

CAPÍTULO I GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN.

Las centrales hidroeléctricas aprovechan el recurso hídrico para poder generar energía eléctrica, es un recurso necesario para la realización de actividades cotidianas, para servicios de salud, educación y para el desarrollo socioeconómico de un país.

Durante la historia, la energía a sido utilizada por la humanidad que provenían de fuentes renovables como el viento y la energía hidráulica, y se consumía en pequeñas cantidades.

Sin embargo, a finales del siglo XVIII, comenzó a aumentar la demanda de energía debido al uso de maquinarias para diferentes industrias. La energía hidráulica y del viento pronto quedaron obsoletas y se adoptó el uso del carbón, que se convirtió en la principal fuente de energía durante el siglo XIX. A medida que la tecnología avanzaba, se descubrieron nuevas formas de energía, como el petróleo y el gas natural, que sustituyeron al carbón como la fuente de energía dominante en el siglo XX.

En la actualidad, el consumo de energía sigue aumentando, pero ahora hay una creciente conciencia de la sociedad en la necesidad de reducir las emisiones de gases y la dependencia de los combustibles fósiles y se está optando en utilizar fuentes de energía renovable, como la solar, la eólica y la hidroeléctrica, para así ser amigables con el medio ambiente.

La Central Hidroeléctrica de San Jacinto es parte de PMSJ (Proyecto Múltiple de San Jacinto), donde el aprovechamiento hidráulico es a través de los aportes de los Ríos Tolomosa y Molino, que tienen su origen en la cordillera de Tajzara. La planta está constituida por dos unidades generadoras cada una de ella tiene 2 turbinas tipo Francis de eje horizontal, que se analizará el rendimiento de las turbinas con datos históricos de caudales, niveles del embalse y la potencia que se registró en los últimos años, la central hidroeléctrica está operada por ENDE GUARACACHI S.A. a través de un Contrato de Operación, Mantenimiento y Administración (OMA) suscrito en agosto de 2015 para la generación de energía eléctrica. (<https://www.egsa.bo/planta/hidroelectrica-san-jacinto/>).

1.2 ANTECEDENTES.

La energía hidroeléctrica es una fuente renovable y sostenible que ha sido utilizada durante siglos para generar electricidad. En Bolivia, la Central Hidroeléctrica de San Jacinto es una generadora con una potencia instalada de 7.6 MW. La central hidroeléctrica es crucial para la generación de electricidad en el departamento de Tarija y contribuye significativamente al desarrollo económico.

El rendimiento de las turbinas en una central hidroeléctrica es fundamental para la eficiencia y la producción de energía. Las turbinas convierten la energía cinética del agua en energía eléctrica, y su rendimiento puede variar dependiendo de factores como el caudal, niveles del embalse y la temperatura. Un rendimiento óptimo de las turbinas es esencial para maximizar la producción de energía y minimizar los costos operativos.

En la Central Hidroeléctrica de San Jacinto, el rendimiento de las turbinas es importante para mantener la eficiencia y la producción de energía. Sin embargo, factores como el sedimento, la corrosión y el desgaste de los componentes pueden afectar el rendimiento de las turbinas y reducir la eficiencia de la central.

Estudios previos han demostrado que el análisis del rendimiento de las turbinas puede ayudar a identificar oportunidades de mejora y optimizar la producción de energía.

El presente estudio tiene como objetivo analizar el rendimiento actual de las turbinas en la Central Hidroeléctrica de San Jacinto y identificar oportunidades de mejora. Se espera que los resultados de este estudio contribuyan a optimizar la producción de energía en la central. Además, se espera que los hallazgos de este estudio puedan ser aplicados a otras centrales hidroeléctricas en Bolivia y en la región, contribuyendo así al desarrollo sostenible y la generación de energía renovable.

El estudio se enfocará en analizar los datos operativos y determinar el rendimiento de las turbinas en la Central Hidroeléctrica de San Jacinto. Se espera que los resultados de este estudio sean de interés para los operadores de centrales hidroeléctricas, los ingenieros y los investigadores en el campo de la energía renovable.

1.3 EL PROBLEMA.

1.3.1 Planteamiento del problema.

La planta hidroeléctrica de San Jacinto está diseñada para una potencia instalada de 7,6 MW. La cual es parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con una potencia máxima de 7,2 MW el año 2022. (<https://www.egsa.bo/planta/hidroelectrica-san-jacinto/>).

Sin embargo al realizar un análisis de datos históricos y obtener el rendimiento de las turbinas se podrá identificar con que eficiencia se está aprovechando la energía disponible del agua ya que los niveles del embalse puede variar, se aprovecha el recurso en época de lluvia donde las turbinas están en funcionamiento 24 horas y se postergan los mantenimientos previstos que se tenían planificados, entonces al ver el rendimiento de las turbinas se podrá optar en mejorarlo o reemplazar la turbina, para aprovechar y llegar a la potencia instalada la cual fue diseñada aprovechando el recurso hídrico disponible.

1.3.2 Formulación del problema.

¿De qué manera se puede calcular el rendimiento de las turbinas a partir de registros de datos técnicos en una central hidroeléctrica?

1.3.3 Sistematización del problema.

- 1.- ¿Todas las turbinas pueden presentar el mismo rendimiento en una central hidroeléctrica que variables afectan directamente al rendimiento?
- 2.- ¿Es posible encontrar los puntos de operación óptima de una turbina el cual pueda generar mayor cantidad de energía eléctrica?
- 3.- ¿Es posible generar energía todo el año o dependerá del recurso disponible?

1.4 OBJETIVOS.

1.4.1 Objetivo General.

Analizar el rendimiento de las turbinas con datos históricos de la central hidroeléctrica de San Jacinto con la variabilidad del nivel de agua en el embalse y el caudal que pasan por las turbinas para identificar los puntos de operación óptimos para la central hidroeléctrica.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Recolectar información técnica de la central hidroeléctrica de San Jacinto para realizar el análisis de datos históricos.
- Procesar la información técnica con algún programa informático (Excel) para obtener gráficos y resultados.
- Realizar un análisis de los niveles del embalse con los datos obtenidos para verificar si se dio uso de manera eficiente al recurso hídrico e identificar los meses críticos.
- Determinar el rendimiento de la turbina en función de diferentes variables para identificar valores óptimos.

1.5 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.

1.5.1 Justificación teórica.

En una central hidroeléctrica los datos históricos, proporcionan información que nos permiten verificar como ha sido la producción de energía en función de las variables que se relaciona. También nos permitirá identificar los componentes que no están funcionando de una manera óptima y nos ayuda a realizar una planificación de operación de nuestros recursos hídricos y mantenimiento de la casa de máquinas de la central hidroeléctrica de San Jacinto.

1.5.2 Justificación metodológica.

Se busca hacer un análisis de rendimientos de las turbinas en función de estas variables, del mes más crítico con el fin de identificar valores óptimos para una producción máxima de energía y verificar si se ha utilizado el recurso energético eficientemente.

1.5.3 Justificación práctica.

Ya que la eficiencia tiende a mejorar a medida que avanzan las técnicas de diseño, tipo de turbinas y generadores. También es posible aumentar el rendimiento con el uso de nuevas tecnologías, en comparación con las desarrolladas en la década de 1960, puede aumentar la capacidad de producción de energía con la misma cantidad de agua.

El rendimiento de una unidad generadora depende del deterioro natural de las máquinas, representado por el porcentaje de producción de energía en un período determinado. El rendimiento de la generación a lo largo del tiempo, puede variar, cuando el rendimiento es bajo, no se repara sino que se restaura, se realiza una repotencialización o se moderniza.

1.6 HIPÓTESIS A INVESTIGAR.

Si se realiza el análisis del historial de datos de caudales, niveles de embalse, temperatura potencia, de las centrales hidroeléctricas, entonces se podrá identificar valores óptimos para una operación eficiente con la disposición de recurso hídrico que se presenta cada año.

CAPÍTULO II MARCO DE REFERENCIA

2.1 MARCO TEÓRICO.

2.1.1 PÉRDIDAS, POTENCIAS Y RENDIMIENTOS.

Las pérdidas en la que se clasifican en tres grupos: pérdidas hidráulicas, pérdidas volumétricas y pérdidas mecánicas:

Las pérdidas hidráulicas tienen lugar desde la sección E hasta el distribuidor; en el distribuidor Fink (y antes en la caja espiral y en el llamado redistribuidor o el inyector; entre el distribuidor y el rodete (este espacio se llama entrehierro, en las turbinas de reacción); en el rodete y finalmente en el tubo de aspiración, si lo hay.

Las pérdidas volumétricas o intersticiales se dividen como en las bombas, en pérdidas exteriores y pérdidas interiores. En las turbinas el caudal no retrocede, sino que sigue, por el juego también entre el rodete y la carcasa, pero en dirección del caudal principal, siempre que la presión a la entrada del rodete sea mayor que a la salida del rodete (turbinas de reacción). El caudal q , representa una pérdida porque no cede su energía al rodete, sino que su energía se pierde por estrangulamiento en el exterior del rodete. Por eso las expresiones del rendimiento volumétrico en las bombas y en las turbinas son distintas. Las pérdidas mecánicas son de igual naturaleza en las bombas y en las turbinas.

Potencia teórica potencia absorbida o potencia neta = potencia hidráulica puesta a disposición de la turbina. (Mataix Claudio, 1982, Pág.494).

La potencia teórica se define como la cantidad de energía que puede generar en una central hidroeléctrica sin considerar las pérdidas que ocurren en el sistema hidráulico ya que es un cálculo teórico y no refleja la producción real del sistema y se usa como una referencia para evaluar el rendimiento total de las turbinas de una central hidroeléctrica.

La potencia de una central hidroeléctrica se mide en Megavatios (MW) y se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$P_t = \rho * g * Q * H \quad \text{ecuación(1)}$$

P_t : potencia teórica (Vatios).

ρ : densidad del agua (kg/m³).

g : aceleración de la gravedad (m/s²).

Q : caudal turbinable de agua (m³/s).

H : salto disponible, desnivel disponible aguas arriba y aguas abajo (m).

La potencia útil en una turbina es la potencia mecánica P_a ; pero tiene su equivalente hidráulico. En efecto, de todo el caudal suministrado a la turbina. se aprovecha el caudal útil, o sea Q_{nv} ; de toda la altura neta se aprovecha la altura de Euler, o sea H_{nh} ; del producto del caudal útil por la altura útil se obtiene la potencia interna multiplicando por $\rho * g$, o sea $P_i = Q_{nv} * H_{nh} * \rho * g$; de la potencia interna se aprovecha sólo $P_i * \eta$ Por tanto, en unidades hidráulicas. (Mataix Claudio, 1982, Pág.495).

$$P_a = P_t * \eta = \rho * g * Q * H * \eta \quad \text{ecuación(2)}$$

P_a = potencia real (Vatios).

P_t = potencia teórica (Vatios).

La potencia real de una central hidroeléctrica es la cantidad de energía que se genera de manera efectiva donde se tiene en cuenta las pérdidas que ocurren en el sistema.

$$P = \rho * g * Q * H * \eta \quad \text{ecuación(3)}$$

$$P_{\text{real}} = P_{\text{teorica}} * \eta \quad \text{ecuación(4)}$$

P : potencia teórica (Vatios).

ρ : densidad del agua (kg/m³).

g : aceleración de la gravedad (m/s²).

Q : caudal turbinable de agua (m³/s).

H : salto disponible, desnivel disponible aguas arriba y aguas abajo (m).

η : rendimiento de la turbina (adimensional).}

Rendimiento

El rendimiento es la proporción entre el producto obtenido en una transformación y los medios utilizados durante la misma.

Rendimiento de una turbina

$$\eta = \frac{\text{Potencia real}}{\text{Potencia teórica}} \quad \text{ecuación(5)}$$

Por lo tanto, se puede concluir que el potencial hidroenergético de un río o arroyo es función del caudal Q del río (disponible) y de la altura de caída H, variables que luego determinan también la configuración y el tipo de las centrales hidroeléctricas. Si analizamos la ecuación de la potencia, podemos deducir que inclusive con 1 m de caída se puede producir una cierta potencia, por lo tanto y en este caso el caudal debería ser importante, lo que no sucede en las centrales de alta caída donde en este caso gobierna la altura de caída, mientras que, en las centrales de baja caída, gobierna el caudal del río. (Gestión Integral de los Recursos Hídricos y desarrollo Hidroenergético de Bolivia, 2016, pág.397).

2.2 MARCO CONCEPTUAL.

2.2.1 Energía hidráulica.

La energía hidráulica es por mucho la fuente de energía renovable más utilizada en el mundo y se la aprovecha principalmente para mover turbinas que conectadas a generadores producen energía eléctrica, por lo que se define también como energía hidroeléctrica.

El uso de la energía hidráulica data de la época de los griegos, quienes empleaban la rueda hidráulica o también conocida en aquel entonces como "noria", que inventó Filón de Bizancio en el siglo III a.C., para elevar agua y luego con adaptaciones y engranajes mejorados se produjeron cada vez más sofisticados molinos hidráulicos de granos. Sin lugar a duda la rueda hidráulica es la expresión máxima del aprovechamiento de la energía hidráulica en la época antigua.



Figura 1: Rueda Hidráulica Accionando Molino.

Fuente: Calizaya Terceros Andrés. (2016).

Según algunos historiadores, la primera central hidroeléctrica se construyó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña, pero otros afirman que la primera central hidroeléctrica del mundo inicio su operación el año 1882 y fue construida en el río Fox en Appleton, Wisconsin, Estados Unidos. Dicha planta hidroeléctrica, más tarde llamada la Compañía de Luz Appleton Edison, fue iniciada por un fabricante de papel de Appleton, quien se inspiró en los planes de Thomas Edison para una central de producción de electricidad en Nueva York. A diferencia de la planta de Edison en Nueva York que usaba vapor para mover sus generadores, la planta hidroeléctrica de Appleton usaba la energía hidráulica del río Fox. Cuando la planta inició su operación produjo suficiente electricidad para iluminar la casa del propietario, la planta de papel y las edificaciones colindantes. El principal impulso de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del perfeccionamiento de la turbina hidráulica y debido al aumento de la demanda de electricidad a principios del siglo XX. (Calizaya Terceros Andrés, 2016, pág. 393).

Una de las fuentes de energía más importantes es el recurso hídrico. Su aprovechamiento ha sido históricamente utilizado para generar energía hidroeléctrica, lo que ha permitido la

producción de electricidad de forma limpia y renovable. La generación de energía eléctrica representa un uso no consuntivo del recurso hídrico ya que una vez aprovechado es regresado a su cauce natural, sin la alteración de sus propiedades físicas o químicas. En este sentido, es importante destacar la relevancia de esta fuente de energía para el desarrollo de una sociedad sustentable y respetuosa con el medio ambiente.

2.2.2 Potencial hidroeléctrico de Bolivia.

A mediados de la década de los 80, la Empresa Nacional de Electricidad - ENDE junto con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) realizó una evaluación general de los recursos hidroenergéticos de Bolivia, concluyendo que el potencial hidroeléctrico está concentrado en su mayor parte en las cuencas altas del río Beni y Mamoré y cauce principal de los ríos Grande, Pilcomayo y Bermejo. (Análisis preliminar de Proyectos Hidroeléctricos en Bolivia, sus impactos ambientales y la complementariedad energética, 2020, pág.3).

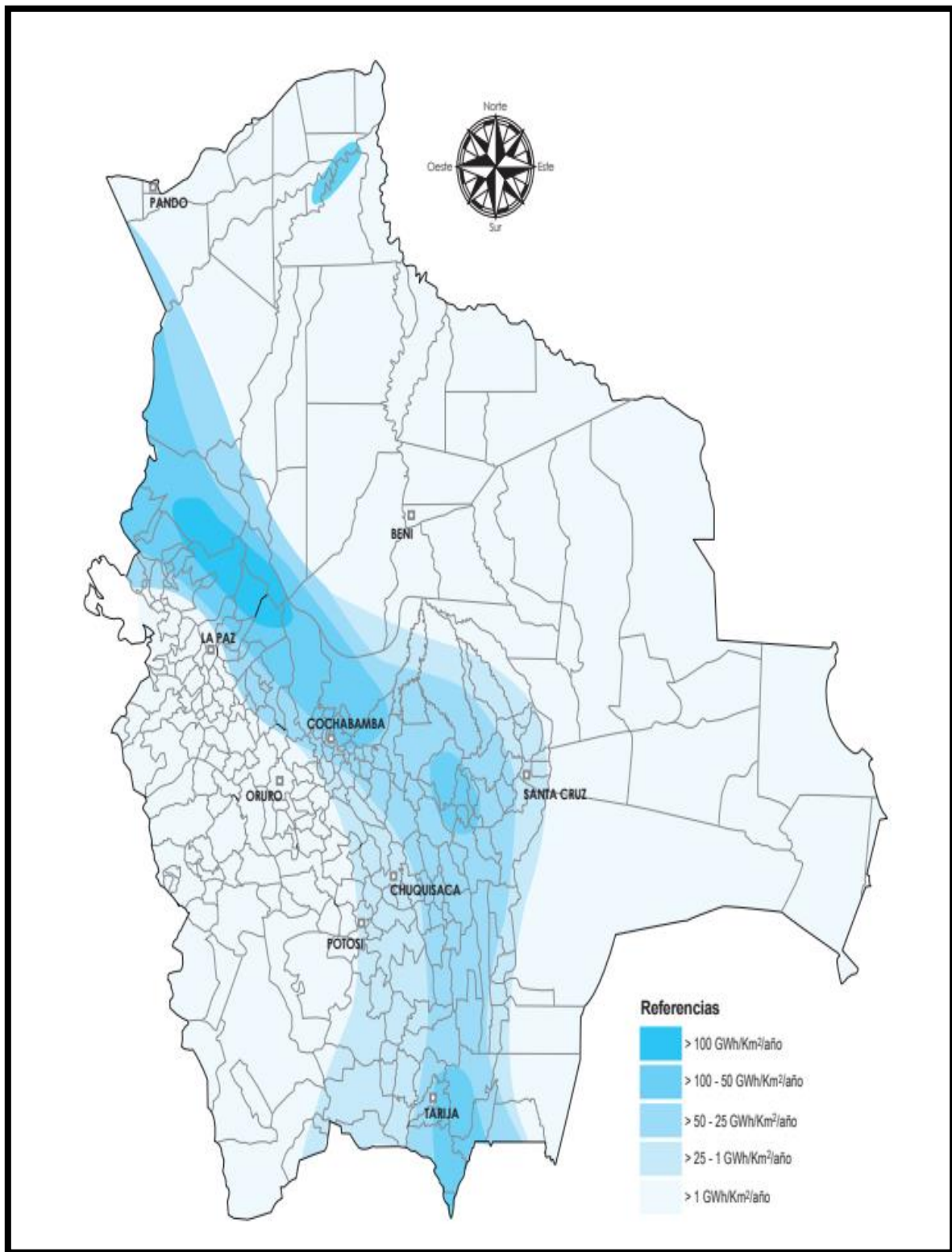


Figura 2: Potencial Hidroeléctrico de Bolivia
Fuente: WWF Bolivia, ENERGÉTICA. (2020).

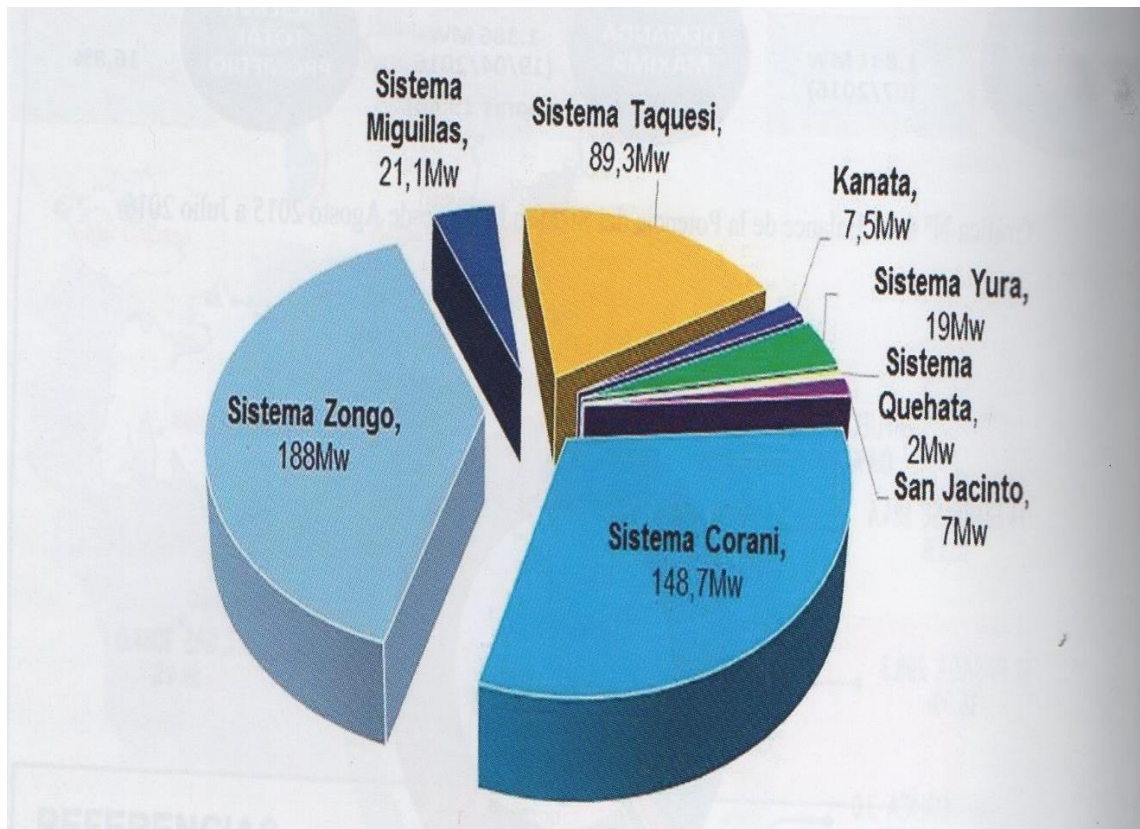


Figura 3: Capacidad de Generación Hidráulica en Bolivia a fines del 2015 (Ae,2015).

Fuente: Fuente: Calizaya Terceros Andrés. (2016).

2.2.3 Centrales hidroeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas son un conjunto de obras civiles hidráulicas, obras eléctricas y equipos electromecánicos que tienen por objetivo transformar la energía hidráulica que posee un río (grande o pequeño) en energía eléctrica a través de las turbinas hidráulicas.

El agua fluye a cierta velocidad y/o es conducida de manera forzada en conductos a presión que llevan el agua hacia las turbinas haciéndolas girar a altas o bajas revoluciones por minuto (RPM), transformando la energía hidráulica en energía mecánica de rotación que a su vez acoplados a generadores, estos producen energía eléctrica finalmente. (Calizaya Terceros Andrés, 2016, pág.397).

Las centrales hidroeléctricas se dividen según el tipo de central utilizada: centrales de pasada, las que utilizan el agua del cauce de un río y aquellas a las que ésta llega, convenientemente regulada, desde un lago o embalse.

- **Centrales de agua fluyente o de pasada.**

Se trata de centrales situadas sobre el caudal del río o con canal de derivación, que aprovechan pequeños saltos de altura con un gran caudal. Son escasamente gestionables ya que no controlan el caudal que las atraviesa y dependen fuertemente de las precipitaciones.

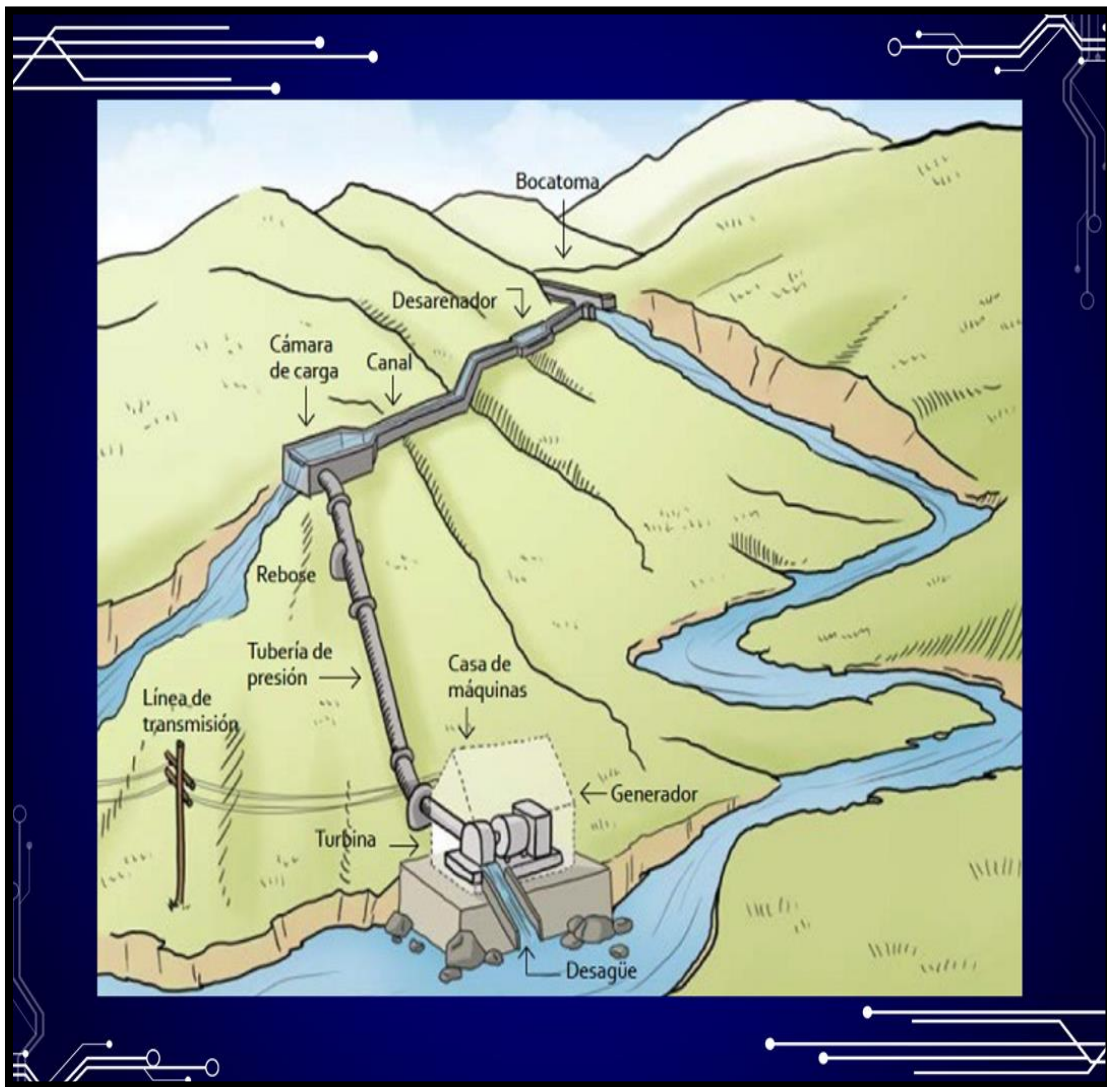


Figura 4: Central de Agua Fluyente.

Fuente: <https://www.endecorani.bo/index.php/features/historia-3>

- **Centrales de agua embalsada.**

Es el tipo más común. Emplean un gran valle bloqueado por una presa de hormigón como depósito de agua que van turbinando conforme les es más conveniente o necesario. (Ingenieros en Apuros, 2013, pág.5).

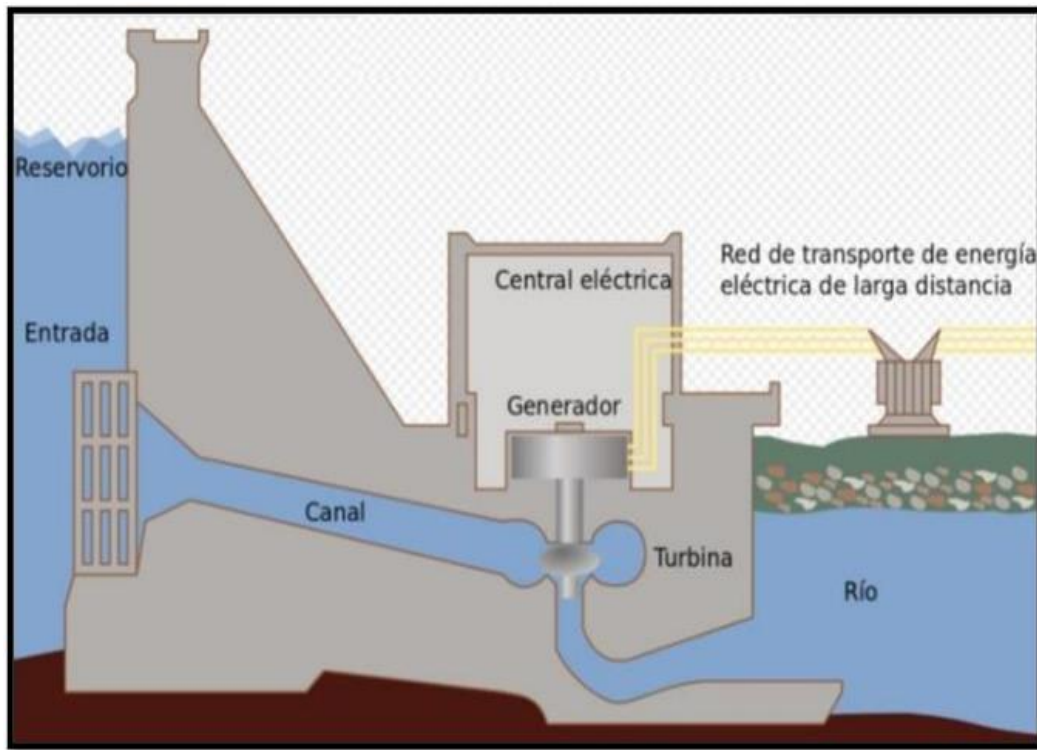


Figura 5: Central de agua Embalsada.
Fuente: <https://es-academic.com/dic.nsf/eswiki/244998>

2.2.4 Componentes de una central hidroeléctrica con agua embalsada.

Los componentes necesarios para la construcción de centrales hidroeléctricas de agua embalsada están orientados a almacenar y encauzar el agua hacia la central, luego allí turbinarla y transformarla en energía eléctrica.

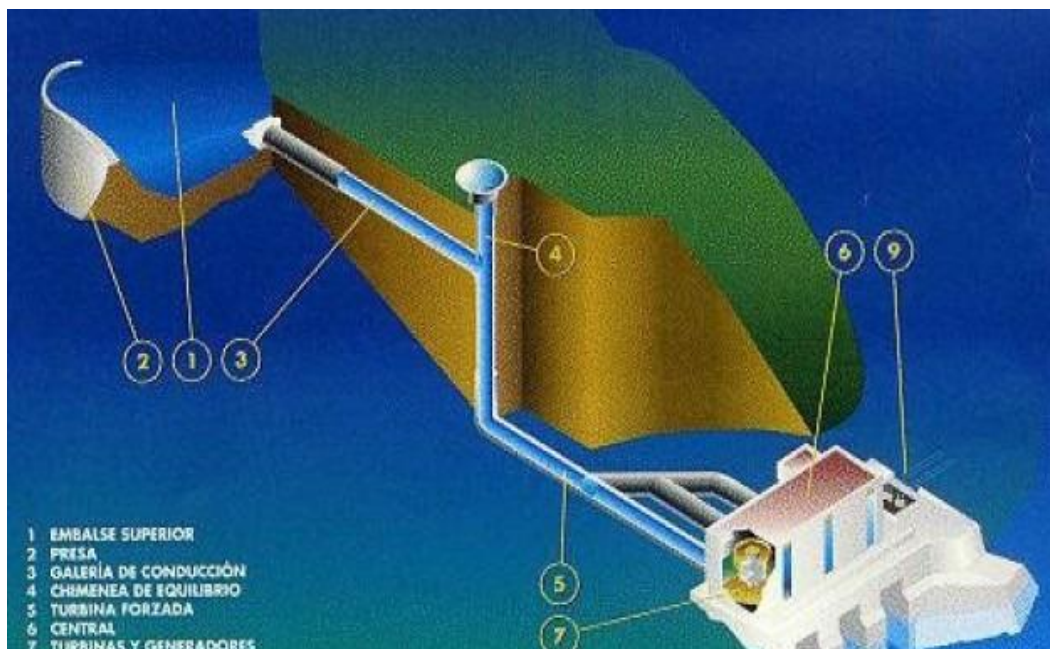


Figura 6:Componentes de una central hidroeléctrica.

Fuente: <https://www.iagua.es/blogs/sergio-martin-villafaina/centrales-hidroeléctricas-y-correcto-funcionamiento>.

2.2.4.1 Presa.

Las presas son el elemento básico de las centrales hidráulicas. Se trata de una estructura de hormigón cuya finalidad es bloquear el flujo de agua, así Aumentar la altura del nivel de agua y crear un embalse, controlando el flujo de agua y distribuir la fuerza que genera el agua embalsada entre las paredes. (Ingenieros en Apuros, 2013, pág. 8).

2.2.4.2 Aliviaderos y vertederos.

Su función principal es controlar el nivel del agua en el embalse y permitir la liberación controlada del exceso de agua en situaciones de alta carga, evitando inundaciones y garantizando la seguridad de la estructura de la presa. (Ingenieros en Apuros, 2013, pág. 10).

Importancia del Aliviadero en una Central Hidroeléctrica:

- Seguridad de la Presa.
- Protección Ambiental.
- Optimización de la Operación de la central hidroeléctrica.
- Mantenimiento del Nivel del Embalse dentro de un rango operativo.

2.2.4.3 Tomas de agua.

La obra de toma consiste en un ensanchamiento al inicio del conducto, que facilita la entrada del agua retenida por el azud o la presa y está diseñada para que las pérdidas de carga producidas sean mínimas. La función primaria de la toma es permitir la extracción del agua desde el vaso con la variación o amplitud de niveles de embalse en el mismo. En general la toma dispone de una rejilla que impide la entrada de elementos sólidos al canal o tubería.

2.2.4.4 Las compuertas.

Las compuertas son las que controla el caudal que debe pasar dentro de las posibilidades de capacidad de la conducción y para interrumpir la entrada de agua y proceder al vaciado, limpieza o reparación de las conducciones.

Las compuertas pueden ser planas, de desplazamiento lineal accionadas mediante cabrestantes o cilindros hidráulicos, o bien en forma de sector, de desplazamiento angular. Estas últimas son las que se utilizan normalmente en aliviaderos de superficie. En el caso de compuertas planas se suelen disponer orugas o rodillos para disminuir el rozamiento con las guías o durmientes. En cualquier caso, hay que disponer en las tomas de agua con los elementos necesarios para evitar la cavitación, cuando se obtura parcialmente la entrada, tales como inyección de aire o aireadores.

2.2.4.5 Cámara de carga.

Las cámaras de carga son el primer receptor del agua del embalse desde donde se distribuyen a las tuberías forzadas que la conducen hacia las turbinas. Es en estas cámaras donde la energía potencial que posee el agua de la presa se convierte en energía de presión, al no tener superficie libre. Siempre permanecen llenas de agua, con rejillas inclinadas para evitar que los materiales arrastrados por el agua lleguen a dañar la turbina o las tuberías forzadas. (Ingenieros en Apuros, 2013, pág. 14).

2.2.4.6 Tubería de presión.

La tubería de la turbina es una instalación de gran importancia, sobre todo en los casos en que se tienen grandes alturas en las plantas con derivación. La ruptura de esta tubería puede ser causa de una catástrofe, ya que por lo menos puede causar la inundación de la casa de máquinas con los consecuentes daños. Por esta razón las tuberías deben ser de los materiales

más confiables y someterse al más riguroso control de calidad. Las tuberías de la turbina normalmente se construyen de acero y pueden instalarse para alturas de hasta 2 000 metros. (Ingenieros en Apuros, 2013, pág. 14).

2.2.4.7 Distribuidores.

Con los mismos criterios de construcción que las tuberías forzadas, se distribuye el agua entre las turbinas de la central mediante el empleo de:

- Bifurcaciones: dividen el caudal en dos corrientes.
- Trifurcaciones: distribuyen el agua en tres direcciones.
- Manifold: ramifican los conductos, sirviendo de distribuidores para centrales con un gran número de turbinas.

(Ingenieros en Apuros, 2013, pág. 15).

2.2.4.8 Chimeneas de equilibrio.

Son tuberías verticales que nacen de las tuberías forzadas y que van a terminar a depósitos cerrados o abiertos donde el agua se encuentra parada, siendo la columna de agua proporcional a la presión que existe en la tubería forzada. (Ingenieros en Apuros, 2013, pág. 15).

Cuando se produce el cierre de una válvula de salvaguardia se genera una onda de sobrepresión denominada golpe de ariete que viaja por la corriente (aguas arriba, aguas abajo se produce una depresión). Las chimeneas de equilibrio consiguen absorber estas ondas que pasan a ser oscilaciones de altura de sus columnas de agua, consiguiendo así que aguas arriba no se propague el golpe de ariete. Una Chimenea de Equilibrio se instala cuando en el caso en que los parámetros hidráulicos de la central hidroeléctrica cumplen la siguiente condición:

$$\frac{L}{H_B} \leq 5 \text{ o } \frac{t_h}{v} < 0,51 \quad \text{ecuación (6)}$$

Dónde:

L: longitud de la tubería (m).

H_B : Caída bruta (m).

t_h : Tiempo hidráulico (s).

v: Velocidad del caudal en la tubería de presión (m/s).

2.2.4.9 Casa de máquinas.

En su interior están albergadas las turbinas con sus correspondientes bancadas, los generadores, cuadros eléctricos y de control, etc...

La configuración física del edificio depende del tipo y número de máquinas a utilizar y del tamaño de las mismas. En las instalaciones de eje vertical la estructura de la central suele dividirse verticalmente en tres niveles, de abajo hacia arriba.

- Nivel de tubos de aspiración, pozos o galería de desagüe.
- Nivel de turbina y final de tubería forzada.
- Nivel de generadores.

En las instalaciones la cimentación de la maquinaria, componen lo que se llama infraestructura, la superestructura consta en primer lugar de la sala de máquinas, de la sala de reparaciones y de las restantes instalaciones y oficinas de la central. (Centrales Hidroeléctricas, Facultad Nacional de Ingeniería, 2018, pág.28.)

2.2.5 Clasificación de centrales hidroeléctricas.

Según el tamaño y la potencia: A pesar de los diferentes criterios para clasificar las centrales hidroeléctricas, una clasificación de las centrales hidroeléctricas, basados más en la ya establecida por la OLADE y adecuada a las características más propias de nuestro país, a partir de la potencia instalada.

Tabla 1: Clasificación Según la Potencia para Bolivia

TIPO SEGÚN POTENCIA	ABREVIATURA	RANGO DE POTENCIA
Pico Centrales Hidroeléctricas	PicoCH	<5 KW
Micro Centrales Hidroeléctricas	MCH	De 5 hasta 100 KW
Mini Centrales Hidroeléctricas	MiniCH	De 101 hasta 1.000 KW
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	PCH	De 1MW hasta 10.000 MW
Grandes Centrales Hidroeléctricas	CH	>10.000 MW

1 KW = 1000W; 1MW = 1.000 KW; 1GW= 1.000MW

Fuente: Gestión Integral de los Recursos Hídricos y desarrollo Hidroenergético de Bolivia.UMSA.

Según la altura de caída: La clasificación primaria respecto a la altura de caída de las Centrales Hidroeléctricas prácticamente divide en dos grandes grupos:

- De Alta Caída
- De Baja Caída.

Desde luego que también se pueden catalogar a las CH's como de mediana caída, pero con el fin de evitar confusiones mejor clasificamos a las CH's como de alta y baja caída. En nuestro país desde luego y como ya se mencionó, las centrales son por derivación y siempre tratando de buscar la mayor caída posible.

Esta referencia obedece también a que de esta manera se pueda depender menos de la disponibilidad del caudal y aprovechar al máximo el desnivel topográfico que se pueda lograr de esta manera también se puede afirmar que una central hidroeléctrica por derivación costara

menos que una central hidroeléctrica de pasada por la envergadura de las estructuras civiles hidráulicas.

La altura de caída en una central hidroeléctrica es determinante al momento de la selección de la turbina hidráulica que será instalada en la casa de máquinas de los proyectos.

- **Centrales de alta presión** - Que corresponden, en inglés a las centrales de high head, y que son las centrales de más de 200 m de desnivel, por lo que frecuentemente se suele equipar con turbinas de acción tipo Pelton.
- **Centrales de media presión** - Son las centrales con un desnivel de 20 a 200 m. siendo dominante el en caídas menores a 50 m. uso de turbinas Francis, aunque también se pueden usar turbinas de reacción tipo Kaplan o Hélice.
- **Centrales de baja presión** - Que corresponden, en inglés a las centrales de low head, son centrales con desniveles de agua de menos de 20 m; habitualmente utilizan turbinas M. Banki o Hélice.
- **Centrales de muy baja presión** - Son centrales correspondientes equipadas con nuevas tecnologías, pues a partir de un cierto desnivel, las turbinas Hélice de eje horizontal, el tipo Bulbo o M. Banki pueden generar energía. En inglés, son conocidas como turbinas very low head, y suelen situarse por debajo de los 5 m.

(Calizaya Terceros Andrés, 2016, pág. 406-407)

2.2.6 Turbinas hidráulicas.

Se puede definir una turbina hidráulica como una máquina que transforma la energía hidráulica aportada por un fluido incompresible en energía mecánica.

En una turbina, el fluido al atravesar la máquina cede en el rotor órgano principal y además el único móvil parte de su energía, que será aprovechada en el eje solidario al mismo obteniéndose así una energía mecánica. Esta energía es transformada posteriormente en energía eléctrica mediante un alternador.

Además del rotor, una turbina consta de otros elementos situados aguas arriba y aguas abajo del mismo y que serán descritos más adelante. El agua es conducida hasta la turbina a través de la denominada tubería forzada.

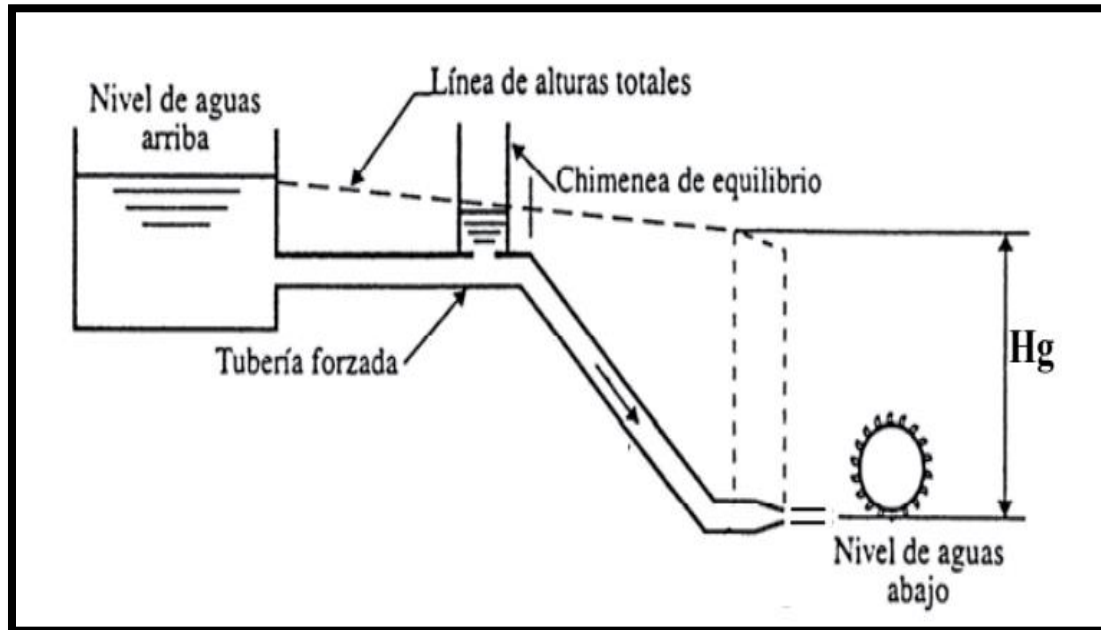


Figura 7: Instalación de una Turbina Hidráulica.
Fuente: Sánchez Domínguez U. (2012).

2.2.7 Clasificación.

Las turbinas pueden clasificarse de formas muy diversas atendiendo a las características y a su manera de funcionamiento. La clasificación más importante es la que, en atención a su funcionamiento, las divide en turbinas de acción y en turbinas de reacción.

2.2.7.1 Turbinas de acción.

Este tipo de turbinas toda la energía potencial del salto se transmite al rotor en forma de energía cinética, el agua sale del distribuidor a la presión ambiente y llega al rotor a esa misma presión.

El fluido al pasar a la rueda entra en contacto con la atmósfera y toda la energía de presión se transforma en energía cinética, por lo que en el rotor únicamente hay intercambio de energía en forma de energía cinética. La turbina de acción más utilizada es con mucho la turbina Pelton. Otras muchas menos empleadas son las turbinas Banki-Michell y Turgo. Las

turbinas de acción son adecuadas para grandes saltos y pequeñas alturas, con lo que resultan potencias relativamente bajas.

Si el caudal es grande pueden colocarse varios inyectores para fraccionarlo, pues no es conveniente, por razones mecánicas, que el chorro sobrepase los 20 cm de diámetro. En cualquier caso, el chorro o los chorros de agua solamente inciden sobre algunas cucharas en cada instante y no sobre toda la periferia, por lo que estas turbinas se dice que son de admisión parcial, y como los chorros llegan tangencialmente al rotor se llaman también ruedas tangenciales. (Sánchez Domínguez, U. ,2012, pág.202).

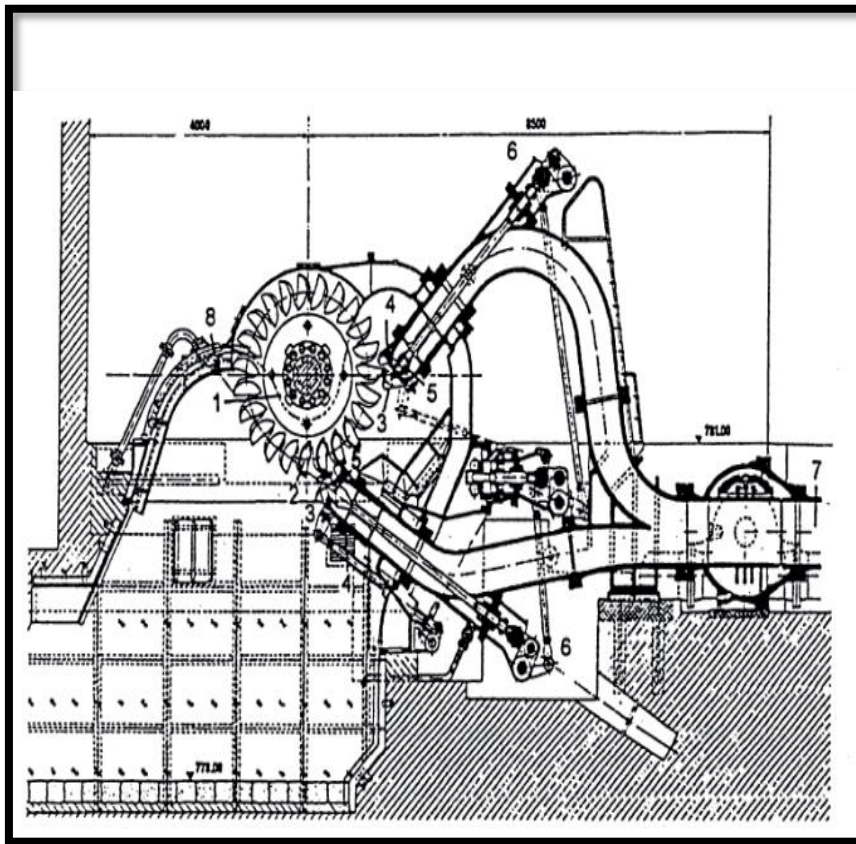
Turbina Pelton.

La turbina Pelton, denominada también de impulsión o de chorro libre, es obra del ingeniero estadounidense Lester Allen Pelton y se comenzó a emplear en 1889. Los elementos fundamentales de los que consta una turbina Pelton son un distribuidor denominado inyector (formado por una tobera y regulado por una aguja) y el rotor, como se esquematiza en la figura 8 (Sánchez Domínguez, U., 2012, pág.220).

La turbina Pelton es una turbina hidráulica de impulso, diseñada para aprovechar saltos de agua elevados con caudales relativamente bajos. Su eficiencia la convierte en una opción ideal para generar energía en ubicaciones con grandes diferencias de altura.

Características de una Turbina Pelton:

- Tipo de turbina: Impulso, de acción, de flujo tangencial y admisión parcial.
- Composición: Consta de una rueda (rodete) con cucharas o álabes en su periferia.
- Funcionamiento: El agua es dirigida a alta velocidad mediante una tobera hacia las cucharas, generando un par motor que impulsa la rueda.
- Eficiencia: Puede alcanzar hasta un 90% de eficiencia en la conversión de la energía cinética del agua en energía mecánica.



- 1.-Rotor
- 3.- Álabes
- 4.-Deflector
- 5.-Inyector
- 6.-Mecanismo de regulación
- 7.-Tubería de alimentación
- 8.- contra chorro

Figura 8: Turbinas PELTON con dos inyector

Fuente: Sánchez Domínguez, U. (2012).

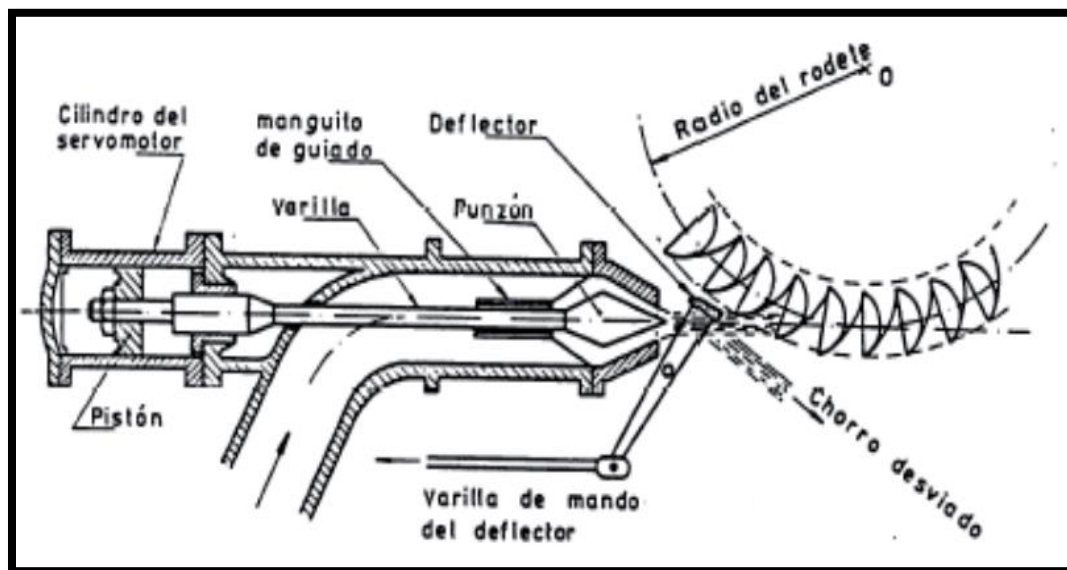


Figura 9: Esquema de una Turbina PELTON

Fuente: Sánchez Domínguez, U. (2012).

Turbina Michell-Banki.

Su origen se sitúa a comienzos del siglo XX en los estudios del ingeniero inglés A. G. M. Michell y dentro del campo de las turbinas de acción es muchísimo menos utilizada que las Pelton. Es una turbina de flujo transversal o cruzado y que presenta como ventaja fundamental su sencillo diseño y su fácil construcción, por lo que es utilizada principalmente en pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, aunque también se emplea en ocasiones en grandes instalaciones, ya que se adapta bastante bien a caudales variables. No obstante, su uso más adecuado es con caudales pequeños y medianos, sobre todo en ríos con pequeños caudales. Estos ríos llevan durante varios meses muy poca agua, por lo que en su diseño debe considerarse para el mínimo caudal que será el parcial y para épocas de abundancia de agua, se considerará el caudal total que será utilizado para usos productivos. (Sánchez Domínguez, U., 2012, pág.238).

Algunas ventajas de este tipo de turbinas son:

- La velocidad de giro puede ser seleccionada en un amplio rango.
- El diámetro de la turbina no depende necesariamente del caudal.
- Rendimiento aceptable.
- Caudal y potencias regulables mediante un álabe ajustable.

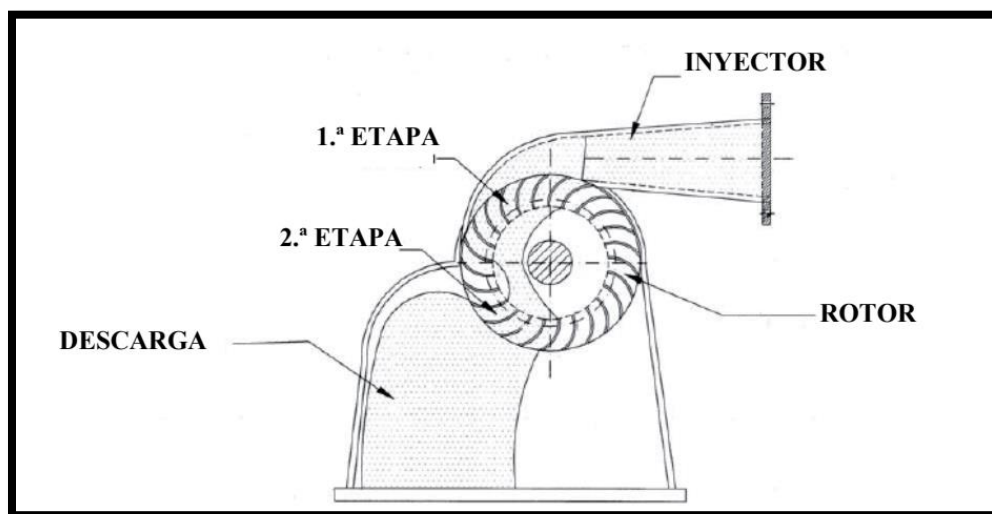


Figura 10: Turbina MICHELL-BANKI.

Fuente: Sánchez Domínguez, U. (2012).

Turbina Turgo.

La turbina Turgo es una turbina de acción o impulso similar a la Pelton (aunque mucho menos utilizada) diseñada para saltos de desnivel medio. Fue desarrollada por la compañía Giles a comienzos del siglo XX a partir de una modificación de la turbina Pelton y en determinadas ocasiones presenta algunas ventajas sobre ella y sobre la turbina Francis.

La turbina Turgo opera en un rango de desniveles en el que se solapan las turbinas Pelton y Francis (entre 20 y 300 m), con presiones medias, con grandes variaciones de caudal y con muchas materias en suspensión en el agua a turbinar. Puede ser instalada en proyectos donde normalmente se utilizarían turbinas Pelton con múltiples chorros o turbinas Francis de baja velocidad.

Aunque hay grandes instalaciones con este tipo de turbinas, suelen utilizarse sobre todo en pequeñas instalaciones hidráulicas.

Esta turbina presenta algunas desventajas: en primer lugar, es más difícil de fabricar que la Pelton, ya que los álabes tienen una forma compleja y son más frágiles que las cucharas de la misma y, en segundo lugar, presenta una importante carga axial que debe ser soportada con los cojinetes adecuados. (Sánchez Domínguez, U., 2012, pág.244).

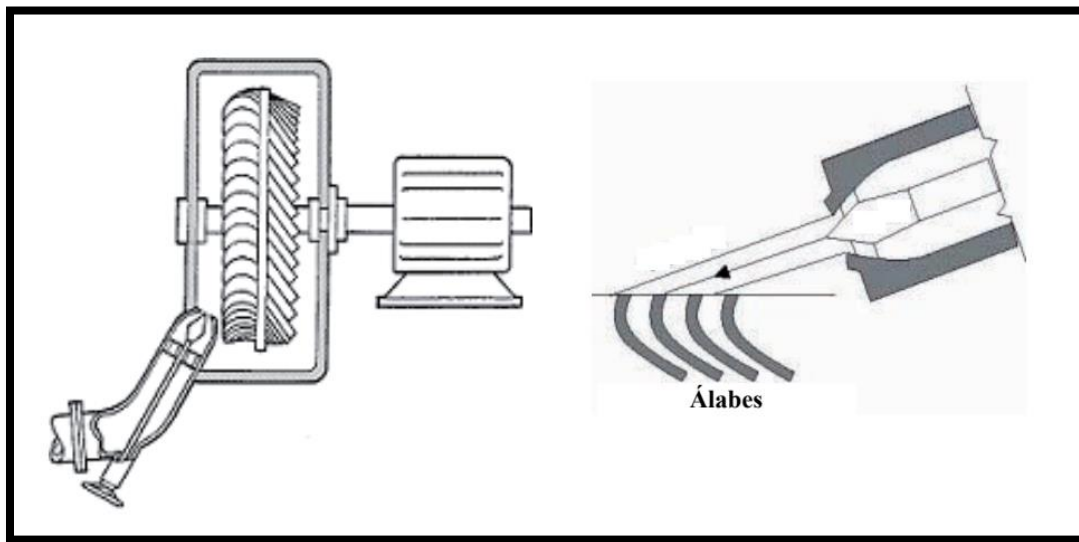


Figura 11:Esquema de la turbina TURGO.
Fuente: Sánchez Domínguez, U. (2012).

2.2.7.2 Turbinas de reacción.

Las turbinas de reacción son aquellas en las que el fluido solo cede energía en forma de presión al atravesar el rotor de la máquina, no energía cinética. Para ello, el rotor ha de estar encerrado en una cámara que lo aisle del medio ambiente, que es la cámara espiral. El primero que analizó este tipo de turbinas fue Euler en 1745, aunque no empezó su utilización industrial hasta 1827 con Fourneyron. En 1838 Howd patentó una turbina centrípeta y en 1849 Francis desarrolló la turbina que lleva su nombre, que aunque ha sufrido numerosas modificaciones ha seguido conservando el nombre de su inventor. Después se ha ido produciendo una evolución de los rodets hacia las grandes velocidades, con lo que la tendencia ha sido la de inducir al fluido un movimiento cada vez más axial para aprovechar el mayor caudal posible, desarrollándose entre otras la turbinas Hélice, Kaplan y los Grupos Bulbo. (Sánchez Domínguez, U., 2012, pág.202).

Turbina Francis.

Este tipo de turbina fue diseñada y construida por el ingeniero inglés James Bichano Francis, que emigró a los Estados Unidos, donde realizó numerosos proyectos hidráulicos.

En su diseño original era totalmente radial, con radios de entrada y salida del rotor iguales para todas las partículas fluidas. Al ser radial, el diámetro de salida del rotor resultaba muy grande porque el fluido después de salir por los canales formados por los álabes tenía que girar 90°. Por eso se vio la conveniencia de construir el rodete de forma que la velocidad del fluido tuviera una componente axial a la salida. Sucesivamente, se han ido realizando diversas modificaciones que han hecho que este tipo de turbina tenga un diseño diferente al primitivo, aunque se ha mantenido su denominación.

La turbina Francis es una turbina de reacción y es de admisión total, es decir, que el agua entra en el rotor por toda su periferia (por ello para un mismo caudal se requiere un rotor de menor tamaño que en el caso de las turbinas Pelton).

Los elementos fundamentales de esta turbina son un distribuidor formado por una corona de álabes que sirven para guiar el agua y regular el caudal y un rotor acoplado al eje de la turbina.

El distribuidor es de mayor diámetro que el rotor y rodea al mismo de modo que el movimiento del agua es centrípeto respecto al eje.

Otro elemento que se acopla a esta turbina, aunque no es imprescindible, es el tubo de aspiración, que se coloca a la salida del rotor con su extremo inferior sumergido bajo el nivel de aguas abajo, y que sirve para aprovechar gran parte de la energía cinética que el agua conserva aún a la salida del rotor.

Cuando el salto es con tubería forzada, la entrada del agua en el distribuidor se hace encauzándola mediante una cámara espiral (también llamada voluta o caracol), que es prolongación de la tubería forzada y rodea el distribuidor disminuyendo de sección a medida que va perdiendo caudal. Su misión es guiar al fluido y hacer que este llegue con presión a toda la periferia del distribuidor. (Sánchez Domínguez, U.,2012, pág.248-249).

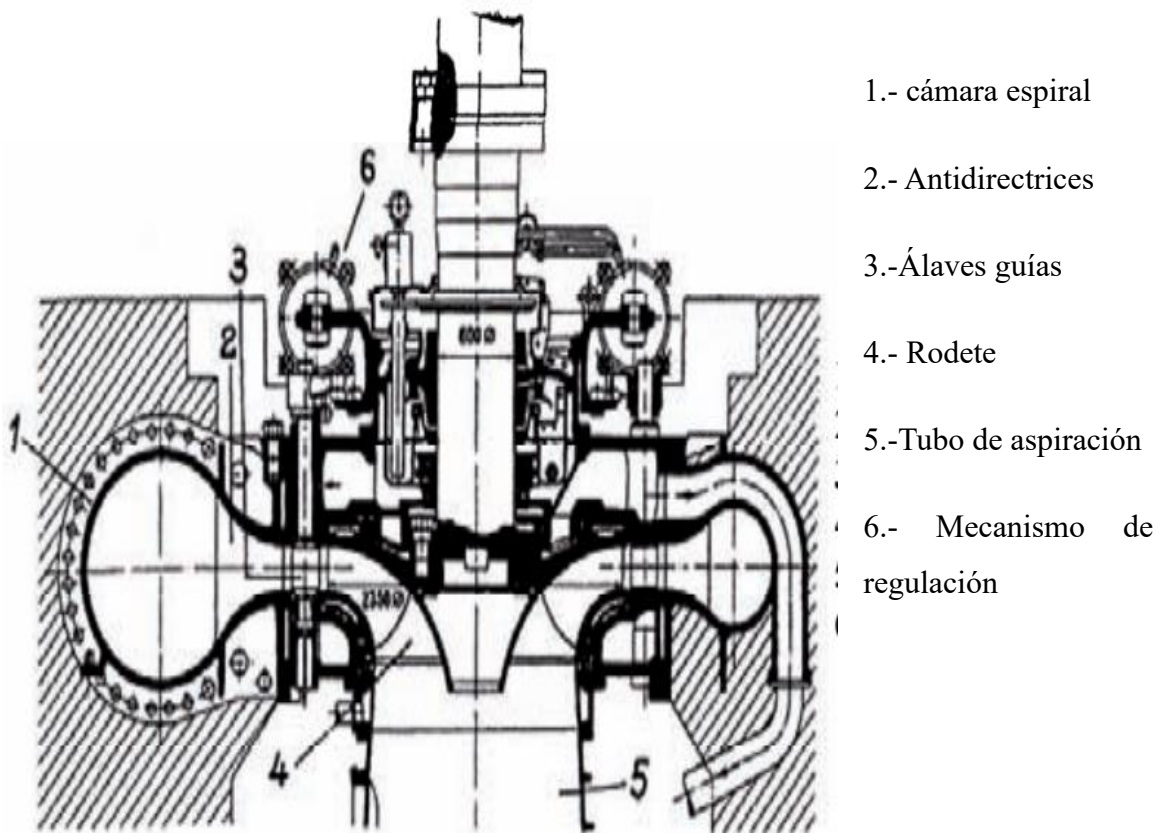


Figura 12:Sección de una turbina FRANCIS Típica.

Fuente: Sánchez Domínguez, U. (2012).

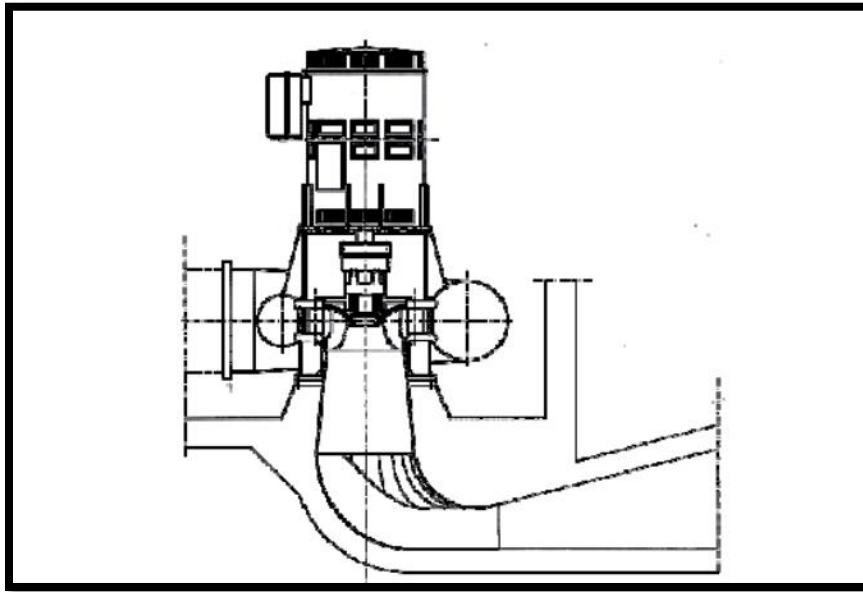


Figura 13:Sección de perfil de una Turbina FRANCIS.
Fuente: Sánchez Domínguez, U. (2012).

Partes de una turbina Francis.

- **La cámara espiral.**

La cámara espiral suele ser una prolongación de la tubería forzada de alimentación, es el primer elemento de la turbina por el que pasa el fluido y como ya se ha comentado, tiene como función guiar al fluido y hacer que llegue con presión a toda la periferia del distribuidor.

En ella, la velocidad media del fluido no debe ser muy elevada para evitar grandes pérdidas de carga. Por tanto, para un caudal determinado, la sección transversal de la cámara espiral ha de ser grande, aunque se toma un límite inferior para la velocidad (entre 2 y 6 m/s) impuesto por consideraciones económicas. (Sánchez Domínguez, U., 2012, pag.250).

- **El distribuidor.**

Su misión es guiar el agua hacia el rotor y regular el caudal y por tanto la potencia de la turbina, ajustándose en lo posible a las variaciones de carga de la red. Este elemento no genera energía, pero transforma energía de presión en energía cinética.

Para realizar estas funciones dispone de unos álabes guía o directrices que pueden girar alrededor de unos pivotes accionados por un mecanismo exterior. (Sánchez Domínguez, U., 2012, pág.254).

- **El rotor.**

El rotor puede adoptar distintas formas y dimensiones según la altura y el caudal, es decir, según la velocidad específica. Así, si la altura es elevada y el caudal pequeño (es decir, velocidad específica pequeña, turbinas lentas), el rotor tendrá una sección de entrada pequeña y un recorrido del flujo casi radial para transformar en energía cinética una parte importante de la energía de presión.

En el caso contrario, altura pequeña y caudal grande (es decir, velocidad específica elevada, turbinas rápidas), tendrá una sección de entrada grande y un flujo casi axial existiendo toda una variedad de situaciones intermedias entre estas dos. (Sánchez Domínguez, U.,2012, pág.256).

- **El tubo difusor.**

También recibe el nombre de tubo de descarga o tubo de aspiración por trabajar en depresión. Es una tubería de sección creciente que se coloca a la salida del rotor y que permite:

- 1) Recuperar una parte de la energía cinética perdida por velocidad tangencial del agua.
- 2) Recuperar parte de la altura de caída, creando una depresión a la salida del rotor.

Para ello, se dispone a la salida del rotor este elemento, que es un tubo divergente y largo. Así se consigue crear un vacío a la salida del rodete, con lo que la energía de presión entregada al mismo aumenta, compensando la energía cinética de salida. Este vacío, junto con el que provoca el posible mayor nivel del rotor respecto al canal de desagüe, ha de ser tal que no se produzca cavitación. (Sánchez Domínguez, U.,2012, pag.261).

Turbina Hélice.

La tendencia a la construcción de turbinas cada vez más rápidas para velocidades específicas mayores de 450 es lo que lleva al desarrollo de las turbinas Hélice y Kaplan, ya que en las turbinas Francis con ω del orden de 400 el agua no se puede guiar y conducir con precisión. Las turbinas Hélice, por ser de reacción, constan de los mismos elementos que las turbinas Francis: cámara espiral, distribuidor, rotor y difusor. El único elemento diferente es el rotor

que consta de cubo, álabes y cono inferior y es similar a la hélice de un barco pudiendo tener entre 3 y 8 álabes. Este tipo de turbinas es adecuado para trabajar con grandes caudales y saltos de pequeña altura. Tienen un buen rendimiento en condiciones próximas a la de diseño, pero si no es así, este disminuye rápidamente debido a las pérdidas por choque del fluido con los álabes a la entrada del rotor y a la componente tangencial de la velocidad absoluta. Por eso se dice que tiene una curva de rendimiento “en gancho” y solo es adecuada para trabajar a carga constante. La turbina Hélice tiene fijas las palas o álabes del rotor. Cuando estas son orientables se tiene la turbina Kaplan; en ambos casos las turbinas funcionan con un único sentido de giro de rotación, son pues turbinas irreversibles. Si, además de tener las palas orientables, las turbinas funcionan en los dos sentidos de rotación (turbinas reversibles) y asimismo pueden actuar como bombas hélice accionadas por el propio generador, se las denomina turbinas Bulbo. (Sánchez Domínguez, U., 2012, pág.266).

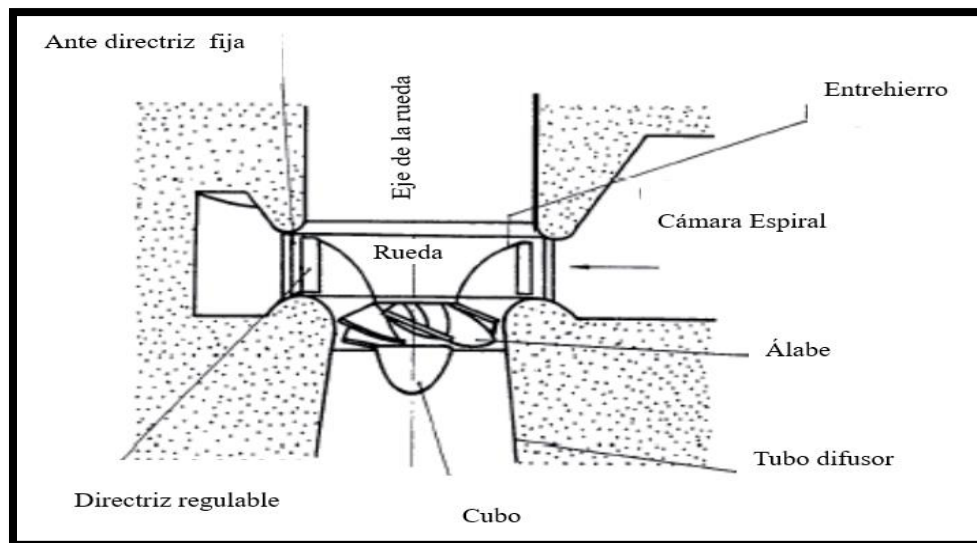


Figura 14: Turbina HÉLICE.
Fuente: Sánchez Domínguez, U. (2012).

Turbina Kaplan.

Fue desarrollada por el ingeniero austriaco Víctor Kaplan entre 1910 y 1918. Es un tipo de turbina similar a las Hélice, pero con los álabes del rotor orientables, con lo que su inclinación se puede hacer coincidir siempre con la dirección del flujo a la entrada del rotor, de modo que se adapta bastante bien a cualquier carga. De este modo se mejora el rendimiento de la turbina Hélice a cargas parciales. Son adecuadas también para trabajar en situaciones de

grandes caudales y pequeñas alturas, aunque se han podido adaptar a saltos de gran altura. (Sánchez Domínguez, U., 2012, pág.267).

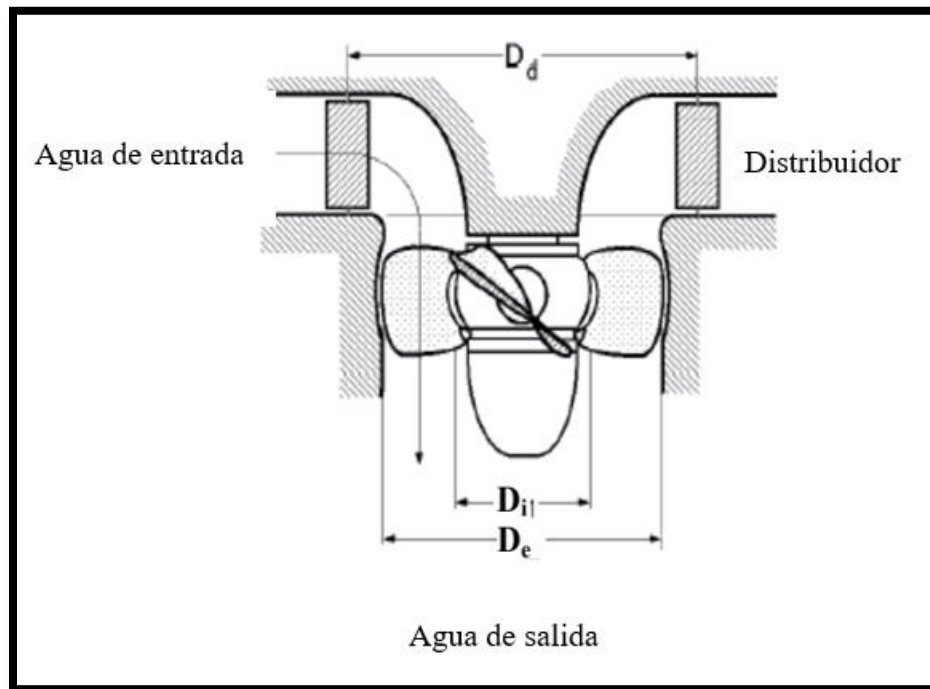


Figura 15: Turbina KAPLAN.
Fuente: Sánchez Domínguez, U. (2012).

Turbina Dériaz.

La turbina Dériaz puede considerarse que es una turbina Francis de álabes orientables como la Kaplan o también que es el resultado de combinar las características de una turbina Francis rápida y una Kaplan y fue construida por primera vez en 1957 para la central de las Cataratas del Niágara por el ingeniero Paul Dériaz. Está basada en la turbina Kaplan con una doble evolución sobre la misma. (Puede decirse también que la turbina Dériaz es a la Francis lo que la Kaplan es a la Hélice, es decir, una evolución de ella).

Una primera diferencia estriba en que el eje de los álabes no es perpendicular al eje de la rueda, como en las Kaplan, sino que disponen de una cierta inclinación, con el fin de conseguir suavizar el cambio de dirección del flujo.

Por otra parte, fue diseñada para trabajar de manera reversible, es decir, como turbina y como bomba. Este hecho junto con la orientabilidad de los álabes le confiere ventaja a este tipo de turbina frente a las Francis. A esta turbina también se la conoce como turbina diagonal o

semiaxial y su rotor es parecido al de las Kaplan, pero con álabes diagonales, que resulta muy apropiada para operar en centrales con grandes variaciones de altura y/o caudal y también en centrales de acumulación por bombeo por el hecho de ser reversible. Puede demostrarse que la velocidad específica crece al aumentar el ángulo de inclinación de los álabes y al crecer la altura de los mismos. (Sánchez Domínguez, U., 2012, pág.275).

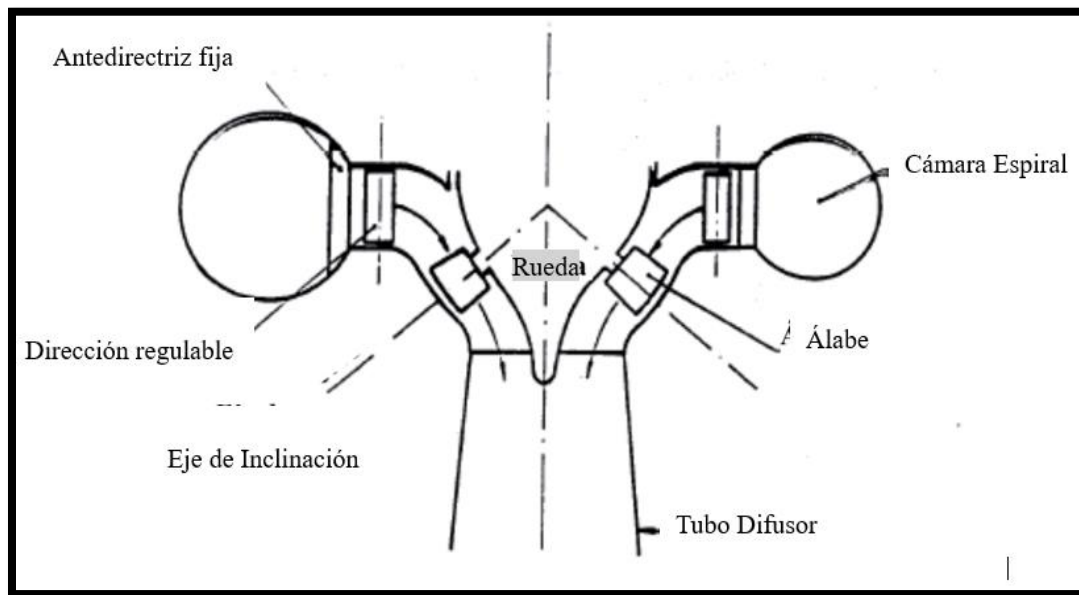


Figura 16:Esquema de la Turbina DÉRIAZ
Fuente: Sánchez Domínguez, U. (2012).

Turbina Bulbo.

Cuando la altura geométrica del salto es pequeña, la importancia de las pérdidas de carga puede ser grande, por lo que es muy importante tratar de minimizar dichas pérdidas. Una forma de conseguir esta disminución de las pérdidas es reducir el número de cambios en la dirección del fluido al atravesar la máquina, que en las turbinas verticales es elevado. Por ese motivo se ha desarrollado la turbina Bulbo, en la que el recorrido del agua se simplifica utilizando una turbina de eje horizontal, formando un conjunto que queda sumergido y al que se accede a través de un pozo con diseño exterior aerodinámico para obstaculizar lo menos posible el paso del fluido. (Sánchez Domínguez, U., 2012, pág.276).

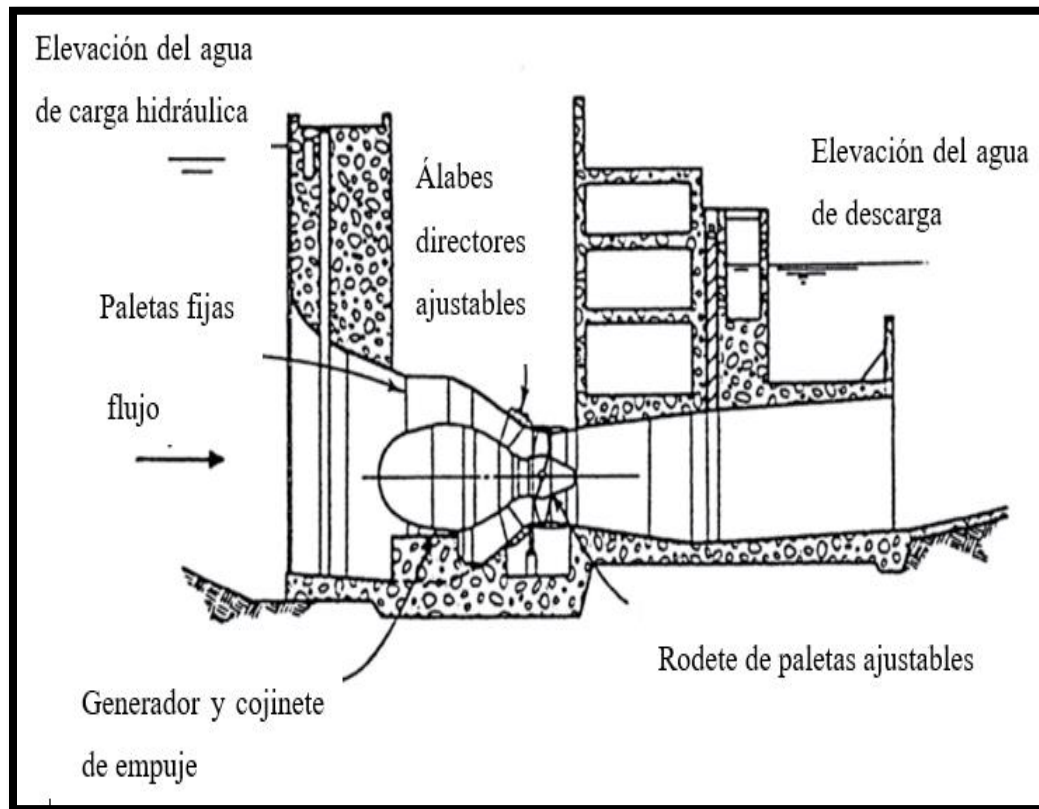


Figura 17: Turbina BULBO.
Fuente: Sánchez Domínguez, U. (2012).

2.2.8 Ventajas y desventajas entre grandes y pequeñas centrales hidroeléctricas.

De acuerdo a la Unión Europea, se consideran pequeñas centrales hidroeléctricas aquellas que generan potencias menores a 10 MW (1 MW = 1000 kW) y grandes a las que generan potencias mayores a 10 MW. Al respecto es posible concluir que ambas opciones cuentan con ventajas y desventajas. El cuadro siguiente sintetiza comparativamente las ventajas y desventajas de ambas opciones considerando aspectos técnicos, económicos y de impacto ambiental. (Cuellar Monroy José y Gonzales Montaña Emilio, 2015, pág. 5).

Tabla 2: Ventaja y desventajas entre grandes y pequeñas centrales hidroeléctricas.

	GRANDES CENTRALES		PEQUEÑAS CENTRALES	
	P>10 MW		P<10 MW	
	Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
Preinversión		Alta	Baja	

Inversión		Alta	Baja	
Costo unitario	Bajo			Alto
Potencia generada	Alta			Baja
Población abastecida	Alta			Baja
Impactos ambientales		Alto	Bajo	

Fuente: Cuellar Monroy José Luis y Gonzales Montaña Emilio.(2015).

2.2.9 Diagrama colinar.

Es parte de la información disponible, entregada por sus fabricantes, generalmente como gráficas de eficiencia, a diferentes niveles, en términos de la altura y la descarga de agua, conocidas normalmente como “diagramas colinares”.

Del análisis de uno de los citados “diagramas colinares” figura 18, puede observarse que existe un punto de “máxima eficiencia”, aproximadamente 0,94 en este caso, correspondiente a unos parámetros de diseño, donde se presenta su desempeño óptimo, que serán llamados en este trabajo altura de diseño y descarga de diseño. En este diagrama, para cualquier pareja (altura, descarga) asociada a cualquier punto de la región de operación factible, puede leerse tanto la eficiencia de la turbina como la potencia de salida. (Díaz, J.,2008, pág.94).

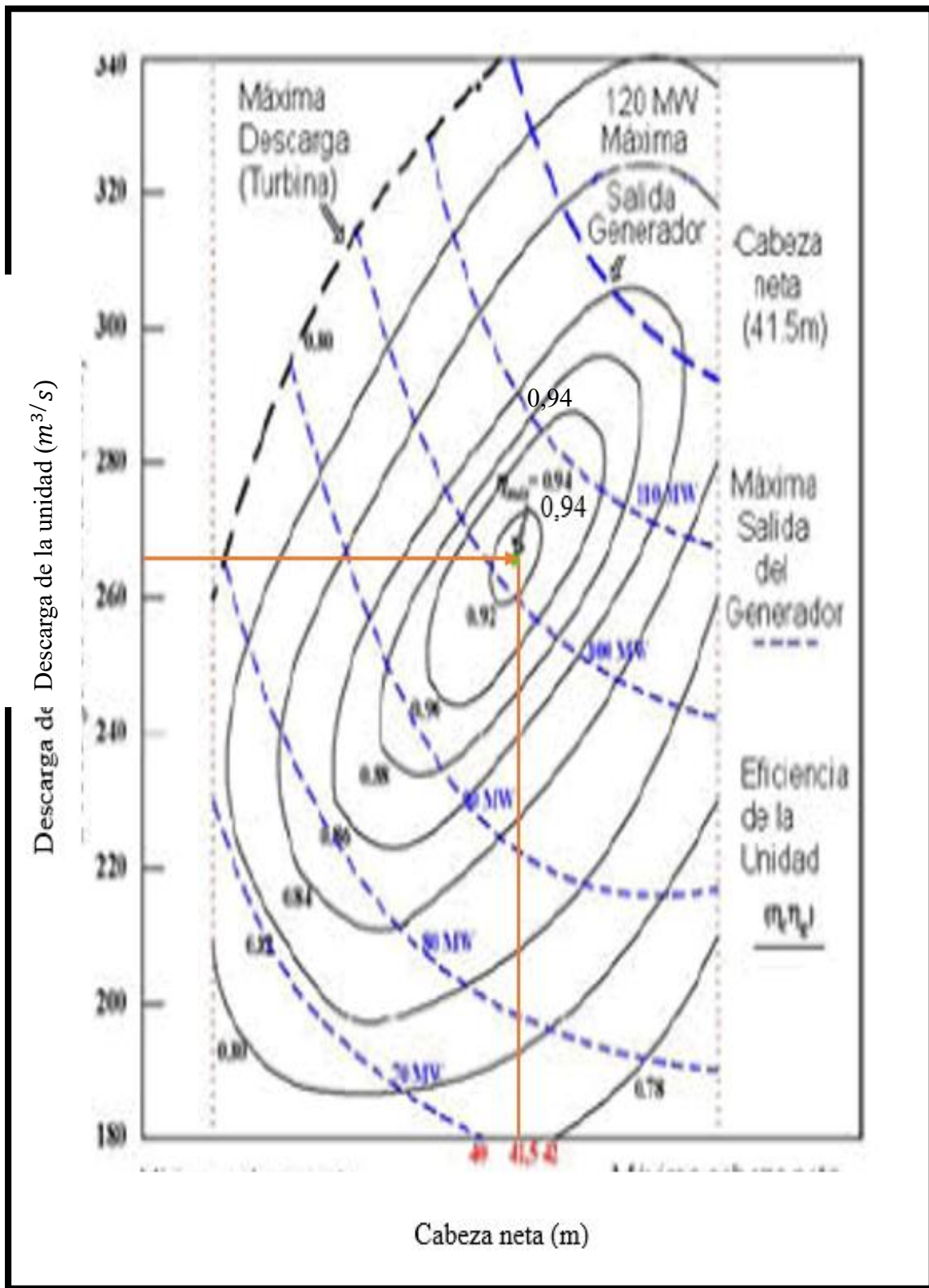


FIGURA 18: Eficiencia de La Turbina Francis en Función de Descarga del agua y la altura.
Fuente: Díaz, J. (2008).

2.3 MARCO ESPACIAL.

La Planta Hidroeléctrica de San Jacinto, se encuentra ubicada a 7 kilómetros de la ciudad de Tarija, en la provincia Cercado y es de propiedad del Gobierno Autónomo Departamental de Tarija, está operada por ENDE GUARACACHI S.A.

2.3.1 Presa.



Figura 19: Presa de San Jacinto
Fuente: “Presa San Jacinto “Fotografía del autor”.

La presa de San Jacinto es Tipo bóveda de $H^{\circ}A^{\circ}$ de doble curvatura ubicada en el angosto de San Jacinto. La altura máxima es de 47 m. y la longitud de coronamiento es de 100 m. La cota de coronamiento es de 1887,50. El espesor en clave de 1,80 m en la cresta hasta 6,10 metros en la base, pasando por un espesor máximo de 6,60 metros. Las obras hidráulicas de la presa comprendieron inicialmente en vertedero libre con umbral calado a la cota 1882,50 m.s.n.m. de capacidad de evacuación, dos desagües de fondo y dos dispositivos de desencantamiento. Un revestimiento de protección en el pie aguas abajo de la presa asegura la protección de la roca del río y de las márgenes durante las evacuaciones de las aguas. En el proyecto original, el nivel máximo normal del embalse era 1882,50 m.s.n.m. y el nivel máximo de crecidas era 1887,50 m.s.n.m. para un periodo de retorno de 10.000 años. El volumen total del embalse a la cota 1882,50 m.s.n.m es de 56 hm³ y la superficie

correspondiente es de 580 hectáreas. EL volumen útil es de 41 hm³ al principio de la explotación y disminuye hasta 27,50 hm³ después de 50 años de explotación. Esta variación es debido a la acumulación de los aportes sólidos. Actualmente con la implementación de las presas inflables que se colocaron el nivel máximo normal del embalse es de 1884 m.s.n.m.

2.3.2 Colchonetas inflables.

Con el objetivo de poder almacenar mayor cantidad de agua en los periodos de lluvia, en marzo de 1996, se implementaron las presas inflables que tenían una altura de 1,5 metros. Con esta adición de 1,5 metros en la altura, se incrementaron de agua almacenada, en consecuencia, el vertedero libre con umbral calado estaría en la cota 1884.



Figura 20:Presas Inflables.

Fuente: “Presa San Jacinto “Fotografía del autor.



Figura 21:Presas Inflables.

Fuente: “Presa San Jacinto “Fotografía del autor.

2.3.3 El dique de la Tablada.

El macizo de la Tablada rodea naturalmente el embalse en el lado este, está constituido de sedimentos lacustres cuaternarios más o menos permeables y erosionables. Fue necesario proteger este macizo, construyendo un dique impermeable de tierra sobre la ladera aguas arriba de la tablada convenientemente reformado.



Figura 22:Dique de la Tablada.

Fuente: Archivos del Proyecto Múltiple San Jacinto.

El dique la Tablada, tiene un volumen total de 1.683. 000 m³, una altura máxima de 38 m. y una longitud de 2900 m. Este dique comprende aguas arriba a aguas abajo un rip-rap de protección, una capa gravosa de transición, un núcleo inclinado de arcilla compactada y un filtro de material de aluviones.

2.3.4 Central hidroeléctrica.

La central hidroeléctrica San Jacinto es parte del sistema de Tarija, está constituido por dos unidades generadoras, cada una de ellas equipados con dos turbinas tipo Francis de eje horizontal, con una potencia total de 7,6 MW. La planta se allá entre los 21° 35 '45 '' de latitud Sur y 64° 43 '30 '' de longitud Oeste del meridiano de Greenwich a unos siete kilómetros al sudoeste de la ciudad de Tarija. El aprovechamiento hidráulico es a través de los aportes del río Tolomosa y Molino que tiene su origen en la cordillera de Tajzara. La puesta en servicio se inicia el año 1989 formando parte del sistema central de Tarija.

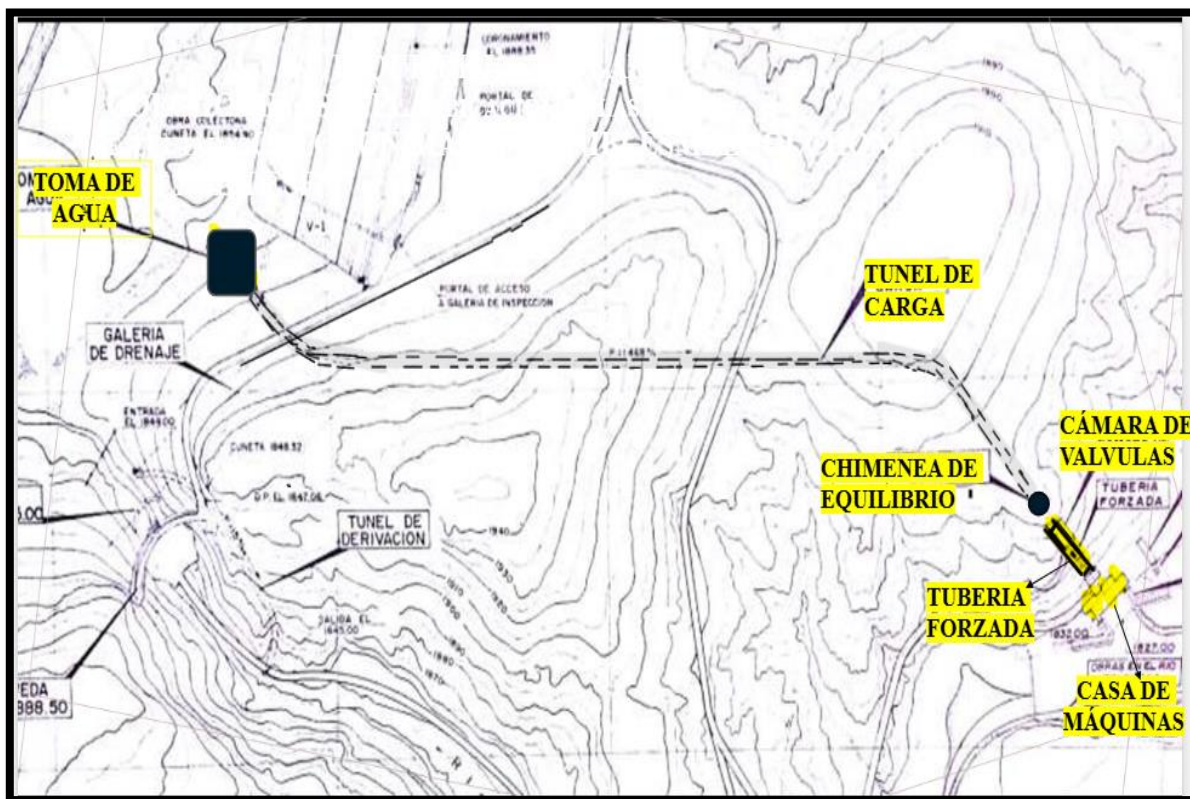


Figura 23:Ubicación de las obras ejecutadas.
Fuente: Archivos del Proyecto Múltiple San Jacinto.

2.4 MARCO TEMPORAL.

Analizar el impacto de la variabilidad del nivel de agua en el embalse de san jacinto sobre el rendimiento de las turbinas de la central hidroeléctrica, para optimizar la operación de las turbinas en función de la altura del agua y el caudal, con el fin de mejorar la eficiencia de generación de energía eléctrica, esta investigación se realizará con datos técnicos registrados del mes de enero de dos años 2024-2025.

CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO

3.1 PROYECTO MÚLTIPLE SAN JACINTO.

El Proyecto Múltiple San Jacinto (PMSJ) fue creado mediante Decreto Supremo N° 14068 del 28 de octubre de 1977, estableciéndose como Unidad Desconcentrada de la Prefectura del Departamento (Hoy Gobernación), cuyas actividades principalmente están orientadas a beneficiar a los agricultores del Valle Central de Tarija pertenecientes a las comunidades del área de acción, teniendo como objetivo general de suministrar y almacenar agua para riego, apoyar la diversificación e incorporación de nuevas áreas de tierras a la agricultura bajo riego, incrementando la producción agrícola, piscícola, controlar la erosión y generar energía eléctrica (proyecto forestación y reforestación, 2013).

3.2 COMPONENTES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DEL (PMSJ).

3.2.1 Obra de toma.

Dicha obra cuenta con los componentes mostrados en la gráfica y sus datos de diseño son:

- Caudal = $16,6 \text{ m}^3 / \text{s}$.
- Nivel del umbral de la toma = 1863,95 m.s.n.m.



Figura 24:Obra de toma.
Fuente: Fotografía del autor.

3.2.2 Túnel de Carga.

El túnel de carga presenta estas características generales:

Tabla 3:Características del Túnel de Carga

TUNEL DE CARGA	
Nivel del umbral de la toma (m.s.n.m.)	1863,95
Diámetro del túnel (m).	2,70
Velocidad del agua para el caudal nominal (m/s).	2,85
Nivel de la solera a nivel de la chimenea de equilibrio (m.s.n.m.).	1854,29
Longitud total del túnel (m).	795,51

Fuente: Elaboración propia

3.2.3 Chimenea de Equilibrio.

La chimenea de equilibrio cuenta con las siguientes características generales:

Tabla 4:Características de la Chimenea de Equilibrio.

CHIMENEA DE EQUILIBRIO	
Tipo	Con estrangulamiento
Diámetro (m).	6,50
Cota del eje del túnel a nivel de la chimenea (m.s.n.m.).	1854,29
Cota máxima de la oscilación (m.s.n.m.).	1894
Cotan mínima de la oscilación (m.s.n.m.).	1862

Fuente: Elaboración propia.

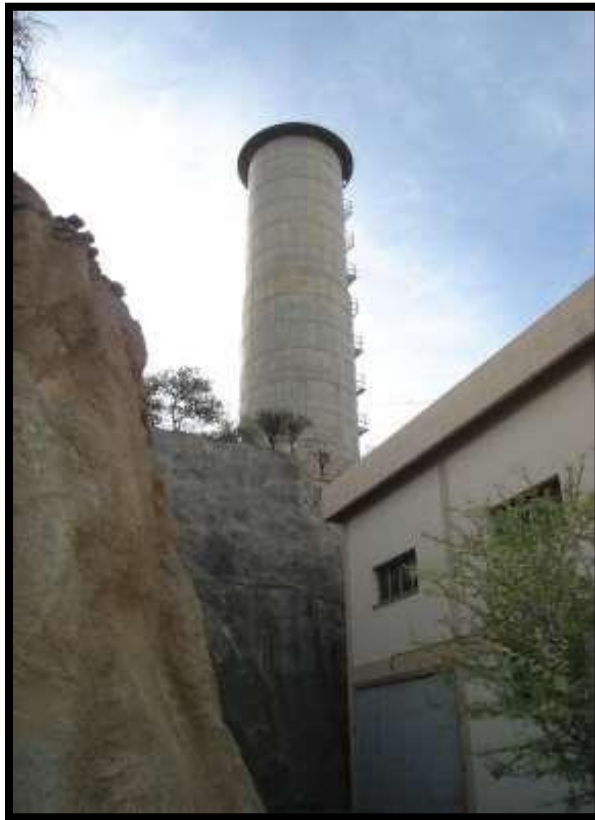


Figura 25:Chimenea de Equilibrio.

Fuente: “Central Hidroeléctrica San Jacinto” fotografía del autor.

3.2.4 2.3.8. Cámara de Válvulas.

Las características principales de la cámara de válvulas son las siguientes:

Tabla 5:Características de la Cámara de Válvulas.

CÁMARA DE VÁLVULAS	
Nivel del umbral de la cámara (m.s.n.m.).	1853,98
Toma de agua para riego diámetro (m).	1,10
Pantalón.	-
Por cada tubería forzada una válvula de seguridad tipo mariposa con contrapeso diámetro (m).	1,60
Por conducto de riego, una válvula de seguridad con contrapeso diámetro (m).	1,10

Fuente: Elaboración propia.



Figura 26: Válvulas.

Fuente: “Central Hidroeléctrica San Jacinto” fotografía del autor.



Figura 27: Pantalón.

Fuente: “Central Hidroeléctrica San Jacinto” fotografía del autor.

3.2.5 Tubería Forzada.

Las características importantes de la tubería forzada son:

Tabla 6: Características de las Tuberías Forzadas.

TUBERÍA FORZADA	
Nivel de los ejes de las tuberías a la salida.	1853.70 (m.s.n.m.).
Nivel de los ejes de las tuberías a la llegada a las turbinas.	1828 (m.s.n.m.).
1ra TUBERÍA FORZADA	
Diámetro	1.60 m
Longitud desarrollado D=1.60 m	48.34 m
Diámetro después de la división por bifurcaciones	1.10 m
Longitud desarrollado D=1.10 m	22.51 m
2da TUBERÍA FORZADA	
Diámetro	1.60 m
Longitud desarrollada del D=1.60 m	48.34 m
Diámetro después de la división por bifurcaciones	1.10 m
Longitud desarrollada del D=1.10 m	22.83 m

Fuente: Elaboración propia.



Figura 28:Tuberías Forzadas.

Fuente: “Central Hidroeléctrica San Jacinto” fotografía del autor.



Figura 29: Tuberías Forzadas.

Fuente: “Central Hidroeléctrica San Jacinto” fotografía del autor.

3.2.6 Caudalímetro.



Figura 30: Instalación del Caudalímetro.

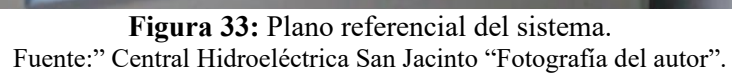
Fuente: “Central Hidroeléctrica San Jacinto” fotografía del autor.



Figura 31:Ubicación del Caudalímetro.
Fuente: “Central Hidroeléctrica San Jacinto” fotografía del autor.



Figura 32 Tablero gnal. de control línea Tarija.
Fuente:” Central Hidroeléctrica San Jacinto “Fotografía del autor



Fuente:” Central Hidroeléctrica San Jacinto “Fotografía del autor”.

3.2.7 Turbinas.

Las turbinas de la central hidroeléctrica de San Jacinto, son cuatro, tipo Francis Espiral de eje horizontal, las cuales fueron diseñadas bajo los siguientes parámetros:

Tabla 7:Características de Diseño de las Turbinas.

4 turbinas Francis espirales de eje horizontal tamaño 9.7 Ar F 49.14	
Nº DE TURBINASS 17659-62	
DATOS NOMINALES DE CADA TURBINA	
Salto (H)	51 m
Caudal de agua (Q)	4,1 m^3/s
Potencia (P)	1864 KW
Velocidad (v)	500 r.p.m.
Velocidad de Embalamiento (nd)	905 r.p.m.
VALORES MÁXIMOS	
Salto (H)	57.15 m
Caudal de agua (Q)	4.25 m^3/s con 57.15 m
Potencia (P)	2163 kW
Sentido de giro	A la derecha con vista hacia el tubo de aspiración tuberías II Yiv nº 17 860 y 62, a la izquierda turbinas Iy III Nº 17859 Y 61.
Empuje axial (F)	74.5 kN
Contra empuje (F)	- KN
Velocidad crítica a la flexión (n_{k1})	1743 <i>rpm</i> .

Fuente: Elaboración propia.



Figura 34:Ubicación de las Turbinas.

Fuente:” Central Hidroeléctrica San Jacinto “Fotografía del autor.

3.2.8 Tubo de aspiración.

Este es un importante elemento, pues en su sección de salida, es la utilizada para el cálculo de la altura neta en la turbina. El nivel de la salida del tubo de aspiración es el nivel de restitución, es de 1827 msnm.

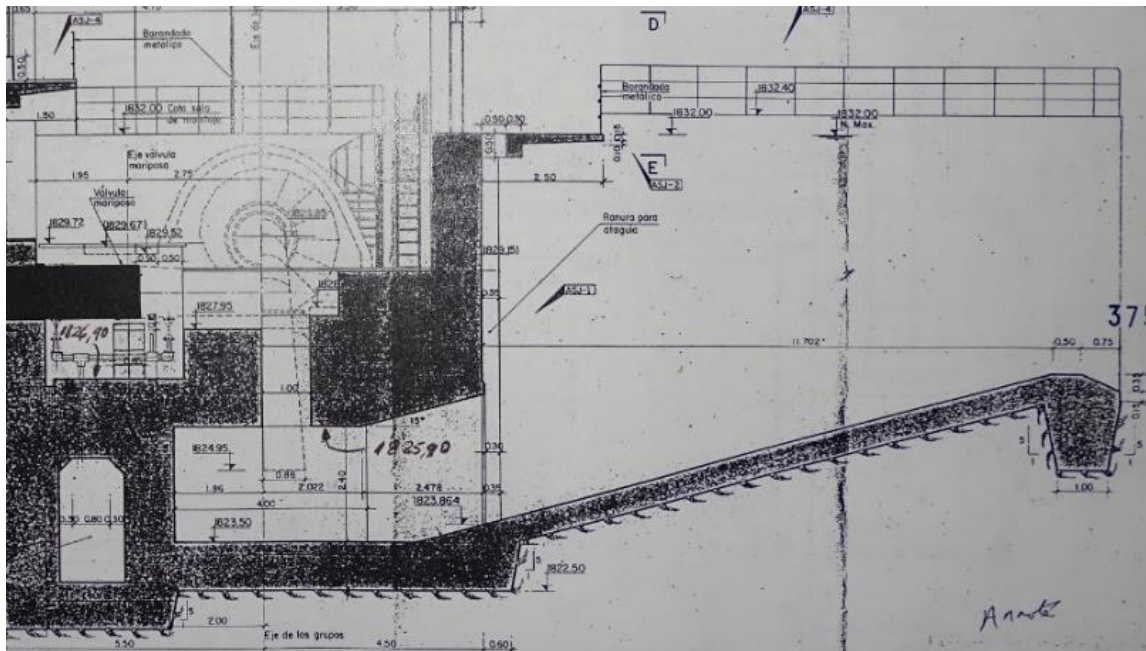


Figura 35:Ubicación del Tubo de Aspiración.

Fuente: Proyecto Múltiple San Jacinto.



Figura 36:Tubo de Aspiración.
Fuente: Proyecto Múltiple San Jacinto.

3.2.9 Canal de Desagüe.



Figura 37:Canal de salida del agua.
Fuente:” Central Hidroeléctrica San Jacinto “Fotografía del autor.



Figura 38:Canal de desagüe.
Fuente: Proyecto Múltiple San Jacinto.



Figura 39:Canal de restitución.
Fuente: Proyecto Múltiple San Jacinto.

3.2.10 Diagrama Colinar.

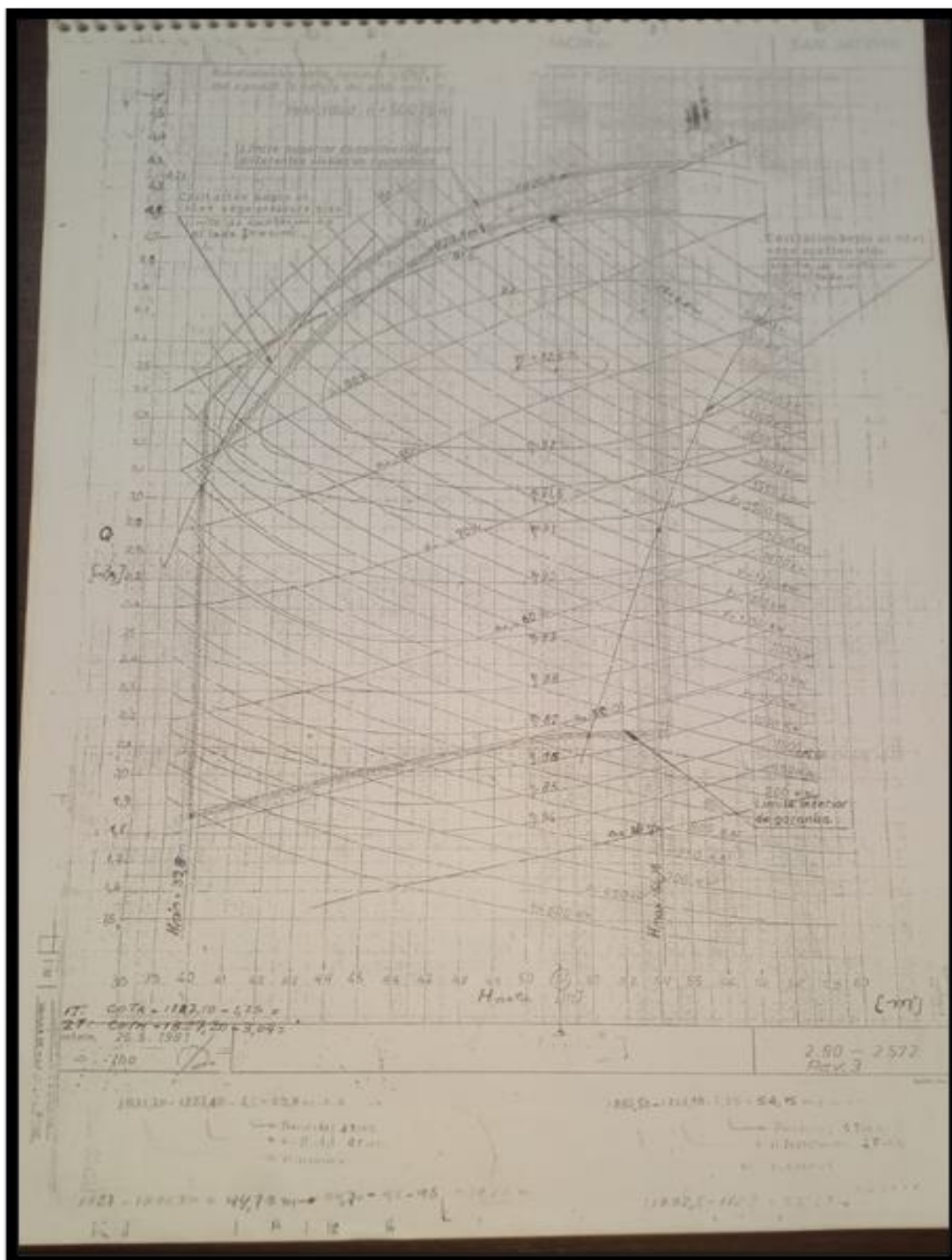


Figura 40: Diagrama Colinar.

Fuente: "Central Hidroeléctrica San Jacinto" Fotografía del autor.

3.2.11 Sistema Scada.

Un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) es una tecnología de automatización que se utiliza en centrales hidroeléctricas para monitorear, controlar y optimizar el funcionamiento de la planta.

Función de un sistema SCADA en centrales hidroeléctricas:

- Monitoreo en tiempo real: El sistema SCADA permite monitorear en tiempo real el funcionamiento de la planta, incluyendo la generación de energía, el consumo de agua, etc.
- Control remoto: El sistema SCADA permite controlar remotamente el funcionamiento de la planta, incluyendo la activación y desactivación de equipos, la regulación de la generación de energía, etc.
- Almacenamiento de datos: El sistema SCADA almacena los datos recopilados durante el funcionamiento de la planta, lo que permite analizar y optimizar el funcionamiento de la planta.
- Alertas y notificaciones: El sistema SCADA puede generar alertas y notificaciones cuando se detectan condiciones anormales o cuando se superan los límites establecidos para las variables de proceso.



Figura 41: Sistema Scada de la Central Hidroeléctrica.
Fuente:” Central Hidroeléctrica San Jacinto “Fotografía del autor.

3.2.12 Mantenimiento.

El programa S-Visión es una herramienta de software utilizada para la gestión y planificación de mantenimiento en centra hidroeléctricas San Jacinto, sus características son:

- Gestión de mantenimiento: S-Visión permite planificar y programar actividades de mantenimiento, incluyendo la asignación de recursos y la definición de prioridades.
- Generación de informes: S-Visión permite generar informes personalizados sobre el estado de mantenimiento de la central hidroeléctrica.
- Integración con otros sistemas: S-Visión puede integrarse con otros sistemas de gestión de mantenimiento y sistemas de información de la empresa.
- Mejora de la seguridad: S-Visión puede ayudar a mejorar la seguridad al permitir seguir el historial de mantenimiento de cada equipo y al identificar problemas potenciales antes de que ocurran.
- Mejora de la disponibilidad: S-Visión puede ayudar a mejorar la disponibilidad de la central hidroeléctrica al permitir planificar y programar actividades de mantenimiento de manera efectiva.
- Mejora de la toma de decisiones: S-Visión puede ayudar a mejorar la toma de decisiones al proporcionar información precisa y oportuna sobre el estado de mantenimiento de la central hidroeléctrica.

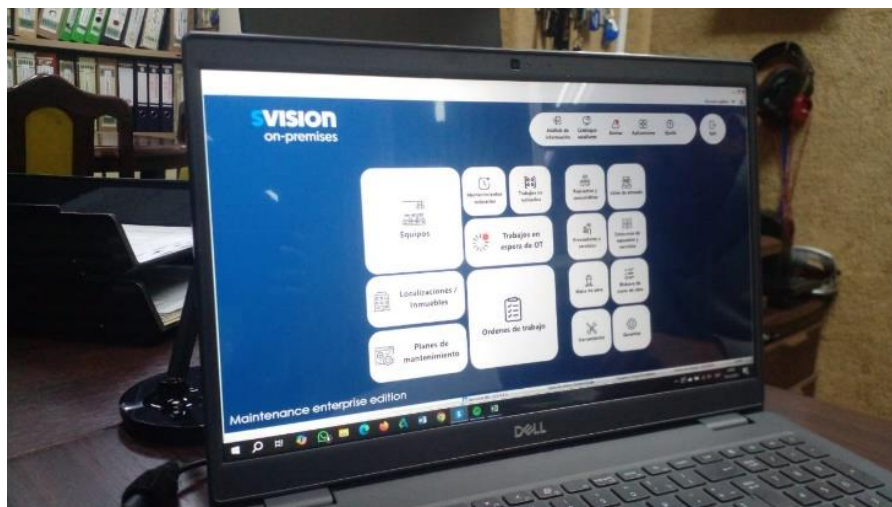


Figura 42:Sistema de Mantenimiento.

Fuente:” Central Hidroeléctrica San Jacinto “Fotografía del autor.

3.3 PROCEDIMIENTO DE LA METODOLOGÍA.

Para la elaboración de la de investigación, se procedió a la recolección de la siguiente información y de la siguiente manera:

- Se solicitó mediante una carta al Proyecto Múltiple San Jacinto (PMSJ) para que nos pueda autorizar datos de la información técnica de la central hidroeléctrica de San Jacinto que se necesita para el proyecto de investigación.
- Para el análisis del recurso energético disponible se recolectó información del nivel del embalse desde el año 2021.
- La información que se recolectó fue de uno de los meses críticos de dos años para poder determinar el rendimiento de las turbinas en ese periodo y poder identificar valores óptimos del análisis de los datos históricos recolectados.

Se visitó a las instalaciones de la central hidroeléctrica para poder recaudar la información de caudal, temperatura, potencia, planos de la central hidroeléctrica.

- También se utilizó datos diarios del comité nacional de despacho de carga (CNDC) que es responsable de realizar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), coordinando de forma integrada la operación de las instalaciones de generación y transmisión con el despacho de carga en tiempo real, atendiendo la demanda horaria en forma segura, confiable y a costo mínimo. Se podrá obtener datos de un día de trabajo a nivel horario de la central hidroeléctrica.

Según la disposición de la información solicitada y la predisponibilidad de los responsables, se nos proporcionó datos completos de lo solicitado para poder realizar el trabajo de investigación.

3.4 INFORMACIÓN TÉCNICA.

Para determinar el rendimiento de cada turbina de la central hidroeléctrica de San Jacinto con la información recolectada del mes de enero de dos años 2024 y 2025, considerando que este mes es parte de los meses críticos donde trabajan las 4 turbinas de la central hidroeléctrica y

se aprovecha el recurso disponible que se presenta cada año debido a las lluvias, se identifica con un análisis energético disponible con los niveles del embalse.

La central está dividida en dos unidades y cada unidad se divide para dos turbinas, como se puede ver en la figura 43 el caudalímetro está ubicado para cada unidad y por ende el caudal registrado se lo divide en dos para cada turbina; es decir que el caudal para la turbina A1 será igual a la turbina A2 y del mismo modo el caudal para la turbina B1 será igual a la turbina B2.

Así mismo la información obtenida de la potencia real; se nos dio una potencia real por unidad que se podrá ver en el anexo 1 y por ese motivo el rendimiento calculado será igual:

UNIDAD 1 RENDIMIENTO TURBINA “A1” = TURBINA “A2”

UNIDAD 2 RENDIMIENTO TURBINA” B1” = TURBINA “B2”



Figura 43: Croquis de la Posición de las Turbinas.
Fuente: Elaboración propia.

Para el análisis del recurso energético el hidrograma se puede identificar niveles mínimos de operación que trabaja la central hidroeléctrica de San Jacinto. Y este nivel es muy importante ya que por debajo de esta cota 1878 m.s.n.m. no deberá producir ninguna generación eléctrica, por ende, nos ayuda a hacer una buena planificación del uso del recurso hídrico disponible.

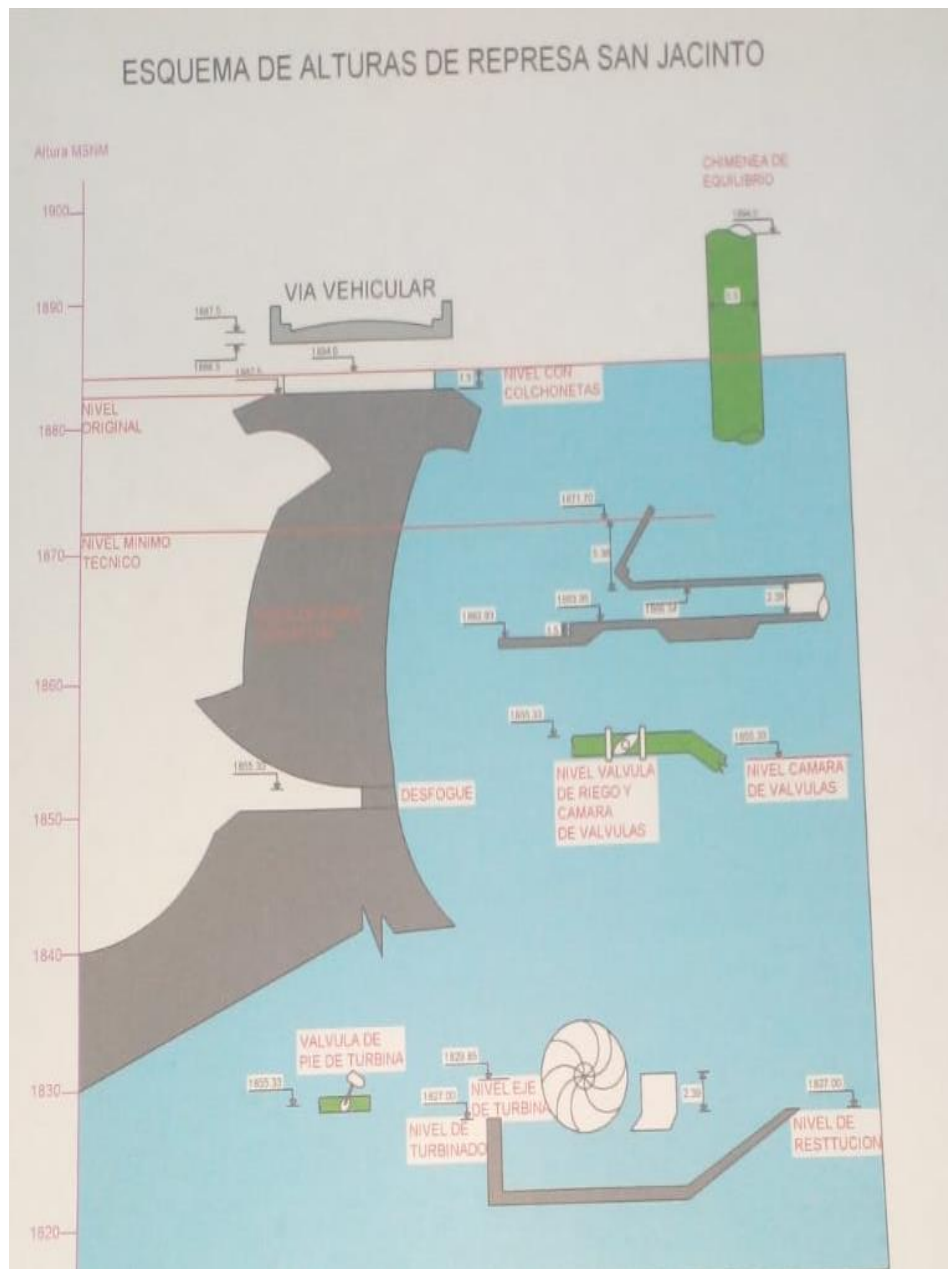


Figura 44: Croquis de los Niveles del Embalse.
Fuente: Central Hidroeléctrica de San Jacinto.

Tabla 8:Tabla de Alturas de Nivel.

TABLA DE ALTURAS		
N°	NIVELES	COTA (m.s.n.m.)
1	RESTITUCIÓN	1827,00
2	EJE DE LA TURBINA	1829,85
3	DESFOGUE	1852,00
4	TOMA REGANTE	1855,33
5	SUELO TOMA PRINCIPAL	1862,93
6	TOMA Y TUNEL	1863,95
7	COTA MÍNIMA DE OPERACIÓN	1878,00
8	NIVEL MÁXIMO	1882,50
9	COLCHONETAS	1884,00
10	TECHO DE VENTANA	1886,50
11	VÍA VEHICULAR	1887,50
12	SUPERIOR CHIMENEA	1894,00

Fuente: Central Hidroeléctrica de San Jacinto.

CAPITULO IV DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 ANÁLISIS Y RESULTADOS.

4.1.1 Análisis energético disponible con la variación del nivel del embalse.

Se representó en un hidrograma el cual muestra la variación del nivel del agua durante el año, será útil para analizar o visualizar en un gráfico, a eventos como lluvias, sequías o aportes de agua.

Al analizar un hidrograma del nivel de un embalse, puedes observar:

- **Picos de nivel.** - Aumento repentino del nivel del embalse, que puede indicar una gran entrada de agua, como lluvias intensas.
- **Descensos.** - Reducción del nivel, que puede deberse a evacuaciones controladas, evaporación o consumo del agua almacenada.
- **Estabilidad.** - Períodos donde el nivel se mantiene constante, indicando equilibrio entre entradas y salidas de agua

Esta representación se utilizó para poder identificar los meses críticos para la central hidroeléctrica, es decir la producción máxima, con el trabajo de las 4 turbinas con el mayor tiempo posible en funcionamiento.

En las gráficas siguientes se muestra de los últimos 5 años la variación del embalse desde 2021 al 2025, y se analizó de los dos últimos años, el cual se tomó como referencia el mes de enero parte de los meses críticos, la tabla de las lecturas de Niveles del embalse está en el anexo 2.



Figura 45: Variación del Nivel del Embalse Anual 2021
Fuente: Elaboración propia.

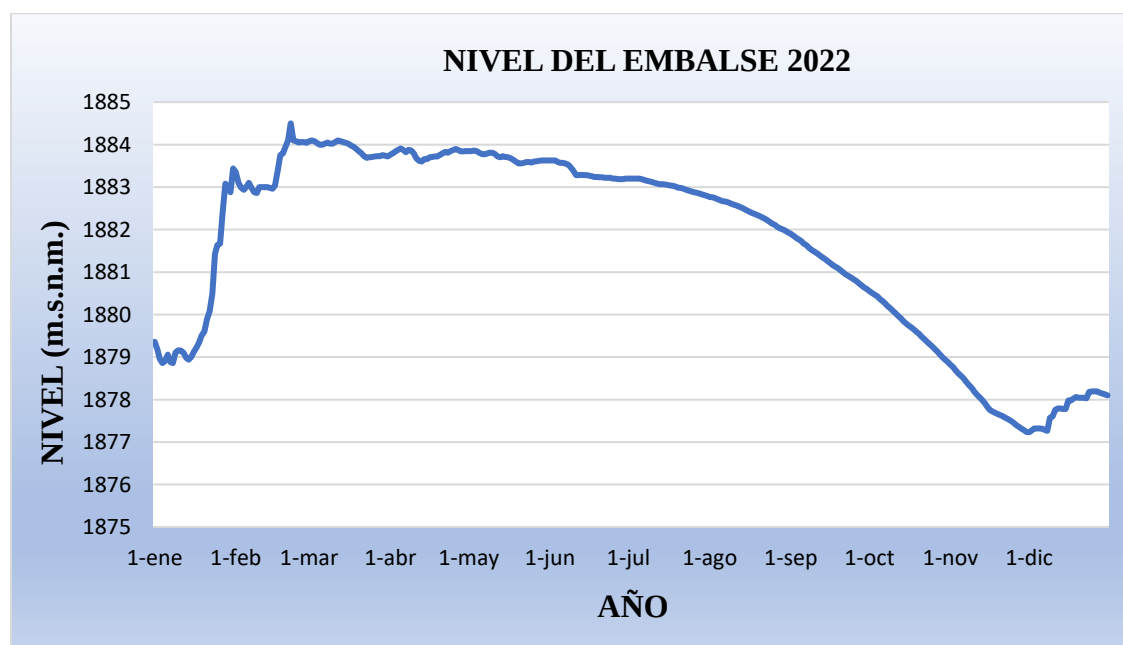


Figura 46: Variación del Nivel del Embalse Anual 2022
Fuente: Elaboración propia.



Figura 47:Variación del Nivel de Embalse Anual 2023.

Fuente: Elaboración propia.



Figura 48:Variación del Nivel de Embalse Anual 2024.

Fuente: Elaboración propia.

- En el gráfico 4 se puede observar que el mes de enero comienza con picos de nivel por lluvias, hasta una estabilidad terminando en el mes de marzo, donde se podría indicar que los meses críticos de la central hidroeléctrica comienza en enero y finaliza en marzo son los meses de mayor generación eléctrica.



Figura 49: Variación del Nivel de Embalse Anual 2025.

Fuente: Elaboración propia.

- En el gráfico 5 se puede observar que el mes de enero a partir del 11 comienza con picos de nivel por lluvias, hasta una estabilidad terminando en el mes de marzo, donde se podría indicar que los meses críticos de la central hidroeléctrica comienza en enero y finaliza en marzo, son los meses de mayor generación eléctrica.

4.1.2 Cálculo de la Potencia Teórica.

Se calculó la potencia teórica con los datos recolectados del mes de enero para cada unidad del año 2024 y 2025.

$$P = \rho * g * Q * H \quad \text{ecuación (6)}$$

P: potencia teórica (Vatios).

ρ : densidad del agua (kg/m^3).

g: aceleración de la gravedad $9,81 \text{ m/s}^2$.

Q: caudal turbinable de agua (m^3/s).

H: salto disponible, desnivel disponible aguas arriba y aguas abajo en m.

- **Densidad:** La densidad del agua varía por el motivo de la variación de la temperatura, como datos, tenemos temperatura máximas y mínimas y se tomó una temperatura media, luego se procedió a una interpolación. Anexo 1.
- **Caudal:** El caudal es un dato, registrado por un instrumento directo el caudalímetro.
- **Salto:** Es el desnivel, de los niveles del embalse menos la cota de restitución.
- **Potencia teórica:** Es el cálculo que está en función, del caudal como del nivel del embalse.

MES DE ENERO AÑO 2024.

Tabla 9:Potencia Teórica Unidad “1” 2024.

MES DE ENERO DE 2024 UNIDAD “1” TURBINA A1 = TURBINA A2					
FECHA	DENSIDAD (kg/m ³)	CAUDAL (m ³ /s)	SALTO (m)	POTENCIA TEÓRICA (W)	POTENCIA TEÓRICA (KW)
1/1/2024	997,13	3,47	56,24	1910127,35	1910,13
2/1/2024	997,36	3,31	56,24	1819545,31	1819,55
3/1/2024	997,36	3,38	56,24	1862287,26	1862,29
4/1/2024	997,59	3,48	56,42	1921550,36	1921,55
5/1/2024	997,13	3,49	56,50	1927940,83	1927,94
6/1/2024	996,56	3,48	56,48	1923407,71	1923,41
7/1/2024	996,28	3,48	56,42	1916405,51	1916,41
8/1/2024	996,28	3,49	56,33	1921284,22	1921,28
9/1/2024	995,99	3,48	56,22	1913563,68	1913,56
10/1/2024	996,28	3,46	56,12	1899816,14	1899,82
11/1/2024	996,85	3,52	56,00	1927548,33	1927,55
12/1/2024	996,85	3,50	55,98	1917903,74	1917,90
13/1/2024	996,56	3,49	55,87	1905996,56	1906,00
14/1/2024	996,85	3,51	55,72	1912995,98	1913,00
15/1/2024	996,56	3,67	55,59	1995571,04	1995,57
16/1/2024	995,99	3,47	55,60	1886286,66	1886,29
17/1/2024	996,28	3,56	55,64	1935508,96	1935,51
18/1/2024	996,28	3,64	55,68	1983154,58	1983,15
19/1/2024	996,28	3,56	55,72	1938001,22	1938,00

20/1/2024	996,28	3,54	55,78	1928939,14	1928,94
21/1/2024	996,56	3,53	56,14	1939314,30	1939,31
22/1/2024	996,85	3,50	56,36	1928515,27	1928,52
23/1/2024	997,36	3,04	56,49	1680496,21	1680,50
24/1/2024	998,06	3,48	56,50	1926047,18	1926,05
25/1/2024	997,36	3,50	56,42	1931570,75	1931,57
26/1/2024	997,13	3,49	56,32	1925417,59	1925,42
27/1/2024	996,56	3,50	56,20	1921738,25	1921,74
28/1/2024	996,85	3,46	56,08	1896731,24	1896,73
29/1/2024	997,13	3,49	55,97	1910057,22	1910,06
30/1/2024	997,13	3,50	56,08	1920701,54	1920,70
31/1/2024	997,13	3,52	55,97	1927126,05	1927,13

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 10: Potencia Teórica Unidad “2” 2024.

MES DE ENERO DE 2024 UNIDAD “2” TURBINA B1 = TURBINA B2					
FECHA	DENSIDAD (kg/m³)	CAUDAL (m³/s)	SALTO (m)	POTENCIA TEÓRICA (W)	POTENCIA TEÓRICA (KW)
1/1/2024	997,13	3,36	56,24	1846772,19	1846,77
2/1/2024	997,36	3,35	56,24	1842409,40	1842,41
3/1/2024	997,36	3,37	56,24	1853671,98	1853,67
4/1/2024	997,59	3,38	56,42	1866457,57	1866,46
5/1/2024	997,13	3,42	56,50	1887533,56	1887,53
6/1/2024	996,56	3,41	56,48	1883460,82	1883,46
7/1/2024	996,28	3,39	56,42	1868840,42	1868,84
8/1/2024	996,28	3,40	56,33	1874345,77	1874,35
9/1/2024	995,99	3,39	56,22	1862477,96	1862,48
10/1/2024	996,28	3,38	56,12	1851203,43	1851,20
11/1/2024	996,85	3,42	56,00	1873049,59	1873,05
12/1/2024	996,85	3,41	55,98	1866660,06	1866,66
13/1/2024	996,56	3,40	55,87	1855530,65	1855,53
14/1/2024	996,85	3,41	55,72	1858544,05	1858,54
15/1/2024	996,56	3,57	55,59	1940070,14	1940,07
16/1/2024	995,99	3,31	55,60	1795773,88	1795,77
17/1/2024	996,28	3,51	55,64	1908800,18	1908,80
18/1/2024	996,28	3,43	55,68	1866674,71	1866,67
19/1/2024	996,28	3,44	55,72	1872026,26	1872,03
20/1/2024	996,28	3,43	55,78	1868599,66	1868,60

21/1/2024	996,56	3,36	56,14	1842360,15	1842,36
22/1/2024	996,85	3,35	56,36	1843874,91	1843,87
23/1/2024	997,36	2,98	56,49	1644414,36	1644,41
24/1/2024	998,06	3,39	56,50	1873574,30	1873,57
25/1/2024	997,36	3,41	56,42	1883289,21	1883,29
26/1/2024	997,13	3,41	56,32	1878587,71	1878,59
27/1/2024	996,56	3,41	56,20	1872128,44	1872,13
28/1/2024	996,85	3,37	56,08	1847974,31	1847,97
29/1/2024	997,13	3,40	55,97	1860492,92	1860,49
30/1/2024	997,13	3,40	56,08	1866102,09	1866,10
31/1/2024	997,13	3,43	55,97	1878405,78	1878,41

Fuente: Elaboración propia.

MES DE ENERO AÑO 2025.

Tabla 11: Potencia Teórica Unidad “1” 2025.

MES DE ENERO DE 2025 UNIDAD “1” TURBINA A1 = TURBINA A2					
FECHA	DENSIDAD (kg/m ³)	CAUDAL (m ³ /s)	SALTO (m)	POTENCIA TEÓRICA (W)	POTENCIA TEÓRICA (KW)
1/1/2025	997,13	3,71	54,18	1965550,71	1965,55
2/1/2025	997,13	3,30	54,52	1760315,98	1760,32
3/1/2025	997,13	3,65	54,84	1955361,27	1955,36
4/1/2025	997,13	3,59	55,20	1936202,64	1936,20
5/1/2025	996,56	3,54	55,38	1914412,95	1914,41
6/1/2025	997,13	3,58	55,49	1943771,63	1943,77
7/1/2025	997,13	3,58	55,72	1950561,63	1950,56
8/1/2025	996,28	3,55	55,86	1935452,23	1935,45
9/1/2025	997,13	3,55	55,98	1942193,43	1942,19
10/1/2025	997,13	3,55	56,07	1945968,82	1945,97
11/1/2025	997,13	3,53	56,48	1947839,80	1947,84
12/1/2025	997,13	3,46	57,10	1932140,49	1932,14
13/1/2025	997,36	3,49	57,25	1953582,94	1953,58
14/1/2025	997,36	3,49	57,17	1950961,81	1950,96
15/1/2025	997,13	3,56	57,11	1989040,71	1989,04
16/1/2025	997,13	3,68	57,09	2054196,69	2054,20
17/1/2025	997,13	3,33	57,12	1863370,98	1863,37
18/1/2025	996,85	3,47	57,07	1938608,56	1938,61
19/1/2025	996,85	3,46	57,34	1938957,42	1938,96

20/1/2025	997,36	3,48	57,20	1946517,31	1946,52
21/1/2025	997,13	3,47	57,15	1939300,75	1939,30
22/1/2025	997,13	3,47	57,10	1936226,14	1936,23
23/1/2025	996,85	3,47	57,16	1940457,25	1940,46
24/1/2025	996,85	3,50	57,10	1955900,26	1955,90
25/1/2025	996,85	3,46	57,18	1932637,71	1932,64
26/1/2025	996,56	3,42	57,19	1914465,95	1914,47
27/1/2025	997,13	3,00	57,20	1677886,42	1677,89
28/1/2025	996,99	3,49	56,97	1947068,76	1947,07
29/1/2025	997,13	3,47	57,25	1942206,36	1942,21
30/1/2025	996,85	3,47	57,15	1941825,11	1941,83
31/1/2025	996,85	3,46	57,11	1929715,87	1929,72

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12: Potencia Teórica Unidad “2” 2025.

MES DE ENERO DE 2025 UNIDAD “2” TURBINA B1 = TURBINA B2					
FECHA	DENSIDAD (kg/m ³)	CAUDAL (m ³ /s)	SALTO (m)	POTENCIA TEÓRICA (W)	POTENCIA TEÓRICA (KW)
1/1/2025	997,13	3,46	54,18	1835088,61	1835,09
2/1/2025	997,13	3,09	54,52	1648897,61	1648,90
3/1/2025	997,13	3,52	54,84	1890567,94	1890,57
4/1/2025	997,13	3,47	55,20	1875343,52	1875,34
5/1/2025	996,56	3,40	55,38	1842081,67	1842,08
6/1/2025	997,13	3,37	55,49	1829372,98	1829,37
7/1/2025	997,13	3,48	55,72	1899149,24	1899,15
8/1/2025	996,28	3,47	55,86	1893273,09	1893,27
9/1/2025	997,13	3,44	55,98	1883337,94	1883,34
10/1/2025	997,13	3,45	56,07	1893301,61	1893,30
11/1/2025	997,13	3,43	56,48	1895379,91	1895,38
12/1/2025	997,13	3,38	57,10	1889847,00	1889,85
13/1/2025	997,36	3,42	57,25	1914454,37	1914,45
14/1/2025	997,36	3,39	57,17	1893917,30	1893,92
15/1/2025	997,13	3,42	57,11	1908426,62	1908,43
16/1/2025	997,13	3,41	57,09	1902979,27	1902,98
17/1/2025	997,13	3,36	57,12	1875533,25	1875,53
18/1/2025	996,85	3,40	57,07	1895508,95	1895,51

19/1/2025	996,85	3,38	57,34	1897518,15	1897,52
20/1/2025	997,36	3,41	57,20	1909201,37	1909,20
21/1/2025	997,13	3,40	57,15	1901497,47	1901,50
22/1/2025	997,13	3,39	57,10	1892061,45	1892,06
23/1/2025	996,85	3,41	57,16	1904104,07	1904,10
24/1/2025	996,85	3,41	57,10	1906486,48	1906,49
25/1/2025	996,85	3,39	57,18	1896291,23	1896,29
26/1/2025	996,56	3,34	57,19	1867748,18	1867,75
27/1/2025	997,13	3,38	57,20	1893646,46	1893,65
28/1/2025	996,99	3,39	56,97	1890955,39	1890,96
29/1/2025	997,13	3,40	57,25	1904100,03	1904,10
30/1/2025	996,85	3,42	57,15	1908639,75	1908,64
31/1/2025	996,85	3,39	57,11	1894121,37	1894,12

Fuente: Elaboración propia.

4.1.3 Potencia Real.

La potencia real de una turbina se refiere a la cantidad de energía mecánica que puede generar de manera efectiva.

$$P = \rho * g * Q * H * \eta \quad \text{ecuación(7)}$$

$$P_{\text{real}} = P_{\text{teórica}} * \eta \quad \text{ecuación(8)}$$

P: potencia teórica (Vatios).

ρ : densidad del agua (kg/m³).

g: aceleración de la gravedad (m/s²).

Q: caudal turbinable de agua (m³/s).

H: salto disponible, desnivel disponible aguas arriba y aguas abajo en metros.

η : rendimiento de la turbina (adimensional).

La potencia real del mes de enero de dos años 2024 y 2025 es parte de datos proporcionados de la central hidroeléctrica de San Jacinto, para más adelante determinar el rendimiento.

La diferencia entre kW y kWh es muy sencilla de entender. El kW (kilovatio) se refiere a la potencia y es una medida instantánea. Por su parte, el kWh (kilovatio hora) se refiere a la energía, o cuánta electricidad a generado durante un periodo de tiempo. Por esta razón, a la hora de pasar de kWh a kW, simplemente se debe dividir la potencia kilovatio-hora (kWh) sobre el tiempo (horas) en el que las turbinas a estado en funcionamiento.

En los datos proporcionados se verá en el anexo 2 el tiempo que ha está funcionando la turbina, para poder convertir de KWh a KW.

Para el cálculo de la potencia real de KWh a KW fue de la siguiente manera:

$$W = \frac{Wh}{h} \quad \text{ecuacion(9)}$$

W = potencia en vatios.

Wh = energía en vatios-hora.

h = tiempo en horas.

- **ENERGÍA GENERADA GRUPO SAN JACINTO MES DE ENERO 2024.**

UNIDAD 1.- Esta compuesta por las Turbina “A1” y la Turbina “A2” y la potencia real será la misma para ambas.

UNIDAD 2.- Esta compuesta por las Turbina “B1” y la Turbina “B2” y la potencia real será la misma para ambas.

Tabla 13:Potencia Real 2024.

DÍA	ENERGÍA GENERADA GRUPO SAN JACINTO UNIDAD 1 (KWh)		ENERGÍA GENERADA GRUPO SAN JACINTO UNIDAD 2 (KWh)	
	PARA LA TURBINA A1 + TURBINA A2 (KWh)	SOLO DE UNA TURBINA (KW)	PARA LA TURBINA B1 + TURBINA B2 (KWh)	SOLO DE UNA TURBINA (KW)
1/1/2024	80811	1683,56	81048,6	1688,51
2/1/2024	74314,8	1548,23	80481,6	1676,70
3/1/2024	57812,4	1690,42	81437,4	1696,61
4/1/2024	80757	1682,44	81037,8	1688,29
5/1/2024	80676	1680,75	80859,6	1684,58
6/1/2024	80352	1674,00	80778,6	1682,89
7/1/2024	80325	1673,44	80487	1676,81
8/1/2024	80001	1666,69	80217	1671,19
9/1/2024	80676	1680,75	80703	1681,31
10/1/2024	80649	1680,19	81810	1704,38
11/1/2024	80298	1672,88	79326	1652,63
12/1/2024	80460	1676,25	80568	1678,50
13/1/2024	80136	1669,50	80298	1672,88
14/1/2024	80406	1675,13	80298	1672,88
15/1/2024	50095,8	1658,80	50290,2	1665,24
16/1/2024	17031,6	1669,76	16939,8	1628,83
17/1/2024	17566,2	1722,18	17307	1730,70
18/1/2024	14040	1755,00	13932	1699,02
19/1/2024	14029,2	1710,88	13980,6	1704,95
20/1/2024	14072,4	1716,15	14018,4	1709,56
21/1/2024	10567,8	1704,48	10368	1672,26
22/1/2024	13932	1699,02	13683,6	1668,73
23/1/2024	20358	1696,50	20471,4	1705,95
24/1/2024	80627,4	1679,74	80487	1676,81
25/1/2024	80470,8	1676,48	80746,2	1682,21
26/1/2024	80346,6	1673,89	80562,6	1678,39
27/1/2024	80557,2	1678,28	80535,6	1677,83
28/1/2024	79320,6	1652,51	79477,2	1655,78
29/1/2024	80627,4	1679,74	80854,2	1684,46
30/1/2024	80017,2	1667,03	79909,2	1664,78
31/1/2024	80616,6	1679,51	80838	1684,13

Fuente: Información técnica.

- **ENERGÍA GENERADA GRUPO SAN JACINTO MES DE ENERO 2025.**

UNIDAD 1.- Esta compuesta por las Turbina “A1” y la Turbina “A2” y la potencia real será la misma para ambas.

UNIDAD 2.- Esta compuesta por las Turbina “B1” y la Turbina “B2” y la potencia real será la misma para ambas.

Tabla 14:Potencia Real 2025.

DÍA	ENERGÍA GENERADA GRUPO SAN JACINTO UNIDAD 1 (KWh)		ENERGÍA GENERADA GRUPO SAN JACINTO UNIDAD 2 (KWh)	
	PARA LA TURBINA A1 + TURBINA A2 (KWh)	SOLO DE UNA TURBINA (KW)	PARA LA TURBINA B1 + TURBINA B2 (KWh)	SOLO DE UNA TURBINA (KW)
1/1/2025	7101	1690,71	6982,2	1662,43
2/1/2025	20428,2	1731,20	20595,6	1716,30
3/1/2025	81810	1704,38	81810	1704,38
4/1/2025	81675	1701,56	80676	1702,03
5/1/2025	80541	1677,94	67068	1660,10
6/1/2025	81540	1698,75	73143	1647,36
7/1/2025	81459	1697,06	81891	1706,06
8/1/2025	81594	1699,88	82161	1711,69
9/1/2025	81810	1704,38	74736	1690,86
10/1/2025	81918	1706,63	81648	1701,00
11/1/2025	81756	1703,25	81594	1699,88
12/1/2025	80676	1680,75	81216	1692,00
13/1/2025	81594	1699,88	81540	1698,75
14/1/2025	81648	1701,00	81243	1692,56
15/1/2025	81486	1697,63	81459	1697,06
16/1/2025	57326,4	1686,07	72392,4	1707,37
17/1/2025	50916,6	1720,16	82344,6	1715,51
18/1/2025	81567	1699,31	81664,2	1701,34
19/1/2025	80757	1682,44	80751,6	1682,33
20/1/2025	81837	1704,94	81583,2	1699,65
21/1/2025	82080	1710,00	81864	1705,50
22/1/2025	81972	1707,75	81648	1701,00
23/1/2025	81540	1698,75	81756	1703,25
24/1/2025	82350	1715,63	81810	1704,38

25/1/2025	81486	1697,63	81432	1696,50
26/1/2025	78408	1668,26	79272	1658,41
27/1/2025	71524	1521,79	80244	1707,32
28/1/2025	79218	1707,28	78732	1682,31
29/1/2025	81513	1698,19	81307,8	1693,91
30/1/2025	81680,4	1701,68	81702	1702,13
31/1/2025	81469,8	1697,29	81243	1692,56

Fuente: Información técnica.

4.1.4 Interpretación de la curva de potencia.

Potencia Teórica (ideal): Representa la máxima potencia que se puede obtener del recurso hídrico, sin considerar pérdidas.

Potencia Real (efectiva): Es la potencia que realmente entrega la turbina al generador, considerando pérdidas por fricción, turbulencias y otros factores. Esta curva se mantiene por debajo de la potencia teórica y puede presentar un máximo en ciertos puntos de operación, después del cual puede disminuir debido a la saturación de eficiencia.

Comparar los valores

- Identificar en qué puntos la potencia real se acerca o se aleja de la potencia teórica, la turbina opera cerca de su máximo rendimiento, donde la potencia real se acerca a la teórica.
- Las diferencias entre ambas curvas pueden deberse a factores como pérdidas mecánicas, ineficiencias en el sistema, o condiciones ambientales cambiantes.

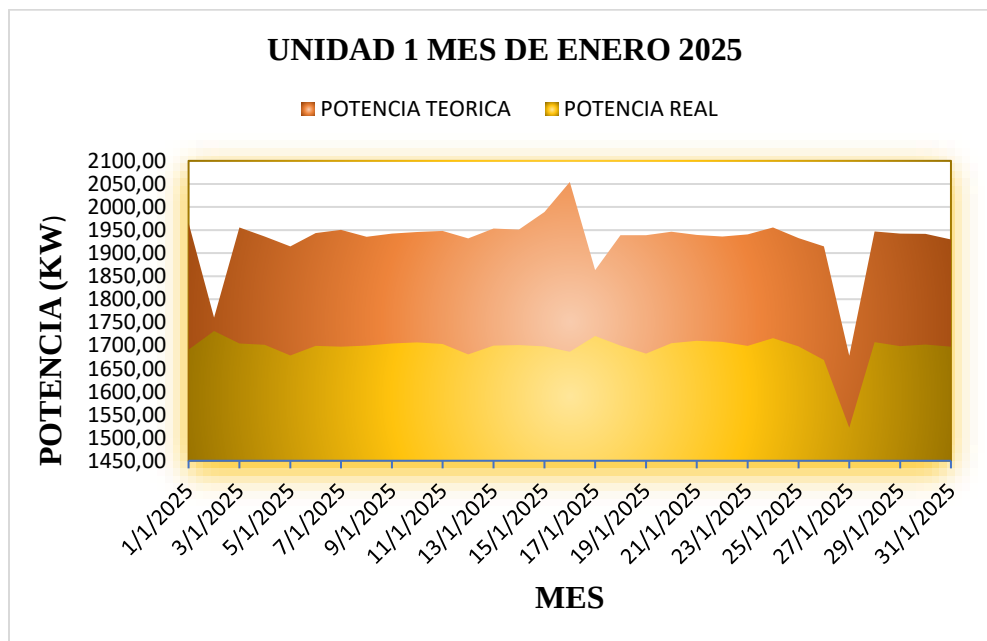


Figura 50: CURVA DE POTENCIA UNIDAD “1” 2025.
Fuente: Elaboración propia.

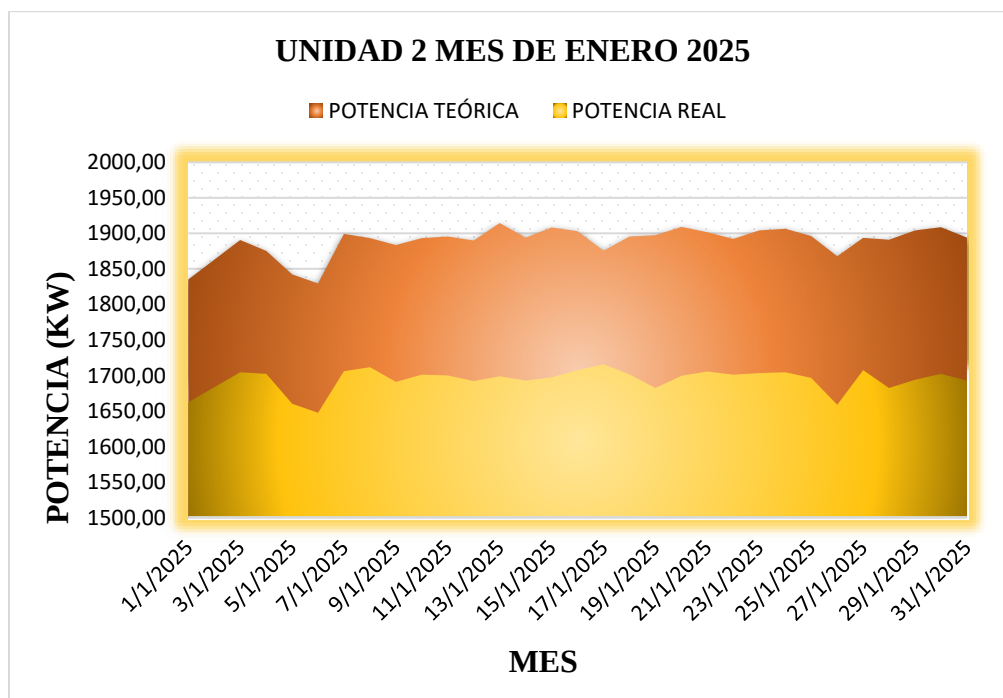


Figura 51: CURVA DE POTENCIA UNIDAD “2” 2025.
Fuente: Elaboración propia.

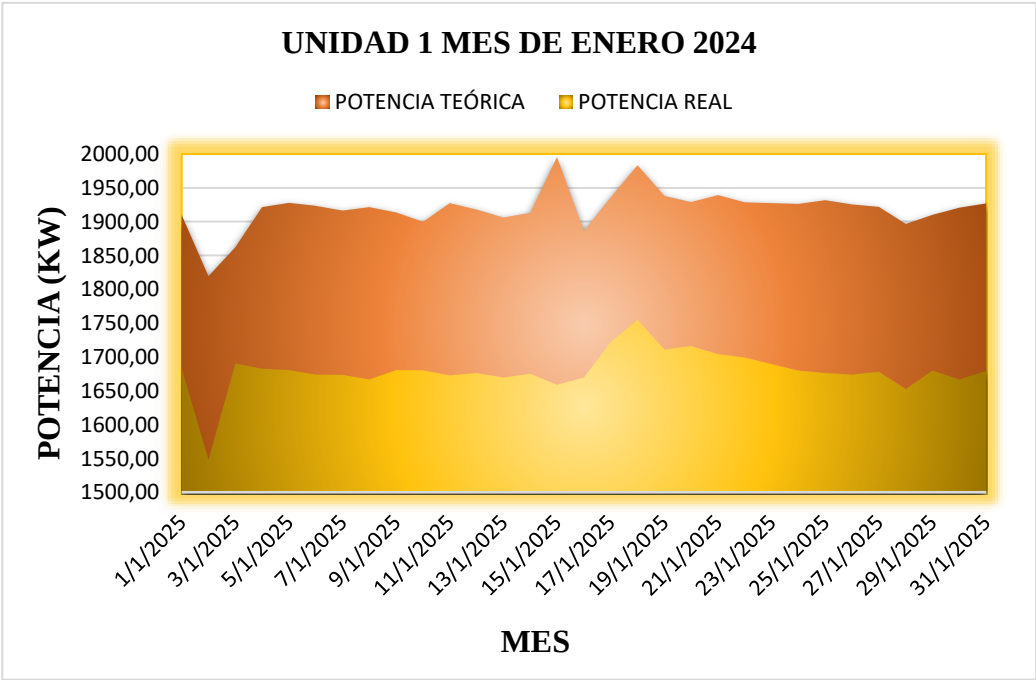


Figura 52:CURVA DE POTENCIA UNIDAD “1” 2024.
Fuente: Elaboración propia.

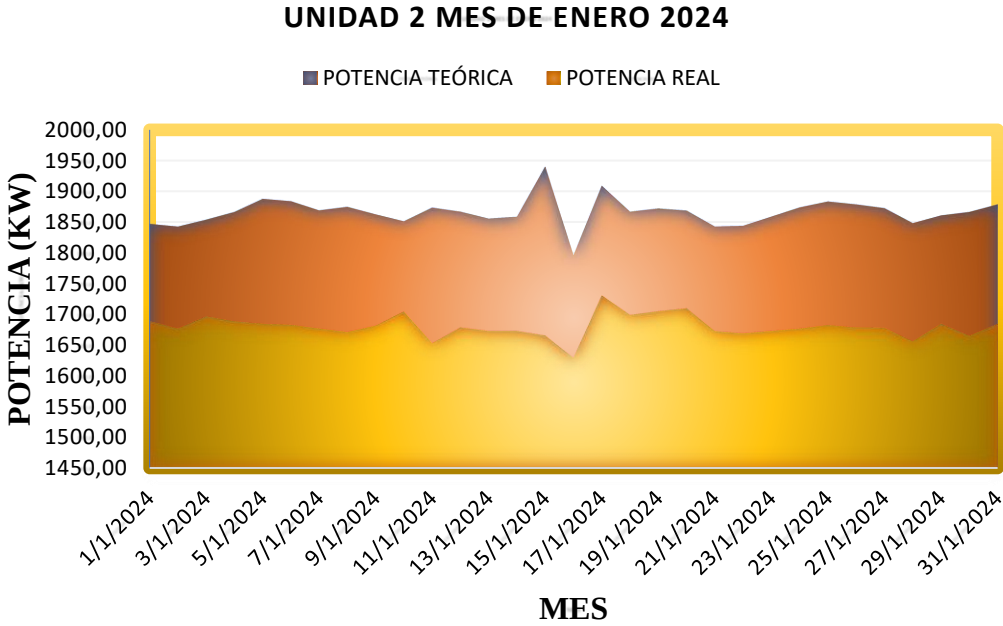


Figura 53:CURVA DE POTENCIA UNIDAD “2” 2024.
Fuente: Elaboración propia.

4.1.5 Rendimiento de las turbinas.

Para el rendimiento de las turbinas dividiremos la potencia real obtenida como dato y la potencia teórica calculado con los datos proporcionados y se debe tomar en cuenta que el rendimiento calculado de la Unidad 1 (Turbina A1 y la Turbina A2) serán las mismas ya que como la potencia real y el caudal para ambas turbinas son iguales. Y también ocurrirá lo mismo en la unidad 2 (Turbinas B1 Y Turbina B2).

$$\eta = \frac{\text{Potencia real}}{\text{Potencia teórica}} \quad \text{ecuación(10)}$$

Para poder cumplir con el objetivo del trabajo de grado se identificó puntos óptimos de operación:

- El caudal con rendimientos mayor o igual a 90 %.
- El salto de los rendimientos mayor o igual a 90 %.
- Verificar con el diagrama colinar de las turbinas.
- Identificar el caudal y altura de salto del rendimiento mínimo.
- El rendimiento promedio mensual.

Para verificar en diagrama colinar se debe promediar los datos y se debe entrar a la gráfica.

➤ MES DE ENERO DE 2024

Tabla 15: RENDIMIENTO DE LA UNIDAD “1”2024.

MES DE ENERO DE 2024 UNIDAD “1” TURBINA A1 = TURBINA A2				
FECHA	POTENCIA TEÓRICA (KW)	POTENCIA REAL (KW)	RENDIMIENTO	RENDIMEINTO (%)
1/1/2024	1910,13	1683,56	0,88	88,14
2/1/2024	1819,55	1548,23	0,85	85,09
3/1/2024	1862,29	1690,42	0,91	90,77
4/1/2024	1921,55	1682,44	0,88	87,56
5/1/2024	1927,94	1680,75	0,87	87,18
6/1/2024	1923,41	1674,00	0,87	87,03

7/1/2024	1916,41	1673,44	0,87	87,32
8/1/2024	1921,28	1666,69	0,87	86,75
9/1/2024	1913,56	1680,75	0,88	87,83
10/1/2024	1899,82	1680,19	0,88	88,44
11/1/2024	1927,55	1672,88	0,87	86,79
12/1/2024	1917,90	1676,25	0,87	87,40
13/1/2024	1906,00	1669,50	0,88	87,59
14/1/2024	1913,00	1675,13	0,88	87,57
15/1/2024	1995,57	1658,80	0,83	83,12
16/1/2024	1886,29	1669,76	0,89	88,52
17/1/2024	1935,51	1722,18	0,89	88,98
18/1/2024	1983,15	1755,00	0,88	88,50
19/1/2024	1938,00	1710,88	0,88	88,28
20/1/2024	1928,94	1716,15	0,89	88,97
21/1/2024	1939,31	1704,48	0,88	87,89
22/1/2024	1928,52	1699,02	0,88	88,10
23/1/2024	1680,50	1696,50	1,01	(*)100,95
24/1/2024	1926,05	1679,74	0,87	87,21
25/1/2024	1931,57	1676,48	0,87	86,79
26/1/2024	1925,42	1673,89	0,87	86,94
27/1/2024	1921,74	1678,28	0,87	87,33
28/1/2024	1896,73	1652,51	0,87	87,12
29/1/2024	1910,06	1679,74	0,88	87,94
30/1/2024	1920,70	1667,03	0,87	86,79
31/1/2024	1927,13	1679,51	0,87	87,15

Fuente: Elaboración propia.

Nota: (*) El error del rendimiento se debe a una lectura incorrecta del caudal que realizó el operador, y no se tomara en cuenta para los gráficos.

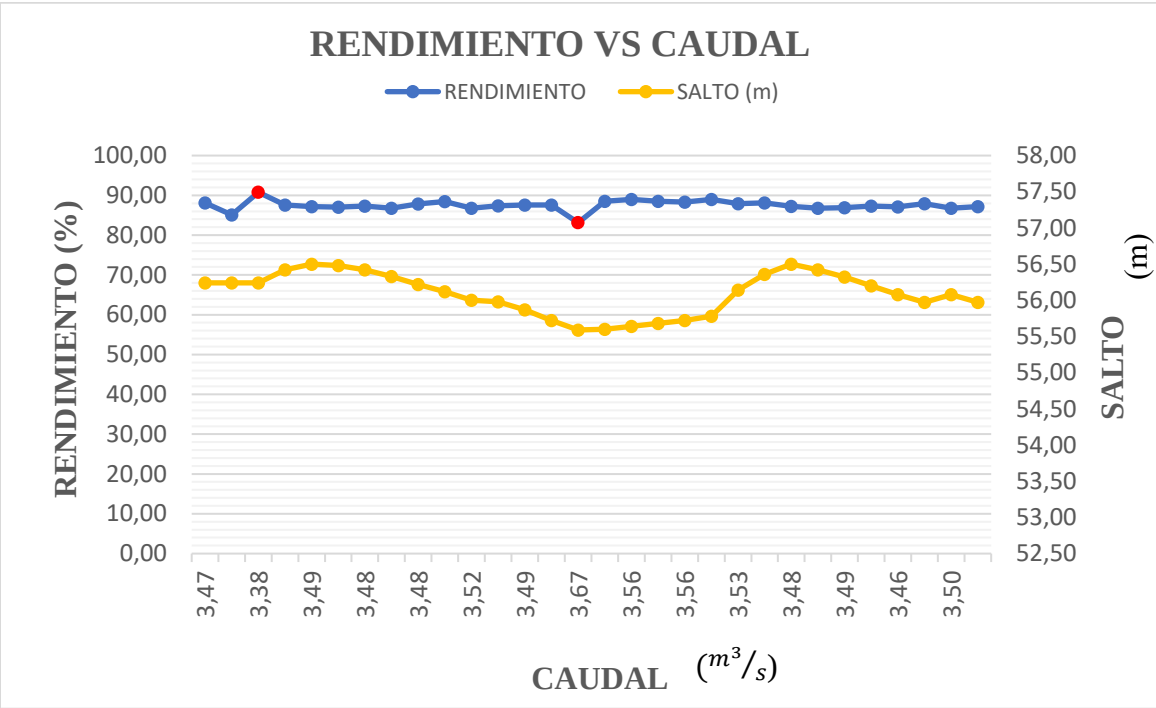


Figura 54:RENDIMIENTO UNIDAD "1" 2024.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 16: Valores de Operación Óptima Unidad “1” 2024

Rendimiento (%)	Caudal (m³/s)	Salto (m)	Potencia real (KW)
90,77	3,38	56,42	1690,42
Rendimiento Mínimo	Caudal (m³/s)	Salto (m)	Potencia real (KW)
83,12	3,67	55,59	1658,80

Fuente: Elaboración propia.

- Para el caudal 3,8 m³/s y un salto de 56.42 m. cuando utilizamos el diagrama colinar de las turbinas figura 40; nos da un rendimiento de 92 % y una potencia alrededor de los 1700 KW. (Véase en el anexo 4: Diagrama Colinar).

- Para el caudal 3,67m³/s y un salto de 55,59 m. cuando utilizamos el diagrama colinar de las turbinas figura 40; nos da un rendimiento de 92 % y una potencia alrededor de los 1800 KW. (Véase en el anexo 4: Diagrama Colinar).
- El rendimiento promedio mensual es 87,50 %.

Tabla 17:RENDIMIENDO DE UNIDAD “2” 2024

MES DE ENERO DE 2024 UNIDAD “2” TURBINA B1 = TURBINA B2				
FECHA	POTENCIA TEÓRICA (KW)	POTENCIA REAL (KW)	RENDIMIENTO	RENDIMEINTO (%)
1/1/2024	1846,77	1688,51	0,91	91,43
2/1/2024	1842,41	1676,70	0,91	91,01
3/1/2024	1853,67	1696,61	0,92	91,53
4/1/2024	1866,46	1688,29	0,90	90,45
5/1/2024	1887,53	1684,58	0,89	89,25
6/1/2024	1883,46	1682,89	0,89	89,35
7/1/2024	1868,84	1676,81	0,90	89,72
8/1/2024	1874,35	1671,19	0,89	89,16
9/1/2024	1862,48	1681,31	0,90	90,27
10/1/2024	1851,20	1704,38	0,92	92,07
11/1/2024	1873,05	1652,63	0,88	88,23
12/1/2024	1866,66	1678,50	0,90	89,92
13/1/2024	1855,53	1672,88	0,90	90,16
14/1/2024	1858,54	1672,88	0,90	90,01
15/1/2024	1940,07	1665,24	0,86	85,83
16/1/2024	1795,77	1628,83	0,91	90,70
17/1/2024	1908,80	1730,70	0,91	90,67
18/1/2024	1866,67	1699,02	0,91	91,02
19/1/2024	1872,03	1704,95	0,91	91,08
20/1/2024	1868,60	1709,56	0,91	91,49
21/1/2024	1842,36	1672,26	0,91	90,77
22/1/2024	1843,87	1668,73	0,91	90,50
23/1/2024	1644,41	1705,95	1,04	(*)103,74
24/1/2024	1873,57	1676,81	0,89	89,50
25/1/2024	1883,29	1682,21	0,89	89,32
26/1/2024	1878,59	1678,39	0,89	89,34
27/1/2024	1872,13	1677,83	0,90	89,62
28/1/2024	1847,97	1655,78	0,90	89,60

29/1/2024	1860,49	1684,46	0,91	90,54
30/1/2024	1866,10	1664,78	0,89	89,21
31/1/2024	1878,41	1684,13	0,90	89,66

Fuente: Elaboración propia.

Nota: (*) El error del rendimiento se debe a una lectura incorrecta del caudal que realizó el operador, y no se tomara en cuenta para los gráficos.

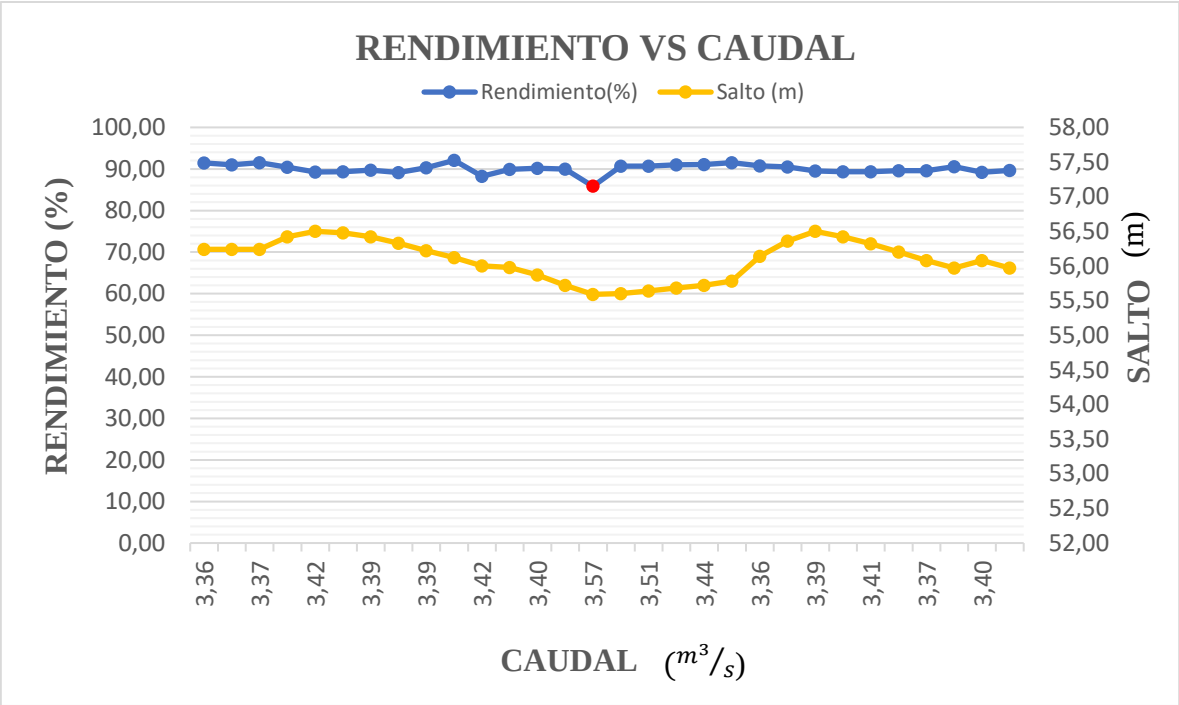


Figura 55: RENDIMIENTO VS CAUDAL DE LA UNIDAD "2" 2024.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 18:Valores de Operación Óptima Unidad “2” 2024

Rendimiento (%)	Caudal (m³/s)	Salto (m)	Potencia real (KW)
91,43	3,36	56,24	1688,51
91,01	3,35	56,24	1676,70
91,53	3,37	56,24	1696,61
90,45	3,38	56,42	1688,29
90,27	3,39	56,22	1681,31

92,07	3,38	56,12	1704,38
90,16	3,40	55,87	1672,88
90,01	3,41	55,72	1672,88
90,70	3,31	55,60	1628,83
90,67	3,51	55,64	1730,70
91,02	3,43	55,68	1699,02
91,08	3,44	55,72	1704,95
91,49	3,43	55,78	1709,56
90,77	3,36	56,14	1672,26
90,50	3,35	56,36	1668,73
90,54	3,40	55,97	1684,46
Rendimiento Promedio	Caudal Promedio	Salto Promedio	Potencia Promedio
90,86	3,39	55,98	1686,25
Rendimiento Mínimo	Caudal (m³/s)	Salto (m)	Potencia real (KW)
85,83	3,57	55,59	1665,24

Fuente: Elaboración propia.

- Para el caudal 3,39m³/s y un salto de 55,98 m. cuando utilizamos el diagrama colinar de las turbinas figura 40; nos da un rendimiento de 92 % y una potencia alrededor de los 1700 KW. (Véase en el anexo 4: Diagrama Colinar).
- Para el caudal 3,57 m³/s y un salto de 55,59 m. cuando utilizamos el diagrama colinar de las turbinas figura 40; nos da un rendimiento de 92 % y una potencia alrededor de los 1800 KW. (Véase en el anexo 4: Diagrama Colinar).
- El rendimiento promedio mensual es 90,05 %.

➤ **MES DE ENERO DE 2025.**

Tabla 19: RENDIMIENTO DE LA UNIDAD “1” 2025

MES DE ENERO DE 2025 UNIDAD 1 TURBINA A1 = TURBINA A2				
FECHA	POTENCIA TEÓRICA (KW)	POTENCIA REAL (KW)	RENDIMIENTO	RENDIMEINTO (%)
1/1/2025	1965,55	1690,71	0,86	86,02
2/1/2025	1760,32	1731,20	0,98	98,35
3/1/2025	1955,36	1704,38	0,87	87,16
4/1/2025	1936,20	1701,56	0,88	87,88
5/1/2025	1914,41	1677,94	0,88	87,65
6/1/2025	1943,77	1698,75	0,87	87,39
7/1/2025	1950,56	1697,06	0,87	87,00
8/1/2025	1935,45	1699,88	0,88	87,83
9/1/2025	1942,19	1704,38	0,88	87,76
10/1/2025	1945,97	1706,63	0,88	87,70
11/1/2025	1947,84	1703,25	0,87	87,44
12/1/2025	1932,14	1680,75	0,87	86,99
13/1/2025	1953,58	1699,88	0,87	87,01
14/1/2025	1950,96	1701,00	0,87	87,19
15/1/2025	1989,04	1697,63	0,85	85,35
16/1/2025	2054,20	1686,07	0,82	82,08
17/1/2025	1863,37	1720,16	0,92	92,31
18/1/2025	1938,61	1699,31	0,88	87,66
19/1/2025	1938,96	1682,44	0,87	86,77
20/1/2025	1946,52	1704,94	0,88	87,59
21/1/2025	1939,30	1710,00	0,88	88,18
22/1/2025	1936,23	1707,75	0,88	88,20
23/1/2025	1940,46	1698,75	0,88	87,54
24/1/2025	1955,90	1715,63	0,88	87,72
25/1/2025	1932,64	1697,63	0,88	87,84
26/1/2025	1914,47	1668,26	0,87	87,14
27/1/2025	1677,89	1521,79	0,91	90,70
28/1/2025	1947,07	1707,28	0,88	87,68
29/1/2025	1942,21	1698,19	0,87	87,44
30/1/2025	1941,83	1701,68	0,88	87,63
31/1/2025	1929,72	1697,29	0,88	87,96

Fuente: Elaboración propia.

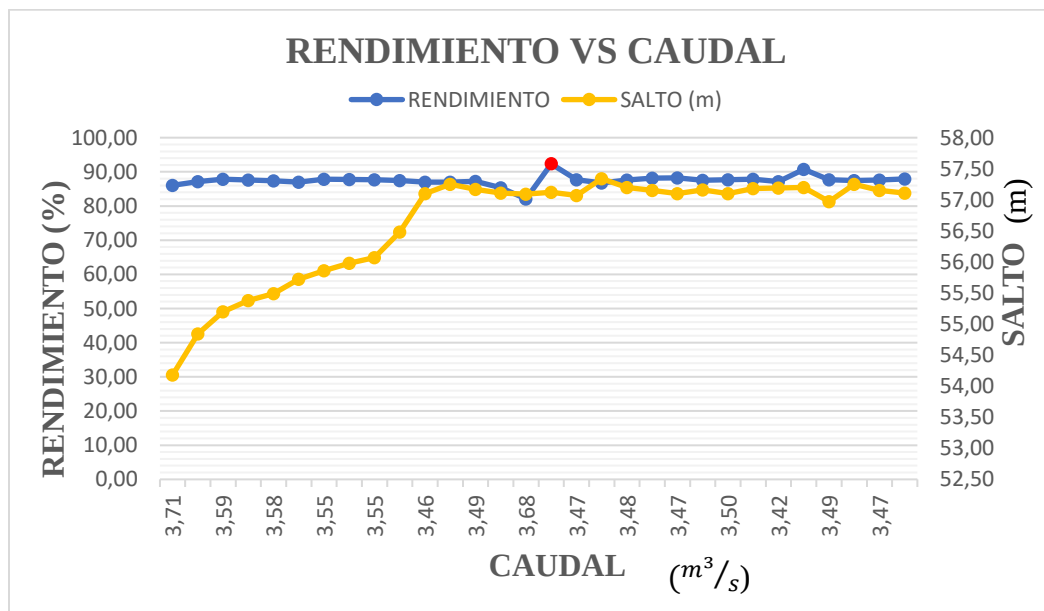


Figura 56: RENDIMIENTO VS CAUDAL UNIDAD "1" 2025.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20: Valores de Operación Óptima Unidad"1"2025

Rendimiento (%)	Caudal (m³/s)	Salto (m)	Potencia real (kW)
92,31	3,33	57,12	1720,16
90,70	3,00	57,2	1521,79
Rendimiento Promedio	Caudal Promedio	Salto Promedio	Potencia Promedio
91,505	3,17	57,16	1620,975
Rendimiento Mínimo	Caudal (m³/s)	Salto (m)	Potencia real (KW)
82,08	3,68	57,09	1689,07

Fuente: Elaboración propia

- Para el caudal 3,165m³/s y un salto de 57,16 m. cuando utilizamos el diagrama colinar de las turbinas figura 40; nos da un rendimiento de 91 % y una potencia alrededor de los 1600 KW. (Véase en el anexo 4: Diagrama Colinar).

- Para el caudal 3,57 m³/s y un salto de 55,59 m. cuando utilizamos el diagrama colinar de las turbinas figura 40; nos da un rendimiento de 92 % y una potencia alrededor de los 1900 KW. (Véase en el anexo 4: Diagrama Colinar).
- El rendimiento promedio mensual es 87,84 %.

Tabla 21: RENDIMIENTO UNIDAD “2” 2025

MES DE ENERO DE 2025 UNIDAD “2” TURBINA B1 = TURBINA B2				
FECHA	POTENCIA TEÓRICA (KW)	POTENCIA REAL (KW)	RENDIMIENTO	RENDIMEINTO (%)
1/1/2025	1835,09	1662,43	0,91	90,59
2/1/2025	1648,90	1716,30	1,04	(*)104,09
3/1/2025	1890,57	1704,38	0,90	90,15
4/1/2025	1875,34	1702,03	0,91	90,76
5/1/2025	1842,08	1660,10	0,90	90,12
6/1/2025	1829,37	1647,36	0,90	90,05
7/1/2025	1899,15	1706,06	0,90	89,83
8/1/2025	1893,27	1711,69	0,90	90,41
9/1/2025	1883,34	1690,86	0,90	89,78
10/1/2025	1893,30	1701,00	0,90	89,84
11/1/2025	1895,38	1699,88	0,90	89,69
12/1/2025	1889,85	1692,00	0,90	89,53
13/1/2025	1914,45	1698,75	0,89	88,73
14/1/2025	1893,92	1692,56	0,89	89,37
15/1/2025	1908,43	1697,06	0,89	88,92
16/1/2025	1902,98	1707,37	0,90	89,72
17/1/2025	1875,53	1715,51	0,91	91,47
18/1/2025	1895,51	1701,34	0,90	89,76
19/1/2025	1897,52	1682,33	0,89	88,66
20/1/2025	1909,20	1699,65	0,89	89,02
21/1/2025	1901,50	1705,50	0,90	89,69
22/1/2025	1892,06	1701,00	0,90	89,90
23/1/2025	1904,10	1703,25	0,89	89,45
24/1/2025	1906,49	1704,38	0,89	89,40
25/1/2025	1896,29	1696,50	0,89	89,46
26/1/2025	1867,75	1658,41	0,89	88,79
27/1/2025	1893,65	1707,32	0,90	90,16
28/1/2025	1890,96	1682,31	0,89	88,97

29/1/2025	1904,10	1693,91	0,89	88,96
30/1/2025	1908,64	1702,13	0,89	89,18
31/1/2025	1894,12	1692,56	0,89	89,36

Fuente: Elaboración propia

Nota: (*) El error del rendimiento se debe a una lectura incorrecta del caudal que realizó el operador, y no se tomara en cuenta para los gráficos.

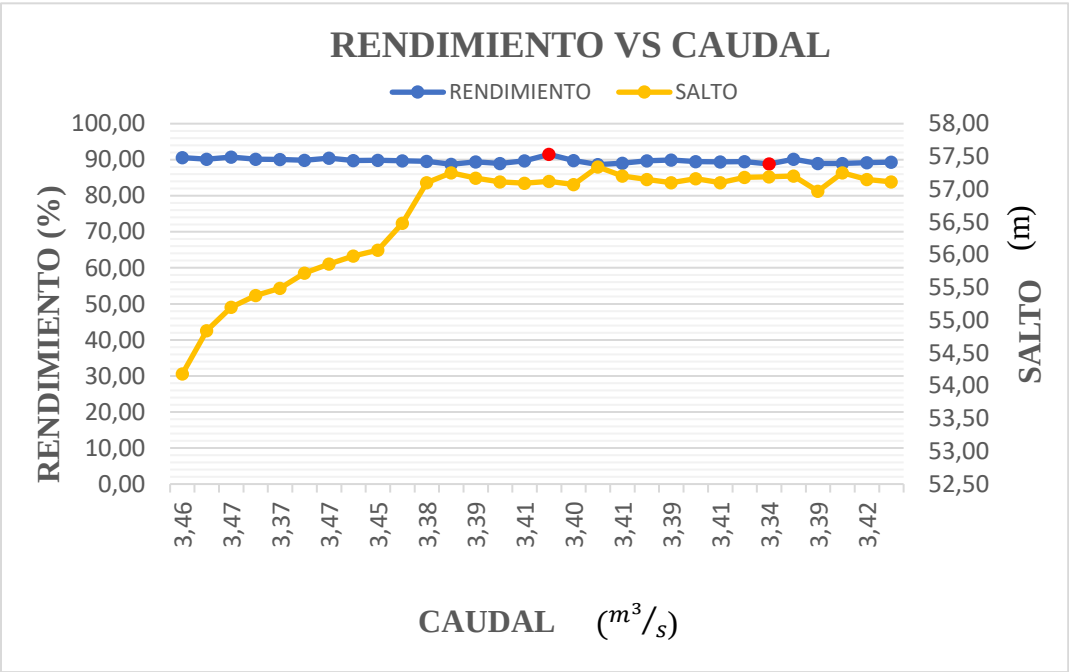


Figura 57: RENDIMIENTO VS CAUDAL UNIDAD "2" 2025.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22: Valores de Operación Óptima Unidad "2" 2025

Rendimiento (%)	Caudal (m^3/s)	Salto (m)	Potencia real (kW)
90,59	3,46	54,18	1662,43
90,15	3,52	54,84	1704,38
90,76	3,47	55,2	1702,03
90,12	3,40	55,38	1688,29
90,05	3,37	55,49	1647,36
90,41	3,47	55,86	1711,69
91,47	3,36	57,12	1715,51

90,16	3,38	57,20	1707,32
Rendimiento Promedio	Caudal Promedio	Salto Promedio	Potencia Promedio
90,46	3,43	55,66	1692,38
Rendimiento Mínimo	Caudal (m³/s)	Salto (m)	Potencia real (KW)
88,66	3,38	57,34	1682,33

Fuente: Elaboración propia.

- Para el caudal 3,43 m³/s y un salto de 55,66m. cuando utilizamos el diagrama colinar de las turbinas figura 40; nos da un rendimiento de 92 % y una potencia alrededor de los 1700 KW. (Véase en el anexo 4: Diagrama Colinar).
- Para el caudal 3,38 m³/s y un salto de 57,34 m. cuando utilizamos el diagrama colinar de las turbinas figura 40; nos da un rendimiento de 92 % y una potencia alrededor de los 1700 KW. (Véase en el anexo 4: Diagrama Colinar).
- Rendimiento promedio mensual de la unidad es 89,66 %.

4.1.6 4.1.6. Producción Diaria de Energía Eléctrica en la Central Hidroeléctrica de San Jacinto.

Para el análisis de la producción de energía diaria, tomamos dos días aleatorios del año 2024, tanto en periodo de estiaje como en periodo de lluvia, con el fin de apreciar cómo es la producción de energía diaria de la central hidroeléctrica.

- **Producción Diaria de energía en época de lluvia.**

Para el periodo de lluvia se eligió el 1 de enero de 2024 el cual ese día la unidad 2 tuvo un mayor rendimiento y se verifico que también fue uno de los días de mayor generación de energía.

Tabla 23: Producción Diaria en Época de Lluvia.

1 DE ENERO DE 2024	
HORA	DESPACHO DE CARGA REALIZADO (MW)
01:00	6,7200
02:00	6,6500
03:00	6,6500
04:00	6,7300
05:00	6,7200
06:00	6,6400
07:00	6,6600
08:00	6,7200
09:00	6,6500
10:00	6,6600
11:00	6,6600
12:00	6,7300
13:00	6,6600
14:00	6,7200
15:00	6,6500
16:00	6,7300
17:00	6,7200
18:00	6,7200
19:00	6,9400
20:00	6,9400
21:00	6,9400
22:00	6,9300
23:00	6,7100
24:00	6,7200

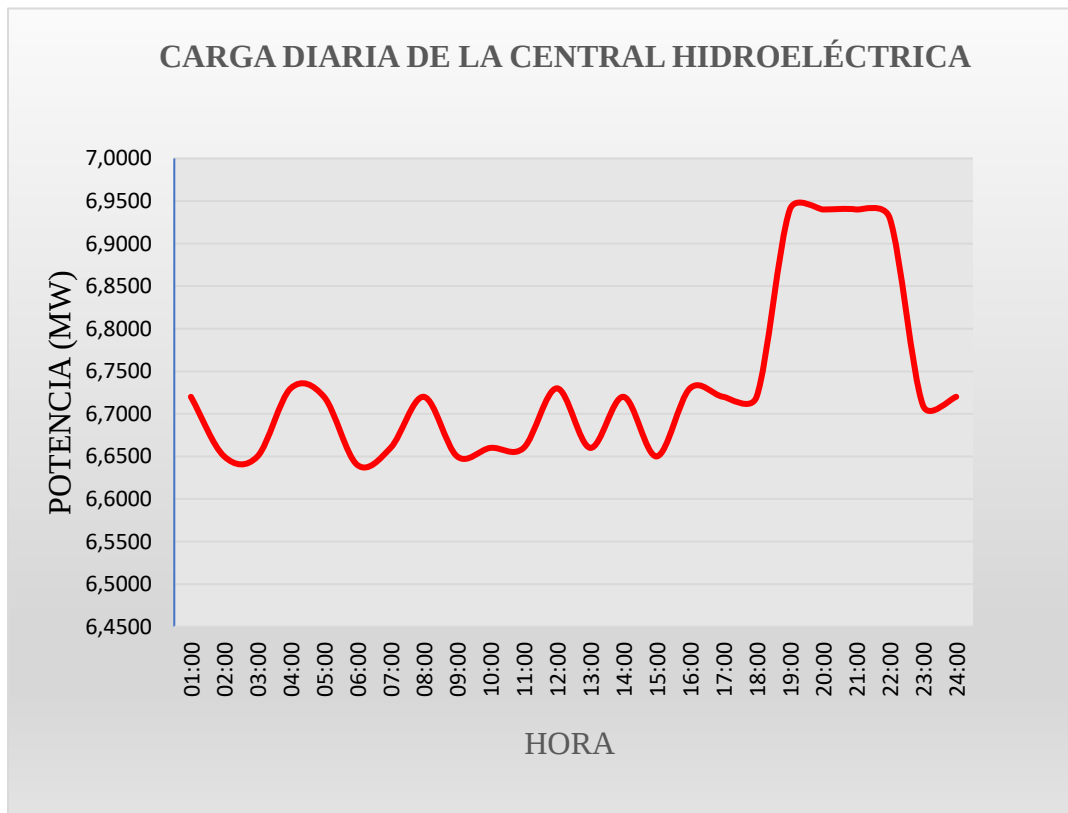


Figura 58: PRODUCCIÓN DIARIA ÉPOCA DE LLUVIA.
Fuente: Elaboración propia.

Según podemos apreciar en los gráficos de carga diaria de la central hidroeléctrica de San Jacinto en periodo lluvioso, la carga va creciendo y presenta un pico relativo a horas de la noche por motivo de que en ese horario hay más demanda.

Lo curioso es que, si se hiciese un eficiente uso energético del recurso disponible en esta época, la central debería funcionar de manera constante, y a su máxima capacidad, podríamos decir que si trabaja de una manera constante y manera eficiente en periodo de lluvia la Central Hidroeléctrica de San Jacinto.

- **Producción Diaria de Energía en Época de Estiaje.**

Para el periodo de estiaje se eligió el 30 de octubre de manera aleatoria de 2024.

Tabla 24: Producción Diaria en Época de Estiaje.

30 DE OCTUBRE DE 2024	
HORA	DESPACHO DE CARGA REALIZADO (MW)
01:00	0,0000
02:00	0,0000
03:00	0,0000
04:00	0,0000
05:00	0,0000
06:00	0,0000
07:00	0,0000
08:00	0,0000
09:00	0,0000
10:00	3,0400
11:00	7,0600
12:00	0,0000
13:00	0,0000
14:00	0,0000
15:00	0,0000
16:00	0,0000
17:00	0,0000
18:00	0,0000
19:00	7,0000
20:00	7,0000
21:00	7,0000
22:00	0,0000
23:00	0,0000
24:00	0,0000

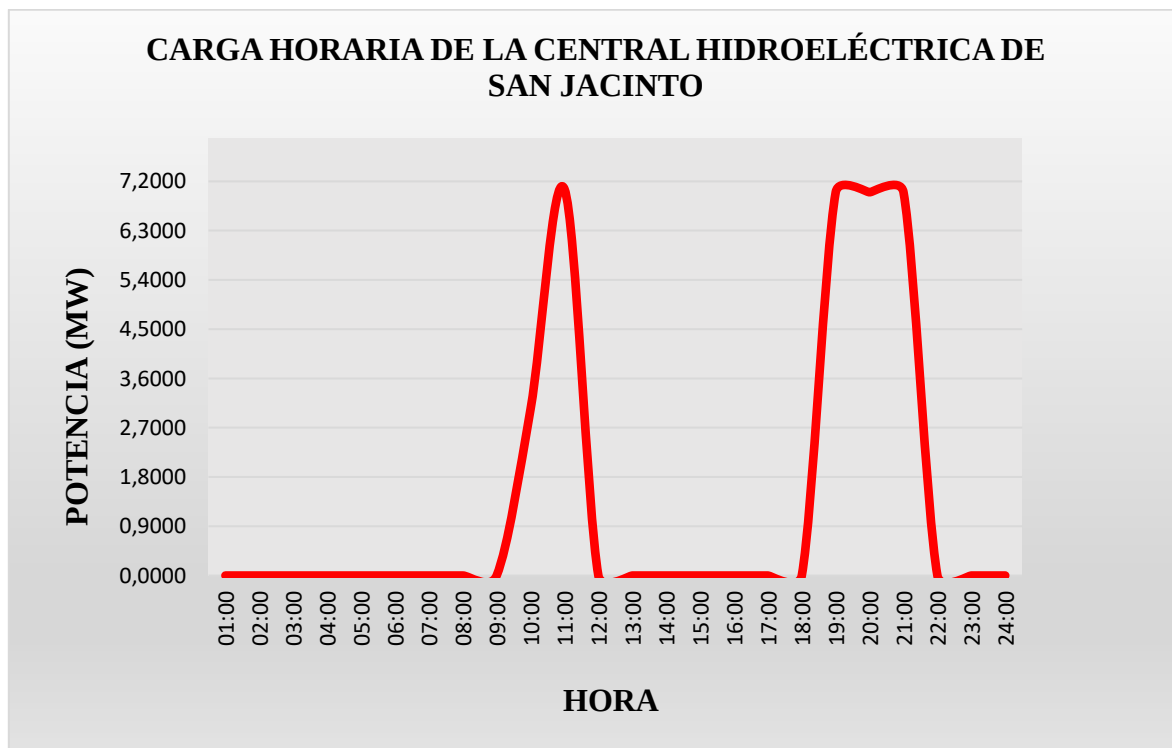


Figura 59: PRODUCCIÓN DIARIA EN ÉPOCA DE ESTIAJE.

Fuente: Elaboración propia.

Según se aprecia en los gráficos de carga de el gráfico 15 la central hidroeléctrica de San Jacinto, en periodo de estiaje funciona como central de punta. O sea, solo entra en funcionamiento en la hora de mayor demanda en la ciudad de Tarija.

CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES.

Revisada toda la información, el procesamiento de los datos y análisis de los mismos, podemos concluir que:

- El mayor porcentaje de la producción de energía anual en la central hidroeléctrica de San Jacinto, se genera en los meses de enero, febrero, marzo y abril.
- La central hidroeléctrica de San Jacinto, está siendo operada con el criterio de eficiencia, pues según se demostró existen años donde el potencial del recurso hídrico disponible en el embalse es alto, y el rendimiento es bueno casi constante durante los meses críticos.
- El rendimiento de las turbinas de la unidad 1 (turbina A “1” y turbina A”2”) del año 2024 en promedio es 87,50 % en el periodo de lluvia en el mes de enero el cual no cumple para una turbina Francis ya que su rendimiento debería estar arriba de los 90 %.
- El rendimiento de las turbinas de la unidad 2 (turbina A “1” y turbina A”2”) del año 2024 en promedio es 90,05 % en el periodo de lluvia en el mes de enero el cual si cumple para una turbina Francis ya que su rendimiento debería estar arriba de los 90 %.
- El rendimiento de las turbinas de la unidad 1 (turbina A “1” y turbina A”2”) del año 2024 en promedio es 87,84 % en el periodo de lluvia en el mes de enero el cual no cumple para una turbina Francis ya que su rendimiento debería estar arriba de los 90 %.
- El rendimiento de las turbinas de la unidad 1 (turbina A “1” y turbina A”2”) del año 2024 en promedio es 89,66 % en el periodo de lluvia en el mes de enero el cual no cumple para una turbina Francis ya que su rendimiento debería estar arriba de los 90 %.

- Se logro identificar valores óptimos de operación para cada unidad para eficiencias mayores o igual a 90% un caudal promedio del mes de enero de 2024 unidad 1 TURBINA A1 = TURBINA A2 será 3,38 m³/s.
- Se logro identificar valores óptimos de operación para cada unidad para eficiencias mayores o igual a 90% un caudal promedio del mes de enero de 2024 unidad 2 TURBINA B1 = TURBINA B2 será 3,43 m³/s.
- Se logro identificar valores óptimos de operación para cada unidad para eficiencias mayores o igual a 90% un caudal promedio del mes de enero de 2025 unidad 1 TURBINA A1 = TURBINA A2 será 3,17 m³/s.
- Se logro identificar valores óptimos de operación para cada unidad para eficiencias mayores o igual a 90% un caudal promedio del mes de enero de 2025 unidad 2 TURBINA B1 = TURBINA B2 será 3,43 m³/s.
- Por último, al realizar y ver el rendimiento de las unidades para un mes crítico se podría concluir que a pesar que el rendimiento nos sale muchos días menor al 90%; y teniendo en cuenta que no son turbinas nuevas, pero se realiza constantemente un mantenimiento es aceptable su producción.

5.2 RECOMENDACIONES.

- EL diagrama colinar es parte de cada turbina entregada por el fabricante en este caso no se cumplió como nos indica el Ábaco, por el mismo motivo, que las turbinas no son nuevas y al pasar los años puede haber desgaste en el rotor a pesar de que se haga un mantenimiento adecuado, ya no se recomienda la utilización del Diagrama colinar.
- Para poder cumplir el diseño de la central hidroeléctrica de San Jacinto, ya que fue diseñada para generar 7,6 MW; se recomienda hacer una repotencialización de las turbinas mediante el rotor, aprovechando el recurso de la tecnología que nos ayuda a dar soluciones.

- Debemos tener cuidado al lecturar o anotar datos de equipos, para no tener datos o cálculos erróneos, para eso se debe utilizar un sistema automático que conecte al sistema scada.
- Para mantener un rendimiento eficiente se debe llevar un mantenimiento constante, revisiones regulares para identificar daños visibles o signos de desgaste en el rotor.
- Capacitación continua para formar al personal en las áreas técnicas y tecnologías de mantenimiento para garantizar una operación eficiente.
- No descuidar la lubricación adecuada de todos sus componentes para reducir el desgaste y sustituir componentes desgastados o dañados antes que causen fallos mayores y pueda afectar al rendimiento de la central hidroeléctrica.