

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TECNICA Y ECONOMICA PARA EL DESARROLLO  
DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA DE ACUMULACION POR BOMBEO Y SU  
INTEGRACION AL MERCADO ELECTRICO COLOMBIANO EN LA ZONA DEL  
EMBALSE DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA PORCE II EN EL  
DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA, COLOMBIA**

**JHOAN ALDEYVER MUÑOZ VASQUEZ**

**UNIVERSIDAD MINUTO DE DIOS**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**BOGOTA D.C.**

**JUNIO 2021**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TECNICA Y ECONOMICA PARA EL DESARROLLO  
DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA DE ACUMULACION POR BOMBEO Y SU  
INTEGRACION AL MERCADO ELECTRICO COLOMBIANO EN LA ZONA DEL  
EMBALSE DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA PORCE II EN EL  
DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA, COLOMBIA**

**JHOAN ALDEYVER MUÑOZ VASQUEZ**

**Trabajo de Grado para obtener el Título de Ingeniero Civil**

**DIRECTOR**

**Ing MSc. JULIAN ANDRES QUINTANA CASTAÑEDA**

**Dr. LUIS EDUARDO MACHADO HERNANDEZ**

**ASESOR EXTERNO**

**UNIVERSIDAD MINUTO DE DIOS**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**BOGOTA D.C.**

**JUNIO 2021**

**NOTA DE ACEPTACION**

---

---

---

---

**Firma Jurado 1**

---

**Firma Jurado 2**

---

**Firma del director**

## Contenido

1.	RESUMEN.....	8
2.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	10
3.	ALCANCE DEL PROYECTO .....	12
4.	OBJETIVOS.....	13
5.	MARCO METODOLÓGICO .....	14
6.	MARCO REFERENCIAL .....	16
7.	MARCO TEORICO .....	22
8.	MARCO LEGAL.....	26
9.	MARCO GEOGRAFICO .....	28
10.	MARCO CONCEPUTAL .....	41
11.	DESARROLLO DE METODOLOGÍA.....	45
12.	ANALISIS DEL COSTO DEL PROYECTO .....	70
13.	MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO. ....	72
14.	APORTE DEL RECURSO HIDRICO EN EL MERCADO COLOMBIANO.....	76
15.	MERCADO ELECTRICO ESPAÑOL PARA LAS CHB.....	79
16.	EN COLOMBIA NO EXISTE EL MISMO MERCADO.....	82
17.	CONCLUSIONES.....	84
18.	AGRADECIMIENTOS .....	86
19.	BIBLIOGRAFIA .....	87
20.	ANEXOS.....	93

## INDICE DE IMÁGENES

<i>IMAGEN NO 1. CENTRAL DE BATH COUNTRY</i> .....	16
<i>IMAGEN NO 2. CENTRAL DE HUIZHOU.</i> .....	16
<i>IMAGEN NO 3. CENTRAL DE OKUTATARAGI</i> .....	17
<i>IMAGEN NO 4. CENTRAL DE LUDINGTON</i> .....	18
<i>IMAGEN NO 5. CENTRAL DE TIANHUANGPING</i> .....	18
<i>IMAGEN NO 6. CENTRAL CORTES-LA MUELA</i> .....	19
<i>IMAGEN NO 7. ZONIFICACIÓN HÍDRICA DE COLOMBIA</i> .....	30
<i>IMAGEN NO 8. ZONIFICACIÓN HÍDRICA EN COLOMBIA POR REGIÓN</i> .....	31
<i>IMAGEN NO 9. CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA Y RECURSO.</i> .....	31
<i>IMAGEN NO 10. PARTICIPACIÓN SEGÚN TECNOLOGÍA Y RECURSO EN COLOMBIA</i> .....	32
<i>IMAGEN NO 11 CAPACIDAD INSTALADA EN CADA REGIÓN SEGÚN CADA RECURSO</i> .....	33
<i>IMAGEN NO 12. EMBALSES EN COLOMBIA POR REGIÓN.</i> .....	34
<i>IMAGEN NO 13. MAPA HIDROGRÁFICO DEL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA.</i> .....	35
<i>IMAGEN NO 14. FOTOGRAFÍA DEL EMBALSE PORCE II</i> .....	36
<i>IMAGEN NO 15. REPRESA DE EMBALSE PORCE II</i> .....	36
<i>IMAGEN NO 16. MAPA DE EMBALSE PORCE II</i> .....	37
<i>IMAGEN NO 17. PORCENTAJE DEL VOLUMEN ÚTIL UTILIZADO EN LA CENTRAL DE CADA EMBALSE</i> .....	37
<i>IMAGEN NO 18. UBICACIÓN DE LA CUENCA DEL EMBALSE PORCE II</i> .....	38
<i>IMAGEN NO 19. CAUSA DEL RÍO PORCE II EN LA CUENCA DEL EMBALSE</i> .....	39
<i>IMAGEN NO 20. ISOYETA 1 DE CUENCA PORCE II</i> .....	39
<i>IMAGEN NO 21. ISOYETA 2 DE CUENCA PORCE II.</i> .....	40

<i>IMAGEN NO 22. PARTES DE UNA CHB</i> .....	42
<i>IMAGEN NO 23. PERFIL DEL EMBALSE PORCE II</i> .....	43
<i>IMAGEN NO 24. PERFIL EMBALSE SUPERIOR</i> .....	43
<i>IMAGEN NO 25. DIFERENCIA DE ALTURA EN AMBOS EMBALSES</i> .....	44
<i>IMAGEN NO 26. PLANTA DEL EMBALSE SUPERIOR</i> .....	45
<i>IMAGEN NO 27. MODELO 3D DE TOPOGRAFÍA EMBALSE SUPERIOR</i> .....	45
<i>IMAGEN NO 28. EMBALSE INFERIOR Y EMBALSE SUPERIOR</i> .....	46
<i>IMAGEN NO 29. PERFIL DEL EMBALSE INFERIOR EN EL SITIO DE LA REPRESA</i> .....	47
<i>IMAGEN NO 30. PERFIL DE PREDIMENSIONAMIENTO DE DIQUE POR GRAVEDAD.</i> .....	50
<i>IMAGEN NO 31. DEMANDA POR HORA Y DÍA DE LA SEMANA EN COLOMBIA –TIEMPO DE TURBINACIÓN</i> .....	52
<i>IMAGEN NO 32. PARTES DE UNA TURBINA TIPO PELTON</i> .....	55
<i>IMAGEN NO 33. PARTES DE UNA TURBINA TIPO FRANCIS</i> .....	56
<i>IMAGEN NO 33. PARTES DE UNA TURBINA TIPO KAPLAN</i> .....	57
<i>IMAGEN NO 35. TIPO DE TURBINA RECOMENDADA SEGÚN SU ALTURA Y CAUDAL</i> .....	57
<i>IMAGEN NO 36. CONJUNTO DE TURBINA, BOMBA Y GENERADOR.</i> .....	58
<i>IMAGEN NO 37 DIÁMETRO DEL RODETE DE LA TURBINA</i> .....	59
<i>IMAGEN NO.38 DIMENSIONES DE LA TURBINA SEGÚN DIÁMETRO DEL RODETE</i> .....	60
<i>IMAGEN NO 39. DEMANDA POR HORA Y DÍA DE LA SEMANA EN COLOMBIA –TIEMPO DE BOMBEO</i> .....	61
<i>IMAGEN NO. 40 COMPORTAMIENTO DE LAS PARTÍCULAS DE AGUA EN CIERRE DE VÁLVULA</i> .....	68
<i>FUENTE: (DANAHE, 2016)</i> .....	68
<i>IMAGEN NO. 42. PRECIO POR KWH INSTALADO EN 2018</i> .....	70
<i>IMAGEN NO 43. ACTIVIDADES QUE CONFORMAN EL MERCADO ELÉCTRICO.</i> .....	74
<i>IMAGEN NO 43. VOLUMEN DE OCUPACIÓN DE LA CAPACIDAD ACTUAL DE LAS RESERVAS HÍDRICAS DEL PAÍS</i> .....	77

IMAGEN NO 44. PRECIO EN BOLSA DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN EL ÚLTIMO AÑO Y MEDIO .....	78
IMAGEN NO. 45. MODELO ESPAÑOL DEL PRECIO Y DEMANDA POR HORAS DEL CONSUMO. ....	80
IMAGEN NO. 47 DEMANDA POR HORA EN COLOMBIA EL 9 DE MAYO DE 2021 .....	82
IMAGEN NO. 48 DEMANDA EN TIEMPO REAL DEL DOMINGO 9 DE MAYO DEL 2021 .....	83

## 1. RESUMEN

En el siguiente trabajo se presenta una alternativa de energía renovable para satisfacer la demanda energética en Colombia. Se propone la implementación de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo la cual consiste en dos embalses uno superior y el otro inferior en donde en las horas de alta demanda se realiza la turbinación y en horas de poca demanda energética se realiza el bombeo. Para la ubicación del proyecto se analizan las características topográficas de los embalses ya existentes en el departamento de Antioquia para utilizarlos como embalse inferior y solamente plantear la construcción del embalse superior; Para el que se requiere un sitio con una topografía la cual cuente con una diferencia de altura considerable en relación al embalse inferior y una distancia horizontal no muy grande para evitar pérdidas de energía ya que esto requiere potencias altas en las bombas. Se propone la inundación de un terreno natural y la construcción una represa para almacenar el agua requerida para el funcionamiento de la central, se prestan las características propuestas para el embalse superior tales como tipo de represa, volumen total, volumen no útil, volumen disponible, análisis del espacio para borde libre, y precipitaciones para evitar superar la capacidad de rebose en la represa. Se determina un tiempo de bombeo y turbinación según la demanda energética por hora en Colombia, para retornar el agua del embalse inferior al superior, en las horas de menos demanda y costo tenga se realiza el bombeo; la turbinación se da en las horas de mayor demanda y el precio sea más alto. Se realiza el predimensionamiento de las tuberías de bombeo y turbinación, cálculo de pérdidas de energía en las tuberías para la selección de los equipos mecánicos tales como las bombas y turbinas para posteriormente definir el generador y finalmente tener una capacidad instalada de la central para realizar el análisis de la integración al Mercado eléctrico colombiano en donde se estima el precio del proyecto a partir de la capacidad



instalada y se hace un análisis de la demanda en tiempo real en Colombia para determinar de qué manera se puede integrar.

## 2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente a nivel mundial se evidencia un aumento en la demanda eléctrica lo cual a su vez hace que sea más necesario cuidar el medio ambiente ya que la producción de gases al momento de la quema de combustibles para la obtención de energía con alternativas no renovables es bastante alta. Sin embargo, para la solución a la necesidad de satisfacer la demanda eléctrica y el cuidado del medio ambiente, se implementan las energías renovables entre las cuales se encuentra las centrales hidroeléctricas, sin embargo, este tipo de centrales a pesar de tener una gran participación en el porcentaje de los sistemas eléctricos de cada país; aun no cubre la totalidad de la energía de los países; es por esto que se sugiere la implementación de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo ya que con este tipo de central se aprovecha la construcción ya existente del embalse inferior y sirve como fuente de almacenamiento energético que se puede utilizar tanto para la demanda de horas y días a la semana del país como para aquellas épocas del año en donde el fenómeno del niño reduce la producción de energía de las centrales, ya que en Colombia las centrales hidroeléctricas existentes actualmente depende de una corriente proveniente de un río y se ve afectada su capacidad de producción cuando llegan épocas de sequía en el país ; al implementar una Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo se mejora la producción de Colombia en energía eléctrica para satisfacer su demanda energética, además de mejorar el mercado eléctrico colombiano ya que aumenta su capacidad instalada. (Simón Cortés, 2017, pág. 381)

Al implementar este tipo de centrales se genera una mayor capacidad instalada, almacenamiento de energía y mejoramiento del mercado eléctrico colombiano al generar un diseño óptimo para un central de acumulación por bombeo se produce una cantidad de final de producción de MW y una cantidad requerida para volver a subir el agua al embalse superior. Con

estos valores de capacidad instalada y requerida se evalúa junto con los valores del precio del kW y disponibilidad según cada hora para determinar en qué momento se vende y compra la energía; siendo en los picos más altos el momento para vender la energía y en aquellos valles (punto más bajos en la gráfica del precio del kW en los diferentes horarios) en donde el precio del kW es menor, aprovechar y comprar la energía requerida para subir nuevamente el agua al embalse superior y dejarla almacenada hasta que el siguiente pico de demanda llegue y repetir el proceso.

Actualmente en Colombia la mayor parte de la oferta energética en el país está compuesta por combustibles fósiles con una participación del 77% mientras entre las hidroeléctricas, el gas natural y otras fuentes no convencionales corresponde al 23% restante. Según la evolución histórica de Colombia en oferta y demanda de energía desde el año 1975 hasta el año 2018 se observan grandes cambios tanto en los usos finales de la energía como en la composición de la matriz energética. En los 43 años que hay entre el periodo de 1975 al 2018 se observa un incremento anual del 1.8%. Es por esto que se requiere la implementación de nuevas alternativas para no solo satisfacer la demanda energética del país si no aumentar la cobertura del sistema eléctrico nacional (SIN) disminuyendo las zonas no interconectadas (ZNI) en Colombia; ya que aún existen poblaciones las cuales no cuentan con un servicio digno, confiable y de constante energía. De esta manera se propone aprovechar el embalse de Porce II como embalse inferior para la construcción de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo para aumentar la capacidad instalada en energías renovables en la matriz energética de Colombia.

### 3. ALCANCE DEL PROYECTO

En el trabajo **“Estudio de viabilidad técnica y económica para el desarrollo de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo y su integración al mercado eléctrico colombiano en la Zona del embalse de la central hidroeléctrica Porce II en el departamento de Antioquia, Colombia.”** se realizará un análisis de las características topográficas alrededor del embalse de Porce ii en el departamento de Antioquía Buscando sitios que puedan presentar diferencias de altura importantes y poca distancia entre el embalse inferior existente y el sitio que funcionará como embalse superior. Para proponer la ubicación de un embalse superior con poca distancia horizontal y una buena diferencia de altura en el embalse ya existente con el fin de realizar el predimensionamiento del embalse superior, la represa, volumen total y disponible para la producción de energía; finalmente se realiza un análisis para la integración en el mercado eléctrico colombiano en donde se estima el precio del proyecto por su capacidad instalada y determinar la diferencia de tarifas necesarias que requiere el mercado para que sea posible la integración de la central.

## **4. OBJETIVOS**

### **4.1. Objetivo general**

Realizar el estudio de viabilidad técnica y económica para el desarrollo de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo y su integración al mercado eléctrico en la zona del embalse de la central hidroeléctrica Porce II en el departamento de Antioquía, Colombia

### **4.2. Objetivo específico**

- 4.2.1. Evaluar topográficamente y seleccionar el sitio en la zona del embalse de la central con el fin de desarrollar ahí la central hidroeléctrica de manera que el embalse existente funcione como embalse inferior.
- 4.2.2. Realizar el predimensionamiento de las estructuras hidráulicas (embalse, tubería de presión, chimenea de equilibrio) y de los equipos electromecánicos (turbina, bomba y generador).
- 4.2.3. Realizar el análisis del mercado eléctrico colombiano con el fin de determinar la manera de integrar a este tipo proyectos a la matriz energética del país.

## **5. MARCO METODOLÓGICO**

Para cumplir con los objetivos de la investigación se proponer realizar la siguiente metodología, repartida en tres partes importante entre las cuales está definir el lugar en donde se propone la central hidroeléctrica de acumulación por bombeo, determinar las dimensiones de las obras civiles y equipos mecánicos y finalmente analizar el mercado eléctrico colombiano para integrar este tipo de proyectos en el país.

### ***5.1. Definir lugar de estudio***

- 5.1.1. Buscar lugar que cumpla con las características topografías para realizar una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo, para las cuales en zonas cercanas a cuerpos de agua grandes (embalses o lagos) se requiera una montaña que cuente con una alta diferencia de altura y corta distancia en horizontal para evitar grandes pérdidas de energías.
- 5.1.2. Una vez seleccionado el lugar adecuado. Conocer los datos correspondientes al embalse inferior, Volumen, Caudal, los usos que cumple actualmente, porcentaje del volumen que se utilizará para llenar el embalse superior y las afectaciones al utilizar ese porcentaje.
- 5.1.3. Realizar cálculo de tiempo de generación y bombeo de la central

### ***5.2. Predimensionamiento de equipos y obras civiles***

- 5.2.1. Con los datos obtenidos anteriormente realizar el predimensionamiento de cantidad de tuberías requeridas para el diseño más óptimo de capacidad instalada en la central
- 5.2.2. Con la cantidad de tuberías definidas en el diseño más óptimo se calcula la potencia instalada de cada turbina

5.2.3. Calculo de potencia requerida de las bombas para el retorno del agua del embalse inferior al superior en las horas de poca demanda.

5.2.4. Definir la capacidad instalada final de la central hidroeléctrica para pasar al análisis en el mercado colombiano

### *5.3. Mercado eléctrico colombiano*

5.3.1. explicar funcionamiento del mercado eléctrico en Colombia

5.3.2. definir un precio por kW en mercados a nivel mundial

5.3.3. Establecer método para compra y venta de kW en Colombia según graficas de consumo por hora y día de la semana.

5.3.4. propuesta de integración de la central al mercado colombiano.

## 6. MARCO REFERENCIAL

### 6.1. Centra DE Bath County



*Imagen No 1. Central de Bath Country*

Esta CHB se encuentra ubicada en Estados Unidos y es conocida por la Central con mayor capacidad instalada, siendo un total de 3.003 MW, cuenta con una diferencia de altura de 380 m entre el embalse inferior y el superior; está conformada por 6 turbinas tipo Francis y su inversión fue alrededor de 1.600 millones de dólares. (Roca, 2017, pág. 2)

### 6.2. Central de Huizhou



*Imagen No 2. Central de Huizhou.*

La central Huizhou está ubicada en la provincia de Guangdong en china, cuenta con 8 bombas de generación tipo Alstom para producir una capacidad instalada de 2.448 MW, la diferencia en altura que emplea esta CHB es de 420 m; Ambos embalses cuentan con



represa, el del embalse inferior corresponde a una represa de 56 metros de alto y 156 metros de largo, mientras la superior tiene 14 m de altura y 133 m en su parte larga.

(Roca, 2017, pág. 2)

### ***6.3. Central de Okutataragi***



*Imagen No 3. Central de Okutataragi*

Esta central se encuentra en Japón y es la más grande su país con una capacidad instalada de 1.932 MW, el embalse superior de la central cuenta con una capacidad de 33,3 millones de metros cúbicos y el embalse inferior almacena 19,4 millones de metros cúbicos; Tiene una diferencia de altura de 98m para producir la energía. (Roca, 2017, pág. 3)

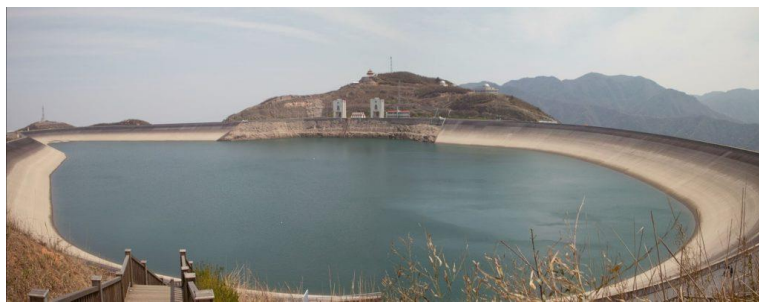
#### ***6.4. Central de Ludington***



*Imagen No 4. Central de Ludington*

La central de Ludington es una central de acumulación por bombeo que cuenta con seis turbinas para una capacidad instalada total de 1.872 MW, Esta central se encuentra ubicada a las orillas del lago Michigan con una diferencia de altura de 340 metros, Su inversión fue de 315 millones de dólares. (Roca, 2017, pág. 3)

#### ***6.5. Central de Tianhuangping***



*Imagen No 5. Central de Tianhuangping*

En Tianhuangping se encuentra ubicada la CHB con una capacidad instalada de 1.836 MW, las cuales utiliza 6 turbinas tipo Francis reversibles, la capacidad del embalse superior de la central es de 6.8 millones de metros cúbicos y del embalse inferior de 6.7 millones de metros

cúbicos; la inversión para realizar este proyecto fue de 1.080 millones de dólares. (Roca, 2017, pág. 3)

## 6.6. Cortes-La Muela



Imagen No 6. Central Cortes-la Muela

En la CHB ubicada sobre el río Júcar en España, cuenta con una capacidad instalada de 1.772 MW, aprovechando los 500 metros de diferencia que hay entre el embalse inferior y el embalse superior.

<b>Central Hidroeléctrica de acumulación por bombeo</b>	<b>Capacidad Instalada MW</b>	<b>Costo del proyecto Millones de dólares</b>
Centra DE Bath County	3.003	1.600
<i>Central de Tianhuangping</i>	1.836	1.080
Cortes-La Muela	1.772	1.430
<i>Central de Ludington</i>	1.872	315

Tabla No 1. Capacidad instalada en Cada central con el valor de su inversión.

<b>Central Hidroeléctrica de acumulación por bombeo</b>	<b>Capacidad Instalada MW</b>	<b>Altura aprovechada m</b>	<b>Volumen embalse superior millones de m<sup>3</sup></b>	<b>Volumen embalse inferior millones de m<sup>3</sup></b>
Central de Ludington	1.872	340	100	4'918.000
<i>Central de Okutataragi</i>	1.942	98	33.3	19.4
Cortes-La Muela	1.772	500	10	23
<i>Central de Tianhuangping</i>	1.800	882	6.8	6.7

Tabla No 2. Capacidad instalada según su diferencia de altura, y volumen de embalses.

En la anterior Tabla se seleccionaron centrales ya existentes con una capacidad instalada que no varíe más de 200MW para analizar las condiciones en diferencia de altura y capacidad de cada uno de los embalses, se encontró que de diferentes maneras se puede obtener una capacidad instalada considerable. Hablando de altura no necesariamente la diferencia más alta es significado de mayor potencia instalada y el porcentaje del embalse superior puede ser mucho menor, menor por muy poco o incluso más grande que el volumen del embalse inferior. Se toma como ejemplo para la selección del lugar a desarrollar el proyecto, el caso de la central de Ludington ya que está construida al borde de un gran lago como es el de Michigan y su volumen a ocupar no es un alto porcentaje del lago.

Por otra parte, el autor Rodrigo Eduardo Jiménez Pérez realiza un estudio de los factores técnicos y económicos que condicionan la instalación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo habla sobre la implementación de esta central como opción relevante para mejorar la diversificación de las fuentes de energía y a su vez mejorar la seguridad del sistema eléctrico de Chile. Menciona que hasta el 2012 en Chile no existe un proyecto en donde se implemente este tipo de central y el reto principal es la disponibilidad de lugares apropiados para la instalación de este tipo de centrales, características las cuales deben ser una diferencia de altura entre los dos

embalse bastante grande y distancia horizontal no muy extensa para evitar las pérdidas de energía. El trabajo de grado concluyen la limitante con mayor relevancia al momento de implementar este tipo de centrales en Chile es la diferencia de precios entre las horas pico y valle, siendo entre 15 y 25 por ciento menos el precio que tiene el kW en las horas valle al que corresponde en las horas pico, esto no permite que sea una buena opción a pesar de contar con partes en el centro y sur del país en donde se podría implementar la estructura ya que la diferencia de precio que se recomienda según su referencia del DEANE debe ser entre 25 y 30 por ciento menor a las horas pico. (Jiménez Pérez, 2012)

Otra referencia importante es la autora Parash Mani Mishra quien en su tesis de maestría “*A Comparison on Development of Pumped Storage Hydropower in Europe and Asia. An Analytical Case Study based on Pumped Storage Hydroelectric Projects developed in Europe and Asia in period 2010-2017*” realiza una comparación durante los años 2010 y 2017 entre Europa y Asia en donde evidencia un aumento en el consumo de energía lo que a su vez produce una preocupación por el medio ambiente y la producción para satisfacer la demanda de energía en ambos continentes, durante este periodo se encuentra como limitante la forma en la que se puede almacenar la energía producida por las centrales y el impacto ambiental de las mismas, para dar solución a estas problemáticas ambos continentes comienzan a implementar las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo ya que tiene buenas características como almacenamiento de energía, producción, impacto ambiental bajo y satisfacción de la demanda de los continentes. Durante el periodo de 7 años se evidenció un gran aprovechamiento de las tecnologías de las centrales de acumulación por bombeo en ambos continentes, sin embargo, fue así quien más implemento este tipo de centrales con una capacidad instalada de 68850MW mientras Europa 50.949 MW. (Mani, 2017)

## **7. MARCO TEORICO**

### **7.1. Energía hidráulica**

La energía hidráulica es producida gracias al aprovechamiento del movimiento del agua a través de un cauce, río o embalse, al dejar caer el agua desde cierta altura esta produce energía potencial la cual es aprovechada por turbinas las cuales transforman la energía potencial de la caída del agua en energía cinética, y finalmente es transformada en electricidad para ser distribuida para el consumo humano. A lo largo de los últimos siglos se han implementado diferentes técnicas para la producción de energía eléctrica, esto debido al aumento constante de la demanda del consumo eléctrico en el mundo. (UMPE, 2015, pág. 25)

Actualmente la energía hidráulica es una alternativa de energía renovable con gran aporte a la demanda global, la cual sustituye maneras más convencionales de producir energía utilizando otros materiales no renovables como es el caso de la madera, carbón, petróleo y sus derivados.

### **7.2. Centrales Hidroeléctricas**

Consiste en las instalaciones necesarias para el aprovechamiento de la caída de agua la cual genera energía potencial gravitatoria mediante una turbina-generator. Las centrales hidroeléctricas están conformadas por un embalse o presa la cual se encarga de almacenar el agua, una sala de máquinas en dónde se encuentran los elementos de regulación y control de la central, un alternador o generador el cual se encarga de transformar la energía mecánica en eléctrica, los conductores los cuales llevan el agua desde el embalse a las turbinas. (UMPE, 2015, pág. 26)

Las centrales hidroeléctricas cuentan con diferentes clasificaciones según su capacidad instalada y su forma de operación, entre las cuales se encuentran las picocentrales con una capacidad entre 0.5 y kW, microcentrales entre 5 y 50 kW, minicentrales entre 50 y 500 kW,

hidroeléctricas entre 0.5mW y 20MW y finalmente centrales hidroeléctricas con capacidad mayor a 20MW. Por otra parte se clasifican por el tipo entre las cuales está la central de agua fluyente en la que no existe una reserva de agua y su funcionamiento es cuando la energía es requerida siendo en época de grandes corrientes donde puede generar más energía y en época de sequía es casi nula la producción, centrales con embalse o regulación las cuales, el embalse permite regular la cantidad de agua que pasa por las turbinas y de esta manera acomodarse más a la demanda de energía en cada momento, centrales de acumulación por bombeo, este tipo de centrales consiste en dos embalses uno superior al otro con una diferencia de altura considerable su funcionamiento consta de bombear el agua del embalse inferior al superior en las horas en donde la demanda de energía es menor y en las horas donde es mayor por medio de las tuberías permitir que el agua descienda y así genere la energía, finalmente las centrales mareomotriz la cual construye un embalsa para retener el agua cuando la marea sube para posteriormente tener el mismo funcionamiento de una central con embalse, el movimiento de las olas también produce energía. (UMPE, 2015, pág. 28)

### **7.3. Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo**

Consiste en una central la cual cuenta con dos embalses, uno en la parte superior al otro, tiene como objetivo satisfacer la necesidad de demanda de electricidad en las horas donde el consumo es mayor. Funciona según los picos de alta y baja demanda de la comunidad, siendo en las horas en las que más electricidad se necesita y el precio es más alto el momento en donde permite que el agua almacenada en el embalse superior descienda por las tuberías de conducción(aquí debe existir una chimenea de equilibrio) hasta la casa de máquinas en la cual las turbinas convierten la energía potencial en mecánica y a su vez lo generadores pasan la energía a los transformadores los cuales se encargan de distribuir la energía en cables de alta tensión, finalmente el canal de

desagüe lleva el agua utilizada al embalse inferior hasta que la demanda de energía este baja y su precio sea el menor posible del día para que pueda ser implementada la energía eléctrica y utilizarla ahora en potencial para poder llevar el agua del embalse inferior al superior y almacenar el agua que posteriormente tendrá el mismo ciclo. (Trombotto, pág. 6)

#### **7.4. Mercado eléctrico colombiano**

El mercado eléctrico se encuentra estructurado por las entidades que producen la energía, aquellas que las transporta, vendedores, entes que coordinan lo anterior, antes encargados de establecer las políticas generales, normas correspondientes y finalmente quien vigilada que todo se cumpla. El mercado está dividido en consumidores regulados los cuales son personas naturales o jurídicas que se encuentran sujetas a las tarifas de la comisión de regulación de energía y gas y en consumidores no reguladas los cuales presentan un consumo superior a 2 MW, estos consumidores negocian libremente los costos directamente con las entidades productoras de energía. (Creg, 2017)

El mercado funciona a través de las bolsas en donde a diario se realizan subastas con el objetivo de definir el precio del próximo día y a horarios distintos el precio de la energía, cada día antes se envía la información de la oferta del precio del próximo día, la disponibilidad horaria para la misma para poder determinar el diferencial del precio entre horas.

Los agentes mediadores se encargan de realizar disponer de la energía ya sea a disposición de la bolsa o en contratos de mediano plazo los cuales consisten en suministrar con regularidad cierta demanda energética. Son varios los factores que entran al momento de definir los precios y disponibilidad de las centrales según las diferentes otras, entre esos factores se encuentra el CxC el cual es un cargo por confiabilidad que tienen algunas empresas por el compromiso de proporcionar cierta cantidad de energía, otro factor importante son los agentes regulatorios los



cuales no permiten subidas o bajadas incoherentes de los valores a las diferentes horas y días de la semana.

## 8. MARCO LEGAL

Norma	Descripción
Ley 1715 de 2014 Congreso de la republica	“La presente ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético”
Ley 142 de 1994 Congreso de la republica	Garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios. Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios. Atención prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas en materia de agua potable y saneamiento básico. Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan. Prestación eficiente. Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.
Ley 143 de 1994 Congreso de la republica	La presente Ley establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, que en lo sucesivo se denominarán actividades del sector,

	en concordancia con las funciones constitucionales y legales que le corresponden al Ministerio de Minas y Energía.
Ley 855 de 2003 Congreso de la republica	Para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional, SIN.
Ley 697 de 2001 Congreso de la republica	El Estado debe establecer las normas e infraestructura necesarias para el cabal cumplimiento de la presente ley, creando la estructura legal, técnica, económica y financiera necesaria para lograr el desarrollo de proyectos concretos, URE, a corto, mediano y largo plazo, económica y ambientalmente viables asegurando el desarrollo sostenible, al tiempo que generen la conciencia URE y el conocimiento y utilización de formas alternativas de energía.

Tabla No 3. Marco legal.

## 9. MARCO GEOGRAFICO

### 9.1. Recurso hídrico en Colombia

Una vez descritas las características de las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo es necesario analizar en qué condiciones se encuentra el recurso hídrico en el país.

Colombia es el país con la mejor riqueza hídrica según *Prevencionar*. Ya que en el país se puede contar con al menos seis tipos diferentes de aguas, las cuales son: aguas lluvias, superficiales, subterráneas, termo minerales, oceánicas y marinas y finalmente las aguas provenientes de los glaciares. (Prevencionar, 2018)

El país cuenta con uno de los ríos más importantes de Sur América, el río Magdalena el cual atraviesa el país de sur a norte, es una fuente importante tanto para el abastecimiento de agua para consumo, fines agrícolas, industriales entre otros como para el caso de la producción de energía eléctrica como es el caso de la central hidroeléctrica de Betania ubicada en los municipios de Campoalegre, Gigante, Hobo, Palermo y Yaguará del departamento del Huila. (UNAL, 2020)

La ubicación geográfica de Colombia, las condiciones geográficas de su tierra y diferencias de alturas; le permite tener al país una precipitación anual promedio de más de 3.000 mm, cifra la cual es significativa si se compara con el promedio mundial el cual corresponde a 900mm promedio anual o incluso en comparación con Sur América con su 1.600mm de promedio anual de precipitaciones. Colombia cuenta con un buen recurso hídrico del que se ha sacado provecho a lo largo de la historia del país para la producción de energías por medio de las alternativas renovables y es un recurso el cual a futuro aún se puede sacar grandes beneficios. (Prevencionar, 2018)

La riqueza de Colombia se ve reflejada en la red superficial que recorre todo el país, las condiciones de buen almacenamiento de las aguas subterráneas, una buena cantidad de cuerpos lenticos de agua como son los lagos, humedales y pantanos del país, la presencia de montañas de gran altura que contienen paramos los cuales funcionan como reservorios. Todos estos factores climatológicos y de ubicación geográfica hacen que Colombia sea un país con un gran potencial hídrico.

Las zonas geográficas más importantes para el recurso hídrico son: el nudo de Almaguer o también conocido como el macizo colombiano, nudo de los pastos ubicado en el departamento de Nariño, cerro de Coromoto ubicado en la cordillera occidental de país, nudo de paramillo en el departamento de Antioquia y Córdoba, páramo de Sumapaz situado en el departamento de Cundinamarca, paramo de Guachaneque en la cordillera oriental al norte del departamento de Cundinamarca, nudo de San Turban situado en Santander y finalmente la sierra nevada de Santa Marta entre los departamentos de Cesar, Magdalena y Guajira. (Prevencionar, 2018)

## 9.2. Zonificación hidrografía de Colombia

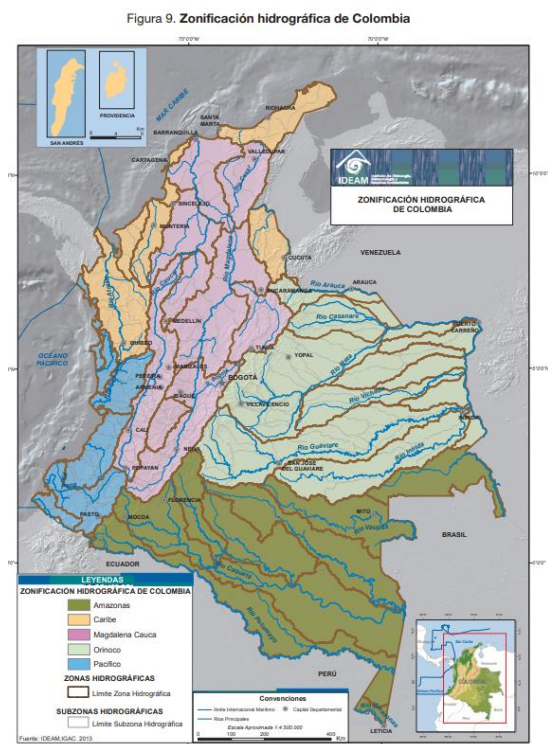


Imagen No 7. Zonificación hídrica de Colombia.

Fuente: (IDEAM, 2019)

AH	NOMBRE AH	ZH	NOMBRE ZH
1	Caribe	11	Atrato-Darién
		12	Caribe-Litoral
		13	Sinú
		15	Caribe-La Guajira
		16	Catatumbo
		17	Islas del Caribe
		2	Magdalena-Cauca
22	Saldaña		
23	Medio Magdalena		
24	Sogamoso		
25	Bajo Magdalena-Cauca-San Jorge		
26	Cauca		
27	Nechí		
28	Cesar		
29	Bajo Magdalena		
3	Orinoco		
		32	Guaviare
		33	Vichada
		34	Tomo
		35	Meta
		36	Casanare
		37	Arauca
		38	Orinoco Directos
		39	Apure
		4	Amazonas
42	Vaupés		
43	Apaporis		
44	Caquetá		
45	Yari		
46	Caguán		
47	Putumayo		
48	Amazonas - Directos		
49	Napo		
5	Pacífico		
		52	Patía
		53	Tapaje-Dagua-Directos
		54	San Juan
		55	Baudó-Directos Pacífico
		56	Pacífico-Directos
		57	Islas del Pacífico

Imagen No 8. Zonificación hídrica en Colombia por región.

Fuente: (IDEAM, 2019)

### 9.3. Capacidad instalada en Colombia

La riqueza del recurso hídrico en Colombia es bien aprovechada para la producción de energías con alternativas de fuentes renovables, y este se evidencia en el porcentaje que aporta en la matriz eléctrica colombiana como se observa a continuación.

Tecnología/Recurso	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Capacidad Efectiva Neta [%]
ACPM	1,240.0	7.00%
AGUA	12,258.4	69.18%
BAGAZO	142.7	0.81%
BIOGAS	4.0	0.02%
CARBON	1,727.0	9.75%
COMBUSTOLEO	309.0	1.74%
GAS	1,703.3	9.61%
JET-A1	44.0	0.25%
MEZCLA GAS - JET-A1	264.0	1.49%
RAD SOLAR	9.8	0.06%
VIENTO	18.4	0.10%
<b>Total general</b>	<b>17,720.5</b>	<b>100%</b>

Imagen No 9. Capacidad instalada por tecnología y recurso.

Fuente: (UPME, 2018, pág. 1)

TIPO PLANTA/COMBUSTIBLE	GENERACION GWh/MES	PARTICIPACION %
<b>PLANTAS MAYORES</b>	<b>5,464.5</b>	<b>90.98%</b>
<b>HIDRAULICA</b>	<b>4,682.8</b>	<b>77.97%</b>
AGUA	4,682.8	77.97%
<b>TERMICA</b>	<b>781.7</b>	<b>13.01%</b>
ACPM	79.3	1.32%
BAGAZO	0.0	0.00%
CARBON	197.6	3.29%
COMBUSTOLEO	21.1	0.35%
GAS	482.1	8.03%
JET-A1	0.1	0.00%
MEZCLA GAS -JET A1	1.5	0.02%
<b>PLANTAS MENORES</b>	<b>541.7</b>	<b>9.02%</b>
<b>EOLICA</b>	<b>5.7</b>	<b>0.10%</b>
VIENTO	5.7	0.10%
<b>HIDRAULICA</b>	<b>368.9</b>	<b>6.14%</b>
AGUA	368.9	6.14%
<b>TERMICA</b>	<b>97.0</b>	<b>1.61%</b>
BIOGAS	0.3	0.00%
CARBON	0.1	0.00%
GAS	96.6	1.61%
<b>COGENERADOR</b>	<b>69.9</b>	<b>1.22%</b>
BAGAZO	69.1	1.20%
CARBON	0.7	0.01%
GAS	0.2	0.00%
<b>SOLAR</b>	<b>0.2</b>	<b>0.00%</b>
RAD SOLAR	0.2	0.00%
<b>TOTAL</b>	<b>6,006.2</b>	<b>100.00%</b>

*Imagen No 10. Participación según tecnología y recurso en Colombia*

Fuente: (UPME, 2018, pág. 4)

Colombia es un país que cuentan con una gran cantidad de recursos que utiliza para generar energía eléctrica, teniendo una conformación tanto de fuentes renovables como de quema de combustibles y fuentes no renovables. Según la imagen No 9 Se presenta la generación de GWh por mes y el porcentaje de su participación en la matriz eléctrica colombiana, Esta participación está dividida en plantas mayores y menores en donde se evidencia un mayor aporte en ambos tipos de plantas por parte del recurso hídrico, siendo un 77.97% de participación en plantas mayores y también liderando el porcentaje de plantas menores con 9.02%.

Colombia al ser un país tan rico en el recurso hídrico hace buen uso aprovechando en varias regiones para desarrollar proyectos de producción energías con alternativas de fuentes renovables, A continuación, se describe el aporte por cada región, departamento y tipo de recurso que conforma la capacidad instalada en Colombia.



REGIÓN	ACPM	AGUA	BAGAZO	BIOGAS	CARBON	COMBUSTOLEO	GAS	JET-A1	MEZCLA GAS - JET-A1	RAD SOLAR	VIENTO	Total general
<b>AREA ANTIOQUIA</b>	<b>353.0</b>	<b>4.633.8</b>			<b>9.4</b>							<b>4.996.2</b>
ANTIOQUIA	353.0	4.633.8			9.4							4.996.2
<b>AREA CARIBE</b>	<b>474.0</b>	<b>338.0</b>		<b>2.3</b>	<b>726.7</b>		<b>309.0</b>	<b>1.351.9</b>			<b>18.4</b>	<b>3.220.3</b>
ATLÁNTICO	160.0						127.0	1.242.1				1.529.1
BOLÍVAR	314.0						182.0	109.8				605.8
CÓRDOBA		338.0			437.0							775.0
GUAJIRA					286.0						18.4	304.4
MAGDALENA				2.3								2.3
SUCRE					3.7							3.7
<b>AREA NO DEFINIDA</b>					<b>80.0</b>							<b>80.0</b>
NO DEFINIDO					80.0							80.0
<b>AREA NORDESTE</b>		<b>1.857.7</b>			<b>660.0</b>		<b>344.2</b>		<b>264.0</b>			<b>3.125.9</b>
BOYACÁ		1.019.7			332.0		9.7					1.361.4
CASANARE							167.5					167.5
NORTE SANTANDER					328.0							328.0
SANTANDER		838.0					167.0		264.0			1.269.0
<b>AREA ORIENTAL</b>		<b>2.190.5</b>	<b>21.5</b>	<b>1.7</b>	<b>224.0</b>		<b>2.4</b>					<b>2.440.1</b>
BOGOTÁ D.E.		4.4		1.7								6.1
CUNDINAMARCA		2.186.1			224.0		2.4					2.412.5
META			21.5									21.5
<b>AREA SUROCCIDENTAL</b>	<b>413.0</b>	<b>3.238.4</b>	<b>121.2</b>		<b>26.9</b>		<b>4.8</b>	<b>44.0</b>		<b>9.8</b>		<b>3.858.1</b>
CALDAS		606.0						44.0				650.0
CAUCA		352.7	29.9		17.0							399.6
HUILA		947.1										947.1
NARIÑO		23.0										23.0
PUTUMAYO		0.5										0.5
QUINDÍO		4.3										4.3
RISARALDA		28.4	15.0									43.4
TOLIMA		204.2					3.8					208.0
VALLE DEL CAUCA	413.0	1.072.3	76.3		9.9		1.0			9.8		1.582.3
<b>Total general</b>	<b>1.240.0</b>	<b>12.258.4</b>	<b>142.7</b>	<b>4.0</b>	<b>1.727.0</b>	<b>309.0</b>	<b>1.703.3</b>	<b>44.0</b>	<b>264.0</b>	<b>9.8</b>	<b>18.4</b>	<b>17.720.5</b>

*Imagen No 11 Capacidad instalada en cada región según cada recurso.*

Fuente: (UPME, 2018, pág. 2)

Según la imagen No 11 se evidencia la gran participación que tiene el recurso hídrico en el país destacando el “área de Antioquia” la cual es el departamento que cuenta con un mayor aporte a la matriz eléctrica colombiana, es por esto que se decide buscar en los embalses ya existentes uno el cual cumpla con las características necesarias para desarrollar una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo. Se selecciona el departamento de Antioquia para la búsqueda del embalse inferior ya que este cuenta con una mayor capacidad instalada de MG en el recurso hídrico, una mayor cantidad de embalses y unas mejores condiciones topográficas.

#### **9.4. Embalses en Colombia- Antioquia**

Actualmente Colombia cuenta con 23 embalses, 10 ubicados en el departamento de Antioquia, 7 en la región central, 3 embalse aporta la región oriental y finalmente el departamento del valle tiene 3 embalses más para conformar el total de embalses en Colombia.

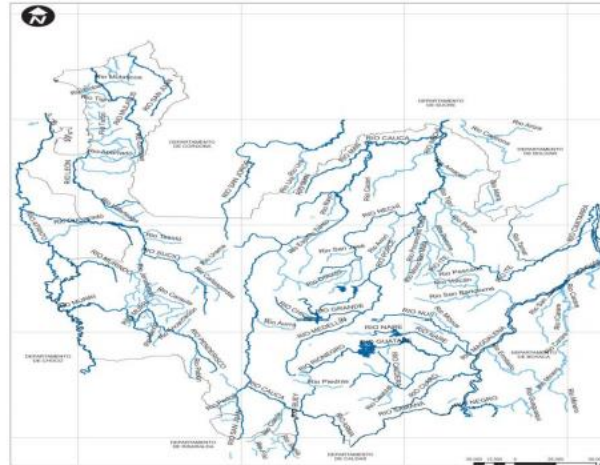
Se decide buscar un embalse en el departamento de Antioquia ya que es en el departamento que cuenta con mayor aporte a Colombia tanto en capacidad instalada como en número de embalses.

Región	Planta	Embalse
Antioquia	Miel I	Amani
Antioquia	Guatrón	Miraflores
Antioquia	Guatapé	Peñol
Antioquia	Playas	Playas
Antioquia	Porce II	Porce II
Antioquia	Porce III	Porce III
Antioquia	San Carlos	Punchiná
Antioquia	La Tasajera	Riogrande2
Antioquia	Jaguas	San Lorenzo
Antioquia	Guatrón	Troneras
Caribe	Urra	Urra1
Centro	Pagua	Agregado Bogotá
Centro	Betania	Betania
Centro	El Quimbo	El Quimbo
Centro	Pagua	Muna
Centro	Prado	Prado
Centro	Sogamoso	Topocoro
Oriente	Pagua	Chuza
Oriente	Chivor	Esmeralda
Oriente	Guavio	Guavio
Valle	Albán	Altoanchicaya
Valle	Calima	Calima 1
Valle	Salvajina	Salvajina

*Imagen No 12. Embalses en Colombia por región.*

Fuente: (XM, 2020)

Tabla de los embalses existentes en Colombia con su planta y la región en donde se encuentra ubicado.



*Imagen No 13. Mapa hidrográfico del departamento de Antioquia.*

Fuente: (Castiblanco, 2017, pág. 41)

El departamento de Antioquia cuenta una gran cantidad del recurso hídrico y es por esto que es quien más provecho le saca al recurso hídrico en Colombia y se ve reflejado tanto en la cantidad de embalses, centrales hidroeléctricas y el aporte a la matriz eléctrica para satisfacer la demanda energética del país.

### **9.5. Embalse Porce II Antioquia**

El proyecto es construido por la empresa de Medellín EMP, Este embalse se encuentra ubicado entre los municipios de Amalfi, Anori; Yolombo y Gómez Plata. El embalse tiene una capacidad de 142.7 millones de metros cúbicos, sin embargo, cuenta solamente con 127 millones de metros cúbicos disponibles para su aprovechamiento (volumen útil)

La central hidroeléctrica Porce II Juan Guillermo Penamos, está ubicada en el noreste del departamento de Antioquia a 120 kilómetros de la capital del departamento; La fuente principal que alimenta el embalse es el río Porce, este río en su nacimiento en el municipio de San Miguel, recibe el nombre de río Medellín. (Sierra, 2013, pág. 21)

En el embalse se encuentra una central hidroeléctrica en la cual los vertimientos y descargas del embalse se utilizan para a producción de energía. La central aprovecha un

caudal de 113.6 metros cúbicos por segundo para la producción de 1.295 Gw/año. La capacidad instalada de la central que funciona por caída del agua retenida en una represa hecha en concreto con una altura de 118 metros es de 405 MW.



*Imagen No 14. Fotografía del embalse Porce ii*

Fuente: Google Earth

*Embalse de Porce II*



*Imagen No 15. Represa de embalse Porce ii.*

Fuente: Google Earth

*Represa de Porce II*

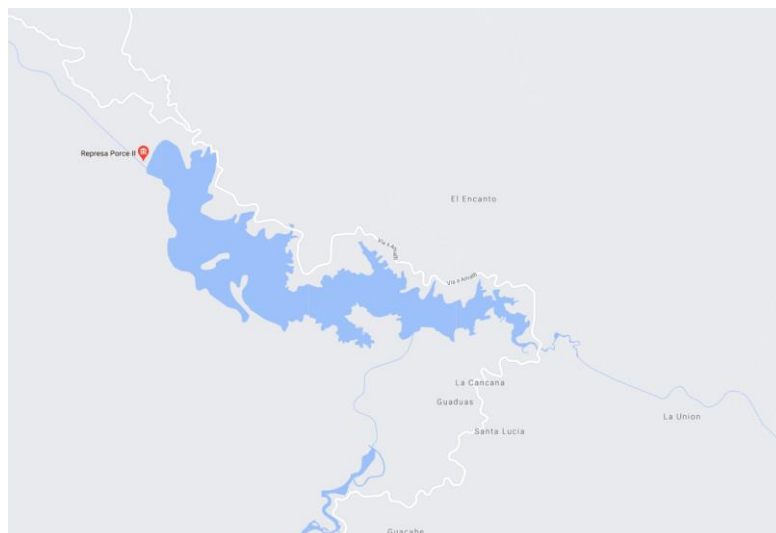


Imagen No 16. Mapa de embalse Porce ii.

Fuente: de Google Maps

El embalse de Porce II tiene la capacidad de almacenar 142 millones de metros cúbicos ( $m^3$ ) de los cuales solamente se pueden utilizar 127 millones de  $m^3$ , es decir un 89.4 % del agua almacenada del embalse se puede utilizar y el otro 11.6% se mantiene siempre en el embalse.

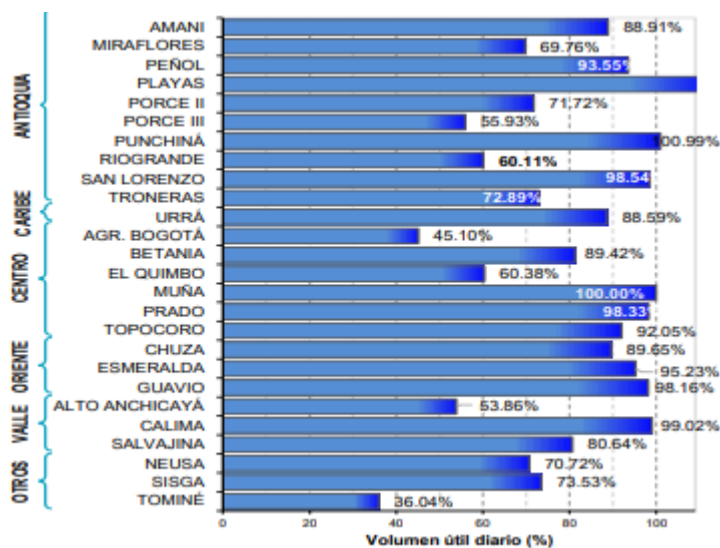


Imagen No 17. Porcentaje del volumen útil en el embalse de cada central.

Fuente: (Castiblanco, 2017, pág. 45)

En la imagen anterior se muestra el porcentaje que utiliza el embalse de Porce II para la producción de la energía por medio de la presa. Se utiliza un 71.72%, del volumen del embalse; por lo tanto, el volumen estaría representado de esta manera, 71.72 % uso para la producción de energía, 11.6% de cantidad de agua no aprovechable, lo que queda un 11.6 % que se puede aprovechar para desarrollar el proyecto de la central hidroeléctrica de bombeo.

Para la selección del volumen para desarrollar el embalse superior, se determinó no utilizar un porcentaje mayor a una tercera parte del embalse ya existente.

## 9.6. Cuenca Hidrográfica del río y embalse Porce II

### 9.6.1. Río Porce II

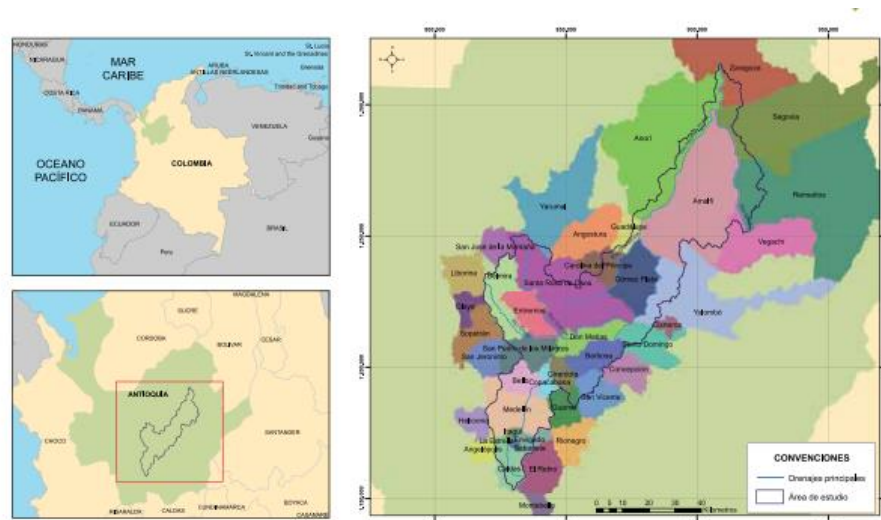


Imagen No 18. Ubicación de la cuenca del embalse Porce ii

Fuente: (Uribe, 2013, pág. 8)

Ubicación de la cuenta del río Porce dos sobre la cordillera central de Colombia en el departamento de Antioquia, la cuenca del río involucra 29 municipios algunos incluidos parcialmente y otros en su totalidad El río Porce se encuentra dividido en tres tamos, alto, medio y bajo; en el tramo medio del río se encuentra ubicado el embalse y la hidroeléctrica Porce II como se ve en la figura.

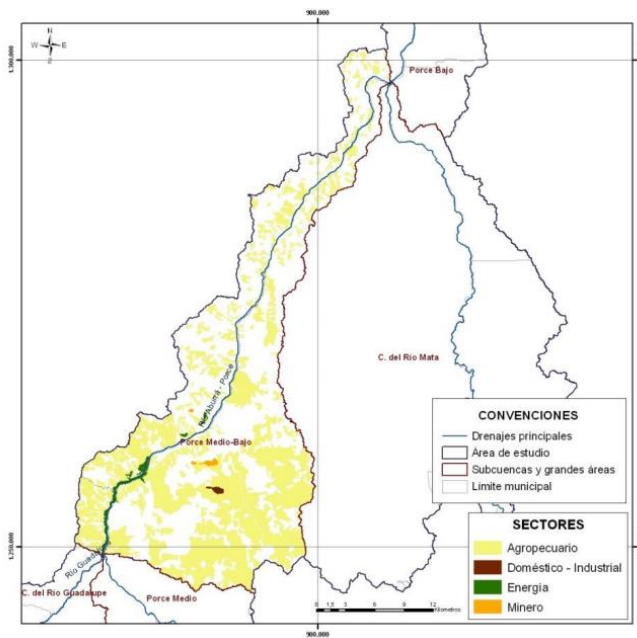


Imagen No 19. Causa del río Porce ii en la cuenca del embalse

Fuente: (Ochoa, 2013, pág. 71)

Cause del rio Porce en su zona media, en la mitad del recorrido del rio Porce se encuentra ubicado el embalse de Porce 2 como se ven en la figura.

### 9.6.2. Isoyetas embalse de Porce 2

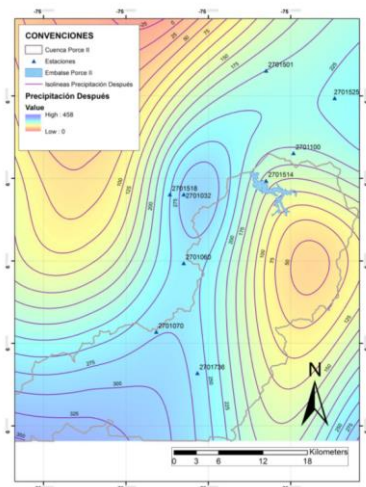
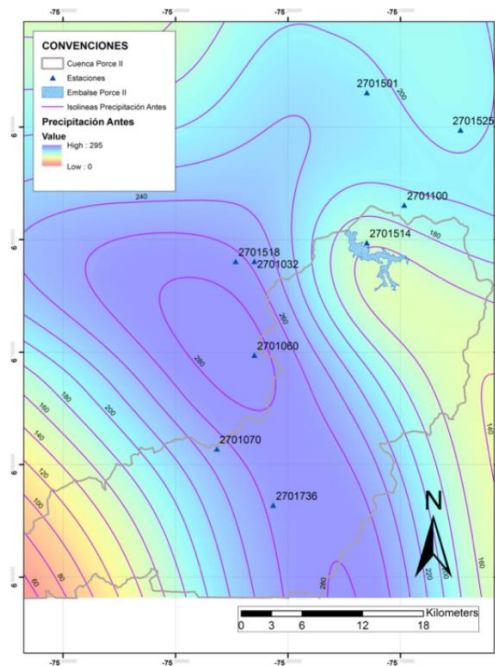


Imagen No 20. Isoyeta 1 de cuenca Porce ii

Fuente: (Alajandro, 2019)

### *Isoyetas embalse Porce 2*



*Imagen No 21. Isoyeta 2 de cuenca Porce ii.*

Fuente: (Alajandro, 2019)

El resultado del análisis de las isoyetas arroja el valor de las precipitaciones en la zona que corresponde al embalse de Porce II teniendo un promedio máximo de 336.8 mm.

(Alajandro, 2019)

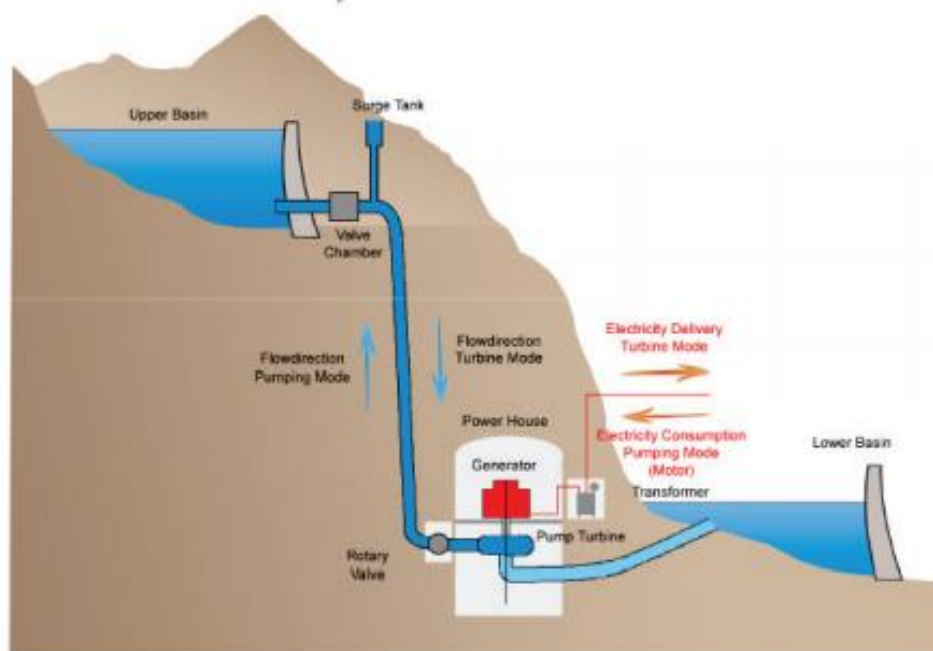


## **10. MARCO CONCEPTUAL**

### **10.1.1. Características de un CHB**

La principal característica de una Central hidroeléctrica de bombeo son sus dos embalses, uno en la parte superior al otro, tiene como objetivo satisfacer la necesidad de demanda de electricidad en las horas donde el consumo es mayor. Funciona según los picos de alta y baja demanda de la comunidad, siendo en las horas en las que más electricidad se necesita y el precio es más alto el momento en donde permite que el agua almacenada en el embalse superior descienda por las tuberías de conducción hasta la casa de máquinas en la cual las turbinas convierten la energía, finalmente el canal de desagüe lleva el agua utilizada al embalse inferior.

Es importante contar con una relación entre distancia vertical y distancia horizontal que cumpla con las condiciones de bombeo ideal la cual habla de la relación distancia horizontal vs distancia vertical no sea mayor a 5, una diferencia de altura mayor a 340 metros así como la central de Ludington o la central la muela con una diferencia de 500 metros, También es importante poder contar con una disponibilidad del recurso hídrico que no esté siendo utilizado para la producción de energía, abastecimiento a las poblaciones cercanas o en actividades agropecuarias. (Iberdrola, 2012, pág. 12)



*Imagen No 22. Partes de una CHB*

Fuente: (Solvang, 2014, pág. 65)

## 10.2. Selección de sitio para desarrollar CHB

### 10.2.1. Embalse inferior

En el embalse de Porce II en su oriente como se ve en la figura, se encuentra la montaña la cual cuenta con las condiciones topográficas para desarrollar las obras para el embalse superior de la central hidroeléctrica de acumulación por bombeo. El embalse se encuentra ubicado en las coordenadas: N 6° 47' 42'', W 75° 08' 6''.



*Imagen No 23. Perfil del embalse Porce ii*

Fuente: Autor sacado de Google Earth

Perfil de embalse Porce II con ubicación de la montaña a CHB

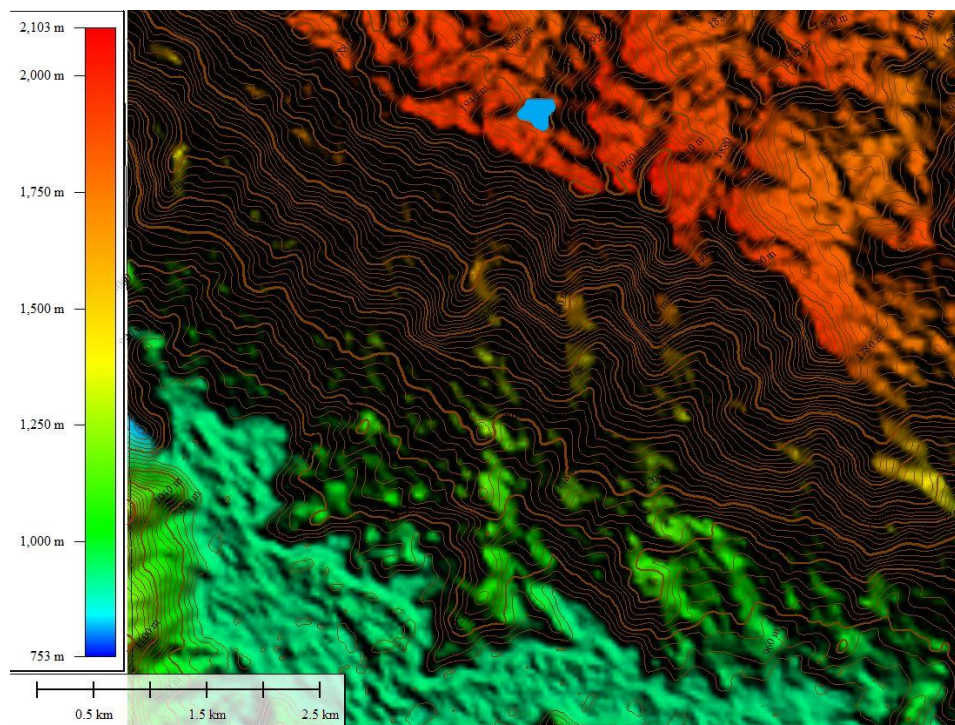
### **10.2.2. Embalse superior**

Vista del terreno sobre el cual se propone la construcción del embalse superior, este lugar se encuentra ubicado en las coordenadas N 6° 49' 48'', W 75° 06' y 37''.



*Imagen No 24. Perfil embalse superior*

Fuente: Autor sacado de Google Earth

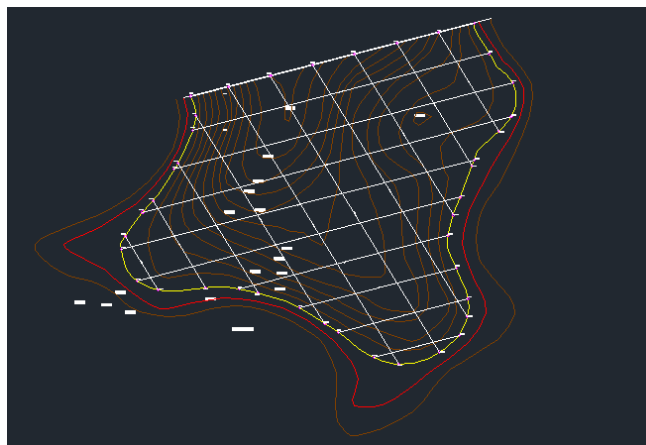


*Imagen No 25. Diferencia de altura en ambos embalses*

Fuente: Autor sacada de GlobalMapper

## 11. DESARROLLO DE METODOLOGÍA

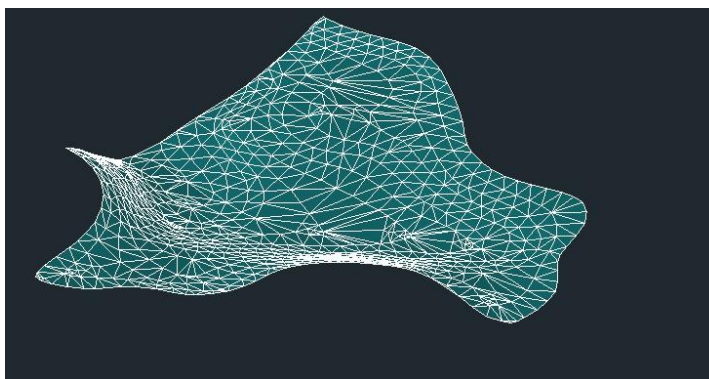
### 11.1. Volumen del Embalse superior



*Imagen No 26. Planta del embalse superior*

Fuente: Autor en civil 3D

Vista en planta del embalse superior con sus cotas y la ubicación de los cortes en ambas direcciones, ver cada corte en el anexo 3



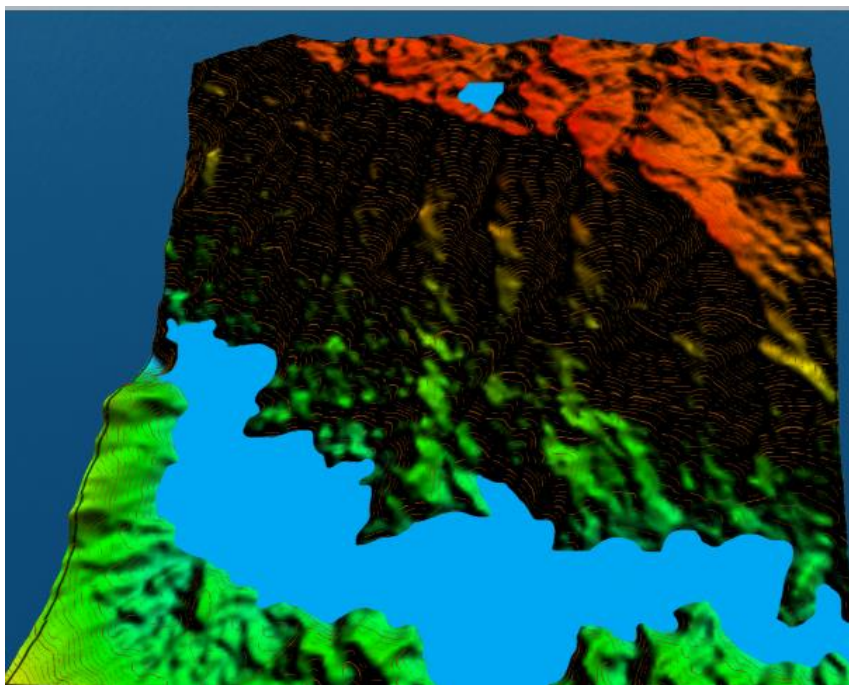
*Imagen No 27. Modelo 3D de topografía embalse superior*

Fuente: Autor en Civil 3D

Desde el programar de Google Earth pro se exporta el terreno con coordenadas al programa GlobalMapper desde el cual se generan las curvas de nivel cada 2 metros en el espacio donde se va a ubicar el embalse superior posteriormente la curvas de civil se

exportan a civil 3 de en donde se delimita hasta donde va a ir el embalse y se propone el eje para la represa la cual permite el almacenamiento en el terreno ya existente.

Se realizan los cortes en ambas direcciones para determinar el área y volumen tanto de las curvas de nivel en planta como en cada perfil. Ver el anexo 3 en donde están los perfiles de todos los cortes para el cálculo del volumen del embalse, se determinó un volumen de 5.2 millones de metros cúbicos los cuales llegan hasta la altura de la cota amarilla, también se delimita la cota sobre la cual se va a realiza el muro o dique de la represa, siendo la cota roja la cual se dejó de 4 metros de borde libre para poder soportar la crecida del volumen del embalse por el aumento en las precipitaciones.



*Imagen No 28. Embalse inferior y embalse superior*

Fuente: Autor en GlobalMapper

## 11.2. Represa del embalse superior

Perfil para construcción de represa

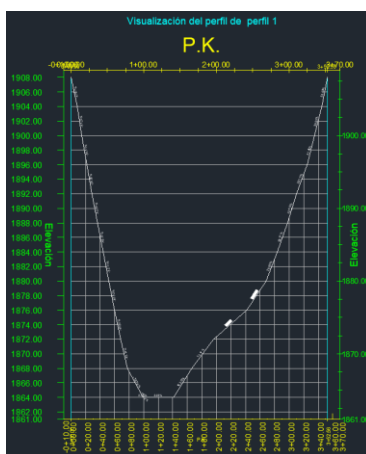


Imagen No 29. Perfil del embalse inferior en el sitio de la represa

Fuente: Autor en Civil 3D

Perfil del terreno en donde se propone construir la represa, con este perfil se determina la altura máxima y la longitud que tendrá la represa. la altura máxima corresponde a la diferencia de altura que hay entre el fondo del canal y la cota correspondiente a la altura máxima del embalse, la altura máxima está compuesta por la lámina de agua que tiene el volumen del diseño más los 4 metros de borde libre que se dejan para el aumento posible que pueda llegar a tener. La cota más alta corresponde a la cota del borde libre es de 1912m y la parte más profunda del terreno es 1860.4m lo que deja una diferencia y altura de la represa de 51.6m

## 11.3. Función de las represas

Conjunto de obras civiles con la finalidad de detener o desviar el curso natural de una cuenca hidrográfica, consiste en una construcción de un muro (dique) el cual evita que el agua hasta una altura determinada y de esta forma se comienza a llenar la zona de aguas arriba que con

anterioridad se determinó que se va a inundar con el aumento de la lámina de agua. (Rosenberg, n.d., págs. 127-148)

Tipos de represas

### ***11.3.1. Por Gravedad***

Consiste en un muro el cual en parte correspondiente al almacenamiento del agua tiene una forma vertical mientras aguas abajo es sostenido por una superficie triangular, toda la estructura tiene forma de triángulo cuasirectangular; funciona principalmente por el rozamiento del cuerpo de la presa con el terreno, el peso propio de la estructura evita que la fuerza del agua desplace la base del muro. (Pastran, 2010)

### ***11.3.2. Por Arcos***

La construcción de un muro en forma de arco el cual funciona bajo el concepto anti funicular, este tipo de diques tienen gran resistencia gracias a su forma de arco, el cual reparte la carga de forma radia y uniformemente, este tipo de arco trabaja únicamente a cargas axiales. (Pastran, 2010)

### ***11.3.3. Aligeradas o de contrafuertes***

Funcionamiento similar a los diques de gravedad, consiste en una cabeza o corona junto con el dique hecho en concreto el cual está apoyado sobre un terreno natural, este muro esta sostenido por unas colas las cuales son los pilotes del muro y transmiten la carga de forma inclinada al terreno de aguas abajo para sostener la carga producida por el empuje de la tierra. (Pastran, 2010)

## **11.4. Predimensionamiento de presa del embalse superior**

Para el pre dimensionamiento de la represa se decide utilizar una por gravedad



### **11.4.1. Coronamiento.**

Corresponde a la parte superior de la represa y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$b = (-36 * H^{-0.2}) + 25$$

$$W = (1 + F) * b$$

(Gonzales, 2019)

Donde f Factor de sismicidad, se selecciona un factor alto de 0.25

W ancho de coronamiento

H altura máxima de represa

$$b = (-36 * 51.6^{-0.2}) + 25$$

$$b = 8.64$$

$$W = (1 + 0.25) * 8.156$$

$$W = 10.8m$$

(Gonzales, 2019)

Se determina un ancho de coronamiento de 11 metros.

### **11.4.2. Ancho de base de la represa**

Para el ancho de la base se determina el rango entre el 75% y el 85% de la distancia de la altura máxima de la represa. Se utiliza el punto medio y se aproxima a la medida constructiva más cercana.

$$\text{Ancho de base represa} = 0.8 * 51.6$$

$$\text{Ancho de base represa} = 41.28$$

Se determina un ancho de represa de 41.5 m

### 11.4.3. *Inclinación de represa*

Para determinar la inclinación de la represa según debe estar entre el  $50^\circ$  y  $65^\circ$ , se decide utilizar  $55^\circ$  ya que los grados superiores pasan la altura máxima de la represa a la distancia de 51.6 m

Dimensiones establecidas para la presa por gravedad el embalse

<b>Altura presa</b>	51,6 m
<b>ancho coronación</b>	11m
<b>Ancho base</b>	41,5m
<b>Angulo inclinación</b>	$55^\circ$

Tabla No 4. Dimensiones de la represa.

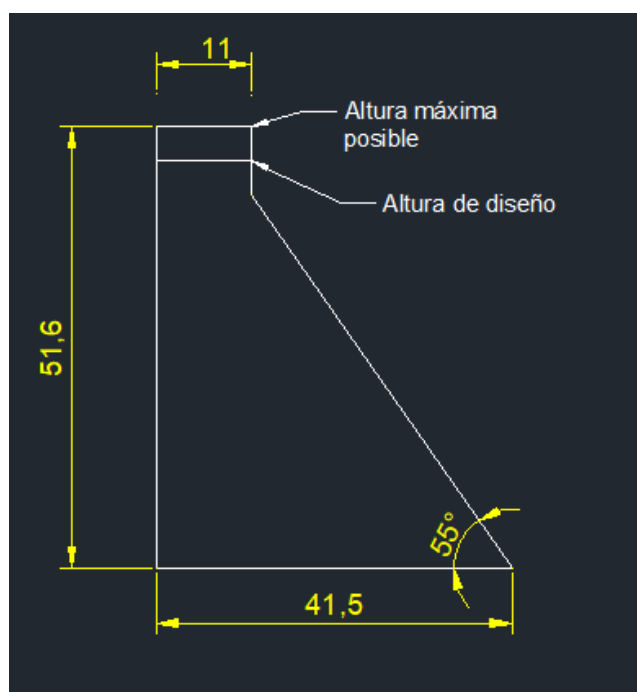


Imagen No 30. Perfil de predimensionamiento de dique por gravedad.

Fuente: Autor de AutoCAD

### 11.5. Análisis para el Cálculo del volumen útil en el embalse superior

<b>Volumen embalse inferior total millones de metros cúbicos</b>	142
<b>Volumen útil millones de <math>m^3</math></b>	127
<b>Volumen ecológico millones de <math>m^3</math></b>	15
<b>% útil ecológico</b>	10,56%
<b>Volumen utilizado por la hidroeléctrica ya existente millones de <math>m^3</math></b>	101.85
<b>%volumen utilizado por hidroeléctrica ya existente</b>	71,72%
<b>Volumen no utilizado del embalse inferior millones de <math>m^3</math></b>	25.157
<b>%volumen restante por aprovechar</b>	17,72%

Tabla No 5 Análisis de volumen embalse inferior

En la tabla No 5 se determina el volumen disponible para utilizar en el embalse superior, además del porcentaje de volumen no útil que se dejara para el embalse superior. Al volumen obtenido por las curvas de nivel en el terreno planteado anteriormente, se le restará el mismo porcentaje para el volumen ecológico y no aprovechable para el embalse superior, siendo un 10.56% del volumen que no se utilizará en las turbinas para la producción de energía por medio de la central hidroeléctrica de acumulación por bombeo.

<b>Volumen bruto en <math>m^3</math></b>	<b>% Volumen ecológico</b>	<b>Volumen ecológico no útil en <math>m^3</math></b>	<b>Volumen neto en <math>m^3</math></b>
5'211.062,66	10,56%	550.464,36	4'660.598,3

Tabla No. 6 análisis del volumen embalse superior

En la tabla No 6 se determina el valor del volumen disponible del embalse superior a utilizar para la central. Volumen neto es de 4.660.598 metros cúbicos, con este valor se determinará el caudal para la central el cual depende de la cantidad de horas que estará funcionando la central.

### 11.6. Análisis para el cálculo del tiempo de turbinación

La cantidad de horas de funcionamiento de la central depende de la demanda de electricidad en Colombia por cada en cada hora, siendo los picos horarios en donde mayor demanda se presente las horas en las que la central funciona. Y aquellas horas en donde la demanda sea más baja y a su vez el precio del kW tenga un mayor precio, la central realizará el bombeo.

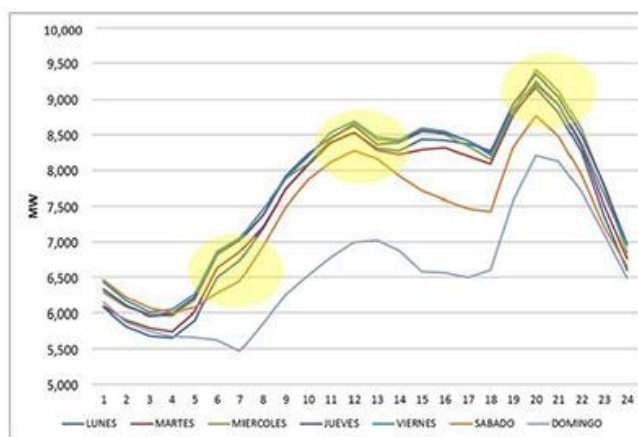


Imagen No 31. demanda por hora y día de la semana en Colombia –tiempo de turbinación

Según los picos de demanda energética en Colombia se determina en qué horas y cuánto tiempo la central debe hacer la terminación para vender la energía y satisfacer la demanda del país. Se realiza lo mismo con el tiempo de bombeo, pero en los valles del gráfico.

CONSUMO DE DEMANDO DE ENERGÍA			
<b>Amanecida</b>	05:00 - 07:00	2 horas	7 horas
<b>Punta uno</b>	11:00 - 13:00	2 horas	
<b>Punta dos</b>	18:00 - 21:00	3 horas	
<b>TIEMPO TOTAL</b>		7 horas	25.200 seg

Tabla No 7 tiempo de turbinación de la central

### 11.7. Análisis para el cálculo del caudal de diseño en las turbinas

Para determinar la potencia requerida en cada una de las turbinas es necesario calcular el caudal que pasa sobre cada tubería. Inicialmente se divide el valor total del volumen útil del embalse superior sobre el tiempo determinado para la turbinación de la central, para

posteriormente dividir el caudal en el número de tuberías que permitan un diámetro de fácil construcción y transporte al sitio.

Es importante determinar un caudal que permita un diámetro adecuado para la construcción y una potencia instalada en las turbinas que sea posible de fabricar o ya exista un referente con capacidad instalada similar.

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

$$Q = \frac{4'660.598m^3}{25.200 s}$$

$$Q = 184,944m^3/s$$

El cual se divide en cuatro tuberías para no obtener un diámetro demasiado grande y una potencia en las turbinas para cada caudal, para determinar el diámetro la tubería se calcula la con la ecuación de Bondshu.

$$D = \sqrt[7]{\frac{5,2 * Q^3}{H}}$$

Donde Q es el caudal por cada tubería

H la altura entre ambos embalses

$$D = \sqrt[7]{\frac{5,2 * 46,24^3m^3/s}{968m}}$$

$$D = 2,45m$$

$$D = 2,5m$$

Se decide utilizar un diámetro de 2,5 metros para facilidad en procesos constructivos

### 11.8. Cálculo de la potencia en las turbinas por tubería

Se determina la potencia instalada para cada una de las tuberías de la central, es necesario realizar el cálculo de dicha potencia ya que el valor de cada una de las tuberías al multiplicarse por el número total será la capacidad instalada de la central CHB y de esta forma poder incluir la cantidad de MW producidos en el mercado eléctrico colombiano para satisfacer la demanda energética en las horas pico del país.

Para el cálculo de la potencia instalada por cada turbina se determina de la siguiente ecuación:

$$PH \text{ (kW)} = \gamma * \eta * H * Q$$

$\gamma$  peso específico del agua

$\eta$  producto de la eficiencia de la turbina (0,85) y del generador (0,95); se asume como 0,8

$H$  corresponde a altura topográfica entre ambos embalses.

$$H = 968m$$

$Q$  Caudal de la tubería

$$PH = 9,81 * 0,8 * 968 * 46,24$$

$$PH = 351.249,3kW$$

$$PH \text{ 351,25MW}$$

Caudal ( $\frac{m^3}{s}$ )	Numero de tuberías	caudal por tuberías ( $\frac{m^3}{s}$ )	Potencia por turbina MW	Potencia total (MW)
184,94	4	46,24	351,25	1404,99

Tabla No 8. Potencia de diseño en las turbinas

## 11.9. Selección de las turbinas (buscar la manera de argumentar la una turbina Francis)

### 11.9.1. Turbinas Hidroeléctricas

Las turbinas consisten un en motor que cumple la función de transformar la energía cinética en energía potencia. Las turbinas toman la energía a partir del impulso con el que llega el agua y es aprovechada esta fuerza. La fuerza dinámica con la que llega el agua es transformada por energía gracias al generado el cual es movido por las aspas de la turbina y posteriormente conducida al sistema de almacenamiento o distribución de energía mediante cables de alta tensión.

### 11.9.2. Tipos de Turbinas.

Turbinas tipo Pelton. Recibe este nombre por su creado, Lester Allen Pelton. Este tipo de turbina consiste en una rueda con cucharas periféricas las cuales aprovechan la energía cinética del agua conducida a través de una tubería y haría girar la rueda la cual está unida al rotor y de esta forma se produce la energía. Este tipo de turbinas se pueden ubicar horizontal o verticalmente.

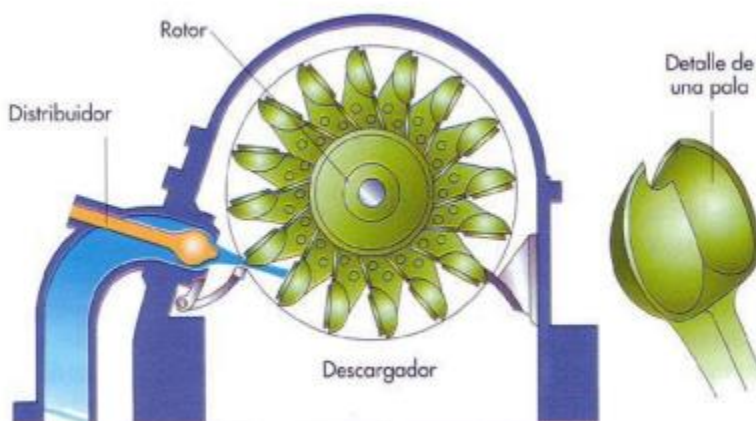


Imagen No 32. Partes de una turbina tipo Pelton

Fuente: (Morán, 2018, pág. 19)

### **11.9.3. Turbinas tipo Francis.**

Este tipo de turbina fue diseñada en 1848 por James B. Francis la cual consiste en una turbomáquina a reacción del flujo mixto “su diseño se encuentra enfocado para una amplia escala de saltos y caudales, que sean capaces de operar en desniveles que pueden ir desde los dos metros hasta cientos de metros. Estas turbinas presentan un diseño hidrodinámico que provoca un alto índice de rendimiento, debido a las bajas pérdidas hidráulicas” (Morán, 2018, pág. 20). Este tipo de turbina al tener un funcionamiento similar a las bombas centrifugas son adecuadas para las centrales reversibles.

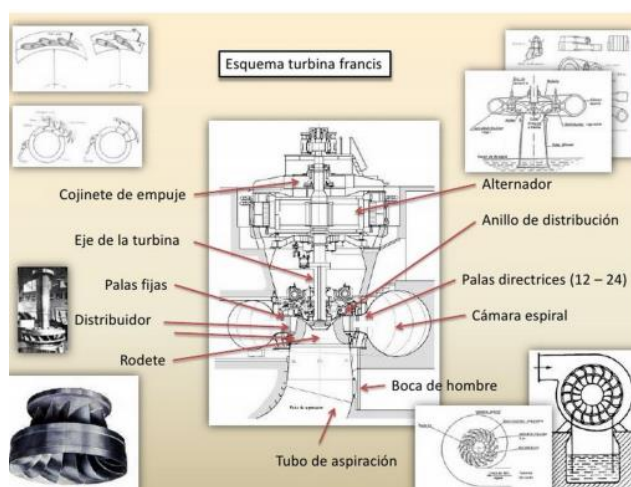


Imagen No 33. Partes de una turbina tipo Francis

Fuente: (Morán, 2018, pág. 22)

### **11.9.4. Turbinas Kaplan.**

Este tipo de turbinas fue diseñado en 1912 por el ingeniero Víctor Kaplan, consiste en una turba con un eje vertical el cual se suele utilizar en rangos de caídas medianos y bajos, sin embargo, si permite caudales grandes (de  $15\text{m}^3/\text{s}$  en adelante). Las turbinas Kaplan funcionan gracias a las amplias palas las cuales se impulsan por la reacción del agua a alta presión al impactar sobre las palas generando el movimiento del generador.



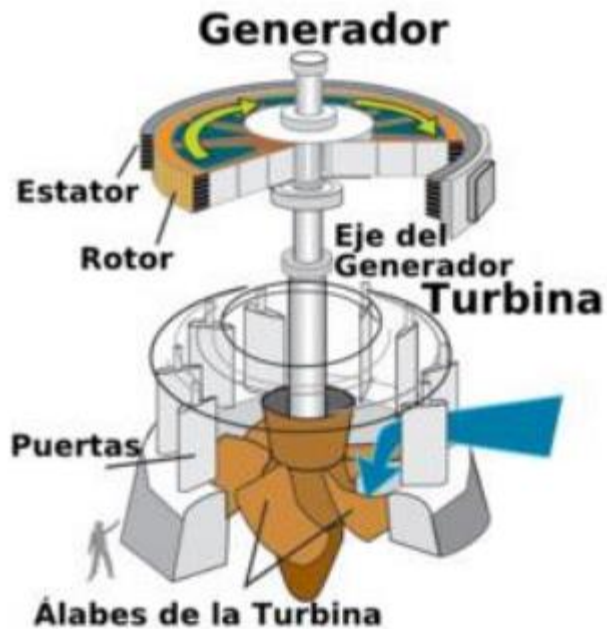


Imagen No 33. Partes de una turbina tipo Kaplan

Fuente: (Morán, 2018, pág. 23)

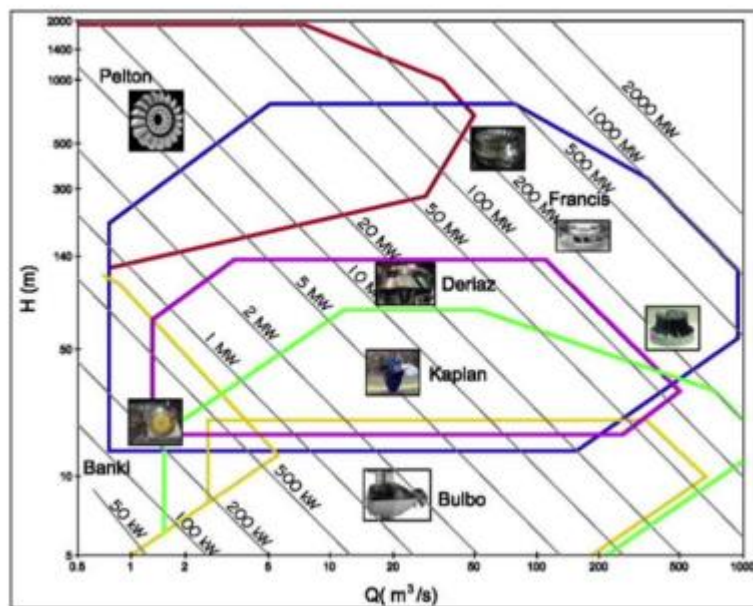


Imagen No 35. tipo de turbina recomendada según su altura y caudal

Fuente: (Pastor, 2019, pág. 20)

Se decide utilizar una turbina tipo Francis ya que se encuentra en el rango de altura en la que están ambos embalses y al tener un funcionamiento similar con las bombas centrífugas se presta para diseñar turbina y bomba en el mismo equipo realizando una integración completa del sistema como se ve en la imagen No.36 , Se requieren cuatro turbinas para las tuberías, cada una con una capacidad de 351,25 MW. Una comparación similar es la central de Bieudron de Suiza la cual tiene una caída de 1883m con 3 turbinas siendo la más grande del mundo con un rendimiento de 423 MW cada una. (Planas, 2018)

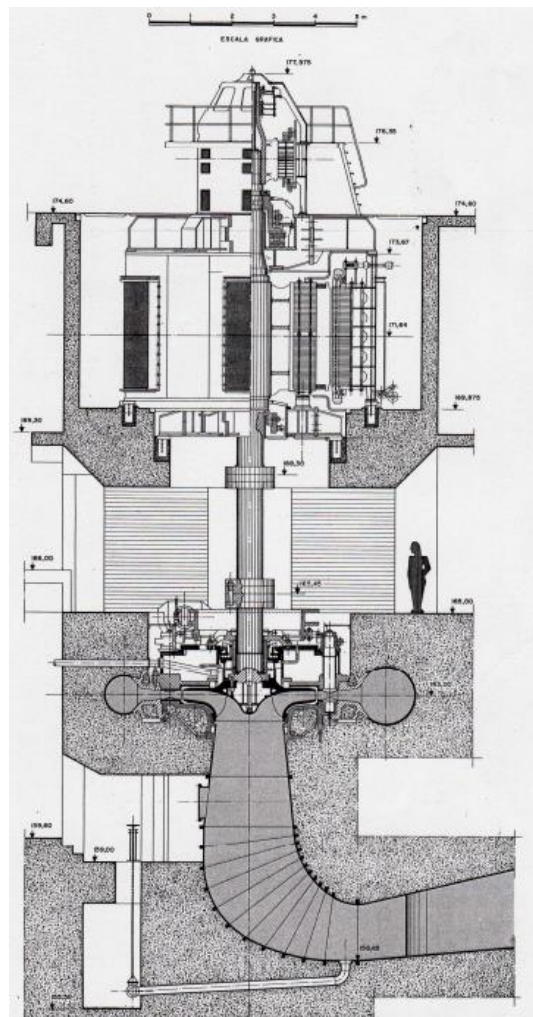


Imagen No 36. conjunto de turbina, bomba y generador.

Fuente: (Moreno, 2012, pág. 66)

En la imagen No. 36 se muestra el conjunto de bomba, turbina y generador que se implementaría en cada una de las cuatro tuberías propuestas.

### 11.10. Predimensionamiento del tubo espiral de la turbina.

Para definir las dimensiones del tubo espiral de la turbina se realiza primero el cálculo del diámetro del rodete de la turbina para cada uno de las tuberías; con este diámetro se pueden determinar las medidas mostradas en la figura No

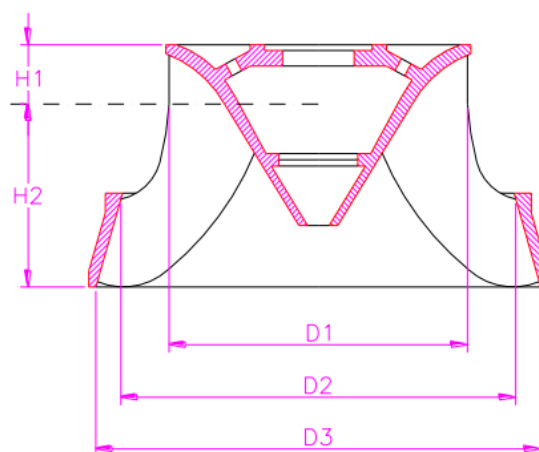


Imagen No 37 Diámetro del rodete de la turbina

Fuente: (Gutiérrez, pág. 5)

$$D_{1e} = \left( 0,293 + 0,0081 * \frac{N\sqrt{Q}}{H^{\frac{3}{4}}} \right) * \frac{60}{\pi * N} * \sqrt{2 * g * H}$$

Ecuación para determinar el diámetro del rodete de cada turbina

Dónde:

N corresponde a la velocidad de rotación de la turbina que para este caso se toma de 600

(rpm)

H altura neta (m)

Q el caudal que transporta la tubería.

g Corresponde a la gravedad

$$D_{1e} = \left( 0,293 + 0,0081 * \frac{600\sqrt{46,23}}{968^{\frac{3}{4}}} \right) * \frac{60}{\pi * 600} * \sqrt{2 * 9,81 * 968}$$

$$D_{1e} = 2,12m$$

Una vez calculado el diámetro del rodete se pueden determinar las dimensiones siguientes cada una de las relaciones en cantidad de veces del diámetro del rodete como se ve en la imagen

No

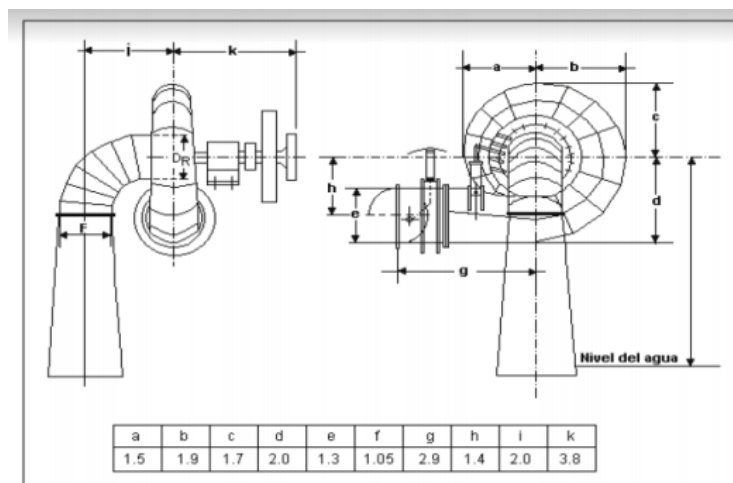


Imagen No.38 Dimensiones de la turbina según diámetro del rodete

Fuente: (Acosta, 2016, pág. 99)

a (m)	b (m)	c (m)	d (m)	e (m)	f (m)	g (m)	h (m)	i (m)	k(m)
3,18	4,03	3,61	4,24	2,76	2,23	6,15	2,97	4,24	8,06

Tabla No.9 Dimensiones de la turbina para cada tubería

### 11.11. Análisis para el cálculo del tiempo de bombeo

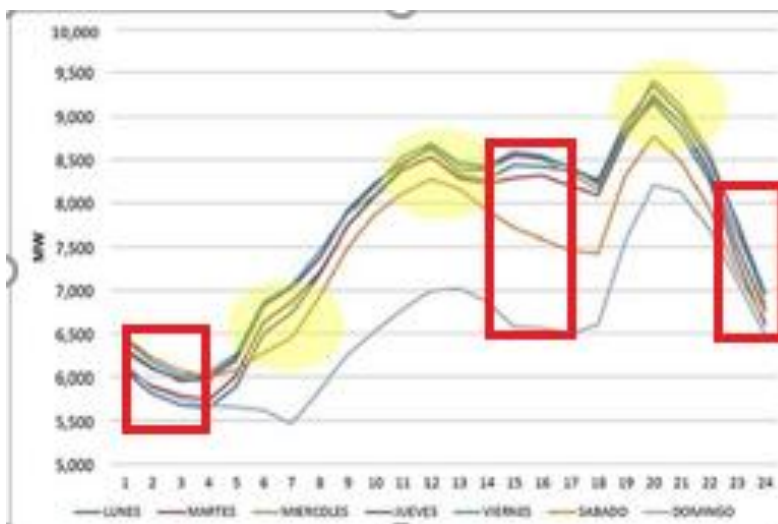


Imagen No 39. demanda por hora y día de la semana en Colombia –tiempo de bombeo

En la imagen No 35. Se analizan los puntos más bajos en donde la demanda no es alta y el precio de kW es menor. Se determinan 8 horas de bombeo repartidas en 2 partes, la primera en horas de la noche y madrugada de 23:00 hasta las 4:00 y e segundo tiempo de bombeo se da entre las 14:00 y las 17:00.

TIEMPO DE BOMBEO			
madrugada	23:00 - 4:00	5 horas	8 horas
tarde	14:00 - 17:00	3 horas	
TIEMPO TOTAL		8 horas	28.800 seg

Tabla No 10. Tiempo de Bombeo de la central.

### 11.12. Análisis para el cálculo del caudal de diseño en las bombas.

Para el cálculo del caudal de diseño en las bombas se toma el valor del volumen útil del embalse superior el cual se divide en la cantidad de tuberías y finalmente se divide en el tiempo de bombeo.

$$Q = \frac{\text{Volumen}}{\text{tiempo}}$$

$$Q = \frac{1'165.149,574 \text{ m}^3}{28800 \text{ s}}$$

$$Q = 40,4566 \text{ m}^3/\text{s}$$

Tiempo de bombeo corresponde a 8 horas por lo tanto el caudal de la tubería corresponde a 40,4566 metros cúbicos por segundo.

Se determina la velocidad por la que el agua recorre la tubería para facilitar los cálculos en las pérdidas de energía en la tubería al momento del bombeo.

$$V = \frac{Q \text{ m}^3/\text{s}}{A \text{ m}^2}$$

Donde:

V corresponde a velocidad del agua en la tubería en m/s

Q corresponde al Caudal por tubería en  $\text{m}^3/\text{s}$

A corresponde al área tubería en  $\text{m}^2$

$$V = \frac{40,4566 \text{ m}^3/\text{s}}{\frac{\pi}{4} 2,5^2 \text{ m}^2}$$

$$V = 8,24 \text{ m/s}$$

### 11.13. Pérdidas de energías para tuberías de bombeo

#### 11.13.1. Número de Reynolds

$$NR = \frac{V * D}{\mu c}$$

D corresponde al diámetro de la tubería en m

V corresponde a la Velocidad del agua en m/s

$\mu c$  corresponde a la viscosidad cinemática del agua en N/ MPa

$$NR = \frac{8,24 * 2,5}{1 \times 10^{-6}}$$

$$NR = 17'916.481,94$$

11.13.2. *Coefficiente de fricción*

$$F = \frac{0,25}{\left(\text{Log}\left(\frac{f}{0,37 * D} + \left(\frac{5,74}{NR^{0,9}}\right)\right)\right)^2}$$

F corresponde al coeficiente de fricción

f corresponde la fricción del material de la tubería se selección el acero con una fricción de 0.15

NR corresponde al número de Reynolds

$$F = \frac{0,25}{\left(\text{Log}\left(\frac{0.015}{0.37 * 2,5} + \left(\frac{5.74}{17'916.481,94^{0,9}}\right)\right)\right)^2}$$

$$F = 0.074$$

11.13.3. *Perdidas de energía en tubería*

$$hf = F * \frac{L}{D} * \frac{V^2}{2 * g}$$

hf corresponde a las pérdidas de energía en la tubería en *m*

F factor de fricción

L corresponde a la longitud de la tubería en *m*

D Diametro de tubería en *m*

V corresponde a la velocidad del agua en la tubería en *m/s*

$$hf = 0,074 * \frac{4.070}{2,5} * \frac{8,24^2}{2 * 9,81}$$

$$hf = 439,77m$$

11.13.4. *Perdidas de energía por accesorios*

$$hc = \sum K * \frac{V^2}{2 * g}$$

$h_c$  corresponde a las pérdidas de energía en la tubería por los accesorios en  $m$

$K$  corresponde al factor por pérdida de cada accesorio

$V$  velocidad del agua en la tubería en  $m/s$

$g$  corresponde a la gravedad en  $m/s^2$

$$h_c = 3 * 0,6 * \frac{8,24^2}{2 * 9,81}$$

$$H_c = 6,23m$$

#### 11.13.5. Pérdidas totales en tubería de bombeo

$$H_{total} = h_f + h_c$$

$$H = 439,77m + 6,23m$$

$$H = 446m$$

V	NR	F	Hf	Hc	H(f+c)
8,24	17'916.481,94	0,074	439,77	6,23	446

Tabla No. 11 análisis de pérdidas de energía en el bombeo

Con el valor de la pérdida total de energía en cada tubería se procede al cálculo de la potencia requerida para retornar el agua del embalse inferior al embalse superior en las horas que corresponda realizar el bombeo. Para el cálculo de la potencia se requiere sumar el total de pérdidas de energía con la diferencia de altura entre los dos embalses.

#### 11.14. Potencia de bomba

Para determinar la potencia requerida en la bomba de cada turbina es necesario sumar las pérdidas de energía en la tubería junto con la diferencia de altura existente entre el embalse inferior y el superior.

$$\text{Altura para potencia bomba } H_b = 968m + 446m = 1.414m$$

Potencia bomba sin tener en cuenta eficiencia de la misma.



$$PB = \gamma * Hb * Q$$

Pb corresponde a potencia de bomba en kW

$\gamma$  peso específico del agua en  $N/m^3$

Q caudal que transita por cada tubería  $m^3/s$

$$PB(kW) = 9,81 * 1.414 * 40,466$$

$$PB = 641.357,37 \text{ kW}$$

$$PB = 641,36 \text{ MW}$$

H (m)	H total de pérdidas(m)	Hb (m)	Potencia bomba MW	Potencia bomba ph
968	446	1.414	641,36	860'073.061,9

Tabla No. 12 análisis de potencia requerida en la bomba

### 11.15. Selección de las bombas

Se requiere para cada tubería una bomba con una potencia de 641,36MW (la bomba debe tener una mayor capacidad la cual al multiplicar por la eficiencia de como resultado los 641,36 MW que se requieren)

### 11.16. Cavitación en bombas

La cavitación en las bombas es de gran importancia a tener en cuenta en el diseño de los equipos mecánicos en los cuales existe un fluido circulante por el sistema; en este caso es el agua que recorre por las tuberías, turbinas y bombas. (Ayuso, 2004, pág. 21)

Si bien la cavitación es un fenómeno inevitable, se pueden calcular la altura de succión para que los equipos mecánicos puedan funcionar en unas condiciones aceptables. Para determinar la altura de succión se utiliza la siguiente relación:

$$H_s \leq H_{at} - \sigma H - H_v$$

Hs corresponde a la altura de succión

Hat es la altura

$\sigma$  Coeficiente de cavitación de Tomas para turbina Francis es 0.025 (Flórez, 2011)

H Altura neta (m)

Hv

La cavitación es la formación de cavidades (burbujas) que se generan en el fluido a causa del movimiento del agua en el sistema; La formación de cavidades se presenta cuando la presión del fluido disminuye al valor de la tensión de vapor, esto hace que se comience a evaporar el agua generando un aumento de presión al momento del cambio del estado líquido al gaseosos. (Ayuso, 2004, pág. 22)

### Altura de succión mínima

$$H_s \leq 8,702 - 0,025 * 968 - 0,238$$

HS	Hat (m)	$\sigma * H$	Hv
15,736	8,702	24,2	0,238

Tabla No. 13 altura mínima de succión.

## 11.17. Selección del generador

Potencias del generador

### 11.17.1. Potencial Total

Corresponde a la potencia total del generador, que requiere la turbina para su funcionamiento.

$$P_{GT} = \frac{P_T * \eta G}{\text{sen}\varphi}$$

PT potencia de cada turbina

$\eta G$  eficiencia del generador

$\text{sen}\varphi$  corresponde al factor de potencia

$$P_{GT} = \frac{P_T * \eta G}{\text{sen}\varphi}$$

### 11.17.2. Potencia Activa

Corresponde al valor de la potencia activa que se requiere para el proceso de la transformación de la energía mecánica en el proceso de turbinación producido en la turbina. Esta potencia aprovecha la potencia útil.

$$P_{GA} = P_T * \eta G$$

$P_{GA}$  Potencia activa

### 11.17.3. Potencia Reactiva

La potencia reactiva se requiere para el cálculo de la potencia total del generador y es aquella que se requiere para que las bobinas y condensadores puedan generar los campos eléctricos y magnéticos

$$P_{GR} = P_{GT} * \text{sen}\varphi$$

$P_{GR}$  Potencia reactiva

parámetros del generador

potencia turbina (MW)	Potencia generador total PGT (MW)	tensión nominal	factor de potencia	velocidad nominal	eficiencia	frecuencia	PGA (MW)
351,249	358,803	15,75	0,93	600	0,95	60	333,686

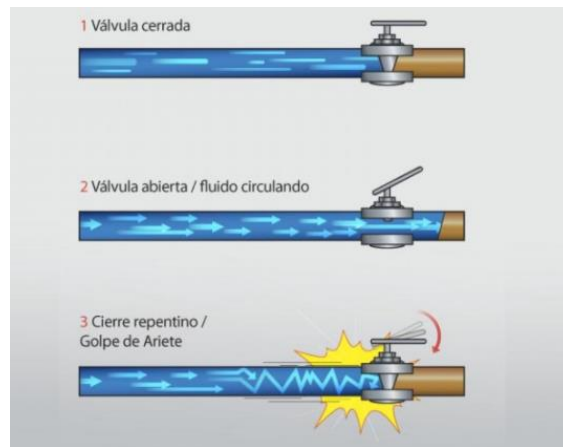
*Tabla No. 14. Potencia del generador*

Se requiere un generador con eje vertical que tenga una potencia de 358,8 MW para cada una de las turbinas.

### 11.18. Predimensionamiento de la Chimenea de Equilibrio.

Golpe de ariete; fenómeno hidráulico producido en las tuberías por las variaciones de la velocidad del agua que recorre las tuberías, estas variaciones de velocidad se dan cuando se abren o cierra de forma brusca las válvulas de regulación del fluido en la tubería, el golpe de ariete sucede por la propagación de las ondas de presión y depresión a lo largo de la conducción

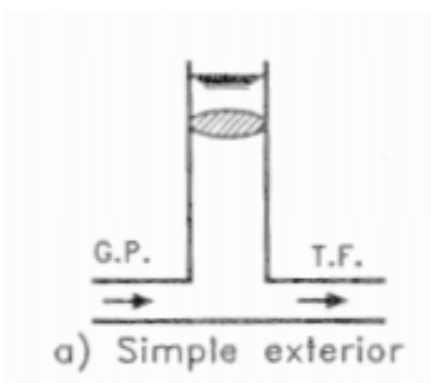
de la tubería, se produce una transformación de energía cinética en energía de presión y elástica. Es importante controlar este fenómeno ya que puede ocasionar la total rotura de la tubería al sobrepasar la presión por la que la tubería fue diseñando (tanto en presión como depresión) así mismo como daños en las turbinas o bombas por el impacto del cierre de las válvulas, en la imagen No 40 se observa el comportamiento de las partículas del agua al momento del cierre de las válvulas. (Ingeniería de fluidos, 2016)



*Imagen No. 40 Comportamiento de las partículas de agua en cierre de válvula*

Fuente: (Danahé, 2016)

Para el golpe de ariete se propone implementar una chimenea de equilibrio



*Imagen No. 41. Chimenea simple exterior con diámetro mayor a tubería para golpe de ariete*

Se decide utilizar una chimenea de equilibrio simple con un diámetro mayor al de la tubería y de esta manera las pérdidas en la conexión de la chimenea sean despreciables

se propone una chimenea veces mayor al diámetro de la tubería.

Diámetro de chimenea:  $2.5 \times 1.5 = 3.75\text{m}$

<b>Diámetro tubería (m)</b>	<b>Chimenea exterior simple con diámetro mayor (veces mayor)</b>	<b>Diámetro chimenea de equilibrio</b>
2.5	1.5	3.75

*Tabla No. 15 diámetro chimenea de equilibrio.*

## 12. ANALISIS DEL COSTO DEL PROYECTO

Para determinar un precio del proyecto se tiene en cuenta el informe mundial del precio; IRENA determina un precio de mil cuatrocientos noventa y dos (1492) dólares por cada kW instalado, este precio ha variado entre el 2010 y el 2018 y la causa de la variación del precio ha dependido de la construcción de los proyectos en los últimos años ya que no todos cuentan con las mismas características de construcción.

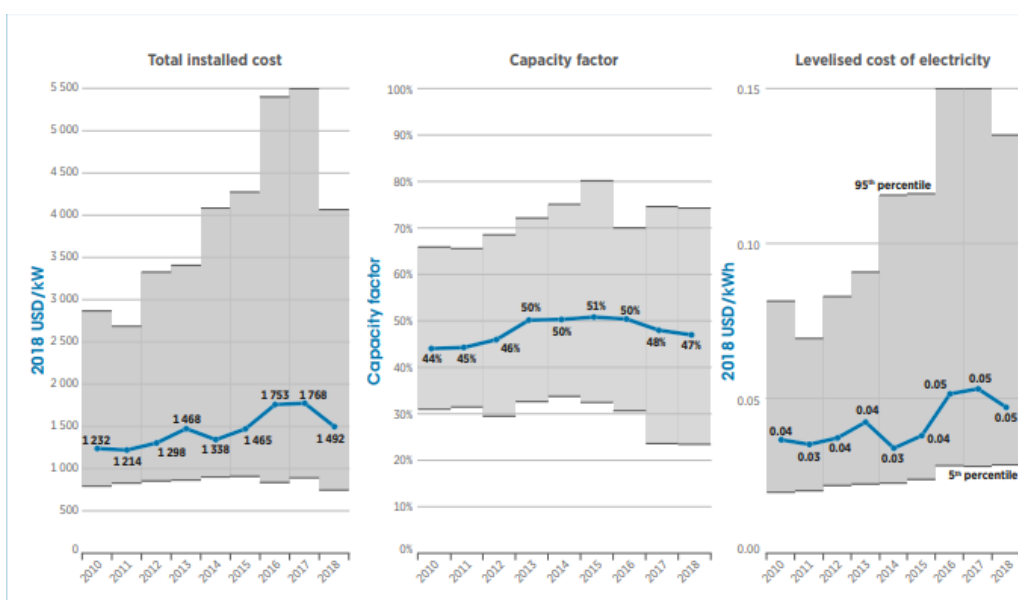


Imagen No. 42. Precio por KWh instalado en 2018

Fuente: (IRENA, 2019, pág. 27)

Se decide tener en cuenta el precio del IRENA del KWh instalado de 1492 dólares para determinar el precio del proyecto multiplicando la cantidad de KWh que produce la central por el precio del mismo instalado.

Es importante tener en cuenta que este precio puede variar y es solamente un ponderado de otros proyectos con características similares según el IRENA, el costo del KWh instalado puede cambiar acusa de dificultades en las zonas remotas de la construcción de las centrales, costos de

conexión, acceso al sitio y condiciones geográficas muy desafiantes; la combinación de todos estos factores pueden hacer que el precio sea distinto. (IRENA, 2019, pág. 27)

KW Instalado central	USD KW instalada	precio en millones USD
1404997,278	1.497	\$ 2.103

*Tabla No. 16 precio estimado del proyecto.*

El precio estimado del proyecto corresponde a dos mil ciento tres millones de dólares (2.103'000.000) teniendo en cuenta el costo del KW instalado en el 2018 para los proyectos hidroeléctricos de 1492 dólares

### **13. MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO.**

A partir de la expedición de la ley 142 y 143 en 1994, se generó una reforma del funcionamiento del sector eléctrico en el país, desde ese entonces se ha mantenido el suministro eléctrico y se ha generado un aumento en la cobertura a lo largo del territorio colombiano. Sin embargo, este proceso de brindar energía a Colombia ha pasado por las dificultades de los fenómenos hidrológicos de la ubicación geográfica del país como el fenómeno del niño y de la niña; haciendo que se genere una variación del costo de producción de la energía. (Cadena A. I., 2019, pág. 4)

#### **13.1. Actividades del mercado Eléctrico en Colombia**

Actualmente el mercado eléctrico colombiano consiste en una serie de actividades desde la generación (oferta) hasta el consumidor final(demanda); la suma de cada una de las actividades requeridas para llevar la electricidad a cada consumidor final es el valor del final a pagar por cada Kwh consumido.

13.1.1. Generación Es la oferta de los diferentes recursos que producen energía en el país.

13.1.2. Distribución. Corresponde al proceso de llevar por medio de cables de alta y media tensión desde las centrales hasta las estaciones de distribución

13.1.3. Comercialización Corresponde al proceso de las empresas para brindar el servicio eléctrico a los consumidores regulados.

13.1.4. Perdidas, al transportar la energía por el país se producen perdidas de energía que representan un costo ya que fue energía que en la generación se produjo.

13.1.5. Precio al consumidor. Es la suma de todas las actividades anteriores para los usuarios regulados; para los usuarios no regulador la comercialización no se tiene en cuenta ya este tipo de usuarios hace una oferta por el servicio aparte.



### **13.2. Usuarios del Mercado Eléctrico en Colombia.**

El servicio eléctrico se clasifica en usuarios regulados, usuarios no regulados, alumbrado público y exportaciones a otros países

13.2.1. Usuarios regulados. Corresponde a quienes contratan directamente el servicio con compañía de distribución como el caso de Condensa, generalmente estos usuarios son residenciales y con una demanda de energía menor a 55 MWh. La estructura de este mercado y sus precios están regulados por el CREG. (Creg, 2017)

13.2.2. Usuarios no regulados. Generalmente corresponde a las industrias con alto consumo de energía, una demanda de más de 55MWh, estos usuarios llegan a un acuerdo en precio con las entidades de oferta del servicio.

13.2.3. Alumbrado público. Esto es un servicio que brinda el país y llegan a acuerdos con las ofertas para tener un precio diferente a los usuarios regulados. Funciona similar a los usuarios no regulados ya que llegan a un precio acordado con la oferta. A pesar de tener el mismo proceso de los usuarios no regulados no hace parte del mismo tipo de usuario.

13.2.4. Exportación a otros países. Corresponde a la cantidad de energía que el país decide vender a otros países.

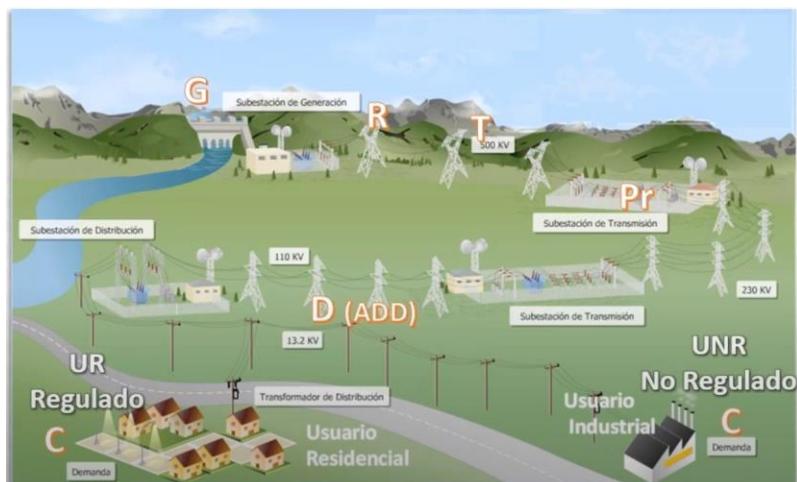


Imagen No 43. Actividades que conforman el mercado eléctrico.

### 13.3. Costo unitario de prestación del servicio

Costo unitario de prestación del servicio eléctrico \$/KWh						
	Generación \$/KWh	Transmisión \$/KWh	Distribución \$/KWh	Comercialización \$/KWh	pérdidas \$/KWh	Precio consumidor \$/KWh
Propiedad de CODENSA	231,596	33,623	181,289	47,898	41,043	535,45

Tabla No. 17. Tarifario de enero CODENSA

Fuente: (CODENSA, 2020)

En la Tabla No. 17. Se expone el ejemplo del mes de enero en el año 2020 del cómo fue el cobro durante el mes por KWh de consumo. El precio al que se compra a las entidades generadoras no es ni la mitad del precio al que se resulta vendiendo al consumidor final. Este es el ejemplo del precio en promedio durante el mes para un usuario regulado.

#### **13.4. Cargo por Confiabilidad**

Corresponde al beneficio que se le da a cada empresa generadora de energía por mantener de forma constante cierta cantidad de energía para satisfacer la demanda, las entidades que generan la energía deben garantizar que en todo momento del día se mantendrá un mínimo de Kwh para satisfacer las necesidades del servicio eléctrico en el país. (Cadena A. I., 2019, pág. 8)

#### 14. APORTE DEL RECURSO HIDRICO EN EL MERCADO COLOMBIANO

Recurso	Generación GWh	Participación %
<b>Generación fuentes de energía no Renovable</b>		
Combustible fósil	8682	13,02%
<b>Total no Renovable</b>	8682	13,02%
<b>Generación Fuentes de energía Renovable</b>		
Biomasa	632,8	0,95%
Eólica	3,1	0,00%
Hidráulica	57342,9	86,01%
Solar	5,4	0,01%
<b>Total Renovable</b>	57984,2	86,98%
<b>Total General</b>	66666,2	100%

*Tabla No. 18. Participación de los recursos en la producción de energía.*

En la tabla No.18 se ve el gran porcentaje de participación en el país del recurso hídrico, al ser un gran dependiente del agua, Colombia depende mucho de la capacidad almacenada en los embalses, ya que esta es la forma que tiene el país de almacenar la energía, ya que un volumen almacenado en las reservas equivale a energía eléctrica al pasar por las diferentes centrales hidroeléctricas.

Es de vital importancia durante todo el año estar monitoreando la capacidad del agua en las reservas ya que si disminuyen las reservas el precio del KWh aumenta y si por el contrario se llenan las reservas y no se puede continuar almacenando el agua, es necesario tomar acciones ya sea aumentar la distribución lo cual es solo una solución corta ya que la producción debe ir de la mano con la demanda y no se debe generar más energía de la que se necesita porque sale muy costoso almacenarla de forma distinta al volumen del agua. Cuando se llenan las reservas es de vital importancia generar la organización suficiente para que los vertederos de reboce de las centrales permitan que el volumen sobrante salga de las represas y evitar daños graves para las centrales y en general para el mercado eléctrico.

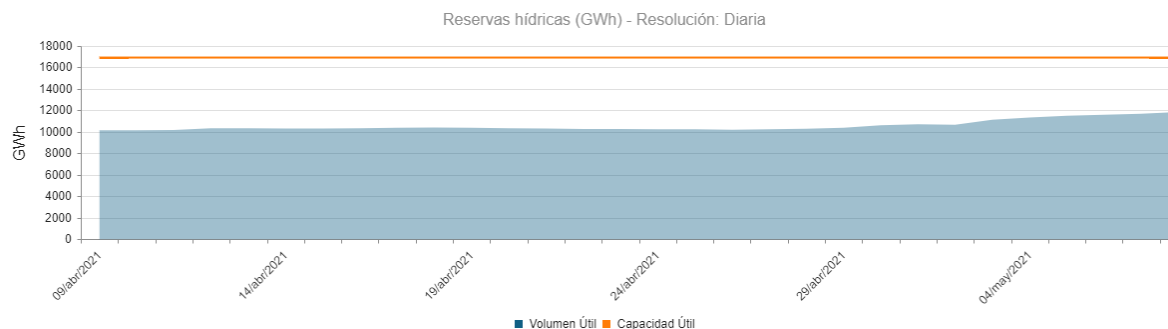
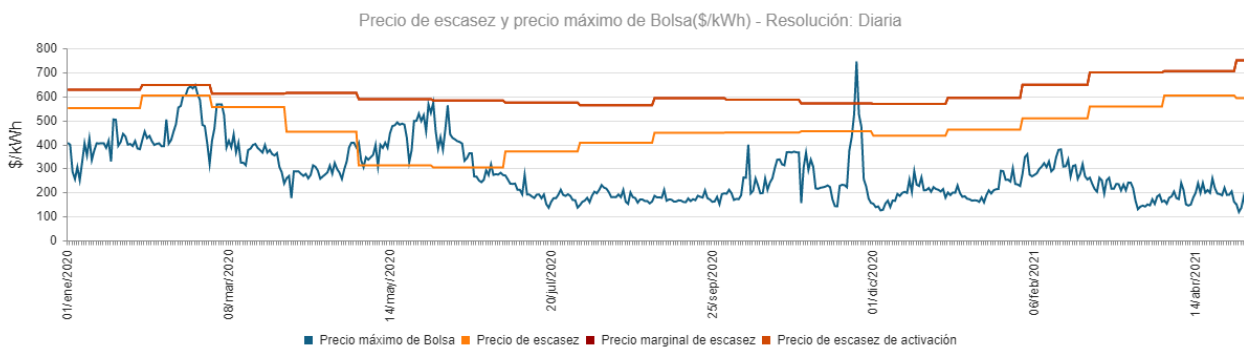


Imagen No 43. Volumen de ocupación de la capacidad actual de las reservas hídricas del país

Imagen No 43. Se presenta la capacidad en el mes de mayo del 2021 en el país, situación la cual es alterada por el clima en el que se encuentra el país y a su vez altera el precio de la producción de energía ya que si las reservas son pocas el precio de la producción aumenta.

#### 14.1. Fenómeno del niño y la niña

A Colombia en algunos periodos del año le altera el clima los fenómenos cuasi periódicos del niño y de la niña los cuales ocurren sobre el Océano Pacífico tropical. El Niño y la Niña son dos fases opuestas del fenómeno que ocurre como resultado de la interacción en la circulación de los vientos y la temperatura que cada uno tiene. El niño es el calentamiento anormal del agua del océano pacífico y es considerada como fase caliente, por el contrario, la Niña, es el enfriamiento del mar. Estos fenómenos alteran la producción de energía en el país, porque durante el niño se produce una mayor circulación de vientos aumentado las lluvias en las regiones tropicales. Y esta variación entre aumento de las lluvias y sequías hacen que no sea constante el volumen en las reservas; cuando hay mucha lluvia, aumentan las reservas del país y hace que el precio del KWh disminuya, mientras que, con un periodo de sequía, el volumen disminuye y hace que el precio del KWh aumente. Colombia al ser un país que depende tanto del recurso hídrico su precio de la producción se ve muy alterado. (Poveda, 2014)



*Imagen No 44. Precio en bolsa de la generación de energía en el último año y medio*

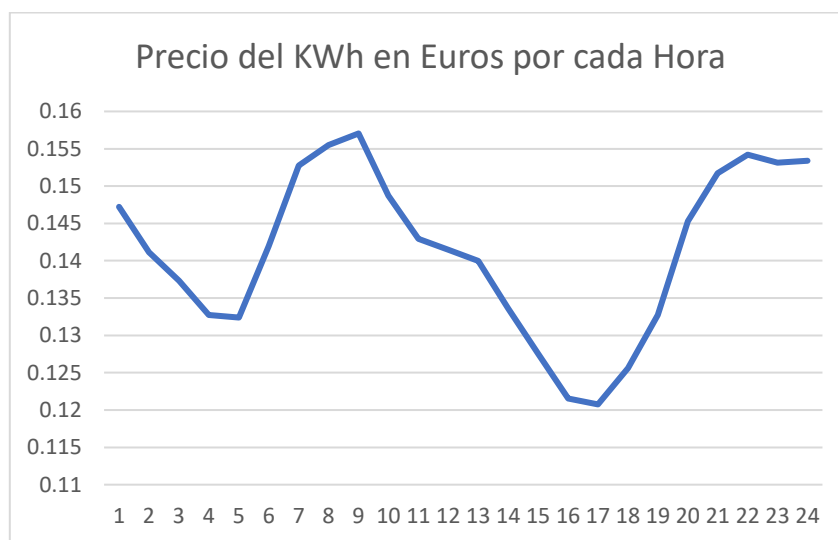
En la gráfica No. 44. Se ve la diferencia del precio del KWh que existen en Colombia entre días, y hay muchos factores que hacen que no se mantén un precio fijo como se evidencia en la gráfica, entre ellos se encuentra el día de la semana, el momento la capacidad de agua disponible en las reservas para la producción de energía, y al ser un valor que todos los días está cambiando el país actualmente fija los precios para el día siguiente, según el consumo de energía del día anterior. Y de esta forma tanto para los usuarios regulados, no regulados, alumbrado y exportaciones se fijan los diferentes precios. Para el caso de los usuarios regulados, en el caso de CODENSA lo que hace es un promedio del precio del KWh en el día durante los días que corresponden al mes que cobran por el uso del servicio, es este el valor que aparece en los recibos de pago, incluido el costo de la generación, distribución, comercialización y pérdidas.

Como se menciona anteriormente en Colombia se fija un precio para los diferentes usuarios por día, lo cual es una problemática para implementar las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo ya que se requiere de una diferencia de precios entre las horas valle y las horas punta para generar la turbinación y entrar a vender la energía en donde esté más alto el precio y comprar la energía más baja para realizar el proceso de bombeo. Como el ejemplo del país de España, en el cual si el día anterior fijan un precio por el servicio a diferentes horas.

## 15. MERCADO ELECTRICO ESPAÑOL PARA LAS CHB

España cuenta con un mercado eléctrico el cual está regulado por la comisión nacional de energía CNE. La cal se encarga de regular una competencia efectiva entre el mercado energético manteniendo su objetividad y transparencia, con el fin de beneficiar a todos los integrantes del sistema incluidos sus consumidores. (Benitez, 2020)

El mercado eléctrico en España tiene diferencia de tarifas acorde con la demanda que requiere el país en cada horario como se ve en la figura No. Existe una variación de precio por cada hora la cual se establece el día anterior con la demanda del mismo día. Para satisfacer la demanda del día siguiente, la Red Electrica de España se encarga de sincronizar la producción de energía que coincida con el consumo en tiempo real ya que es complicado almacenar energía a gran escala.



*Imagen No. 45. Diferencia de precio en Euros en España en las diferentes horas del día.*

En la Imagen No. 45. Se ve la diferencia de precio en Euros en España para el viernes 7 de mayo del 2021.

Además, España ha implementado sistemas para mantener todos los registros de la demanda en tiempo real de todos los recursos para llevar un seguimiento bien detalle de la demanda

prevista, la programada con anterioridad y finalmente la demanda que está siendo consumida en tiempo real, ejemplo de la organización en tiempo real tanto en consumo de la demanda como en tarifas se ve en la imagen No. 46

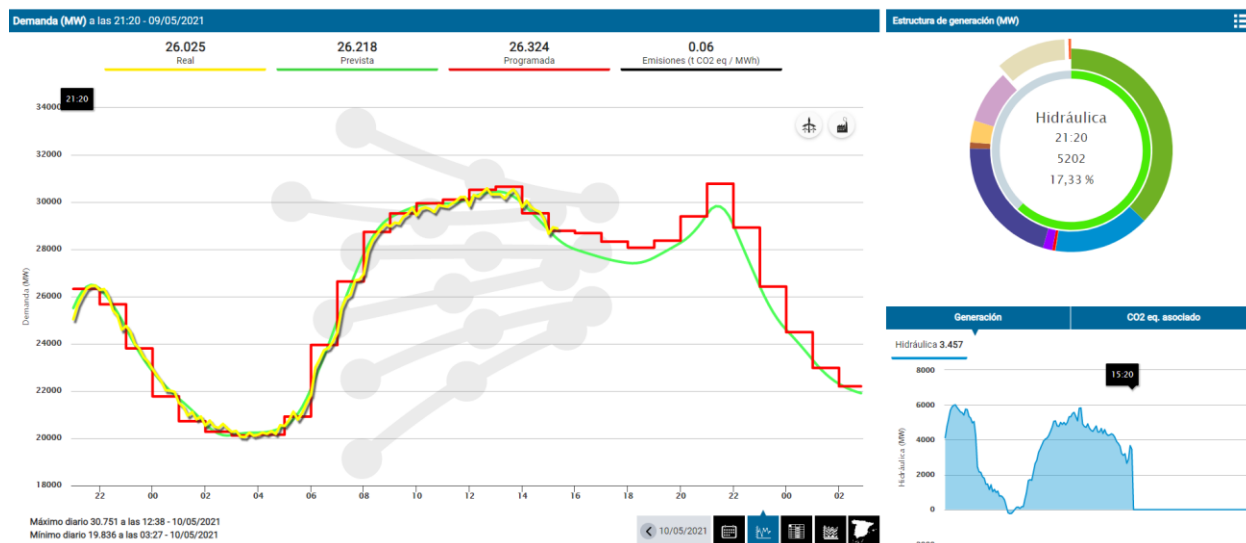
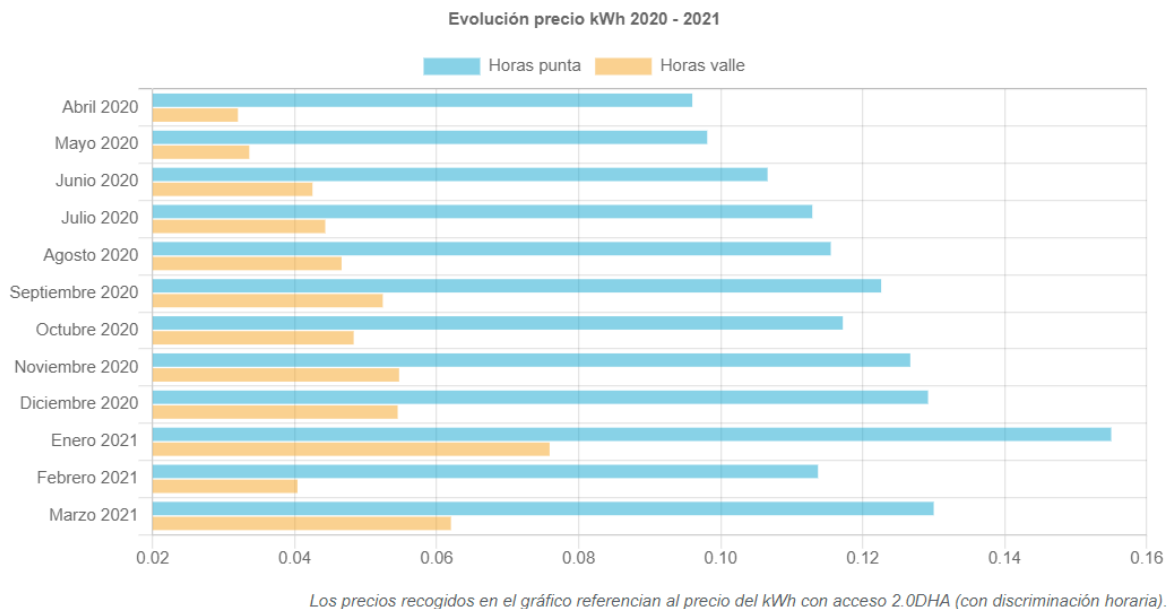


Imagen No. 45. Modelo Español del precio y demanda por horas del consumo.

También, España presenta el registro de los precios en comparación de las horas donde la demanda es mayor y aquellas horas donde la demanda es más baja, dejando una diferencia de precios considerable lo cual permite que las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo puedan comprar la energía a bajo precio para realizar el proceso de bombeo y por el contrario cuando la demanda esté alta pueden realizar el proceso de turbinación y de esta forma participar en el mercado eléctrico del país vendiendo la energía producida en ese momento.





*Imagen No. 46. Diferencia de precios en un año entre horas pico y horas valle.*

En la Imagen No.46. Se ve el promedio del precio en las horas pico y valle de cada mes entre el periodo de abril del 2020 y marzo del 2021, para realizar el promedio de estos meses, España como cuenta con monitoreo cada hora sobre la demanda y precio del KWh, se realizó primero un promedio diario y posteriormente un promedio mensual para realizar la gráfica del promedio del precio mensual de la energía en horas de alta y baja demanda. Gracias a esta diferencia de precio le permite a España poder realizar centrales de acumulación por bombeo.

## 16. EN COLOMBIA NO EXISTE EL MISMO MERCADO

Actualmente en Colombia el mercado eléctrico se fija un precio durante todo el día, este precio se determina según la demanda del día anterior. Sin embargo, en XM si existe un registro de la demanda en tiempo real. XM registra la cantidad consumida por el país cada cinco minutos tanto del consumo como del pronóstico que ya tenía previsto por información del día anterior.

Ver Imagen.47.

En Colombia los días en el que menor demanda se registra son los sábados y domingos como se evidencia en la imagen No.39.

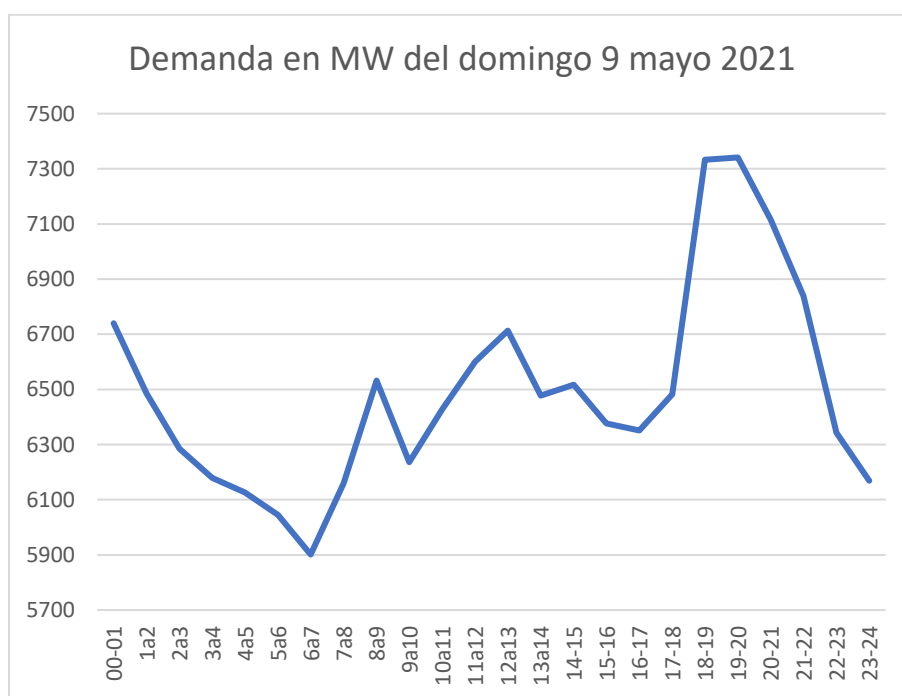


Imagen No. 47 Demanda por hora en Colombia el 9 de mayo de 2021

Fuente: propia con datos de XM

Demanda en Colombia en MW el día 9 de mayo del 2021. En la Imagen No.47. se evidencia una diferencia de demanda la cual si existiera un mercado por hora en Colombia sería posible implementar las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo. Es claro que en Colombia

al igual que en España no es la misma demanda durante todo el día, ¿entonces por qué en Colombia se hace un precio total durante todo el día.?

A pesar de Colombia ser un país que depende tanto del recurso hídrico para la producción de energía en todo el país, aún no está con el suficiente respaldo legal y conocimiento financiero de energías renovables como para implementar las centrales de acumulación de bombeo las cuales, si necesitan de una diferencia de tarifas en el precio de KWh a lo largo del día, para ser rentables y que su aporte al mercado eléctrico sea posible.

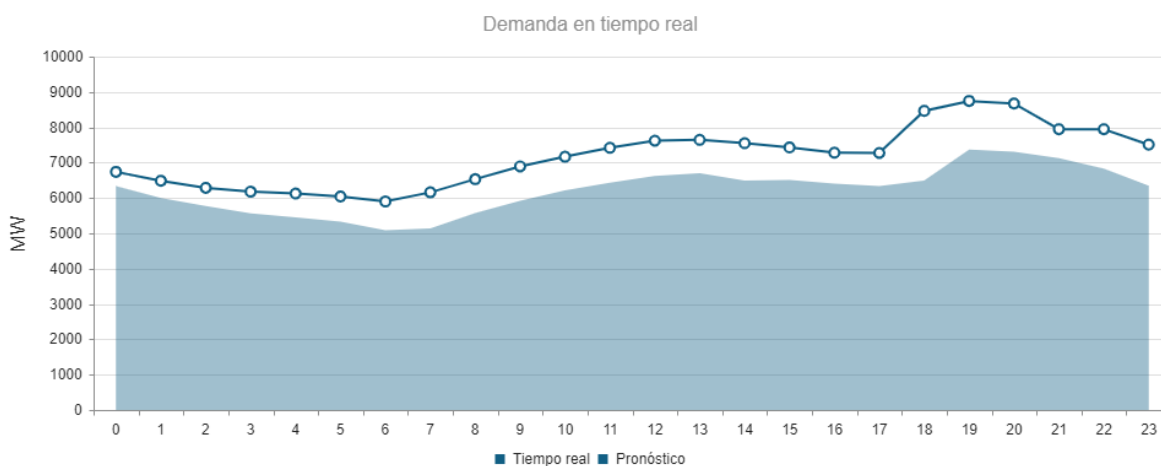


Imagen No. 48 Demanda en tiempo real del domingo 9 de mayo del 2021

Fuente: XM

Para poder llevar a cabo la central hidroeléctrica de acumulación por bombeo en el embalse de Porce II es necesario contar con un mercado eléctrico el cual tenga una diferencia en su tarifa del KWh por cada hora, de esta forma se coincide para que, en las horas de bombeo, el precio del KWh es más económico y mientras se hace la turbinación la demanda sea alta y tenga un precio mayor el KWh.

## 17. CONCLUSIONES

- 17.1.** Se establece el embalse de Porce II como embalse inferior para desarrollar la central hidroeléctrica de acumulación por bombeo y se propone la inundación de un terreno a 968 metros de altura utilizando una represa por gravedad con una altura de 51.6 metros. El embalse superior cuenta con un volumen disponible para la generación de energía de 4.600.598 metros cúbicos y un volumen total de 5.200.000 metros cúbicos.
- 17.2.** Para el predimensionamiento de la central se proponen 4 tuberías con diámetro de 2,5 metros; en cada tubería se requiere un equipo electromecánico que pueda cumplir con la función de turbinación y bombeo, así como lo hace la turbina Francis; Para cada tubería se calculó una potencia de 351.25 MW siendo un total de 1405 MW la capacidad instalada de la central.
- 17.3.** Se calcula el precio del proyecto con el costo actual del KW Instalado para proyectos de acumulación de bombeo por la capacidad instalada de la central; el precio del proyecto es de 2.100 millones de dólares.
- 17.4.** Para que los proyectos de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo puedan integrarse al mercado eléctrico colombiano, éste mercado a futuro debe pasar por un cambio; en la actualidad el precio de la energía es el mismo a cualquier hora del día, incluso en las horas de mayor y menor demanda el precio es el mismo, las centrales de bombeo generan energía solo en las horas de mayor demanda, en las horas de menor demanda las centrales hacen el proceso de bombeo al embalse superior, el mercado eléctrico debe sufrir una transición, debe ser flexible para así permitir un sistema tarifario diferenciado, de esta manera el usuario final (usuario regulado) tendrá que pagar menos dinero por la energía consumida en momentos del día en que la demanda es

menor, en Colombia se han identificado tres franjas horarias de mayor demanda, estas están entre las 5:00 a 7:00 am, las 11:00 am y 1:00 de la tarde y las 6:00 y 9 pm de la noche, entre las 9 de la noche y las 4:00 am de la mañana la demanda es menor y aun así en el mercado actual el precio es el mismo, este cambio en el mercado permitirá también que aumente, que se diversifique la matriz energética, permitiendo el ingreso de nuevas tecnologías como Solar, Eólica, Biomasa, Mareomotriz entre otras, lo cual contribuirá que al final del mes el usuario pueda tener un ahorro importante en el servicio de energía que consume.

## 18. AGRADECIMIENTOS

Darle gracias a Dios por permitirme realizar este trabajo de grado y poner a prueba mis conocimientos en un tema que me apasiona. Agradecido con mis padres Mara Jackeline Vásquez García y a mi padre Aldeyvar Muñoz Molano por permitirme cumplir mi sueño y apoyarme con la ingeniería civil. Darle gracias a todo el equipo de HidroUMD en especial al ingeniero Julián Quintana Castañeda. Y finalmente darle las gracias a mi profesora de cálculo en el colegio Angélica María Pinzón Serrano ya que gracias a ella comenzó mi gusto por la matemática y fue de buena calidad el tiempo que me dedicó al igual que al Sr Augusto Cesar Murillo Garrido por todas sus enseñanzas en varios aspectos de la vida y sobre todo por inculcarme que *“si en la vida no hay disciplina, no hay nada”*

## 19. BIBLIOGRAFIA

- Acosta, A. V. (2016). *Estudio de prefactibilidad para la construcción de una pequeña central hidroeléctrica ubicada en la cuenca del río Teusaca*. Bogotá : Universidad Libre.
- Alajandro, F. r. (2019). *Evaluación del impacto ambiental sobre la morfología del cauce del Río Porce, por retención de sedimentos en los embalses Porce II y Porce III, en el tramo comprendido entre el sitio de presa y el Río Nechí*. Bogotá D.C: Ciencia Unisalle. Obtenido de [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_ambiental\\_sanitaria/405/](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_ambiental_sanitaria/405/)
- Arturo Nava Mastache, H. G. (2013). *Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas* . México : Universidad Nacional Autónoma de México.
- Ayuso, P. (2004). *Detección de cavitación en turbina Francis*. upcommons. Obtenido de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/2632/31091-1.pdf?sequence=1>
- Benitez, L. (2020). Organismos Reguladores del Sector Eléctrico. *Hola IUz*. Obtenido de <https://blog.holaluz.com/el-sector-electrico-los-organismos-reguladores/#:~:text=Comisi%C3%B3n%20Nacional%20de%20Energ%C3%ADa%3A%20CNE>
- Cadena, A. I. (2019). *Informe 2 de la Consultoría para definir el alcance de la Misión de transformación energética*. Obtenido de [https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2\\_Mision+Transformacion+-+Espa%C3%B1ol.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2_Mision+Transformacion+-+Espa%C3%B1ol.pdf)
- Cadena, A. I. (2019). *Informe 2 de la Consultoría para definir el alcance de la Misión de transformación energética*. Bogotá.
- Castiblanco, A. B. (2017). *Caracterización Hidrológica de los Embalses Destinados para Generación de Energía en la Región de Antioquia*. Bogotá D.C: Universidad Católica de

- Colombia. Obtenido de  
<https://repository.ucatolica.edu.co/bitstream/10983/15482/1/CARACTERIZACION%20HIDROLOGICA%20DE%20LOS%20EMBALSES%20DESTINADOS%20PARA%20GENERACION%20DE%20ENERGIA%20EN%20LA%20REGION%20ANTIOQUIA.pdf>
- CODENSA. (2020). *Tarifas de energía eléctrica regulados por CREG enero 2020*.
- Creg, C. d. (2017). *Creg.gov.co*. Obtenido de <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/estructura-del-sector>
- Danahé, J. (2016). *Golpe de Ariete. Consecuencias y prevenciones*. cero grados celsius. Obtenido de <https://0grados.com.mx/golpe-de-ariete-consecuencias-y-prevenciones/>
- Flórez, O. (2011). *Hidráulica: Generación de Energía*. Ediciones de la U.
- Gonzales. (2019). *Presas y sus obras hidraulicas*. Obtenido de <https://topodata.com/wp-content/uploads/2019/10/Presas-y-sus-Obras-Hidrologicas.pdf>
- Gutiérrez, P. Z. (s.f.). *Predimensionamiento de turbinas Francis*. Leon : Energética universidad de León .
- Iberdrola. (2012). *Refuerzo de potencia del aprovechamiento de Cortes- La Muela*. Madrid. Obtenido de [https://www.spancold.org/wp-content/uploads/2020/08/III\\_ITIPB\\_20130207\\_06\\_Juan\\_Carlos\\_Elpe.pdf](https://www.spancold.org/wp-content/uploads/2020/08/III_ITIPB_20130207_06_Juan_Carlos_Elpe.pdf)
- IDEAM. (2019). *Zonificación y codificación de unidades hidrográficas e hidrogeológicas de Colombia*. Bogotá D.C. Obtenido de <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/022655/MEMORIASMAPAZONIFICACIONHIDROGRAFICA.pdf>



- Ingenería de fluidos. (2016). *Golpe de ariete*. Obtenido de <https://www.ingenieriadefluidos.com/golpe-de-ariete>
- IRENA. (2019). *Renewable power generation costs in 2018*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jiménez Pérez, R. E. (2012). *Estudio de los factores técnicos y económicos que condicionan la instalación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo . Evaluación conceptual de su aplicación en Chile*. Chile. Obtenido de <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/111503>
- Mani, M. P. (2017). *A Comparison on Development of Pumped Storage Hydropower in Europe and Asia. An Analytical Case Study based on Pumped Storage Hydroelectric Projects developed in Europe and Asia in period 2010-2017*. Narvik : Uit The Arctic University Of Normay. Obtenido de <https://munin.uit.no/handle/10037/12985>
- Mas que ingeniería. (s.f). Principales tipos de presas y su clasificación. *mas que ingeniería* . Obtenido de <https://masqueingenieria.com/blog/tipos-de-presas-y-su-clasificacion/>
- Morán, L. Q. (2018). *Alternativas tecnológicas empleadas para la recuperación de componentes de turbinas hidroeléctrica*. Quito: Universidad estatal de milagro. Obtenido de <http://repositorio.unemi.edu.ec/bitstream/123456789/4380/1/ALTERNATIVAS%20TECNOL%20EMPLEADAS%20PARA%20LA%20RECUPERACION%20DE%20COMPONENTES%20DE%20TURBINAS%20HIROELECTRICAS.pdf>
- Moreno, F. (2012). *Centrales hidráulicas de bombeo*. Obtenido de [http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5120/fichero/Memoria%252F4\\_Cap%3%ADtulo+2+Centrales+Hidr%3%A1ulicas+de+Bombeo.pdf](http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5120/fichero/Memoria%252F4_Cap%3%ADtulo+2+Centrales+Hidr%3%A1ulicas+de+Bombeo.pdf)

- Ochoa, C. C. (2013). *Guía metodológica de aplicación de huella hídrica en cuenca*. Suiz agua Colombia. Obtenido de [https://www.shareweb.ch/site/Suiz-Agua-Colombia/Documents/Guia\\_Metodologica\\_HH\\_Cuenca.pdf](https://www.shareweb.ch/site/Suiz-Agua-Colombia/Documents/Guia_Metodologica_HH_Cuenca.pdf)
- Pastor, J. T. (2019). *Diseño de una máquina axial para recuperación energética en una depuradora*. Valencia: Universidad politecnica de valencia.
- Pastran, A. (2010). *Embalses*. Usach. Obtenido de <https://es.slideshare.net/aldars/embalses>
- Planas, O. (2018). *Turbina Pelton*. Sol energía . Obtenido de <https://solar-energia.net/energias-renovables/energia-hidraulica/turbinas-hidraulicas/turbina-pelton#:~:text=Aplicaci%C3%B3n%20de%20la%20turbina%20Pelton&text=Esta%20central%20el%C3%A9ctrica%20cuenta%20con,de%20minihidr%C3%A1ulica%20y%20centrales%20hidroe>
- Poveda, G. (2014). *El Clima de Antioquia*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Prevencionar. (2018). *Riqueza hídrica de Colombia*. Obtenido de <http://prevencionar.com.co/2018/03/17/riqueza-hidrica-de-colombia/>
- Roca, J. A. (23 de 10 de 2017). Las 10 mayores centrales hidroeléctricas de bombeo del mundo. *El periódico de la energía*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-centrales-hidroelectricas-de-bombeo-del-mundo/>
- Rosenberg. (n.d.). *Enbironmental and social impacts of large- scale hydroelectric development*. Obtenido de [https://primo.utb.edu.co/discovery/openurl?institution=57UTB\\_INST&rfr\\_id=info:sid%2Fprimo.exlibrisgroup.com-bX-Bx&rfr\\_id=info:sid%2Fprimo.exlibrisgroup.com-20388973-](https://primo.utb.edu.co/discovery/openurl?institution=57UTB_INST&rfr_id=info:sid%2Fprimo.exlibrisgroup.com-bX-Bx&rfr_id=info:sid%2Fprimo.exlibrisgroup.com-20388973-)

Bx&rft\_val\_fmt=info:ofi%2Ffmt:kev:mtx:&rft.epage=148&rft.volume=5&rft\_id=info:doi%2F&rft.j

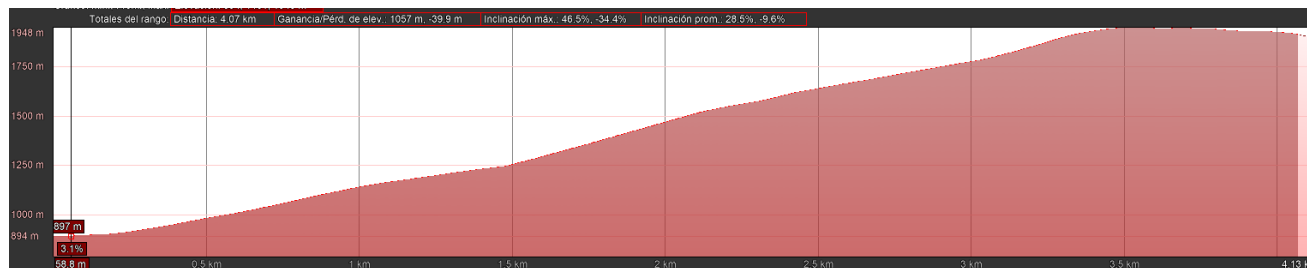
- Sierra, R. A. (2013). *Inventario documentado de represas en Colombia*. Bogotá: Universidad Militar Nueva Granada. Obtenido de <https://repository.unimilitar.edu.co/bitstream/handle/10654/11360/PalaciosSierraRicardoAndres2013.pdf?sequence=1>
- Simón Cortés, A. A. (diciembre de 2017). Energías renovables en Colombia:. *Revista Ciencias Estratégicas*, 381. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/1513/151354939007.pdf>
- Solvang, E. (2014). *Norwegian hydropower for large-scale electricity balancing needs* . Sintef. Obtenido de [https://www.cedren.no/Portals/Cedren/TR%20A7227%20Norwegian%20hydropower%20for%20large-scale%20electricity%20balancing%20needs\\_Final.pdf](https://www.cedren.no/Portals/Cedren/TR%20A7227%20Norwegian%20hydropower%20for%20large-scale%20electricity%20balancing%20needs_Final.pdf)
- Trombotto, V. G. (s.f.). *Complejo Hidroeléctrico Río Grande*. Boletín Energético. Obtenido de <https://www.cnea.gob.ar/es/wp-content/uploads/files/tromboto.pdf>
- UMPE. (2015). *Primer Atlas hidroenergético revela gran potencial en Colombia*. Bogotá: Colciencias. Obtenido de [https://www1.upme.gov.co/Energia\\_electrica/Atlas/Atlas\\_p25-36.pdf](https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Atlas/Atlas_p25-36.pdf)
- UNAL. (2020). *Conflicto: Hidroeléctrica Betania (CHB) – Instituto Colombiano de Energía Eléctrica-EMGESA – Huila*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Obtenido de [https://conflictos-ambientales.net/oca\\_bd/env\\_problems/view/17#:~:text=Actualmente%2C%20la%20central%20cuenta%20con,bajo%20control%20de%20EMGESA%20S.A.%20E.S.P.](https://conflictos-ambientales.net/oca_bd/env_problems/view/17#:~:text=Actualmente%2C%20la%20central%20cuenta%20con,bajo%20control%20de%20EMGESA%20S.A.%20E.S.P.)

- UPME. (2018). *Informe mensual de variables de generacion y del mercado electrico colombiano*. Bogotá D.C : siel.gov.co. Obtenido de [http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe\\_de\\_variables\\_Ago\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_variables_Ago_2018.pdf)
- Uribe, D. A. (2013). *La Evaluación de la Huella Hídrica en la Cuenca del Río Porce*. Obtenido de [https://www.shareweb.ch/site/Suiz-Agua-Colombia/Documents/Porce\\_Resultados%20HH%20Porce.pdf](https://www.shareweb.ch/site/Suiz-Agua-Colombia/Documents/Porce_Resultados%20HH%20Porce.pdf)
- XM. (2020). *Hidrología Embalses*. Medellín: xm. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Hidrologia/Embalses.aspx>

## 20. ANEXOS

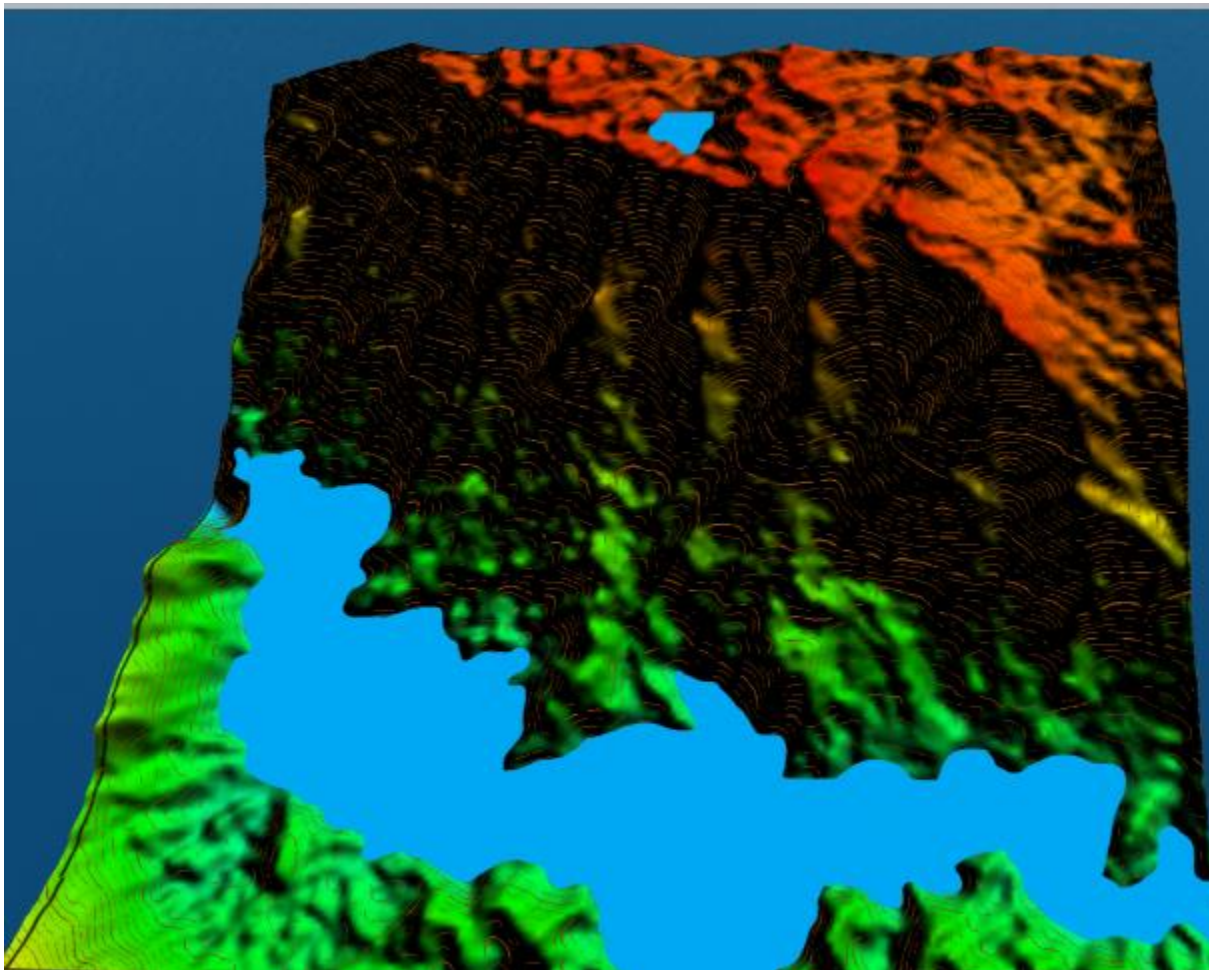
### Longitud de tubería

Se determina la longitud de la tubería de conducción teniendo en cuenta el terreno existente y la distancia que hay entre el embalse inferior y el superior.



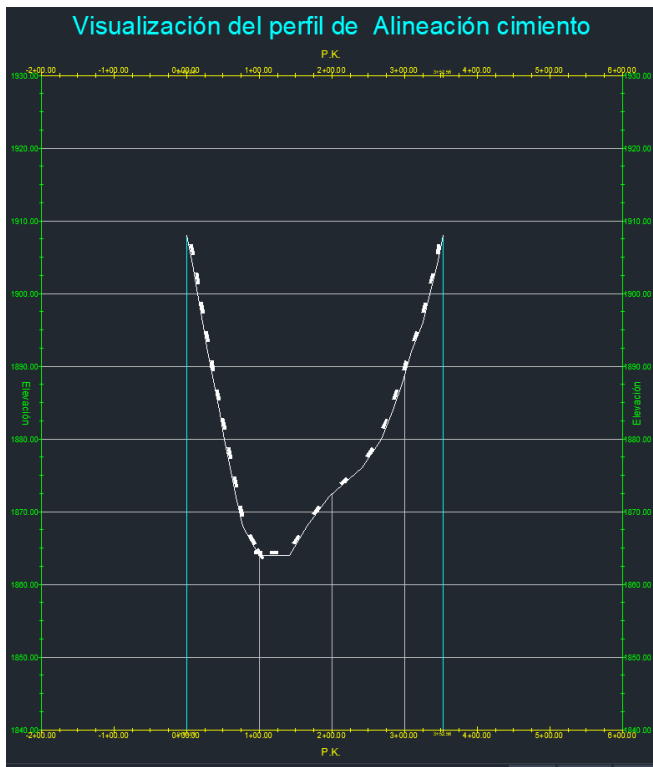
### Embalse inferior y superior

Vista en perfil de la relación de tamaño y ubicación de ambos embalses en el terreno existente del embalse de Porce II



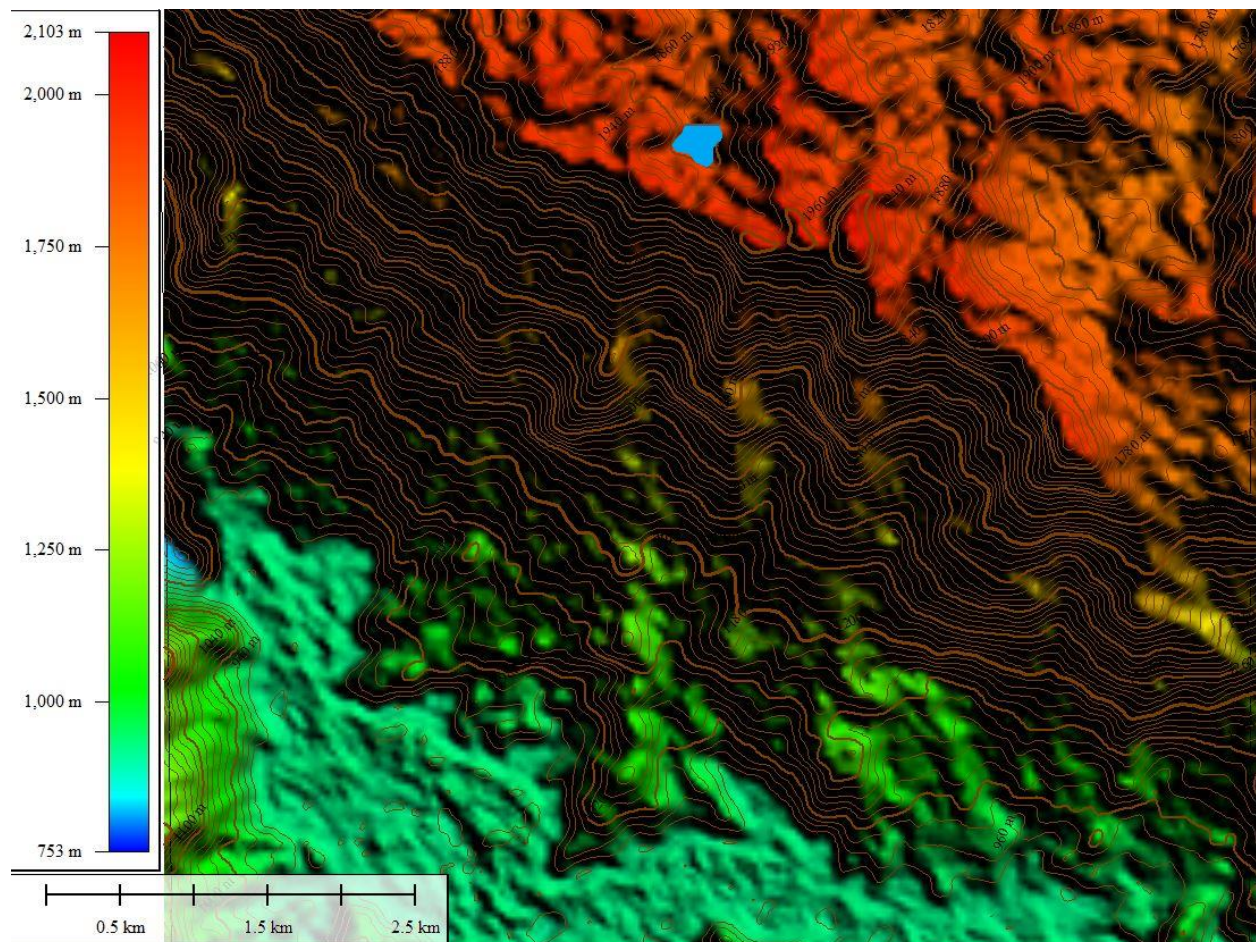
## Perfil del embalse superior para construcción de represa

En el embalse superior se requiere la construcción de una represa y este anexo corresponde al perfil del terreno en donde se propone la represa para almacenar el agua. Apartir de estas condiciones se realizan las dimensiones de los diferentes elemento que componen la represa.



## Diferencia de altura entre ambos embalses

Diferencia de altura entre embalse superior y embalse inferior. Sacado de GlobalMapper



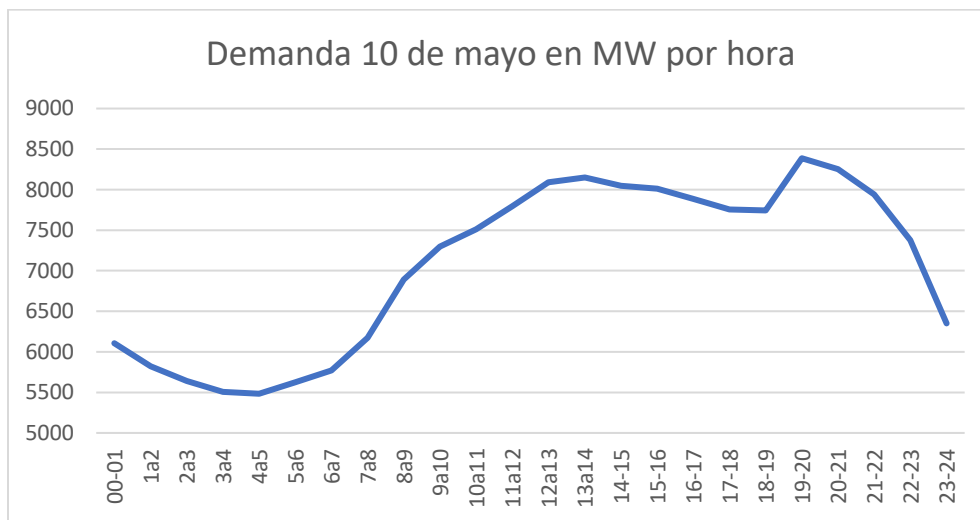
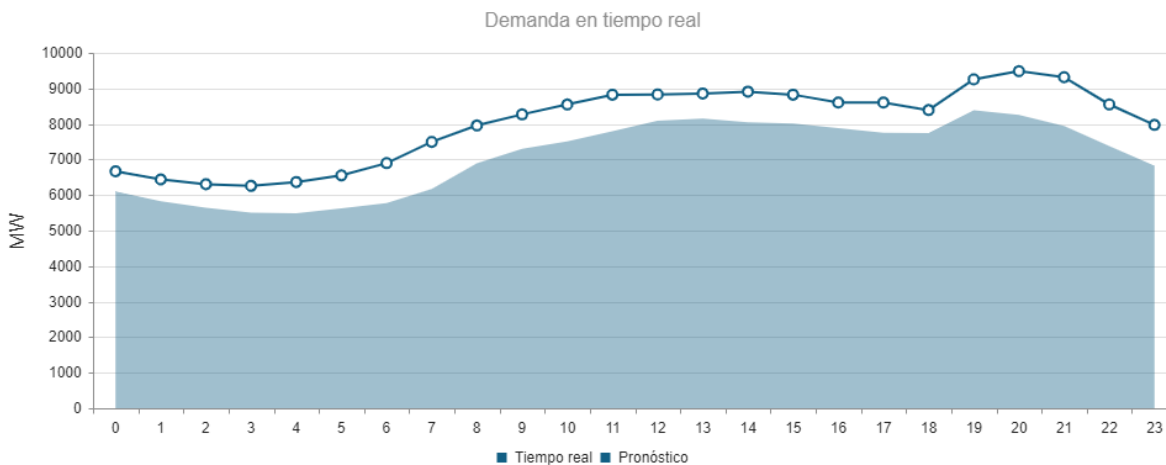


### Registro de demandan en MW durante cada hora entre el 9 y 13 de mayo del 2021.

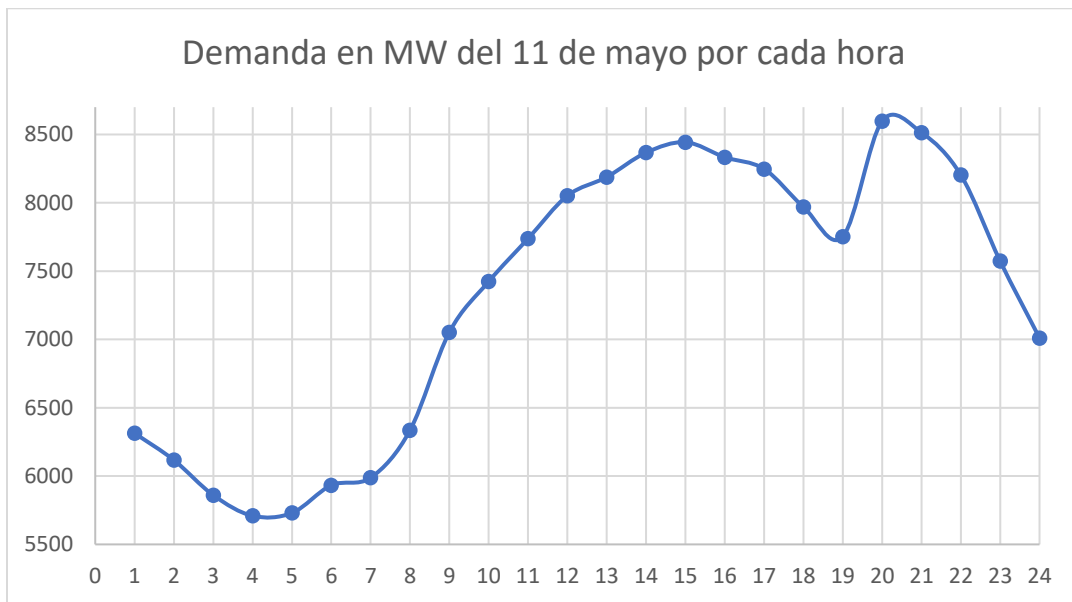
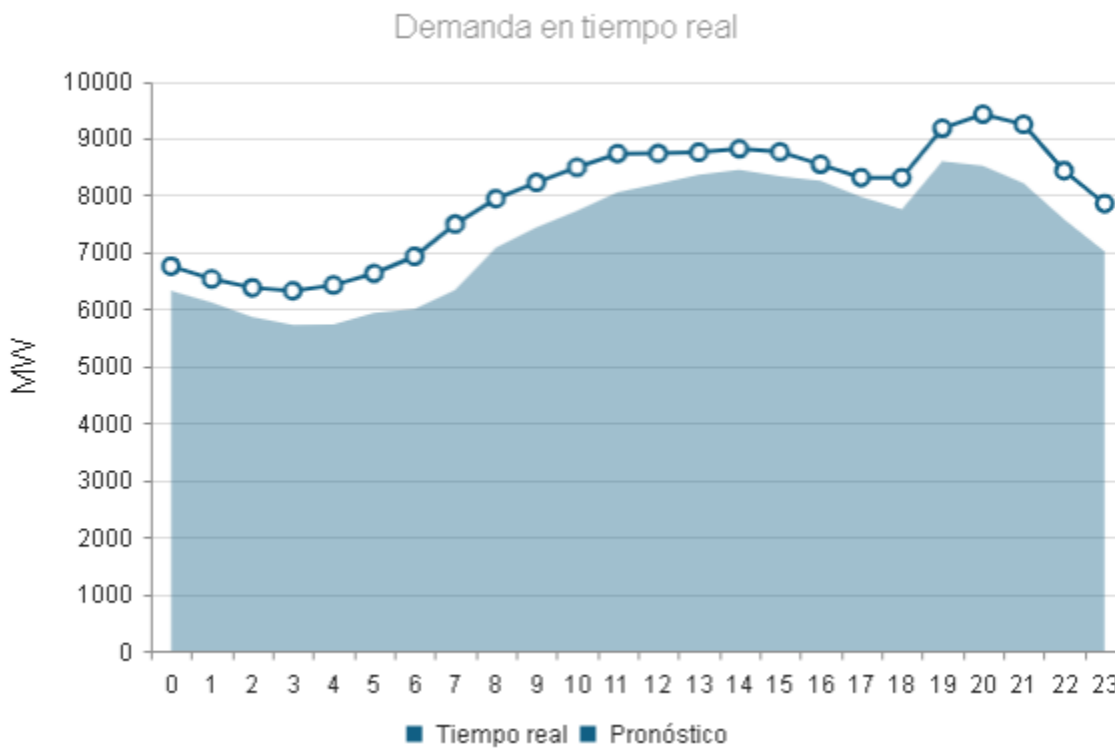
XM realiza un registro cada 5 minutos del consumo en tiempo real de energía en el país, y se realiza la toma de datos para realizar los gráficos con un dato por hora.

9-may-21		lunes 10		11-may-21		12-may-21		13-may-21	
Hora	demanda	Hora	demanda	Hora	Demanda	Hora	demanda	Hora	demanda
00-01	6740,44	00-01	6105,98	00-01	6313,81	00-01	6566,42	00-01	6262,02
1a2	6486,16	1a2	5820,59	1a2	6116,74	1a2	6149,89	1a2	5877,56
2a3	6285,51	2a3	5640,53	2a3	5860,15	2a3	5969,66	2a3	5703,21
3a4	6179,37	3a4	5505,27	3a4	5709,07	3a4	5849,48	3a4	5600,6
4a5	6126	4a5	5483,41	4a5	5730,3	4a5	5700,25	4a5	5670,56
5a6	6044,31	5a6	5624,49	5a6	5932,84	5a6	5806,52	5a6	5849,86
6a7	5901,24	6a7	5771,16	6a7	5988,1	6a7	5802,97	6a7	5929,02
7a8	6159,37	7a8	6172,35	7a8	6334,58	7a8	6179,4	7a8	6317,48
8a9	6532,33	8a9	6892,66	8a9	7052,6	8a9	6682,03	8a9	6912,67
9a10	6236,73	9a10	7297,41	9a10	7423,66	9a10	7066,57	9a10	7239,94
10a11	6428,04	10a11	7510,9	10a11	7737,59	10a11	7355,72	10a11	7582,72
11a12	6600,39	11a12	7795,01	11a12	8051,52	11a12	7662,12	11a12	7868,67
12a13	6713,47	12a13	8090,04	12a13	8188,07	12a13	7705,99	12a13	8117,46
13a14	6477,98	13a14	8149,8	13a14	8367,4	13a14	7898,17	13a14	8124,95
14-15	6516,77	14-15	8045,79	14-15	8443,45	14-15	7795,73	14-15	8172,16
15-16	6376,2	15-16	8011,76	15-16	8333,23	15-16	7789,83	15-16	8100,39
16-17	6351,35	16-17	7885,5	16-17	8247,72	16-17	7740,51	16-17	8046,92
17-18	6481,79	17-18	7754,38	17-18	7969,82	17-18	7493,31	17-18	7730,59
18-19	7333,26	18-19	7742,97	18-19	7752,37	18-19	7393,13	18-19	7560,76
19-20	7341,13	19-20	8387,27	19-20	8598,39	19-20	8272,34	19-20	8505,71
20-21	7114,98	20-21	8253,41	20-21	8514,08	20-21	8141,79	20-21	8281,22
21-22	6838,43	21-22	7939,63	21-22	8203,84	21-22	7790,99	21-22	8004,15
22-23	6343,41	22-23	7378,33	22-23	7573,29	22-23	7183,01	22-23	7419,77
23-24	6168,74	23-24	6350,23	23-24	7010,9	23-24	6542,76	23-24	6757,47

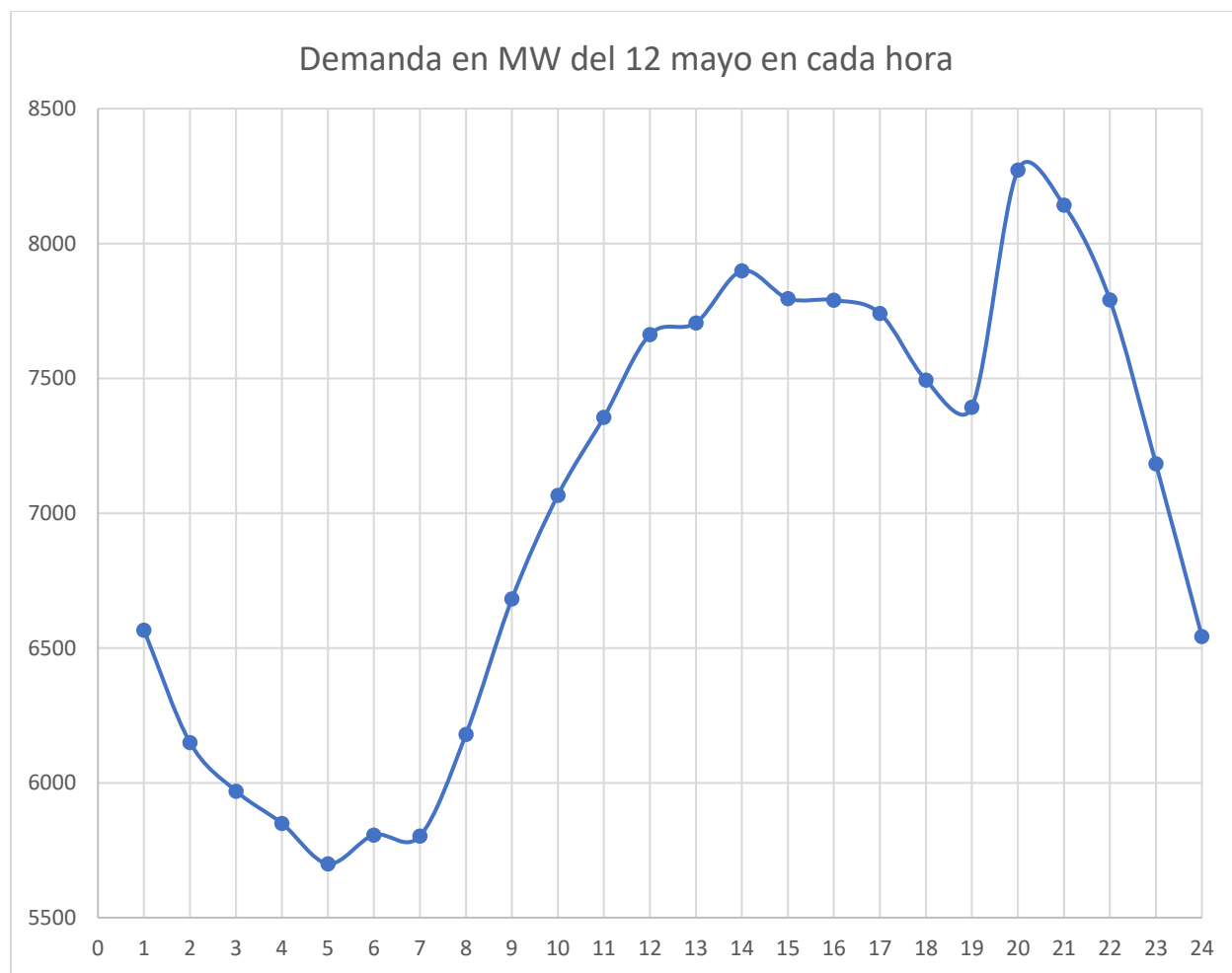
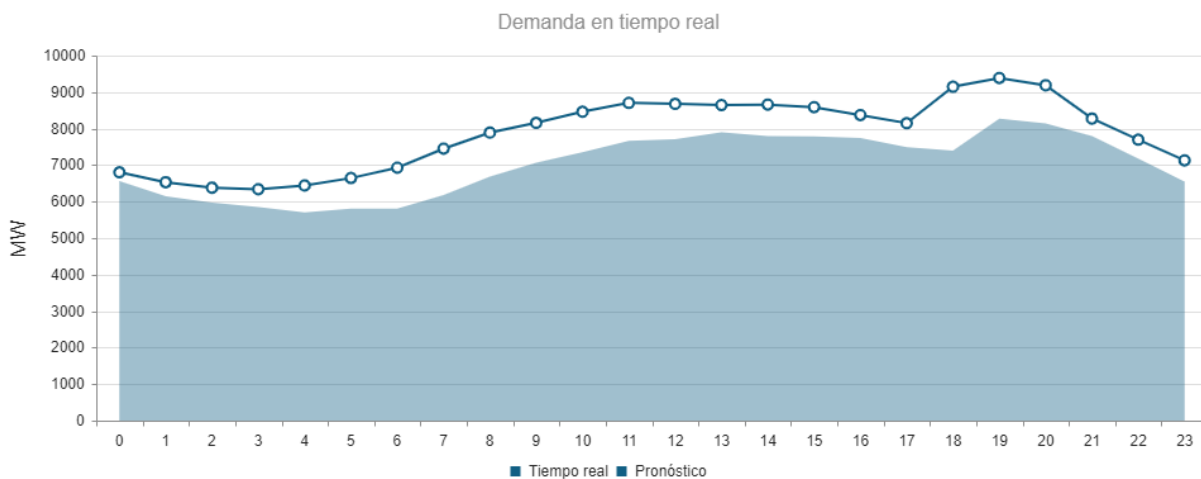
### Demanda en MW del consumo de energía en tiempo real del 10 de mayo del 2021



**Demanda en MW del consumo de energía en tiempo real del 11 de mayo del 2021**



### Demanda en MW del consumo de energía en tiempo real del 12 de mayo del 2021



### Demanda en MW del consumo de energía en tiempo real del 13 de mayo del 2021

