerca de la generación de energía y turbinas en centrales hidroeléctricas.
- Caracterizar y clasificar a las principales centrales hidroeléctricas del país de acuerdo a su caudal de operación, altura de caída, potencia generada y, principalmente, tipo y número de turbinas.
- Determinar los costos unitarios de construcción y equipamiento principal de cada tipo de central hidroeléctrica previamente seleccionadas; y, las pérdidas energéticas

de cada una en función del número de turbinas instaladas para la determinación del número óptimo de turbinas.

- Proponer una metodología para la determinación del número de turbinas que deben instalarse en una central hidroeléctrica a partir de los resultados obtenidos de la optimización de las plantas estudiadas, y aplicarla a casos reales.

1.4 Alcance

Enfocado a centrales hidroeléctricas en el estudio se han tomado en cuenta componentes económicos y técnicos, los económicos se basan en la situación del Ecuador y los técnicos en los estudios realizados para el diseño de centrales hidroeléctricas. En referencia a la situación del Ecuador, en el estudio se ha tomado en cuenta la inflación para realizar el análisis económico y los precios unitarios de los materiales en la actualidad (2016) para los presupuestos de las centrales. En cuanto al diseño de centrales hidroeléctricas, se ha tomado en cuenta las características, tipo de turbina, la información hidrológica, y, espacios arquitectónicos mínimos para la casa de máquinas. Cabe mencionar que ni en los costes de operación o mantenimiento se han tomado en cuenta los demás componentes del sistema de generación.

El estudio podrá ser aplicado siempre y cuando sean proyecto que se encuentren en el territorio ecuatoriano, ya que los datos estadísticos utilizados se basan en los recursos locales. Además, económicamente, la situación en distintos países varía, por lo que el estudio es factible en el Ecuador. Considerado que la economía cambia a través del tiempo, el estudio es válido cuando la economía esté en una situación similar a la considerada en el estudio, es decir, que los precios de los materiales de construcción y la inflación nacional no tengan una diferencia considerable.

Capítulo 2

Revisión de literatura técnica

Este capítulo desarrolla conceptualmente en qué consisten las centrales hidroeléctricas. El entendimiento detallado del tema conlleva años de estudios conceptuales y prácticos, que, al ser éste un documento de carácter académico, no tiene como objetivo preparar al lector con dichos conocimientos. Sin embargo, al revisar básicamente la literatura técnica se pretende que el lector adquiera el conocimiento necesario y adecuado para continuar con la lectura de la disertación. Así como concientizar la situación global y local de lo que sucede con la hidroelectricidad.

2.1 Conceptos generales

Casa de máquinas: Estructura donde se ubican los equipos principales de generación eléctrica de una planta. Su función principal es proteger los equipos, contemplando espacios para la operación y mantenimiento de los mismos. Su dimensionamiento está basado en la cantidad de turbinas y generadores que se requieran para la operación de la planta (Merritt, 1994).

Generador eléctrico: Se refiere a todo dispositivo capaz de mantener una diferencia eléctrica, por lo general dos polos magnéticos, entre dos de sus puntos, transformando a su vez la energía mecánica en eléctrica (Merritt, 1994).

Inversión: En el sentido económico se trata de la colocación de capital para alcanzar una rentabilidad sobre aquel, el cual no busca generar un beneficio inmediato, pero supone uno futuro, con sus respectivos riesgos y probabilidades (WordReference, 2016).

Matriz energética: Es la representación cuantitativa de toda la energía disponible en un país para ser utilizada en los diversos procesos productivos o demandas energéticas que deben ser cumplidas (Carvajal & Orbe, 2013).

Optimización: Método para determinar los valores de las variables que intervienen en un proceso o sistema para que el resultado sea el mejor posible (WordReference, 2016).

Recursos renovables: Son elementos naturales que pueden ser utilizados en beneficio del hombre cuya existencia no se agota con su utilización, ya que tienen la capacidad de

regresar a su estado original, regenerándose a una tasa mayor a la tasa con la que son aprovechados (Carvajal & Orbe, 2013).

Potencia continua: Se refiere a la energía que debe ser generada todo el tiempo por la central hidroeléctrica, sin interrupciones por mantenimiento o retrasos operacionales (Merritt, 1994).

Potencia garantizada: Se refiere a la energía generada por una planta, que puede ser aprovechada en cualquier momento de la operación de la central hidroeléctrica (Merritt, 1994).

Turbina(s): Conjunto de hélices distribuidas a lo largo de una circunferencia, proporcionadas con un ángulo que aprovecha la energía de un fluido que pasa a través de ella para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje, mueve directamente una máquina o un generador (Merritt, 1994).

2.2 Hidroelectricidad

Como fue mencionado anteriormente, el agua es vital para el ser humano, tanto en consumo personal como industrial. Según Koehler, citado en (Herath, Deurer, Horne, Singh, & Clothier, 2011), el agua es el recurso más valioso del planeta, que no puede ser sustituido. La utilización del agua para el desarrollo de la civilización deja en el medioambiente secuelas conocidas como huellas hídricas, las cuales se traducen en impactos ambientales que se deben considerar en el aprovechamiento (Herath, Deurer, Horne, Singh, & Clothier, 2011).

La hidroelectricidad es el aprovechamiento de masas o cuerpos hídricos para la generación de electricidad o energía eléctrica. Existen diferentes maneras de aprovechar éstos cuerpos hídricos para la generación. Dentro de las principales maneras de generar energía mediante cuerpos hídricos tenemos las centrales hidroeléctricas, que aprovecha la energía potencial y cinética del agua; las centrales térmicas y de biomasa, que aprovechan la energía térmica al quemar distintos combustibles (en térmicas combustibles fósiles y de biomasa residuos biológicos); las centrales termoeléctricas solares, que evaporan el agua en tuberías para generar vapor; y, las centrales nucleares, que utilizan los cuerpos de agua para controlar la temperatura del reactor. (UNESA, 2016)

2.2.1 Recursos: agua y energía

Aspectos Globales.

La utilización del agua ha evolucionado de ser un alimento (consumo personal), a ser también un elemento substancial en la producción de diversos productos (consumo industrial), como se la utiliza en la agricultura y diversos productos en base de agua. En la actualidad, las compañías que se dedican a la producción de productos a base de agua, se enfrentan a problemas graves relacionados con la provisión del agua necesaria para su uso (Lambooy, 2011).

Pero, las compañías no son las únicas entidades que se enfrentan a éste problema, toda la población se ve afectada por la falta del recurso. Existen señales a través del mundo que indican la situación que existe en relación al recurso hídrico. Algunas de éstas señales son: el agotamiento de los recursos de agua superficiales (lagos y lagunas), la calidad de agua deteriorada (por razones de polución), y, la disminución de caudales de ríos (Postel, 2000). No obstante, la utilización del recurso hídrico tiene un aprovechamiento importante en el ámbito energético, lo que relaciona ambos pilares directamente.

“La energía es considerada la sangre vital de la tecnología y el desarrollo” (Khan & Hanjra, 2009). El crecimiento tecnológico hace que la energía sea tan valorada en la actualidad. Para el año 2030, el mundo debe producir el 50% más de lo que genera actualmente (Beddington, 2009), por lo que el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés), calificó a la competencia por estos recursos como situaciones definitivas para el siglo (IEEE, 2010). El reto es llegar a producir esa cantidad de energía, sin alterar la necesidad biológica del recurso, es decir, que el agua pueda seguir siendo utilizada por la naturaleza para todas sus funciones.

En hidroelectricidad la relación entre el agua y la electricidad es más íntima de lo que se podría pensar, ambas dependen una de la otra. Esto quiere decir que, para producir energía se requieren cantidades considerables de agua; e inversamente, para movilizar y proveer agua se requieren cantidades considerables de energía.

Por ejemplo, para proveer de agua a un sistema de riego donde se necesita vencer un desnivel, se debe bombear el agua para alcanzar su objetivo, dicho proceso requiere de energía para poder ser completado; contrariamente, descrito por el IEEE, el agua es un

recurso escondido en la mayor parte de plantas de generación eléctrica, en las plantas nucleares se la utiliza para enfriar los reactores, en plantas termoeléctricas enfría el vapor, en plantas hidroeléctricas para mover las turbinas, es vital para campos de biocombustible, y, es aprovechada en plantas geotermales en forma de vapor (IEEE, 2010).

Aspectos Locales.

Los ríos se originan por la concentración de los escurrimientos que van de las partes más altas (montañas) a las partes más bajas o cauces, generando un flujo de agua (Krochin, 1978). La Cordillera de los Andes divide en dos vertientes los recursos hídricos en el Ecuador, la vertiente del Pacífico y la vertiente Amazónica. Como sus nombres lo indican, una vertiente deriva en el Océano Pacífico (vertiente del Pacífico), y la otra deriva en el Río Amazonas (vertiente Amazónica).

El Ecuador puede aprovechar 289,480.00 hectómetros cúbicos por año ($\text{Hm}^3/\text{año}$), divididos en la vertiente del Pacífico y vertiente Amazónica con 60,563.00 $\text{Hm}^3/\text{año}$ y 228,917.00 $\text{Hm}^3/\text{año}$, respectivamente (CEPAL, 2012). La demanda de agua en el Ecuador se divide en el caudal de consumo, y el caudal para generación eléctrica. En el caudal de consumo representa el 47% del caudal aprovechado; de éste el 80% es utilizado por el sector agrícola, el 13% por uso doméstico, y, el 7% por industrias (CEPAL, 2012).

Por otra parte, el caudal utilizado para generación eléctrica representa el 53% del caudal total aprovechado actualmente por el Ecuador. Cabe mencionar que, la dotación por uso doméstico establecida legalmente es de 235 litros por habitante por día, y, del caudal concedido para éste fin resulta en 272 litros por habitante por día, calculado para 15,5 millones de ecuatorianos (CEPAL, 2012).

Actualmente el Ecuador, con sus recursos, genera aproximadamente 18.000 GW-h anuales, energía que es transformada en un 99% a partir de recursos hídricos (ya sean plantas térmicas o centrales hidroeléctricas) (CELEC EP, 2015). A pesar de esto, el Ecuador es obligado a importar energía de países vecinos por que la demanda de energía es de 21.495 GW-h anuales, dividido en un 39,6% en uso industrial, 29,6% en uso residencial, 22,3% en uso comercial, 8,4% en construcción, y, 0,05% en transporte (Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, 2015).

2.3 Centrales hidroeléctricas

El principal objetivo de una central hidroeléctrica es la generación de la energía eléctrica mediante el uso del agua como fuerza motriz para las turbinas. En general, las centrales hidroeléctricas aprovechan la energía potencial gravitatoria que tiene una masa de agua de un cauce natural, la cual se determina por la altura de caída de cada cauce, para la generación de energía eléctrica. Al contar con este tipo de energía se producen algunos beneficios, entre los cuales están: apoyo al desarrollo económico y mejoramiento de la calidad de vida en el área servida (por la energía eléctrica), y oportunidades de empleo ya que los proyectos hidroeléctricos requieren de mano de obra. Sin lugar a duda, lo que más interesa es la rentabilidad que genera la venta de energía, por lo cual es importante tratar de reducir costos para maximizar la ganancia final. (Merritt, 1994)

La energía que el agua proporciona ha sido utilizada por siglos; en la antigua Grecia y Roma se aprovechaba la energía cinética de los ríos para mover molinos agrícolas que molían trigo para hacer harina. Posterior a eso las primeras centrales que se construyeron fueron en Niagara Falls, E.E.U.U. en 1879, y Northumberland, Reino Unido en 1880. En el mundo, casi el 20% de la energía es producida hidroeléctricamente. Este tipo de generación es considerada como la fuente más barata de generación, pues, una vez construidas las instalaciones la fuente de poder (agua en movimiento) es totalmente gratuita, limpia y renovable por el ciclo de agua en la atmósfera y deshielos. Sin embargo, un aspecto ambiental negativo de construir éste tipo de proyectos es el impacto sobre la flora y fauna; por ejemplo, interfiere el paso de peces como el salmón, que nadan contra corriente para desovar. (National Geographic Society, 2013)

A pesar de los aspectos negativos de su construcción, una característica importante de las centrales hidroeléctricas que las hace aún más atractivas, es la baja emisión de dióxido de carbono (CO_2), uno de los principales gases que generan el efecto invernadero y contaminación en el planeta (Herpaasen, Dyrllie, Ruud, & Torblaa, 2001). (Sims, 2004), demostró que la hidroelectricidad produce 229 gramos de carbón por kilovatio-hora menos que otras plantas convencionales en base de combustión de carbón. Por esto, siguen siendo la alternativa más ecológica, ya que se deben considerar los aspectos ambientales en su diseño.

Como fue mencionado anteriormente, queda claro que el funcionamiento básico de las centrales hidroeléctricas es convertir la energía hidráulica en energía eléctrica. Para hacerlo, las centrales utilizan aparatos llamados turbinas que, al recibir la energía cinética del fluido, se mueven mecánicamente haciendo rotar generadores eléctricos (Inmaculada Fernández & Robles Díaz, 2010).

Entonces, la energía se transforma de potencial a cinética en la transportación, llegando a la turbina para transformarse en energía mecánica, la cual a su vez por magnetismo transforma ésta energía en eléctrica, haciendo posible su uso. Básicamente, la energía potencial del recurso hidráulico es almacenada en reservorios o embalses mediante presas, y posteriormente transportada por una tubería de presión o forzada, transformándola en cinética. Ésta tubería desemboca en la casa de máquinas, donde se encuentran las turbinas, que se encargan de recibir la energía cinética, transformándola en mecánica y posteriormente en eléctrica (Madrado Maza & Balbás García, 2010). Por lo que las partes principales de una central hidroeléctrica vendrían a ser: el embalse o reservorio, la presa, conducción, tubería de presión o forzada, la casa de máquinas (donde se encuentra el grupo generador-transformador de energía, incluyendo las turbinas), y la salida de distribución de energía (Madrado Maza & Balbás García, 2010). En la **Figura 2.3-01** se encuentra un esquema básico de centrales hidroeléctricas, expuesto por la Asociación Española de la Industria Eléctrica en su página web.

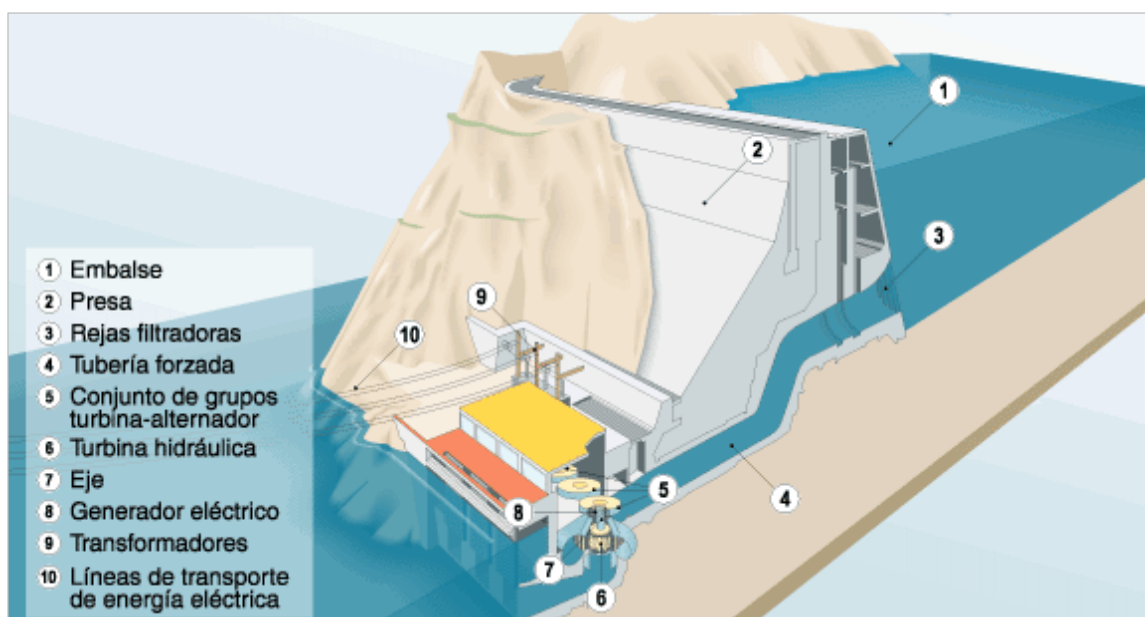


Figura 2.3-01: Esquema de centrales hidroeléctricas. Fuente: (UNESA, 2016)

Existen diferentes maneras de realizar los proyectos hidroeléctricos, pues dependen directamente de las condiciones propias de cada lugar. Por lo que las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse según sus propiedades u operación (Inmaculada Fernández & Robles Díaz, 2010).

Referente a sus propiedades, los proyectos pueden clasificarse por la generación y por la presión o altura de caída. Por la generación, el parámetro utilizado para clasificar las plantas es la potencia, por lo que el Servicio Ecuatoriano de Normalización (INEN), ha definido que las centrales hidroeléctricas se dividen en: grandes (51 en adelante megavatios), medianas (11 a 50 megavatios), y, pequeñas (1 a 10 megavatios) (INEN, 2012). Por otra parte, en cuanto a la presión, las centrales pueden clasificarse como: centrales de alta presión, que superan los 200 metros de altura de caída (pudiendo llegar hasta 2.000 metros en ciertos casos); centrales de media presión, conformadas por alturas entre 20 y 200 metros; y, centrales de baja presión, con alturas hasta los 20 metros (Madrazo Maza & Balbás García, 2010).

Por la operación, las centrales hidroeléctricas, se clasifican de acuerdo a la manera que se aprovecha el recurso. Existen centrales de: derivación, agua fluyente, y, de agua embalsada. Las centrales de derivación captan el agua del río (el caudal necesario), y la conducen por canales abiertos a la tubería de presión, donde el proceso continúa regularmente. Las centrales de agua fluyente operan con las turbinas directamente instaladas en el cauce del río, aprovechando el caudal natural, el cual debe ser considerablemente alto para el funcionamiento de éste tipo de planta. Finalmente, las centrales de agua embalsada (las más comunes), aprovechan la altura hidráulica, realizando un reservorio interceptando el flujo con una presa, que, permite el paso regulado del fluido para ser aprovechado por las turbinas. También en la operación, se puede clasificar las centrales por el tipo de construcción de la casa de máquinas, ya sea a cielo abierto o subterráneas. Como sus nombres lo indican, las casas a cielo abierto son construidas superficialmente en el terreno, mientras las casas subterráneas, son construidas en la roca maciza encontrada en los estratos profundos de los suelos. (Madrazo Maza & Balbás García, 2010)

2.4 Hidrogrupos: turbinas y generadores

En este punto se transforma la energía cinética del fluido en energía eléctrica, y, para hacerlo se necesita de un hidrogrupo. Se refiere a hidrogrupos a los equipos de generación, es decir, el conjunto de turbina y generador (Ortiz, 2011). La energía cinética se transforma en energía mecánica en la turbina, y, al rotar ésta, el generador transforma la energía mecánica en eléctrica.

2.4.1 Turbinas

Como fue definido en la sección **2.1 Conceptos generales**, las turbinas son:

Conjunto de hélices distribuidas a lo largo de una circunferencia, proporcionadas con un ángulo que aprovecha la energía de un fluido que pasa a través de ella para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje, mueve directamente una máquina o un generador (Merritt, 1994).

Las turbinas se componen de: el distribuidor, el rodete, las hélices, y el tubo de aspiración o salida. El distribuidor es la llegada a la turbina, se encarga de dirigir y regular el flujo de agua hacia las hélices. Las hélices son las palas o álabes, que, giradas a cierto ángulo, son empujadas por el flujo del fluido moviendo el rodete. El rodete es el disco donde están instaladas las hélices, es la parte esencial de la turbina. Finalmente, el tubo de aspiración o salida está ubicado bajo el rodete, cumpliendo la función de captar el agua utilizada y transportarla nuevamente al cauce del río. (Ortiz, 2011)

En general las turbinas reciben el flujo del fluido impactado en las hélices, lo cual puede ser realizado de dos maneras. La primera es, que el caudal cambia de dirección solamente y no de aceleración, éstas son llamadas turbinas de acción. En éste tipo de turbina, el rodete trabaja a presión constante, y no tiene tubo de aspiración, por lo que la presión es igual en la entrada y la salida. La segunda, que el caudal entra a presión y, cambia de dirección y de aceleración también, éstas son llamadas turbinas de reacción. En éste tipo, la presión de entrada es mayor a la presión de salida, lo que permite al tubo de aspiración crear una succión para llevar el agua utilizada nuevamente al cauce. (Ortiz, 2011)

2.4.2 Generadores

También definido en la sección **2.1 Conceptos generales**, los generadores son:

Dispositivo capaz de mantener una diferencia eléctrica, por lo general dos polos magnéticos, entre dos de sus puntos, transformando a su vez la energía mecánica en eléctrica (Merritt, 1994).

Los generadores se componen de dos circuitos, el magnético y el eléctrico. Generalmente, el magnético está hecho de aleaciones de hierro, ya que tiene propiedades adecuadas para la conducción de la corriente magnética (ITDG-Perú, 1995). También, están instalados en dos polos, los cuales inducen el campo magnético al sistema (Ortiz, 2011). Por otra parte, el circuito eléctrico está formado por la bobina, hecha generalmente de cable redondo o platina de cobre (ITDG-Perú, 1995). La bobina, al estar expuesta al campo magnético e inducida por movimiento, sigue las leyes electromagnéticas, *“si una fuerza obliga el movimiento de un conductor en un campo magnético perpendicular al vector de inducción del campo magnético, en el conductor se induce una fuerza electromotriz inducida”* (Ortiz, 2011). El tener una bobina, indica que la generación de electricidad es monofásica, pero, las centrales hidroeléctricas generan electricidad trifásica, lo que quiere decir que tienen instaladas tres bobinas en cada generador (Ortiz, 2011).

2.5 Optimización

“Método para determinar los valores de las variables que intervienen en un proceso o sistema para que el resultado sea el mejor posible” (WordReference, 2016).

Los procesos mencionados en la definición no son nada más que las operaciones que se realizan para la producción de un bien o un servicio, donde sin importar el tipo de negocio, siempre existen procesos que deben seguirse para alcanzar los objetivos de producción (Heizer & Render, 2014). A través del mundo se conoce éstos procesos como administración de operaciones, con los cuales, todos los días compañías producen éstos viene y servicios para mejorar la calidad de vida de la sociedad (Heizer & Render, 2014). En centrales hidroeléctricas las operaciones se realizan para proveer un servicio, el cual brinda energía eléctrica para el consumo de la sociedad. Como todo negocio, al brindar el servicio, se busca alcanzar la máxima producción del servicio, al menor costo de operación o inversión.

Las operaciones o procesos son un conjunto de actividades que crean valor en forma de bienes o servicios al transformar materia prima en productos (Heizer & Render, 2014). Para dichas actividades se debe tomar en consideración el tipo de servicio y como se lo produce. En el caso de centrales hidroeléctricas, al proveer un servicio a través del tiempo, se deben considerar los tiempos de operación y mantenimiento, ya que la energía producida está en función de éste tiempo. Dichas consideraciones, como las mencionadas en el *Capítulo 3*, desarrolladas por (Campero, 1981).

Por ejemplo, los métodos se pueden observar en el diseño de la tubería de presión de centrales hidroeléctricas, ya que su dimensionamiento está dado a partir del mínimo de pérdidas y el mínimo costo. En éste ejemplo, las pérdidas hidráulicas de la tubería se traducen a energía, que se reducen al aumentar el diámetro, que, contrariamente, aumenta el costo de construcción de la tubería. Es por esto que el dimensionamiento debe considerar ambos aspectos para obtener resultados en base al costo por no vender toda la energía y el costo de amortización de la tubería. (Ortiz, 2011)

Las pérdidas se producen por la fricción del fluido con el material de la tubería, y las pérdidas localizadas por diferentes accesorios, entonces se producen todo el tiempo. Por esto se analizan anualmente y se considera su valor con el precio regulado por kW-h (Ortiz, 2011). Al tener un valor anual que se pierde podemos considerarlo financieramente como una anualidad que debemos cancelar, por lo que en éste caso se aplica una capitalización de anualidades (mediante la ecuación expuesta a continuación) para conocer el valor total de las pérdidas (Martín Carrasco & Garrote de Marcos, 2013).

$$C = A * \frac{(1 + i)^n - 1}{i * (1 + i)^n}$$

Donde,

C = capital al inicio del análisis

A = anualidad por año

i = tasa de interés aplicada

n = periodo de análisis

El costo de amortización (construcción) de la tubería dependerá de los materiales utilizados y su costo en cada lugar de análisis.

Capítulo 3

Análisis económico-energético de casos de centrales hidroeléctricas

Para el análisis económico energético de las centrales hidroeléctricas del Ecuador se tomaron datos de once (11) plantas de generación, los cuales fueron proporcionados por las entidades responsables de administrar o construir dichos proyectos, por lo que se tomaron como válidos y su veracidad no será discutida en el estudio. Es necesario clasificar y tipificar las centrales hidroeléctricas dependiendo de las características de cada una.

Básicamente el análisis busca determinar el número de turbinas que represente el menor costo de construcción y genere la mayor cantidad de energía. Al tener tres variables, y tratarse de un análisis de optimización, tendremos dos análisis diferentes, uno comparando el costo de construcción con el número de turbinas, y, el otro comparando la generación de energía también con el número de turbinas. Ambos análisis tendrán sus tendencias, las cuales deben ser inversas entre sí para poder realizar un análisis por optimización. Sin embargo, en el estudio se han considerado las recomendaciones generales descritas a continuación para el análisis, donde existe la necesidad de brindar mantenimiento, lo cual genera en salidas forzadas de turbinas y cambio en la operación durante el mantenimiento. Para la determinación de la cantidad de turbinas que deben instalarse es necesario tomar en cuenta ciertos criterios (Campero, 1981):

- a. Por el motivo de mantenimiento y seguridad de servicio, se debe proveer al sistema con por lo menos 2 unidades.
- b. Mayor tamaño de unidad (menor cantidad de unidades) resulta en menor costo de inversión, por lo que se deben considerar ciertas restricciones:
 - i. No sobrepasar el dimensionamiento máximo admisible por confiabilidad en el sistema.
 - ii. Garantizar la generación de la potencia requerida en tiempos de operación y mantenimiento.
- c. Los métodos de selección del número de turbinas serán generalizados para los distintos tipos de centrales hidroeléctricas.

En rasgos generales, para el análisis económico se conoce que mientras más turbinas se instalen, más área necesitaremos para su operación, por lo que los costos de construcción aumentarían a medida que las turbinas aumenten también. Los resultados obtenidos a partir de éste análisis se han considerado como indicadores de costo. Por otra parte, para el análisis energético, se debe evaluar la recaudación por la venta de la energía generada, y, a su vez lo que se pierde por no generar la máxima energía posible. Los resultados obtenidos a partir de éste análisis se han considerado como indicadores energéticos.

Finalmente, para completar la optimización se debe comparar ambos análisis, el económico y el energético. Ésta comparación se realiza básicamente sumando los costos que representan construir dicha casa de máquinas con los costos por pérdidas energéticas. La suma entonces genera una curva que se la conoce como curva de óptimos, la cual representa el costo total en función del número de turbinas instaladas. Donde la curva de óptimos genere un mínimo costo total se representa el número óptimo de turbinas (que represente el menor costo de construcción y genere la mayor cantidad de energía).

3.1 Clasificación y tipificación de centrales hidroeléctricas

La información proporcionada está dada en dos partes, la técnica y la descriptiva. Dentro de los datos técnicos para la clasificación y tipificación de las centrales se tiene la potencia generada, energía media anual, altura neta de caída, y, caudal de diseño. Y, los datos descriptivos son la ubicación, el tipo de turbinas, el número de turbinas instaladas, y, el tipo de casa de máquina. Es importante conocer cada uno de estos datos ya que en base a ellos están calculados los índices de costo e índices energéticos.

El parámetro utilizado comúnmente para clasificar centrales hidroeléctricas es la potencia generada, en el caso del Ecuador la entidad responsable de definir dicha clasificación es el Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC). La propuesta en el país para clasificar a las centrales hidroeléctricas se divide en grandes (51 en adelante megavatios), medianas (11 a 50 megavatios), y, pequeñas (1 a 10 megavatios) (INEN, 2012).

La tipificación de las centrales hidroeléctricas analizadas está dada por el tipo de turbina utilizada, y, en éste estudio por el tipo de casa de máquina utilizada (subterránea o cielo abierto), ya que los rubros para realizar cada casa varían dependiendo de su tipo; por ejemplo, para las casas de máquinas subterráneas se debe realizar excavaciones profundas

en roca, pero para casas de máquinas a cielo abierto, basta con excavaciones superficiales. Al tener dos parámetros de tipificación, y, al ser la potencia un parámetro primordial de centrales hidroeléctricas, se presenta la clasificación y tipificación de las plantas estudiadas en base a la potencia generada por cada una.

Para el estudio se tomaron en cuenta tres centrales hidroeléctricas grandes, cuatro centrales hidroeléctricas medianas, y cuatro centrales hidroeléctricas pequeñas. Dentro de las grandes están: Alluriquín, Manduriacu, y Mazar. Las centrales medianas analizadas son: Sarapullo, Victoria, Paluguillo, y El Topo. Y, las pequeñas son: Alazán, Dudas, San Antonio, y Chanchán. Cabe mencionar que el análisis de los proyectos integrados Toachi-Pilatón (Alluriquín y Sarapullo), y Mazar-Dudas (Alazán, Dudas y San Antonio) fueron realizados individualmente.

Tabla 3.1-01: Clasificación y tipificación de centrales hidroeléctricas analizadas

No.	Central Hidroeléctrica	Potencia (MW)	Energía Media (GWh-año)	Altura de Caída (m)	Caudal de Diseño (m ³ /s)	Ubicación	Tipo de Turbina	# de Turbinas	Tipo de Casa
Grandes (51 - ∞ MW)									
1	Alluriquín	204.00	880.00	235.00	100.00	Ríos Toachi y Pilatón	Francis	3	Subterránea
2	Mazar	163.26	945.57	135.33	141.10	Ríos Paute y Mazar	Francis	2	Subterránea
3	Manduriacu	65.00	367.00	33.70	210.00	Ríos Guayllabamba y Manduriacu Grande	Kaplan	2	Subterránea
Medianas (11 - 50 MW)									
1	Sarapullo	49.00	220	149.00	40.00	Ríos Toachi y Pilatón	Francis	3	Subterránea
2	Topo	29.90	164.00	160.00	20.00	Río Topo	Francis	2	Cielo Abierto
3	Paluguillo	14.70	115.08	530.00	3.00	Río Papallacta	Pelton	1	Cielo Abierto
4	Victoria	10.32	63.80	435.54	2.74	Río Victoria	Pelton	2	Cielo Abierto
Pequeñas (1 - 10 MW)									
1	Dudas	7.40	41.35	288.50	3.00	Río Pindilig	Pelton	1	Cielo Abierto
2	San Antonio	7.19	44.87	191.12	4.40	Río Mazar	Pelton	1	Cielo Abierto
3	Alazán	6.23	39.05	202.40	3.60	Río Mazar y quebrada Sipanche	Pelton	1	Cielo Abierto
4	Chanchán	9.06	38.78	220.00	4.20	Río Chanchán	Pelton	3	Cielo Abierto

FUENTE: CELEC EP

3.2 Indicadores de costo

Se refiere a indicadores de costo al valor por metro cuadrado de construcción que representaría la edificación de una casa de máquinas en función del número de turbinas que se pretende instalar en la misma. Para dicha determinación se estudió el costo de construcción de cada casa de máquina de las centrales hidroeléctricas analizadas de acuerdo a los planos arquitectónicos proporcionados por las entidades responsables de cada una, con los cuales se determinaron cantidades de obra y presupuestos para posteriormente determinar el costo por metro cuadrado de construcción. La determinación del costo unitario de construcción fue relevante para realizar el análisis de la relación entre el número de turbinas instaladas y el costo de construcción de la casa de máquina, determinado en base al espacio necesario para cada caso.

Con las dimensiones de la casa de máquinas en función del número de turbinas instaladas y el costo por metro cuadrado de construcción se calcula el costo de construcción para cada caso. En el *Anexo 1: Indicadores de costo de centrales hidroeléctricas analizadas*, se encuentran los resultados de indicadores de costo para cada central hidroeléctrica.

Los indicadores de costos son directamente proporcionales al número de turbinas instaladas en la casa de máquinas, por lo que a mayor número de turbinas mayor será el costo de construcción de la casa de máquinas. La *Figura 3.2-01* describe en general la tendencia que tienen los indicadores de costo en función del número de turbinas instaladas.

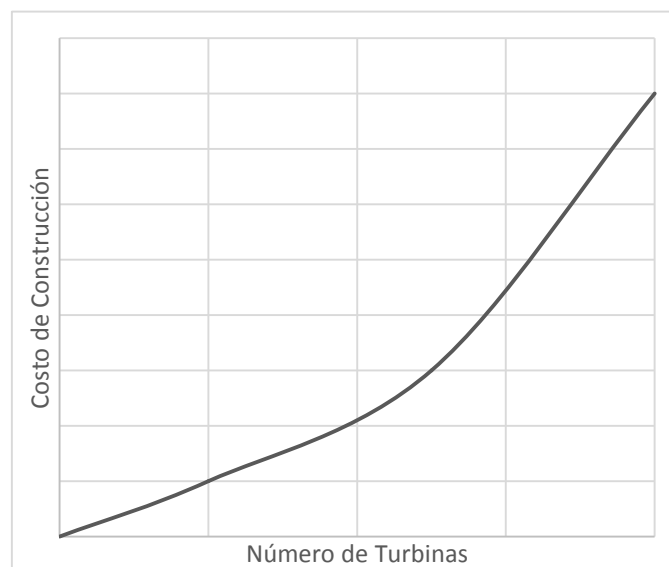


Figura 3.2-01: Tendencia de indicadores de costo

3.2.1 Cantidades de obra y presupuestos

Como fue establecido, las cantidades de obra fueron tomadas de los planos proporcionados, con las cuales se realizaron los presupuestos de cada casa de máquinas. Dichos presupuestos fueron realizados por precios unitarios, es decir, por rubros. Se tomó en cuenta únicamente los rubros principales que influyen para el costo de construcción, los cuales son: obras preliminares (movimientos de tierra), hormigón, material de refuerzo, y equipos (turbinas).

Dependiendo del tipo de casa de máquina, ya sea a cielo abierto o subterránea, los rubros de construcción serán diferentes, resultando en diferencias de volúmenes de obra y costos. Una gran diferencia entre rubros son las obras preliminares, específicamente, el movimiento de tierras, en el cual la excavación en roca es mayor y costosa que la excavación a cielo abierto. En el caso del hormigón, la resistencia y el costo no varía entre los tipos de casa de máquinas, sin embargo, los volúmenes de obra son los que varían por ser sistemas estructurales más complejos en construcciones subterráneas.

El material de refuerzo considerado en el estudio es varillas de acero calculadas en base a las recomendaciones del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), donde sugiere el peso estimado de acero por metro cúbico de hormigón utilizado, de acuerdo a la **Tabla 3.2.1-01**, válido para estudios de pre factibilidad de centrales hidroeléctricas (INECEL, 1972). La unidad de medición de los equipos fue medida en unidades de área, para tener consistencia con el dimensionamiento de la casa de máquinas en el análisis de los costos de construcción; y, es determinado por el área de construcción que ocupan en la casa provistas en los planos, dado por las características de cada central hidroeléctrica.

Tabla 3.2.1-01: *Peso de acero de refuerzo por metro cúbico de hormigón*

Tipo	Acero de refuerzo (kg/m³)
Subestructura – Primera etapa	60
Subestructura – Segunda etapa	70
Estructura Intermedia	70
Superestructura	90

Para tratar con consistencia a las centrales hidroeléctricas los precios unitarios de los presupuestos de construcción fueron tomados de la revista de la Cámara de la Construcción de Quito en la edición de enero de 2016 (CAMICON, 2016). Los resultados de los presupuestos realizados de cada central hidroeléctrica se encuentran en el **Anexo 2: Presupuesto de casa de máquinas de centrales hidroeléctricas**. A continuación, se encuentra la información obtenida resumida en la **Tabla 3.2.1-02**.

Tabla 3.2.1-02: Costo unitario de casa de máquinas en centrales hidroeléctricas analizadas

No.	Central Hidroeléctrica	Costo Casa de Máquina (\$)	Área de Construcción (m2)	Costo Unitario (\$/m2)
Grandes (51 - ∞ MW)				
1	Alluriquín	\$ 20,262,551.33	4862.67	\$ 4,166.96
2	Manduriacu*	No proporcionado		-
3	Mazar*	No proporcionado		-
Medianas (11 - 50 MW)				
1	Sarapullo	\$ 10,800,114.69	2709.80	\$ 3,985.58
2	Victoria	\$ 2,561,780.48	682.55	\$ 3,753.25
3	Paluguillo	\$ 1,352,584.91	498.85	\$ 2,711.41
4	Topo	\$ 2,486,356.27	641.05	\$ 3,878.57
Pequeñas (1 - 10 MW)				
1	Alazán	\$ 2,404,915.52	560.00	\$ 4,294.49
2	Dudas	\$ 2,556,872.98	479.30	\$ 5,334.60
3	San Antonio	\$ 2,684,513.29	589.60	\$ 4,553.11
4	Chanchán	\$ 1,382,496.80	275.26	\$ 5,022.51
Promedio =				\$ 4,188.94

*Datos de planos no proporcionados por las entidades correspondientes

3.2.2 Dimensionamiento de la casa de máquinas

Conociendo estadísticamente el costo por metro cuadrado de construcción de las centrales hidroeléctricas se puede realizar el análisis del costo que representaría edificar la casa dependiendo del número de turbinas instaladas. En este análisis es necesario dimensionar la casa de máquina para el espacio necesario según la cantidad de equipos que se proveerán para el funcionamiento de la planta.

En la práctica se consideran bloques de diseño, los cuales están conformados por una turbina y el espacio necesario entre el equipo y una pared de borde de la casa, el cual se recomienda que sea tres metros. Un bloque será entonces el área necesaria para una sola turbina, pero además de proporcionar el espacio necesario para dicha turbina, se debe también proporcionar el espacio para los equipos de generación de energía que estarán junto a las turbinas. Sin importar el eje se puede considerar que el espacio necesario para éstos equipos es similar al necesario para colocar la turbina, por lo tanto, para cada turbina se necesitaran dos bloques de diseño (U.S. Army Corps of Engineers, 1995).

Entonces, el bloque de diseño estará en función del área que ocupa una turbina, lo que hace importante dimensionar una turbina para las condiciones necesarias en cada caso. Para ambos tipos de turbina se consideró el diámetro de funcionamiento como la dimensión a utilizar. Para el caso de las turbinas Pelton, el dimensionamiento está únicamente en función de la altura de diseño y la velocidad específica de la misma, por ésta razón el área por equipo no varía dependiendo del número de turbinas instaladas (Nasir, 2013). Caso contrario sucede con las turbinas tipo Francis, donde el dimensionamiento no solo está en función de la altura de diseño y la velocidad específica de la turbina, pero también depende del caudal de diseño (ITDG-Perú, 1995). Finalmente, y como se muestra en la **Figura 3.2.2-01**, en un lado, el bloque de diseño tendría la distancia del diámetro de la turbina (D_t) más seis metros (tres de cada lado a cada pared de borde), y, del otro, el diámetro más tres metros (por juntarse con otro bloque en uno de sus lados).

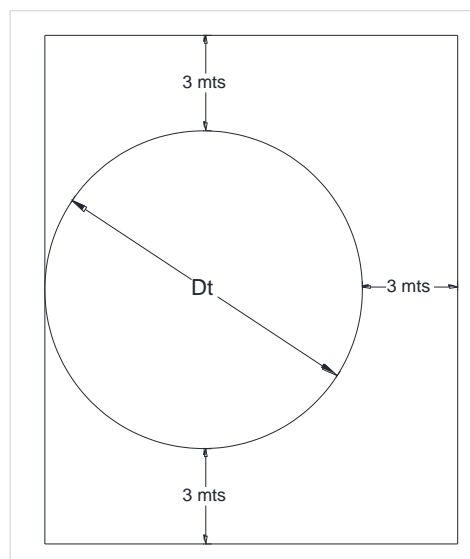


Figura 3.2.2-01: Bloque de diseño general

Adicional al espacio necesario para las turbinas y los equipos de generación, el cuerpo de ingenieros del ejército de los Estados Unidos de América establece que se debe proporcionar también un espacio determinado para la ubicación de los equipos de control de la central, llamado sala de control. También se dispone el espacio para visitas, en el caso de que eventualmente se coordine la visita de personas ajenas a la operación regular de la planta, el cual debe ser proporcionado con las mínimas dimensiones para el número de personas visitantes. Otro espacio necesario en una planta es el dispuesto para el personal de trabajo permanente, las instalaciones para el personal, que se compone por un espacio de aseo personal y vestuario, una cafetería y un comedor (U.S. Army Corps of Engineers, 1995). Las dimensiones tomadas en cuenta en el cálculo son las dimensiones mínimas de acuerdo al tipo de espacio arquitectónico previsto (Neufert Planungs AG, 2010).

3.3 Indicadores energéticos

Se refiere a indicadores energéticos a las pérdidas energéticas por no aprovechar el recurso a su máxima capacidad, es decir, la energía no generada durante la vida útil del proyecto. Para determinar éstos valores es necesario tener un parámetro de comparación, es decir, la máxima generación. Físicamente, la energía depende directamente de la potencia y el tiempo, por lo que se debe conocer el tiempo en el cual la central será utilizada. La potencia depende directamente del caudal y la altura de diseño, por lo que estos parámetros también influirán directamente en la energía generada. Finalmente, se analiza cuánto cuesta la energía perdida después del período de construcción (en donde la planta entra en funcionamiento) por el tiempo de vida útil del proyecto. Al variar el número de turbinas instaladas, la generación de energía será distinta y en un punto dado será máxima, ése es el parámetro de comparación para el resto de casos.

Conociendo el valor de la generación máxima de energía, y comparando éste resultado con la generación en cada caso, obtenemos las pérdidas energéticas en el caso analizado. Posteriormente, al calcular el costo que equivaldrían esas pérdidas, representamos el valor monetario perdido en cada caso. En el *Anexo 3: Indicadores energéticos de centrales hidroeléctricas analizadas*, se encuentran los resultados de indicadores energéticos para cada central hidroeléctrica.

Los indicadores energéticos son inversamente proporcionales al número de turbinas instaladas en la casa de máquinas, es decir, a mayor número de turbinas menor será el costo de oportunidad. La **Figura 3.3-01** describe en general la tendencia que tienen los indicadores energéticos en función del número de turbinas instaladas.

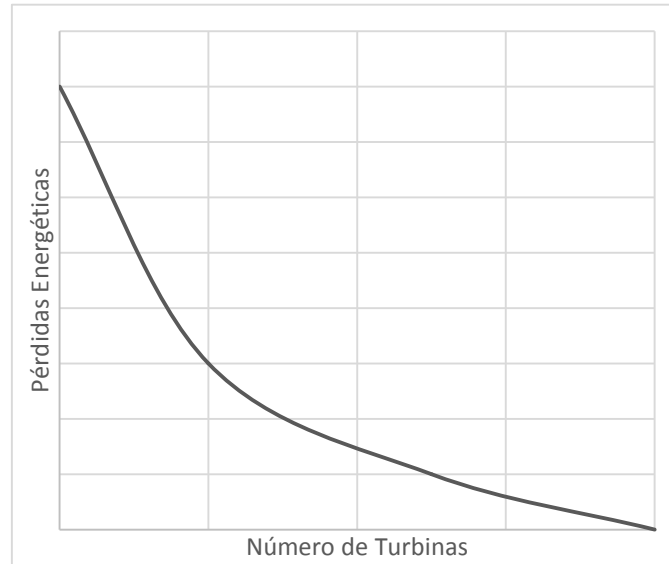


Figura 3.3-01: Tendencia de indicadores energéticos

3.3.1 Generación de energía

La generación de energía depende directamente del recurso hídrico y como se lo puede aprovechar, es decir, cual es el caudal que se puede utilizar para generar energía. La energía al ser directamente proporcional a la potencia también depende del caudal y la altura de caída. La altura de caída es establecida por las condiciones topográficas, por lo cual será constante en los diferentes casos de análisis. Caso contrario, el caudal es variable, ya que se divide para el número de turbinas instaladas. Finalmente, la energía también depende del tiempo de operación y mantenimiento de la planta (Ortiz, 2011). El cálculo de la generación de energía se basa en las tres variables, y, del uso de la planta (factor de uso).

Como fue mencionado anteriormente el caudal aprovechable es el caudal que puede ser utilizado por cada turbina de la planta. El caudal también se verá afectado por el caudal de servicio que se debe considerar para no alterar las funciones biológicas del recurso, el cual ha sido regulado por el (CONELEC, 2007) en el Acuerdo Ministerial No.155 (R.O. 41 del 14-marzo.2007) y sea del diez por ciento (10%) del caudal medio.

El tiempo de operación se refiere al tiempo en el que la central hidroeléctrica generará energía aprovechable. Cabe mencionar que, en ríos, el caudal aprovechable varía en función del tiempo, es por eso que se debe realizar el análisis de frecuencia en que ocurren dichos caudales. Para esto se utilizan datos hidrológicos que determinan en términos de probabilidad la frecuencia que tendrá cierto caudal en pasar por la cuenca de un río. En el estudio se desarrollaron los hidrogramas de frecuencia (datos expuestos en el **Anexo 4: Caudales medios anuales según (INAMHI, 2000-2013)**) de acuerdo a los datos proporcionados por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) en sus anuarios hidrológicos (INAMHI, 2000-2013). En la **Tabla 3.3.1-01** se muestran las estaciones más cercanas y congruentes a la ubicación para cada central hidroeléctrica analizada. Se recomienda que los datos de análisis sean de los últimos quince a veinte años, pero, en las estaciones estudiadas los datos proporcionados por el INAMHI van del año 2000 al año 2013 (Inmaculada Fernández & Robles Díaz, 2010).

Tabla 3.3.1-01: Estaciones hidrológicas INAMHI

Ubicación	Estación INAMHI
Ríos Toachi y Pilatón	H161
Río Guayllabamba y Manduriacu Grande	H147
Ríos Paute y Mazar	H892
Río Papallacta	HA44
Río Topo	H812
Sardinas	H724
Río Victoria	HA44
Río Mazar y quebrada Sipanche	H892
Río Pindilig	H902
Río Mazar	H892
Río Chanchán	H385

La probabilidad obtenida a partir del estudio hidrológico determina el factor de uso, el cual es utilizado para calcular la cantidad de energía que se podrá aprovechar para la venta. Es por tal motivo que resulta importante conocer la probabilidad de ocurrencia de un caudal determinado, en este caso el aprovechable. Además, el caudal analizado (aprovechable) es el caudal necesario para abastecer a solamente una turbina, por lo que es el caudal más

bajo de operación de la planta, todo caudal menor a éste no podrá ser aprovechado ya que las turbinas se han diseñado a partir del caudal aprovechable.

Ahora, todo caudal superior al caudal aprovechable podrá ser utilizado para generar energía. Si se toma en cuenta únicamente el caudal aprovechable para una sola turbina, se estaría considerando que, durante la vida útil, estuvo en operación una sola turbina. Pero, como el caudal varía a través del tiempo, quiere decir que se puede aprovechar todo caudal superior al aprovechable. Para éste cálculo se debe considerar que, a mayor el caudal, menor será su probabilidad de ocurrencia (Monsalve Sáenz, 1999). Representado en la **Figura 3.3.1-01** se encuentra descrita la tendencia del caudal (Q) en función de la probabilidad de ocurrencia (p), donde se expresan dos caudales diferentes (Q1 y Q2), los cuales tienen dos diferentes probabilidades (p1 y p2).

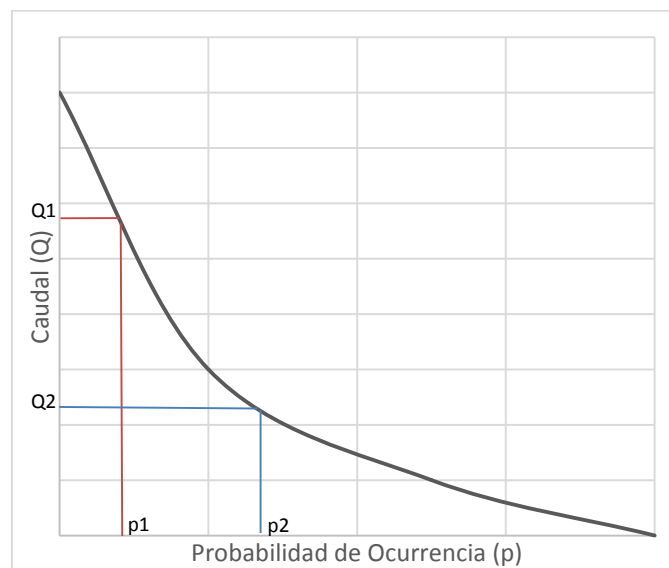


Figura 3.3.1-01: Tendencia del caudal en función de la probabilidad de ocurrencia

De la figura podemos deducir que el área bajo la curva representaría el factor Q*p. Calculando los factores Q*p de la figura para cada caudal obtenemos que:

$$(Q * p)_1 = Q_1 * p_1$$

$$(Q * p)_2 = Q_1 * p_1 + \frac{(Q_1 + Q_2) * (p_2 - p_1)}{2}$$

En términos generales se puede decir que:

$$(Q * p)_i = (Q * p)_{i-1} + \frac{(Q_{i-1} + Q_i) * (p_i - p_{i-1})}{2}$$

Recordando nuevamente que la energía está en función de la altura de caída, el caudal y el tiempo (afectado por la probabilidad), sabemos que:

$$E = \gamma_{H_2O} * H * Q * t * p$$

Despejando el factor Q*p de la ecuación de la energía, se obtiene:

$$Q * p = \frac{E}{\gamma_{H_2O} * H * t}$$

Finalmente, de la ecuación de la energía se despeja Q, obteniendo:

$$Q = \frac{E}{\gamma_{H_2O} * H * t * p}$$

Si reemplazamos las ecuaciones obtenidas a partir de la ecuación de la energía en la ecuación general deducida a partir de la figura, podemos resolver que:

$$E_i = E_{i-1} * \frac{p_i}{p_{i-1}} \quad (i \geq 2)$$

Para obtener la energía a partir del primer caso de análisis se aplica directamente la ecuación de la energía, obteniendo:

$$E_o = \gamma_{H_2O} * H * t * Q_o * p_o$$

La generación de energía se calculó a partir de las condiciones mencionadas anteriormente. Pero se deben considerar también los tiempos de mantenimiento que debe parar la central hidroeléctrica para cuidar los equipos. Se define al mantenimiento como los trabajos que deben ser realizados para aumentar la confiabilidad de los equipos (Tirado, 2009). Existen distintos tipos de mantenimiento, pero básicamente se dividen en preventivos y puntuales, los preventivos siendo de trabajos rutinarios; los puntuales, son trabajos que deben hacerse cuando ha existido un evento de infortunio donde se debe reparar el equipo (éstos son impredecibles) (Tirado, 2009). Éste tiempo es considerado como el tiempo de generación de pérdidas energéticas, por lo cual es sumado a las pérdidas de energía.

3.3.2 Pérdidas de energía

Para determinar el valor de las pérdidas energéticas generadas en cada caso se debe establecer primero un parámetro de comparación, en ésta ocasión, éste sería la generación máxima de los casos en cada central. La diferencia entre la energía máxima y la energía generada en el caso en análisis resulta en la pérdida generada en ese caso. A éste resultado se debe sumar la energía perdida en el tiempo de mantenimiento rutinario, que son trabajos realizados en un tiempo determinado, que se recomienda sea cada 8.000 (ocho mil) horas de uso, en las cuales la turbina siendo atendida no genera nada de energía (Tirado, 2009). En general, el tiempo de mantenimiento sería aproximadamente 11 (once) días al año, con un costo del 0.75% de la anualidad del costo de construcción (Jiménez Ruidias, 2006). Ahora, se tiene que determinar el valor de las pérdidas de energía, para lo cual se desarrolla un análisis económico, donde se debe tomar en cuenta cuanto se recauda por unidad energética, el periodo del análisis, y, la tasa de rentabilidad.

La recaudación por unidad energética se refiere al precio por kW-h que se paga por la generación de energía. En el Ecuador la entidad responsable de proveer los servicios eléctricos es el estado, como lo indica (Asamblea Constituyente, 2008) en el Art. 314 de la Constitución del Ecuador, por tal razón en la evaluación se ha considerado que la energía generada será vendida al gobierno central, el cual ha establecido en la regulación del CONELEC No. 001/13 el precio que pagará por kW-h de energía aprovechable (CONELEC, 2013). Los precios están dispuestos dependiendo de la potencia de la central hidroeléctrica, descritos en la *Tabla 3.3.2-01*.

Tabla 3.3.2-01: Precios preferentes para centrales hidroeléctricas

Capacidad (MW)	Precio Preferencial (cUSD/kW-h)
0 a 10	7.81
10 a 30	6.86
30 en adelante	6.51

En el análisis se consideraron dos periodos, el periodo de construcción de la obra (donde no es posible recaudar), y, el periodo de recaudación (vida útil de la planta). El tiempo de

construcción fue basado en el tiempo que tomaría edificar y terminar la casa de máquinas, donde se consideró que para el tipo de estructura el tiempo sea de dos años en promedio. El tiempo de recaudación se refiere al tiempo total en que estará en funcionamiento la planta, es decir, su vida útil; que, para las obras hidráulicas se considera que sean cincuenta (50) años (INEN, 1992). Por lo que en el análisis tendremos un tiempo de dos años donde no se ha generado nada porque no se puede generar mientras la central se encuentra en construcción, y, un tiempo de cincuenta años donde perdemos energía en la provisión de equipos, lo cual puede ser representado en valor monetario.

La rentabilidad es una tasa de interés que sirve para actualizar el valor monetario ya que el efectivo disponible en la actualidad es más valioso que la misma cantidad en el futuro (Monks, 1987). Éste representa la tasa de rentabilidad que queremos para un proyecto, o, la tasa a vencer para que el proyecto sea considerado satisfactorio. Para determinar el valor de la tasa de rentabilidad se debe tomar en cuenta si la inversión es pública o privada, el riesgo que existe al realizar la inversión, y, la situación económica del país donde se lo realizará (García Alarcon & Sarasúa Moreno, 2011). La tasa considerada está dividida en la inflación del país y la depreciación de la moneda vigente, las cuales se suman para determinar el valor de la rentabilidad utilizada en el estudio (Martín Carrasco & Garrote de Marcos, 2013). Al ser provisiones de servicios públicos, la tasa que el proyecto debe vencer es la inflación del Ecuador, y, la depreciación del dólar, que estaría dada por la inflación de los Estados Unidos de América (E.E.U.U.). La inflación en Ecuador está establecida por el Banco Central del Ecuador (BCE), y, para los E.E.U.U., por la Oficina de Estadísticas Laborales (BLS por sus siglas en inglés). En el estudio se ha tomado el promedio de la inflación anual, calculada mensualmente. En la **Tabla 3.3.2-02** se muestran los datos publicados por el BCE en los últimos dos años, y en la **Tabla 3.3.2-03**, los datos publicados por la BLS norte americana.

Tabla 3.3.2-02: Inflación del Ecuador (2014-2016)

FECHA	VALOR	FECHA	VALOR
Abril 2016	1.78%	Abril 2015	4.32%
Marzo 2016	2.32%	Marzo 2015	3.76%
Febrero 2016	2.60%	Febrero 2015	4.05%
Enero 2016	3.09%	Enero 2015	3.53%
Diciembre 2015	3.38%	Diciembre 2014	3.67%

Noviembre 2015	3.40%	Noviembre 2014	3.76%
Octubre 2015	3.48%	Octubre 2014	3.98%
Septiembre 2015	3.78%	Septiembre 2014	4.19%
Agosto 2015	4.14%	Agosto 2014	4.15%
Julio 2015	4.36%	Julio 2014	4.11%
Junio 2015	4.87%	Junio 2014	3.67%
Mayo 2015	4.55%	Mayo 2014	3.41%
PROMEDIO =			3.68%

FUENTE: Banco Central del Ecuador

Tabla 3.3.2-03: Inflación de E.E.U.U. (2014-2016)

FECHA	VALOR	FECHA	VALOR
Abril 2016	2.10%	Abril 2015	1.80%
Marzo 2016	2.20%	Marzo 2015	1.80%
Febrero 2016	2.30%	Febrero 2015	1.70%
Enero 2016	2.20%	Enero 2015	1.60%
Diciembre 2015	2.10%	Diciembre 2014	1.60%
Noviembre 2015	2.00%	Noviembre 2014	1.70%
Octubre 2015	1.90%	Octubre 2014	1.80%
Septiembre 2015	1.90%	Septiembre 2014	1.70%
Agosto 2015	1.80%	Agosto 2014	1.70%
Julio 2015	1.80%	Julio 2014	1.90%
Junio 2015	1.80%	Junio 2014	1.90%
Mayo 2015	1.70%	Mayo 2014	2.00%
PROMEDIO =			1.88%

FUENTE: Oficina de Estadísticas Laborales de E.E.U.U.

Si se vende toda la energía generada en el año, y, si sucede lo mismo todos los años, tenemos el mismo ingreso todos los años (ya que se considera que se genera la misma energía todos los años), por lo que podemos considerar al ingreso como una anualidad. Entonces, dicha anualidad debe ser actualizada a su valor en el inicio del tiempo de operación, y, posteriormente, ese valor se debe actualizar al valor presente, es decir, al tiempo en que se realiza el análisis. Las actualizaciones se realizaron en base a las consideraciones y recomendaciones desarrolladas para la evaluación económica de proyectos y actualización de capital (García Alarcon & Sarasúa Moreno, 2011).

3.4 Optimización de centrales hidroeléctricas estudiadas

Considerando la metodología para el dimensionamiento óptimo de la tubería de presión descrita en la sección 2.5 *Optimización*, se ha seguido el mismo procedimiento. En lugar de buscar el dimensionamiento óptimo, se busca el número de turbinas que genere la menor cantidad de energía perdida y resulte en la menor inversión posible. Calculados los indicadores de las centrales (de costo y energéticos) se puede analizar dicha relación. Al tener ambos valores como costos o flujos negativos, uno de construcción y otro de operación, se los puede sumar para cada caso, lo que resulta en el costo total por caso. Al realizar ésta operación determinamos los valores que representan la curva de óptimos. Ya que en los indicadores energéticos se tiene un máximo valor de generación y las pérdidas por energía depende de éste, existirá un caso donde la pérdida es nula, lo cual da indicio de cuál será el caso más favorable. Las curvas de óptimos están expuestas en el **Anexo 5: Optimización de centrales hidroeléctricas analizadas**.

La **Tabla 3.4-01** muestra un resumen del número de turbinas óptimo para cada central hidroeléctrica estudiada.

Tabla 3.4-01: Número de turbinas óptimo de centrales hidroeléctricas analizadas

No.	Central Hidroeléctrica	Potencia (MW)	Energía Media (GWh-año)	Altura de Caída (m)	Caudal de Diseño (m ³ /s)	Tipo de Turbina	# Óptimo de Turbinas
Grandes (51 - ∞ MW)							
1	Alluriquín	204.00	880.00	235.00	100.00	Francis	3
2	Mazar	163.26	945.57	135.33	141.10	Francis	4
3	Manduriacu	65.00	367.00	33.70	210.00	Francis	2
Medianas (11 - 50 MW)							
1	Sarapullo	49.00	220	149.00	40.00	Francis	2
2	Topo	29.90	164.00	160.00	20.00	Francis	11
3	Paluguillo	14.70	115.08	530.00	3.00	Pelton	2
4	Victoria	10.32	63.80	435.54	2.74	Pelton	2
Pequeñas (1 - 10 MW)							
1	Dudas	7.40	41.35	288.50	3.00	Pelton	3
2	San Antonio	7.19	44.87	191.12	4.40	Pelton	2
3	Alazán	6.23	39.05	202.40	3.60	Pelton	2
4	Chanchán	9.06	38.78	220.00	4.20	Pelton	3

Los resultados obtenidos a partir de la optimización de las centrales hidroeléctricas estudiadas determinarán la tendencia de la provisión de turbinas para cada tipo de casa de máquinas.

Capítulo 4

Propuesta metodológica

Después de realizar la optimización de cada central hidroeléctrica queda analizar las variables de cada una, plantear y probar un método para determinar el número de turbinas necesarias. El análisis resulta en una revisión de los datos obtenidos en los indicadores y las optimizaciones de cada central, donde deben observarse tendencias. Éstas tendencias determinaran el planteamiento del método, ya sean marcadas por la potencia, altura de caída o caudal de diseño de cada planta. Finalmente, se deberá ensayar el método, aplicándolo en proyectos reales del Ecuador.

4.1 Análisis de variables

Las variables en el estudio son, los indicadores de costo de obra civil y energía, y, el número óptimo de turbinas resultante de la optimización de cada central hidroeléctrica; variables que serán analizadas individualmente.

4.1.1 Análisis de indicadores de costo

Como fue descrito anteriormente en la sección **3.2 Indicadores de costo**, la relación entre el costo de construcción y el número de turbinas es directamente proporcional, y, en el estudio se evidencia dicha consideración. Lo único notorio, que varía, es la manera en que los datos se relacionan en los diferentes tipos de turbinas, siendo lineales o exponenciales.

Las centrales hidroeléctricas que arrojaron resultados con tendencia lineal fueron los proyectos que tenían provistos turbinas de tipo Pelton. Esto sucede ya que, de acuerdo a (Ortiz, 2011), éste tipo de turbinas se recomienda instalar en proyectos con grandes caídas hidráulicas en comparación al caudal de diseño; y, su dimensionamiento está en función de ésta caída y no del caudal que va a aprovechar (Nasir, 2013). En el estudio, al no variar la caída hidráulica, el dimensionamiento de las turbinas tampoco lo hará, por lo que el área de equipos, y naturalmente, del bloque de diseño será igual para cada caso. Al suceder esto, el área de la casa de máquinas varía únicamente por el número de turbinas instaladas y los espacios constantes considerados, resultando en una tendencia lineal.

Contrariamente, las centrales hidroeléctricas que arrojaron resultados con una tendencia exponencial, fueron las que tenían provistas turbinas de tipo Francis. Éstas turbinas son las más utilizadas por las condiciones a las que se pueden adaptar en su operación, ya que pueden ser utilizadas en altas caídas como con grandes caudales (Ortiz, 2011). Su dimensionamiento varía en función de la altura de caída y del caudal aprovechable (ITDG-Perú, 1995). Por tal motivo el área por equipo en centrales con éste tipo de turbinas varía por la modificación del caudal en cada caso, variando a su vez el área del bloque de diseño. Entonces, en centrales con turbinas tipo Francis, el área de la casa de máquinas está en función del caudal, el número de turbinas instaladas y el espacio constante provisto, haciendo que los resultados se comporten de manera exponencial.

4.1.2 Análisis de indicadores energéticos

En el estudio, descrito en la sección **3.3 Indicadores energéticos**, se consideró que la relación entre el número de turbinas y el costo por pérdidas energéticas es inversamente proporcional. Sin embargo, realizando el estudio se pudo constatar que dicha tendencia es dictaminada directamente por el factor de uso, es decir, la probabilidad de ocurrencia del caudal aprovechable. En el momento que se puede utilizar una planta el cien por ciento, la energía generada anualmente no cambia a pesar de variar el número de turbinas instaladas, por lo que llega a su máximo valor. No obstante, las pérdidas energéticas en el (o los) valor(es) máximo(s) no son igual a cero, ya que a éste se agrega las pérdidas por el tiempo de mantenimiento.

Cuando baja el caudal aprovechable y el factor de uso sube (por la relación entre ambos (Monsalve Sáenz, 1999)), se tiene un momento en que la probabilidad se mantendrá en su valor máximo, es decir cien por ciento, y consecuentemente no existen pérdidas por generación, solo por mantenimiento. En relación a la energía generada, las pérdidas energéticas por mantenimiento son mínimas, de alrededor del 3% (en base al tiempo de mantenimiento descrito por (Jiménez Ruidias, 2006)). Debido a éste bajo porcentaje, el costo por pérdidas de energía se mantiene prácticamente constante, haciendo que el factor de uso sea determinante en la generación (y pérdidas) de energía.

Ya que el factor de uso tiene tal nivel de incidencia en la generación, se puede considerar que, en realidad depende de éste el número de turbinas óptimo. Observando los resultados de las centrales hidroeléctricas analizadas, se puede ver que hay tres tipos de escenarios

básicos. El primero, (I) que el valor del factor de uso no llegue jamás a su valor máximo, y progresivamente aumente dependiendo del caso. Segundo, (II) que el factor de uso aumente progresivamente y en un caso llegue a su valor máximo. Y tercero, (III) que el factor de uso siempre esté en su valor máximo en todos los casos.

En el primer escenario (I), se obtienen resultados esperados, con curvas descendentes (inversamente proporcionales al número de turbinas instaladas). Esto quiere decir que la generación de energía aumenta a medida que el factor de uso también lo hace, por lo que la máxima generación se dará donde esté el máximo valor del factor de uso, resultando en el menor valor de pérdidas. De acuerdo al análisis, éste escenario sucede cuando el recurso no posee la cantidad de caudal necesaria para brindar una seguridad de uso en la operación de la planta, y se lo puede observar en el *Anexo 3-05: Indicadores energéticos El Topo*.

El segundo escenario (II), no arroja resultados esperados, sin embargo, es el más común (por métodos de diseño), e indica que en realidad la generación es más sensible al factor de uso que al tiempo de mantenimiento. En éste escenario se tiene un caso donde el factor de uso es máximo, por lo que será máximo en el resto de casos posteriores, resultando en una máxima generación de energía, y pérdidas constantes. Esto se ve reflejado en los gráficos de costo versus número de turbinas, donde se tiene un tramo descendente (esperado) y desde el caso que el factor es máximo el valor por pérdidas se ve constante. Éste escenario sucede cuando llega un punto en que el recurso puede proveer el cien por ciento del caudal en cada caso, visto en la mayoría de plantas como en el *Anexo 3-01: Indicadores energéticos Alluriquín*.

Finalmente, el tercer escenario (III), y el más desfavorable para el estudio, es donde el factor de uso es máximo en todos los casos. Al suceder esto la energía generada en la planta será constante, sin producirse pérdidas por generación. Las pérdidas por mantenimiento también son constantes en los casos por lo que no existe tendencia entre el costo de pérdidas y el número de turbinas. Esto termina en que la relación entre los indicadores de costo y energía es constante en los casos, por lo que la tendencia de los indicadores de costo (ascendente) manda, resultando en que la provisión óptima es la mínima. Éste escenario sucede en las centrales que el recurso puede proveer mucho más de lo necesario, proyectos de caudal regulado como el del *Anexo 3-06: Indicadores energéticos Paluguillo*.

Al darse muy comúnmente el segundo escenario, se puede considerar que para el análisis es necesario realizar el estudio de indicadores energéticos únicamente, ya que determina directamente en la relación entre el costo y el número de turbinas.

4.1.3 Análisis de la optimización

Como fue descrito básicamente en la sección **2.5 Optimización**, y realizado en la sección **3.4 Optimización de centrales hidroeléctricas estudiadas**, la optimización del número de turbinas consiste en la comparación de ambos indicadores, sumándolos y determinando el caso que genere el menor costo. En el estudio se pudo observar que en definitiva se depende mucho del factor de uso, por lo que no fue satisfactorio en las centrales cuyos indicadores energéticos se encontraban en el tercer escenario (de los descritos en la sección **4.1.2 Análisis de indicadores energéticos**). En las centrales hidroeléctricas que se encontraban dentro del primer y segundo escenario, se pudo realizar la optimización satisfactoriamente, como es presentado en la **Tabla 3.4-01**. A continuación, se presentan: **Gráfico 4.1.3-01**, **Gráfico 4.1.3-02**, **Gráfico 4.1.3-03**, y, **Gráfico 4.1.3-04**, que relacionan la potencia, energía, salto hidráulico y caudal con el número óptimo de turbinas instaladas, respectivamente. Los cuales han sido evaluados de acuerdo al tipo de turbina instalada.

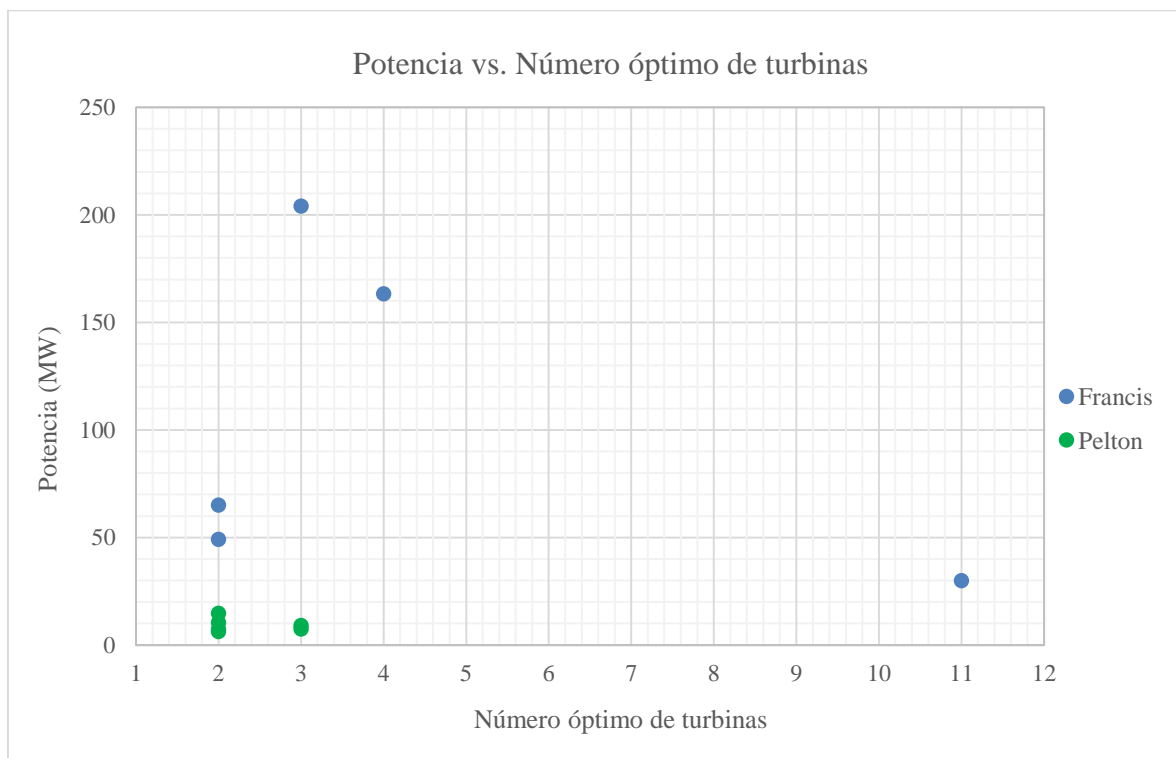


Gráfico 4.1.3-01: Potencia vs. Número óptimo de turbinas

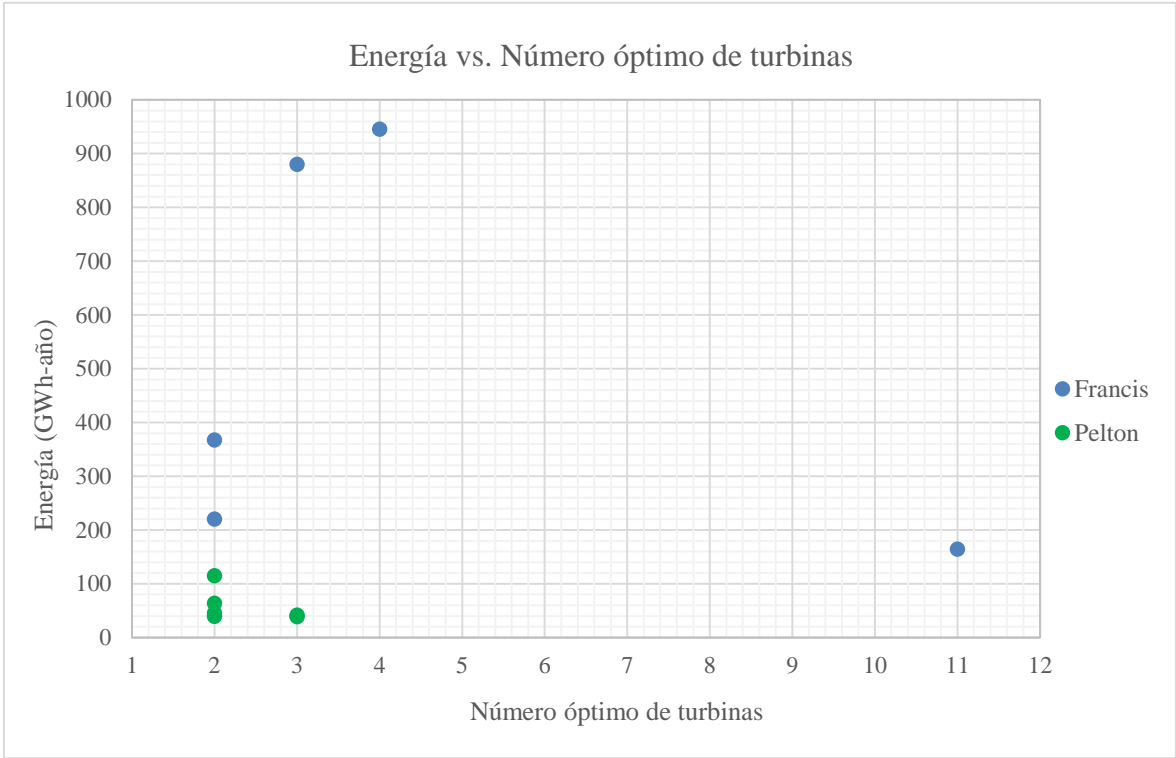


Gráfico 4.1.3-02: Energía vs. Número óptimo de turbinas

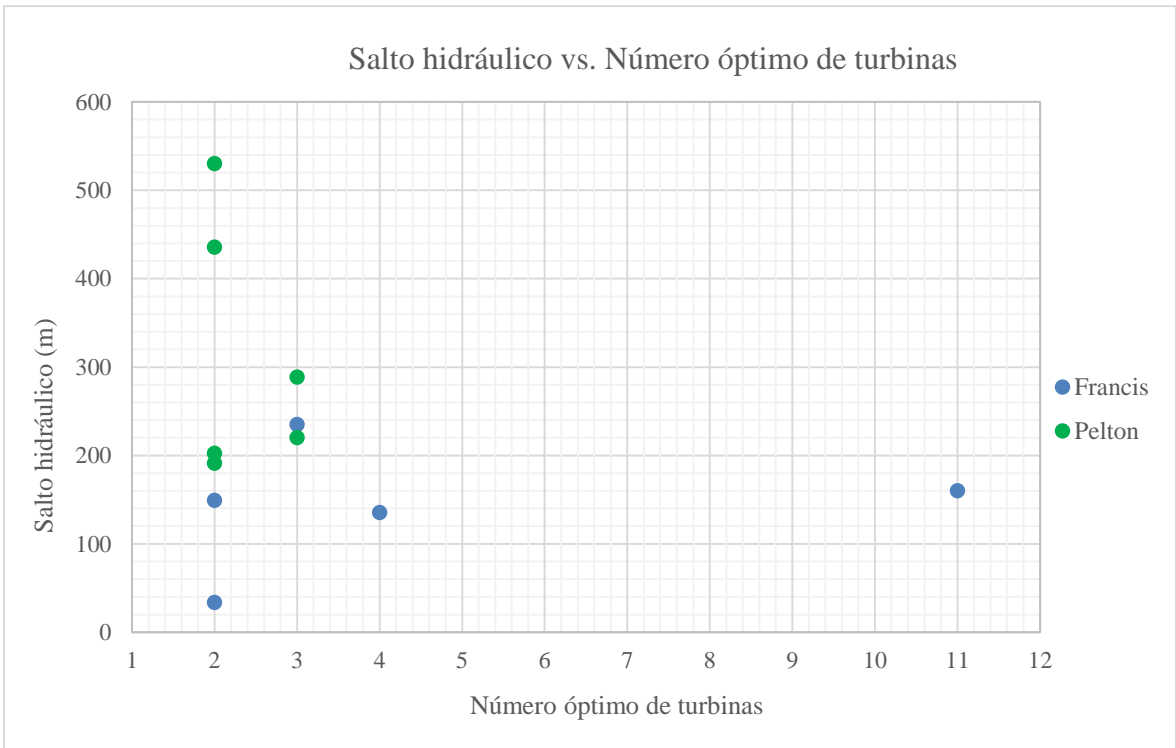


Gráfico 4.1.3-03: Salto hidráulico vs. Número óptimo de turbinas

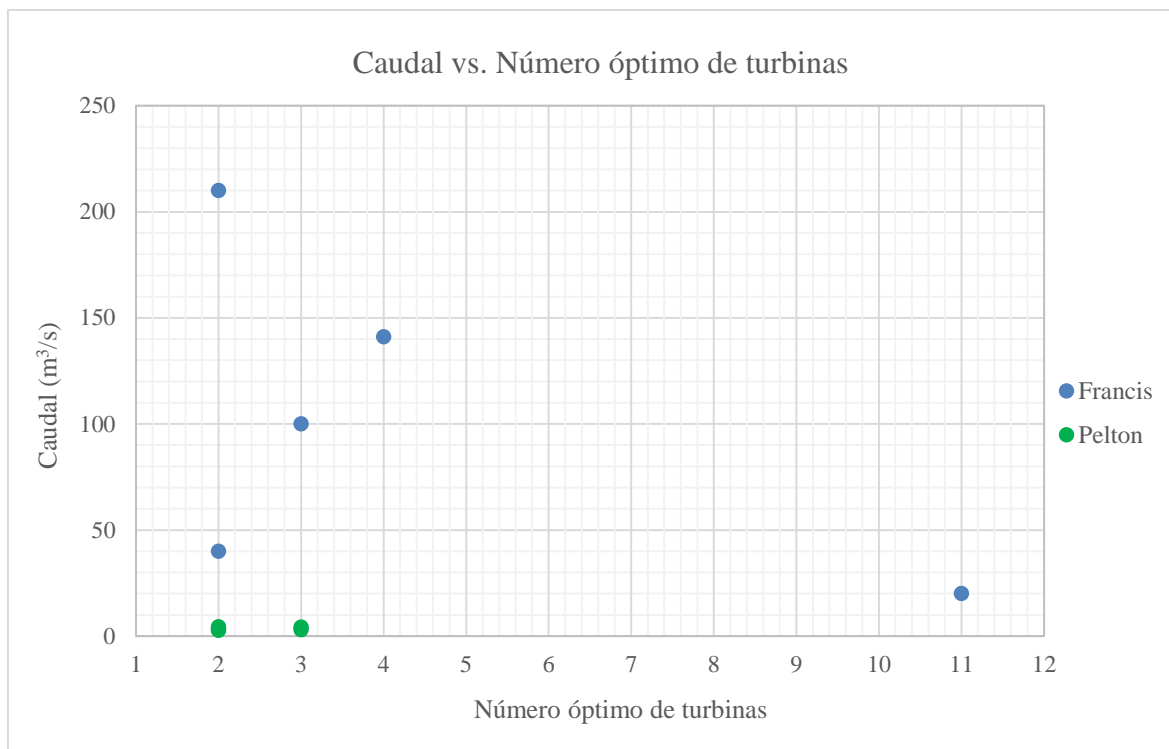


Gráfico 4.1.3-04: Caudal vs. Número óptimo de turbinas

En los gráficos, no se puede observar una tendencia clara y fácil de usar para desarrollar una metodología gráfica del número de turbinas, por lo que el análisis se basará en recomendaciones expuestas en el **Capítulo 5**.

Se puede observar que existe una desviación que aumenta el número de turbinas, y es, la única central hidroeléctrica que se encuentra dentro del primer escenario descrito en **4.1.2 Análisis de indicadores energéticos**. Cabe recalcar que, como fue descrito en **3.3.1 Generación de energía**, los datos hidrológicos son tomados en base a (INAMHI, 2000-2013) en las estaciones más cercanas a la ubicación de proyecto. Observando la **Tabla 3.4-01**, podemos corroborar lo recomendado en (Ortiz, 2011), que las turbinas tipo Pelton son utilizadas en proyectos con caudales bajos y grandes saltos hidráulicos, y, que las turbinas Francis con caudales altos y saltos hidráulicos medios, de acuerdo a los límites considerados en (Madrado Maza & Balbás García, 2010). Y, de acuerdo a la información obtenida, se realiza el análisis para cada tipo de turbina.

4.2 Planteamiento de la metodología

El planteamiento de la metodología se basa en las tendencias que se han podido dar y observar a través del estudio en los gráficos de la sección **4.1.3 Análisis de la optimización**. Como fue mencionado anteriormente, los gráficos no poseen una tendencia ni clara ni fácil de seguir, por lo que la metodología de análisis se la debe hacer de acuerdo a lo realizado en el **Capítulo 3**. A continuación se explica generalmente cómo realizar los cálculos realizados para cada central analizada, en cuanto a los indicadores de costo, indicadores energéticos y optimización.

4.2.1 Cálculo de indicadores de costo

Basado en la metodología de cálculo del **Capítulo 3**, lo más importante en el cálculo es dimensionar la turbina de acuerdo a su tipo y las propiedades de cada proyecto. Como fue descrito en dicho capítulo, el cálculo del diámetro de las turbinas depende de su tipo. Para las turbinas de tipo Pelton, (Nasir, 2013) recomienda que se calcule el diámetro de la turbina Pelton (D_{tP}) de acuerdo a:

$$D_{tP} = 40.8 * \frac{\sqrt{H}}{N}$$

Donde,

H = altura de caída (m)

N = velocidad específica de la turbina (rpm)

Por otra parte, (ITDG-Perú, 1995) recomienda para turbinas Francis se calcule el diámetro (D_{tF}) de acuerdo al área que ocupa el equipo completo:

$$D_{tF} = \left(0.293 + 0.0081 * \frac{N * \sqrt{Q}}{H^{0.75}} \right) * \frac{222}{\pi * N} * \sqrt{2 * g * H}$$

Donde,

H = altura de caída (m)

N = velocidad específica de la turbina (rpm)

Q = caudal de turbina (m³/s)

Como fue descrito anteriormente en la sección **4.1.1 Análisis de indicadores de costo**, las dimensiones de la turbina Pelton dependen únicamente del salto hidráulico, y las turbinas Francis, del salto y el caudal. En cuanto a la velocidad específica de las turbinas, (ITDG-Perú, 1995) dispone de velocidades comunes para las turbinas, donde se recomienda usar 50 rpm para turbinas Pelton y, 360 rpm para turbinas Francis. Cabe recalcar que el dimensionamiento de las turbinas no es definitivo, por lo que posterior al análisis se debe dimensionar las turbinas detalladamente.

Una vez dimensionadas las turbinas, se procede a calcular el área del bloque de diseño (A_B), que siguiendo las recomendaciones de (U.S. Army Corps of Engineers, 1995), el dimensionamiento estaría dado por:

$$A_B = (D_t + 6) * (D_t + 3)$$

Donde,

D_t = diámetro de turbina (Pelton o Francis) (m)

Una vez obtenida el área del bloque de diseño se puede calcular el área de la casa de máquinas (A_{CM}), descrito en la sección **3.2.2 Dimensionamiento de la casa de máquinas**, que dispuesto por (U.S. Army Corps of Engineers, 1995), se debe cumplir con espacios mínimos para maniobra, talleres oficinas, y, servicios para el personal y visitantes. Los espacios, de acuerdo a (Neufert Planungs AG, 2010), resultan en la ecuación:

$$A_{CM} = [2 * A_B(n + 1)] + [(D_t + 6) * 14.4] + 78.75$$

Donde,

n = número de turbinas

A_B = área de bloque de diseño (m^2)

Después de obtener el área de la casa de máquinas se procede a calcular el costo de la misma, que, de acuerdo al estudio, el precio unitario (PU) de construcción de ésta rodea los \$4.000/ m^2 (cuatro mil dólares americanos por cada metro cuadrado de construcción). Entonces el indicador de costo (IC) es:

$$IC = A_{CM} * PU$$

Donde,

A_{CM} = área de casa de máquinas (m^2)

PU = precio unitario de casa de máquina ($\$/m^2$)

Una vez calculado el costo de construcción por caso se han obtenido los indicadores de costo para cada caso.

4.2.2 Cálculo de indicadores energéticos

Nuevamente la metodología de cálculo es basada en lo expuesto en el *Capítulo 3* del estudio. A diferencia de los indicadores de costo, los indicadores energéticos dependen del recurso hídrico y la precisión del estudio realizado en él. Sin embargo, a nivel de estudio, se pueden tomar datos propuestos por entidades especializadas, como en el Ecuador es el (INAMHI, 2000-2013). Dicha institución dispone de datos hidrológicos en base a estaciones meteorológicas e hidrológicas instaladas a lo largo del territorio ecuatoriano. Teniendo esto claro, el factor de uso para el cálculo no es más que la probabilidad de ocurrencia del caudal en cada caso. Éste valor se lo calcula en base a los hidrogramas de frecuencia provistos por entidades como (INAMHI, 2000-2013), en sus estudios disponen de anuarios con dichos hidrogramas de acuerdo a la ubicación de la estación. Sin embargo, se puede desarrollar los hidrogramas de acuerdo a usos estadísticos para la hidrología (Monsalve Sáenz, 1999).

Como fue deducido en la sección *3.3.1 Generación de energía*, la energía anual se calcula en función del factor de uso y de la energía generada previamente. La energía generada en el primer caso (E_0) se la hace de acuerdo a las ecuaciones generales de la potencia y energía en agua (Inmaculada Fernández & Robles Díaz, 2010):

$$E_o = 8.55 * H * Q_o * p_o * t$$

Donde,

H = altura de caída (m)

Q = caudal de caso (m^3/s)

t = tiempo (h)

p = factor de uso (probabilidad de ocurrencia)

Para el cálculo posterior de la energía en el resto de casos (E_i) (del segundo caso en adelante) se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_i = E_{i-1} * \frac{p_i}{p_{i-1}} \quad (i \geq 2)$$

Donde,

- E = energía generada (GW-h por año)
- p = factor de uso (probabilidad de ocurrencia)
- i = caso en análisis

Dependiendo del factor de uso la energía en un caso será máxima, y, en base a este valor se calculan las pérdidas energéticas (Pe_i) en cada caso. A éste valor se suman las pérdidas generadas por mantenimiento, las cuales son calculadas en base a la ecuación general descrita por (Inmaculada Fernández & Robles Díaz, 2010) anteriormente. El mantenimiento, como fue descrito en **3.3.2 Pérdidas de energía**, puede ser considerado de 11 días anuales con un costo del 0.75% de la inversión (construcción de la casa de máquina); por lo que, el tiempo en este caso, en lugar de ser un año, serán 264 horas. Éste tiempo de mantenimiento es para una turbina solamente, lo que quiere decir que en el año se realizan n (número de turbinas) veces el mantenimiento. Entonces, las pérdidas de energía son calculadas a partir de esto y de la ecuación:

$$Pe_i = E_{max} - E_i + 8.55 * H * Q_i * p_i * t * n$$

Donde,

- E = energía generada (W-h por año)
- H = altura de caída (m)
- Q = caudal de caso (m³/s)
- t = tiempo (h) (264 horas)
- p = factor de uso (probabilidad de ocurrencia)
- n = número de turbinas
- i = caso en análisis

Calculadas las pérdidas en cada caso se deben calcular el costo que generan éstas. Para esto, se realiza un análisis económico, tomando en cuenta que las pérdidas son anualidades cuyo valor en el Ecuador está regulado por (CONELEC, 2007) en la **Tabla 3.3.2-01**. La

capitalización (C) de las anualidades se las realiza en base a la sección **2.5 Optimización**, donde se recomienda que el período de análisis económico sea de 50 años por la vida útil de las obras hidráulicas (INEN, 1992). La capitalización se calcula por la ecuación:

$$C = Pe_i * CU * \frac{(1 + r)^n - 1}{r * (1 + r)^n}$$

Donde,

- Pe_i = Pérdida de energía (kW-h por año)
- CU = Costo unitario de energía (\$/kW-h)
- r = tasa de descuento
- n = período de análisis

La capitalización es el valor de las pérdidas de energía al inicio de la venta de la energía, por lo que se lo debe actualizar al tiempo del análisis, y se considera que la construcción de la obra dura 2 años. A ésta última actualización se debe sumar el costo del mantenimiento previamente determinado (0.75% de la inversión). Por esto, el costo de pérdidas o indicador energético (IE) sería:

$$IE = \frac{C}{(1 + r)^n} + 0.0075 * I$$

Donde,

- C = Capitalización (\$)
- I = Inversión (\$)
- r = tasa de descuento
- n = período de construcción

Una vez calculados los valores de las pérdidas de energía, se han obtenido los indicadores energéticos de cada caso.

4.2.3 Cálculo para optimización

La optimización como ya ha sido definida en la sección **2.5 Optimización**, y descrita en la sección **3.4 Optimización de centrales hidroeléctricas estudiadas**, es simplemente la suma de ambos indicadores. Comparando los datos de las tendencias ascendentes y descendientes se busca obtener un caso donde el costo sea mínimo. Entonces los costos totales (CT) son:

$$CT = IC + IE$$

Donde,

IC = indicador de costo (\$)

IE = indicador energético (\$)

Los cálculos de IC, IE, y CT deben realizarse para cada caso de análisis, de ésta manera donde el CT sea mínimo, será la provisión óptima de turbinas.

4.3 Aplicación del método. Casos prácticos.

Planteada la metodología resta únicamente probarla, para aquello se plantearon tres casos prácticos, donde se analizarán tres centrales hidroeléctricas del Ecuador. Se han considerado centrales de cada rango, una grande, una media, y una pequeña; de acuerdo a (INEN, 2012). La central grande que se analizará en el **4.3.1 Caso práctico 1**, es la central hidroeléctrica de Minas, perteneciente al complejo Minas-San Francisco, ubicada en los ríos Jubones y Minas. En el **4.3.2 Caso práctico 2**, la central mediana que se analizará es la central hidroeléctrica de Baeza, parte del proyecto hidroeléctrico Quijos-Baeza, ubicada en los ríos Quijos y Papallacta. Finalmente, en el **4.3.3 Caso práctico 3**, se analizará la central hidroeléctrica pequeña de Sardinas, ubicada en el río del mismo nombre.

4.3.1 Caso práctico 1: central hidroeléctrica Minas

Lo datos generales de la central hidroeléctrica de Minas se encuentran a continuación en la **Tabla 4.3.1-01**.

Tabla 4.3.1-01: Datos generales central hidroeléctrica Minas

Central Hidroeléctrica	Minas	Ubicación	Río Jubones y Minas
Tipo de Turbina	Pelton	# de Turbinas	3
Potencia (MW)	273.00	Energía Media (GWh-año)	1290.80

Altura de Caída (m)	474.51	Caudal de Diseño (m³/s)	65.00
----------------------------	--------	---	-------

Basado en **4.2 Planteamiento de la metodología**, se calculan los indicadores de costo e indicadores energéticos para cada caso. En la **Tabla 4.3.1-02** se encuentran expuestos los indicadores de costo, y, de igual manera, los indicadores energéticos en la **Tabla 4.3.1-03**.

Tabla 4.3.1-02: Indicadores de costo Caso 1: Minas

Número de Turbinas	Diámetro de Turbina (m)	Área por Equipo (m ²)	Área de Bloque (m ²)	Área de Casa de Máquinas (m ²)	Costo de Construcción
2	17.78	248.15	493.93	3384.70	\$ 13,538,804.15
3	17.78	248.15	493.93	4372.56	\$ 17,490,256.32
4	17.78	248.15	493.93	5360.43	\$ 21,441,708.50
5	17.78	248.15	493.93	6348.29	\$ 25,393,160.67
6	17.78	248.15	493.93	7336.15	\$ 29,344,612.85
7	17.78	248.15	493.93	8324.02	\$ 33,296,065.02
8	17.78	248.15	493.93	9311.88	\$ 37,247,517.20
9	17.78	248.15	493.93	10299.74	\$ 41,198,969.37
10	17.78	248.15	493.93	11287.61	\$ 45,150,421.55

Tabla 4.3.1-03: Indicadores energéticos Caso 1: Minas

Número de Turbinas	Caudal/Turbina (m ³ /s)	Factor de Uso*	Energía Anual (GW-h)	Pérdida de Energía (GW-h)	Costo de Pérdidas
2	32.50	0.64	737.649	461.857	\$ 452,969,203.27
3	21.67	0.88	1015.584	200.675	\$ 196,900,121.41
4	16.25	1.00	1155.045	69.619	\$ 68,424,966.63
5	13.00	1.00	1155.045	69.619	\$ 68,454,602.52
6	10.83	1.00	1155.045	69.619	\$ 68,484,238.41
7	9.29	1.00	1155.045	69.619	\$ 68,513,874.30
8	8.13	1.00	1155.045	69.619	\$ 68,543,510.20
9	7.22	1.00	1155.045	69.619	\$ 68,573,146.09
10	6.50	1.00	1155.045	69.619	\$ 68,602,781.98

*De acuerdo a los datos provistos por (INAMHI, 2000-2013)

Los costos totales para los casos de la central hidroeléctrica de Minas se presentan en la **Tabla 4.3.1-04**.

Tabla 4.3.1-04: Costos totales Caso 1: Minas

Número de Turbinas	Costo de Construcción	Costo de Pérdidas	Costo Total
2	\$ 13,538,804.15	\$ 452,969,203.27	\$ 466,508,007.42
3	\$ 17,490,256.32	\$ 196,900,121.41	\$ 214,390,377.74
4	\$ 21,441,708.50	\$ 68,424,966.63	\$ 89,866,675.13
5	\$ 25,393,160.67	\$ 68,454,602.52	\$ 93,847,763.19
6	\$ 29,344,612.85	\$ 68,484,238.41	\$ 97,828,851.26
7	\$ 33,296,065.02	\$ 68,513,874.30	\$ 101,809,939.33
8	\$ 37,247,517.20	\$ 68,543,510.20	\$ 105,791,027.39
9	\$ 41,198,969.37	\$ 68,573,146.09	\$ 109,772,115.46
10	\$ 45,150,421.55	\$ 68,602,781.98	\$ 113,753,203.52

Número Óptimo de Turbinas = 4

En el *Gráfico 4.3.1-01* se muestra la relación entre los indicadores y la optimización.

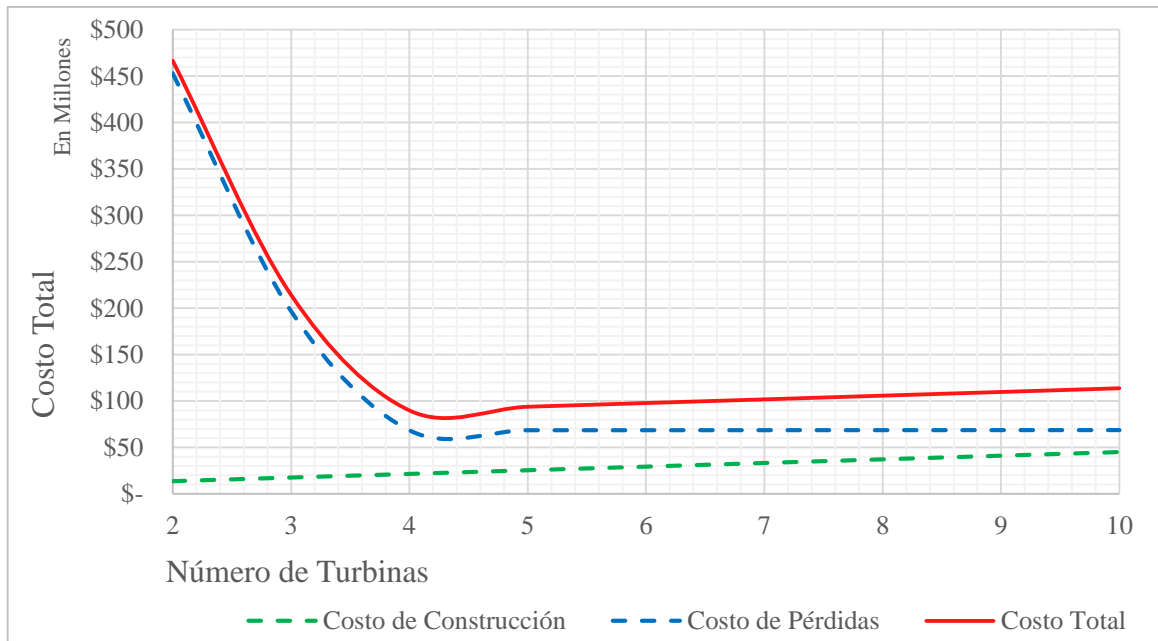


Gráfico 4.3.1-01: Costos vs. Número de turbinas Caso 1: Minas

4.3.2 Caso práctico 2: central hidroeléctrica Baeza

Lo datos generales de la central hidroeléctrica de Baeza se encuentran a continuación en la *Tabla 4.3.2-01*.

Tabla 4.3.2-01: Datos generales central hidroeléctrica Baeza

Central Hidroeléctrica	Baeza	Ubicación	Río Quijos y Papallacta
Tipo de Turbina	Francis	# de Turbinas	3
Potencia (MW)	50.00	Energía Media (GWh-año)	267.91
Altura de Caída (m)	222.00	Caudal de Diseño (m3/s)	25.00

Los indicadores de costo y energéticos están presentados en la *Tabla 4.3.2-02* y *Tabla 4.3.2-03*, respectivamente.

Tabla 4.3.2-02: Indicadores de costo Caso 2: Baeza

Número de Turbinas	Diámetro de Turbina (m)	Área por Equipo (m2)	Área de Bloque (m2)	Área de Casa de Máquinas (m2)	Costo de Construcción
2	6.12	29.40	110.49	916.19	\$ 3,664,772.25
3	5.69	25.44	101.62	1060.10	\$ 4,240,383.63
4	5.44	23.22	96.51	1208.55	\$ 4,834,196.47
5	5.26	21.77	93.09	1358.09	\$ 5,432,342.38
6	5.14	20.72	90.61	1507.67	\$ 6,030,693.91
7	5.04	19.93	88.70	1656.95	\$ 6,627,813.49
8	4.96	19.30	87.18	1805.80	\$ 7,223,195.44
9	4.89	18.78	85.93	1954.17	\$ 7,816,699.62
10	4.83	18.35	84.88	2102.08	\$ 8,408,338.42

Tabla 4.3.2-03: Indicadores energéticos Caso 2: Baeza

Número de Turbinas	Caudal/Turbina (m3/s)	Factor de Uso	Energía Anual (GW-h)	Pérdida de Energía (GW-h)	Costo de Pérdidas
2	12.50	0.88	182.212	36.613	\$ 35,927,556.28
3	8.33	1.00	207.842	12.527	\$ 12,315,439.72
4	6.25	1.00	207.842	12.527	\$ 12,319,893.32
5	5.00	1.00	207.842	12.527	\$ 12,324,379.41

6	4.17	1.00	207.842	12.527	\$	12,328,867.05
7	3.57	1.00	207.842	12.527	\$	12,333,345.44
8	3.13	1.00	207.842	12.527	\$	12,337,810.81
9	2.78	1.00	207.842	12.527	\$	12,342,262.09
10	2.50	1.00	207.842	12.527	\$	12,346,699.38

*De acuerdo a los datos provistos por (INAMHI, 2000-2013)

Los costos totales para los casos de la central hidroeléctrica de Baeza se presentan en la **Tabla 4.3.2-04**.

Tabla 4.3.2-04: Costos totales Caso 2: Baeza

Número de Turbinas	Costo de Construcción	Costo de Pérdidas	Costo Total
2	\$ 3,664,772.25	\$ 35,927,556.28	\$ 39,592,328.54
3	\$ 4,240,383.63	\$ 12,315,439.72	\$ 16,555,823.35
4	\$ 4,834,196.47	\$ 12,319,893.32	\$ 17,154,089.79
5	\$ 5,432,342.38	\$ 12,324,379.41	\$ 17,756,721.79
6	\$ 6,030,693.91	\$ 12,328,867.05	\$ 18,359,560.96
7	\$ 6,627,813.49	\$ 12,333,345.44	\$ 18,961,158.94
8	\$ 7,223,195.44	\$ 12,337,810.81	\$ 19,561,006.24
9	\$ 7,816,699.62	\$ 12,342,262.09	\$ 20,158,961.71
10	\$ 8,408,338.42	\$ 12,346,699.38	\$ 20,755,037.80
Número Óptimo de Turbinas = 3			

En el **Gráfico 4.3.2-01** se muestra la relación entre los indicadores y la optimización.

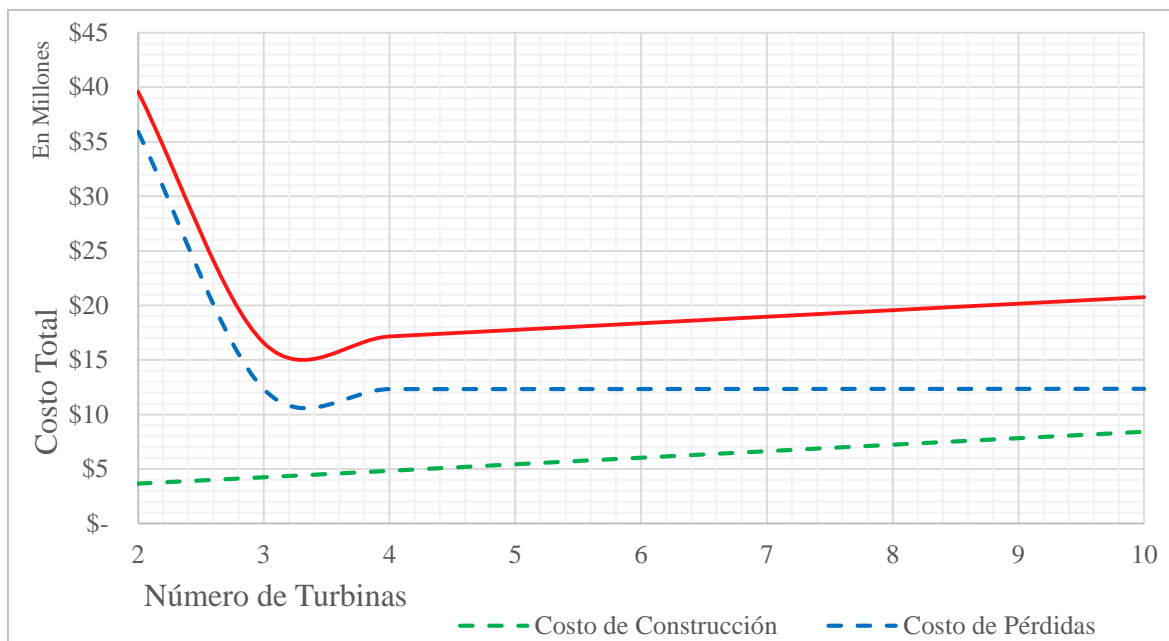


Gráfico 4.3.2-01: Costos vs. Número de turbinas Caso 2: Baeza

4.3.3 Caso práctico 3: central hidroeléctrica Sardinas

Los datos generales de la central hidroeléctrica de Sardinas se encuentran a continuación en la **Tabla 4.3.3-01**.

Tabla 4.3.3-01: Datos generales central hidroeléctrica Sardinas

Central Hidroeléctrica	Sardinas	Ubicación	Río Sardinas grande
Tipo de Turbina	Francis	# de Turbinas	2
Potencia (MW)	4.00	Energía Media (GWh-año)	32.45
Altura de Caída (m)	85.58	Caudal de Diseño (m³/s)	5.67

Los indicadores de costo y energéticos están presentados en la **Tabla 4.3.3-02** y **Tabla 4.3.3-03**, respectivamente.

Tabla 4.3.3-02: Indicadores de costo Caso 3: Sardinas

Número de Turbinas	Diámetro de Turbina (m)	Área por Equipo (m2)	Área de Bloque (m2)	Área de Casa de Máquinas (m2)	Costo de Construcción
2	3.76	11.10	65.98	615.19	\$ 2,460,740.86
3	3.50	9.64	61.79	709.93	\$ 2,839,723.02
4	3.35	8.81	59.36	806.97	\$ 3,227,871.64
5	3.24	8.27	57.73	904.57	\$ 3,618,285.85
6	3.17	7.88	56.53	1002.22	\$ 4,008,883.80
7	3.11	7.58	55.62	1099.73	\$ 4,398,928.17
8	3.06	7.35	54.88	1197.04	\$ 4,788,152.03
9	3.02	7.16	54.28	1294.12	\$ 5,176,475.00
10	2.98	7.00	53.77	1390.97	\$ 5,563,895.70

Tabla 4.3.3-03: Indicadores energéticos Caso 3: Sardinas

Número de Turbinas	Caudal/Turbina (m3/s)	Factor de Uso	Energía Anual (GW-h)	Pérdida de Energía (GW-h)	Costo de Pérdidas
2	2.84	1.00	18.172	1.095	\$ 1,092,418.57
3	1.89	1.00	18.172	1.095	\$ 1,095,260.94
4	1.42	1.00	18.172	1.095	\$ 1,098,172.05
5	1.13	1.00	18.172	1.095	\$ 1,101,100.16
6	0.95	1.00	18.172	1.095	\$ 1,104,029.65
7	0.81	1.00	18.172	1.095	\$ 1,106,954.98
8	0.71	1.00	18.172	1.095	\$ 1,109,874.16
9	0.63	1.00	18.172	1.095	\$ 1,112,786.58
10	0.57	1.00	18.172	1.095	\$ 1,115,692.23

*De acuerdo a los datos provistos por (INAMHI, 2000-2013)

Los costos totales para los casos de la central hidroeléctrica de Sardinas se presentan en la **Tabla 4.3.3-04**.

Tabla 4.3.3-04: Costos totales Caso 3: Sardinas

Número de Turbinas	Costo de Construcción	Costo de Pérdidas	Costo Total
2	\$ 2,460,740.86	\$ 1,092,418.57	\$ 3,553,159.43
3	\$ 2,839,723.02	\$ 1,095,260.94	\$ 3,934,983.96
4	\$ 3,227,871.64	\$ 1,098,172.05	\$ 4,326,043.70
5	\$ 3,618,285.85	\$ 1,101,100.16	\$ 4,719,386.01
6	\$ 4,008,883.80	\$ 1,104,029.65	\$ 5,112,913.44

7	\$ 4,398,928.17	\$ 1,106,954.98	\$ 5,505,883.15
8	\$ 4,788,152.03	\$ 1,109,874.16	\$ 5,898,026.18
9	\$ 5,176,475.00	\$ 1,112,786.58	\$ 6,289,261.57
10	\$ 5,563,895.70	\$ 1,115,692.23	\$ 6,679,587.94
Número Óptimo de Turbinas = 2			

En el *Gráfico 4.3.3-01* se muestra la relación entre los indicadores y la optimización.

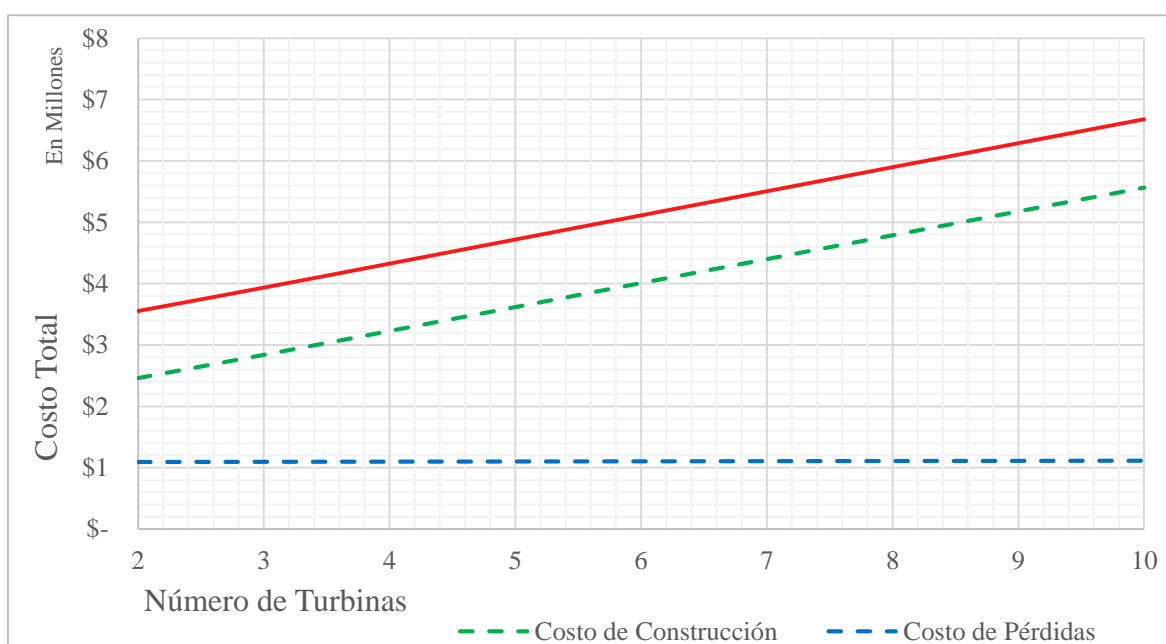


Gráfico 4.3.3-01: Costos vs. Número de turbinas Caso 3: Sardinas

4.4 Análisis de resultados

Existe diferencia en los resultados de acuerdo al escenario (descritos en *4.1.2 Análisis de indicadores energéticos*) en que se encuentran. De lo observado, los proyectos dentro del primer escenario son los que se diferencian en mayor manera de los demás. En cuanto a los proyectos del segundo y tercer escenario, los resultados fueron similares entre sí. Lo mismo se pudo ver en los casos prácticos, donde se probó la metodología en proyectos, que, por las condiciones del recurso, se encuentran dentro del segundo y tercer escenario únicamente. Fue estimado hipotéticamente que la provisión óptima de turbinas sería entre dos y tres hidrogrupos, y, de lo observado en el estudio, para el segundo y tercer escenario la provisión común va de dos a cuatro hidrogrupos.

La central hidroeléctrica de El Topo es la única central que se encuentra en el primer escenario. Esto la diferencia del resto, por lo que la provisión de hidrogrupos en dicha central es diferente. El factor de uso en las plantas de éste escenario no llega a su máximo valor, lo que quiere decir que el recurso no es utilizado a su máxima capacidad, por tal razón se busca compensar reduciendo al máximo los costos, lo que hace que aumente el número de turbinas que se deben instalar. Cuando el caudal de diseño es muy alto para el recurso el factor de uso baja, y si nunca llega a su máximo valor quiere decir que la planta no se usará nunca en un cien por ciento. La ventaja de usar un caudal alto es que la potencia sube, lo que puede ser una razón por la cual el factor de uso no llega a su valor máximo.

En las centrales hidroeléctricas que se encuentran dentro del segundo escenario se observó que la provisión de hidrogrupos depende directamente del recurso. Esto quiere decir que en todos los casos del segundo escenario la provisión óptima de turbinas se encontraba en el caso en que el factor de uso llegaba a su máximo valor. Se vio además que el grado de influencia del costo de cambia dependiendo del tamaño de la central; su importancia decae a medida que la planta crece, es decir, que en centrales pequeñas los indicadores de costo si son representativos y en centrales grandes casi despreciables. Sin embargo, en ninguna planta la influencia de éstos no influye con la determinación de la provisión de hidrogrupos por el factor de uso. Dentro de las centrales analizadas el rango de provisión de éstas fue de dos a cuatro hidrogrupos (incluyendo los casos prácticos).

En cuanto al tercer escenario, las centrales dentro de él arrojaron resultados mínimos, ya que en todos los casos el factor de uso es igual al máximo valor, no hay un punto de quiebre. De acuerdo a las recomendaciones de (Campero, 1981) la mínima provisión de hidrogrupos es dos, no obstante, de ser posible en estas centrales se podría proporcionar únicamente un solo hidrogrupo (dependiendo de la necesidad). En éstas centrales, la influencia principal viene por parte de los indicadores de costo, ya que las pérdidas energéticas son constantes, por ésta razón la provisión es mínima. De los tipos de centrales descritas en **2.3 Centrales hidroeléctricas**, las plantas dentro de éste escenario son de caudal regulado, o cuyo objetivo es cubrir una necesidad de energía específica.

Por otra parte, otro valor que podría influir en el análisis es el precio unitario por metro cuadrado de construcción. En el estudio el precio fue determinado en base a planos arquitectónicos, recomendaciones estructurales dadas por (INECEL, 1972), y, asumiendo

precios unitarios constantes dados por (CAMICON, 2016). En el estudio se contemplaron los rubros principales: obras preliminares (movimientos de tierra), hormigón, material de refuerzo, y equipos (turbinas), como fue descrito en **3.2.1 Cantidades de obra y presupuestos**.

De los resultados obtenidos en los casos prácticos, se puede observar que, en las centrales hidroeléctricas, mediana y pequeña, no existe diferencia con lo previsto instalar según (Neira Moscoso, Salgado Torres, Andrade Lizarzaburu, & Mendieta, 2009) en el inventario de recursos del CONELEC. Caso contrario sucede con la central hidroeléctrica grande Minas, donde el inventario establece que se instalaran tres turbinas, pero, al realizar el análisis, el resultado indica que es preferible invertir en cuatro hidrogrupos. Según lo propuesto y estudiado, al instalar tres hidrogrupos en esta planta se perdería lo que equivale a casi doscientos millones de dólares americanos en la actualidad.

Capítulo 5

Conclusiones y recomendaciones

- (1) Al no tener acceso a presupuestos reales, el estudio de presupuestos se basó en la información proporcionada por las entidades responsables de cada proyecto. Donde, mediante planos arquitectónicos, se establecieron cantidades de obra y presupuestos. Por tal razón, se recomienda que se mantenga un inventario detallado con presupuestos base de cada central, es decir, el costo aproximado de las obras civiles de las centrales hidroeléctricas.
- (2) En el estudio, para los presupuestos, se consideraron precios unitarios publicados en el boletín de (CAMICON, 2016), al hacerlo se está considerando que las centrales son afectadas por los mismos parámetros y factores correspondientes a un lugar. Pero, como se conoce, todo proyecto es diferente por la localización del mismo, por lo que se recomienda que, si un proyecto tiene características especiales en cuanto a la transportación de materiales, se considere un aumento en los precios de construcción; sin embargo, a nivel de pre factibilidad se puede considerar que las centrales están afectadas de la misma manera. Dichos aumentos (o reducciones) se recomienda se haga ya sea, actualizando los precios unitarios en los presupuestos, o, mediante fórmulas polinómicas actualizar el presupuesto.
- (3) El dimensionamiento de la casa de máquinas se lo hizo en base al diámetro de turbina en función de las condiciones geográficas e hidrológicas de la ubicación. Para aquello se determinaron los diámetros según (Nasir, 2013) para turbinas Pelton, y según (ITDG-Perú, 1995) para turbinas Francis. Posteriormente, bajo requerimientos arquitectónicos de (U.S. Army Corps of Engineers, 1995), se dimensionaron las casas de máquinas con los espacios mínimos según (Neufert Planungs AG, 2010). En el cálculo no se tomó en cuenta la dirección el eje, ya que se asumió que en diseño todas serán de eje vertical. Los datos obtenidos siguiendo tal procedimiento se asemejaban de manera cercana a los datos reales en los planos proporcionados.
- (4) Los datos hidrológicos obtenidos para el estudio se tomaron de los anuarios hidrológicos del (INAMHI, 2000-2013) de acuerdo a la ubicación de las estaciones instaladas. Ya que el recurso es el principal determinante de la generación de energía, se recomienda se hagan estudios detallados en la ubicación exacta del proyecto para obtener resultados más exactos. No obstante, se pueden utilizar los datos proporcionados por el INAMHI ya que son aceptados en nivel de pre factibilidad.

- (5) El análisis financiero de la generación de energía fue realizado en base a la situación del Ecuador por que la finalidad de éstos proyectos es económica, donde se el beneficio social está por encima del financiero. Por tal motivo, la tasa de descuento es la depreciación de la moneda y la inflación del país, y, como periodo principal la vida útil del proyecto. Se recomienda actualizar éstos datos dependiendo del lugar de análisis.
- (6) El estudio ha sido realizado tomando en cuenta las características, tipo de turbina, la información hidrológica, y, espacios arquitectónicos mínimos, pero no el tipo de casa de máquinas, por lo que se recomienda realizar estudios del costo por metro cuadrado de construcción para cada tipo de casa.
- (7) En el estudio tampoco se ha tomado en cuenta la dirección del eje de la turbina, en el dimensionamiento se ha considerado que éstos son verticales. Sin embargo, se ha realizado dicha consideración ya que el área que ocupan los equipos no varía dependiendo del eje; si son de eje horizontal, el área aumentará en planta, y, de ser de eje vertical, el área aumentará en altura. Por tal motivo, en el análisis no se considera la dirección del eje.
- (8) Los resultados del estudio no arrojan una tendencia visual para desarrollar un método de provisión de equipos gráfica, por lo que se recomienda realizar el análisis descrito y generalizado en **4.2 Planteamiento de la metodología**.
- (9) Los resultados obtenidos indican que, sin importar el tipo de turbina instalada, la provisión óptima de hidrogrupos se comporta de la misma manera en los tres escenarios descritos en **4.1.2 Análisis de indicadores energéticos**.
- (10) En el primer escenario (descrito en **4.1.2 Análisis de indicadores energéticos**) el recurso no llegará a ser aprovechado en un ciento por ciento, por lo que en un inicio se recomienda diseñarlo para que pueda ser aprovechado en su totalidad. Además, en las centrales de éste escenario, se recomienda realizar el análisis planteado en **4.2 Planteamiento de la metodología**, para dos hasta diez turbinas.
- (11) En el segundo escenario (descrito en **4.1.2 Análisis de indicadores energéticos**) los costos de construcción resultaron poco influyentes en las centrales grandes, lo cual de manera preliminar se podría determinar la provisión óptima con los indicadores energéticos solamente; de todas maneras, se recomienda realizar el análisis completo. Los resultados obtenidos indicaron que el número óptimo de turbinas se encuentra entre dos y cuatro hidrogrupos, sin embargo, se recomiendo se haga el análisis planteado en **4.2 Planteamiento de la metodología**, para dos hasta diez turbinas.

- (12) En el tercer escenario (descrito en **4.1.2 Análisis de indicadores energéticos**) las centrales hidroeléctricas trabajan con caudales regulados que pueden ser utilizados en la totalidad del tiempo, por lo que se generan pérdidas constantes que en el análisis resulta que la provisión óptima será igual a la mínima, que se recomienda sea, según (Campero, 1981) dos hidrogrupos.

Bibliografía

- [1] Asamblea Constituyente. (2008). *Constitucion del Ecuador*. Montecristi: Asamblea Constituyente.
- [2] Beddington, J. (2009). *World faces 'perfect storm' of problems by 2030, chief scientist to warn*. Obtenido de Guardian, UK: <https://www.theguardian.com/science/2009/mar/18/perfect-storm-john-beddington-energy-food-climate>
- [3] CAMICON. (enero de 2016). Boletín Técnico. *Construcción*, págs. 15-52.
- [4] Campero, I. H. (1981). *Definición de Números de Grupos de las Centrales Hidroeléctricas*. INECEL.
- [5] Carvajal, P., & Orbe, A. (2013). *Balance Enegetico Nacional (Año Base 2012)*. Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, Quito.
- [6] CELEC EP. (2015). *Informe de Rendición de Cuentas 2015*. Quito: Corporación Eléctrica del Ecuador EP.
- [7] CEPAL. (2012). *DIAGNÓSTICO DE LAS ESTADÍSTICAS DEL AGUA EN ECUADOR* . Quito.
- [8] CONELEC. (2007). *Acuerdo Ministerial No. 155*. CONELEC.
- [9] CONELEC. (2013). *Regulación No. CONELEC - 001/13*. CONELEC.
- [10] García Alarcon, C. J., & Sarasúa Moreno, J. I. (2011). *Evaluación Económica de Proyectos de Obras Hidráulicas*. Madrid: DELTA.
- [11] Heizer, J., & Render, B. (2014). *Operations Management: Sustainability and Supply Chain Management* (11th ed.). New Jersey: Pearson.
- [12] Herath, I., Deurer, M., Horne, D., Singh, R., & Clothier, B. (2011). The water footprints of hydroelectricity: a methological comparison from a case study in New Zealand. *Cleaner Production*, 1582.
- [13] Herpaasen, P., Dyrлие, G., Ruud, A., & Torblaa, E. (2001). Hydropower in a wider energy and greenhouse gas perspective . *Hydropower in the New Millenium* (págs. 236-270). Bergen: Taylor & Francis.
- [14] IEEE. (2010). The coming clash between water and energy. *IEEE Spectrum*, 22-23.
- [15] INAMHI. (2000-2013). Anuario Hidrológico. Quito, Ecuador: Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología.
- [16] INECEL. (1972). *Acero de refuerzo por metro cúbico de hormigón para estimación preliminar de estructuras hidráulicas*. Quito: Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

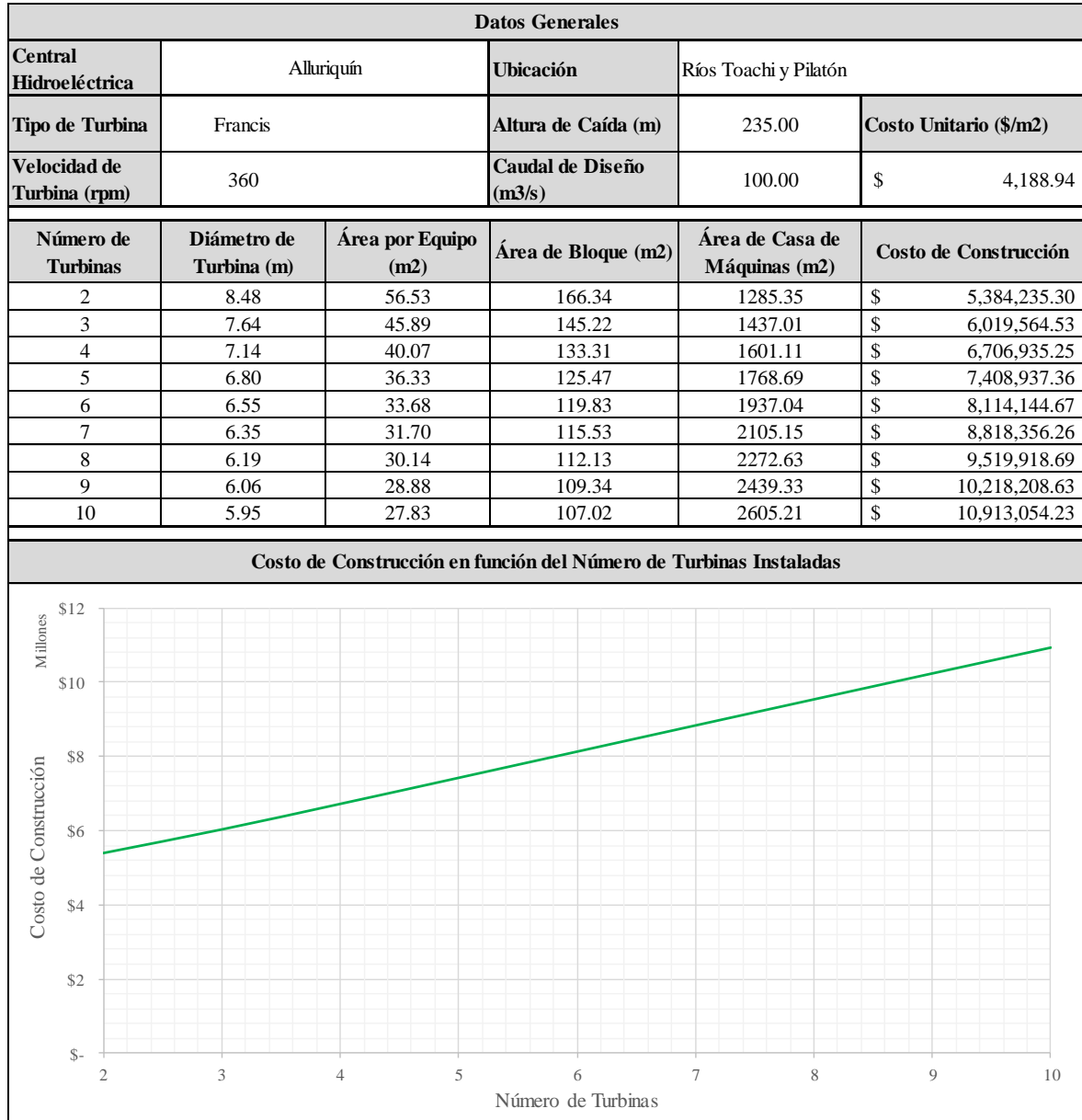
- [17] INEN. (1992). NORMAS PARA ESTUDIO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE AGUA POTABLE Y DISPOSICIÓN DE AGUAS RESIDUALES PARA POBLACIONES MAYORES A 1000 HABITANTES. *CPE INEN 5 Parte 9-1:1992* .
- [18] INEN. (2012). GUIA DE PRÁCTICA PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS DE INVENTARIO, PREFACTIBILIDAD, FACTIBILIDAD Y DISEÑO DEFINITIVO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA. *GPE INEN 59:2012*. Instituto Nacional de Normalización.
- [19] Inmaculada Fernández, D., & Robles Díaz, R. (2010). Centrales Hidráulicas. *Centrales de Generación de Energía Eléctrica*, 9. Cantabria: Universidad de Cantabria.
- [20] ITDG-Perú. (1995). *Manual de Mini y Micro Centrales Hidráulicas*. Lima.
- [21] Jiménez Ruidias, L. A. (2006). *MODERNIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS TURBINAS*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.
- [22] Khan, S., & Hanjra, M. (2009). Footprints of water and energy inputs in food production-Global perspectives. *Food Policy*, 130-140.
- [23] Krochin, S. (1978). *Diseño Hidráulico*. Quito: Escuela Politécnica del Ecuador.
- [24] Lambooy, T. (2011). Corporate social responsibility: sustainable water use. *Cleaner Production*, 852-866.
- [25] Madrazo Maza, A., & Balbás García, J. (2010). *Centrales Eléctricas I*. Santander: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.
- [26] Martín Carrasco, F. J., & Garrote de Marcos, L. (2013). *Dimensionamiento y Optimización de Obras Hidráulicas* (4 ed.). Madrid, España: IBERGARCETA.
- [27] Merritt, F. S. (1994). *Manual del Ingeniero Civil* (3 ed., Vol. 4). México: McGraw-Hill.
- [28] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. (2015). *Balance Energético Nacional 2015*. Quito: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.
- [29] Monks, J. G. (1987). *Administración de Operaciones*. México, D.F.: McGraw-Hill.
- [30] Monsalve Sáenz, G. (1999). *Hidrología en Ingeniería*. Bogotá: Escuela Colombiana de Ingeniería.
- [31] Nasir, B. A. (2013). Design of Micro - Hydro - Electric Power Station. *International Journal of Engineering and Advanced Technology*, 2, 39-47.
- [32] National Geographic Society. (2013). *Medio Ambiente: Energía hidroeléctrica*. Obtenido de National Geographic: <http://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/calentamiento-global/hydropower-profile>

- [33] Neira Moscoso, I., Salgado Torres, M., Andrade Lizarzaburu, M., & Mendieta, D. (2009). *Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica*. Ecuador: CONELEC.
- [34] Neufert Planungs AG. (2010). *Arte de Proyectar en Arquitectura* (15 ed.). Barcelona: Gustavo Gili.
- [35] Ortiz, F. (2011). *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*. Colombia: Ediciones de la U.
- [36] Postel, S. (2000). Entering an era of water scarcity: the challenges ahead. *Ecological Applications*, 941-948.
- [37] Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo. (2013). *Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017*. Quito: SENPLADES.
- [38] Sims, R. (2004). Renewable energy: a response to climate change. *Solar Energy*, 9-17.
- [39] Tirado, S. R. (2009). *Estudios de los tipos de mantenimientos aplicados por la sección de mantenimiento de líneas y transformadores*. Obtenido de Monografías:
<http://www.monografias.com/trabajos68/mantenimientos-seccion-mantenimiento-lineas-transformadores/mantenimientos-seccion-mantenimiento-lineas-transformadores2.shtml>
- [40] U.S. Army Corps of Engineers. (30 de April de 1995). PLANNING AND DESIGN OF HYDROELECTRIC POWER PLANT STRUCTURES. Washington, DC, U.S.
- [41] UNESA. (2016). *Sector Eléctrico: Funcionamiento de las centrales eléctricas*. (Asociación Española de la Industria Eléctrica) Obtenido de UNESA: <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas>
- [42] *WordReference*. (2016). Obtenido de <http://www.wordreference.com/definicion/inversion>
- [43] *WordReference*. (2016). Obtenido de <http://www.wordreference.com/definicion/optimizaci%C3%B3n>

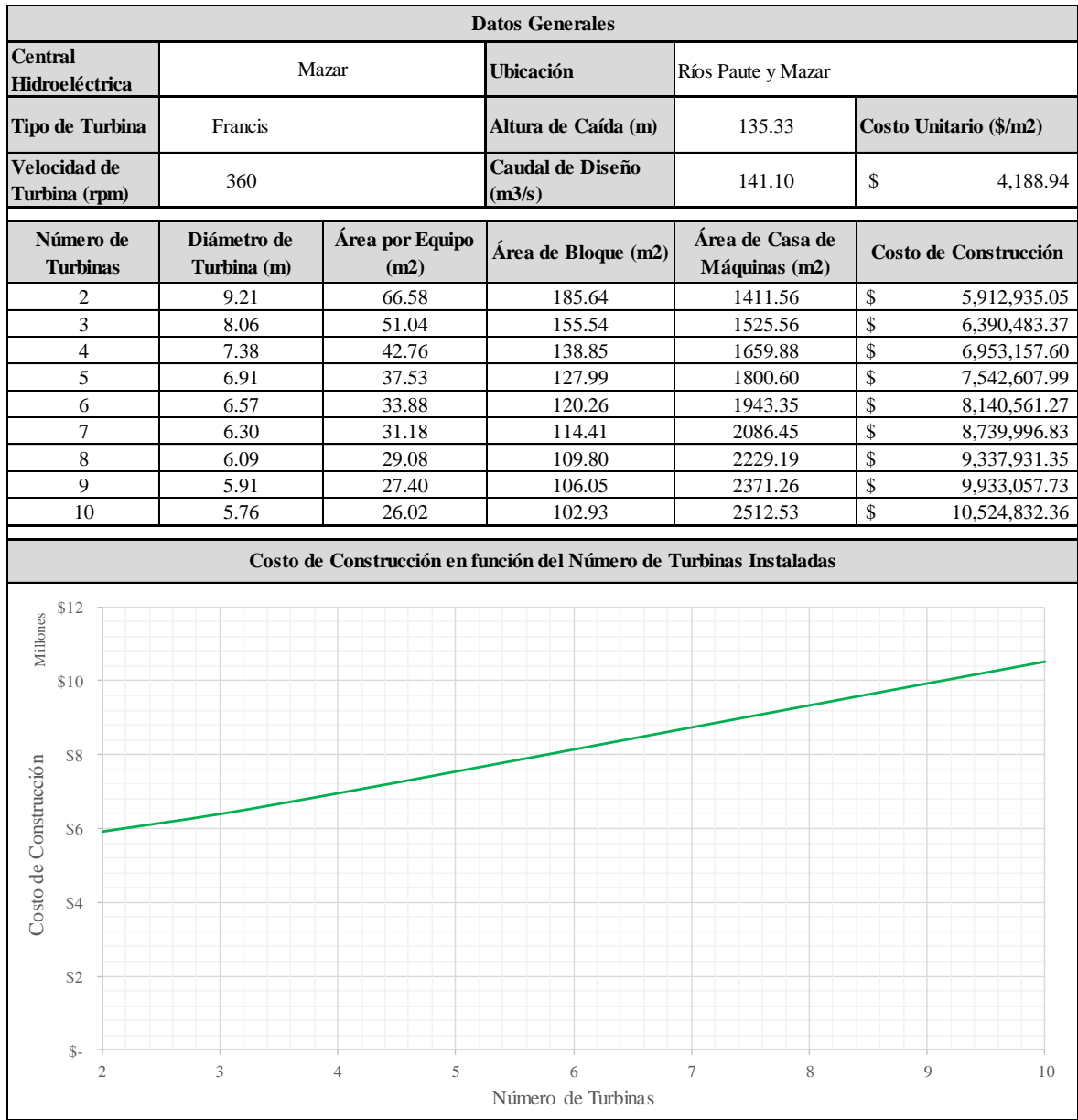
Anexos

Anexo 1: Indicadores de costo de centrales hidroeléctricas analizadas

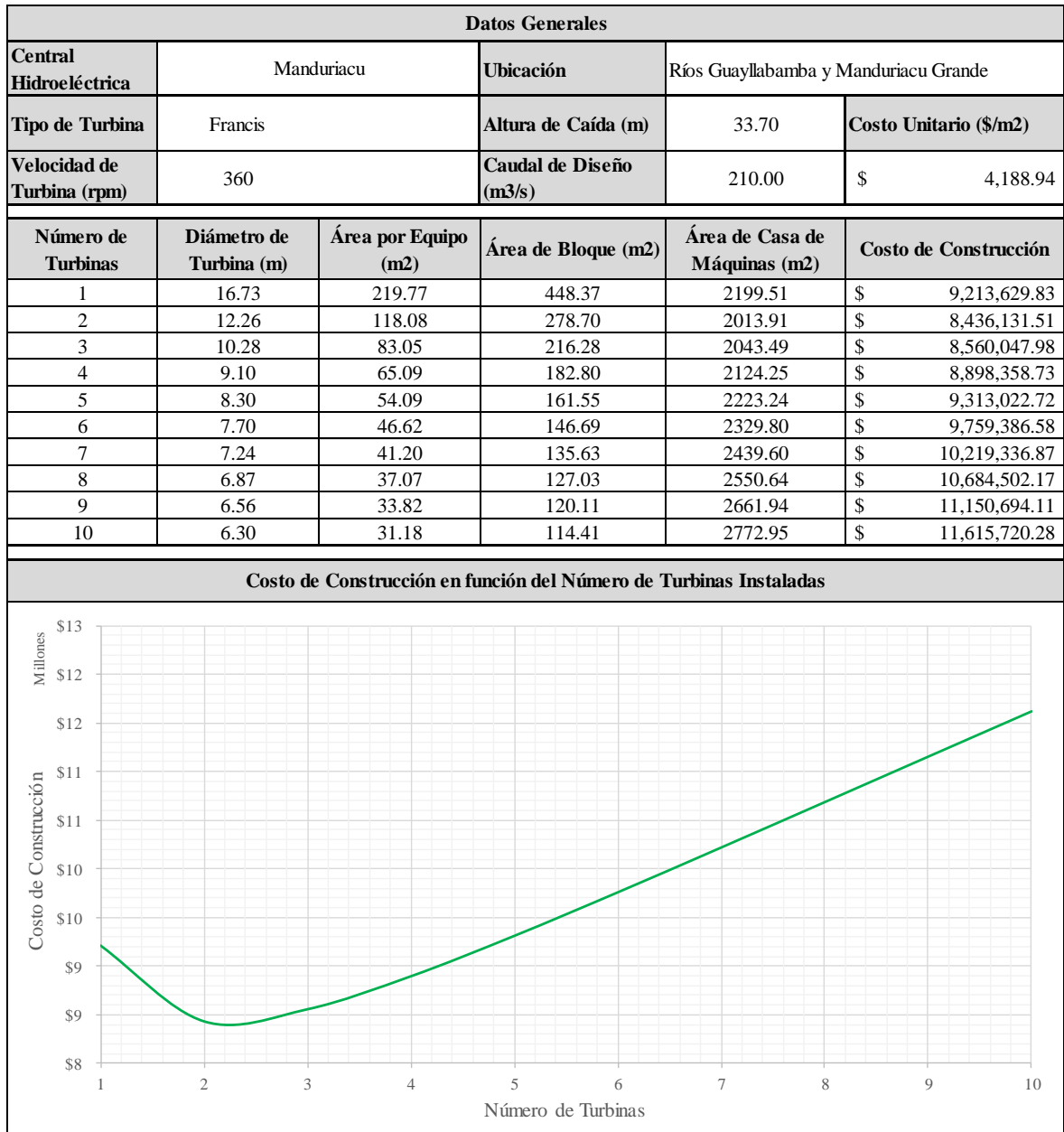
Anexo 1-01: Indicadores de costo Alluriquín



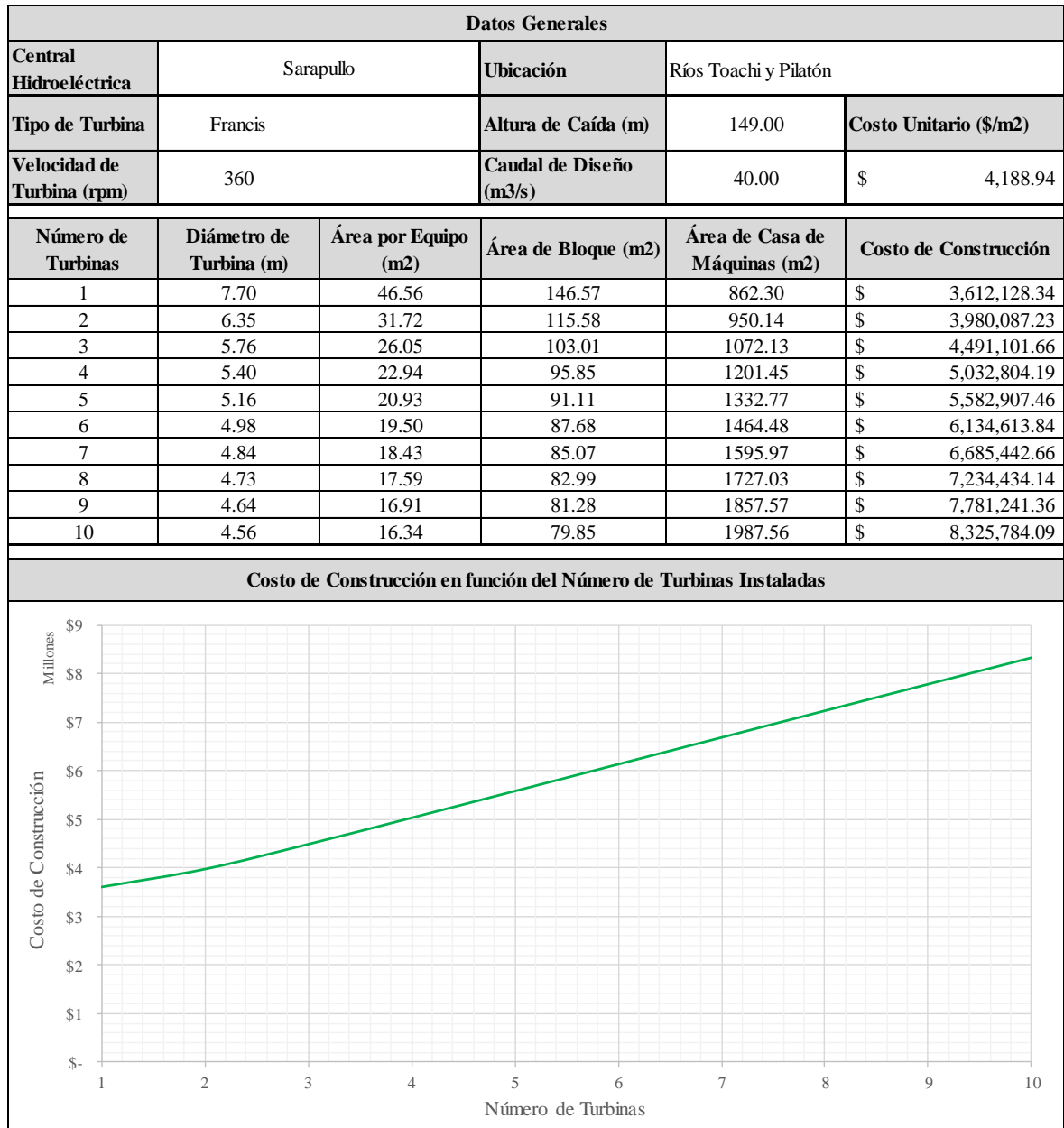
Anexo 1-02: Indicadores de costo Mazar



Anexo 1-03: Indicadores de costo Manduriacu



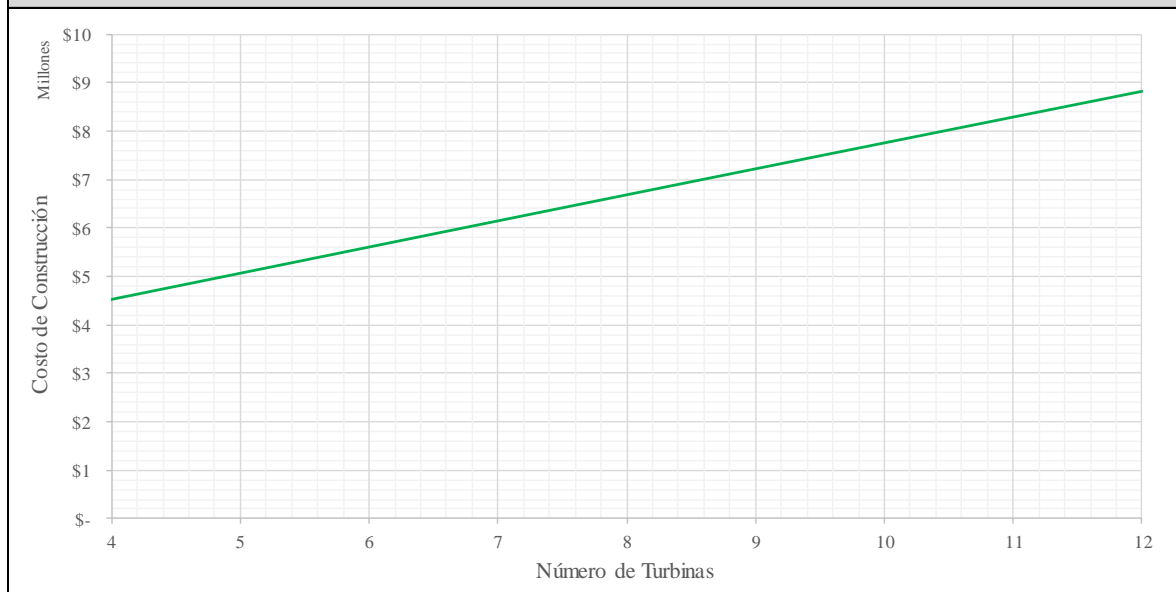
Anexo 1-04: Indicadores de costo Sarapullo



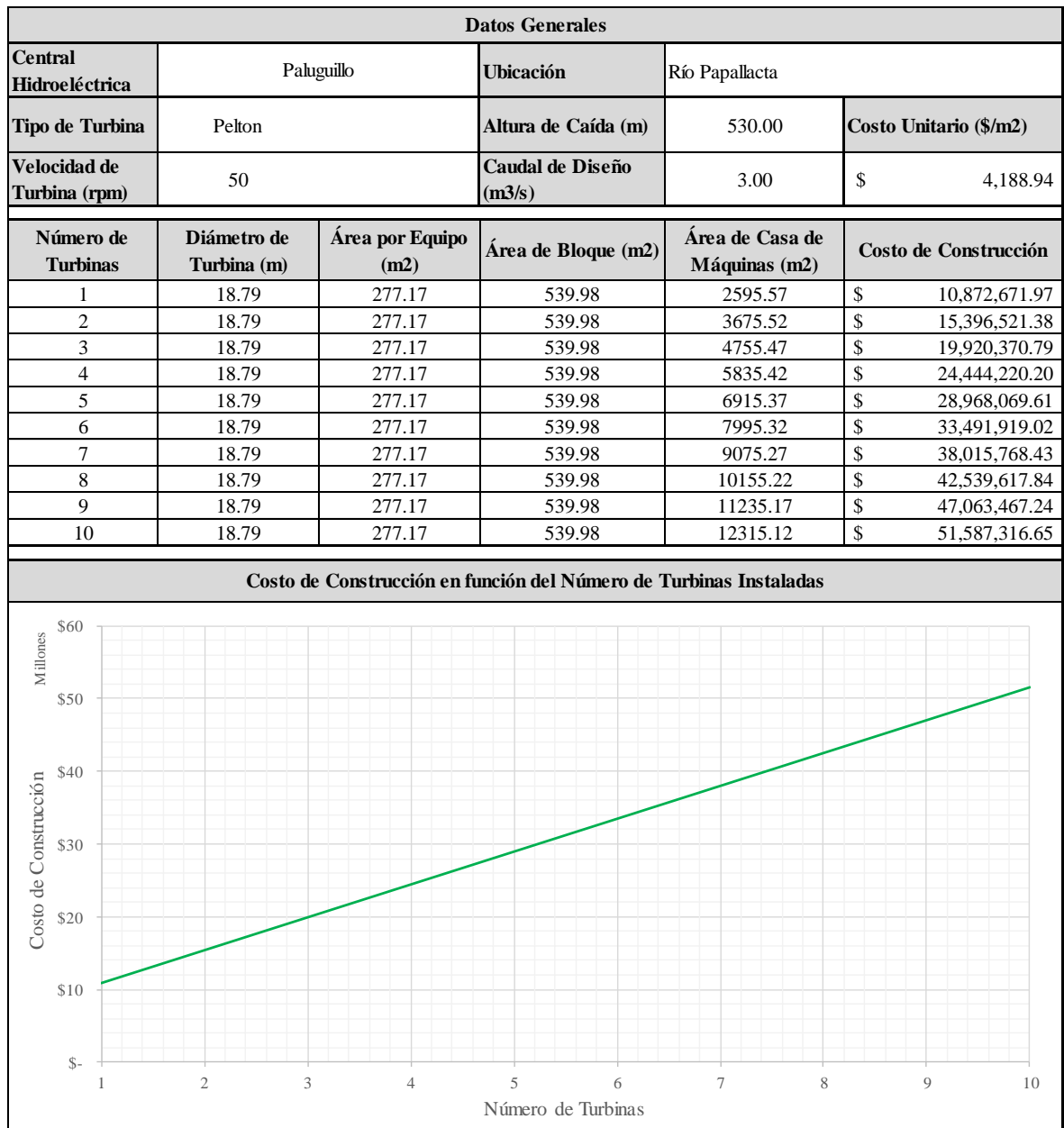
Anexo 1-05: Indicadores de costo El Topo

Datos Generales					
Central Hidroeléctrica	El Topo		Ubicación	Río Topo	
Tipo de Turbina	Francis		Altura de Caída (m)	160.00	Costo Unitario (\$/m2)
Velocidad de Turbina (rpm)	360		Caudal de Diseño (m3/s)	20.00	\$ 4,188.94
Número de Turbinas	Diámetro de Turbina (m)	Área por Equipo (m2)	Área de Bloque (m2)	Área de Casa de Máquinas (m2)	Costo de Construcción
4	4.82	18.22	84.55	1079.96	\$ 4,523,888.49
5	4.65	16.97	81.44	1209.34	\$ 5,065,853.16
6	4.52	16.07	79.18	1338.82	\$ 5,608,254.36
7	4.43	15.39	77.45	1468.07	\$ 6,149,638.40
8	4.35	14.86	76.06	1596.94	\$ 6,689,476.92
9	4.29	14.42	74.93	1725.40	\$ 7,227,608.02
10	4.23	14.06	73.97	1853.46	\$ 7,764,024.94
11	4.18	13.75	73.16	1981.12	\$ 8,298,787.42
12	4.14	13.48	72.45	2108.40	\$ 8,831,982.01

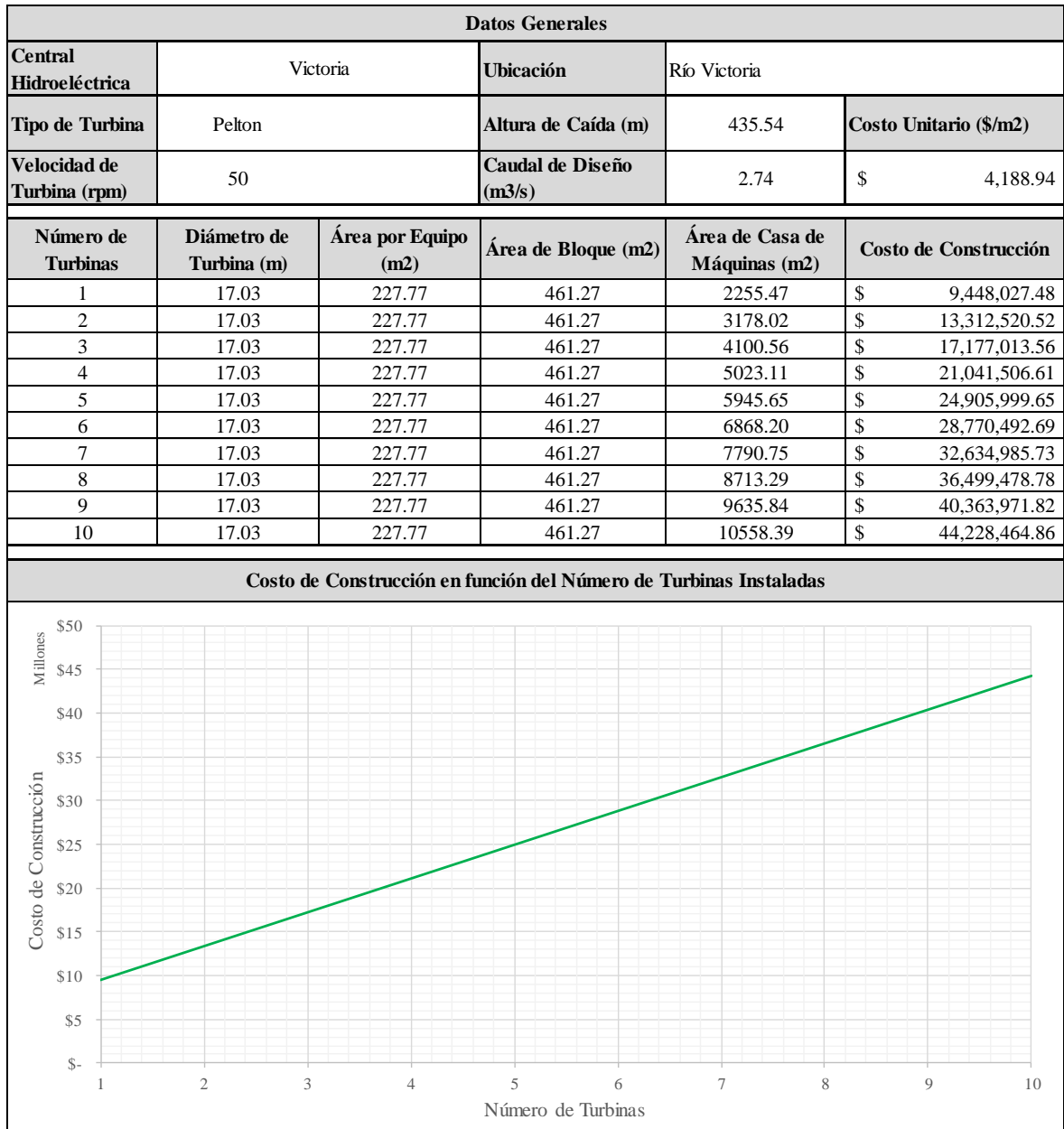
Costo de Construcción en función del Número de Turbinas Instaladas



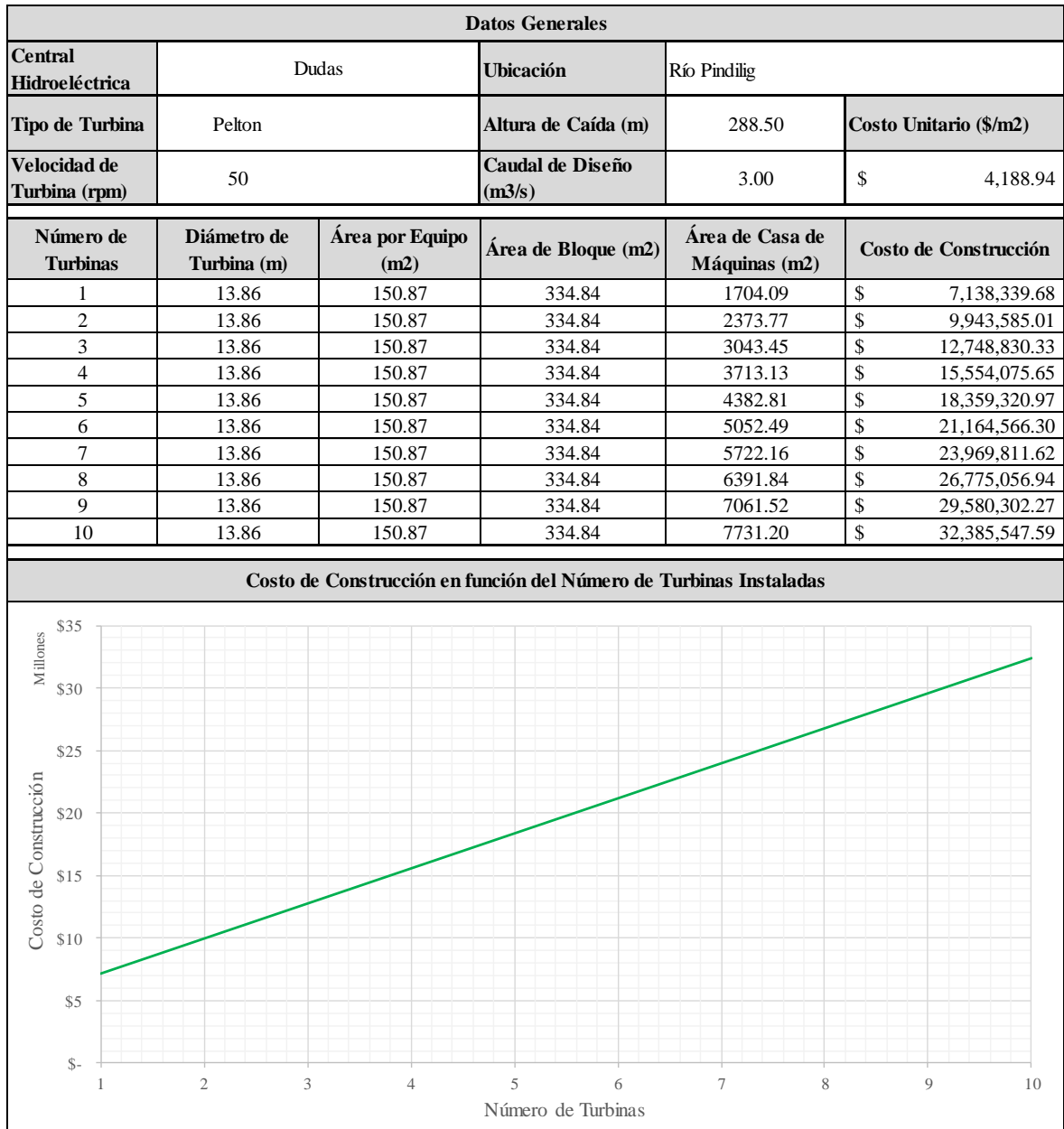
Anexo 1-06: Indicadores de costo Paluguillo



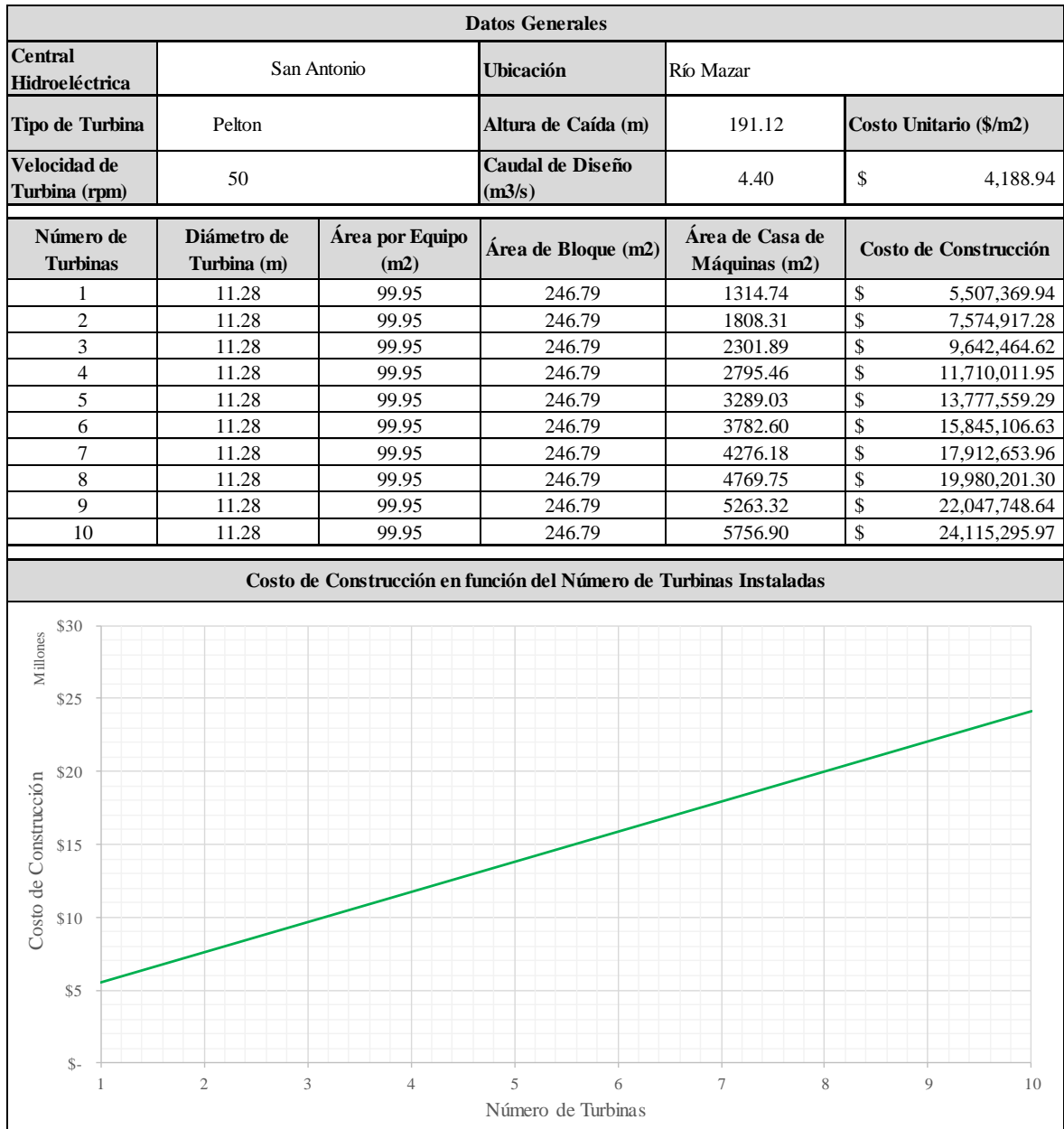
Anexo 1-07: Indicadores de costo El Victoria



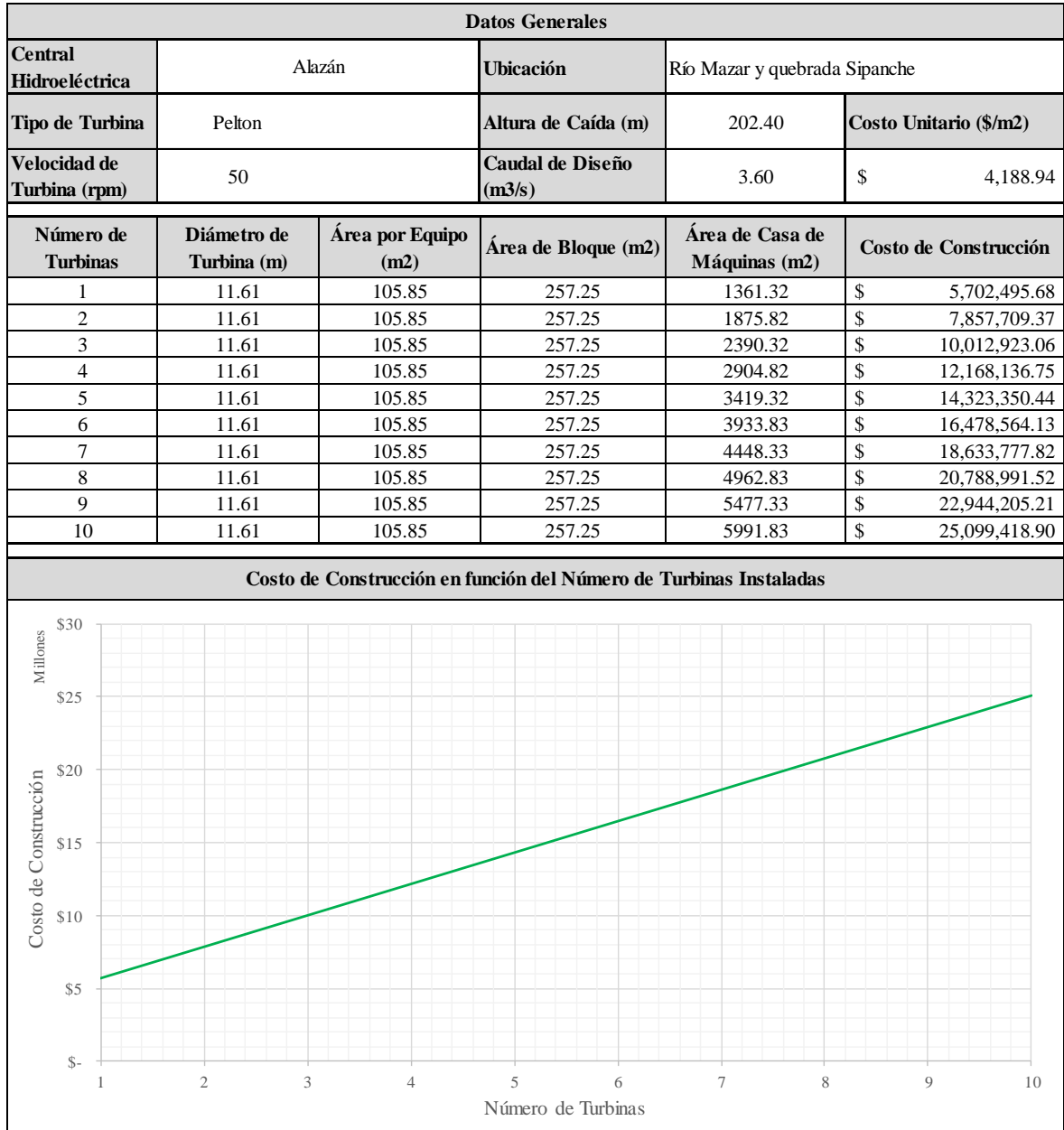
Anexo 1-08: Indicadores de costo Dudas



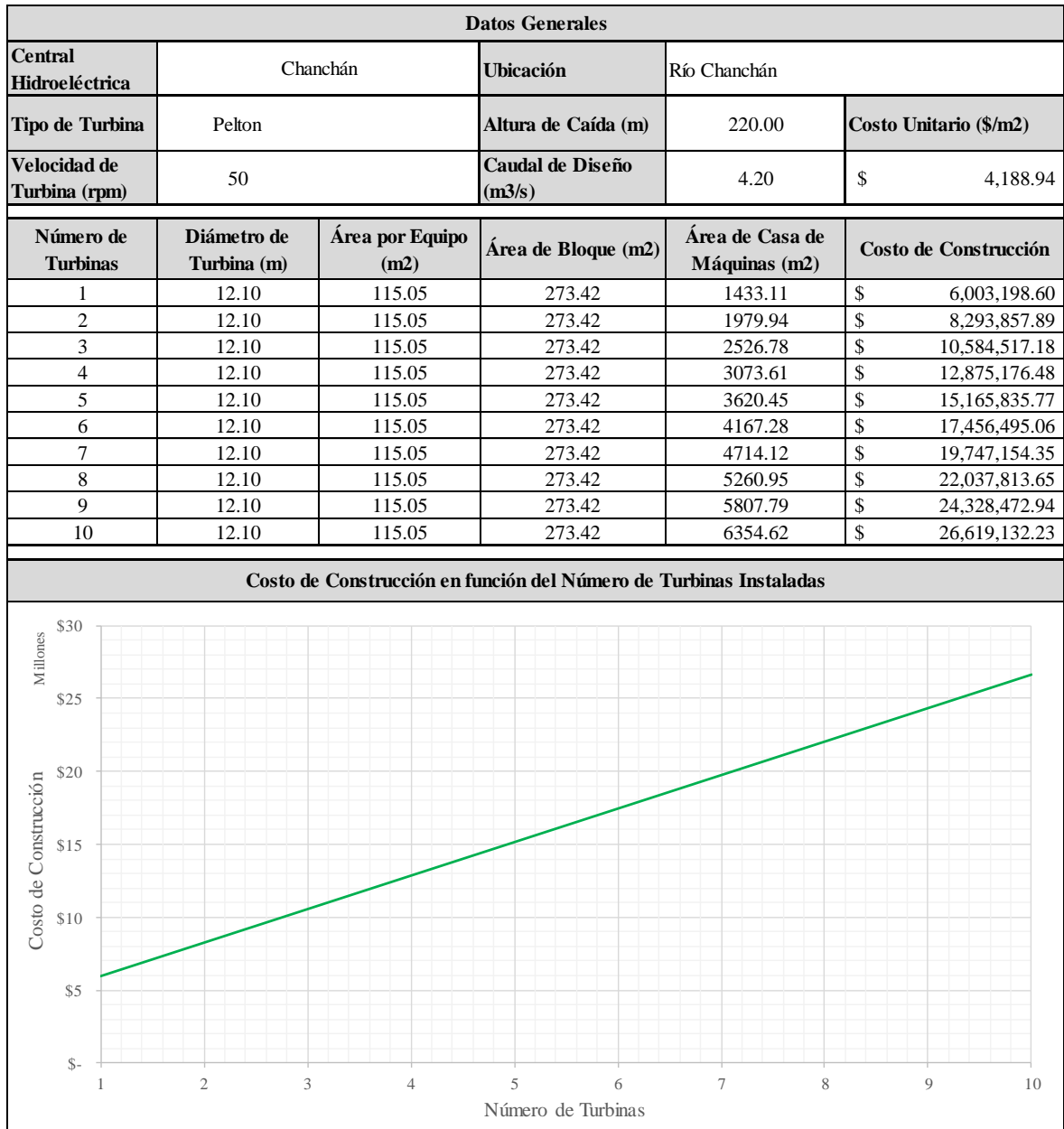
Anexo 1-09: Indicadores de costo San Antonio



Anexo 1-10: Indicadores de costo Alazán



Anexo 1-11: Indicadores de costo Chanchán



Anexo 2: Presupuesto de casa de máquinas de centrales hidroeléctricas analizadas¹

Anexo 2-01: Presupuesto de casa de máquinas Alluriquín

Rubro	Descripción	Unidad	Cantidad	PU	Total	%
I	Excavaciones subterráneas				\$ 3,240,493.00	15.99%
I.1	Excavación roca en caverna	m3	53990.22	\$ 60.02	\$ 3,240,493.00	15.99%
II	Hormigones en subterráneo				\$ 1,155,060.62	5.70%
II.1	Hormigon en muros f'c=250 kgf/cm2	m3	3097.81	\$ 133.29	\$ 412,906.43	2.04%
II.2	Hormigon simple losas y vigas f'c=250 kgf/cm2	m3	1523.02	\$ 133.75	\$ 203,703.93	1.01%
II.3	Hormigon simple columnas y diafragmas f'c=250 kgf/cm2	m3	253.44	\$ 139.49	\$ 35,352.35	0.17%
II.4	Hormigon en macizo de 250 kg/cm2 de segunda etapa	m3	2363.63	\$ 140.48	\$ 332,042.74	1.64%
II.5	Hormigon en macizo de 320 kg/cm2 de tercera etapa	m3	30.10	\$ 145.91	\$ 4,391.89	0.02%
II.6	Hormigón lanzado con malla e= 10 cm (no incl. malla)	m2	3434.94	\$ 48.52	\$ 166,663.29	0.82%
III	Materiales de refuerzo				\$ 803,357.03	3.96%
III.1	Acero de refuerzo en barras fy=4200 kgf/cm2 obras ext.	kg	488888.05	\$ 1.61	\$ 787,109.76	3.88%
III.2	Perfiles estructurales de acero A37-24ES	kg	0.00	\$ 4.67	\$ -	0.00%
III.3	Panel colaborante de losetas	m2	0.00	\$ 18.15	\$ -	0.00%
III.4	Malla electrosoldada tipo 4.15	m2	3434.94	\$ 4.73	\$ 16,247.27	0.08%
IV	Equipos				\$ 12,892,653.03	63.63%
IV.1	Equipos Principales de Generación (Turbina, Generador, Transformador)	m2	716.44	\$ 17,995.44	\$ 12,892,653.03	63.63%
V	Acabados, Desperdicios y Auxiliares				\$ 2,170,987.64	10.71%
TOTAL =					\$ 20,262,551.33	100.00%

Anexo 2-04: Presupuesto de casa de máquinas Sarapullo

Rubro	Descripción	Unidad	Cantidad	PU	Total	%
I	Excavaciones subterráneas				\$ 1,433,601.71	13.27%
I.1	Excavación roca en caverna	m3	23885.40	\$ 60.02	\$ 1,433,601.71	13.27%
II	Hormigones en subterráneo				\$ 533,396.43	4.94%
II.1	Hormigon en muros f'c=250 kgf/cm2	m3	406.98	\$ 133.29	\$ 54,246.36	0.50%
II.2	Hormigon simple losas y vigas f'c=250 kgf/cm2	m3	2018.30	\$ 133.75	\$ 269,947.63	2.50%
II.3	Hormigon simple columnas y diafragmas f'c=250 kgf/cm2	m3	184.80	\$ 139.49	\$ 25,777.75	0.24%
II.4	Hormigon en macizo de 250 kg/cm2 de segunda etapa	m3	519.22	\$ 140.48	\$ 72,940.03	0.68%
II.5	Hormigon en macizo de 320 kg/cm2 de tercera etapa	m3	6.29	\$ 145.91	\$ 917.77	0.01%
II.6	Hormigón lanzado con malla e= 10 cm (no incl. malla)	m2	2258.18	\$ 48.52	\$ 109,566.89	1.01%
III	Materiales de refuerzo				\$ 327,883.39	3.04%
III.1	Acero de refuerzo en barras fy=4200 kgf/cm2 obras ext.	kg	197020.00	\$ 1.61	\$ 317,202.20	2.94%
III.2	Perfiles estructurales de acero A37-24ES	kg	0.00	\$ 4.67	\$ -	0.00%
III.3	Panel colaborante de losetas	m2	0.00	\$ 18.15	\$ -	0.00%
III.4	Malla electrosoldada tipo 4.15	m2	2258.18	\$ 4.73	\$ 10,681.19	0.10%
IV	Equipos				\$ 7,348,078.02	68.04%
IV.1	Equipos Principales de Generación (Turbina, Generador, Transformador)	m2	408.33	\$ 17,995.44	\$ 7,348,078.02	68.04%
V	Acabados, Desperdicios y Auxiliares				\$ 1,157,155.15	10.71%
TOTAL =					\$ 10,800,114.69	100.00%

¹ Los presupuestos de Mazar y Manduriacu no fueron realizados por no contar con la información necesaria provista por la entidad responsable.

Anexo 2-05: Presupuesto de casa de máquinas El Topo

Rubro	Descripción	Unidad	Cantidad	PU	Total	%
I	Obras Preliminares				\$ 48,876.24	1.97%
I.1	Desbroce y Limpieza	m2	641.05	\$ 1.09	\$ 698.74	0.03%
I.2	Excavacion y desalojo de material (10 km)	m3	2,803.30	\$ 13.33	\$ 37,367.99	1.50%
I.3	Relleno compactado cambio de suelo	m3	460.96	\$ 23.45	\$ 10,809.51	0.43%
I.4	Relleno compactado (suelo natural)	m3	0.00	\$ 8.76	\$ -	0.00%
II	Hormigon				\$ 200,907.72	8.08%
II.1	Hormigon para replantillo f'c=180 kgf/cm2- tuberia de presion	m3	4.80	\$ 105.80	\$ 507.84	0.02%
II.2	Hormigon ciclopeo f'c=210 kgf/cm2 (60%hs+40%pedra)	m3	60.00	\$ 82.87	\$ 4,972.20	0.20%
II.3	Hormigon en paredes y muros exteriores f'c=250 kgf/cm2	m3	24.75	\$ 133.29	\$ 3,298.93	0.13%
II.4	Hormigon simple columnas f'c=250 kgf/cm2	m3	41.88	\$ 139.49	\$ 5,841.84	0.23%
II.5	Hormigon simple losas y vigas f'c=250 kgf/cm2	m3	1,323.82	\$ 133.75	\$ 177,060.93	7.12%
II.6	Acera perimetral 1 m ancho hs f'c=180 kgf/cm2	m2	91.75	\$ 10.58	\$ 970.72	0.04%
II.7	Hormigon en macizo de 250 kg/cm2 de segunda etapa	m3	39.83	\$ 140.48	\$ 5,595.32	0.23%
II.8	Hormigon en macizo de 320 kg/cm2 de tercera etapa	m3	18.23	\$ 145.91	\$ 2,659.94	0.11%
III	Materiales de refuerzo				\$ 165,116.61	6.64%
III.1	Acero de refuerzo en barras fy=4200 kgf/cm2 obras ext.	kg	102,556.90	\$ 1.61	\$ 165,116.61	6.64%
III.2	Perfiles estructurales de acero A37-24ES	kg	0.00	\$ 4.67	\$ -	0.00%
III.3	Panel colaborante de losetas	m2	0.00	\$ 18.15	\$ -	0.00%
IV	Equipos				\$ 1,805,060.38	72.60%
IV.1	Equipos Principales de Generación (Turbina, Generador, Transformador)	m2	100.53	\$ 17,955.44	\$ 1,805,060.38	72.60%
V	Acabados, Desperdicios y Auxiliares				\$ 266,395.31	10.71%
TOTAL =					\$ 2,486,356.27	100.00%

Anexo 2-06: Presupuesto de casa de máquinas Palugullo

Rubro	Descripción	Unidad	Cantidad	PU	Total	%
I	Obras Preliminares				\$ 42,718.29	3.16%
I.1	Desbroce y Limpieza	m2	570.64	\$ 1.09	\$ 622.00	0.05%
I.2	Excavacion y desalojo de material (10 km)	m3	1,586.58	\$ 13.33	\$ 21,149.11	1.56%
I.3	Relleno compactado cambio de suelo	m3	893.27	\$ 23.45	\$ 20,947.18	1.55%
I.4	Relleno compactado (suelo natural)	m3	0.00	\$ 8.76	\$ -	0.00%
II	Hormigon				\$ 110,156.96	8.14%
II.1	Hormigon para replantillo f'c=180 kgf/cm2- tuberia de presion	m3	37.22	\$ 105.80	\$ 3,937.88	0.29%
II.2	Hormigon ciclopeo f'c=210 kgf/cm2 (60%hs+40%pedra)	m3	3.84	\$ 82.87	\$ 318.22	0.02%
II.3	Hormigon en paredes y muros exteriores f'c=250 kgf/cm2	m3	155.38	\$ 133.29	\$ 20,710.60	1.53%
II.4	Hormigon simple columnas f'c=250 kgf/cm2	m3	23.87	\$ 139.49	\$ 3,329.63	0.25%
II.5	Hormigon simple losas y vigas f'c=250 kgf/cm2	m3	605.35	\$ 133.75	\$ 80,965.56	5.99%
II.6	Acera perimetral 1 m ancho hs f'c=180 kgf/cm2	m2	84.60	\$ 10.58	\$ 895.07	0.07%
II.7	Hormigon en macizo de 250 kg/cm2 de segunda etapa	m3	0.00	\$ 140.48	\$ -	0.00%
II.8	Hormigon en macizo de 320 kg/cm2 de tercera etapa	m3	0.00	\$ 145.91	\$ -	0.00%
III	Materiales de refuerzo				\$ 123,979.84	9.17%
III.1	Acero de refuerzo en barras fy=4200 kgf/cm2 obras ext.	kg	54,922.00	\$ 1.61	\$ 88,424.42	6.54%
III.2	Perfiles estructurales de acero A37-24ES	kg	7,613.58	\$ 4.67	\$ 35,555.42	2.63%
III.3	Panel colaborante de losetas	m2	0.00	\$ 18.15	\$ -	0.00%
IV	Equipos				\$ 930,810.01	68.82%
IV.1	Equipos Principales de Generación (Turbina, Generador, Transformador)	m2	51.84	\$ 17,955.44	\$ 930,810.01	68.82%
V	Acabados, Desperdicios y Auxiliares				\$ 144,919.81	10.71%
TOTAL =					\$ 1,352,584.91	100.00%

Anexo 2-07: Presupuesto de casa de máquinas El Victoria

Rubro	Descripción	Unidad	Cantidad	PU	Total	%
I	Obras Preliminares				\$ 32,549.16	1.27%
I.1	Desbroce y Limpieza	m2	682.55	\$ 1.09	\$ 743.98	0.03%
I.2	Excavacion y desalojo de material (10 km)	m3	1,185.25	\$ 13.33	\$ 15,799.38	0.62%
I.3	Relleno compactado cambio de suelo	m3	682.55	\$ 23.45	\$ 16,005.80	0.62%
I.4	Relleno compactado (suelo natural)	m3	0.00	\$ 8.76	\$ -	0.00%
II	Hormigon				\$ 280,335.88	10.94%
II.1	Hormigon para replantillo f'c=180 kgf/cm2- tuberia de presion	m3	16.80	\$ 105.80	\$ 1,777.44	0.07%
II.2	Hormigon ciclopeo f'c=210 kgf/cm2 (60%hs+40%pedra)	m3	1,109.80	\$ 82.87	\$ 91,969.13	3.59%
II.3	Hormigon en paredes y muros exteriores f'c=250 kgf/cm2	m3	0.00	\$ 133.29	\$ -	0.00%
II.4	Hormigon simple columnas f'c=250 kgf/cm2	m3	98.69	\$ 139.49	\$ 13,766.27	0.54%
II.5	Hormigon simple losas y vigas f'c=250 kgf/cm2	m3	903.40	\$ 133.75	\$ 120,829.08	4.72%
II.6	Acera perimetral 1 m ancho hs f'c=180 kgf/cm2	m2	100.80	\$ 10.58	\$ 1,066.46	0.04%
II.7	Hormigon en macizo de 250 kg/cm2 de segunda etapa	m3	352.72	\$ 140.48	\$ 49,550.11	1.93%
II.8	Hormigon en macizo de 320 kg/cm2 de tercera etapa	m3	9.44	\$ 145.91	\$ 1,377.39	0.05%
III	Materiales de refuerzo				\$ 169,179.02	6.60%
III.1	Acero de refuerzo en barras fy=4200 kgf/cm2 obras ext.	kg	102,740.35	\$ 1.61	\$ 165,411.96	6.46%
III.2	Perfiles estructurales de acero A37-24ES	kg	806.65	\$ 4.67	\$ 3,767.06	0.15%
III.3	Panel colaborante de losetas	m2	0.00	\$ 18.15	\$ -	0.00%
IV	Equipos				\$ 1,805,239.94	70.47%
IV.1	Equipos Principales de Generación (Turbina, Generador, Transformador)	m2	100.54	\$ 17,955.44	\$ 1,805,239.94	70.47%
V	Acabados, Desperdicios y Auxiliares				\$ 274,476.48	10.71%
TOTAL =					\$ 2,561,780.48	100.00%

Anexo 2-08: Presupuesto de casa de máquinas Dudas

Rubro	Descripción	Unidad	Cantidad	PU	Total	%
I	Obras Preliminares				\$ 10,765.33	0.42%
I.1	Desbroce y Limpieza	m2	316.80	\$ 1.09	\$ 345.31	0.01%
I.2	Excavacion y desalojo de material (10 km)	m3	674.42	\$ 13.33	\$ 8,990.02	0.35%
I.3	Relleno compactado cambio de suelo	m3	37.85	\$ 23.45	\$ 887.58	0.03%
I.4	Relleno compactado (suelo natural)	m3	61.92	\$ 8.76	\$ 542.42	0.02%
II	Hormigon				\$ 62,261.65	2.44%
II.1	Hormigon para replantillo f'c=180 kgf/cm2- tuberia de presion	m3	31.87	\$ 105.80	\$ 3,371.85	0.13%
II.2	Hormigon ciclopeo f'c=210 kgf/cm2 (60%hs+40%pedra)	m3	12.00	\$ 82.87	\$ 994.44	0.04%
II.3	Hormigon en paredes y muros exteriores f'c=250 kgf/cm2	m3	42.82	\$ 133.29	\$ 5,707.48	0.22%
II.4	Hormigon simple columnas f'c=250 kgf/cm2	m3	19.33	\$ 139.49	\$ 2,696.34	0.11%
II.5	Hormigon simple losas y vigas f'c=250 kgf/cm2	m3	331.29	\$ 133.75	\$ 44,310.04	1.73%
II.6	Acera perimetral 1 m ancho hs f'c=180 kgf/cm2	m2	16.50	\$ 10.58	\$ 174.57	0.01%
II.7	Hormigon en macizo de 250 kg/cm2 de segunda etapa	m3	27.00	\$ 140.48	\$ 3,792.96	0.15%
II.8	Hormigon en macizo de 320 kg/cm2 de tercera etapa	m3	8.32	\$ 145.91	\$ 1,213.97	0.05%
III	Materiales de refuerzo				\$ 109,108.84	4.27%
III.1	Acero de refuerzo en barras fy=4200 kgf/cm2 obras ext.	kg	30,719.60	\$ 1.61	\$ 49,458.56	1.93%
III.2	Perfiles estructurales de acero A37-24ES	kg	12,773.08	\$ 4.67	\$ 59,650.28	2.33%
III.3	Panel colaborante de losetas	m2	0.00	\$ 18.15	\$ -	0.00%
IV	Equipos				\$ 2,100,786.48	82.16%
IV.1	Equipos Principales de Generación (Turbina, Generador, Transformador)	m2	117.00	\$ 17,955.44	\$ 2,100,786.48	82.16%
V	Acabados, Desperdicios y Auxiliares				\$ 273,950.68	10.71%
TOTAL =					\$ 2,556,872.98	100.00%

Anexo 2-09: Presupuesto de casa de máquinas San Antonio

Rubro	Descripción	Unidad	Cantidad	PU	Total	%
I	Obras Preliminares				\$ 14,698.46	0.55%
I.1	Desbroce y Limpieza	m2	388.00	\$ 1.09	\$ 422.92	0.02%
I.2	Excavacion y desalojo de material (10 km)	m3	618.38	\$ 13.33	\$ 8,243.01	0.31%
I.3	Relleno compactado cambio de suelo	m3	184.78	\$ 23.45	\$ 4,333.09	0.16%
I.4	Relleno compactado (suelo natural)	m3	194.00	\$ 8.76	\$ 1,699.44	0.06%
II	Hormigon				\$ 56,242.54	2.10%
II.1	Hormigon para replantillo f'c=180 kgf/cm2- tuberia de presion	m3	38.80	\$ 105.80	\$ 4,105.04	0.15%
II.2	Hormigon ciclopeo f'c=210 kgf/cm2 (60%hs+40%pedra)	m3	12.00	\$ 82.87	\$ 994.44	0.04%
II.3	Hormigon en paredes y muros exteriores f'c=250 kgf/cm2	m3	0.00	\$ 133.29	\$ -	0.00%
II.4	Hormigon simple columnas f'c=250 kgf/cm2	m3	18.83	\$ 139.49	\$ 2,626.60	0.10%
II.5	Hormigon simple losas y vigas f'c=250 kgf/cm2	m3	322.62	\$ 133.75	\$ 43,150.43	1.61%
II.6	Acera perimetral 1 m ancho hs f'c=180 kgf/cm2	m2	74.80	\$ 10.58	\$ 791.38	0.03%
II.7	Hormigon en macizo de 250 kg/cm2 de segunda etapa	m3	21.43	\$ 140.48	\$ 3,010.49	0.11%
II.8	Hormigon en macizo de 320 kg/cm2 de tercera etapa	m3	10.72	\$ 145.91	\$ 1,564.16	0.06%
III	Materiales de refuerzo				\$ 121,736.05	4.53%
III.1	Acero de refuerzo en barras fy=4200 kgf/cm2 obras ext.	kg	26,795.00	\$ 1.61	\$ 43,139.95	1.61%
III.2	Perfiles estructurales de acero A37-24ES	kg	16,830.00	\$ 4.67	\$ 78,596.10	2.93%
III.3	Panel colaborante de losetas	m2	0.00	\$ 18.15	\$ -	0.00%
IV	Equipos				\$ 2,204,209.81	82.11%
IV.1	Equipos Principales de Generación (Turbina, Generador, Transformador)	m2	122.76	\$ 17,955.44	\$ 2,204,209.81	82.11%
V	Acabados, Desperdicios y Auxiliares				\$ 287,626.42	10.71%
TOTAL =					\$ 2,684,513.29	100.00%

Anexo 2-10: Presupuesto de casa de máquinas Alazán

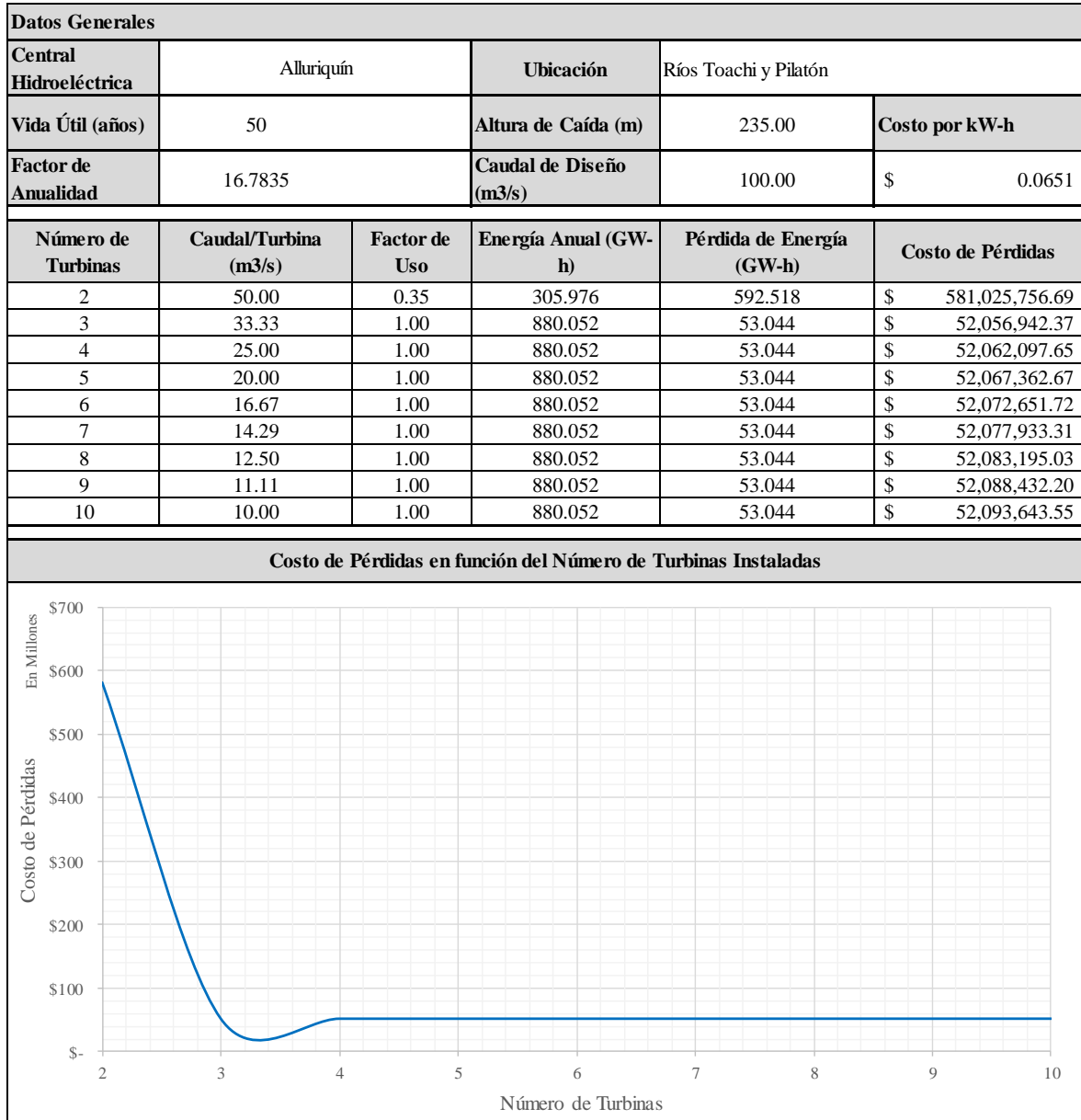
Rubro	Descripción	Unidad	Cantidad	PU	Total	%
I	Obras Preliminares				\$ 15,863.56	0.66%
I.1	Desbroce y Limpieza	m2	793.00	\$ 1.09	\$ 864.37	0.04%
I.2	Excavacion y desalojo de material (10 km)	m3	549.38	\$ 13.33	\$ 7,323.24	0.30%
I.3	Relleno compactado cambio de suelo	m3	224.79	\$ 23.45	\$ 5,271.33	0.22%
I.4	Relleno compactado (suelo natural)	m3	274.50	\$ 8.76	\$ 2,404.62	0.10%
II	Hormigon				\$ 62,549.98	2.60%
II.1	Hormigon para replantillo f'c=180 kgf/cm2- tuberia de presion	m3	19.89	\$ 105.80	\$ 2,104.36	0.09%
II.2	Hormigon ciclopeo f'c=210 kgf/cm2 (60%hs+40%pedra)	m3	12.00	\$ 82.87	\$ 994.44	0.04%
II.3	Hormigon en paredes y muros exteriores f'c=250 kgf/cm2	m3	0.00	\$ 133.29	\$ -	0.00%
II.4	Hormigon simple columnas f'c=250 kgf/cm2	m3	22.69	\$ 139.49	\$ 3,165.03	0.13%
II.5	Hormigon simple losas y vigas f'c=250 kgf/cm2	m3	401.77	\$ 133.75	\$ 53,736.74	2.23%
II.6	Acera perimetral 1 m ancho hs f'c=180 kgf/cm2	m2	10.25	\$ 10.58	\$ 108.45	0.00%
II.7	Hormigon en macizo de 250 kg/cm2 de segunda etapa	m3	10.50	\$ 140.48	\$ 1,475.04	0.06%
II.8	Hormigon en macizo de 320 kg/cm2 de tercera etapa	m3	6.62	\$ 145.91	\$ 965.92	0.04%
III	Materiales de refuerzo				\$ 148,677.71	6.18%
III.1	Acero de refuerzo en barras fy=4200 kgf/cm2 obras ext.	kg	31,253.00	\$ 1.61	\$ 50,317.33	2.09%
III.2	Perfiles estructurales de acero A37-24ES	kg	21,062.18	\$ 4.67	\$ 98,360.38	4.09%
III.3	Panel colaborante de losetas	m2	0.00	\$ 18.15	\$ -	0.00%
IV	Equipos				\$ 1,920,154.75	79.84%
IV.1	Equipos Principales de Generación (Turbina, Generador, Transformador)	m2	106.94	\$ 17,955.44	\$ 1,920,154.75	79.84%
V	Acabados, Desperdicios y Auxiliares				\$ 257,669.52	10.71%
TOTAL =					\$ 2,404,915.52	100.00%

Anexo 2-11: Presupuesto de casa de máquinas Chanchán

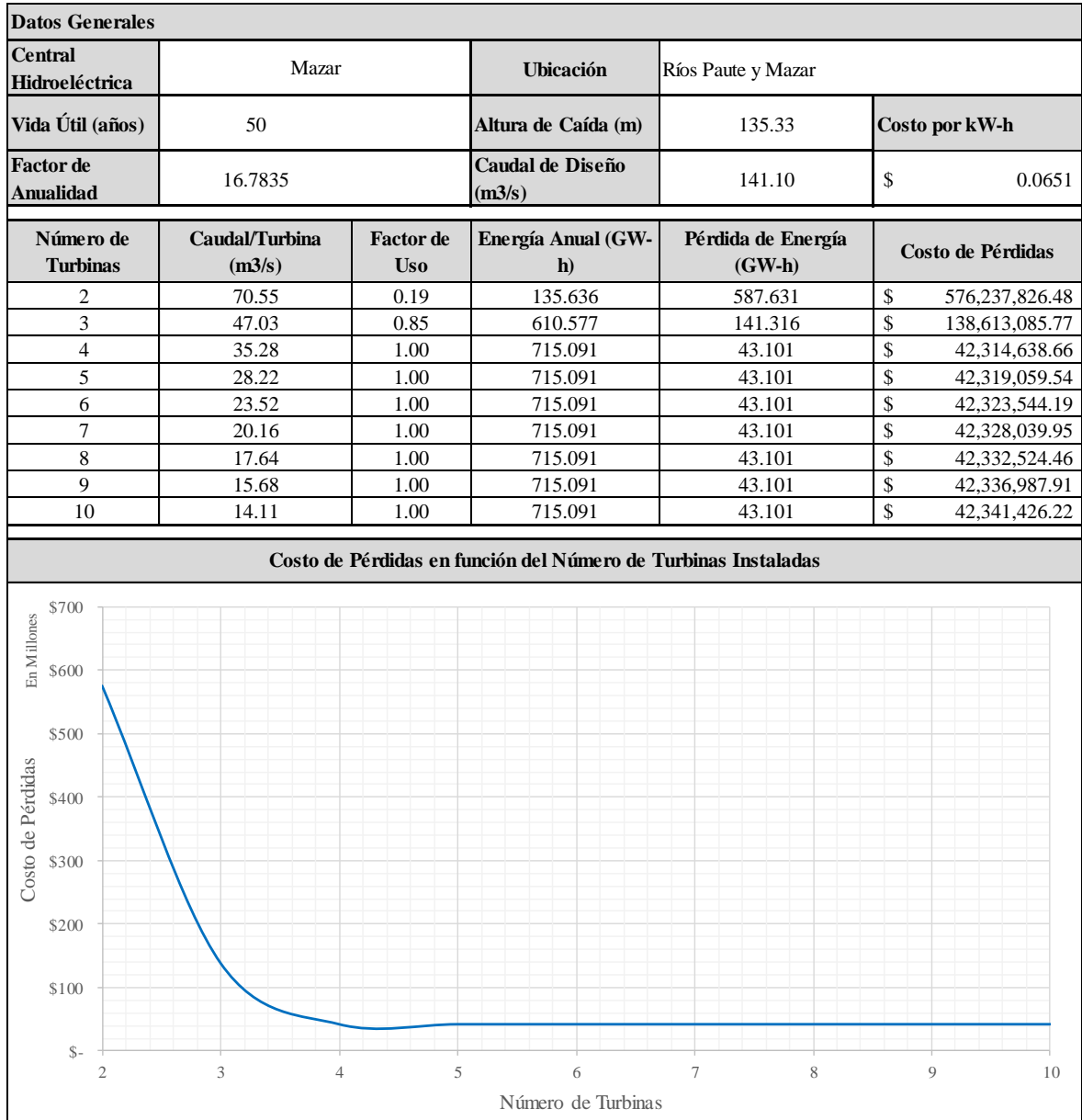
Rubro	Descripción	Unidad	Cantidad	PU	Total	%
I	Obras Preliminares				\$ 11,101.57	0.80%
I.1	Desbroce y Limpieza	m2	275.26	\$ 1.09	\$ 300.03	0.02%
I.2	Excavacion y desalojo de material (10 km)	m3	634.94	\$ 13.33	\$ 8,463.75	0.61%
I.3	Relleno compactado cambio de suelo	m3	61.44	\$ 23.45	\$ 1,440.77	0.10%
I.4	Relleno compactado (suelo natural)	m3	102.40	\$ 8.76	\$ 897.02	0.06%
II	Hormigon				\$ 19,841.27	1.44%
II.1	Hormigon para replantillo f'c=180 kgf/cm2- tuberia de presion	m3	20.48	\$ 105.80	\$ 2,166.78	0.16%
II.2	Hormigon ciclopeo f'c=210 kgf/cm2 (60%hs+40%piedra)	m3	3.89	\$ 82.87	\$ 322.36	0.02%
II.3	Hormigon en paredes y muros exteriores f'c=250 kgf/cm2	m3	0.00	\$ 133.29	\$ -	0.00%
II.4	Hormigon simple columnas f'c=250 kgf/cm2	m3	15.15	\$ 139.49	\$ 2,113.27	0.15%
II.5	Hormigon simple losas y vigas f'c=250 kgf/cm2	m3	106.23	\$ 133.75	\$ 14,208.26	1.03%
II.6	Acera perimetral 1 m ancho hs f'c=180 kgf/cm2	m2	70.47	\$ 10.58	\$ 745.57	0.05%
II.7	Hormigon en macizo de 250 kg/cm2 de segunda etapa	m3	1.25	\$ 140.48	\$ 175.60	0.01%
II.8	Hormigon en macizo de 320 kg/cm2 de tercera etapa	m3	0.75	\$ 145.91	\$ 109.43	0.01%
III	Materiales de refuerzo				\$ 48,176.29	3.48%
III.1	Acero de refuerzo en barras fy=4200 kgf/cm2 obras ext.	kg	8,676.60	\$ 1.61	\$ 13,969.33	1.01%
III.2	Perfiles estructurales de acero A37-24ES	kg	7,324.83	\$ 4.67	\$ 34,206.96	2.47%
III.3	Panel colaborante de losetas	m2	0.00	\$ 18.15	\$ -	0.00%
IV	Equipos				\$ 1,155,253.01	83.56%
IV.1	Equipos Principales de Generación (Turbina, Generador, Transformador)	m2	64.34	\$ 17,955.44	\$ 1,155,253.01	83.56%
V	Acabados, Desperdicios y Auxiliares				\$ 148,124.66	10.71%
				TOTAL =	\$ 1,382,496.80	100.00%

Anexo 3: Indicadores energéticos de centrales hidroeléctricas analizadas

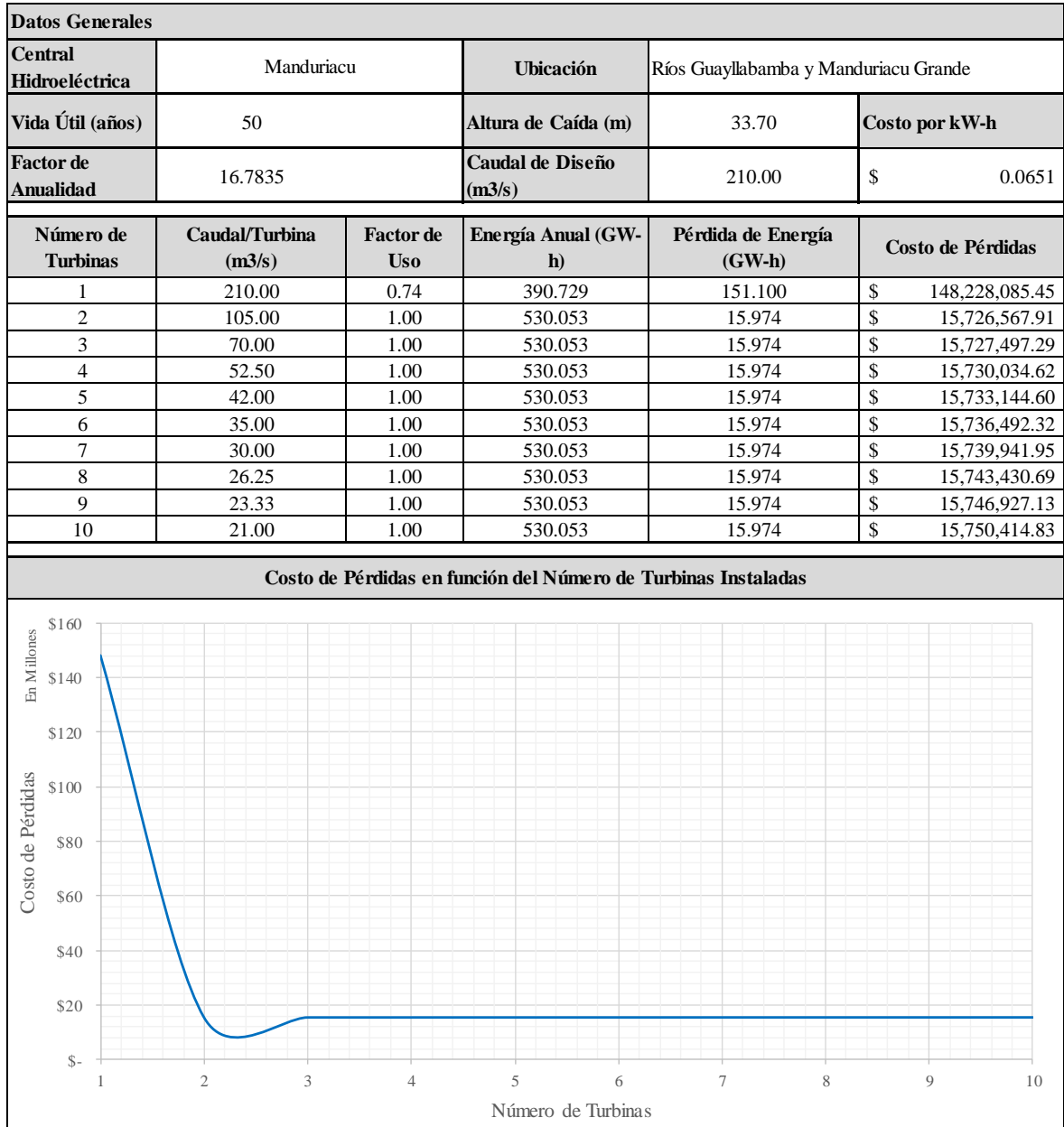
Anexo 3-01: Indicadores energéticos Alluriquín



Anexo 3-02: Indicadores energéticos Mazar



Anexo 3-03: Indicadores energéticos Manduriacu

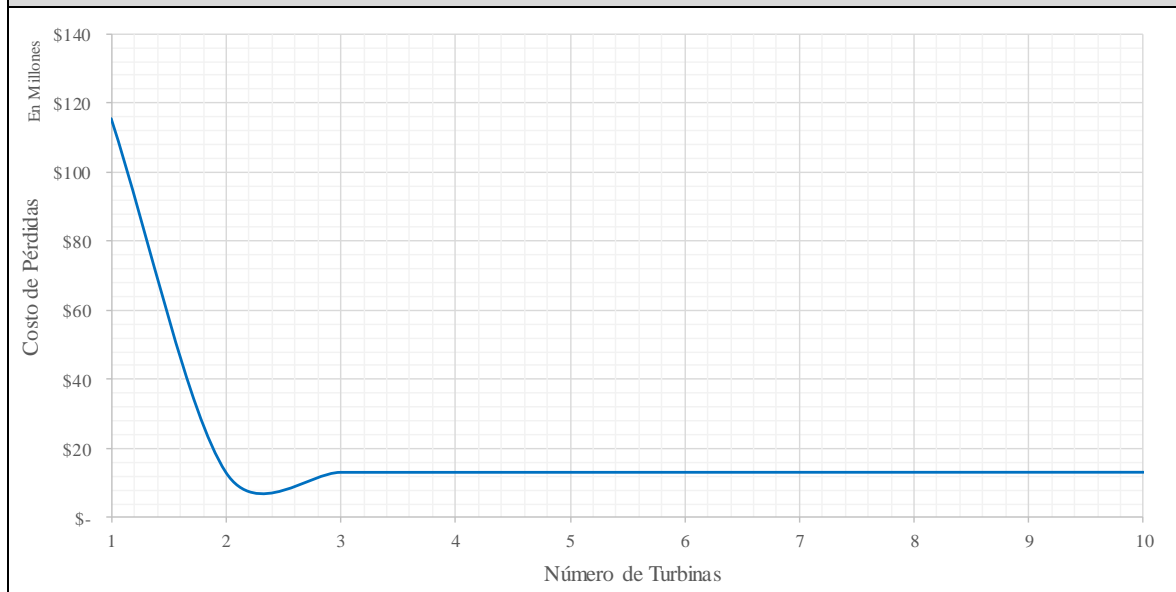


Anexo 3-04: Indicadores energéticos Sarapullo

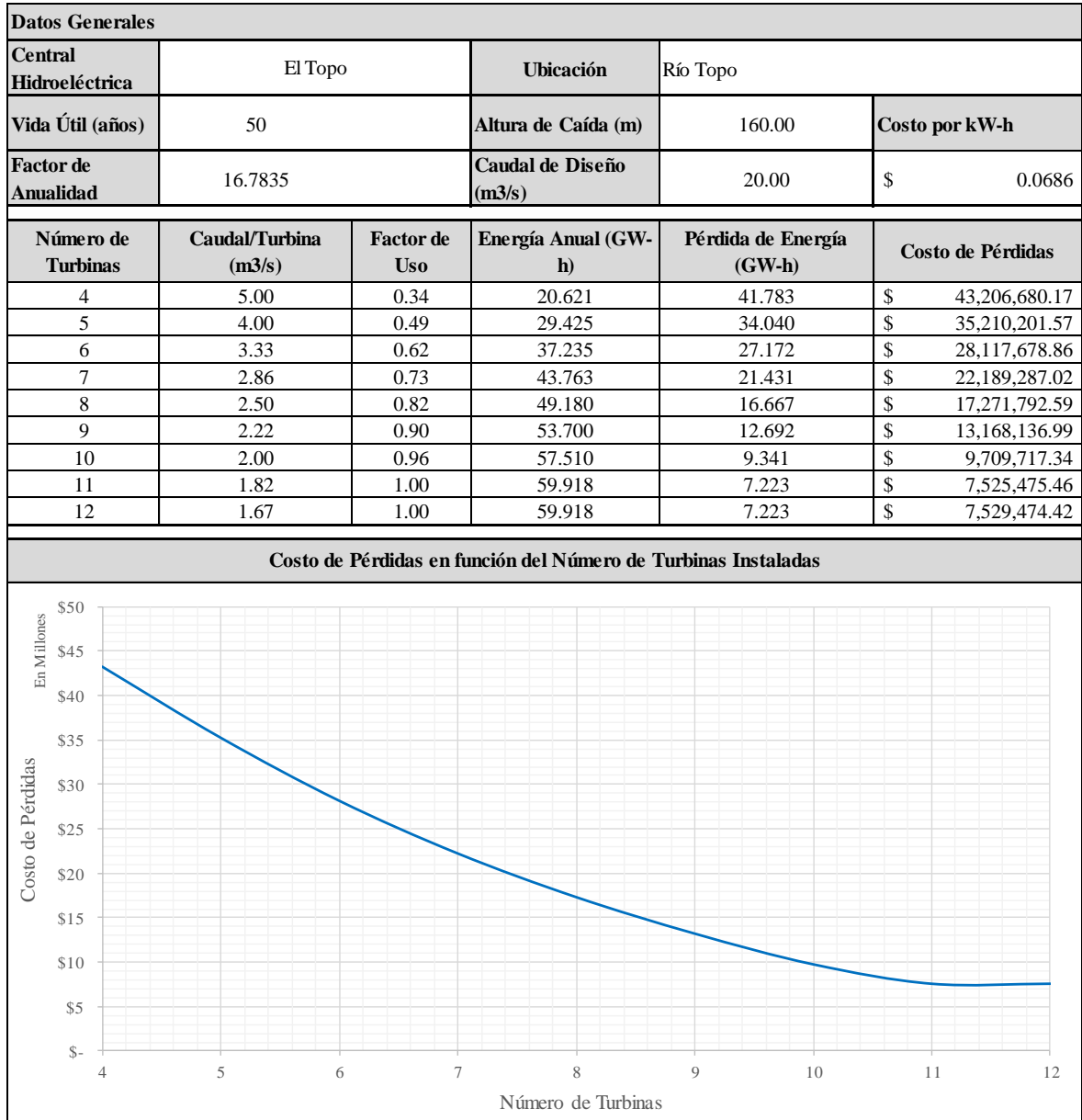
Datos Generales				
Central Hidroeléctrica	Sarapullo	Ubicación	Ríos Toachi y Pilatón	
Vida Útil (años)	50	Altura de Caída (m)	149.00	Costo por kW-h
Factor de Anualidad	16.7835	Caudal de Diseño (m3/s)	40.00	\$ 0.0651

Número de Turbinas	Caudal/Turbina (m3/s)	Factor de Uso	Energía Anual (GW-h)	Pérdida de Energía (GW-h)	Costo de Pérdidas
1	40.00	0.76	338.847	117.757	\$ 115,491,798.98
2	20.00	1.00	446.392	13.453	\$ 13,220,927.34
3	13.33	1.00	446.392	13.453	\$ 13,224,759.94
4	10.00	1.00	446.392	13.453	\$ 13,228,822.71
5	8.00	1.00	446.392	13.453	\$ 13,232,948.49
6	6.67	1.00	446.392	13.453	\$ 13,237,086.29
7	5.71	1.00	446.392	13.453	\$ 13,241,217.50
8	5.00	1.00	446.392	13.453	\$ 13,245,334.94
9	4.44	1.00	446.392	13.453	\$ 13,249,435.99
10	4.00	1.00	446.392	13.453	\$ 13,253,520.06

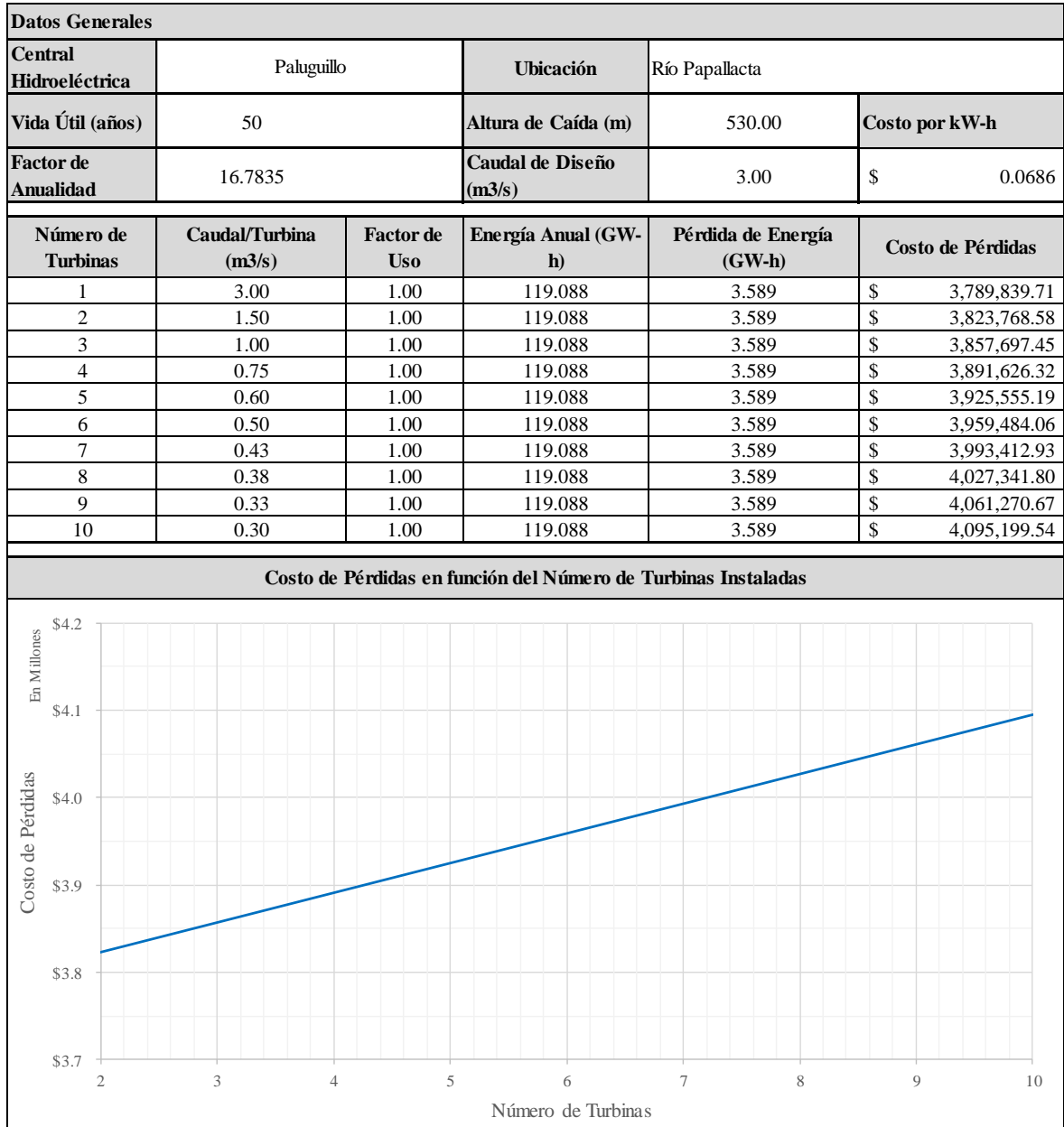
Costo de Pérdidas en función del Número de Turbinas Instaladas



Anexo 3-05: Indicadores energéticos El Topo



Anexo 3-06: Indicadores energéticos Paluguillo



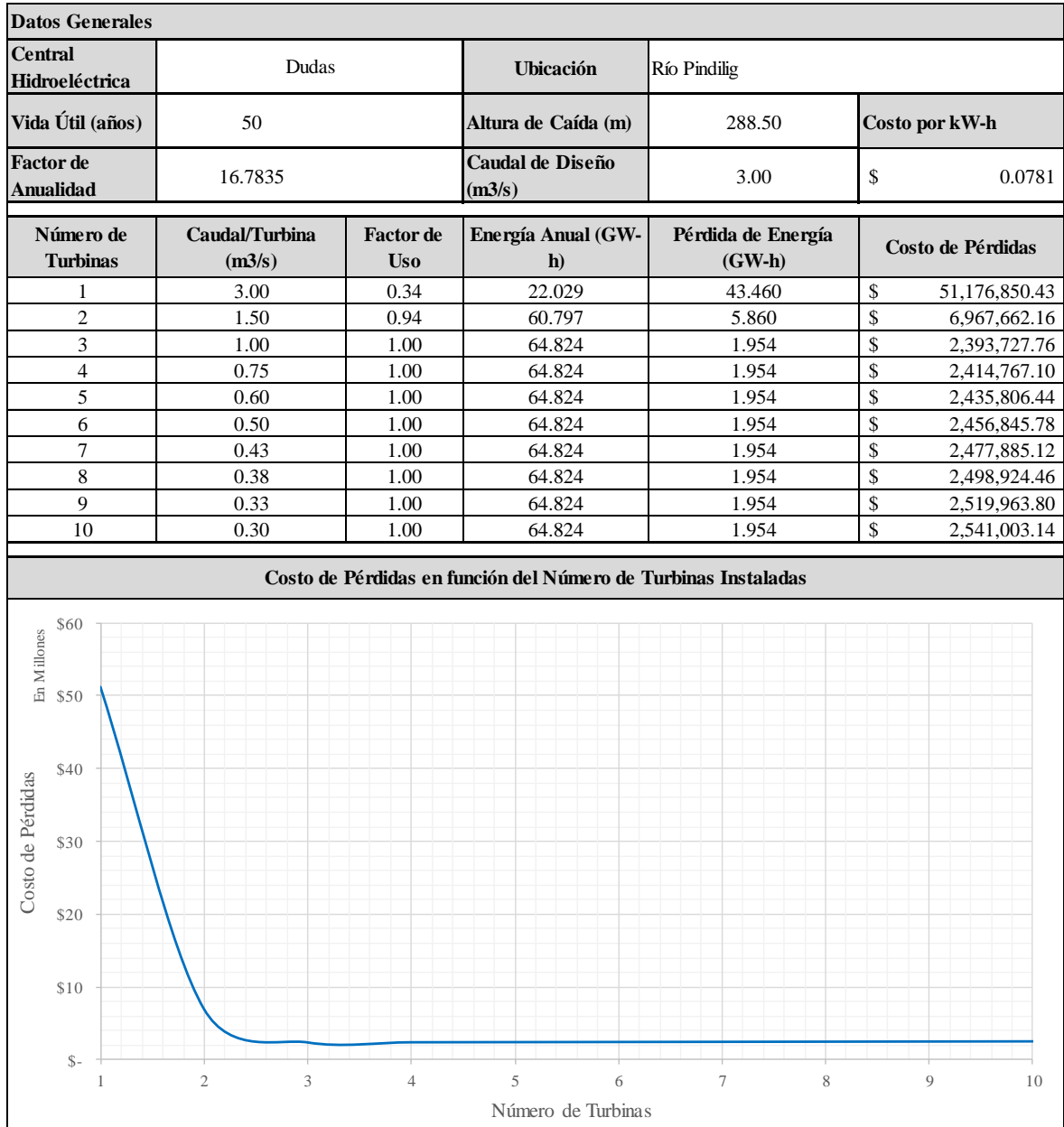
Anexo 3-07: Indicadores energéticos El Victoria

Datos Generales					
Central Hidroeléctrica	Victoria	Ubicación	Río Victoria		
Vida Útil (años)	50	Altura de Caída (m)	435.54	Costo por kW-h	
Factor de Anualidad	16.7835	Caudal de Diseño (m3/s)	2.74	\$	0.0686
Número de Turbinas	Caudal/Turbina (m3/s)	Factor de Uso	Energía Anual (GW-h)	Pérdida de Energía (GW-h)	Costo de Pérdidas
1	2.74	1.00	89.382	2.694	\$ 2,854,132.66
2	1.37	1.00	89.382	2.694	\$ 2,883,116.36
3	0.91	1.00	89.382	2.694	\$ 2,912,100.06
4	0.69	1.00	89.382	2.694	\$ 2,941,083.76
5	0.55	1.00	89.382	2.694	\$ 2,970,067.45
6	0.46	1.00	89.382	2.694	\$ 2,999,051.15
7	0.39	1.00	89.382	2.694	\$ 3,028,034.85
8	0.34	1.00	89.382	2.694	\$ 3,057,018.55
9	0.30	1.00	89.382	2.694	\$ 3,086,002.25
10	0.27	1.00	89.382	2.694	\$ 3,114,985.94

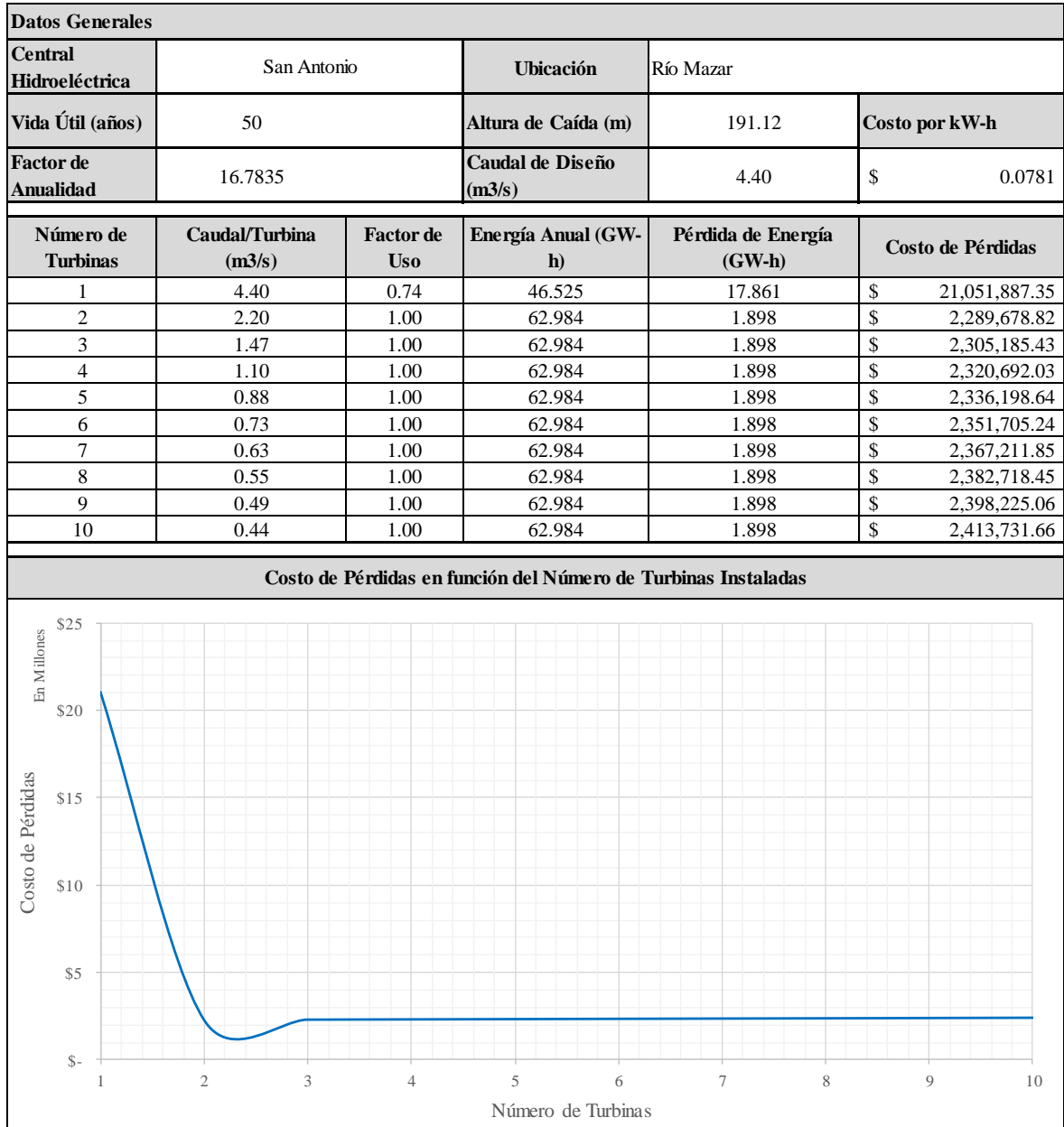
Costo de Pérdidas en función del Número de Turbinas Instaladas	
En Millones	Número de Turbinas

Número de Turbinas	Costo de Pérdidas (Millones de \$)
2	2.88311636
3	2.91210006
4	2.94108376
5	2.97006745
6	2.99905115
7	3.02803485
8	3.05701855
9	3.08600225
10	3.11498594

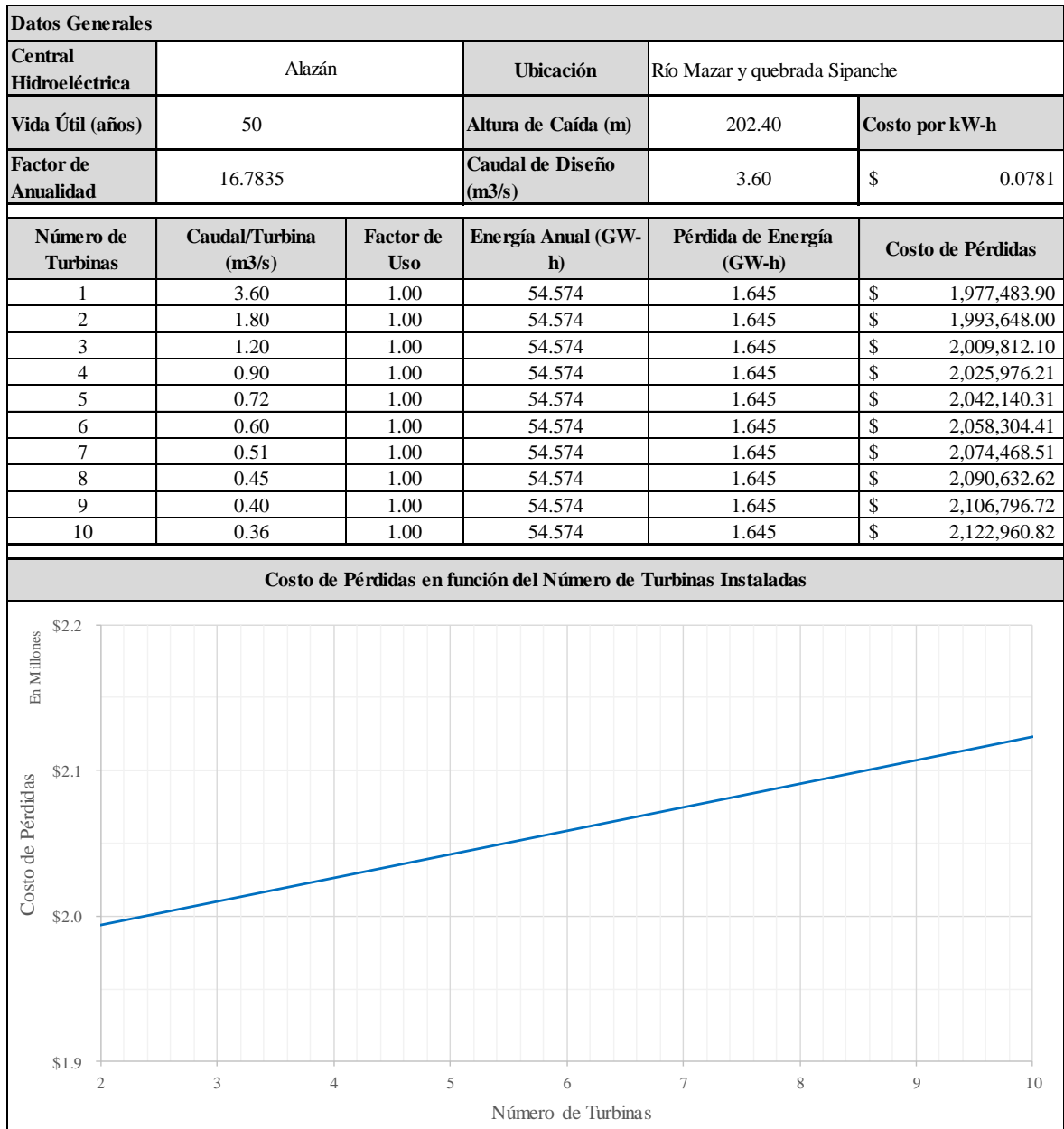
Anexo 3-08: Indicadores energéticos Dudas



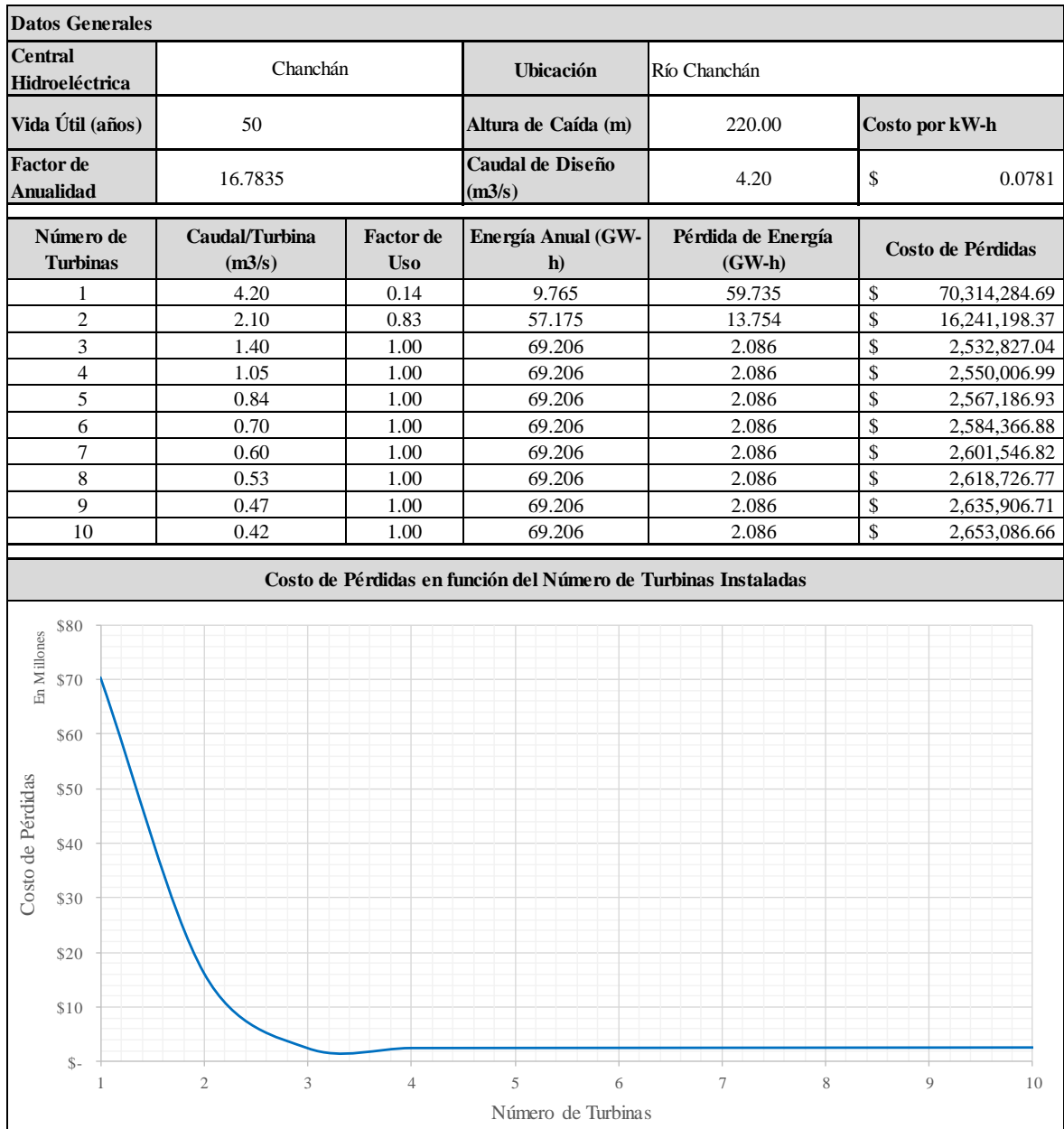
Anexo 3-09: Indicadores energéticos San Antonio



Anexo 3-10: Indicadores energéticos Alazán



Anexo 3-11: Indicadores energéticos Chanchán

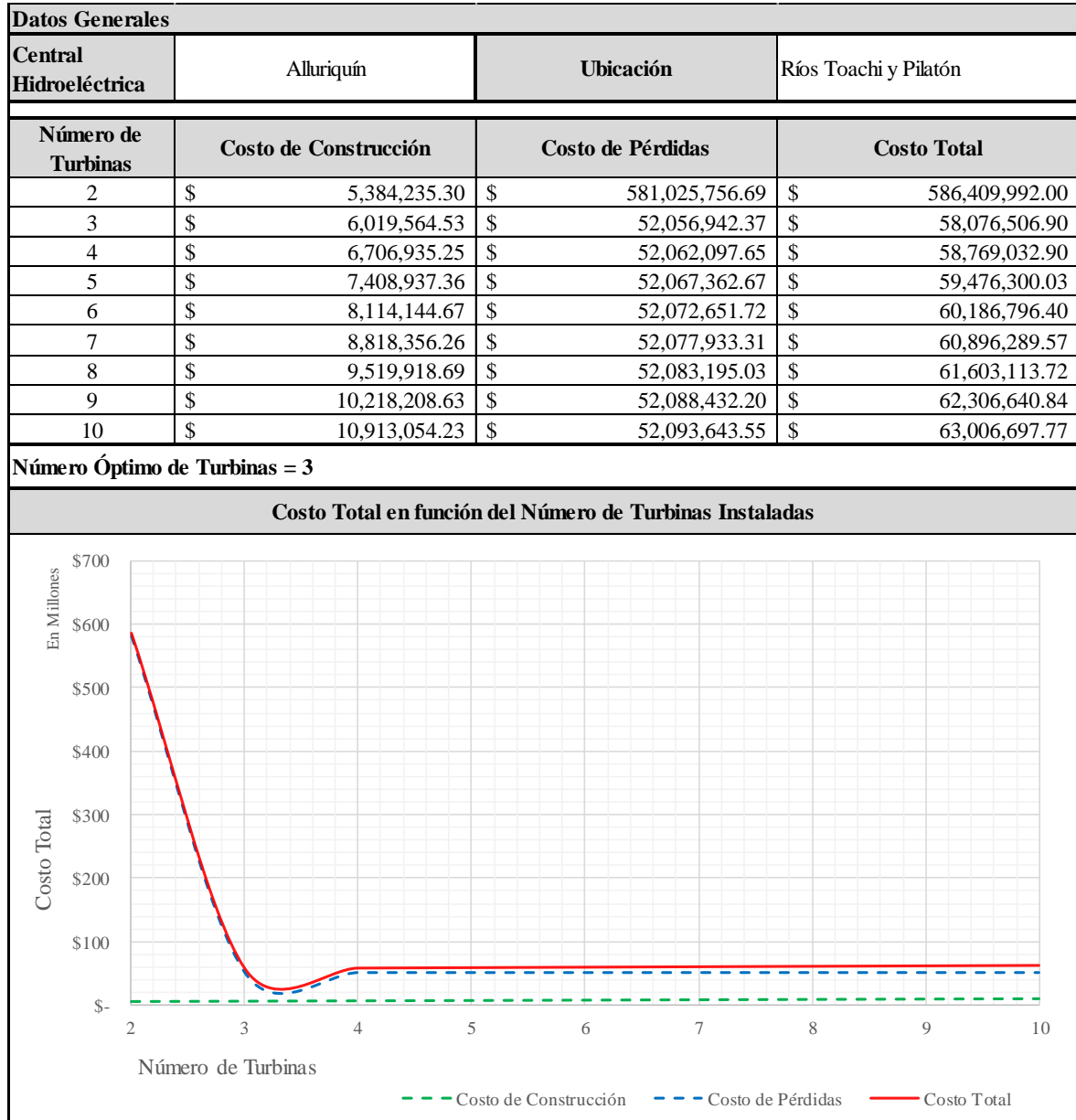


Anexo 4: Caudales medios anuales según (INAMHI, 2000-2013)

Ubicación	Estación INAMHI	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ríos Toachi y Pilatón	H161	58.936	37.407	40.823	38.669	37.377	33.814	41.469	42.186	63.652	48.198	55.118	46.029	51.689	-
Río Guayllabamba y Manduriacu Grande	H147	-	-	-	-	-	-	327.075	196.350	340.854	306.339	141.961	229.483	206.134	179.586
Ríos Paute y Mazar	H892	3.792	-	-	-	3.777	-	-	8.461	6.537	3.549	-	5.361	-	4.335
Río Papallacta	HA44	13.412	-	-	-	-	-	-	16.539	11.435	14.268	-	-	16.132	-
Río Topo	H812	-	-	-	-	-	-	-	3.450	5.736	4.263	5.197	2.529	1.448	-
Sardinas	H724	8,07	10,70	8,63	8,03	8,43	8,80	8,24	8,18	7,14	7,78	8,67	7,20	7,22	7,26
Río Victoria	HA44	13.412	-	-	-	-	-	-	16.539	11.435	14.268	-	-	16.132	-
Río Mazar y quebrada Sipanche	H892	3.792	-	-	-	3.777	-	-	8.461	6.537	3.549	-	5.361	-	4.335
Río Pindilig	H902	3.178	-	-	1.279	2.004	1.521	1.266	2.700	2.071	-	-	3.450	2.970	4.352
Río Mazar	H892	3.792	-	-	-	3.777	-	-	8.461	6.537	3.549	-	5.361	-	4.335
Río Chanchán	H385	2.664	2.504	2.456	2.174	1.668	1.572	2.001	1.957	5.542	3.863	3.128	2.918	3.883	3.178

Anexo 5: Optimización de centrales hidroeléctricas analizadas

Anexo 5-01: Optimización Alluriquín

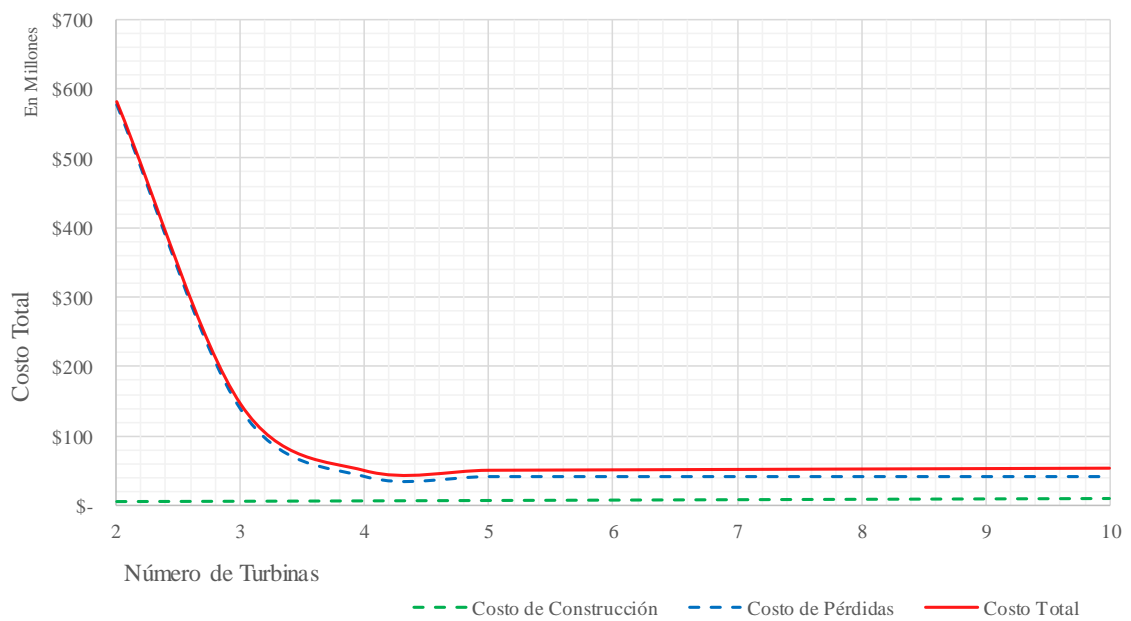


Anexo 5-02: Optimización Mazar

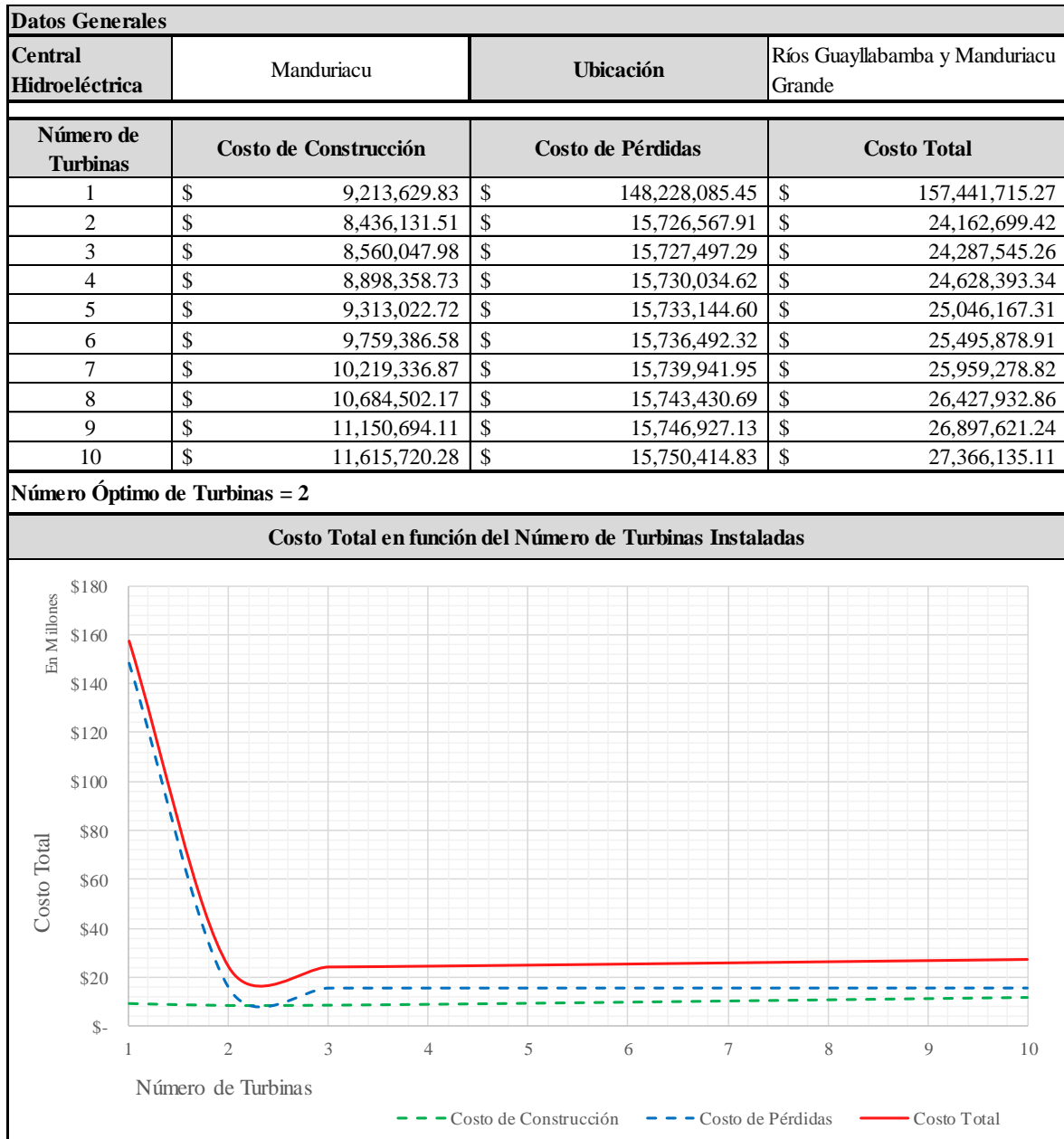
Datos Generales			
Central Hidroeléctrica	Mazar	Ubicación	Ríos Paute y Mazar
Número de Turbinas	Costo de Construcción	Costo de Pérdidas	Costo Total
2	\$ 5,912,935.05	\$ 576,237,826.48	\$ 582,150,761.53
3	\$ 6,390,483.37	\$ 138,613,085.77	\$ 145,003,569.13
4	\$ 6,953,157.60	\$ 42,314,638.66	\$ 49,267,796.26
5	\$ 7,542,607.99	\$ 42,319,059.54	\$ 49,861,667.53
6	\$ 8,140,561.27	\$ 42,323,544.19	\$ 50,464,105.46
7	\$ 8,739,996.83	\$ 42,328,039.95	\$ 51,068,036.78
8	\$ 9,337,931.35	\$ 42,332,524.46	\$ 51,670,455.82
9	\$ 9,933,057.73	\$ 42,336,987.91	\$ 52,270,045.64
10	\$ 10,524,832.36	\$ 42,341,426.22	\$ 52,866,258.58

Número Óptimo de Turbinas = 4

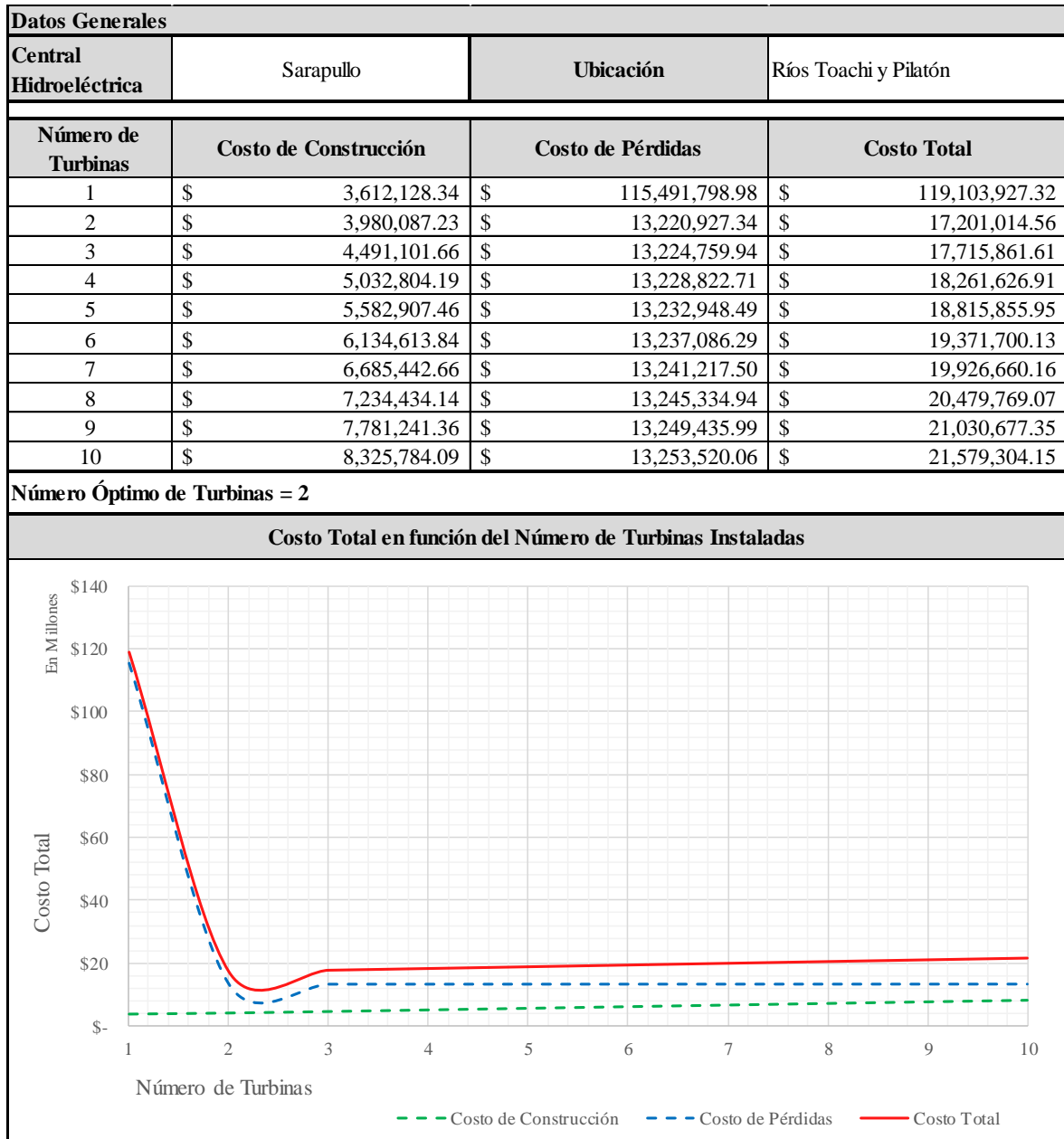
Costo Total en función del Número de Turbinas Instaladas



Anexo 5-03: Optimización Manduriacu



Anexo 5-04: Optimización Sarapullo

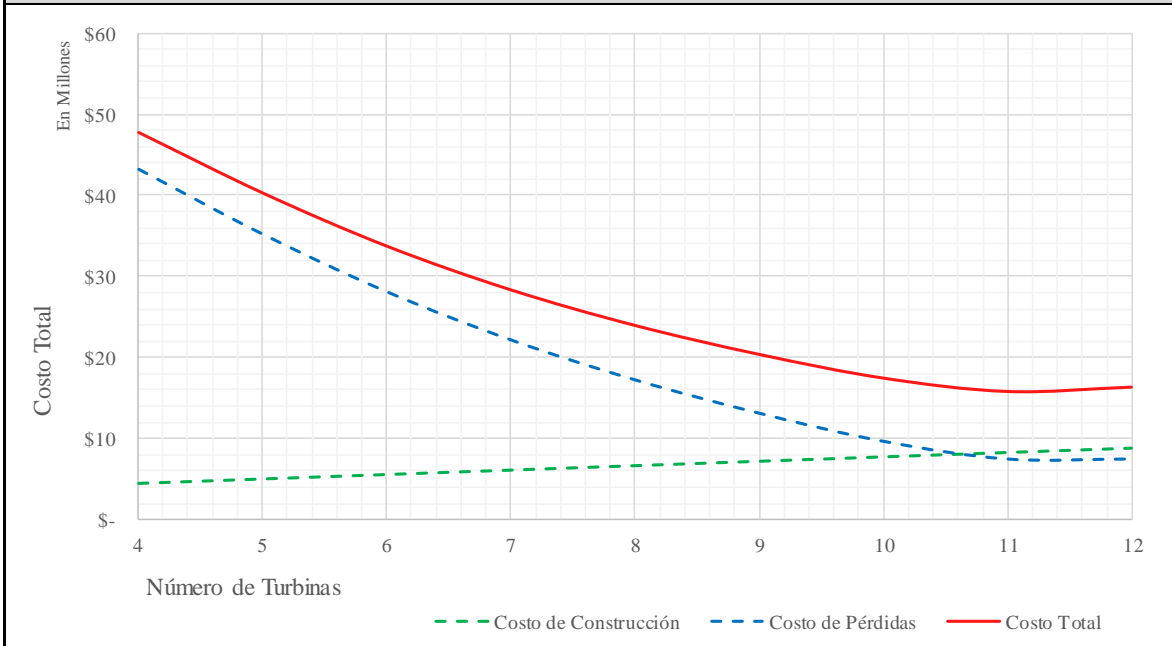


Anexo 5-05: Optimización El Topo

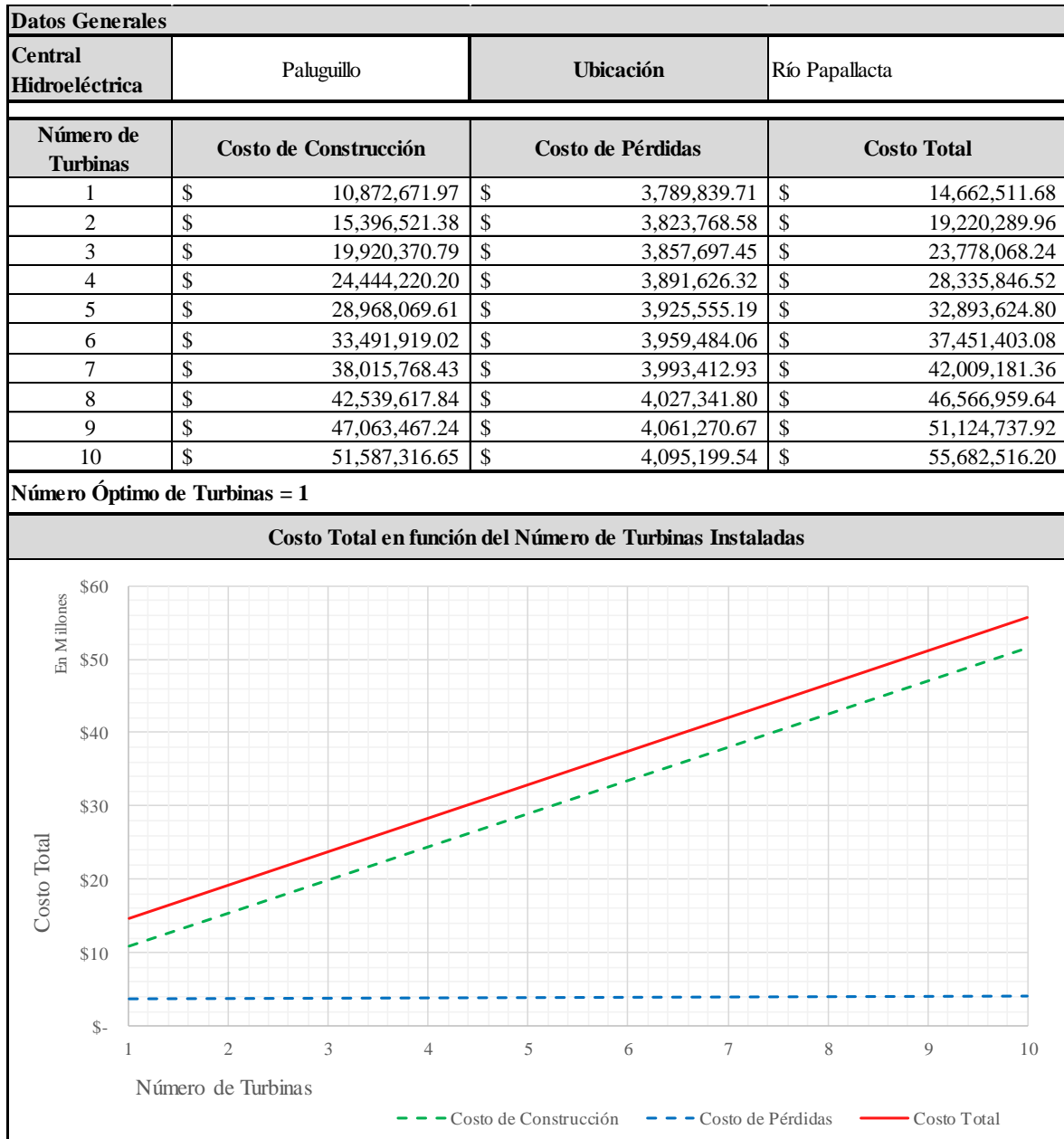
Datos Generales			
Central Hidroeléctrica	El Topo	Ubicación	Río Topo
Número de Turbinas	Costo de Construcción	Costo de Pérdidas	Costo Total
4	\$ 4,523,888.49	\$ 43,206,680.17	\$ 47,730,568.66
5	\$ 5,065,853.16	\$ 35,210,201.57	\$ 40,276,054.73
6	\$ 5,608,254.36	\$ 28,117,678.86	\$ 33,725,933.22
7	\$ 6,149,638.40	\$ 22,189,287.02	\$ 28,338,925.43
8	\$ 6,689,476.92	\$ 17,271,792.59	\$ 23,961,269.51
9	\$ 7,227,608.02	\$ 13,168,136.99	\$ 20,395,745.01
10	\$ 7,764,024.94	\$ 9,709,717.34	\$ 17,473,742.27
11	\$ 8,298,787.42	\$ 7,525,475.46	\$ 15,824,262.88
12	\$ 8,831,982.01	\$ 7,529,474.42	\$ 16,361,456.42

Número Óptimo de Turbinas = 11

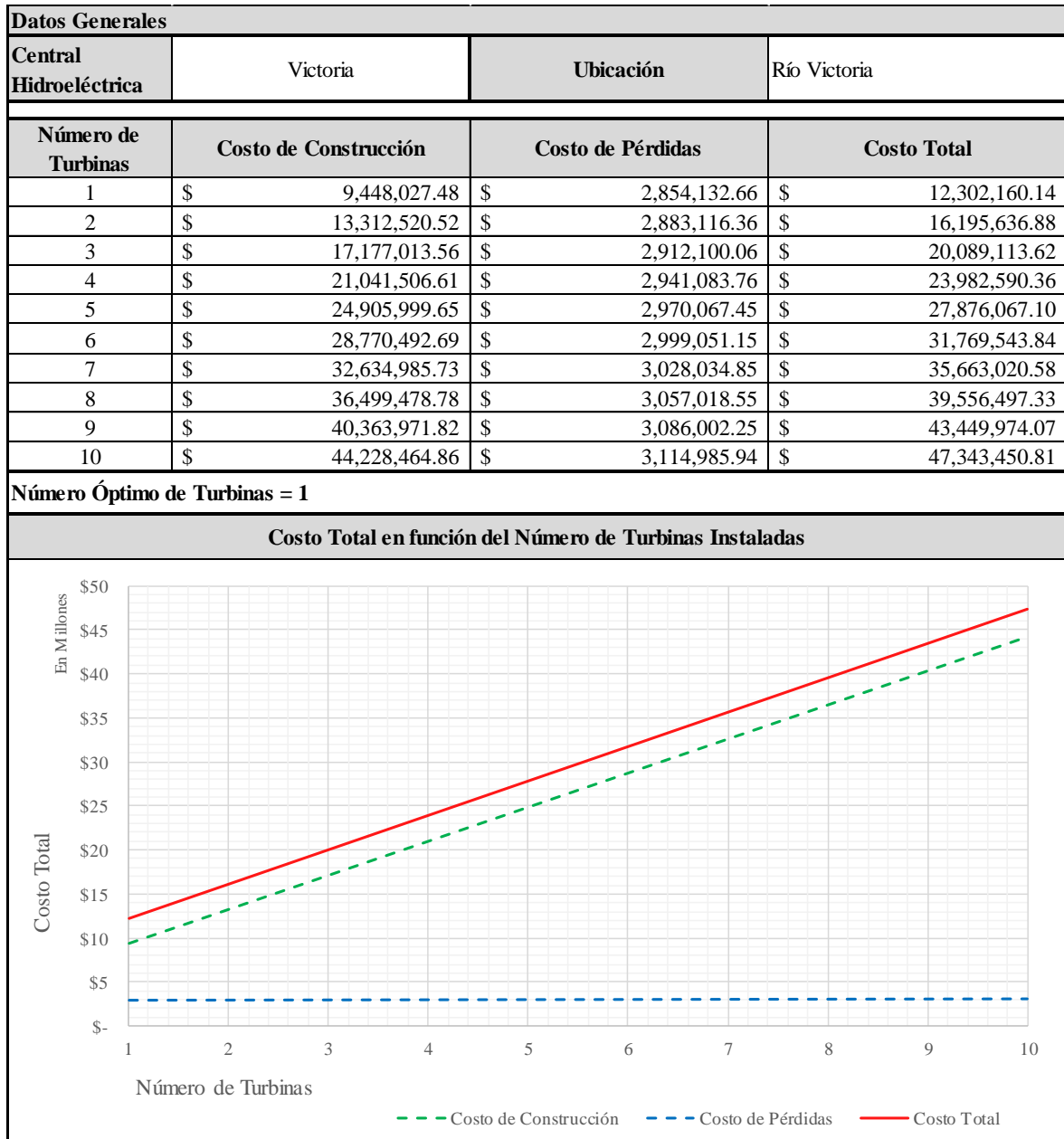
Costo Total en función del Número de Turbinas Instaladas



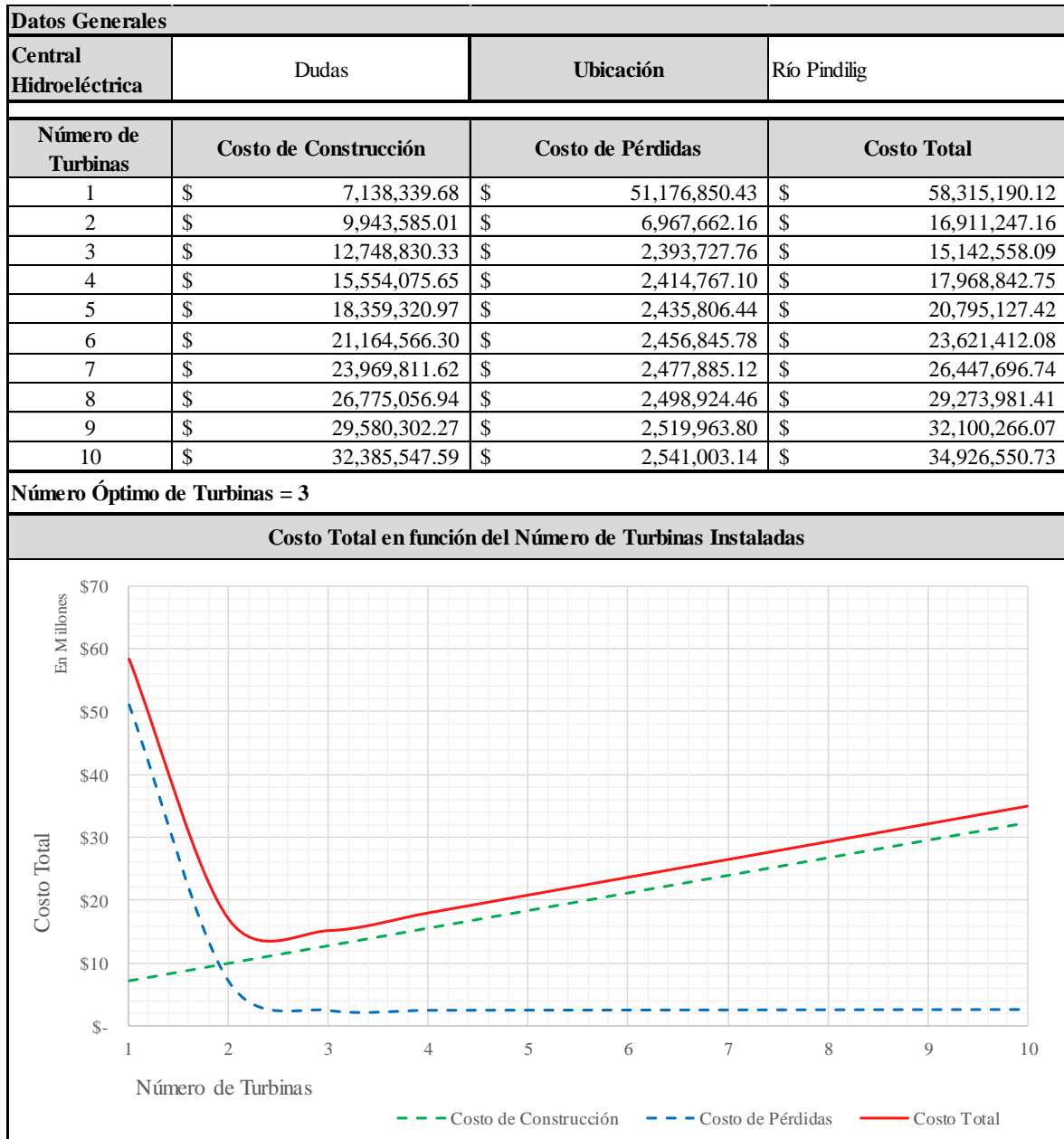
Anexo 5-06: Optimización Paluguillo



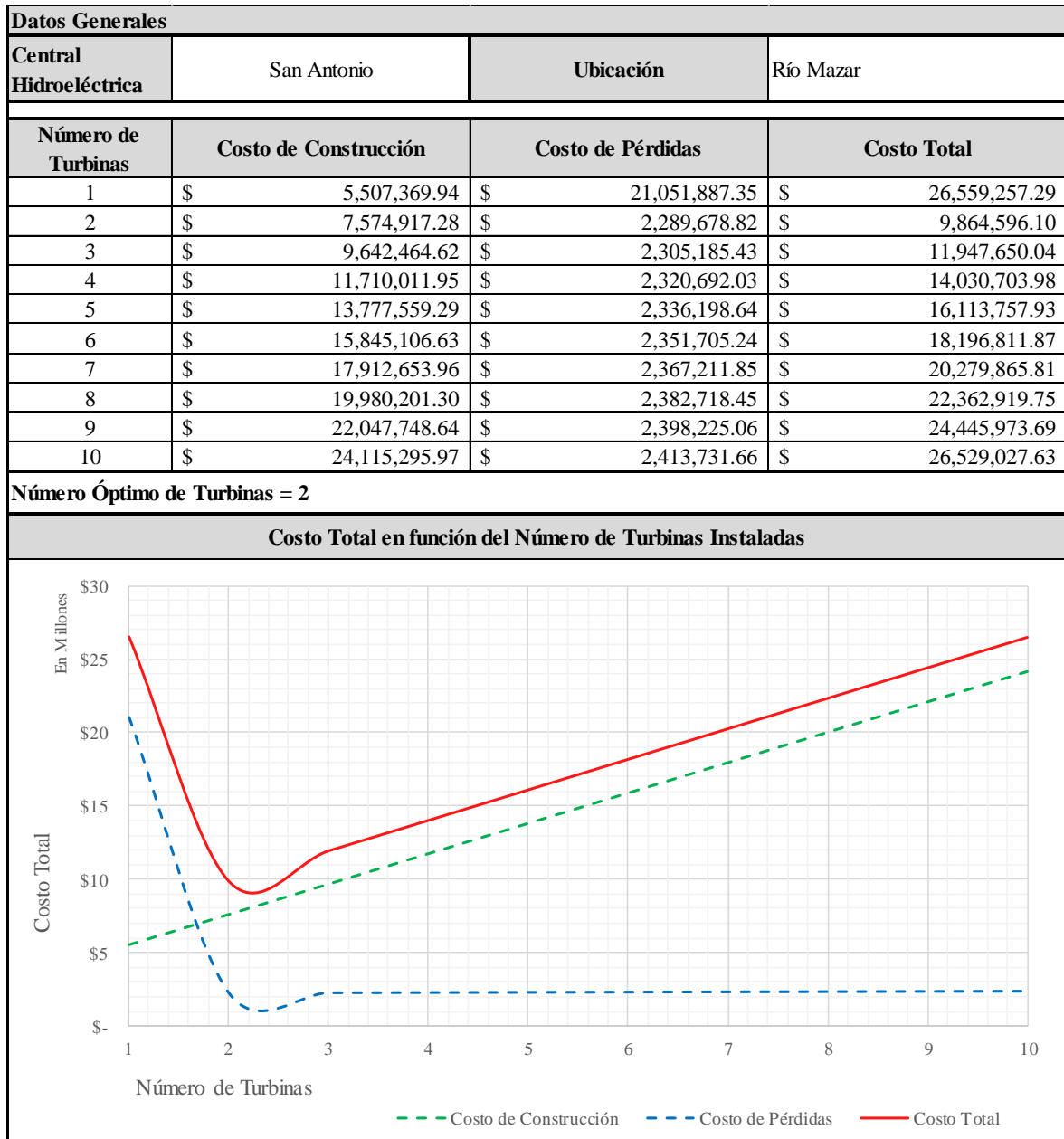
Anexo 5-07: Optimización El Victoria



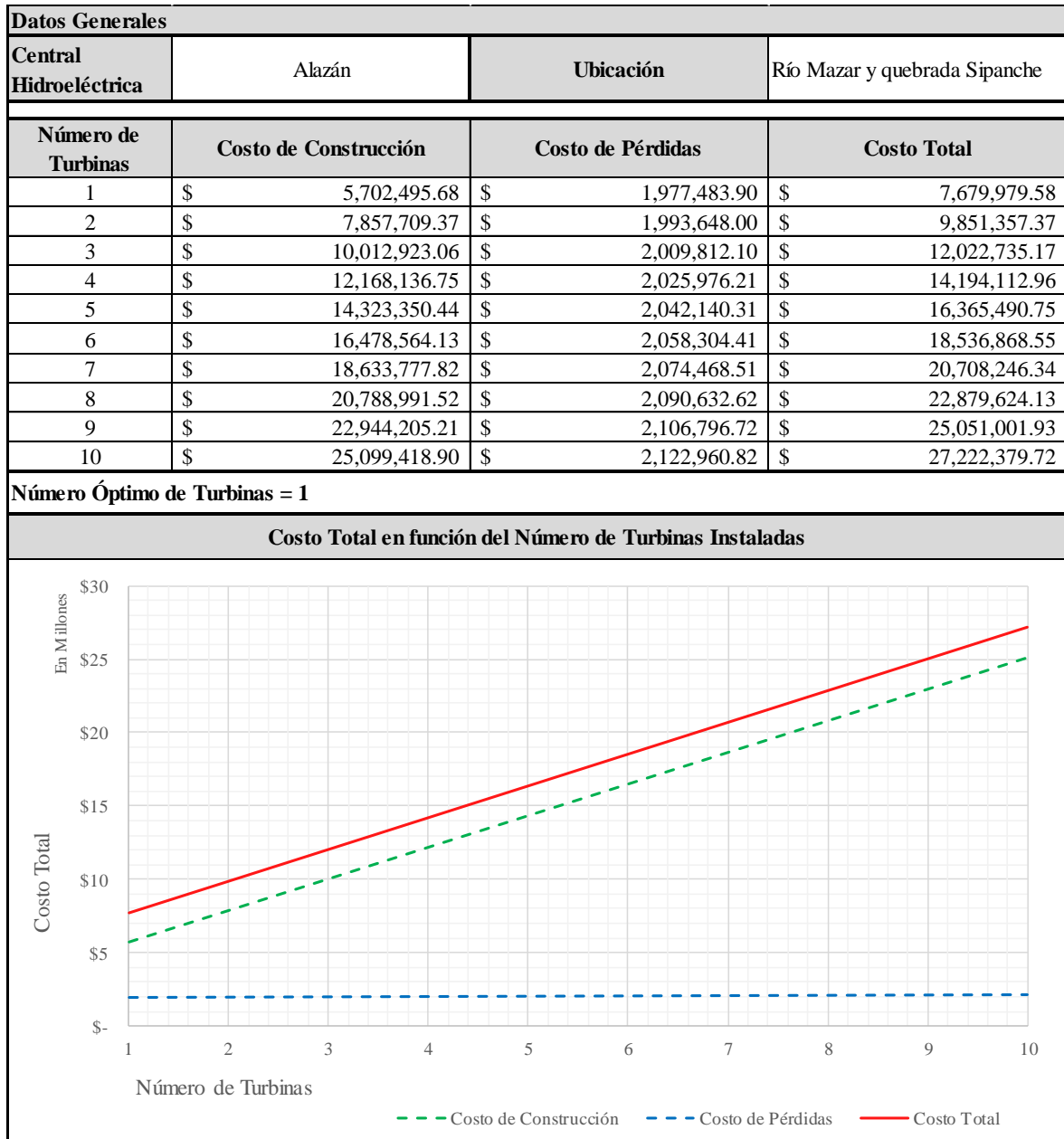
Anexo 5-08: Optimización Dudas



Anexo 5-09: Optimización San Antonio



Anexo 5-10: Optimización Alazán



Anexo 5-11: Optimización Chanchán

