



**DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ACUMULACIÓN POR
BOMBEO APROVECHANDO EL EMBALSE EXISTENTE DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA SALVAJINA, UBICADA EN EL MUNICIPIO DE SUAREZ,
DEPARTAMENTO DEL CAUCA, COLOMBIA**

JHOAN SEBASTIAN SARMIENTO GRANADOS

MARIA PAULA VARGAS CARDENAS

CORPORACIÓN UNIVERSITARIA MINUTO DE DIOS

FACULTAD DE INGENIERÍA

SEDE PRINCIPAL

INGENIERÍA CIVIL

MAYO 15 DE 2021

**DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ACUMULACIÓN POR
BOMBEO APROVECHANDO EL EMBALSE EXISTENTE DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA SALVAJINA, UBICADA EN EL MUNICIPIO DE SUAREZ,
DEPARTAMENTO DEL CAUCA, COLOMBIA**

JHOAN SEBASTIAN SARMIENTO GRANADOS

MARIA PAULA VARGAS CARDENAS

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO/A CIVIL**

ASESOR:

Ing. MSc. JULIAN ANDRES QUINTANA CASTAÑEDA

CORPORACIÓN UNIVERSITARIA MINUTO DE DIOS

RECTORÍA

SEDE PRINCIPAL

INGENIERÍA CIVIL

MAYO 2021

NOTA DE ACEPTACION

Firma Jurado 1

Firma Jurado 2

Firma del director

Firma del Codirector

CONTENIDO

1. RESUMEN	9
2. ABSTRACT	10
3. INTRODUCCIÓN.....	11
4. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	13
5. JUSTIFICACIÓN.....	15
6. ALCANCE DEL PROYECTO	17
7. OBJETIVOS.....	18
8. MARCO REFERENCIAL	19
9. MARCO TEÓRICO	27
10. MARCO CONCEPTUAL	35
11. MARCO LEGAL.....	38
12. MARCO GEOGRÁFICO	40
13. METODOLOGIA	42
14. CONCLUSIONES	90
15. REFERENCIAS.....	93
16. ANEXOS	97

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos basicos de la Central Hidroelectrica Salvajina y datos ubicación del embalse superior	42
Tabla 2. Resumen datos de turbinación Central Hidroeléctrica Salvajina	46
Tabla 3. Selección del tiempo de turbinación y bombeo del proyecto	48
Tabla 4. Resumen de datos predimensionamiento del embalse superior	49
Tabla 5. Caudal y tiempo de turbinación y bombeo del proyecto en el embalse superior	50
Tabla 6. Potencia bruta del proyecto	51
Tabla 7. Diámetro tubería a presión	51
Tabla 8. Número de tuberías	52
Tabla 9. Datos del diámetro económico para la tubería de presión	53
Tabla 10. Datos de la potencia real o de turbinas	55
Tabla 11. Resumen potencia real y de cada turbina	55
Tabla 12. Opción 1 de la selección del tipo de turbina para el proyecto	59
Tabla 13. Elección tipo de turbina	60
Tabla 14. Opción 2 selección tipo de turbina para el proyecto	60
Tabla 15. Predimensionamiento básico de turbina Francis (Opción 1)	61
Tabla 16. Predimensionamiento del rodete turbina Francis	68
Tabla 17. Predimensionamiento cascara espiral turbina Francis	69
Tabla 18. Dimensionamiento tubo de aspiración turbina Francis	69
Tabla 19. Altura succión para evitar la cavitación en las turbinas	71
Tabla 20. Potencia de cada bomba	76
Tabla 21. Resumen potencia de todas y cada una de las bombas	76
Tabla 22. Calculo velocidad especifica en las bombas	76
Tabla 23. Calculo NPSH disponible para las bombas	77
Tabla 24. Principales parámetros del generador	80
Tabla 25. Comparación potencia de las turbinas y bombas	80
Tabla 26. Datos principales y cálculos de la chimenea de equilibrio	83
Tabla 27. Cálculo factor F	84
Tabla 28. Costo total del proyecto de la central hidroeléctrica de acumulación por bombeo en Salvajina	85
Tabla 29. Resumen costo total central hidroeléctrica de acumulación por bombeo Salvajina	85
Tabla 30. Presupuesto total del proyecto	87
Tabla 31. Comparaciones centrales hidroeléctricas convencionales vs proyecto propuesto	88
Tabla 32. Comparaciones centrales hidroeléctricas convencionales del mundo vs proyecto propuesto	88
Tabla 33. Comparaciones centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo del mundo vs proyecto propuesto	89

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Resumen capacidad instalada en diferentes lugares del mundo</i>	20
<i>Figura 2 .CHAB Bath County, Estados Unidos</i>	20
<i>Figura 3. Central Bath County, Estados Unidos</i>	21
<i>Figura 4. Sistema Central Bath County, Estados Unidos</i>	21
<i>Figura 5. CHAB Huizhou, China</i>	22
<i>Figura 6. CHAB Guangdong o Guangzhou, China</i>	22
<i>Figura 7. CHAB Okutataragi, Japón</i>	23
<i>Figura 8. CHAB Ludington, Estados Unidos</i>	23
<i>Figura 9. CHAB Tianhuangping, China</i>	24
<i>Figura 10. CHAB Tumut-3, Australia</i>	24
<i>Figura 11. CHAB Grand’Maison, Francia</i>	25
<i>Figura 12. CHAB Cortes-La Muela, España</i>	25
<i>Figura 13. Datos técnicos Central La Muela</i>	26
<i>Figura 14. CHAB Dinorwing, Reino Unido</i>	26
<i>Figura 15. Partes de las CHAB</i>	28
<i>Figura 16. Clasificación CHAB según la ubicación del embalse inferior</i>	28
<i>Figura 17. Diseño de una CHAB convencional</i>	29
<i>Figura 18. Ejemplo de una CHAB convencional</i>	30
<i>Figura 19. Diseño de una CHAB convencional</i>	30
<i>Figura 20. Diseño de una CHAB con agua de mar</i>	31
<i>Figura 21. Ejemplo de una CHAB con agua de mar</i>	31
<i>Figura 22. Clasificación CHAB según la USACE</i>	31
<i>Figura 23. Diseño de una CHAB pura</i>	32
<i>Figura 24. Diseño de una CHAB mixta</i>	32
<i>Figura 25. Clasificación CHAB según la configuración de máquinas utilizadas</i>	33
<i>Figura 26. Mapa político del departamento del Cauca</i>	40
<i>Figura 27. Mapa topográfico de la represa de Salvajina</i>	41
<i>Figura 28. Datos técnicos Central Hidroeléctrica Salvajina</i>	44
<i>Figura 29. Selección de la localización del embalse superior</i>	45
<i>Figura 30. Perfil longitudinal del proyecto</i>	45
<i>Figura 31. Curva de demanda promedio en Colombia</i>	48
<i>Figura 32. Vista en planta diseño del embalse superior</i>	49
<i>Figura 33. Vista en planta del diseño final del embalse superior</i>	49
<i>Figura 34. Ubicación o posición de la turbina</i>	56
<i>Figura 35. Turbina Pelton</i>	57
<i>Figura 36. Turbina Kaplan</i>	57
<i>Figura 37. Turbina Francis</i>	58
<i>Figura 38. Predimensionamiento partes de una turbina Francis</i>	61
<i>Figura 39. Partes de una turbina Francis</i>	64
<i>Figura 40. Dimensiones del rodete Turbina tipo Francis</i>	65
<i>Figura 41. Dimensionamiento de la carcasa de una turbina tipo Francis</i>	66
<i>Figura 42. Dimensiones del tubo de aspiración de una turbina tipo Francis</i>	67
<i>Figura 43. Bomba desplazamiento positivo o volumétrica</i>	71
<i>Figura 44. Turbobombas</i>	72
<i>Figura 45. Bomba centrífuga</i>	72

Figura 46. Bomba flujo axial	73
Figura 47. Bomba helicentrífuga	73
Figura 48. Partes principales de una bomba centrífuga	74

INDICE DE GRAFICOS

<i>Grafica 1. Diámetro económico</i>	52
<i>Grafica 2. Diámetro económico para el proyecto</i>	53
<i>Grafica 3. Selección de turbina</i>	59
<i>Grafica 4.</i>	82
<i>Grafica 5. Costos de instalación de energía hidroeléctrica en USD/kW</i>	86

1. RESUMEN

En el presente proyecto se realiza el diseño de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo en el embalse de Salvajina, departamento del Cauca, municipio Suarez, Colombia donde se cuenta con una central hidroeléctrica con reservorio, el cual se busca aprovechar como almacenamiento inferior y cuenta con una capacidad de 764,7 Hm³, posteriormente se determina una localización idónea que cumpla aspectos técnicos como : cercanía al embalse, altura estática mayor a 300 m, y área útil mínima de 200.000 m² para el embalse superior y de esta manera implementar un sistema que se ha usado en diversos países desde hace varias décadas por su gran efectividad como almacenamiento de energía, sin embargo, en Latinoamérica no ha sido relevante, por tal razón se ve la necesidad de dar a conocer este tipo de proyectos el cual contribuye a las energías renovables del país.

Para sustentar el diseño se recopiló información teórica, técnica y estudios previos de este tipo de proyectos. Básicamente el proyecto se divide en tres etapas, primero la selección del lugar por medio de software especializado como Google Earth Pro y Global Mapper, luego realizar los cálculos de las dimensiones del embalse superior, estructuras hidráulicas (embalse superior, tubería a presión, chimenea de equilibrio) y equipos electromecánicos tales como bombas y generadores, finalmente se estimara el costo total del proyecto versus el costo de algunas centrales hidroeléctricas convencionales en el país y algunas internacionales con la mayor capacidad instalada, además de las principales centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo en el mundo. Al culminar estas etapas se espera obtener el diseño de la central hidroeléctrica.

2. ABSTRACT

This project is carried out the design of a hydroelectric plant of accumulation by pumping in the Salvajina reservoir, Cauca department, Suarez municipality, Colombia where there is a hydroelectric plant with reservoir, which is sought to take advantage as lower storage and has a capacity of 764,7 Hm³, subsequently an ideal location that meets technical aspects such as : proximity to the reservoir, static height greater than 300 m, and minimum useful area of 200,000 m² for the upper reservoir and thus implement a system that has been used in various countries for several decades for its great effectiveness as energy storage, however, in Latin America it has not been relevant, for this reason we see the need to publicize this type of projects which contributes to the renewable energies of the country.

To support the design, theoretical, technical and previous studies of this type of project were collected. The project is divided into three stages, first the selection of the place by means of specialized software such as Google Earth Pro and Global Mapper, then perform calculations of the dimensions of the upper reservoir, hydraulic structures (upper reservoir, pressure pipe, balancing chimney) and electromechanical equipment such as pumps and generators, finally the total cost of the project will be estimated versus the cost of some conventional hydroelectric plants in the country and some international with the largest installed capacity, in addition to the main hydroelectric pump accumulation plants in the world. At the end of these stages, it is expected to obtain the design of the hydroelectric plant.

3. INTRODUCCIÓN

Las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo o reversibles son aquellas que cuentan con dos embalses uno superior y uno inferior, los cuales deben tener una diferencia de nivel apreciable y la menor distancia horizontal posible, el ciclo de producción de energía consiste en el bombeo de agua del reservorio inferior al superior, para luego dejar correr el recurso hídrico de vuelta por las tuberías beneficiándose de la pendiente existente entre los embalses y los efectos de la gravedad, para generar grandes velocidades, permitiendo que el agua llegue con la fuerza necesaria para hacer girar las turbinas. Este tipo de hidroeléctricas funciona en las horas de mayor demanda es decir “horas pico”, donde el agua es dirigida hacia las turbinas, llevando el agua al embalse inferior, luego en las horas de menor demanda es decir las “horas valle”, el agua es bombeada al embalse superior por medio de equipos electromecánicos es decir bombas hidráulicas.

La selección del lugar se realizó por medio de la implementación de software como Google Earth Pro y Global Mapper, así como la revisión de información teórica sobre las centrales hidroeléctricas que cuenten con embalses de grandes superficies y volúmenes como lo son: Hidroprado, alto y baja Anchicayá, Calima y Salvajina. Después de realizar una comparación entre las hidroeléctricas mencionadas se eligió la central hidroeléctrica Salvajina, ubicada en el departamento del Cauca, municipio Suarez, Colombia, en la cual existe un embalse que se aprovechara como almacenamiento inferior y cuenta con una capacidad de 764'700.000 m³, además se encuentra en la cordillera occidental donde es posible identificar diferencias de nivel apreciables entre los embalses, por otro lado esta es una hidroeléctrica que cuenta con un río caudaloso “Río Cauca”, luego se realizaron los cálculos de las dimensiones del embalse superior, el cual cuenta con un volumen de 15'411.339,36 m³, una profundidad de 40 m y un área de

385.283,48 m², así como las estructuras hidráulicas y equipos electromecánicos tales como bombas y turbinas, donde estas últimas en total cuentan con una potencia real 1366,38 MW, finalmente se estima un presupuesto total de 2'329.562.092,20 dólares. Esto con el fin de implementar un sistema que se ha usado en diversos países desde hace varias décadas por su gran efectividad como almacenamiento de energía, sin embargo, en Latinoamérica no ha sido relevante, por tal razón se ve la necesidad de dar a conocer este tipo de hidroeléctrica la cual contribuye a las energías renovables del país.

Latinoamérica solo cuenta con una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo en Argentina con una capacidad instalada de 83.3 MW, a diferencia de otros países que cuentan con varias hidroeléctricas de este tipo como China, Japón, Estados Unidos, España, Rusia, Australia, Francia, Reino Unido, entre otros.

4. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Con el constante incremento de gases de efecto invernadero y la creciente contaminación por los combustibles fósiles, el mundo se ha dado a la tarea de buscar fuentes totalmente renovables, que a la vez generen un menor o casi nulo impacto al medio ambiente, es allí donde se sitúa este proyecto, puesto que se busca diseñar una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo o reversible, es un sistema que se ha implementado desde hace ya varias décadas alrededor del mundo, se conoce que este sistema de generación de energía, se utilizó por primera vez en Italia y Suiza en la década de 1890, hasta hoy día donde representa aproximadamente el 94% de la capacidad de almacenamiento eléctrico en el mundo, mayor es la sorpresa cuando se puede evidenciar que en Colombia y en general en Latinoamérica no se han implementado aún este tipo de centrales, las cuales básicamente consisten en la existencia de dos embalses con cierta diferencia de altura, donde en momentos de alta demanda eléctrica el agua del embalse superior se deja correr hacia abajo por efectos de la gravedad, haciendo girar el rodete de la turbina conectada a un alternador funcionando como una central convencional al momento de generar energía y en momento de baja demanda, el recurso hídrico es bombeado de vuelta al tanque superior. Son varias las ventajas que traen este tipo de centrales hidroeléctricas, como por ejemplo el bajo mantenimiento, el almacenamiento de energía por largos periodos de tiempo, emiten bajos niveles de gases efecto invernadero, incrementa la capacidad instalada del SIN, se pueden usar embalses ya existentes como punto de partida para el proyecto, se le pueden dar diferentes usos a los embalses, además en el caso particular de Colombia, la geografía se presenta como una gran ventaja puesto que existen varias zonas con grandes diferencias de altura donde se podría evaluar la instalación de estas centrales, es por esto que se busca diseñar una central hidroeléctrica por

bombeo o reversible, localizada en el embalse de Salvajina, en el departamento del Cauca, en el cual ya se evaluó su viabilidad.

5. JUSTIFICACIÓN

La matriz energética colombiana es la sexta más limpia del mundo (Acolgen, 2021) , esto se debe a que el 68% de la capacidad instalada proviene de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica, por otro lado, tiene participación mayoritaria de tecnologías que utilizan el agua como fuente de generación, donde la capacidad instalada en el SIN para este año (2021) se aproximó a la cifra de 17.532,01 MW, esta capacidad instalada se divide en diversos sistemas o tipos de generación, como lo son eólica con un 0,10% de participación, solar 0,46%, cogenerador 0,81%, térmica 30,50% e hidráulica 68,13%, donde se puede evidenciar que el mayor porcentaje de generación se encuentra en la energía hidráulica, esto se debe a la gran capacidad hídrica del país y a las múltiples centrales hidroeléctricas existentes en el territorio como lo son San Carlos, Guavio, Chivor, Porce III, Peñol-Guatapé, Betania, Anchicayá, Urra I, Porce II, Miel I, Salvajina, Calima, Jaguas, Troneras, Rio Grande, Prado y Calderas, las cuales funcionan a filo de agua o por medio de embalses.

Sin embargo, en épocas donde las condiciones climáticas pueden ser extremas como el fenómeno del niño “sequia” se ve afectado el rendimiento de las centrales hidroeléctricas, por esta razón las centrales térmicas cubren el 50% de la demanda, generando altos costos técnicos y financieros, además de incrementar las emisiones de gases efecto invernadero, a diferencia de condiciones climatológicas normales, donde las centrales hidroeléctricas cubren el 85% de la demanda. En los escenarios de sequía se usan las fuentes no convencionales de energía (FNCER) generando esfuerzos adicionales en la red.

Con lo mencionado anteriormente es posible deducir que la hidroenergía cuenta con grandes características de sostenibilidad ya que se puede categorizar como, limpia, es decir tiene baja intensidad de emisiones de carbono, lo cual contribuye a que Colombia cuente con un promedio

83% menor al promedio mundial en cuanto a generación de emisiones de CO₂, a nivel país tiene una participación de emisiones, tan solo del 4%, el cual es un promedio histórico.

Para el momento actual que atraviesa la humanidad, donde hay incertidumbre por el cambio climático y se buscan formas de aprovechar y reutilizar los recursos disponibles, este proyecto toma gran relevancia, puesto que expondrá una opción viable para potenciar el uso del recurso hídrico en el país en la generación de energía, incrementando a su vez la capacidad instalada del SIN permitiendo la expansión del mismo, ofreciendo la posibilidad de brindar energía al alcance de las poblaciones más alejadas, claro está con el apoyo y soporte estructural necesarios para tal fin.

6. ALCANCE DEL PROYECTO

En el presente documento se presenta el proyecto de investigación “Diseño de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo aprovechando el embalse de la hidroeléctrica Salvajina, ubicada en el municipio de Suarez, departamento del Cauca, Colombia” para el cual se realizó una revisión bibliográfica de las centrales hidroeléctricas con embalse que cumplieran con las condiciones técnicas necesarias para el desarrollo del proyecto, como son el volumen utilizado, máximo y aprovechable, caudal promedio del afluente que alimenta al embalse existente, así como las dimensiones aproximadas del mismo, finalmente es necesario contar con la energía que produce anualmente la central, estos datos son necesarios con el fin de buscar que la hidroeléctrica seleccionada no se vea afectada por el proyecto planteado, permitiendo tomar el recurso hídrico necesario para el mismo, posteriormente se procedió con el reconocimiento topográfico de la zona aledaña al embalse, con el fin de determinar el emplazamiento del reservorio superior, el cual debía contar con una diferencia de altura suficiente entre el embalse planteado y el ya existente, permitiendo que al dejar correr el recurso hídrico por efectos de la gravedad se produzcan potencias considerables en las turbinas, por otro lado se necesitara contar con la menor distancia horizontal posible, reduciendo las pérdidas de energía y potencia necesaria en las bombas, posteriormente se procede con los cálculos y predimensionamiento de las estructuras hidráulicas así como de los aparatos electromecánicos necesarios para el buen funcionamiento de la central, finalmente se realizara un presupuesto general del proyecto versus el costo de algunas centrales hidroeléctricas convencionales en el país y algunas internacionales con la mayor capacidad instalada, además de las principales centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo en el mundo.

7. OBJETIVOS

7.1. Objetivo general

Diseñar una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo aprovechando el embalse existente de la central hidroeléctrica de Salvajina en el departamento del Cauca, Colombia.

7.2. Objetivos específicos

7.2.1. Evaluar y seleccionar el sitio más adecuado donde se pueda desarrollar el proyecto de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo en la zona del embalse de la central Salvajina, con el fin de identificar diferencias de alturas apreciables, volumen de agua aprovechable del embalse existente para la generación de energía, así como el caudal de diseño y volumen del embalse superior.

7.2.2. Pre dimensionar las estructuras hidráulicas (embalse superior, tubería de presión, chimenea de equilibrio) y los equipos electromecánicos (turbina, bomba y generador) necesarias para el adecuado funcionamiento de la central hidroeléctrica.

7.2.3. Realizar el presupuesto general del proyecto, buscando determinar el costo total aproximado de la central hidroeléctrica propuesta, además de comparar este valor del proyecto versus el costo de algunas centrales hidroeléctricas convencionales en el país y algunas internacionales con la mayor capacidad instalada, además de las principales centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo en el mundo.

8. MARCO REFERENCIAL

8.1. Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo en el mundo

En diferentes países y regiones han implementado este tipo de centrales a lo largo de varios años, adquiriendo gran experiencia en estos sistemas, algunos de estos son Estados Unidos, Japón y prácticamente toda Europa, han utilizado esta tecnología como un método de almacenamiento de energía, la capacidad instalada de este tipo de proyectos en todo el mundo, superaba los 127 GW, lo que representa aproximadamente un 3% de la capacidad instalada total de generación en el mundo (Jiménez, 2012), al transcurrir el tiempo aumento el uso de este sistema, por ende continuo el surgimiento de nuevas construcciones de centrales en países de la Unión Europea, Japón y China principalmente (Jiménez, 2012). Después de realizar la revisión bibliográfica se logró entender el panorama actual de las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo en el mundo, identificando capacidad instalada y diferencias de nivel frecuentes.

El desarrollo de estas centrales inicia aproximadamente a principios del siglo XX en países de Europa, la primera de este tipo fue instalada en Suiza en el año 1882 (Jiménez, 2012), sin embargo, el desarrollo más relevante fue en la década de los sesenta hasta principios de los ochenta, pues hubo un gran impacto en el desarrollo de la construcción, debido a que simultáneamente estaba en desarrollo de las centrales nucleares (Jiménez, 2012).

En la primera década del siglo XXI no se realizaron desarrollos importantes de esta tecnología, fue a partir del año 2009 que se implementó nuevamente este tipo de centrales, puesto que se estaban desarrollando centrales con energía renovable no convencional, por otro lado había un alto crecimiento en la demanda por energía en los mercados alrededor de Europa, para el año 2009 se encontró la capacidad instalada (MW) de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo (CHAB) de algunos lugares del mundo y el porcentaje que poseía cada una de estas frente al total de la capacidad instalada del país (ver figura 1).

Figura 1. Resumen capacidad instalada en diferentes lugares del mundo

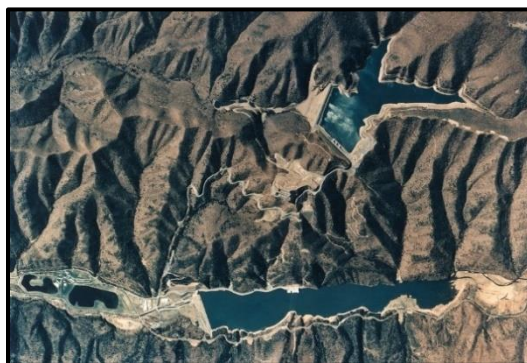
Lugar	Capacidad instalada (MW)	Porcentaje de la capacidad instalada total en el país (%)
Estados Unidos	22.160	2,16
Japón	25.459	8,95
Unión Europea	40.550	4,86
China	15.643	1,78

Fuente: Realizado por el autor

Al año 2009 en todo el mundo había un total de 34 países que contaban con centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo instaladas y operando, de las cuales 13 contaban con una capacidad instalada mayor a 2.000 MW (Jiménez, 2012).

Actualmente la central Bath County posee la mayor capacidad instalada en el mundo, se encuentra ubicada en la parte norte de Bath County, Virginia, USA, cuenta con 3.003 MW de capacidad instalada, comenzó a operar desde 1985, tiene un salto hidráulico de 380 metros aproximadamente y corresponde a una central pura de acumulación por bombeo, ya que su reservorio superior sólo recibe los aportes provenientes del bombeo desde el embalse inferior (ver figura 2).

Figura 2 .CHAB Bath County, Estados Unidos



Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

La central eléctrica está compuesta por seis 6 generadores de turbina tipo Francis de 500,5 MW de capacidad instalada y 480 MW de potencia en las bombas para cada turbina, el caudal de bombeo es aproximadamente de 801 m³ /s y el de turbinación es de 852 m³ /s.

Figura 3. Central Bath County, Estados Unidos



Fuente: tomado de Choco Férreas, 2017

Figura 4. Sistema Central Bath County, Estados Unidos



Fuente: tomado de www.hidroproyectos.com

En segundo lugar se encuentra la central Huizhou ubicada en la provincia de Guangdong, China, la cual está compuesta por ocho bombas de generación para una capacidad instalada de 2.448 MW, entro en operación a mediados del año 2007, la presa principal es de hormigón compactado por rodillo de 56 metros de alto por 156 metros de largo, la presa auxiliar tiene dimensiones de 14 metros de alto por 133 metros de largo y el depósito inferior es creado por una sola presa de 61 m de altura y 420 metros de alto. La central se suministra con agua de un depósito superior formado por dos presas. Finalmente se encontró que para el año 2019 tiene un costo aproximado de 3.820'000.000 de dólares.

Figura 5. CHAB Huizhou, China



Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

En tercer lugar, se encuentra la central hidroeléctrica de Guangdong o Guangzhou se encuentra ubicada en Guangzhou, en la provincia de Guangdong, China, esta central está compuesta por 8 turbinas para la generación de energía, cada una tiene una capacidad de 300 MW y un total de capacidad instalada de 2.400 MW, está a diferencia de la anteriormente mencionadas se construyó en dos etapas, las primeras cuatro turbinas se completaron en 1994 y las otras cuatro en el año 2000. La estación cuenta con un depósito inferior y uno superior, además de una central eléctrica subterránea, las dimensiones del reservorio superior son de 68 m de alto y 318,2 m de largo y las del inferior son 43.2 m de alto y 153.12 m de largo.

Figura 6. CHAB Guangdong o Guangzhou, China



Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

A continuación, se van a presentar un resumen de los datos más importantes de las demás centrales de acumulación por bombeo más relevantes del mundo por su capacidad instalada:

- **Central de Okutataragi:**

Figura 7. CHAB Okutataragi, Japón



Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

Capacidad instalada: 1.942 MW

País: Japón

Ubicación: Asago, en la prefectura de Hyōgo

Año de operación: 1998

Dimensiones embalse superior: 98 m de alto por 325 m de largo

Dimensiones embalse inferior: 64.5 m de alto por 278 m de largo

- **Central de Ludington**

Figura 8. CHAB Ludington, Estados Unidos



Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

Capacidad instalada: 1.872 MW

País: Estados Unidos

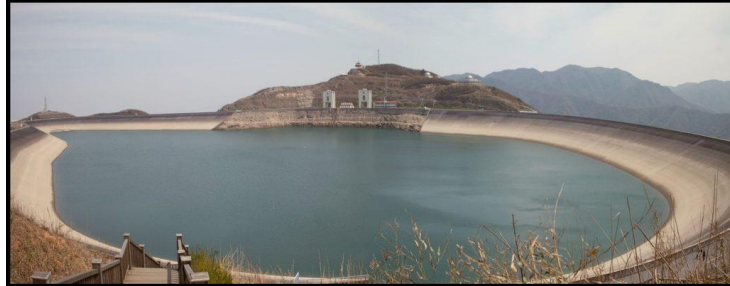
Ubicación: Ludington, Michigan

Año de operación: 1973

Numero de turbinas: 6 genera 312MW de electricidad

- **Central de Tianhuangping**

Figura 9. CHAB Tianhuangping, China



Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

Capacidad instalada: 1.836 MW

País: China

Ubicación: Tianhuangping, condado de Anji, provincia de Zhejiang

Año de operación: 2001

Dimensiones embalse inferior: 72 m de alto por 577 m de largo

Numero de turbinas: 6 Francis reversibles

Numero de tuberías: 2, dimensiones (882 m largo y 7 m de diámetro)

- **Central de Tumut-3**

Figura 10. CHAB Tumut-3, Australia



Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

Capacidad instalada: 1.800 MW

País: Australia

Ubicación: Presa de Talbingo

Año de operación: 1973

Numero de turbinas: 6 Toshiba, tres de las seis pueden operar como bombas

Numero de tuberías: 6, dimensiones (488m largo y 5.6m de diámetro)

- **Central de Grand'Maison**

Figura 11. CHAB Grand'Maison, Francia



Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

Capacidad instalada: 1.800 MW

País: Francia

Año de operación: 187

La central tiene niveles por encima y debajo del suelo. En el nivel superior, hay cuatro generadores de turbina Pelton de 150 MW que se utilizan para la generación de energía hidroeléctrica convencional, el nivel subterráneo contiene ocho turbinas Francis de 150 MW que se pueden usar tanto para la generación de energía como para el bombeo.

- **Central Cortes-La Muela**

Figura 12. CHAB Cortes-La Muela, España



Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

Capacidad instalada: 1.772 MW

País: España

Ubicación: Cortes de Pallás (Valencia)

Año de operación Muela I: 1989

La Muela II tiene una potencia instalada de 840 MW, salto hidráulico de 450 m y un caudal de turbinación $192\text{m}^3/\text{s}$.

Figura 13. Datos técnicos Central La Muela



Fuente: tomado de Choco Férreas, 2017

- **Central de Dinorwing**

Figura 14. CHAB Dinorwing, Reino Unido



Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

Capacidad instalada: 1.728 MW

País: Reino Unido

Ubicación: Cerca de Dinorwig, en Gwynedd, al norte de Gales

Año de operación: 1984

Cuenta con 6 generadores de 300MW conectados a turbinas reversibles de tipo Francis, las seis unidades pueden lograr una carga de 0 MW a 1.800 MW en aproximadamente 16 segundos.

9. MARCO TEÓRICO

9.1. Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo (CHAB)

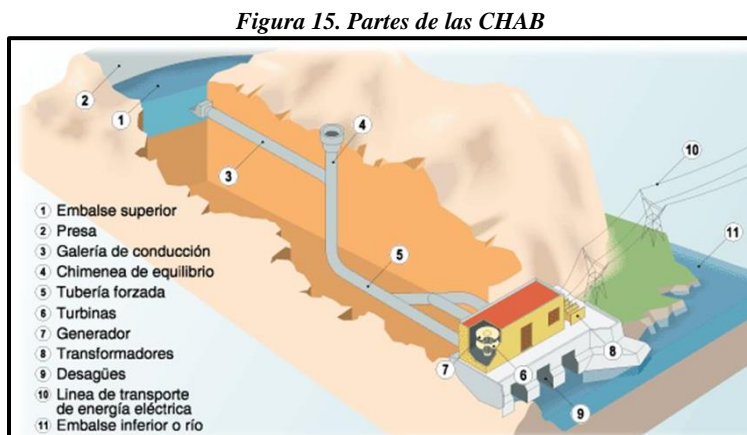
Es aquella que puede transformar la energía potencial del agua en electricidad, además tiene la capacidad de hacerlo inversamente, es decir que puede aumentar la energía potencial del agua mediante el consumo de energía de la red eléctrica. Con el fin de utilizarse como método de almacenamiento de energía, este sistema se implementa para satisfacer la demanda energética en horas pico, además de almacenar energía en horas valle, donde los precios son menores (Jiménez Pérez, 2012).

En los sistemas convencionales, la energía eléctrica de la red no se puede almacenar en grandes cantidades, así que la producción debe igualarse al consumo de forma precisa para poder garantizar un equilibrio, en cambio las CHAB se caracterizan por almacenar energía eléctrica de la red como energía potencial, mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior a uno superior, se realiza usualmente en la noche o fines de semana, puesto que la demanda de energía eléctrica es baja y los costos son menores, pero principalmente porque en estos periodos existen excedentes de energía en la red, así que la energía potencial almacenada es utilizada para generar electricidad cuando la demanda es alta y los costos mayores. Lo anterior evidencia que es una forma de optimizar económicamente la utilización de una red de suministro eléctrico, brindando una mejor gestión de energía y almacenando los excedentes que se generan en horas de baja demanda y así suplir de forma económica y eficiente, la demanda en horas pico, donde la energía es más costosa (Jiménez Pérez, 2012).

9.2. Partes típicas

Las partes típicas que constituyen una CHAB son: Embalse superior, túnel en presión, chimenea de equilibrio, tubería forzada, casa de máquinas, obra de descarga y el embalse inferior,

el circuito hidráulico, como la sala de máquinas y de transformadores (Figura 15), estas se suelen instalar de forma subterránea siendo una característica positiva de este tipo de centrales ya que los impactos visuales son mínimos, sólo queda a la vista el embalse superior e inferior. Se debe tener en cuenta que las partes y la configuración de la central dependerá tanto del lugar donde se ubique, criterios económicos, ambientales y sociales (Jiménez Pérez, 2012).

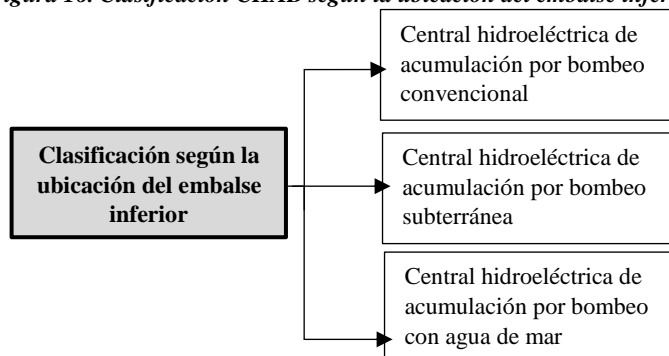


Fuente: tomado de www.sectorelectricidad.com, 2016

9.3. Clasificación de las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo

Se presentan tres clasificaciones de las CHAB. La primera depende de criterio la ubicación del embalse inferior, la segunda clasificación es el United States Army Corps of Engineers (USACE) para caracterizar estas centrales. Finalmente, la última clasificación se realiza en base a la configuración de máquinas utilizada por la central (Jiménez Pérez, 2012).

Figura 16. Clasificación CHAB según la ubicación del embalse inferior

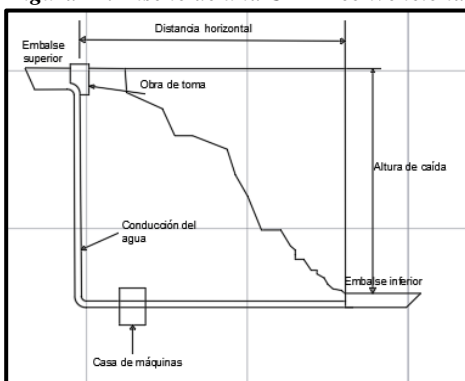


Fuente: Adaptado de Jiménez Pérez, 2012

9.3.1. Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo convencional

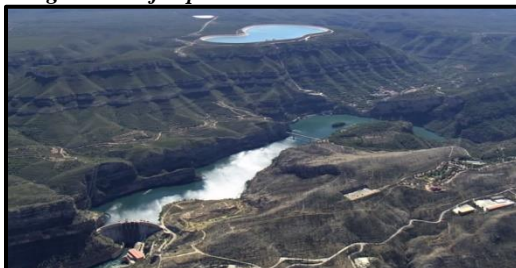
Este tipo de centrales ha sido implementado en repetidas ocasiones por diferentes compañías y países convirtiéndola actualmente en el sistema más común para la generación de energía por medio de CHAB, donde los dos embalses inferior y superior se ubican en la superficie terrestre. El embalse inferior puede obtenerse mediante el uso de un lago o cauce natural existente en la zona del proyecto, también por medio de la construcción de una presa o embalse artificial que permita acumular agua, cumplir los ciclos de bombeo y generación estimada. Además, es posible reducir los costos del proyecto al utilizar un embalse ya existente como depósito inferior. Por otro lado, la casa de máquinas y el circuito hidráulico puede ubicarse en la superficie o de forma subterránea, el embalse superior al igual que el inferior puede obtenerse mediante el uso de un lago o mediante la construcción de una presa (Jiménez Pérez, 2012).

Figura 17. Diseño de una CHAB convencional



Fuente: Adaptado de Jiménez Pérez, 2012

Figura 18. Ejemplo de una CHAB convencional

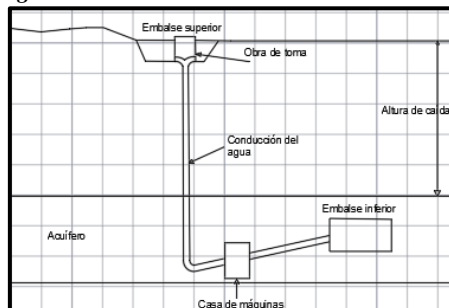


Fuente: tomado de www.elperiodicodelaenergia.com, 2017

9.3.2. Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo subterránea

Este tipo de centrales son aquellas en donde el embalse inferior se encuentra bajo tierra o en un acuífero subterráneo y el embalse superior se encuentra en la superficie terrestre y puede ser construido de la misma forma como se construye para una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo convencional. La casa de máquinas y el circuito hidráulico deben estar bajo la superficie del terreno (Jiménez Pérez, 2012).

Figura 19. Diseño de una CHAB convencional

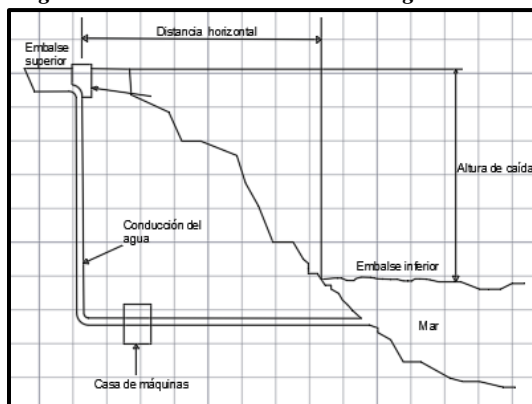


Fuente: Adaptado de Jiménez Pérez, 2012

9.3.3. Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo con agua de mar

Este tipo de central se caracteriza por hacer uso del océano como embalse inferior se, la primera central hidráulica de acumulación por bombeo construida en el mundo fue la Okinawa Yanbaru ubicada en Kunigami, Okinawa, Japón (Jiménez Pérez, 2012).

Figura 20. Diseño de una CHAB con agua de mar



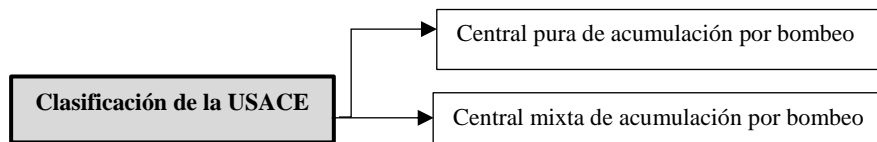
Fuente: Adaptado de Jiménez Pérez, 2012

Figura 21. Ejemplo de una CHAB con agua de mar



Fuente: tomado de en.wikipedia.org, 2021

Figura 22. Clasificación CHAB según la USACE



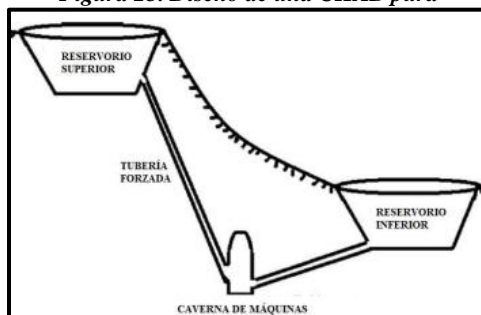
Fuente: Adaptado de Jiménez Pérez, 2012

9.3.4. Central pura de acumulación por bombeo

En esta clasificación la energía generada depende del agua que ha bombeado desde el embalse inferior al superior, fluyendo en sentido ascendente o descendente siempre el mismo volumen de agua. Es decir que el embalse superior no recibe más aportes de otras fuentes de agua, que las procedentes del embalse inferior a través de la bomba. En este tipo

de centrales el balance energético es negativo, es decir que la central necesita más energía de la que produce (Jiménez Pérez, 2012).

Figura 23. Diseño de una CHAB pura



Fuente: Tomado de Jiménez Pérez, 2012

9.3.5. Central mixta de acumulación por bombeo

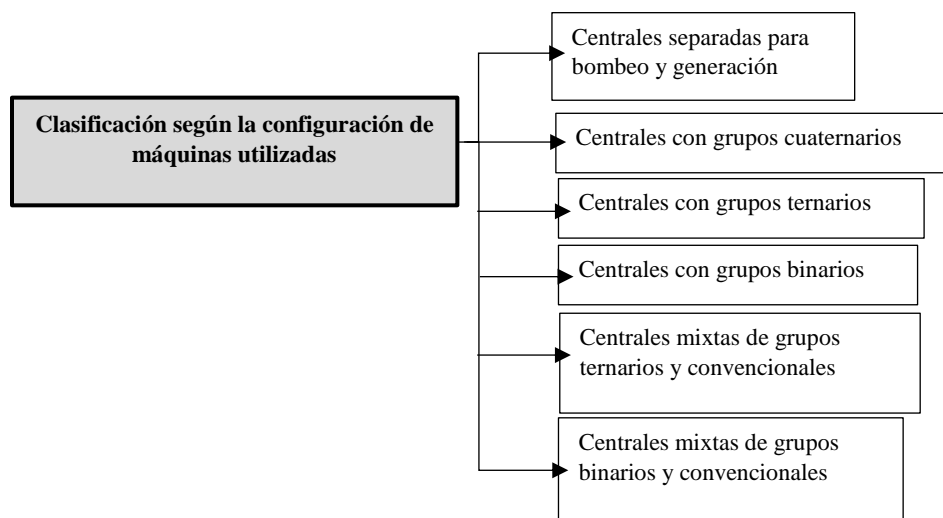
La energía generada depende del agua que se ha bombeado desde el embalse inferior al superior y del flujo natural que se filtra desde la cuenca al reservorio principal, en este tipo de centrales se recibe aportes de agua por medios naturales. Esto sucede en las centrales que están ubicadas consecutivamente a lo largo de un río. En este caso las pérdidas por evaporación no son tan importantes, ya que el agua del embalse superior tiene un costo menor de energía que para el caso de bombeo puro, donde el volumen del agua proviene en su totalidad del bombeo (Jiménez Pérez, 2012).

Figura 24. Diseño de una CHAB mixta



Fuente: Adaptado de Jiménez Pérez, 2012

Figura 25. Clasificación CHAB según la configuración de máquinas utilizadas



Fuente: Adaptado de Jiménez Pérez, 2012

9.3.6. Centrales separadas para bombeo y generación

Existe un espacio para el grupo motor-bomba y otro espacio separado para los grupos turbina-generador (Jiménez Pérez, 2012).

9.3.7. Centrales con grupos cuaternarios

En el mismo espacio se instalan los grupos motor-bomba y turbina-generador (Jiménez Pérez, 2012).

9.3.8. Centrales con grupos ternarios

Cada grupo se compone de tres equipos un motor o generador, una turbina y una bomba, para este caso la máquina eléctrica es única y tiene función como motor y generador. Pero de igual forma existen dos máquinas hidráulicas distintas, una turbina y una bomba. Los grupos ternarios pueden ser de eje vertical u horizontal, cuando son de eje vertical el alternador se dispone en la parte superior para proteger contra fugas de agua, la turbina se ubica de manera intermedia y la bomba en la parte inferior con el fin de disminuir el fenómeno de cavitación que se presenta con mayor intensidad en las bombas que en las turbinas. Este efecto se puede contrarrestar manteniendo una presión estática en la zona,

ubicando la bomba a una cota que esté por debajo de la del nivel del embalse inferior, en los grupos de eje horizontal, el alternador-motor se sitúa en la parte central para poder instalar un embrague a cada lado, también se instala una pequeña turbina.

La principal ventaja de los grupos ternarios es la rapidez para efectuar el cambio de turbina a bomba y viceversa, puesto que las dos máquinas hidráulicas son independientes, sin embargo, los grupos ternarios presentan el inconveniente de altos costos, tanto en equipos como en tuberías, válvulas y accesorios (Jiménez Pérez, 2012).

9.3.9. Centrales con grupos binarios o reversibles

Los grupos se componen de dos máquinas una eléctrica motora o generador síncrono y una hidráulica bomba o turbina reversible, la instalación casi siempre es de eje vertical con el motor-generador en la parte superior, para pasar del funcionamiento de turbina a bomba o viceversa, se invierte el sentido de giro de la máquina eléctrica. Los grupos binarios tienen menor costo que los terciarios, además de menor longitud y obra civil, si la central es subterránea el volumen de excavación es poco, posee algunas desventajas como menor rendimiento, doble sentido de giro y mayor tiempo de maniobra (Jiménez Pérez, 2012).

9.3.10. Centrales mixtas de grupos ternarios y convencionales

Los grupos se conforman de (bomba + motor o generador + turbina y grupos turbina + generador) (Jiménez Pérez, 2012).

9.3.11. Centrales mixtas de grupos binarios y convencionales

Los grupos se conforman de (motor o generador + bomba o turbina y grupos turbina + generador) (Jiménez Pérez, 2012).

10. MARCO CONCEPTUAL

10.1. Hidroenergía:

Energía que tiene el agua cuando se mueve a través de un cauce o cuando se encuentra embalsada (energía potencial) a cierta altura y se deja caer por efecto de la gravedad para producir energía eléctrica (Atlas potencial hidro energético de Colombia, 2015).

10.2. Central hidroeléctrica:

Es una instalación que aprovecha las masas de agua en movimiento que circulan por los ríos, para transformarlas en energía eléctrica, utilizando turbinas conectadas a generadores para así al finalizar este proceso, devolverla a su cauce original (Atlas potencial hidroenergético de Colombia,2015).

10.3. Generador:

Dispositivo que por medio de un rotor y un estator transforma la energía mecánica en energía eléctrica (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.4. Turbina:

Equipo que transforma la energía cinética de una corriente de agua en energía mecánica (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.5. Presa:

Contiene el agua de un río y la almacena en un embalse (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.6. Sala de máquinas:

Lugar situado dentro de la central donde se encuentran las máquinas como las turbinas, alternadores y elementos de regulación o control de la central (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.7. Conducciones:

La alimentación del agua a las turbinas se hace por medio de un complejo sistema de canalizaciones que garantice el constante abastecimiento al sistema (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.8. Central con embalse o de regulación:

Este tipo de centrales embalsa un gran volumen de agua mediante la construcción presas que forman lagos artificiales, a su vez por medio del embalse se podrá regular la cantidad de agua que pasa por las turbinas (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.9. Central de acumulación por bombeo:

Disponen de dos embalses situados a diferente nivel; cuando la demanda de energía eléctrica alcanza su máximo nivel a lo largo del día, el agua almacenada en el embalse superior hace girar el rodete de la turbina asociada a un alternador funcionando como una central convencional generando energía. Después el agua queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas del día en las que la demanda es menor el agua se bombea al embalse superior para que inicie nuevamente el ciclo productivo. Para ello la central dispone de un grupo de motores-bomba o, alternativamente, sus turbinas son reversibles de manera que puedan funcionar como bombas y los alternadores como motores (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.10. Picocentrales:

Capacidad instalada entre 0,5 y 5 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.11. Microcentrales:

Capacidad instalada entre 5 y 50 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.12. Minicentrales:

Capacidad instalada entre 50 y 500 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.13. Hidroeléctricas (PCH):

Capacidad instalada entre 500 y 20.000 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas y zonas interconectadas (sin posibilidad de participar en el despacho eléctrico, menores a 500 kW, y con posibilidad de hacerlo las mayores a 10.000 kW) (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.14. Centrales hidroeléctricas (CH):

Capacidad instalada mayor de 20 MW, aplicable a zonas interconectadas, con participación obligada en el despacho eléctrico (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

10.15. Electricidad:

Fuerza de atracción entre dos cuerpos, con cargas eléctricas de signo opuesto que están lo suficientemente cerca (Atlas potencial hidroenergético de Colombia, 2015).

11. MARCO LEGAL

- Ley 142 de 1994 “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”.
- Ley 143 de 1994 “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética”.
- Ley 373 de 1997 “Por la cual se establece el programa para el uso eficiente y ahorro del agua”.
- Ley 632 de 2000 “Por la cual se modifican parcialmente las Leyes 142, 143 de 1994, 223 de 1995 y 286 de 1996”
- Ley 689 de 2001 “Por la cual se modifica parcialmente la Ley 142 de 1994.”
- Ley 697 de 2001 “Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones”.
- Ley 1715 de 2014 “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”.
- Decreto 1073 de 2015 Sector Administrativo de Minas y Energía “Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”.
- Resolución 18-1401 de 2004 “Por medio de la cual se adopta el factor de emisión de gases de efecto invernadero para los proyectos de generación de energía con fuentes renovables conectados al Sistema Interconectado Nacional cuya capacidad instalada sea igual o menor a 15MW”.

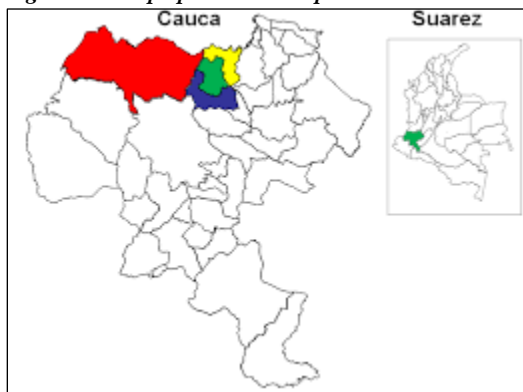
- Resolución CREG 024 de 2015, “Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)”.
- Decreto 1623 de 2015, “Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas”.
- Min Ambiente 1283 de 8 agosto de 2016, “Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables - FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones”.
- Resolución 1519 del 2017 “Por el cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de los proyectos de construcción y operación de centrales generadoras de energía hidroeléctrica y se toman otras determinaciones”.
- Resolución UPME 703 del 14 de diciembre de 2018 “Por la cual se establecen el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014, y se adoptan otras disposiciones”.

12. MARCO GEOGRÁFICO

El municipio de Suarez se encuentra situado al Noroccidente del Departamento del Cauca, entre las coordenadas 1°026.000 E, 802.000 N a 1°048.000 E, 832.000 N. Este limita al Norte y Oriente con el municipio de Buenos Aires, al Suroriente y al Sur con el Municipio Morales y al Occidente con López de Micay, con una extensión aproximadamente de 389,87 km², donde 3,57 km² pertenece a la parte urbana. Además, tiene una altura sobre el nivel del mar de 1.050 m, la temperatura media es 27°C. Cuenta con algunos ríos importantes como lo son: el Cauca, Ovejas, Marilopito, Damián, Inguitó, Asnazú y Marilópez, con las Quebradas El Chupadero, La Chorrera, Los Pasos, Los Morados, La Laja, El Danubio y San miguel, también cuenta con el Embalse Artificial en la Hidroeléctrica de SALVAJINA, llamada Presa Ciro Molina Garcés.

En su orografía se destacan los altos de Sardinias, Altamira, San Pablo, Las Tijeras, Delucha, Las Auroras y los Micos, Cerros como Damián, El Jigual, Birimbi, La angarilla, El Alcalde, y Piedra Escrita, Lomas como Canoa, Redonda, El Mangón, Palma Rusia, Peñas blanca, Bellavista, Comedulce, Salvajina, La Toma, Cabuyal, La Estrella, La Alejandría, Los Motilones, Las Canoas, Loma de San Pablo, La Sierra, El Paso, El Pijol, Lomalta y Pechuga, La Alemania, con alturas aproximadamente de 1000 m.s.n.m. hasta 2500 m.s.n.m.

Figura 26. Mapa político del departamento del Cauca

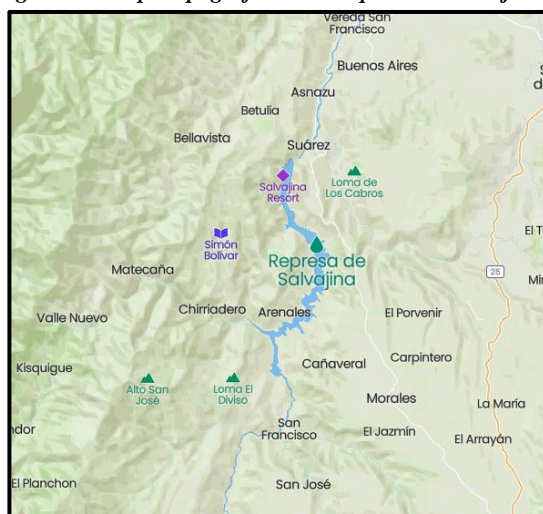


Fuente: Tomado de bibliotecadigital.univalle.edu.co, 2013

12.1. Hidroeléctrica Salvajina

El proyecto hidroeléctrico Salvajina se encuentra ubicado en el municipio de Suarez, departamento del Cauca, a 65 km del sur de Cali, localización geográfica $2^{\circ}56'29''N$ y $76^{\circ}42'23''O$, tipo de presa de gravas y enrocado con cara de concreto, la presa tiene una altura de 148 m, cota de 1155 msnm, producción anual de energía aproximadamente de 1050GWh, la presa retiene las aguas del rio Cauca (Palacios, 2013).

Figura 27. Mapa topográfico de la represa de Salvajina



Fuente: Tomado de mapcarta.com, 2021

13. METODOLOGIA

13.1. Información general de la hidroeléctrica de Salvajina

Por medio de la revisión bibliográfica se recopiló información de la central hidroeléctrica Salvajina ubicada en el municipio de Suarez, con el fin de identificar parámetros técnicos tales como el tipo o sistema de generación de energía, la capacidad instalada, tiempo de turbinación, composición de suelos, caudal, número de turbinas, área y volumen total del embalse, esta información se encuentra resumida en la (Tabla 1); este cuenta con un depósito de agua que se forma artificialmente mediante una presa, para almacenar agua del río Cauca, el propósito principal es la regulación de crecientes en invierno y garantizar un caudal mínimo en verano, dejando como fin secundario producir energía, contribuyendo a municipios aledaños, así como al SIN.

Tabla 1. Datos básicos de la Central Hidroeléctrica Salvajina y datos ubicación del embalse superior

UBICACIÓN	NOMBRE EMBALSE	TIPO DE GENERACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA MW	VOLUMEN m ³	AREA m ²	COTA msnm	DIFERENCIA DE ALTURA m	DISTANCIA m
SUÁREZ, CAUCA	SALVAJINA	HIDRICA CON EMBALSE	285	764'700.000	20'310.000	1.155	380	952

Fuente: Realizado por el autor

Según el estudio técnico del proyecto de regulación del río Cauca evidencia que el suelo del embalse Salvajina es compuesto así:

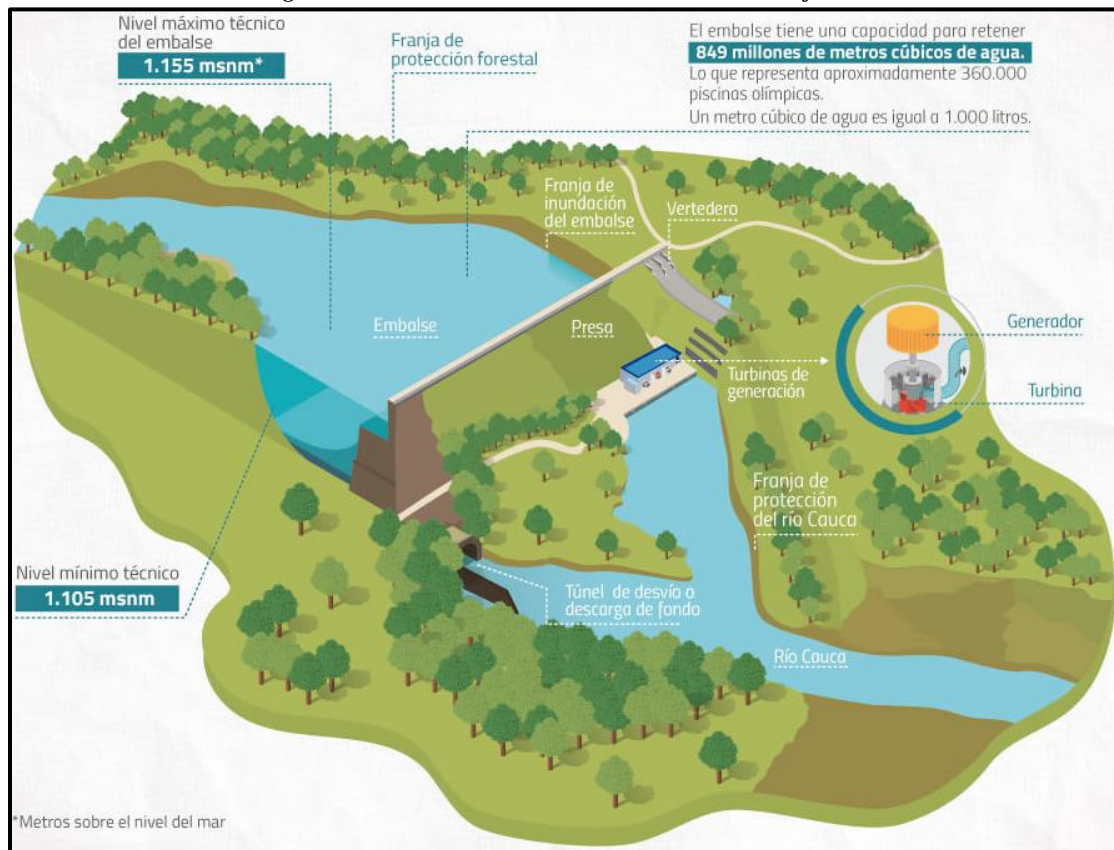
El suelo presenta un estrechamiento causado por la existencia de afloramientos de arenisca cuarcítica dura, la arenisca se extiende aguas arriba del eje de presa donde está parcialmente cubierto por taludes. Aguas debajo de la presa, la fundación está formada por arenisca cuarcítica y lutita gris negruzca cubierta en parte por taludes. Tanto la arenisca como las lutitas presentan un alto grado de descomposición

superficial, a mayores profundidades se presentan fracturas que se observan con mayor grado en las areniscas por ser rocas más duras y quebradizas.

La sobre capa en la zona de la presa, constituida por suelos residuales provenientes de la descomposición de la arenisca y la lutita, presenta espesores relativamente delgados, con excepción de las tres zonas, a saber: aguas debajo de la presa sobre el estribo derecho, aguas arriba del sitio de presa sobre el estribo izquierdo y el material del lecho del río. Las dos primeras zonas llenan depresiones de la roca con espesores de 30 metros. El espesor del aluvión en el lecho del río varía entre 15 y 30 metros. (INGETEC-INESCO, 1974, p.42-43)

Esta hidroeléctrica produce energía por medio de tres turbinas alimentadas por una torre de toma, cada una de las turbinas tiene la capacidad de producir un aproximado de 90 MW con un caudal máximo cercano a $116,5 \text{ m}^3/\text{s}$, es decir que se obtendrá un total estimado de 270 MW y un caudal de $349,5 \text{ m}^3/\text{s}$. A continuación, se presenta un esquema de la central Salvajina donde se presenta los elementos que componen la hidroeléctrica, así como algunos datos técnicos como el nivel máximo técnico del embalse y la capacidad máxima en millones de metros cúbicos, esta información se encontrara también expuesta en la (Figura 28).

Figura 28. Datos técnicos Central Hidroeléctrica Salvajina

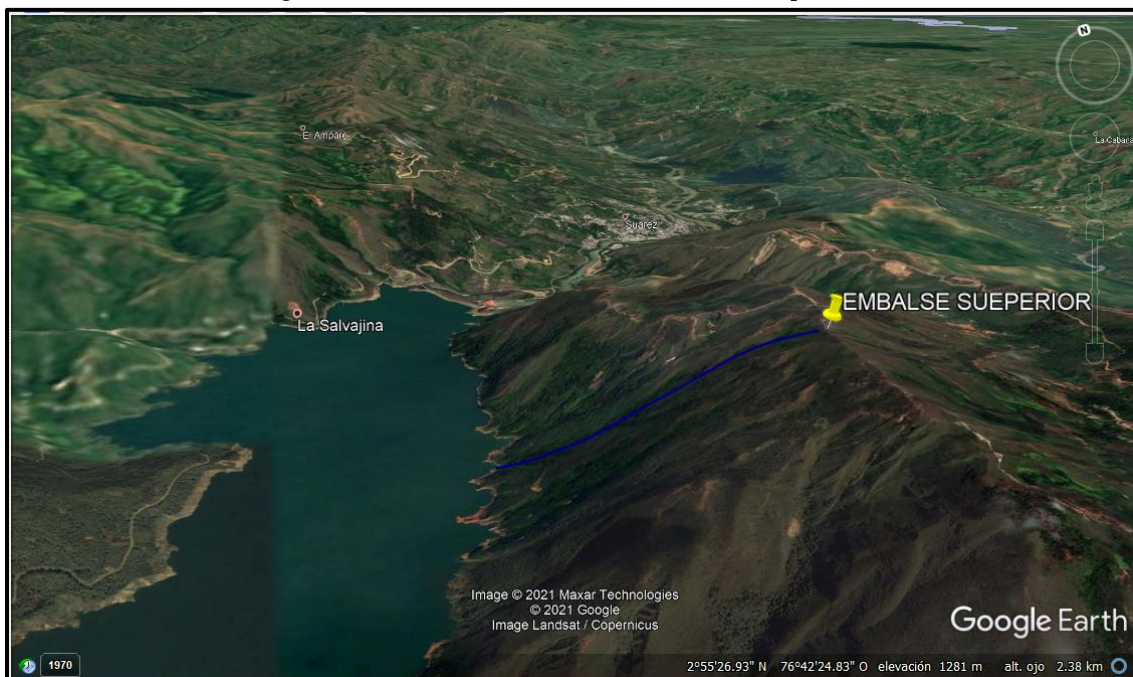


Fuente: Tomado de www.celsia.com, 2021

13.2. Localización embalse superior Google Earth Pro

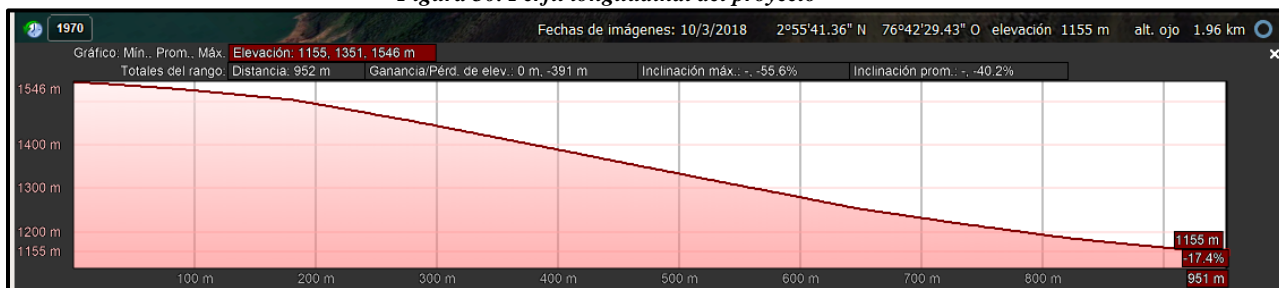
Se realizó la respectiva búsqueda del embalse existente en Salvajina con el fin de aprovechar este como el reservorio inferior, luego se procedió a realizar la búsqueda del posible reservorio o embalse superior para el proyecto por medio del software Google Earth Pro, donde el principal objetivo es aprovechar el mayor desnivel y la menor distancia entre los embalses. A continuación, se evidencia y se presenta la sección del lugar:

Figura 29. Selección de la localización del embalse superior



Fuente: Tomado de Google Earth PRO, 2021

Figura 30. Perfil longitudinal del proyecto



Fuente: Tomado de Google Earth PRO, 2021

13.3. Análisis de tiempo de turbinación y volumen aprovechable en la central hidroeléctrica Salvajina

Para determinar el tiempo de turbinación se tomó en cuenta la energía que debe generar mensualmente la central hidroeléctrica es decir 60MW , sabiendo que la capacidad instalada es de 285MW, se dividió este valor entre la producción mensual y así lograr determinar cuantos meses trabaja la central, posteriormente este valor se redujo hasta llegar a un estimado de la producción por unidad de segundo en un tiempo de 24hr, este proceso se realizó puesto

que no se encontró información sobre el tiempo de turbinación exacto de la central, lo cual se puede deber a que el embalse de Salvajina tiene como función principal controlar el caudal del río Cauca, con el fin de evitar inundaciones o afectaciones de otro tipo dependiendo del estado meteorológico, lo cual genera que el tiempo de turbinación dependa de la necesidad o exceso del recurso hídrico río abajo.

Este dato se obtuvo bajo la necesidad de conocer el volumen necesario para que la central hidroeléctrica funcione correctamente, de esta forma se evita que esta se vea afectada por el proyecto planteado en este documento, puesto que se deberá tomar un volumen de agua de este embalse.

$$Q = \frac{V}{t}$$

(Ecuación 1)

Q: Caudal m³/s

V: Volumen m³

T: Tiempo de turbinación s

$$V = Q \cdot t$$

(Ecuación 2)

El caudal se tomó del portal hidro climatológico de la corporación autónoma regional del Valle del Cauca (CVC), con ello se determinó la estimación del volumen que usa la central, operando el caudal por el tiempo da como resultado un volumen de 17.318.880 m³.

Tabla 2. Resumen datos de turbinación Central Hidroeléctrica Salvajina

Energía que debe garantizar mensual MW	Tiempo de turbinación (meses)	Tiempo de turbinación (día)	Tiempo de turbinación diario (segundo)	Q descarga m ³ /s	Volumen que usa salvajina m ³
60	5	142,5	82.080	211	17'318.880

Fuente: Realizado por el autor

13.4. Análisis de la profundidad del embalse superior

Para determinar la profundidad idónea del embalse superior se realizó una revisión bibliográfica de las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo más importantes en el mundo, con el fin de determinar si hay características similares a las del proyecto propuesto en este documento, posteriormente, tomando en cuenta el tipo de suelo, área disponible y volumen aprovechable que se podrá tomar del embalse inferior sin que este se vea afectado, además de mantener la mayor diferencia de nivel posible entre los embalses, se propuso una altura de 40m, dentro de los cuales se encuentra contemplado el borde libre (5m), el cual tiene como función controlar los niveles de agua provenientes de precipitaciones extremas e incluso de un mayor transporte de agua del embalse inferior en el bombeo , y también se dispone de una profundidad de sedimentación (1m), con el fin de controlar los sedimentos que lleguen a transportarse en el bombeo del reservorio inferior al superior.

13.5. Análisis del tiempo de turbinación y bombeo del proyecto

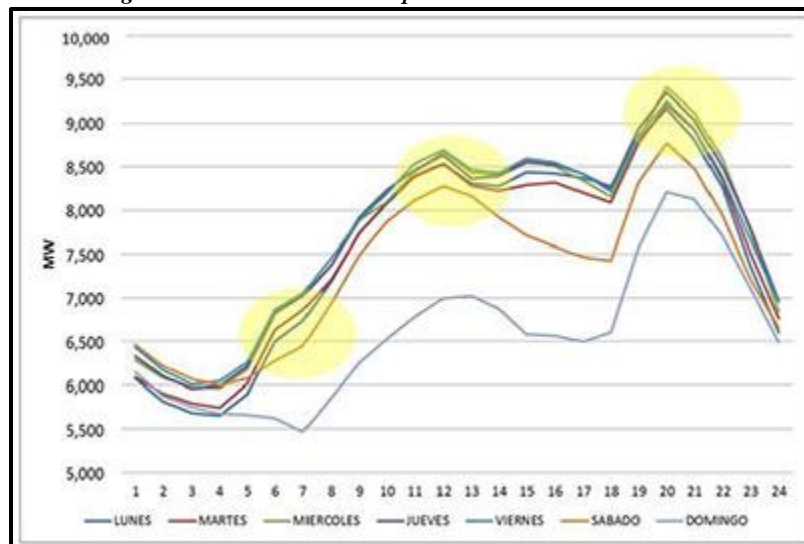
Se debe establecer el tiempo en el que la central generará energía eléctrica, por lo que se realizó un análisis por medio de la curva de demanda promedio en Colombia, donde se evidencia que existen tres franjas horarias en las que se produce el mayor gasto o consumo de energía, estas son: amanecida (05:00 am-07:00 am), punta uno (11:00 am-13:00 pm) y punta dos (18:00 pm-21:00 pm) según (XM, 2021) , es decir un total de siete horas pico o punta, los cuales serán el tiempo de turbinación debido a que habrá mayor demanda de energía en esa franja horaria, mientras que la menor demanda es durante la noche y madrugada desde las (21:00pm-05:00am) para un total de ocho horas valle, las cuales representan el tiempo de bombeo para el proyecto (ver Tabla 3).

Tabla 3. Selección del tiempo de turbinación y bombeo del proyecto

CONSUMO DE DEMANDO DE ENERGÍA				
1	Amanecida	05:00 - 07:00	2 horas	7 horas
2	Punta uno	11:00 - 13:00	2 horas	
3	Punta dos	18:00 - 21:00	3 horas	
TIEMPO		7 horas turbinación	25.200 seg	
		8 horas bombeo	28.800 seg	

Fuente: Realizado por el autor

Figura 31. Curva de demanda promedio en Colombia

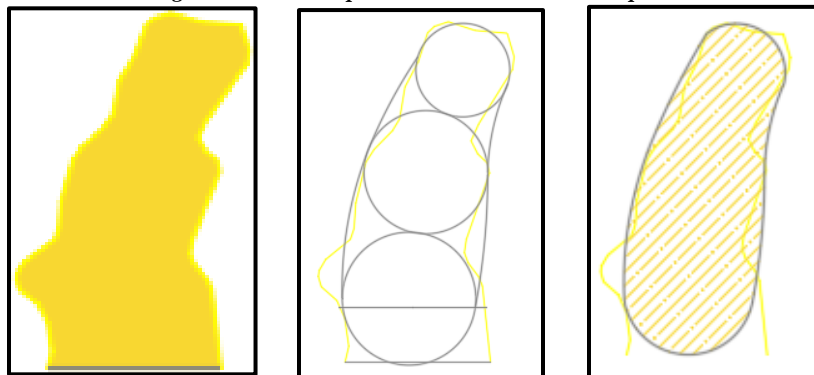


Fuente: Tomado de www.xm.com.co, 2021

13.6. Cálculo del volumen del embalse superior

Se obtuvo la topografía de la zona del embalse de Salvajina por medio de Google Earth pro y luego se realizó un levantamiento topográfico haciendo uso de CivilCAD 3D, con el fin de determinar el área aprovechable en la cota 1.490 m (la cual se escogió tomando en cuenta la altura del embalse), donde se cuenta con un área total aproximada de 386.733,95m², de la cual por efectos de diseño técnicos y estéticos se implementó una forma de guitarra aprovechando al máximo la topografía que se presenta en la zona, con taludes inclinados evitando movimientos de tierras que puedan afectar la estructura, así que se contará con un área de 385.283,48 m² y una profundidad de 40 m para finalmente obtener un volumen de 15'411.339,36 m³, ver resumen en la tabla 4.

Figura 32. Vista en planta diseño del embalse superior



Fuente: Realizado por el autor

Figura 33. Vista en planta del diseño final del embalse superior



Fuente: Realizado por el autor

Tabla 4. Resumen de datos predimensionamiento del embalse superior

	AREA (m ²)	PROFUNDIDAD (m)	VOLUMEN (m ³)	PORCENTAJE
SALVAJINA	385.283,48	40,00	15'411.339,36	2,02 %

Fuente: Realizado por el autor

13.7. Cálculo caudal de diseño

Después de determinar el predimensionamiento del embalse superior, el tiempo de turbinación y bombeo para el proyecto, para establecer el caudal de diseño se debe hacer uso de cada uno de los tiempos anteriormente mencionados en la Tabla 3, correspondiendo 25.200 segundos (7 horas) a la turbinación y 28.800 segundos (8 horas) al bombeo, se realiza el cálculo

por medio de la relación volumen sobre tiempo, los valores obtenidos se exponen en la Tabla 5.

$$Q = \frac{V}{t}$$

Q: Caudal m³/s

V: Volumen m³

t: Tiempo de turbinación s

Tabla 5. Caudal y tiempo de turbinación y bombeo del proyecto en el embalse superior

EMBASE SUPERIOR	VOL EMBALSE SUPERIOR (m ³)	TIEMPO TURBINACIÓN (s)	CAUDAL TURBINACIÓN (m ³ /s)	TIEMPO BOMBEO (s)	CAUDAL BOMBEO (m ³ /s)
SALVAJINA	15'411.339,36	25.200	611,56	28.800	535,12

Fuente: Realizado por el autor

13.8. Cálculo de la potencia bruta

Corresponde a la máxima potencia de una corriente medida en una central eléctrica en condiciones normales de operación, teniendo en cuenta únicamente el caudal de turbinación y la diferencia de nivel de donde se va aprovechar la energía. Se conoce como potencia bruta puesto que no se toma en cuenta ningún tipo de pérdida de energía, esta se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$P = 9.81QH$$

Ecuación 3

Donde:

P: Potencia (kW)

Q: Caudal de turbinación (m³/s)

H: Altura entre el embalse superior e inferior (m)

A continuación, se presenta los resultados de la potencia bruta del proyecto:

Tabla 6. Potencia bruta del proyecto

EMBASE SUPERIOR	CAUDAL (m ³ /s)	DIFERENCIA DE NIVEL (m)	POTENCIA BRUTA	
			kW	MW
SALVAJINA	611,56	380,0	2'279.777,41	2.279,78

Fuente: Realizado por el autor

13.9. Cálculo del diámetro de las tuberías a presión

Se determina el diámetro por medio de la ecuación de Bounschu, para alturas mayores a 100 m.

$$D = \sqrt[7]{\frac{5.2Q^3}{H}}$$

Ecuación 4

Donde:

D: Diámetro tubería a presión (m)

Q: Caudal de turbinación (m³/s)

H: Altura entre el embalse superior e inferior (m)

Tabla 7. Diámetro tubería a presión

CAUDAL (m ³ /s)	611,56
ALTURA ESTÁTICA (m)	380
DIÁMETRO (m)	8,5

Fuente: Realizado por el autor

Se calculo el diámetro de la tubería que conducirá el agua del embalse superior al inferior y viceversa, para el caudal de turbinación (611,56 m³/s) donde este nos arrojaba un valor (8,5) que dificultaría los procesos de construcción, transporte e instalación, por ende se toma la decisión de ramificar o dividir el caudal en 8 tuberías idénticas con el fin de reducir el diámetro, dándonos como resultado un diámetro nominal de 3.5 m para cada tubería, permitiendo que cada una de estas conduzca un caudal de 76,45 m³/s, entendiendo que es un valor mucho más manejable y razonable para la conducción en este tipo de proyectos.

Tabla 8. Número de tuberías

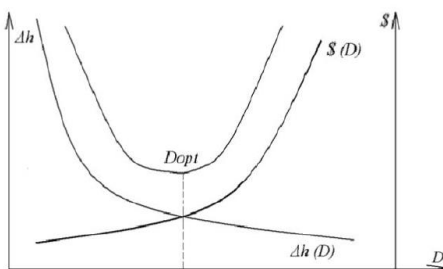
No tuberías	8
CAUDAL (m³/s)	76,45
ALTURA ESTÁTICA (m)	380,00
DIÁMETRO (m)	3,50

Fuente: Realizado por el autor

13.10. Cálculo diámetro económico

El diámetro económico según Ortiz Flórez corresponde al valor que se obtiene en base a la selección óptima entre dos factores fundamentales, como lo son, mínimo de pérdidas en la potencia, relacionado con el menor costo de la tubería, se debe entender que estas posibles pérdidas en la tubería se traducirán en pérdidas de potencia afectando el funcionamiento de la central, lo que a su vez reducirá la producción de energía, este se puede entender de mejor forma por medio de la siguiente Grafica 1 en la cual se evidencia que al aumentar el diámetro de las tuberías incrementa también su costo a la vez que se reducen las pérdidas de energía, el valor que se tomara como diámetro económico corresponde al que se encuentra ubicado en el punto mínimo o donde se genera la intersección de las curvas (Ortiz Flórez, 2011).

Grafica 1. Diámetro económico



Fuente: tomado de Ortiz Flores, 2011

Después de haber calculado el diámetro para el caudal de turbinación como se explicó en el literal anterior, se procede con el cálculo del diámetro económico, para el cual se expone un resumen en la Tabla 8 de los datos necesarios para la construcción de la Grafica 2 donde se puede evidenciar

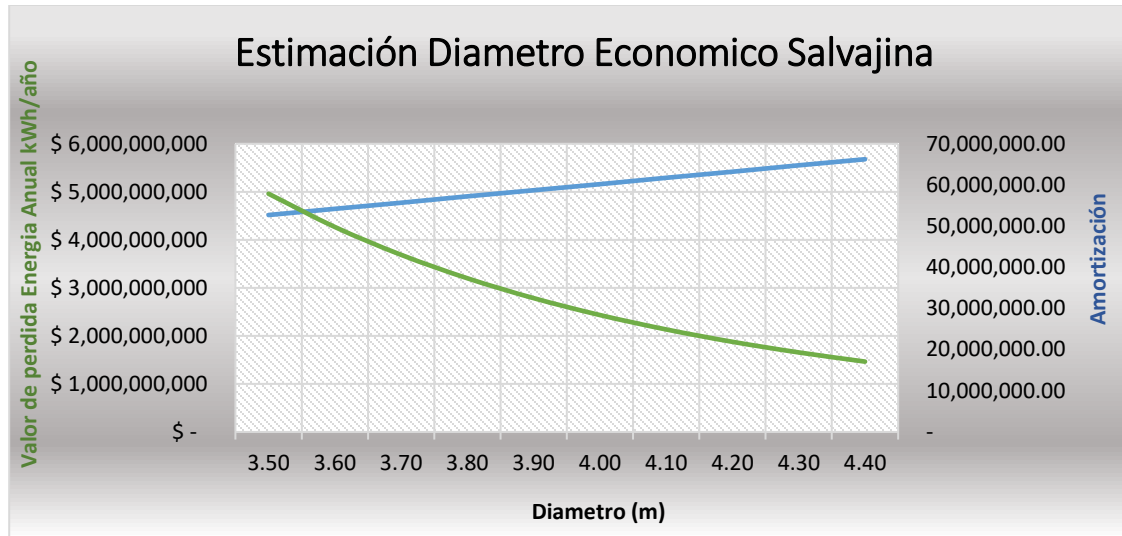
lo expuesto por el autor Ortiz Flores, al incrementar el diámetro de las tuberías se reducen las pérdidas de energía expresadas en valor económico, de igual forma se puede ver que la amortización presenta una relación directa con el diámetro y el incremento de las pérdidas de energía, como se explicó anteriormente se debe revisar el punto donde se cruzan las dos curvas (amortización y perdidas de energía), el cual será definido como el diámetro económico, correspondiente a 3.6m, recordando que este valor corresponde a cada de las 8 tuberías propuestas anteriormente ver Anexo A donde se exponen los componentes de la Grafica 2 a detalle.

Tabla 9. Datos del diámetro económico para la tubería de presión

Estimación del Diámetro Económico		
Tubería de Presión - Central Hidroeléctrica de Acumulación por Bombeo Salvajina		
Parámetros de diseño diámetro Tubería de Presión		
Q	76,45 m ³ /s	Caudal de entrada por el tubo
Hb	380 m	Altura de caída bruta
L	1.025 m	Longitud total de tubería
N	8 U	Numero de tuberías
n	0,022	Coef de rugosidad acero
Num Horas	2555 h	Número de horas que trabaja la central todo el año
f	0,7	Factor de carga
C	\$ 108,2	Costo kW-Hora 108,18
E	0,8	Eficiencia
W	1 Ton/m ³	Peso específico del agua
Et	12000 Ton/m ²	Esfuerzo de trabajo del material del tubo (Acero)
Eo	3	Variable entre 3-5 mm
Gama acero	7,85 Ton/m ³	
Costo acero	\$ 1.701.668	Precio Ton Met \$465, Precio Dólar 3.659,50
r	3 %	Interés
n	15 años	Número de años en que paga la deuda
Diámetro económico	3,6 m	

Fuente: Realizado por el autor

Grafica 2. Diámetro económico para el proyecto



13.11. Cálculo de la potencia real

Tomando en cuenta que la potencia bruta no considera las pérdidas de energía, es necesario realizar el cálculo de una potencia real donde se evidencien dichas pérdidas de energía provocadas en el sistema, en este caso se tomarán las pérdidas de energía por fricción en las tuberías de presión, la potencia real teórica se calcula con la siguiente fórmula:

$$P_R = 9,81\eta_T\eta_G (H_{Est} - \Delta h)Q$$

Ecuación 5

P_R : Es la potencia en kW

η_T : Eficiencia de la turbina (0,77)

η_G : Eficiencia del generador (0,95)

H_{Est} : Altura estática entre las láminas de agua entre los embalses en m

Δh : pérdidas de energía por fricción en la tubería de presión en m

Q: caudal en m³/s

Luego de aplicar la anterior ecuación anterior se obtiene un valor para la potencia real de 170,80 MW, el cual permite conocer cuanta energía producirá además de permitir escoger el modelo de turbina más adecuado para el proyecto, los datos necesarios para tal calculo así como el resultado obtenidos, se presentan en Tabla 10, tomando en cuenta que este valor corresponde a una turbina, ya que en la Tabla 11 se presenta el resumen de la suma total de potencia real para las 8 turbinas 1.366,38 MW .

Tabla 10. Datos de la potencia real o de turbinas

EMBALSE SUPERIOR	CAUDAL (m ³ /s)	611,56
	No tuberías	8
SALVAJINA	CAUDAL TUBERIA (m ³ /s)	76,45
	LONGITUD (m)	1.025
	DIAMETRO (m)	3,60
		3,60
	ALTURA ESTÁTICA (m)	380,00
	Δh (m)	68,65
	ALTURA NETA (m)	311,35
	ηT	0,77
	ηG	0,95
	POTENCIA CADA TURBINA	170.797,88 kW
170,80 MW		

Fuente: Realizado por el autor

Tabla 11. Resumen potencia real y de cada turbina

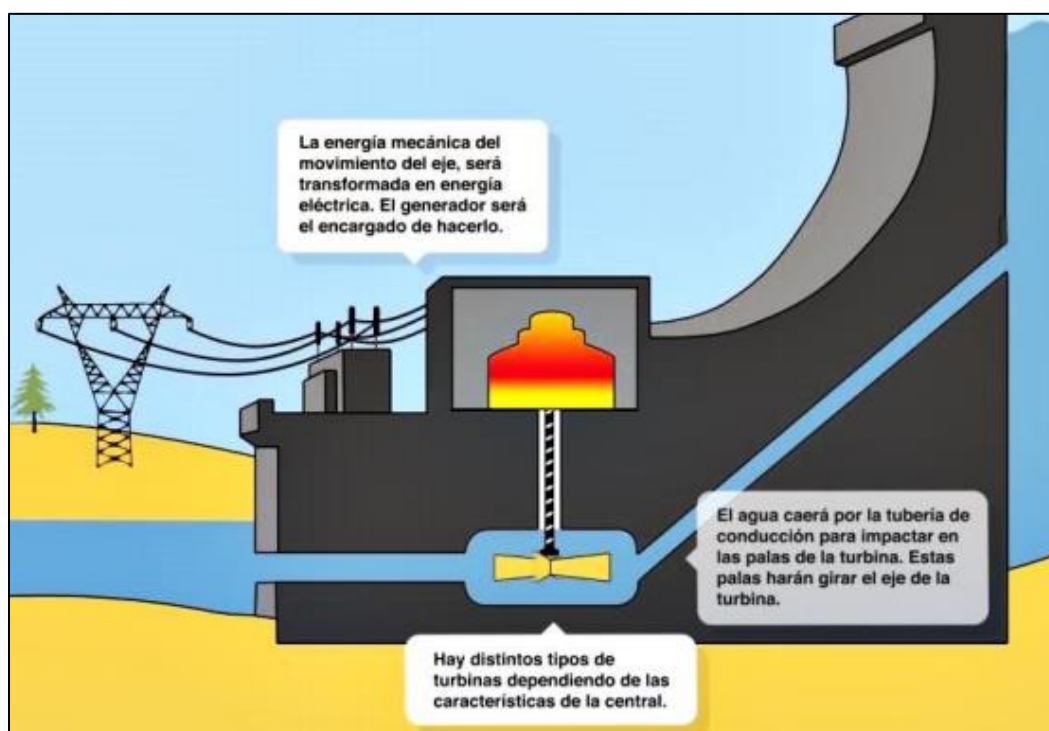
EMBALSE SUPERIOR	POTENCIA REAL (MW)	NÚMERO DE TUBINAS	POTENCIA DE CADA TURBINA (MW)	POTENCIA DE CADA TURBINA (kW)
SALVAJINA	1.366,38	8	170,80	170.797,88

Fuente: Realizado por el autor

13.12. Selección y cálculo de la turbina

Las turbinas son uno de los equipos electromecánicos más importantes que se pueden encontrar en una central hidroeléctrica, puesto que por medio de ellas es posible generar energía eléctrica, permitiendo el paso del fluido (agua) de un depósito a otro. En la Figura 34 se realiza una representación esquemática de la ubicación más común de este dispositivo, además de exponer brevemente el proceso de generación de energía (Cocho Ferreras, 2017).

Figura 34. Ubicación o posición de la turbina

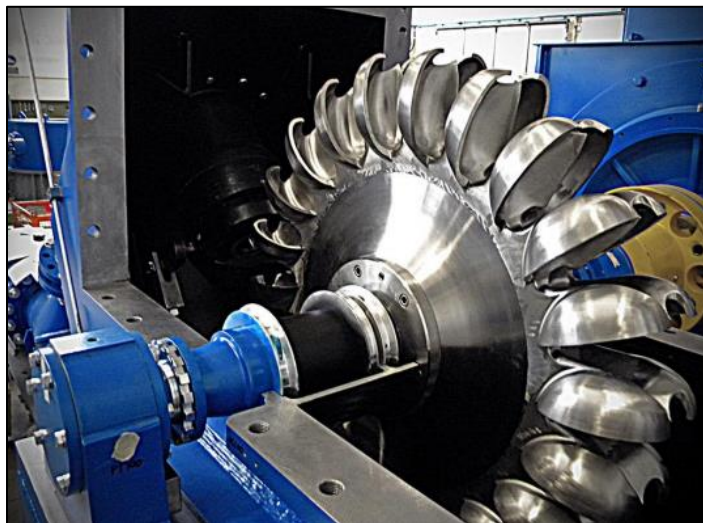


Fuente: Tomado de Choco Férreas, 2017

Existen diferentes tipos de turbinas y su implementación dependerá de las necesidades y características de la central hidroeléctrica, tales como el salto hidráulico, caudal y potencia real (Cocho Ferreras, 2017). A continuación, se expondrán los tipos más comunes de turbinas que se pueden encontrar en el las centrales de acumulación por bombeo:

En primer lugar, se encuentra el tipo Pelton, esta se utilizada para desniveles o saltos hidráulicos mayores a 200 m y caudales inferiores a 10 m³/s (Cocho Ferreras, 2017).

Figura 35. Turbina Pelton



Fuente: Tomado de Choco Férreas, 2017

En segundo lugar, el tipo Kaplan, esta se utilizada para desniveles o saltos hidráulicos menores de 50 m y caudales mayores de 15 m³/s (Cocho Ferreras, 2017).

Figura 36. Turbina Kaplan



Fuente: Tomado de Choco Férreas, 2017

Finalmente se encuentra la turbina tipo Francis, la cual corresponde al sistema más implementado en las centrales hidroeléctricas de grandes dimensiones, puesto que se puede

adaptar a grandes saltos hidráulicos y caudales a diferencia de las anteriormente expuestas (Cocho Ferreras, 2017).

Figura 37. Turbina Francis



Fuente: Tomado de Choco Férreas, 2017

13.12.1. Opción 1 selección turbina

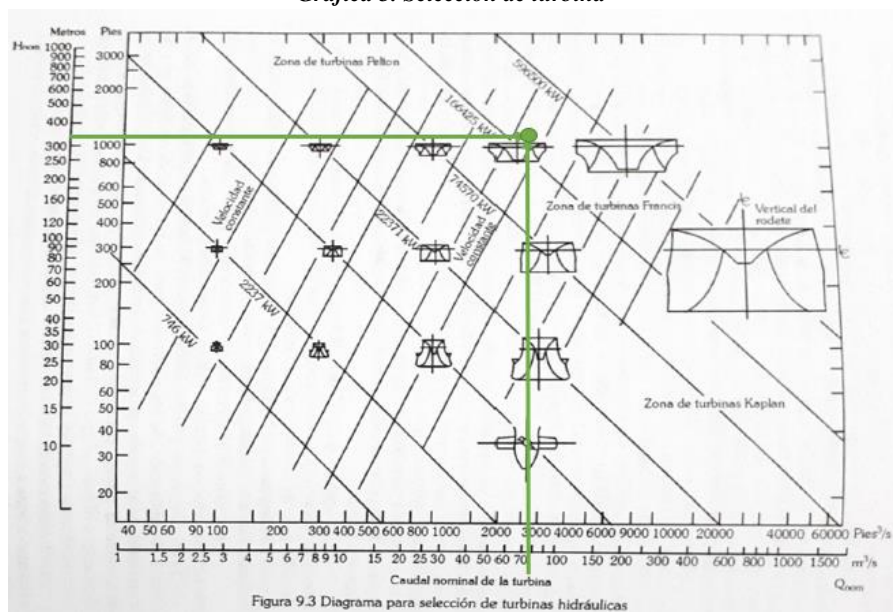
Partiendo del valor obtenido para la potencia real neta 170,80MW, se procede con la selección del tipo de turbina, por medio del Grafico 3 (Ochoa Rubio, 2011), el cual presenta una relación entre el caudal de turbinación y la diferencia de altura, donde al ingresar con los valores del proyecto, diferencia de altura 311 m y caudal de turbinación 76,45 m³/s, se logra identificar que al cruzar estos valores, obtenemos que el tipo de turbina adecuado para el proyecto debe ser, tipo FRANCIS, para el cual se debe contar con una potencia real dentro del rango establecido por el mismo grafico de 166.425 kW a 596.500 kW, el cual como se ha expuesto anteriormente se cumple a cabalidad como se expone en la Tabla 12, posteriormente se procederá con el pre - dimensionamiento de los componentes de la turbina

Tabla 12. Opción 1 de la selección del tipo de turbina para el proyecto

EMBALSE	CAIDA NETA (m)	CAUDAL (m ³ /s)	POTENCIA DE CADA TURBINA (MW)	POTENCIA DE CADA TURBINA (kW)	TIPO TURBINA
SALVAJINA	311,35	76,45	170,80	170.797,88	FRANCIS

Fuente: Realizado por el autor

Grafica 3. Selección de turbina



Fuente: tomado de Ochoa R., 2011

13.12.2. Opción 2 elección de la turbina teniendo la caída neta y la velocidad específica.

Es otra forma de seleccionar el tipo de turbina teniendo en cuenta la velocidad específica y la caída neta, se obtuvo el cálculo de la velocidad específica (140,44 RPM) y caída neta (311,35 m), se pudo identificar el tipo de turbina con la Tabla 13, según los datos obtenidos debe ser de tipo Francis Lenta, en la Tabla 14 se encuentra el resumen.

Tabla 13. Elección tipo de turbina

Tipo de turbina	Velocidad específica	Rango de aplicación por caída H (m)
Turbina Kaplan y Hélice (Axiales)		
• Rápidas	1200 - 750	2 - 12
• Normales	750 - 550	12 - 22
• Lentas	550 - 350	22 - 80
Deriaz (Diagonales)	500 - 300	40 - 220
Francis (Radial - axial)		
• Rápidas	400 - 250	20 - 50
• Normales	250 - 150	50 - 120
• Lentas	150 - 70	120 - 600
Pelton (Tangenciales)	50 - 10	800 - 2000

Fuente: tomado de Quintana Castañeda, 2020

Tabla 14. Opción 2 selección tipo de turbina para el proyecto

EMBALSE	CAIDA NETA (m)	VELOCIDAD ESPECIFICA (RPM)	TIPO TURBINA
SALVAJINA	311,35	140,44	FRANCIS LENTA

Fuente: Realizado por el autor

13.12.3. Opción 1 Predimensionamiento turbina Francis para el proyecto

El diámetro del rodete se determina mediante la siguiente expresión, (Quinta Castañeda, 2020):

$$D_{1e} = (0,293 + 0,0081 \times \frac{N\sqrt{Q}}{H^4}) \times \frac{60}{\pi N} \times \sqrt{2gH}$$

(Ecuación 6)

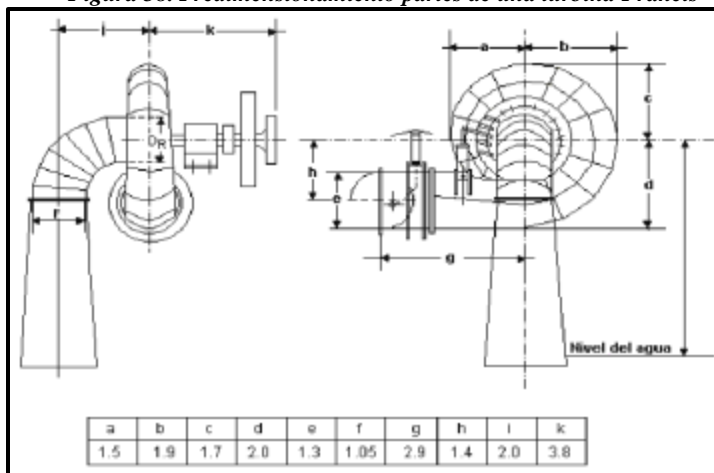
Donde:

N: Velocidad de rotación de la turbina (rpm)

H: Altura neta (m)

Se procede con el predimensionamiento del espiral y tubo de aspiración, el cual está en función del diámetro del rodete de la turbina, después de calcular el diámetro que dio como resultado 4.3 m se debe multiplicar este valor por cada una de los coeficientes para definir cada una de las dimensiones correspondientes de la Figura 38.

Figura 38. Predimensionamiento partes de una turbina Francis



Fuente: tomado de Quintana Castañeda, 2020

Tabla 15. Predimensionamiento básico de turbina Francis (Opción 1)

N 150,0

PREDIMENSIONAMIENTO BASICO TURBINA FRANCIS			
EMBALSE SALVAJINA	Diámetro rodete (m)	a	6,51 m
	4,3	b	8,25 m
		c	7,38 m
		d	8,68 m
		e	5,64 m
		f	4,56 m
		g	12,59 m
		h	6,08 m
		i	8,68 m
		k	16,50 m

Fuente: Realizado por el autor

13.12.4. Opción 2 Predimensionamiento turbina Francis para el proyecto

13.12.4.1. Velocidad específica

También llamada número específico de revoluciones, resaltando que al existir la condición de turbinas iguales geoméricamente y que operen bajo similares condiciones hidráulicas, este valor será igual para cada una de las turbinas. Se calcula a partir de la ecuación (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014):

$$N_s = N(P_t)^{0.5}(H_d)^{-1.25}$$

(Ecuación 7)

Donde:

Ns: Velocidad específica en rpm kW^{0.5} m^{-1.25} N

N: Velocidad angular o de rotación en rpm

Pt: Potencia de diseño de la turbina en kW

Hd: Carga de diseño de la turbina en m

13.12.4.2. Velocidad específica para turbinas Francis

Para el cálculo de la velocidad específica se necesita conocer el valor de la caída neta, el cual para este caso corresponde a 311.35, luego se procede con la siguiente fórmula (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014):

$$N's = 3470Hd^{-0.625}$$

(Ecuación 8)

Donde:

N's: Felicidad específica

Hd: Caída neta

13.12.4.3. Velocidad de rotación síncrona

La velocidad de rotación síncrona está vinculada a la frecuencia eléctrica f, así como el número de polos con los que cuenta el generador y se calcula por medio de la siguiente ecuación (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

$$N' = \frac{120f}{No. PO}$$

(Ecuación 9)

Y de la ecuación anterior se despeja el número de polos del generador:

$$No. Po = \frac{120f}{N'}$$

(Ecuación 10)

El valor del número de polos que se encuentre debe ser un número entero, pues los fabricantes recomiendan que sea múltiplo de cuatro con el fin de evitar efectos contra productores que pueden llegar a producir fuertes vibraciones en todo el conjunto turbogenerador, aunque en alguna literatura permitan solo valores pares (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

13.12.4.4. Partes principales de las turbinas Francis

Se compone de cuatro elementos fundamentales los cuales se expondrán brevemente a continuación:

13.12.4.4.1. Rodete

Elemento principal de la turbina, ya que es lugar en donde se transforma la energía cinética a energía mecánica, además de girar o rotar a la misma velocidad de la rotación síncrona (N') (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

13.12.4.4.2. Distribuidor

El agua es dirigida hacia los rodetes por medio de los alabes y difusor de carcasa minimizando las pérdidas y transformando la energía de presión a energía cinética, el caudal de entrada se puede aumentar o reducir por medio del movimiento de los álabes del distribuidor de acuerdo a la necesidad o demanda de potencia, un claro ejemplo es cuando hay alta demanda de potencia, se permite el paso de mayores caudales abriendo los alabes y en el caso contrario de baja potencia en la demanda los alabes se cierran impidiendo el paso del caudal (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

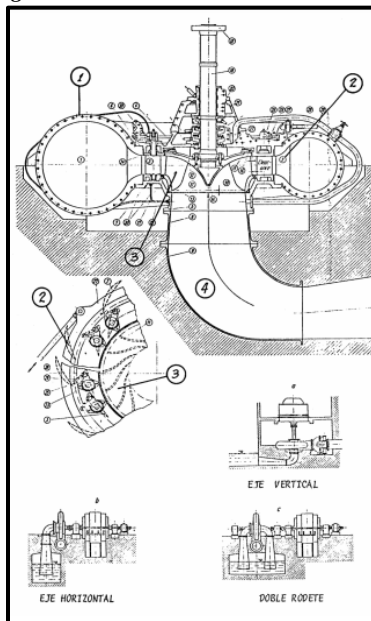
13.12.4.4.3. Carcaza o caracol

Normalmente se construyen en materiales de alta resistencia como acero o concreto armado reforzado con una camisa de acero, rara vez se deja solo el concreto, tiene como función transformar la energía de presión en energía cinética, además de proteger el distribuidor y el rodete (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

13.12.4.4.4. Tubo de aspiración o succión

Elemento conectado en la salida de la turbina con el fin de conducir el fluido hacia la descarga, normalmente se construyen en materiales de alta resistencia como acero o concreto armado reforzado con una camisa de acero, rara vez se deja solo el concreto. Se le atribuye este nombre porque tiene dos funciones: recuperar la energía cinética del agua y transformarla en energía de presión, conduciendo el caudal turbinado hacia la descarga en la presa o en instalaciones subterráneas (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

Figura 39. Partes de una turbina Francis



Fuente: Tomado de Gracia y Nava, 2014

13.12.4.5. Tamaño del rodete

Para hallar el tamaño del rodete se debe obtener la razón de variación del coeficiente de velocidad periférica ϕ en relación a la velocidad específica N_s , como se evidencia a continuación (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014):

$$\phi = 0.31 + 2.5 \times 10^{-3} N_s$$

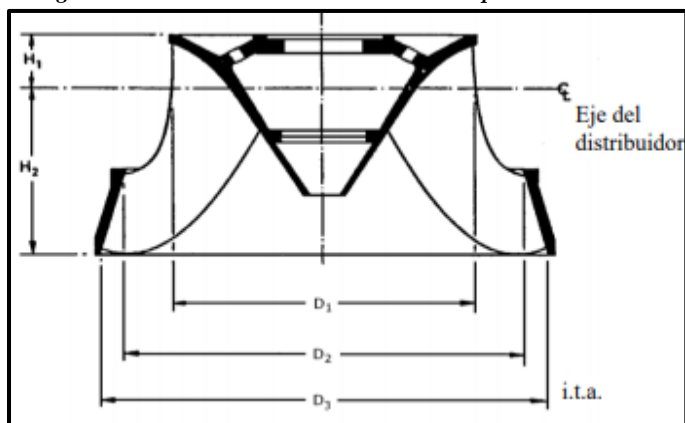
Ecuación 11

Y finalmente determinar el valor del diámetro de descarga D_3 por medio de la ecuación:

$$D_3 = 84.5 \phi \sqrt{H_d} / N'$$

(Ecuación 12)

Figura 40. Dimensiones del rodete Turbina tipo Francis



Fuente: Tomado de Gracia y Nava, 2014

A continuación, se disponen las ecuaciones en función de N_s y D_3 , las cuales permitirán hallar las demás dimensiones ilustradas en la Figura 40.

Diámetro de entrada (D_1):

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

(Ecuación 13)

Diámetro medio (D2):

$$\frac{D2}{D3} = \frac{1}{0.96 + 0.00038 Ns}$$

(Ecuación 14)

Distancia de D1 al eje del distribuidor:

$$\frac{H1}{D3} = 0.094 + 0.00025 Ns$$

(Ecuación 15)

Distancia del eje del distribuidor a D3

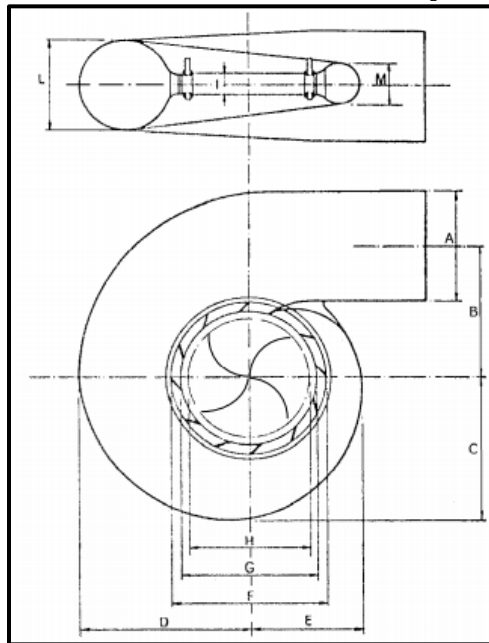
$$\frac{H2}{D3} = \frac{-0.05 + 42}{Ns} \quad \text{Si } 50 < Ns \leq 110$$

(Ecuación 16)

13.12.4.6. Tamaño de la cascara o caracol

A continuación, se disponen las ecuaciones en función de Ns y $D3$, las cuales permitirán hallar las dimensiones del caracol Figura 41 (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

Figura 41. Dimensionamiento de la carcasa de una turbina tipo Francis



Fuente: Tomado de Gracia y Nava, 2014

$$A / D3 = 1.2 - 19.56 / Ns$$

$$B / D3 = 1.1 + 54.8 / Ns$$

$$C / D3 = 1.32 + 49.25 / Ns$$

$$D / D3 = 1.50 + 48.8 / Ns$$

$$E / D3 = 0.98 + 63.60 / Ns$$

$$F / D3 = 1 + 131.4 / Ns$$

$$G / D3 = 0.89 + 96.5 / Ns$$

$$H / D3 = 0.79 + 81.75 / Ns$$

$$I / D3 = 0.1 + 0.00065 Ns$$

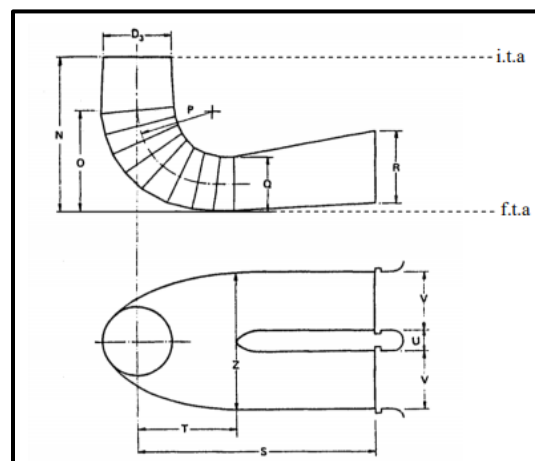
$$L / D3 = 0.88 + 0.00049 Ns$$

$$M / D3 = 0.60 + 0.000015 / Ns$$

13.12.4.7. Tamaño del tubo de aspiración

El tamaño del rodete permite determinar el tamaño del tubo de aspiración, puesto que están directamente relacionados ya que tienen en común el diámetro $D3$ y la velocidad absoluta en su sección de entrada, la cual se toma como si fuese aproximadamente Ns (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

Figura 42. Dimensiones del tubo de aspiración de una turbina tipo Francis



Fuente: Tomado de Gracia y Nava, 2014

A continuación, se disponen las ecuaciones en función de Ns y $D3$, las cuales permitirán hallar las dimensiones del tubo de aspiración Figura 42.

$$N / D3 = 1.54 + 203.5 / Ns$$

$$O / D3 = 0.83 + 140.7 / Ns$$

$$P / D3 = 1.37 - 0.00056 / Ns$$

$$Q / D3 = 0.58 + 22.6 / Ns$$

$$R / D3 = 1.6 - 0.0013 / Ns$$

$$S / D3 = Ns / (- 9.28 + 0.25 Ns)$$

$$T / D3 = 1.50 + 0.00019 Ns$$

$$U / D3 = 0.51 + 0.0007 Ns$$

$$V / D3 = 1.10 + 53.7 / Ns$$

$$Z / D3 = 2.63 + 33.8 / Ns$$

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los cálculos anteriormente expuestos obteniendo las dimensiones de las diferentes parte y secciones de la turbina desde la Tabla 16 donde se presentan los valores correspondientes al rodete, en la Tabla 17 se encuentran los datos obtenidos para la cascara o caracol de la espiral y finalmente en la Tabla 18 se encuentran las dimensiones del tubo de aspiración, se debe tener en cuenta que todas las dimensiones calculadas se relacionan directamente con los valores D3 (2,70 m) y Ns (95,95 RPM).

Tabla 16. Predimensionamiento del rodete turbina Francis

TAMAÑO DEL RODETE			
EMBALSE SALVAJINA	CAIDA NETA (m)	N's	95,95
	311,35	N'	303,65 R.P.M
		Ns	95,95
		No. De Polos	24
		fi	0,55
		D3	2,70 m
		D2	2,68 m
		D1	2,67 m
		H1	0,32 m
		H2	1,05 m

Fuente: Realizado por el autor

Tabla 17. Predimensionamiento cascara espiral turbina Francis

PREDIMENSIONAMIENTO CARCASA ESPIRAL				
EMBALSE SALVAJINA	D3	A	2,69 m	
		B	4,51 m	
		C	4,95 m	
		D	5,42 m	
		E	4,44 m	
	Ns	F	6,40 m	
		2,70 m	G	5,12 m
			H	4,43 m
			I	0,27 m
			L	2,38 m
			M	1,62 m
			95,95	

Fuente: Realizado por el autor

Tabla 18. Dimensionamiento tubo de aspiración turbina Francis

PREDIMENSIONAMIENTO TUBO DE ASPIRACIÓN				
EMBALSE SALVAJINA	D3	N	9,88 m	
		2,70 m	O	6,20 m
			P	3,70 m
			Q	2,20 m
			R	4,32 m
	Ns		S	17,61 m
		95,95	T	4,05 m
			U	1,38 m
			V	4,48 m
			Z	8,05 m

Fuente: Realizado por el autor

13.12.5. Cálculo de la altura de succión de las Turbinas

La altura de succión tiene como función principal evitar el fenómeno llamado Cavitación, pues es un fenómeno que se presenta en diferentes elementos y aparatos cuyo proceso está relacionado con el movimiento del agua a altas velocidades. Este fenómeno puede producir la alteración del régimen normal de operación y funcionamiento y la destrucción de los elementos por donde transita el flujo. Este fenómeno se presenta frecuentemente en las turbinas, la cavitación suele ocurrir en las zonas de baja presión, como en la parte convexa de los álabes y las partes laterales cercanas a la salida del rodete y al ingreso del tubo de aspiración,

también puede ocurrir cavitación de tipo local, cuando el flujo encuentra alguna obstrucción, como podría ser una rugosidad de la superficie que produzca una distribución desigual de la velocidad y por lo tanto de la presión estática (Quintana, 2020).

Este fenómeno de cavitación es posible evitarlo siempre y cuando se cumpla la relación:

$$H_S \leq H_{atm} - \sigma H - H_V$$

(Ecuación 17)

Donde:

H_S : Altura de succión (m), es la distancia entre el punto más alto del borde de la salida del álabe y el nivel del agua del canal de desagüe.

H : Altura neta (m)

H_a : Altura correspondiente a la presión atmosférica local, (m).

σ : Coeficiente de cavitación o de Thoma, este coeficiente se determina forma experimental y se expresa como una función del tipo de turbina a través de la velocidad específica.

H_v : altura de presión de vapor del agua (m), algunos valores típicos son:

Temperatura	10°C	20°C	30°C
H_v (m)	0,125	0,238	0,432

En las grandes turbinas actuales el coeficiente de cavitación varía entre los valores 0,4 y 2,0 para turbinas Kaplan y de 0,03 a 0,35 en las turbinas Francis (Ochoa Rubio, 2011)

Para este cálculo se tomará un valor del coeficiente de cavitación $\sigma=0,03$, la altura de presión atmosférica corresponde al municipio del Cauca, la presión es de 678,81mm Hg equivalente a 9,23 m.

Tabla 19 Altura succión para evitar la cavitación en las turbinas.

EMBALSE	ALTURA NETA (m)	H _{atm} (m)	σ	H _v (m)	H _s (m)
SALVAJINA	311,35	9,23	0,03	0,238	0,35

Fuente: Realizado por el autor

13.12.6. Cálculo de bomba

Las bombas hidráulicas son dispositivos capaces de transformar la energía mecánica a energía hidráulica, es decir en caudal. Este cumple con dos funciones, crear un vacío en la succión permitiendo a la presión atmosférica transportar el fluido del embalse a la entrada de la misma, además de enviar el fluido a la salida de la bomba y conducirlo hacia el circuito hidráulico. Es importante saber que las bombas no generan presión, producen el caudal suficiente para el adecuado funcionamiento de la presión en el sistema (Solorzano, 2016).

13.12.6.1. Clasificación de las bombas:

- Bombas de desplazamiento positivo o volumétricas: Son aquellas que ceden energía de presión al fluido, estas se subdividen en alternativas (bombas de pistones y émbolos) y rotativas (bombas de engranajes, tornillo, lóbulos, paletas, entre otras) (Zalamanca, 2013).

Figura 43. Bomba desplazamiento positivo o volumétrica



Fuente: Tomado de cidta.usal.es, 2021

- Turbobombas: Son máquinas hidráulicas que aportan energía al fluido por medio del cambio de momento cinético producido en el impulsor o rodete. Dependiendo la dirección del flujo a la salida del rodete, pueden clasificarse en (Zalamanca, 2013):

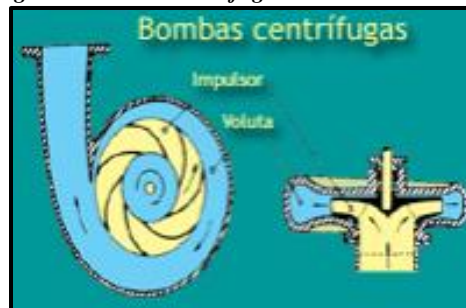
Figura 44. Turbobombas



Fuente: Tomado de cidta.usal.es, 2021

Centrífugas: El flujo a la salida del rodete tiene dirección perpendicular al eje (flujo radial), el líquido entra axialmente en el rodete por la boquilla de aspiración y se descarga radialmente hacia la carcasa (Zalamanca, 2013).

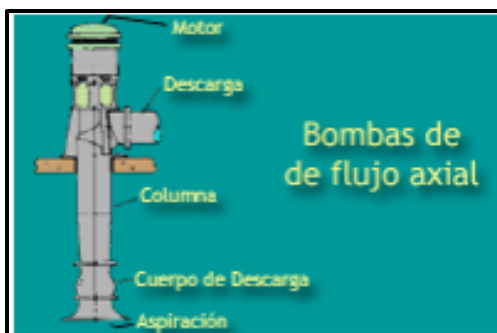
Figura 45. Bomba centrífuga



Fuente: Tomado de cidta.usal.es, 2021

Axiales: La dirección del flujo a la salida es paralela al eje (flujo axial), en las bombas de flujo axial el líquido entra y sale del rodete (Zalamanca, 2013).

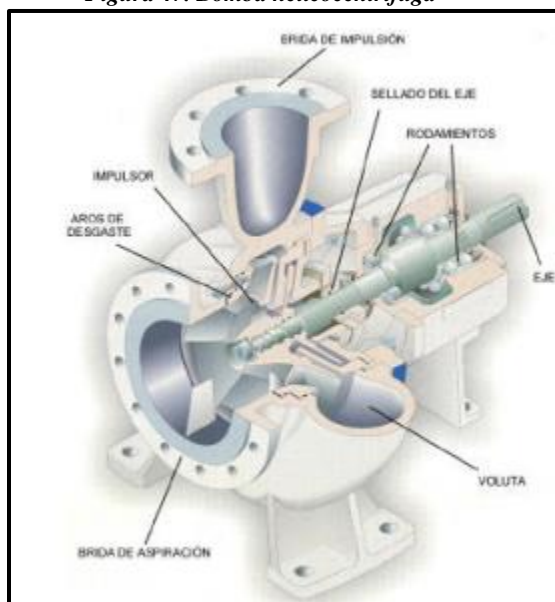
Figura 46. Bomba flujo axial



Fuente: Tomado de cidta.usal.es, 2021

Helicentrífugas: El flujo es intermedio entre radial y axial (flujo mixto), en las bombas de flujo mixto el líquido entra axialmente en el rodete y se descarga en una dirección entre la radial y la axial (Zalamanca, 2013).

Figura 47. Bomba helicentrífuga



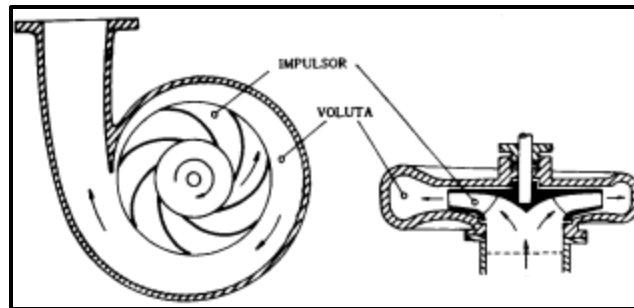
Fuente: Tomado de www.fnmt.es, 2021

13.12.6.2. Elementos constitutivos de las bombas centrífugas.

Las bombas centrífugas están compuestas principalmente de:

- Un rodete o impulsor, el cual está compuesto por álabes que tienen como función producir un cambio en el momento cinético del fluido, con tal de que la velocidad y presión sean mayores en la salida que en la entrada (Zalamanca, 2013).
- Voluta, es la que se encargada de conducir al fluido desde la salida del rodete hasta la brida de descarga. Está formada por un conducto con sección que aumenta gradualmente hasta alcanzar la salida de la bomba, donde la energía de velocidad se transforma en energía de presión, reduciendo las pérdidas por fricción. Cálculo de la potencia de las bombas (Zalamanca, 2013).

Figura 48. Partes principales de una bomba centrífuga



Fuente: Tomado de www.fnmt.es, 2021

13.12.6.3. Cálculo potencia real bombas

Se debe tener en cuenta las pérdidas de energía por fricción con tal de garantizar que cada bomba cumpla con la altura dinámica, al mismo tiempo que cumple la eficiencia η_B . Este valor se determina por medio de la siguiente fórmula (Quintana, 2020).

$$P_B = \frac{\gamma Q H_{Dinamica}}{\eta_B}$$

(Ecuación 18)

PB: Potencia en kW

Q: Caudal en m³/s

H_{Din} : Altura dinámica total en m

η_B : Eficiencia de la bomba (0,70)

A continuación, se presentan en la Tabla 20 el resumen de los datos necesarios para el cálculo de la potencia de la bomba, así como el resultado obtenido, el cual es de 420,57MW, este valor corresponde a cada una de las bombas, posteriormente en la Tabla 21 se presenta el total de potencia para las 8 bombas, este valor permite evidenciar que este tipo de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo consumen mayor cantidad de energía al momento de bombear el agua al embalse superior, aumentado los costos, es por ello que para estos proyectos la energía bombeada se compra a menor costo en las horas valles (horas de menor demanda de energía), esta franja horaria es utilizada para comprar energía y luego implementara en el proceso de bombeo, cabe recalcar que este es un factor importante la rentabilidad de este tipo de centrales.

Tabla 20. Potencia de cada bomba

	Peso específico	9,81 kN/m ³
EMBALSE SUPERIOR	CAUDAL BOMBEO	535,12 m ³ /s
SALVAJINA	NUMERO BOMBAS	8
	CAUDAL CADA BOMBA	66,89
	ALTURA ESTATICA	380,0 m
	Δh DESCARGA	68,65 m
	ALTURA DIMAMICA TOTAL	448,65 m
	η _B	0,7
	POTENCIA DE CADA BOMBA	420.568,04 kW 420,57 MW

Fuente: Realizado por el autor

Tabla 21. Resumen potencia de todas y cada una de las bombas

EMBASE SUPERIOR	NUMERO DE BOMBAS	POTENCIA DE CADA BOMBA		POTENCIAL TOTAL BOMBAS	
SALVAJINA	8	420.568,0 kW	420,57 MW	3'364.544,305 kW	3.364,54 MW

Fuente: Realizado por el autor

13.12.6.4. Cálculo de la velocidad específicas en las bombas

La velocidad específica es importante para el buen funcionamiento de las bombas, por medio de la siguiente ecuación:

$$N_s = nP^{\frac{1}{2}}H^{-\frac{5}{4}}$$

(Ecuación 19)

Tabla 22. Calculo velocidad especifica en las bombas

EMBALSE SUPERIOR	ALTURA DIMAMICA TOTAL	POTENCIA DE CADA BOMBA	CAUDAL CADA BOMBA	VELOCIDAD DE ROTACIÓN	N _s
SALVAJINA	448,65 m	420.568,0 kW	66,89 m ³ /s	303,65 RPM	95,37

Fuente: Realizado por el autor

13.12.6.5. Cálculo del NPSH para las bombas

Para comprobar que en las bombas no se produce el fenómeno de cavitación, Para el cual se hace uso de la siguiente ecuación (Hermosin Aumente, 2016):

$$NPSH = Patm \pm Hg - Hr - Pv$$

(Ecuación 20)

Patm: Presión atmosférica en m.c.a

Hg: Metros de agua por encima o por debajo de la bomba

Hr: Pérdidas en el canal de admisión, al ser canal de admisión de la bomba muy pequeño frente al resto de la instalación, se desprecia su valor

Pv: Presión de vapor del agua a temperatura ambiente

Tabla 23. Calculo NPSH disponible para las bombas

EMBALSE SUPERIOR	Hatm (m)	Hv vapor(m)	Hg(m)	Hr(m)	NPSH
SALVAJINA	9,23	0,238	126	Canal de admisión de la bomba muy pequeño frente al resto de la instalación, se desprecia su valor	116,53

Fuente: Realizado por el autor

13.12.7. Cálculo del generador

Es un dispositivo sincrónico de corriente alterna trifásica que, al girar alrededor de un eje común a él y a la turbina, convierte la energía mecánica de ella en energía eléctrica. El generador también puede cumplir las funciones de un condensador al girar como un motor, es decir, sin producir energía sino al contrario, consumiéndola de la red eléctrica (Ochoa Rubio, 2011).

La potencia del generador se divide en: la total PGT, la activa PGA y la reactiva PGR.

- El valor de potencia total PGT se expresa en kilovoltioamperios (kVA) o en megavoltioamperios (MVA) y es el valor que define las dimensiones del generador para una velocidad de rotación dada (Ochoa Rubio, 2011)
- PGA (potencia activa) se mide en kilovatios (kW) o en megavatios (MW) y está relacionada con la potencia de la turbina PT por la relación $PGA = PT \eta_G$, donde η_G corresponde a la eficiencia del generador. El valor de PGA determina el proceso de transformación de la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica (Ochoa Rubio, 2011).
- La potencia reactiva PGR se mide en kilovoltioamperios (kVAR) reactivos o en megavoltioamperios (MVAR) y está vinculada por la potencia total del generador por la formula $PGR = PGT \text{ Sen}\varphi$, (Ochoa Rubio, 2011).

13.12.7.1. Tensión nominal

En el continente europeo se manejan normas estandarizadas con valores que varían desde. 3,15kV hasta 15,75kV, se presentarán y explicarán a continuación puesto que esto valores dependerán de la potencia del generador, clasificándose de la siguiente manera, potencia menor de 15MW se toma 6.6 kV, para potencias hasta de 70 MW se toma 10.5 kV, para potencias hasta de 160 MW se toma 13.8 kV y para potencias mayores se toma 15.75 kV. Finalmente, para generadores de gran potencia, es decir mayores a 700 MW se utiliza el valor de 18 kV (Ochoa Rubio, 2011).

13.12.7.2. El factor de potencia $\text{Cos}\varphi$

Corresponde a un factor de diseño el cual se toma en función de las condiciones de operación del generador dentro del sistema interconectado, de su potencia y de factores

económicos. El aumento del valor de diseño es deseable desde el punto de vista de la disminución de las pérdidas, de la masa y del costo del generador. Los generadores potentes y super potentes se construyen para valores del factor de potencia $\text{Cos}\varphi = 0,92$ a $0,98$ y en algunos casos $\text{Cos}\varphi=1,0$, (Ochoa Rubio, 2011).

13.12.7.3. La velocidad normal de rotación

Este valor se mide en número de revoluciones por minuto (rpm) y se relaciona con la frecuencia de red eléctrica f y el número de pares de polos del rotor p , la frecuencia f es de 60 Hertz en todos los países del continente americano incluido Colombia, la velocidad normal de rotación se calcula aplicando la siguiente ecuación, (Ochoa Rubio, 2011):

$$n = \frac{60f}{P}$$

13.12.7.4. La eficiencia

Puede adquirir los siguientes valores

- a) En generadores de potencia media es del 96,5%
- b) En generadores de potencia alta es del 9,5 al 97,8%
- c) En generadores super potentes hasta 98,4

En la Tabla 24 se presentan los parámetros principales del generador que se aplicaran en este proyecto, para los cuales se expuso anteriormente las características y ecuaciones a aplicar.

Para el valor de velocidad de rotación se trabajó con un número de 24 polos P , el cual da como resultado un valor de 303,65 rpm; se toma una eficiencia de 0,95 para el generador.

Tabla 24. Principales parámetros del generador

Generador	
PT	170.797,88
V (kV)	15,75
Cos	0,93
Velocidad normal de rotación (rpm)	303,65
Eficiencia nG %	0,95
PGA (kW)	162.257,9848
PGR (kVAR)	162.257,9848
PGT (kVA)	174.470,9515

Fuente: Realizado por el autor

13.12.8. Comparación de potencia entre bombas turbinas

A continuación, se presentan los valores obtenidos de potencia para el total de las bombas y turbinas, tomando en cuenta que se implementara uno de cada dispositivo en cada tubería es decir ocho (8) equipos ternarios, lo cual se entiende como un sistema compuesto de bomba, turbina y generador, en la Tabla 25 se presenta la comparación de las potencias de turbina y bomba

Tabla 25. Comparación potencia de las turbinas y bombas

EMBALSE SUPERIOR	NUMERO TURBINAS	NUMERO BOMBAS	POTENCIA TOTAL TURBINAS	POTENCIA TOTAL BOMBAS	POTENCIA TOTAL TURBINAS	POTENCIA TOTAL BOMBAS
SALVAJINA	8	8	1'366.383,03 kW	3'364.544,305	1.366,38 kW	3.364,54 MW

Fuente: Realizado por el autor

13.12.9. Cálculo de la chimenea de equilibrio

La chimenea de equilibrio cumple la función de controlar el golpe de ariete producido en las tuberías por sobre o sub presiones, las cuales pueden producir grandes daños tanto en la conducción como en los equipos electromecánicos, es por esto que surge la necesidad de implementar este tipo de estructuras, que permiten garantizar el buen funcionamiento y protección de la central y sus componentes. En este caso se implementó una chimenea de

equilibrio con cámara de aire la cual se ajusta a las necesidades de una estación de bombeo, se presenta la Tabla 26 donde se exponen las variables y valores correspondientes que se deben tomar en cuenta para el pre dimensionamiento de la chimenea, las cuales se mencionan a continuación:

Co: Volumen de aire para flujo: m³

a: Celeridad de la onda de presión: m/seg.

Qo: Caudal para flujo m³/seg.

L: Longitud de la tubería: m.

Vo: Velocidad en la tubería para flujo m/seg.

g: Aceleración de la gravedad: m/ s².

Ho: Cabeza absoluta de presión disponible.

hf: Sumatoria de pérdidas producidas por Qo en la tubería, accesorios y en la entrada a la cámara o chimenea.

p: Sobrepresión creada por el golpe de Ariete m

Parámetros adimensionales que se forman con las variables del problema

$$\frac{2C_o * a}{Q_o * L}$$

(Ecuación 21)

$$K = \frac{hf}{H_o}$$

(Ecuación 22)

$$2g = \frac{a * V_0}{g * H_0}$$

(Ecuación 23)

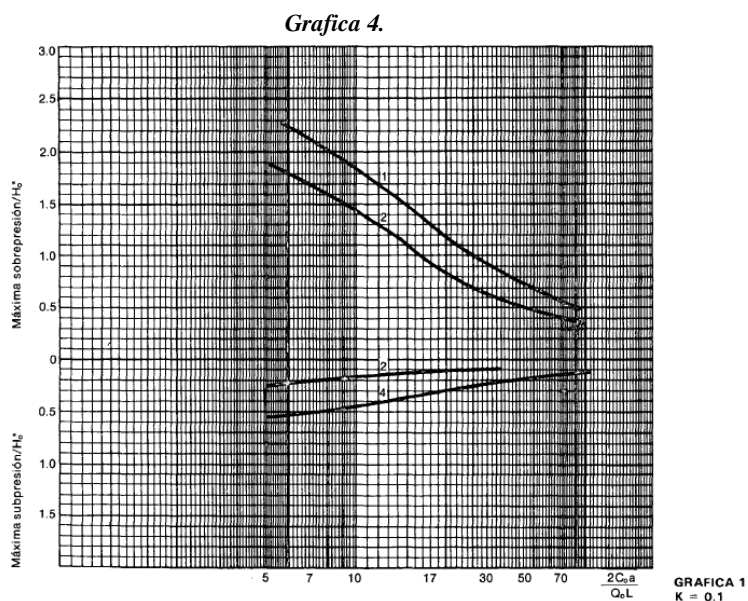
El valor de la celeridad se calcula según la expresión

$$a = \sqrt{\frac{9900}{48,3 + K * \frac{D}{e}}}$$

(Ecuación 24)

Donde K es la rugosidad del material, D es el diámetro de la tubería y corresponde al espesor de la pared de la tubería. Finalmente, la chimenea contara con una altura total de 17,26 m y un diámetro de 12 m.

El grafico que se presenta a continuación es propuesto por Jorge Granados Robayo (Universidad Nacional), el cual permite comprobar la favorabilidad y viabilidad de los cálculos obtenidos para la chimenea, entrando al grafico con dos de las relaciones expuestas anteriormente.



Fuente: Tomado de Granados Robayo, 2021

Tabla 26. Datos principales y cálculos de la chimenea de equilibrio

ks (acero)	0,025
Caudal	76,45 m ³ /s
Diámetro tubería	3,60 m
Sección transversal de la tubería	10,18 m ²
Longitud	1.025 m
Material de la tubería	Acero
Cabeza estática	380 m
Presión atmosférica	9,23 m
Velocidad en la tubería	7,51 m/s
Cabeza absoluta de presión	389,23 m
Cálculo de celeridad	443,50 m/s
Cálculo de la curva de diseño	0,87
Cálculo de la curva de diseño	1,00
hf	9,27 m
Cabeza de velocidad	2,87 m
Caída de la línea hl	12,14 m
Pn	367,86 m
Sobrepresión máxima	367,86 m
Presión máxima en la tubería	735,71 m
Valor empleado para entrar en las guías de diseño con cámara de aire	0,95
K	0,1
Comp	38,92
e	0,004 m
h accesorios	29,65 m
$\Delta p/H_o$	0,95
K	1,00
$2C_o a/ Q L$	17,00
Co	1.501,82 m ³
h	13,28 m
h agua	3,98 m
h chimenea	17,26 m

Fuente: Realizado por el autor

13.12.10. Presupuesto general

Se inicia calculado el factor F, el cual se presenta como un valor que permite determinar qué tan favorables son las condiciones que se presentan para el proyecto, puesto que propone una relación donde se involucran los datos de distancia horizontal y diferencia de nivel, en la Tabla 27 se presentan de mejor forma los intervalos propuestos para este valor, en el caso particular de este proyecto se encontró que la relación da como resultado un valor de 2,51 ubicándolo como “favorable o normal”.

Tabla 27. Cálculo factor F

Distancia Horizontal	952 m
Diferencia de nivel	380 m
Factor F	2,51
	Favorable a normal
Muy favorable: $F < 2$	
Favorable a normal: $4 < F < 6$	
Aceptable: Hasta 15, según el caso	

Fuente: Realizado por el autor

En la Tabla 28 se enseñan los resultados obtenidos del costo estimado de la totalidad del proyecto, en dólares y pesos colombianos, este se realiza por medio de los datos obtenidos de IRENA (Agencia Internacional de las Energías Renovables), sobre el costo del kW/h (USD \$ 1704,91) para luego partiendo del valor calculado para la potencia del total de las turbinas, multiplicarlo con el costo encontrado del kW/h manejado internacionalmente para el momento de la creación del proyecto, permitiendo determinar así el costo aproximado de la central. Adicionalmente en la Tabla 28 se presenta el resultado del cálculo de kWh generado por la central al año, el cual se halla por medio de la potencia instalada y el tiempo de turbinación.

Tabla 28. Costo total del proyecto de la central hidroeléctrica de acumulación por bombeo en Salvajina

EMBALSE SUPERIOR	POTENCIA INSTALADA		PRECIO USD/kW PARA EL 2019	kWh GENERADO AL AÑO	COSTO TOTAL PROYECTO (USD)	COSTO TOTAL PROYECTO (COP)
SALVAJINA	1'366.383,03 kW	1.366,38 MW	1.704,91	3491108642,44	2.329.560.092,20	\$ 8.842.171.468.376,88

Fuente: Realizado por el autor

Posteriormente se deberán definir los porcentajes aproximados para cada ítem del proyecto, recordando que estos se realizan de forma general, de igual forma se tomaran los valores propuestos IRENA, donde define que porcentaje del costo total deberá ocupara cada apartado del proyecto, estos valores porcentuales fueron confrontados con proyectos similares donde se confirmó la utilidad del método propuesto por la entidad anteriormente mencionada.

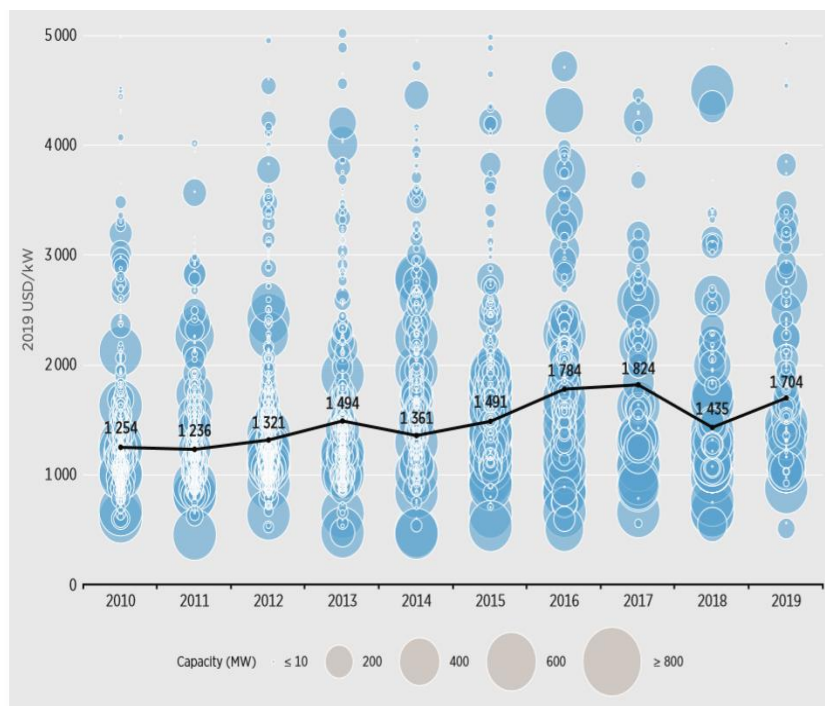
Tabla 29. Resumen costo total central hidroeléctrica de acumulación por bombeo Salvajina

ITEM	DESCRIPCIÓN	RUBRO (%)	COSTO (USD)
A	Casa de maquinas	37%	\$ 861.937.234,12
B	Embalse superior	19%	\$ 442.616.417,52
C	Obras civiles	17%	\$ 396.025.215,67
D	Terrenos	17%	\$ 396.025.215,67
E	Túneles	6%	\$ 139.773.605,53
F	Excavación de la casa de maquinas	4%	\$ 93.182.403,69
TOTAL		100%	\$ 2.329.560.092,20

Fuente: Realizado por el autor

En la Grafica 5 se presenta el incremento del valor USD/ kW mundial en dólares desde el año 2010 hasta el año 2019, para nuestro proyecto tomamos el costo de \$1.704,91

Grafica 5. Costos de instalación de energía hidroeléctrica en USD/kW



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Fuente: Tomado de www.irena.org, 2021

En la Tabla 30 se presenta más a detalle los porcentajes descritos anteriormente para el proyecto, los cuales al ser realizados se definieron en base proyectos similares citados en el apartado de referencias, encontrados por los autores, así como por medio del software que permite buscar valores aproximados para procesos de construcción del país, Construdata, los cuales permitieron dimensionar y aterrizar las dimensiones de los valores que cada ítem debía asumir.

Tabla 30. Presupuesto total del proyecto

ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR (USD)	% RESPECTO AL TOTAL
A CASA DE MAQUINAS			
1	TURBINAS FRANCIS	\$ 279.547.211,06	12%
2	BOMBAS	\$ 465'912.018,44	20%
3	GENERADORES	\$ 116'478.004,61	5%
SUBTOTAL COSTOS CASA DE MAQUINAS		\$ 861'937.234,12	37%
B EMBALSE SUPERIOR			
4	EXCAVACION	\$ 186'364.807,38	8%
5	RELLENO	\$ 163'069.206,45	7%
6	MATERIALES	\$ 93'182.403,69	4%
SUBTOTAL COSTOS EMBALSE SUPERIOR		\$ 442'616.417,52	19%
C OBRAS CIVILES			
7	TUBERIA FORZADA Y ACCESORIOS	\$ 209'660.408,30	9%
8	VIA DE ACCESO	\$ 116'478.004,61	5%
9	ACCESORIOS	\$ 69'886.802,77	3%
SUBTOTAL COSTOS OBRAS CIVILES		\$ 396'25.215,67	17%
D TERRENOS			
10	ADQUISISION DE TERRENO	\$ 209'660.408,30	9%
11	REPLANTEO	\$ 186'364.807,38	8%
SUBTOTAL COSTOS TERRENOS		\$ 396.025.215,67	17%
E TUNELES			
12	PERFORACION	\$ 93'182.403,69	4%
13	CONSTRUCCION	\$ 46'591.201,84	2%
SUBTOTAL COSTOS TUNELES		\$ 139'773.605,53	6%
E EXCAVACION DE LA CASA DE MAQUINAS			
13	EXCAVACION	\$ 93'182.403,69	4%
SUBTOTAL COSTOS EXCAVACION DE LA CASA DE MAQUINAS		\$ 93'182.403,69	4%
TOTAL, COSTO DEL PROYECTO		\$ 2.329'560.092,20	100%

Fuente: Realizado por el autor

En la Tabla 31 y 32 se presenta la respectiva comparación las centrales hidroeléctricas convencionales del país con embalse e internacionales con mayor capacidad de generación de un y su costo de aproximado de construcción, con el fin de determinar si se logra reducir gastos y por ende incrementar ganancias por medio de la implementación de una central reversible tomando en

cuenta que se tendría uno de los embalses al implementarlo en centrales hidroeléctricas ya existentes.

Tabla 31. Comparaciones centrales hidroeléctricas convencionales vs proyecto propuesto

Central	Costos USD	Capacidad instalada MW
Hidroituango	\$ 3.800'000.000,00	2400
Urza	\$ 550'000.000,00	340
Chivor	\$ 800'000.000,00	1041
Hidromiel	\$ 600'000.000,00	396
Hidrosogamoso	\$ 1.740'000.000,00	820
Proyecto propuesto en Salvajina	\$ 2.329'560.092,20	1.366,38

Fuente: Realizado por el autor

Tabla 32. Comparaciones centrales hidroeléctricas convencionales del mundo vs proyecto propuesto

Central	Costos USD	Capacidad instalada MW	Lugar
Hidroeléctrica de las Tres Gargantas	\$ 40.131'387.817,13	22.500	China
Hidroeléctrica de Itaipú	\$ 46.846'363.900,46	14.000	Paraguay-Brasil
Hidroeléctrica de Xiluodu.	\$ 7.578'495.410,75	13.860	China
hidroeléctrica de Tucuruí	\$ 5.860'070.873,79	8.370	Brasil
hidroeléctrica de Xiangjiaba	\$ 6.925'289.757,90	6.448	China
Proyecto propuesto en Salvajina	\$ 2.329'560.092,20	1.366,38	Colombia

Fuente: Realizado por el autor

En la Tabla 33 se presentan los datos de capacidad instalada, costo final y ubicación de las centrales hidroeléctricas por acumulación de bombeo en el mundo, comparado con el costo total del proyecto propuesto en el embalse de Salvajina. Dentó del cual se puede evidenciar un presupuesto estimado que se encuentra dentro de los valores o costos comúnmente invertidos para este tipo de proyectos.

Tabla 33. Comparaciones centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo del mundo vs proyecto propuesto

Central de acumulación por bombeo	Costos USD	Capacidad instalada MW	Lugar
Central de Bath County	\$ 7.160.797.168,45	3.003	Estados unidos
Central de Ludington	\$ 3.261.974.209,75	2.172	Estados unidos
Central de Tianhuangping	\$ 1.982.465.917,49	1.836	China
Cortes-La muela	\$ 1.929.079.945,46	1.772	España
Central de Dinorwig	\$ 3.378.548.239,94	1.728	Reino Unido
Proyecto propuesto en Salvajina	\$ 2.329.560.092,20	1.366,38	Colombia

Fuente: Realizado por el autor

14. CONCLUSIONES

- Luego de realizar la revisión bibliográfica, topográfica y técnica de las principales centrales con embalses de grandes proporciones en el país y que a la vez se encontraran rodeadas por formaciones montañosas que permitieran generar una diferencia de altura apreciable de preferencia mayor a 300 m, se logró determinar que el embalse de la central Salvajina era el más adecuado, puesto que cuenta con un embalse de gran proporción, con un volumen promedio de $764\,700.000\text{ m}^3$ alimentado por el río Cauca, lo cual permitirá que se tome un porcentaje pequeño del líquido en relación al embalse existente, sin que se vea afectada la central o el caudal promedio de descarga 211 m^3 , el porcentaje propuesto por los autores es de 2,02% siendo equivalente a $15\,411.339,36\text{ m}^3$, el cual no afectará de ninguna forma el caudal normal del río, ni el funcionamiento normal de la central, al revisar la topografía del lugar, se encontraron varias formaciones montañosas aledañas al embalse, de las cuales se selecciona la que contaba con una mayor diferencia de nivel (380m) y menor distancia horizontal (952 m) entre el embalse ya existente y el planteado, permitiendo reducir las pérdidas de energía y a la vez incrementar la presión en las tuberías. Finalmente, para el volumen planteado se determinó un caudal de diseño de $611,56\text{ m}^3$.
- Se procedió con el cálculo y pre dimensionamiento de los principales dispositivos electromecánicos y estructuras hidráulicas necesarias para el adecuado funcionamiento de la central, donde se encontró que el embalse superior contara con un área total de $385.283,48\text{ m}^2$ y una profundidad total tomando en cuenta el borde libre y profundidad de sedimentación de 40 m, el embalse se diseñó con aristas suavizadas y curvas suaves pensando en una correcta distribución de cargas, así como en la adaptación al terreno existente

posteriormente se procedió con el cálculo de las tuberías a presión las cuales parten del valor obtenido para el caudal de diseño, para estas se definió un diámetro nominal de 3,6 pensando en la viabilidad de construcción, transporte e instalación, puesto que con el caudal calculado se encontró un diámetro excesivo de 8,5 m, por ende se decidió dividir el caudal en 8 dando como resultado el diámetro mencionado anteriormente, estas se construirán en acero con rugosidad de 0,025, luego se continua con la chimenea de equilibrio, la cual es necesaria para evitar posibles daños ocasionados por el golpe de ariete para esta se definió una altura de 17,26 m y un diámetro de 12m. Finalmente se procede con el pre dimensionamiento de los equipos electromecánicos iniciando con la turbina, para la cual se encontró que la más adecuada era la tipo Francis y se determinó una potencia de 170,80 MW cada y un rodete de diámetro 2,70 m, para las bombas se encontró una potencia de 420,57 MW cada una, se evidencia un comportamiento normal para este tipo de centrales entre los valores de potencia calculados para turbina y bomba, posteriormente se determinó una potencia en el total de los generadores de 174.470,95 kVA y numero de 24 polos.

- El presupuesto estimado para el proyecto utilizando los datos obtenidos del IRENA para el costo del USD/kW y multiplicándolo por la potencia total de turbinas 1'366.383,03 kW nos da como resultado un costo de \$ 2.329'560.092,20 dólares, el cual posteriormente se dividirá porcentualmente en los diferentes apartados generales del proyecto para los cuales se siguieron las recomendaciones y valores propuestos por el IRENA. Además de ello se recopilaron datos de los costos de algunas centrales hidroeléctricas convencionales de Colombia como lo es Hidroituango la cual tiene un costo de 3.800'000.000 de dólares e Hidroeléctrica de Sogamoso 4.300'000.000 de dólares, por otro lado así como las

principales centrales convencionales en el mundo de mayor capacidad instalada como lo es la central de Tres Gargantas en China con un costo aproximado de 40.131'387.817,13 y una capacidad instalada de 22.500 MW, finalmente se recopilaron datos algunas centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo en el mundo como la central de Bath County con un costo total de 7.160'797.168,45 y una capacidad instalada de 3.003 MW, por medio de los datos obtenidos se puede evidenciar que se presenta cierta ventaja económica en la implementación de centrales hidroeléctricas reversibles frente a las convencionales así como también se logró encontrar que el costo aproximado del proyecto planteado es acorde a los montos manejado o invertidos normalmente a nivel internacional.

15. REFERENCIAS

- Acolgen. (2021). *Acolgen – Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica*,. 2021. <https://www.acolgen.org.co/>
- Alarcón, A. D. (2019). *Las hidroeléctricas en Latinoamérica, ¿dónde estamos? y ¿hacia dónde vamos? - Energía para el Futuro*. BID, Energía Para El Futuro. <https://blogs.iadb.org/energia/es/hidroelectricas-en-latinoamerica-donde-estamos-y-hacia-donde-vamos/>
- Alda, M. (2017). *¿Salvajina cumple con la función para la cual se construyó?* El País. <https://www.elpais.com.co/cal/salvajina-cumple-con-la-funcion-para-la-cual-se-construyo.html>
- Alzate, J. M. (2013). La industria eléctrica nacional. *Celsia*, 98.
- Castañeda, A. V. (2016). Estudio de prefactibilidad para la construcción de una pequeña central hidroeléctrica ubicada en la cuenca del río Teusaca, Vereda San Rafael, Sector de Toga, La Calera, Cundinamarca. *Universidad Libre, Colombia*, 127.
- CELSIA. (2018). *Central hidroeléctrica Salvajina*. Celsia Empresa de Energía Del Grupo ARGOS. <https://www.celsia.com/es/centrales-hidroelectricas/salvajina/>
- Corporación autónoma regional del Cauca. (1974). *Proyecto de regulacion del rio cauca.pdf*.
- Corporación autónoma regional del Cauca. (2021). *Informes detallados del embalse de Salvajina*. CVC. <https://ecopedia.cvc.gov.co/content/embalse-salvajina-2422021>
- Fernando, H. M. (2012). *Capítulo 2 : Centrales Hidráulicas de Bombeo*. 33.
- Flores Giner, J. A., & Zamorra Parra, B. (2017). Diseño hidráulico de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo en la isla de Gran Canaria entre los embalses de Chira y Soria.

Universidad Politécnica de Cartagena. https://mcba-upgto.weebly.com/uploads/5/3/4/9/53493203/tesis_mcba_susana_chavez.pdf

Granados Robayo, J. (1987). Uso de chimeneas de equilibrio con cámara de aire en instalaciones por gravedad. *Ingeniería e Investigación*, 0(16), 3–9.

Hermosin, A. (2016). Diseño y estudio de viabilidad de una central hidroeléctrica reversible en la Isla de La Gomera. *Universidad Pontificia Comillas ICAI-ICADE*, 218.
<https://www.iit.comillas.edu/pfc/resumenes/578f28a3bd4d3.pdf>

International Renewable Energy Agency. (2020). Renewable Power Generation Costs in 2019. In *Irena*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

IRENA. (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. In *International Renewable Energy Agency* (Issue October).
http://irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets%0Ahttps://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf

Jiménez, M. G. (2017). Análisis de viabilidad económica de la central hidroeléctrica reversible “pozos de Noja.” *Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Universidad de Cantabria*, 90.

Jiménez, R. E. (2012). ESTUDIO DE LOS FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS QUE CONDICIONAN LA INSTALACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE ACUMULACIÓN POR BOMBEO. *Universidad de Chile*, 136.

Nava Mastache, A., & García Gutiérrez, H. (2014). Selección y dimensionamiento de turbinas

hidráulicas para centrales hidroeléctricas. *Universidad Autonoma de Mexico Facultad de Ingenieria*, 121.

[http://www.ingenieria.unam.mx/~deptohidraulica/publicaciones/pdf_publicaciones/SELEC yDIMENSIONAMIENTOdeTURBINAS.pdf](http://www.ingenieria.unam.mx/~deptohidraulica/publicaciones/pdf_publicaciones/SELEC_yDIMENSIONAMIENTOdeTURBINAS.pdf)

Palacios, R. A. (2013). Inventario documentado de represas en Colombia. *Universidad Militar Nueva Granada*, 88.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.jsames.2011.03.003><https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.08.001>
<http://dx.doi.org/10.1016/j.precamres.2014.12.018><http://dx.doi.org/10.1016/j.precamres.2011.08.005><http://dx.doi.org/10.1080/00206814.2014.902757><http://dx.doi.org/10.1016/j.precamres.2011.08.005>

Quintana, J. A. (2020). Estudio de viabilidad tecnica para el desarrollo de una central hidroelectrica de acumulació por bombeo en la cuenca alta del rio Bogotá. *Universidad Libre, Colombia*, 189. <http://mpoc.org.my/malaysian-palm-oil-industry/>

Sandoval, M., Ramirez, C. A., & Santacruz, S. (2007). Optimización De La Regla Mensual De Operación Del Embalse De Salvajina. *Ingeniería de Recursos Naturales y Del Ambiente, Universidad Del Valle*, 13.

Solorzano, R. (05 de Junio de 2016). *Hydraulics & pneumatics*. Obtenido de <https://www.hydraulicspneumatics.com/hp-en-espanol/article/21886594/principios-ingenieriles-bsicos-bombas-hidrulicas>

Tomás, G. (2015). Atlas potencial Hidroenergético. *Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia*, 25–36. http://www1.upme.gov.co/Documents/Atlas/Atlas_p25-36.pdf

Twenergy. (2019). *Hidroeléctrica reversible: el equilibrio entre horas pico y valle*. Twenergy. <https://twenergy.com/eficiencia-energetica/almacenamiento-de-energia/hidroelectrica->

reversible-el-equilibrio-entre-horas-pico-y-valle-2152/

Zalamanca. (2013). Sección 1: clasificación y tipos de bombas. *Universidad de Zalamanca*,
Http://Cidta.Usal.Es/Cursos/Redes/Modulos/Libros/Unidad 9/Clasificacion.PDF, 1–14.
<http://cidta.usal.es/Cursos/redes/modulos/Libros/unidad 9/clasificacion.PDF>

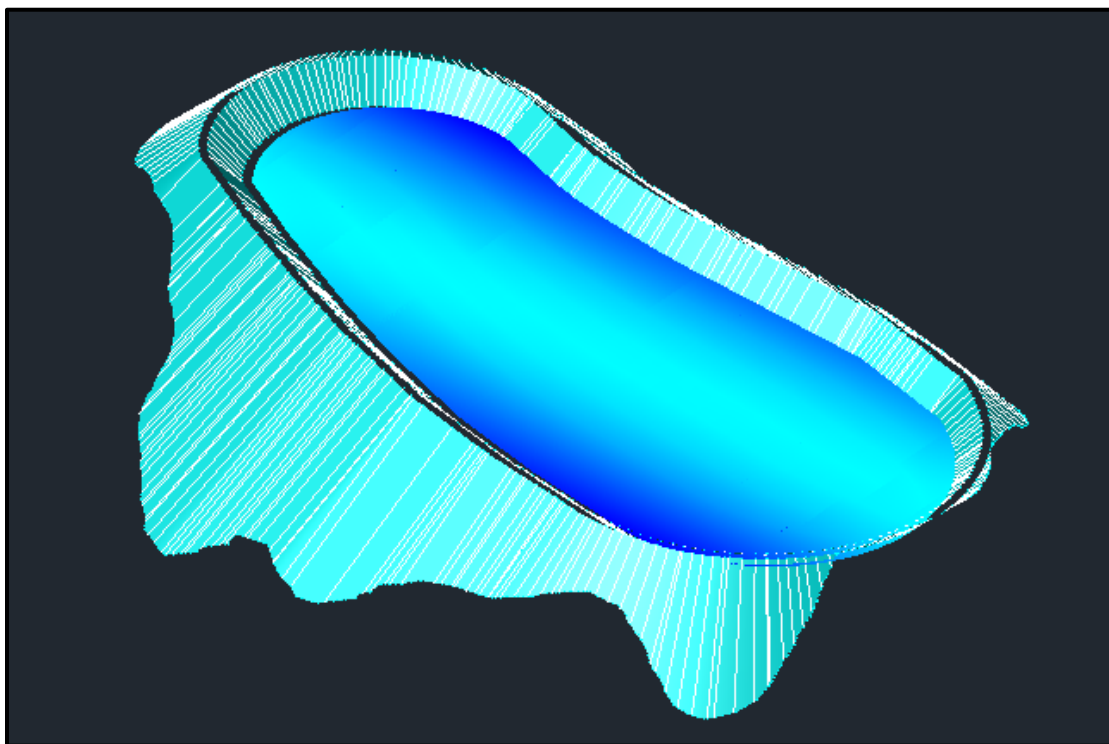
16. ANEXOS

ANEXO A. Hojas de cálculo para la obtención de diámetros económicos en cada proyecto

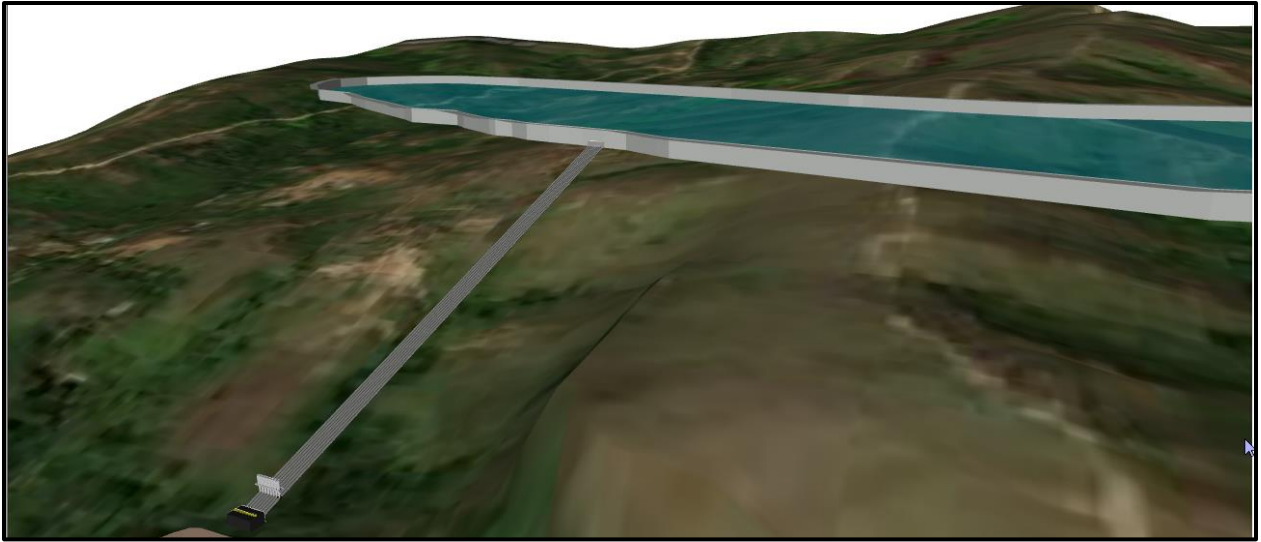
Diametro (m)	Seccion transversal m2	Velocidad (m/s)	Perdidas friccion hf (m)	% perdidas	A(Kw) Produccion anual de energia	Potencia Instantanea perdida kw	Perdida de energia anual en KWh/año	Valor energia perdida	Espesor tuberia (m)	v (m3/m) Volumen/ m de tuberia	G (ton) peso/m de tuberia	Ci Costo Inic/m de tuberia	Costo Total	a Amortizacion
3.50	9.621	7.95	37.8	9.9	\$ 193.479.9	22648.11069	57.865.922.81	\$ 4.381.954.870	0.01	0.119	0.86	\$ 1.468.799	\$ 1.505.575.264	\$ 4.516.725.792
3.60	10.179	7.51	32.5	8.5	193479.93	19490.47064	49.798.152.48	\$ 3.771.014.895	0.01	0.113	0.89	\$ 1.510.764	\$ 1.548.591.701	\$ 4.645.775.101
3.70	10.752	7.11	28.1	7.4	193479.93	16842.22504	43.031.884.98	\$ 3.258.632.522	0.01	0.116	0.91	\$ 1.552.730	\$ 1.591.608.137	\$ 4.774.824.409
3.80	11.341	6.74	24.4	6.4	193479.93	14610.60115	37.330.085.94	\$ 2.826.858.088	0.01	0.119	0.94	\$ 1.594.696	\$ 1.634.624.573	\$ 4.903.873.717
3.90	11.946	6.40	21.2	5.6	193479.93	12721.55793	32.503.580.50	\$ 2.461.366.137	0.01	0.123	0.96	\$ 1.636.661	\$ 1.677.641.009	\$ 5.032.923.026
4.00	12.566	6.08	18.5	4.9	193479.93	11115.65097	28.400.488.22	\$ 2.150.655.371	0.01	0.126	0.99	\$ 1.678.627	\$ 1.720.657.445	\$ 5.161.972.334
4.10	13.203	5.79	16.2	4.3	193479.93	9744.884565	24.898.180.06	\$ 1.885.439.583	0.01	0.129	1.01	\$ 1.720.593	\$ 1.763.673.881	\$ 5.291.021.643
4.20	13.854	5.52	14.3	3.8	193479.93	8570.298282	21.897.112.11	\$ 1.658.180.712	0.01	0.132	1.04	\$ 1.762.558	\$ 1.806.690.317	\$ 5.420.070.951
4.30	14.522	5.26	12.6	3.3	193479.93	7560.104298	19.316.066.48	\$ 1.462.728.450	0.01	0.135	1.06	\$ 1.804.524	\$ 1.849.706.753	\$ 5.549.120.259
4.40	15.205	5.03	11.1	2.9	193479.93	6688.240627	17.088.454.80	\$ 1.294.040.328	0.01	0.138	1.09	\$ 1.846.490	\$ 1.892.723.190	\$ 5.678.169.568

ANEXO B. Diseño proyecto central hidroeléctrica de acumulación por bombeo en Salvajina

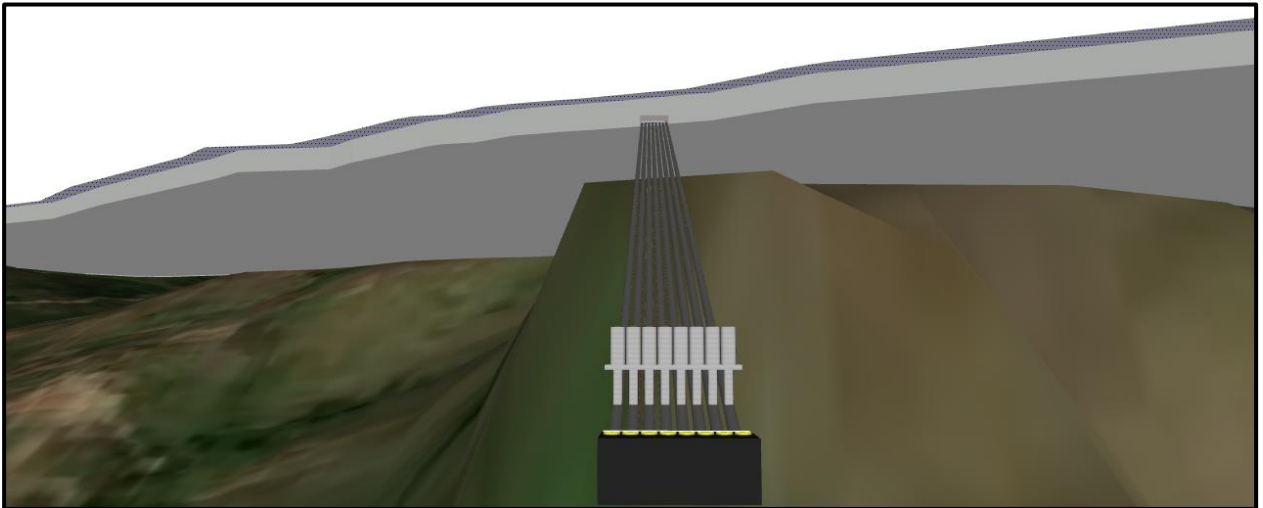
- Embalse superior



- **Diseño central hidroeléctrica de acumulación por bombeo en Salvajina**



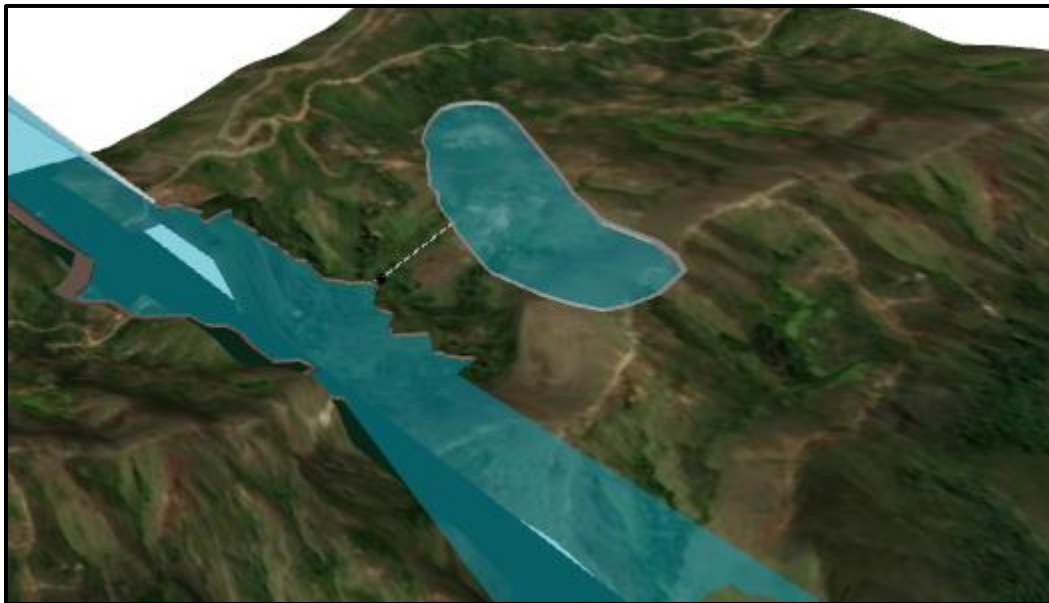
- **Casa de máquinas, tuberías a presión y chimeneas de equilibrio**



- **Vista en planta**



- **Vista en planta**



- **Planta casa de máquinas y chimeneas de equilibrio**

