



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA CIVIL - HIDRÁULICA

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE
ALMACENAMIENTO POR BOMBEO EN MÉXICO Y OPTIMIZACIÓN DE LOS HORARIOS
DE BOMBEO Y GENERACIÓN. APLICACIÓN AL CASO DE LA PRESA ZIMAPÁN**

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
DOCTOR EN INGENIERÍA

PRESENTA:
GERARDO ACUÑA SOTO

TUTOR (ES) PRINCIPAL(ES)
DR. RAMÓN DOMÍNGUEZ MORA, II UNAM
DRA. MARITZA LILIANA ARGANIS JUÁREZ, II UNAM
COMITÉ TUTOR
DR. ÓSCAR FUENTES MARILES, II UNAM
DR. ÓSCAR POZOS ESTRADA, II UNAM
DR. ALEJANDRO MENDOZA RESENDIZ, II UNAM

CIUDAD DE MÉXICO. OCTUBRE 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Fuentes Mariles Oscar Arturo

Secretario: Dr. Mendoza Reséndiz Alejandro

1^{er.} Vocal: Dr. Domínguez Mora Ramón

2^{do.} Vocal: Dra. Arganis Juárez Maritza Liliana

3^{er.} Vocal: Dr. Pozos Estrada Óscar

Posgrado en Ingeniería Civil, UNAM, Ciudad de México, México

TUTORES DE TESIS:

Dr. Ramón Domínguez Mora

Dra. Maritza L. Arganis Juárez

FIRMA

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, deseo expresar mi agradecimiento a los directores de esta tesis doctoral, Dr. Ramón Domínguez y la Dra. Maritza Arganis, ustedes me han brindado una vida académica y profesional, de verdad gracias por todo el apoyo, por su dirección y el rigor que ha facilitado a desarrollar este trabajo. Gracias por la confianza ofrecida desde que llegué a esta facultad, por dejarme crecer y desenvolverme dentro de la ingeniería hidráulica. Mi familia y un servidor estará siempre agradecido con ustedes.

Gracias también al comité sinodal por sus comentarios y recomendaciones, las cuales dieron forma y sustento a este trabajo, Dr. Óscar Fuentes, Dr. Óscar Pozos y Dr. Alejandro Mendoza.

Asimismo, agradezco a los ingenieros de la CFE, José Bautista, Emmanuel Gomez (QEPD), Miky Rodriguez, su apoyo personal y humano, con quien he compartido proyectos e ilusiones durante estos años y que siempre han creído en mí.

Un trabajo de investigación es también fruto del reconocimiento y del apoyo vital que nos ofrecen las personas que nos estiman, sin el cual no tendríamos la fuerza y energía que nos anima a crecer como personas y como profesionales. Gracias a todos los que son partícipes de este tiempo.

Agradezco el apoyo del CONACYT por permitirme alcanzar esta meta.

Gracias a mis papas por enseñarme a no rendirme, gracias por su amor y paciencia, a mis hermanos, porque con ellos compartí una infancia feliz, que guardo en el recuerdo.

Gracias a mis amigos, que siempre me han prestado un gran apoyo moral y humano, necesarios en los momentos difíciles de este trabajo y esta profesión.

Pero, sobre todo, gracias a mi Gaby, mi Gera y mi Palito, por su paciencia, comprensión y solidaridad con este proyecto, por el tiempo que me han concedido, un tiempo invertido a la historia familiar que me ha costado más de lo que ustedes creen. Sin su apoyo este trabajo nunca se habría escrito y, por eso, este trabajo es también el suyo.

A todos, muchas gracias.

Gerardo Acuña

CONTENIDO

| | |
|--|----|
| RESUMEN..... | 13 |
| ABSTRACT..... | 15 |
| INTRODUCCIÓN..... | 17 |
| 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 20 |
| 1.1. Objetivos de la investigación..... | 24 |
| 1.1.1. Objetivo general..... | 24 |
| 1.1.2. Objetivos particulares..... | 24 |
| 1.2. Hipótesis y alcances de la investigación..... | 24 |
| 1.2.1. Hipótesis..... | 24 |
| 1.2.2. Preguntas de investigación..... | 25 |
| 1.2.3. Alcances específicos..... | 25 |
| 2. MARCO CONCEPTUAL..... | 26 |
| 2.1. Estado del arte..... | 26 |
| 2.2. Sistemas de almacenamiento de energía..... | 28 |
| 2.2.1. Tipos de tecnologías de almacenamiento de energía..... | 30 |
| 2.2.2. Servicios que ofrecen las tecnologías de almacenamiento de energía..... | 31 |
| 2.3. Definición de central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo y tipos de ellas..... | 34 |
| 2.4. Funcionamiento de un sistema de Rebombeo..... | 36 |
| 2.4.1. Parámetros Técnicos..... | 37 |
| 2.4.2. Ventajas y Desventajas del Rebombeo..... | 39 |
| 2.5. Comparación del Rebombeo con otras tecnologías de almacenamiento energético..... | 41 |
| 2.6. Rebombeo en el mundo..... | 43 |
| 2.7. Situación hidroeléctrica en México..... | 49 |
| 2.7.1. Operación histórica de las hidroeléctricas y centrales renovables..... | 52 |
| 2.8. Marco legal en México..... | 57 |
| 2.9. Precio Marginal Local de la energía..... | 60 |
| 3. METODOLOGÍA..... | 64 |
| 3.1. Estudios previos sobre Rebombeo en México..... | 64 |
| 3.2. Identificación de criterios para seleccionar sitios candidatos..... | 68 |
| 3.2.1. Ubicación del proyecto..... | 68 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 3.2.2. | Disponibilidad del recurso hídrico | 73 |
| 3.2.3. | Tamaño de la instalación hidroeléctrica y área del embalse | 74 |
| 3.3. | Simulación del funcionamiento de vasos | 78 |
| 3.4. | Optimización al horario de operación del Rebombear..... | 82 |
| 3.5. | Análisis Beneficio - Costo | 85 |
| 4. | RESULTADOS | 86 |
| 4.1. | Identificación del potencial posible de rebombear | 86 |
| 4.1.1. | Disponibilidad hídrica | 88 |
| 4.2. | Análisis teórico de un sistema de Rebombear | 93 |
| 4.3. | Caso de estudio. Central hidroeléctrica Zimapán..... | 95 |
| 4.3.1. | Selección y ubicación del Rebombear Zimapán | 99 |
| 4.3.2. | Disponibilidad del recurso hídrico Zimapán | 102 |
| 4.4. | Dimensionamiento de elementos del rebombear | 106 |
| 4.4.1. | Diámetro de la tubería a presión | 106 |
| 4.4.2. | Carga hidráulica entre los tanques | 108 |
| 4.5. | Análisis de precios marginales locales de energía para el caso de estudio 114 | |
| 4.6. | Simulación de los escenarios analizados..... | 119 |
| 4.7. | Evaluación beneficio costo del caso de estudio | 129 |
| 4.7.1. | Análisis de sensibilidad al caso de estudio..... | 133 |
| 5. | DISCUSIÓN..... | 135 |
| 6. | CONCLUSIONES | 138 |
| 7. | REFERENCIAS | 141 |
| | GLOSARIO, ACRÓNIMOS Y EQUIVALENCIAS | 148 |
| | Glosario..... | 148 |
| | Acrónimos | 151 |
| | Principales portales web de información consultados..... | 152 |
| | Equivalencia de unidades | 153 |
| | ANEXO I | 154 |
| | ANEXO II | 158 |

CONTENIDO DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1-1 Participación histórica de centrales hidroeléctricas contra centrales renovables | 22 |
| Figura 2-1 Generación por temporada horaria con tecnología solar y eólica en el sistema eléctrico Alberta, Canadá. | 29 |
| Figura 2-2 Tecnologías de almacenamiento por proceso de conversión energética | 30 |
| Figura 2-3 Funcionamiento de una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo..... | 36 |
| Figura 2-4 Conjunto ternaria, operación hidráulica de cortocircuito | 38 |
| Figura 2-5 Ventajas y desventajas de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo..... | 39 |
| Figura 2-6 Capacidad de Rebombeo Instalado (MW)..... | 44 |
| Figura 2-7 Porcentaje de participación por tecnología de almacenamiento en el mundo..... | 45 |
| Figura 2-8 Centrales de almacenamiento por bombeo en el mundo | 48 |
| Figura 2-9 Porcentaje de participación para tecnologías de generación | 50 |
| Figura 2-10 Presas más importantes de México..... | 52 |
| Figura 2-11 Generación hidroeléctrica horaria (abril 2016 – julio 2022) | 53 |
| Figura 2-12 Generación Renovable Intermitente horaria (abril 2016 – julio 2022)... | 53 |
| Figura 2-13 Comparativa Generación anual (abril 2016 – julio 2022)..... | 54 |
| Figura 2-14 Estacionalidad promedio mensual de hidroeléctricas y renovables intermitentes (abril 2016 – julio 2022)..... | 55 |
| Figura 2-15 Generación horaria hidroeléctrica y renovables intermitentes (abril 2016 – julio 2022) | 55 |
| Figura 2-16 Regiones del sistema eléctrico nacional..... | 60 |
| Figura 2-17 Mapa de precios promedio por zona de carga – Anual 2016 (MXN/MWh). | 61 |
| Figura 2-18 Comparación promedio entre Demanda y precio de energía | 62 |
| Figura 2-19 Esquema de compraventa de energía..... | 63 |
| Figura 3-1 Identificación de posibles Rebombes en México | 65 |
| Figura 3-2 Capas de información, Estados por intensidad de capacidad intermitente y ubicación de presas y bordos | 66 |
| Figura 3-3 Sitios con posibilidad de instalar Rebombes por considerar el cuerpo de agua..... | 66 |
| Figura 3-4 Sitios propuestos de acuerdo con la ubicación presas CFE | 67 |
| Figura 3-5 Ríos y principales presas..... | 73 |
| Figura 3-6 Esquema para determinar la densidad de potencia | 76 |
| Figura 3-7 Diagrama de flujo identificación del potencial posible de Rebombeo | 77 |
| Figura 3-8 Metodología de optimización a la política de operación | 82 |
| Figura 4-1 Capas a considerar para seleccionar la ubicación del tanque superior.. | 87 |
| Figura 4-2 Resultado del potencial de Rebombeo sobre los embalses de CFE | 91 |
| Figura 4-3 Esquema de Rebombeo | 93 |

| | |
|---|-----|
| Figura 4-4 Ubicación del embalse, presa Zimapán | 95 |
| Figura 4-5 Subcuencas en la presa Zimapán..... | 96 |
| Figura 4-6 Vista de la cortina aguas arriba, de la presa Zimapán | 96 |
| Figura 4-7 Vista de la cortina y foro área del embalse Zimapán | 97 |
| Figura 4-8 Propuesta de ubicación para el tanque superior..... | 99 |
| Figura 4-9 Representación de la ubicación en CH Zimapán | 100 |
| Figura 4-10 Dimensionamiento del tanque superior..... | 101 |
| Figura 4-11 Elevaciones y almacenamiento en el embalse Zimapán (hm ³)..... | 102 |
| Figura 4-12 Entradas y salidas totales del embalse Zimapán | 102 |
| Figura 4-13 Registros de caudal promedio diario de ingresos al embalse Zimapán | 103 |
| Figura 4-14 Niveles históricos en el embalse (msnm)..... | 104 |
| Figura 4-15 Curva de permanencia para gastos de entrada | 104 |
| Figura 4-16 Serie histórica con volumen de evaporación máxima | 105 |
| Figura 4-17 Dimensiones del Tanque superior e inferior..... | 112 |
| Figura 4-18 Diferencial de precios horarios promedio..... | 115 |
| Figura 4-19 Serie histórica del precio marginal local periodo 2018 – 2020 | 115 |
| Figura 4-20 PML Estacional periodo 2018 – 2020 | 117 |
| Figura 4-21 Promedio horario del PML por año | 117 |
| Figura 4-22 Representación del modelo de optimización para el escenario 1 | 119 |
| Figura 4-23 Resultado Bombeo 0:00 – 1:42, turbina 1 hora..... | 120 |
| Figura 4-24 Resultado Bombeo 2:00 – 3:42, turbina 1 hora..... | 121 |
| Figura 4-25 Resultado Bombeo 19:00 – 20:42, turbina 1 hora..... | 121 |
| Figura 4-26 Comparación entre Ingresos netos y relación de energía G/B..... | 124 |
| Figura 4-27 Política de operación Rebombeo Zimapán | 124 |
| Figura 4-28 Comportamiento del volumen en el tanque inferior a lo largo de la simulación, 3 años..... | 125 |
| Figura 4-29 Comportamiento del volumen en el tanque superior a lo largo de la simulación, 3 años..... | 125 |
| Figura 4-30 Comportamiento del volumen vertido en el tanque superior a lo largo de la simulación, 3 años..... | 126 |
| Figura 4-31 Operación óptima del Rebombeo Zimapán..... | 126 |
| Figura 4-32 flujo acumulado para el Rebombeo Zimapán..... | 131 |

CONTENIDO DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 2-1 Servicios de las tecnologías de almacenamiento | 32 |
| Tabla 2-2 Elementos que conforman una central de Rebombeo | 35 |
| Tabla 2-3 Tipo de turbinas reversibles..... | 37 |
| Tabla 2-4 Características de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo. | 39 |
| Tabla 2-5 Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía (potencia de 100 MW y duración de 4 horas) | 41 |
| Tabla 2-6 Capacidad de Rebombeo en el mundo para el periodo del 2010 al 2019 | 44 |
| Tabla 2-7 Países por mayor capacidad instalada | 45 |
| Tabla 2-8 Rebombes con mayor capacidad en el mundo | 46 |
| Tabla 2-9 Esquemas de Rebombeo en el mundo..... | 46 |
| Tabla 2-10 Capacidad instalada por tipo de tecnología en México..... | 49 |
| Tabla 2-11 Numero de presas por entidad federativa, almacenamiento y generación anual | 51 |
| Tabla 2-12 Promedio de generación anual renovable intermitente e hidroeléctrica | 54 |
| Tabla 3-1 Capas de información geoespacial a considerar para la ubicación de un sitio | 69 |
| Tabla 3-2 Parámetros para determinar el tamaño de una presa | 74 |
| Tabla 3-3 Selección de presas CFE para identificación de potencial por rebombeo | 75 |
| Tabla 3-4 Parámetros análisis beneficio – costo..... | 85 |
| Tabla 4-1 Determinación del potencial posible de Rebombeo en México..... | 88 |
| Tabla 4-2 Gasto de diseño contra gasto de entrada promedio al embalse..... | 89 |
| Tabla 4-3 Periodos de 6 horas para llenado total del tanque superior..... | 90 |
| Tabla 4-4 Potencial a instalar y energía teórica adicional requerida..... | 91 |
| Tabla 4-5 información hidrológica de Zimapán | 97 |
| Tabla 4-6 Características físicas de la presa Zimapán | 97 |
| Tabla 4-7 Elevaciones Capacidades y áreas del vaso de Zimapán..... | 98 |
| Tabla 4-8 Ubicación del Rebombeo Zimapán..... | 100 |
| Tabla 4-9 Caracterización de la ubicación al Rebombeo Zimapán..... | 101 |
| Tabla 4-10 Volúmenes de entrada al embalse de la presa (hm ³ por día) | 103 |
| Tabla 4-11 Registros completos de evaporación para el embalse Zimapán, lámina de evaporación máxima (mm) | 105 |
| Tabla 4-12 Propuesta de ubicación para tanque superior e inferior | 106 |
| Tabla 4-13 Dimensionamiento del Rebombeo Zimapán | 110 |
| Tabla 4-14 Características de la ubicación del Rebombeo Zimapán..... | 111 |
| Tabla 4-15 Curva elevaciones-capacidades -áreas Tanque Inferior y superior | 111 |
| Tabla 4-16 Precio Marginal Local histórico para el periodo 2018-2020, promedio horario en USD/MWh..... | 114 |
| Tabla 4-17 Rango estacional del Precio Marginal Local nodo 03ZMN-115 | 116 |
| Tabla 4-18 Resultados de la simulación con función objetivo, en dólares | 122 |
| Tabla 4-19 Resultados de la operación optimizada del funcionamiento de vasos. | 123 |
| Tabla 4-20 Comparativa de energía teórica contra resultados obtenidos..... | 127 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 4-21 Parámetros para la propuesta técnica | 129 |
| Tabla 4-22 Parámetros económicos del Rebombeo Zimapán | 130 |
| Tabla 4-23 Resultados del análisis beneficio costo, Tasa interés 10% | 130 |
| Tabla 4-24 Parámetros actualizados con ventajas del almacenamiento..... | 131 |
| Tabla 4-25 Resultados del análisis beneficio costo, parámetros actualizados, Tasa interés 5% | 132 |
| Tabla 4-26 Resultados del análisis beneficio costo con Datos base actualizados . | 133 |
| Tabla 4-27 Análisis de sensibilidad para los parámetros de los Datos base | 133 |
| Tabla 5-1 Parámetros actualizados incluyendo el precio de potencia..... | 136 |
| Tabla 5-2 Análisis Beneficio/Costo considerando ingresos por potencia | 136 |
| Tabla 5-3 Resultados del análisis beneficio costo incluyendo potencia, Tasa interés 5%..... | 137 |

RESUMEN

Las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo (Pumped storage hydropower (PSH) por sus siglas en inglés), son una alternativa para adecuar el régimen de generación de energía al comportamiento de la demanda en una región, sobre todo si se considera que la generación de energía intermitente que proporcionan las eólicas y solares, está provocando mayores diferencias entre la oferta y la demanda ([EPRI, 2018](#), [CENACE, 2022a](#)).

Esta investigación propuso identificar un potencial de capacidad a instalar de centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo en México, que, de acuerdo con la Secretaría de Energía, el potencial se refiere a la cantidad de energía que puede generar una tecnología específica bajo supuestos teóricos básicos cuantitativos, principalmente la disponibilidad del recurso en un determinado sitio ([SENER, 2017](#)).

Para ello se analizó la posibilidad de utilizar esta tecnología de almacenamiento de energía, también llamada Rebombeo, ubicando el tanque hidráulico inferior sumergido dentro del embalse de las centrales hidroeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), mientras que el depósito elevado o tanque superior estará alimentado con una tubería a presión.

Se propuso utilizar las centrales hidroeléctricas de la CFE, ya que cuentan con infraestructura hidráulica y eléctrica operativa, lo que permite enfocarse en la identificación del potencial de Rebombeo aprovechando sus embalses.

La capacidad de potencia por instalar y el volumen del tanque superior de cada rebombeo se determinaron en función del recurso hídrico disponible que llega al embalse anualmente, por lo que se consideró una capacidad de potencia para el rebombeo menor al 30% con respecto a la capacidad hidroeléctrica instalada actualmente, además se revisó cumplir con la *densidad de potencia*, la cual es un indicador que relaciona la capacidad de potencia, en Watts, con la superficie del nuevo depósito o tanque hidráulico, en metros cuadrados. Esta relación deberá ser mayor a 10 W/m² para que el Rebombeo sea considerado como central renovable ([LTE, 2015](#)).

Se identificó que sólo 16 de las 60 presas de CFE, cumplieron con los criterios aquí propuestos para convertirse en centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo. En total, se adicionarían 3,047 MW de nueva capacidad, que equivalen al 24.2% de la capacidad hidroeléctrica instalada actualmente en México, la cual es de 12,614 MW ([SENER, 2022](#)).

Parte del trabajo aquí desarrollado como aportación fundamental de la tesis, fue la elaboración de una herramienta de simulación, la cual adecúa la operación del

Rebombeo en función de la demanda de energía. Utilizando esta herramienta para un caso de estudio, se obtuvo el horario de operación con el que se maximiza el beneficio económico neto, bajo las condiciones actuales de la demanda energética y sus precios marginales locales.

Una vez que se identificó el potencial posible de Rebombes en México, se desarrolló un dimensionamiento a la hidroeléctrica Zimapán tomándose como caso de estudio; con ello, se definió la carga hidráulica y el diámetro de la tubería.

Posteriormente, se empleó la herramienta de simulación para diferentes escenarios, que permitió conocer beneficios económicos anuales a través de la compra - venta de energía en ciertos momentos del día.

Los resultados obtenidos para el caso de estudio arrojaron los mayores beneficios generando energía eléctrica durante 7 horas de alta demanda y bombeando por más de 10 horas continuas en tiempos de baja demanda.

Con esta configuración, el Rebombeo de Zimapán requiere consumir 284 GWh/año para lograr vencer el desnivel de 420 m entre los tanques hidráulicos y, posteriormente, generar 202 GWh/año con el mismo volumen de agua. A pesar de que la producción de energía es menor a la del consumo, al optimizar los horarios de compra y venta de energía se obtuvo un beneficio neto de más de \$3.5 millones de dólares al año, que representan una ganancia del 125.42% con respecto a la compra de energía anual, la cual alcanzó los \$13.7 millones de dólares al año.

Finalmente se realizó una evaluación beneficio-costos para el caso de estudio, donde se encontró que, con un costo unitario de inversión de 1,150 USD/kW, bajo las condiciones de evaluación ortodoxas y los periodos analizados, se concluye que las variaciones horarias en los precios de la energía aún no son lo suficientemente atractivas para poder desplegar este tipo de centrales de almacenamiento considerando únicamente la compraventa de energía en determinados horarios.

ABSTRACT

Pumped Storage Hydropower (PSH) are an alternative to adapt the power generation regime to the behavior of demand in a region, especially if it is considered that the power generation intermittent energy provided by wind and solar energy, is causing greater differences between supply and demand ([EPRI, 2018](#), [CENACE, 2022a](#)).

This research proposed to identify a capacity potential to be installed for PSH in Mexico, which, according to the Ministry of Energy, the potential refers to the amount of energy that a specific technology can generate under basic quantitative theoretical assumptions, mainly the availability of the resource at a given site ([SENER, 2017](#)).

For this, the possibility of using this energy storage technology, was analyzed, placing a lower hydraulic tank submerged within the reservoir of the hydroelectric plants of the Federal Electricity Commission (CFE), while the elevated tank or upper tank It will be fed with a pressure pipe.

It was proposed to use the CFE's hydroelectric plants, since they have operating hydraulic and electrical infrastructure, which allows focusing on the identification of PSH potential taking advantage of their reservoirs.

The power capacity to be installed and the volume of the upper tank of each PSH were determined based on the available water resources that reach the reservoir annually, for which reason a power capacity for PSH was considered less than 30% with respect to the capacity hydroelectric plant currently installed, in addition, compliance with power density was reviewed, which is an indicator that relates power capacity, in Watts, to the surface area of the new hydraulic reservoir or tank, in square meters. This ratio must be greater than 10 W/m^2 for PSH to be considered as a renewable plant ([LTE, 2015](#)).

It was identified that only 16 of the 60 CFE dams met the criteria proposed here to become pumped storage hydroelectric power plants. In total, 3,047 MW of new capacity would be added, equivalent to 24.2% of the current installed hydroelectric capacity in Mexico, which is 12,614 MW ([SENER, 2022](#)).

Part of the work developed here as a fundamental contribution of the thesis, was the development of a simulation tool, which adjusts the PSH operation based on the energy demand. Using this tool for a case study, the hours of operation with which the net economic benefit is maximized, under the current conditions of energy demand and its local marginal prices, were obtained.

Once the possible potential of PSH in Mexico was identified, a sizing of the Zimapán hydroelectric was developed, taking it as a case study; With this, the hydraulic head

and the diameter of the pipeline were defined, as well as the elevation area capacity curves of the proposed hydraulic tanks.

Later, the simulation tool was used for different scenarios, which allowed knowing annual economic benefits through the purchase - sale of energy at certain times of the day.

The results obtained for the case study showed the greatest benefits generating electrical energy during 7 hours of high demand and pumping for more than 10 continuous hours in times of low demand.

With this configuration, the PSH Zimapán requires consuming 284 GWh/year to overcome the 420 m difference in level between the hydraulic tanks and, subsequently, generating 202 GWh/year with the same volume of water. Even though energy production is less than consumption, by optimizing energy purchase and sale schedules, a net benefit of more than \$3.5 million dollars a year was obtained, which represents a gain of 125.42% with respect to the annual energy purchase, which reached \$13.7 million dollars per year.

Finally, a benefit-cost evaluation was carried out for the study case, where it was found that, with a unit investment cost of 1,150 USD/kW, under orthodox evaluation conditions and the periods analyzed, it is concluded that the hourly variations in the Energy prices are not yet attractive enough to be able to deploy this type of storage plants, considering only the sale of energy at certain times.

INTRODUCCIÓN

En México, debido al aumento de la generación de energía utilizando plantas eólicas y solares, que producen energía de forma intermitente, se ha modificado la operación histórica de las centrales hidroeléctricas, ofreciendo un respaldo de energía principalmente en las horas pico de la tarde la cual coincide con la baja producción de las centrales intermitentes, principalmente las solares.

Sin embargo, la necesidad de incrementar la aportación de energías renovables a la matriz energética del país, hace prever que buena parte se cubra con energías intermitentes como las eólicas y las solares, cuyo régimen de generación depende directamente de condiciones estacionales y climatológicas de cada región, por lo que resulta interesante explorar el uso de almacenamiento energético, en específico la de implementar centrales de Rebombeo que almacenen energía de baja demanda para luego disponer de ella en cuanto se requiera. Cabe señalar que en el país aún no existen centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo.

En concreto, las centrales de Rebombeo son una tecnología de almacenamiento y funcionan transformando la energía eléctrica en energía potencial cuando se bombea un volumen de agua a un tanque superior; posteriormente, esta energía se reconvierte en energía eléctrica al aprovechar la carga hidráulica ocasionada por el desnivel entre los tanques hidráulicos, cerrando el ciclo de almacenamiento al depositar nuevamente el volumen de agua en el tanque inferior.

Esta tecnología requiere de energía adicional para completar el ciclo de carga / descarga y compensar las pérdidas locales y por fricción que se presentan en el proceso a través de la conducción del volumen hídrico. En general, se cuenta con eficiencias del orden del 70 al 85% en la reconversión de energía ([EPRI, 2019](#)), es decir, se requiere entre 118% y 143% más de energía para subir la misma cantidad de agua y vencer el desnivel entre los tanques hidráulicos que luego se utiliza para producción de electricidad.

Resulta interesante investigar la mejor forma de operar este tipo de tecnologías, ya que al saber que se requiere más energía para bombear de la que se produce, es natural preguntarse si puede lograrse un beneficio económico al operar de manera controlada esta tecnología de almacenamiento. aprovechando las diferencias horarias en el precio marginal local de la energía.

Por este motivo, el objetivo de esta investigación es determinar si las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo pueden ser desplegadas en México, así como desarrollar una herramienta para definir políticas de operación horaria bombeo-generación, que hagan máximo el beneficio neto que puede obtenerse con estas centrales.

La tesis se estructura en siete capítulos como se describe a continuación:

- En el capítulo uno, Planteamiento del problema, se describe de manera breve la problemática en México derivada del incremento de la participación de las energías renovables, pero intermitentes en la generación de energía eléctrica, y la necesidad que se crea de contar con energía almacenada que pueda ser utilizada para cubrir oportunamente la demanda. Adicionalmente, en ese capítulo se plantean los objetivos de esta investigación y su hipótesis principal.
- En el capítulo dos, Marco conceptual, se presenta el estado del arte de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo y se define de manera general un sistema de almacenamiento de energía; posteriormente, se explica en que consiste un Rebombear y su funcionamiento mostrando para ello, algunos parámetros técnicos; una vez caracterizada esta tecnología, se hace una comparación del Rebombear con otras tecnologías de almacenamiento energético y se revisa su situación actual a nivel mundial. En este mismo capítulo se da paso a la situación hidroeléctrica en México, con la finalidad de identificar donde se podría instalar el rebombear, llegando a este punto, se enmarca bajo la reforma energética el concepto de almacenamiento de energía.
- El capítulo tres, Metodología, presenta estudios previos sobre rebombear en México, posteriormente se identificaron criterios y restricciones para ubicar adecuadamente la tecnología de almacenamiento con sus principales elementos. Luego, se desarrolló la herramienta de simulación, donde quedan planteadas las expresiones matemáticas de un funcionamiento de vasos y su optimización utilizando una función objetivo con sus respectivas restricciones, por último, se plantea la metodología de análisis beneficio – costo.
- En el capítulo cuatro, Resultados, se presenta la identificación del potencial de Rebombear en México ubicados sobre centrales hidroeléctricas existentes, considerando una capacidad de potencia menor al 30 % de las presas de CFE, también se revisó la disponibilidad hídrica para el primer llenado considerando el volumen medio anual que ingresa al embalse y aprovechar menos del 1 % del volumen útil del embalse. Asimismo, se determinó un caso de estudio y se dimensionaron los elementos que lo conforman, se muestra el análisis a los datos recopilados de entrada al embalse, precio marginal local de la energía, volúmenes de entrada, entre otros; por último, se describen los resultados de las simulaciones realizadas y se presenta la evaluación beneficio costo al caso de estudio, también se desarrolló un análisis de sensibilidad que pretende mostrar un panorama de hacia dónde se tendrían que mover las variables si se quiere desplegar esta tecnología.
- En el capítulo cinco, Discusión, se exponen los hallazgos y limitaciones de este estudio, también se proponen futuras líneas de investigación que permitan su mejora.

- En el capítulo seis, Conclusiones, los resultados se comparan con la hipótesis para determinar si se cubrió con el objetivo, se explica de forma clara la contribución que aportó este estudio y algunas recomendaciones.
- Finalmente se presentan todas las referencias consultadas ordenadas alfabéticamente.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En México, la participación de las energías renovables ha estado dominada por la producción hidroeléctrica; de acuerdo con el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), en el año 2019 la hidroelectricidad aportó el 7% con 23,602 GWh, para el año 2020 registró el 8% con 26,817 GWh y en el 2021 representó el 11% de la generación total del país con 34,717 GWh ([SENER, 2022](#)).

De acuerdo con el mismo PRODESEN, la capacidad actual instalada es de 12,614 MW, sin embargo, se proyecta una adición en capacidad para los próximos 15 años de tan solo 1,426 MW ([SENER, 2022](#)), lo cual representa un crecimiento de apenas el 2.74%.

Por su parte, la generación eólica aportó el 5.20% de la generación total en el año 2019 con 16,726 GWh, en el 2020 significó el 6.21% de dicha generación con 19,702 GWh y para el 2021 aumentó a un 6.41% equivalente a 21,074 GWh ([SENER, 2022](#)).

La generación fotovoltaica durante los años 2019, 2020 y 2021, registró un incremento sustancial del 3.10%, 4.99% y 6.15% de la energía eléctrica en el país, es decir, 9,964, 15,835 y 20,194 GWh de generación, respectivamente ([SENER, 2022](#)).

Esto es debido a la Ley de Transición Energética, la cual, a través de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, ha impulsado fuertemente el incremento de centrales de generación de energía renovable al Sistema Interconectado Nacional (SIN) donde se compromete a alcanzar la meta del 39.9% de la generación total para el año 2033 y del 50% para el año 2050 ([SENER, 2020a](#)).

Estos datos muestran cómo las energías limpias, pero intermitentes, están tomando fuerza dentro de la matriz energética del país, y continuarán creciendo para alcanzar los objetivos planteados para el 2050.

La experiencia internacional en la operación de sistemas eléctricos ha demostrado que la alta penetración de tecnologías intermitentes provoca efectos negativos sobre la regulación de frecuencia y la calidad de energía, los márgenes de reserva en la red eléctrica se han visto disminuidos y la vida útil de las centrales eléctricas convencionales se ha visto expuesta, ya que deben cubrir la demanda que no es abastecida por el efecto intermitente de las eólicas y las solares ([EPRI, 2018](#)).

Por ejemplo, durante el mediodía, principalmente, la generación solar fotovoltaica, permite desplazar la energía eléctrica que se abastecía con centrales convencionales, lo cual representa una ventaja de la oferta solar, aunada a su bajo costo de producción; que de acuerdo con el reporte anual de costos de la Agencia

Internacional de las Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), presenta el costo nivelado de energía más bajo de todas las tecnologías de generación ([IRENA, 2022](#)), esto explica el crecimiento en el uso de esta tecnología a nivel mundial.

Sin embargo, la generación solar fotovoltaica comienza a disminuir su oferta en las horas del ocaso, precisamente cuando la demanda eléctrica entra en su horario pico, esto provoca arranques de manera súbita de centrales que se encuentran en reserva, es decir, se encuentran en espera de instrucciones para conectar su entrega de energía eléctrica ([EPRI, 2019](#)).

Estos arranques y paros en tiempos demasiado cortos conllevan una presión adicional sobre las centrales hidroeléctricas, que deben estar disponibles para proveer la energía faltante, principalmente en las horas del atardecer ([Rauf, 2020](#)).

En México, se utilizan las centrales hidroeléctricas denominadas plantas de pico o “*piqueras*” para cubrir la demanda faltante ([SENER, 2022](#)), esto explica el factor de planta tan bajo que algunas presas presentan actualmente.

Las presas Aguamilpa, La Yesca, El Cajón, pertenecientes al sistema Santiago y las presas La Angostura, Chicoasén y Malpaso del sistema Grijalva, son ejemplos de centrales hidroeléctricas que cuentan con grandes embalses y pueden ofrecer importantes cantidades de energía almacenada en tiempos cortos de acuerdo con las necesidades de CENACE ([CONAGUA, 2021](#)).

En la Figura 1-1, se muestra el comportamiento promedio horario en la participación de centrales hidroeléctricas frente a energías intermitentes producidas en plantas eólicas y solares en México. En esa figura se observa como a partir del año 2019 las centrales hidroeléctricas modificaron su régimen horario de generación para respaldar a las centrales intermitentes, principalmente en las horas alta demanda. La curva gris representa el acumulado por hora de las tres tecnologías. Resulta evidente el cambio en la operación hidráulica buscando dar continuidad el mayor tiempo posible a las centrales intermitentes.

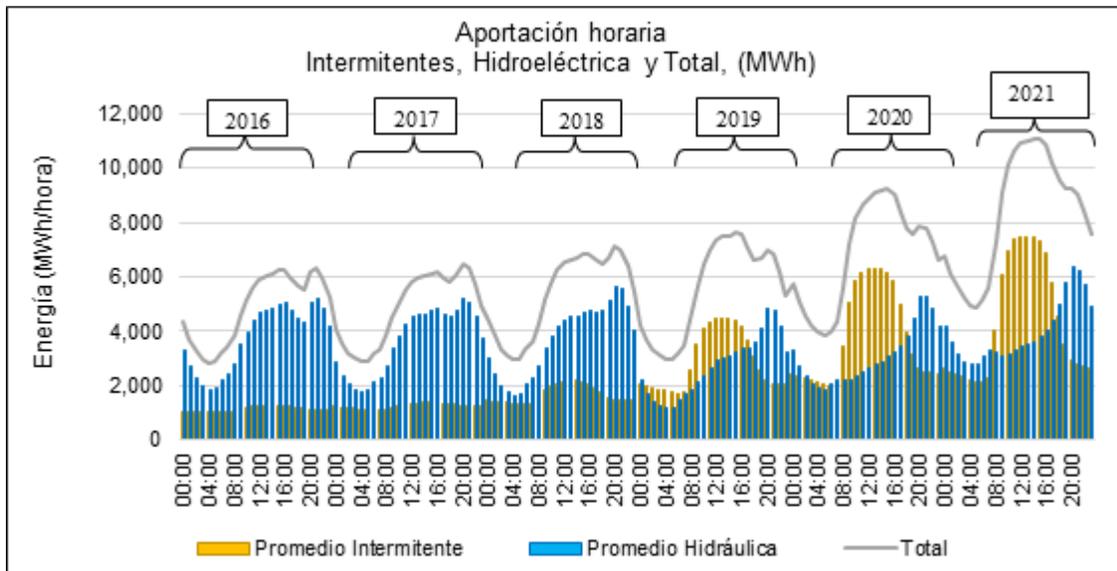


Figura 1-1 Participación histórica de centrales hidroeléctricas contra centrales renovables
Elaboración propia con datos del CENACE (CENACE, 2021)

El bajo impulso en la planeación de nuevas centrales hidroeléctricas, en conjunto con un crecimiento a la alza de las energías de carácter intermitente podría complicar la gestión y control de la energía, incrementando los problemas de estabilidad en la red.

En esas condiciones, el almacenamiento de energía a través de centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo puede contribuir a una mejor gestión o control de la energía, utilizando para bombear la energía que podría estar saturando la red en algunas horas del día y, por otro lado, ofreciendo energía en las horas pico de la demanda.

Si bien, los sistemas de almacenamiento por bombeo requieren de más energía en su proceso de bombear para almacenar, que la que producen cuando reconvierten la energía para generar electricidad (White, 2011), es posible aprovechar las diferencias horarias en el costo de la energía para lograr obtener un beneficio económico neto.

En México no existen centrales de almacenamiento de energía por bombeo, por lo que, para implementar un programa para su despliegue, es necesario desarrollar estudios bien fundamentados en cuanto a la relación beneficio - costo, sustentados en la determinación de una política de operación horaria adecuada.

En resumen:

- De acuerdo con la Ley de Transición Energética, se requiere un incremento en la participación de energías renovables en el país ([LTE, 2015](#)); no obstante, las centrales de generación eólica y solar tienen en su naturaleza ser una fuente intermitente, de manera que en ciertas horas saturan el sistema eléctrico con su producción descontrolada y, en otras horas, no ayudan a cubrir la demanda, por lo que tienen que ser respaldadas con energía almacenada de la cual se pueda disponer rápidamente.
- En México, actualmente el apoyo se da con las centrales hidroeléctricas, pero existen problemas debido al manejo en la disponibilidad del recurso hídrico, y ese problema se incrementará cuando se presente una mayor oferta con intermitentes.
- De acuerdo con lo anterior, el uso de la tecnología de Rebombeo resulta interesante para gestionar la energía; idealmente sí aprovecha la infraestructura hidráulica y eléctrica de las centrales hidroeléctricas existentes.

1.1. Objetivos de la investigación

1.1.1. Objetivo general

El objetivo general de esta investigación es determinar si las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo pueden ser desplegadas en México, tomando en consideración el volumen almacenado en las presas y su comportamiento histórico con respecto a la demanda de energía.

1.1.2. Objetivos particulares

- Identificar el potencial posible de centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo instalado en presas existentes de México.
- Desarrollar una herramienta que permita simular la operación de una central de Rebombeo.
- Utilizar esta herramienta para definir el horario óptimo de bombeo y de generación en un caso de estudio.
- Evaluar los beneficios económicos netos a largo plazo para el Rebombeo diseñado en el caso de estudio, considerando el horario óptimo de bombeo y generación.

1.2. Hipótesis y alcances de la investigación

1.2.1. Hipótesis

Las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo se podrían desplegar en México si se ubican sobre los embalses de las plantas hidroeléctricas, esto permitiría utilizar su infraestructura existente.

Es necesario identificar los criterios y restricciones que permitan ubicar centrales de Rebombeo, así como establecer su horario de operación cuidando en todo momento el recurso hídrico que maneja el embalse existente.

Además, estos Rebombeos se podrían beneficiar económicamente si se optimiza su operación para aprovechar las diferencias horarias del precio en la demanda, a pesar de que en el proceso de reconversión se pierda energía.

1.2.2. Preguntas de investigación

Se plantearon las siguientes preguntas de investigación que definieron el alcance de esta tesis:

1. Si en México se pudieran instalar centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo ¿Cuál sería el potencial posible para instalar sobre las presas existentes?
2. Si se emplean Rebombes para almacenar energía, ¿cuál sería su política de operación para aprovechar de manera óptima el recurso hídrico disponible?
3. Dado un horario de operación de un sistema de almacenamiento por bombeo, ¿se lograría una viabilidad económica utilizando únicamente los precios marginales locales por la venta y compra de energía?

1.2.3. Alcances específicos

Esta investigación se acota a identificar criterios y restricciones, bajo una revisión a la literatura internacional, con el objetivo de seleccionar sitios candidatos donde se instale la central de Rebombeo, principalmente su tanque superior.

Se propone un caso de estudio donde se dimensionan de manera preliminar las principales obras hidráulicas que componen el Rebombeo y en función de sus características físicas, se plantea el uso del modelo de simulación para diferentes escenarios.

Se recopilan datos de entrada al embalse a nivel horario, los cuales fueron proporcionados por la CFE con fines académicos, así mismo, se obtienen los precios marginales locales de la base de datos pública del CENACE ([CENACE, 2021a](#)), referentes al nodo más cercano con respecto al caso de estudio.

Por último, se plantea un análisis beneficio - costo, utilizando costos índice para definir la inversión total de la obra, así como costos de operación y mantenimiento; para los beneficios, se toman los resultados del escenario óptimo que arroja la simulación, definido por la compraventa de energía a nivel horario.

El enfoque de este trabajo de investigación es en el contexto de la ingeniería civil, específicamente en el tema aprovechamientos hidráulicos, por lo que la propuesta de utilizar centrales de Rebombeo considera desde la gestión del recurso hídrico hasta la obtención de una política de operación que se adecua al régimen de la demanda de energía en una región.

2. MARCO CONCEPTUAL

Este capítulo presenta una revisión a la literatura sobre las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo, se acotó el alcance en el contexto de su historia, aplicaciones y operación con modelos de simulación; posteriormente, se explica en que consiste el almacenamiento de energía, cuantos tipos hay y los servicios que ofrecen al sistema eléctrico; con esta base, se explica qué es un Rebombeo y su funcionamiento, mostrando parámetros técnicos y económicos característicos, además de conocer la potencia instalada a nivel mundial, por último, se compara la tecnología de rebombeo con otras tecnologías de almacenamiento con la finalidad de identificar sus beneficios y oportunidades.

Posteriormente se describió la situación hidroeléctrica en México y el balance hidrológico del país, con la intención de conocer la posible disponibilidad hídrica para esta tecnología, así como el concepto de almacenamiento de energía enmarcado en la reforma energética que ocurrió en el país en 2014..

2.1. Estado del arte

Las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo se han utilizado desde finales del siglo XIX, pero su uso potencial ha adquirido mayor importancia desde principios del siglo XXI debido a la necesidad de almacenar energía intermitente ([Blakers, 2021](#)).

En el contexto de la creciente participación de las energías intermitentes, particularmente la eólica y la solar, las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo resurgieron como una opción tecnológicamente aceptable para gestionar la producción eléctrica almacenando energía para producir en horas pico, garantizando de esta manera la continuidad de la energía en la red ([Rehman, 2015](#)).

En los últimos años, algunos países han aumentado sus inversiones para transformar las plantas hidroeléctricas existentes en centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo procurando aprovechar la infraestructura existente ([Bayazit, 2021](#)). A pesar de ello, los autores Kougias et al., en el 2017, mencionaron que algunos de estos Rebombeos en el mundo están subutilizados para el control y mejor gestión de la energía ([Kougias, 2017](#)).

Sin embargo, aún existen dudas sobre la viabilidad de esta tecnología en comparación con otras alternativas de generación de electricidad, por ejemplo, los autores Abdellatif et al., en el 2018, definieron los factores clave que afectan la

viabilidad de construir un Rebombeo en Egipto, demostrando que mientras el costo de capital no supere los 4,180 USD/kW y el costo por consumir energía para bombear agua al tanque superior, provenga de plantas intermitentes, las cuales presentan el menor costo de producción, los Rebombeo tendrían viabilidad económica frente a las centrales de gas, siempre y cuando el precio de este combustible no esté subsidiado ([Abdellatif, 2018](#)).

Este planteamiento se considerado en la tesis para buscar políticas de operación donde el Rebombeo consuma energía en las horas de menor demanda, justo cuando el costo de dicha energía es el mínimo.

Ahora bien, los autores Simão et al., en el 2020, realizaron un estudio sobre soluciones híbridas utilizando el Rebombeo para integrar centrales eólicas y solares operando de manera conjunta, lo cual llevó a demostrar que el Rebombeo es una solución ideal para aumentar la flexibilidad energética al momento de seguir las variaciones de la demanda a lo largo del tiempo ([Simao, 2020](#)).

Por otro lado, Jacob, et al., en el 2021, desarrollaron una evaluación técnico-económica para Rebombeos en India, para aprovechar las horas punta, demostrando así que la operación del Rebombeo se puede optimizar en función del precio de la energía ([Jacob, 2021](#)).

Con ello, diversos estudios han utilizado simulaciones sobre la operación del embalse, logrando demostrar los beneficios de operar sus recursos hídricos disponibles de una mejor manera ([Yang, 2015](#), [Bayón 2011](#)), posteriormente, los estudios maximizan la operación del Rebombeo recirculando el agua a través de los tanques de regulación, con la finalidad de mejorar su eficiencia en la reconversión de energía ([Menéndez, 2020](#)).

De acuerdo con la literatura consultada, las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo establecen procedimientos para alcanzar mejores beneficios del tipo energético, en eficiencia y hasta económico, a través de la implementación de modelos de simulación, por lo que la investigación aquí desarrollada buscó optimizar una función objetivo que establezca el mejor horario de bombeo y generación.

2.2. Sistemas de almacenamiento de energía

En los últimos años, la generación de energía utilizando recursos renovables, principalmente la eólica y la solar, ha sido ampliamente investigada debido a que es considerada a nivel mundial, como generación limpia ([United Nations, 2021](#)), sin embargo, su naturaleza variable hace que la calidad y continuidad de la energía no esté garantizada en el sistema eléctrico, por lo que se le considera como fuente de generación no despachable ([Oviedo, 2017](#)).

El principal problema con las energías eólica y solar es su intermitencia; la energía eólica solo se genera cuando sopla el viento, la energía solar solo se genera cuando el sol incide directamente sobre la superficie terrestre, esto ocasiona dificultades con la red eléctrica, ya que se requiere cumplir con parámetros de calidad y continuidad al momento de producir y transmitir energía ([Escobar, 2011](#)).

La Figura 2-1, muestra el sistema eléctrico de Alberta, Canadá únicamente con generación de energía renovable durante 8 días para cada estación del año 2022 a nivel horario; en la gráfica se observa el efecto de la intermitencia y su temporalidad, demostrando lo complicado que es su control y gestión.

En un sistema eléctrico ideal, la producción de energía tendría que coincidir con la energía consumida en cada instante, pero en un sistema eléctrico real, esto no sucede, por lo que habrá unos periodos en los que sobre energía y otros en los que haga falta energía para cubrir la demanda, y si a ello se le suma la variabilidad de la generación con plantas eólicas y solares el control de la energía se complica enormemente ([Ibrahim, 2013](#)).

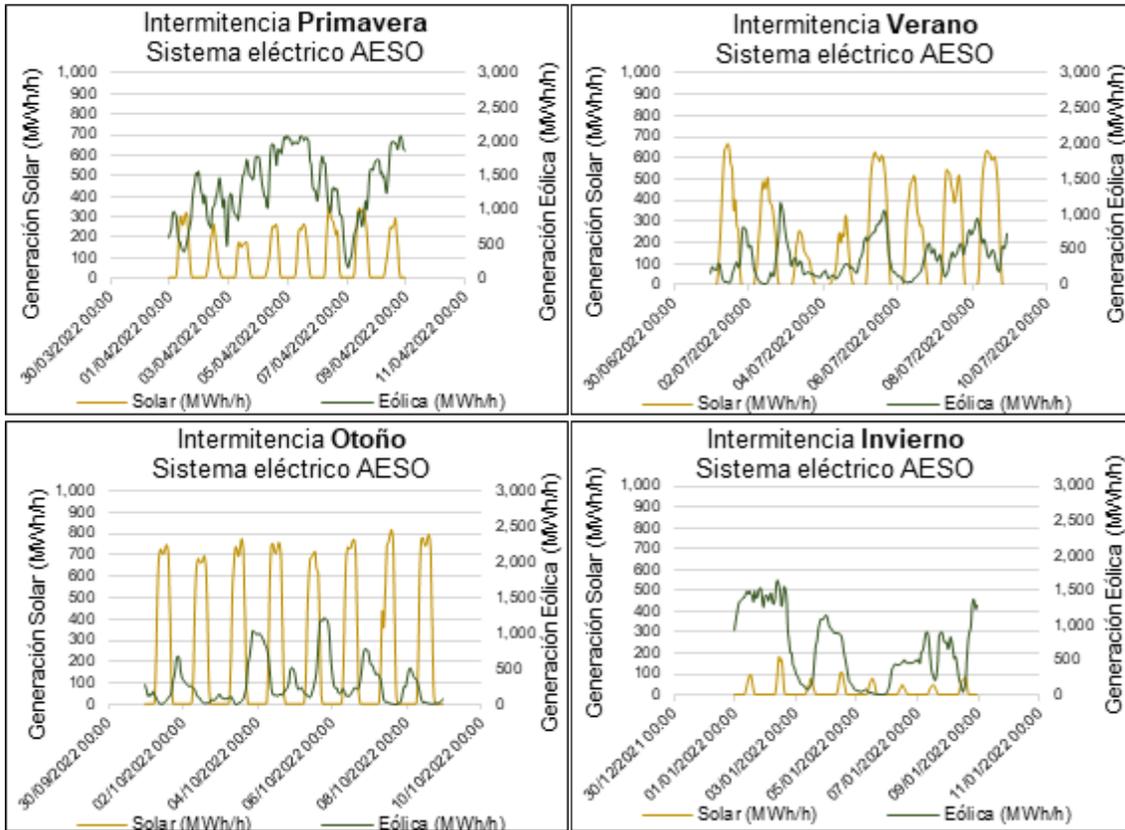


Figura 2-1 Generación por temporada horaria con tecnología solar y eólica en el sistema eléctrico Alberta, Canadá.
Elaboración propia con información del Sistema Eléctrico de Alberta 2023, (AESO, 2023)

Por consiguiente, un sistema eléctrico estable y eficiente requiere entonces de sistemas de almacenamiento de energía que respalden la producción y transmisión de energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de carga (IEA, 2014), con la finalidad de mantener un funcionamiento confiable del sistema eléctrico.

En este sentido los sistemas de almacenamiento de energía cobran importancia al tratar de aprovechar toda la energía que no es despachable, o que incluso, llega a saturar la red eléctrica, para después emplearla en momentos requeridos.

Es así como los sistemas de almacenamiento de energía se definen como aquellos procesos que transforman la energía para “guardarla” a través de diversas tecnologías y poder liberarla o reconvertirla nuevamente en energía eléctrica, cuando se requiera cubrir una demanda específica (Vargas, 2021).

Existen diversas tecnologías de almacenamiento útiles para resolver las problemáticas identificadas en el sistema eléctrico. En los siguientes subcapítulos, se describe en que consiste cada una de las principales tecnologías, así como los servicios que ofrecen de acuerdo con su capacidad y tiempo de respuesta.

2.2.1. Tipos de tecnologías de almacenamiento de energía

Una forma de clasificar las tecnologías de almacenamiento es por el proceso de conversión energética que utiliza cada una de estas alternativas. Se presenta a continuación en la Figura 2-2, los tipos de almacenamiento utilizados por tecnologías existentes, así como algunos ejemplos.

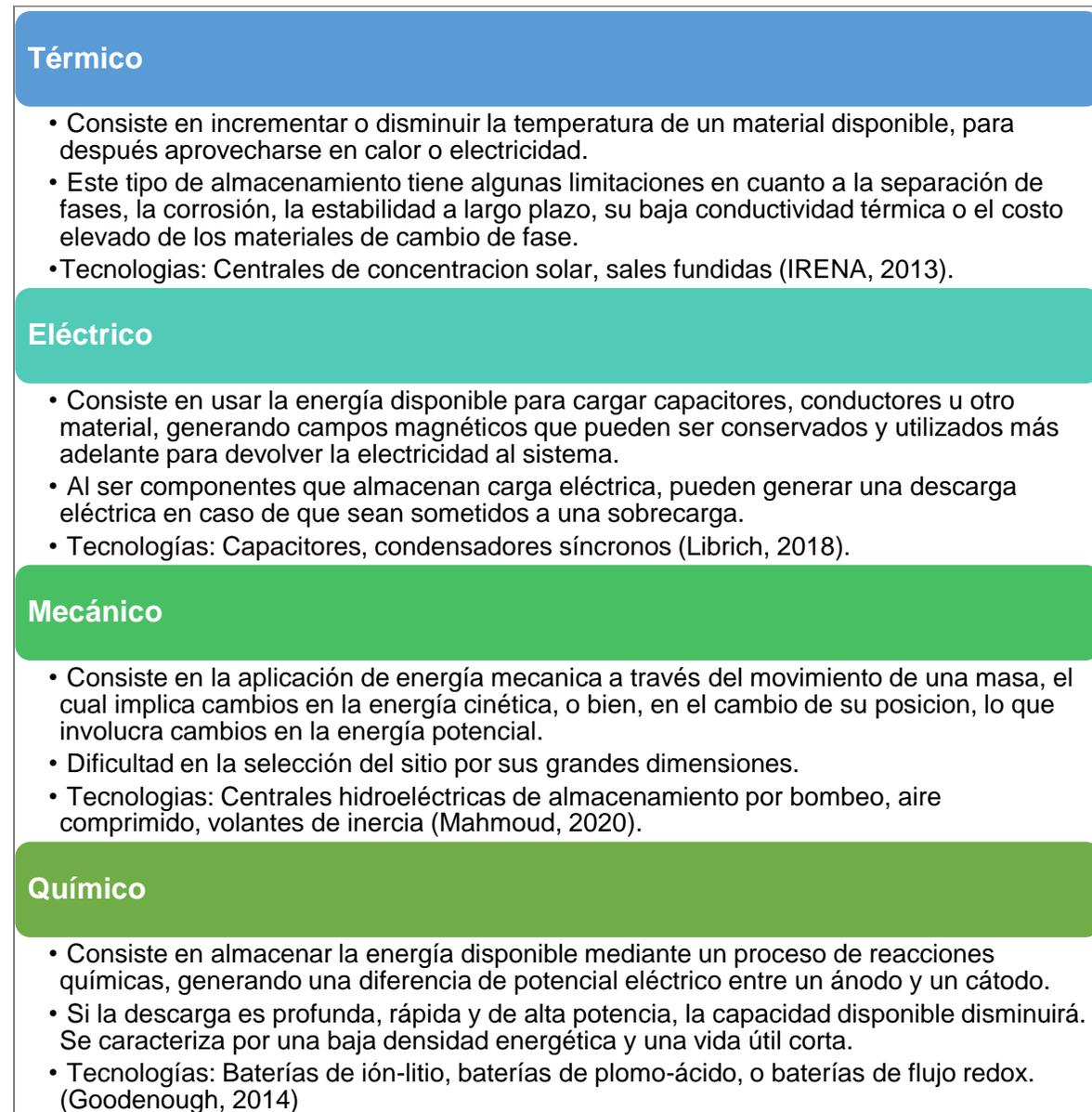


Figura 2-2 Tecnologías de almacenamiento por proceso de conversión energética
Elaboración propia.

Los sistemas de almacenamiento ofrecen diversos servicios al sistema eléctrico los cuales dependen de su tiempo de respuesta y su duración.

Por ejemplo, algunas tecnologías de almacenamiento como las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo o las baterías electroquímicas pueden reaccionar prácticamente en segundos, comparadas con una central de ciclo combinado, a la cual le toma aproximadamente 10 minutos generar energía para cubrir una demanda ([NHA, 2018](#)). Esta respuesta rápida de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo significa una solución más precisa a las necesidades del sistema eléctrico.

2.2.2. Servicios que ofrecen las tecnologías de almacenamiento de energía

De manera general, las tecnologías de almacenamiento ofrecen servicios a los sistemas eléctricos para mantener la calidad y confiabilidad de la red por consiguiente se consideran como una herramienta versátil para proveer flexibilidad.

La flexibilidad es la capacidad de mantener un servicio continuo a pesar de las repentinas fluctuaciones entre la oferta y la demanda, un desafío que resulta cada vez más apremiante a medida que aumenta la proporción de energías intermitentes en la matriz eléctrica ([IRENA, 2018](#)).

Previo a las tecnologías de almacenamiento, las centrales generadoras de energía cumplían la función de ser “flexibles en su operación” como el caso de las centrales hidroeléctricas, las cuales se enfocan a cubrir los picos de la demanda ([Soito, 2011](#)), por lo que deben estar operando como reserva o respaldo ([Graham, 2021](#)).

Los servicios que ofrece el almacenamiento van desde la gestión de la demanda, administrando grandes volúmenes de energía con la capacidad de almacenar por mucho tiempo, o bien, servicios de reserva con respuesta rápida como la reserva primaria, secundaria, etc., servicios de regulación de frecuencia, reserva rotativa, etc., ([IRENA, 2018](#)).

Estos sistemas de almacenamiento también pueden agregar valor a las redes de transmisión y distribución (T&D) descongestionando la red, es decir, alivian la tensión en equipos y líneas sobrecargadas disminuyendo su desgaste, permitiendo condiciones operativas más seguras y extendiendo su ciclo de vida ([IRENA, 2018](#)).

En la Tabla 2-1, se muestra un resumen de los servicios que ofrecen los sistemas de almacenamiento de energía de manera general, y se agrupan de acuerdo a la solución que se requiere, como puede ser la gestión de energía, servicios

complementarios, apoyo a la infraestructura de transmisión o distribución, etc., indicando en cada caso el concepto general del servicio específico, la duración y el tiempo de respuesta que se requiere, entendiéndose como duración al lapso de tiempo en el que se mantiene el servicio.

Tabla 2-1 Servicios de las tecnologías de almacenamiento

Fuente: Tomada y editada de State of charge, (Graham, 2021)

| Servicio | Descripción | Duración | Tiempo respuesta |
|---|---|-----------------|------------------|
| Gestión de la energía | | | |
| Cambio de energía en el tiempo (time-shift) | El almacenamiento puede absorber el exceso de suministro producido durante los períodos de menor demanda para su posterior uso durante los períodos de alta demanda, lo que reduce la necesidad de nueva generación, esto es más eficiente para la generación variable como la solar y la eólica. Al almacenar el exceso de energía cuando los precios son bajos y reinyectarla cuando los precios son más altos, los generadores también pueden aumentar sus ingresos. | 1 - 8 horas | Minutos |
| Rasurar pico de energía (Peak shaving) | Al almacenar la energía generada durante los períodos de mayor oferta o menor demanda, y liberar la energía durante las horas pico, se reduce la necesidad de plantas costosas e ineficientes que funcionan solo para satisfacer la demanda máxima, “plantas piqueras”. | 1 - 8 horas | Minutos |
| Capacidad de suministro eléctrico (Electric supply capacity) | La instalación de sistemas de almacenamiento de energía podría evitar la instalación de nueva generación debido al control y gestión de la electricidad. | 1 - 6 horas | Minutos |
| Servicios complementarios o conexos (servicios relacionados con el mantenimiento de la fiabilidad de la red) | | | |
| Regulación de frecuencia | La regulación de frecuencia es necesaria para garantizar el equilibrio entre carga y generación en cada momento. El almacenamiento de energía puede tener una respuesta rápida, cargando o descargando para mantener ese equilibrio y mantener la frecuencia del sistema dentro del rango aceptable. | 15 min a 1 hora | Inmediato |
| Reservas rotativas, no rotativas y | La capacidad de almacenamiento puede servir como capacidad de respaldo en caso de una interrupción de la generación o la | 15 min a 1 hora | 30 segundos |

| | | | |
|---|--|-------------------------|---------------|
| suplementarias (Spinning, nonspinning, and supplemental reserves) | transmisión. El término "reservas rotativas" se refiere a las reservas que están en línea, pero descargadas y disponibles para responder en 10 minutos. Las reservas no rotativas pueden estar fuera de línea y usarse después de que se hayan desplegado todas las reservas rotativas. | | |
| Arranque Negro (Black start) | Las unidades de almacenamiento de energía se pueden poner en línea para reiniciar el sistema después de un apagón. | Horas | < 30 segundos |
| Seguimiento de carga (Load following/Ramping up) | El almacenamiento de energía puede proporcionar una respuesta de suministro rápida a los cambios en la demanda, compensando la respuesta más lenta de los activos de generación. | 15 - 30 minutos a horas | Minutos |
| Servicios de infraestructura de transmisión | | | |
| Aplazamiento de inversión en transmisión (Transmission upgrade deferral) | Las instalaciones de almacenamiento pueden aliviar los cuellos de botella del sistema de transmisión donde su carga máxima se ve restringida por su rendimiento térmico, aplazando así la necesidad de inversiones en la red de transmisión. | 1 - 6 horas | Minutos |
| Alivio de la congestión de transmisión (Transmission congestion relief) | A través de la descentralización, el almacenamiento puede reducir la congestión en los componentes de uso intensivo del sistema de transmisión. | 1 - 6 horas | Minutos |
| Servicios de infraestructura de distribución | | | |
| Aplazamiento de inversión en distribución (Distribution upgrade deferral) | Las instalaciones de almacenamiento pueden aliviar los cuellos de botella del sistema de distribución donde su carga máxima se ve restringida por su rendimiento térmico, aplazando así la necesidad de inversiones en la red de distribución. | 2 - 6 horas | Minutos |
| Soporte de voltaje (Voltage support) | El almacenamiento de energía puede proporcionar o absorber energía reactiva y ayudar a mantener un voltaje específico en la red. Esto es necesario para que el equipo funcione correctamente, para evitar el sobrecalentamiento que puede causar daños a los generadores conectados, para facilitar las transferencias de energía y para mitigar las pérdidas a nivel de distribución. | -- | -- |

2.3. Definición de central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo y tipos de ellas

Las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo, centrales reversibles, Rebombes o Pumped Storage Hydropower, por su traducción al inglés, son una tecnología que requiere dos tanques hidráulicos de regulación a diferentes elevaciones para generación de energía basada en energía hidroeléctrica, donde, a través de una tubería a presión se recircula cierto volumen de agua.

Por lo que, una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo es un desarrollo hidráulico que genera electricidad mediante el uso de agua que previamente ha sido bombeada desde un tanque inferior a un tanque superior. Convencionalmente, estos sistemas se clasifican de acuerdo con la forma en que se alimentan los tanques o embalses:

1. Circuito cerrado: Se utilizan cuerpos de agua que están estancados por infraestructura creada por el hombre, como bordos, tanques o presas. El volumen de agua almacenada se recircula por todo el sistema, en este caso no hay aportes adicionales de agua y se requiere un primer llenado ([IHA, 2021](#)).
2. Circuito abierto: En este caso se tienen entradas de agua de acuerdo con su curso natural; por lo tanto, requiere una *obra de toma* sobre el río que solo capture el volumen necesario para ser bombeado, y después de almacenarlo y generar energía, el agua vuelve a su cauce natural ([IHA, 2021](#)).

Entre otras variantes, existen proyectos que utilizan agua de mar, o que sus tanques inferiores se encuentran dentro de cavernas o minas abandonadas, en general, la tecnología de Rebombeo puede adaptarse a las condiciones geológicas del sitio y depende fuertemente de la disponibilidad y cercanía del recurso hídrico ([IHA, 2021](#)).

De acuerdo con el artículo publicado "Configuraciones y usos innovadores de la energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo" ([IHA, 2021c](#)), los nuevos enfoques para el Rebombeo se dividen en tres categorías: *promover el potencial de Rebombeo*, por ejemplo con agua de mar; *modernizar y mejorar centrales*, utilizando el uso de minas abandonadas, represas que no estén equipadas y plantas hidroeléctricas convencionales, estas representan un potencial de Rebombeo sin explotar; y por último, *desarrollo de sistemas híbridos*, combinados con plantas intermitentes o con almacenamiento térmico.

Este trabajo de investigación se enmarca en la clasificación de circuito cerrado y bajo el enfoque de *modernizar y mejorar centrales*, por lo que, se propone que el tanque hidráulico inferior se aloje dentro del embalse de una presa existente de la Comisión

Federal de Electricidad (CFE), esto permitirá aprovechar los caudales de entrada para realizar el primer llenado.

En la Tabla 2-2 se describen los elementos principales de un sistema de almacenamiento por bombeo.

Tabla 2-2 Elementos que conforman una central de Rebombeo

Fuente: Tomada y editada con información de Universidad de Chile y del INECC (Alarcón 2020, ICOLD, 2019)

| Elementos de Rebombeo | Descripción |
|----------------------------|--|
| Tanque superior | Corresponde a un depósito en una cota superior tomando como referencia la casa de máquinas. Se debe considerar la cavidad natural que permite la formación de una depresión geográfica para la acumulación de agua, en otros casos, se deberá excavar el volumen requerido para almacenar un volumen de agua. |
| Tanque inferior | Corresponde a un embalse o un depósito con una cota menor tomando como referencia la casa de máquinas y su función es la de acumular el agua que será bombeada hacia el tanque superior. Este tanque se debe ubicar al pie de la central y usualmente corresponde a un embalse existente, en caso de que no se tenga un aprovechamiento se deberá excavar el volumen requerido para almacenar un volumen de agua. |
| Presas (Cortina) | Se refiere a la obra civil que retiene el recurso hídrico, modificando las condiciones naturales de un río, a fin de obtener un depósito para su almacenamiento. Están hechas de concreto o materiales sueltos, que generalmente se construyen en una montaña o zonas encañonadas. |
| Embalse | Depósito artificial de agua, construido generalmente cerrando la boca de un valle mediante un dique o presa, el cual almacena los escurrimientos de un río para utilizarlas en el riego, abastecer poblaciones o producir energía eléctrica. |
| Obra de toma | Conjunto de estructuras de obra civil que se construyen para extraer agua de forma controlada dentro de un río o un embalse. Operan modificando el nivel del agua con el objetivo de derivar a tuberías de riego, o para la producción de energía eléctrica. El dimensionamiento de la obra de toma incluye, el conocimiento de la demanda de agua, así como la operación, los niveles mínimos y máximos de la fuente de la que se extrae. |
| Tubería a presión | Corresponde al conducto que conduce el agua desde el embalse hasta la casa de máquinas. Estas tuberías están diseñadas específicamente para soportar altas presiones. |
| Casa de Máquinas | Corresponde a la infraestructura donde se ubica el equipo electromecánico de bomba-turbina / motor-generator. Existen casa de máquinas superficiales o subterráneas y suelen estar al pie del tanque inferior. |
| Obra de Excedencias | También conocidos como vertederos, se construyen para dar paso a los volúmenes de agua que no pueden ser retenidos en el embalse o en los tanques de regulación hidráulica, estos volúmenes deben extraerse para evitar daños estructurales en la obra de contención. |

2.4. Funcionamiento de un sistema de Rebombéo

El objetivo para la instalación de una planta de Rebombéo es el de almacenar energía cuando hay una baja demanda de energía en el sistema eléctrico, o bien, la producción con energía intermitente es alta, el sistema de Rebombéo puede consumir el exceso de electricidad en la red con la finalidad de llevar agua al tanque más elevado. En los períodos donde la demanda es alta y/o la producción con energía intermitente es baja, el agua que estaba almacenada en el tanque superior se libera al tanque inferior a través de una turbina, generando de manera convencional la electricidad ([Kougias, 2019](#)).

Como se mencionó previamente, el Rebombéo se puede utilizar para mantener el equilibrio en la red, ya que tiene la capacidad de absorber activamente el excedente de energía, lo que la convierte en una opción de flexibilidad para el sistema eléctrico, tal como declaró la IEA, las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo ofrecen de flexibilidad al sistema eléctrico, esto las convierte en el “caballo de batalla a menudo pasado por alto”. ([IEA, 2021](#)).

La siguiente Figura 2-3, ilustra el funcionamiento de un Rebombéo cuando opera como generación en el día y bombeo de noche en función del valor de la energía.

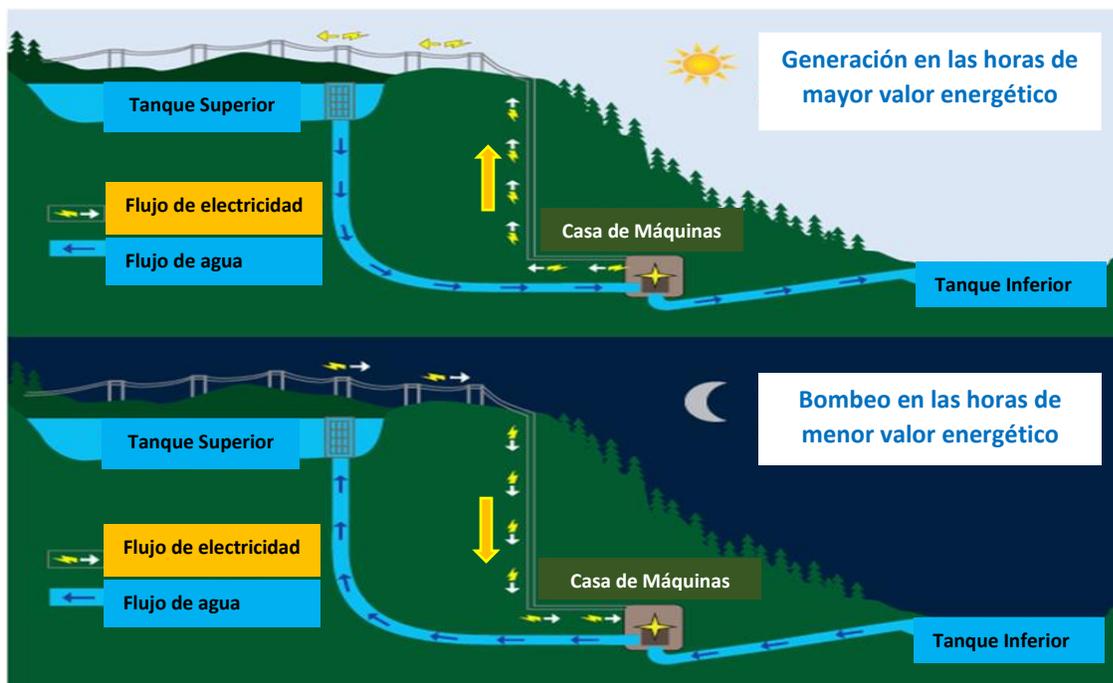


Figura 2-3 Funcionamiento de una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo

Fuente: tomado y editada de The 14th IET International Conference on AC and DC Power Transmission ([Girmaw, 2018](#))

2.4.1. Parámetros Técnicos

Los Rebombes utilizan equipos electromecánicos llamados conjuntos reversibles bomba-turbina / motor-generator, estas plantas suelen tener eficiencias del orden del 80% para el ciclo carga-descarga ([Morante, 2014](#)).

Para cumplir con los servicios de almacenamiento que ofrece un Rebombes, esta tecnología ocupa turbinas de diferentes velocidades, la Tabla 2-3, señala las diferencias entre turbinas de velocidad fija, velocidad variable y conjunto ternario.

Tabla 2-3 Tipo de turbinas reversibles

Fuente: Elaboración propia con datos de ¹([eStorage, 2016](#)), ²([Voith Hydro, 2013](#)), ³([Victor, 2019](#)), ⁴([GE, 2019](#)), ⁵([Argonne, 2013](#)), ⁶([Nag, 2019](#))

| Máquina | Descripción | Ventajas | Desventajas |
|--|--|--|--|
| Turbina - bomba de velocidad fija | Diseño tradicional se trata de la turbina de bomba Francis reversible de una etapa, que actúa como bomba en una dirección y como turbina en la otra. ¹ | Se pueden instalar en sitios con alturas de menos de 50 m a más de 800 m, y con capacidades por unidad que varían de menos de 10 a más de 500 MW. ² | También conocido como equipo de turbina reversible puro, se requiere detener e invertir el flujo de agua, esto puede tomar de 20 a 30 minutos por ciclo. ¹ A una velocidad fija sólo es posible tener un punto de operación para cada carga hidráulica y, por lo tanto, su flexibilidad operativa es limitada, las bombas solo pueden funcionar a plena potencia o apagarse. No ofrece regulación de frecuencia. |
| Turbina - bomba de velocidad variable | El equipo de turbinas de bomba de velocidad variable está diseñado en una configuración ternaria que constará de 3 pares de unidades. Cada par incluirá una bomba y una turbina con motor y generador, respectivamente. ¹ | Permiten variar la potencia consumida en el modo de bombeo en un rango de salidas. La modificación de la velocidad también permite que la turbina funcione con la máxima eficiencia en una porción más grande de su banda de operación. ³ Pueden aumentar la eficiencia ponderada en modo turbina en un promedio de 1% y el rango de ajuste de potencia de bombeo en un 30%. ⁴ El interruptor de arranque y parada de la unidad de bomba se reemplaza por un regulador, lo que aumenta la eficiencia y la flexibilidad. ¹ | No requiere convertidores para la interfaz de red. Eficiencia máxima igual a la de velocidad fija. Su tendencia natural es soportar la frecuencia de la red, lo que permite que la máquina disminuya su velocidad y libere energía a la red. ⁶ |

| | | | |
|--|--|--|---|
| <p>Conjunto Ternario (ver Figura 2-4)</p> | <p>Los conjuntos ternarios consisten en un motor-generator, una turbina separada (típicamente Francis o Pelton) y un conjunto de bomba. Como máquinas hidráulicas separadas, la dirección de rotación del motor-generator puede ser la misma en ambos modos de operación. Esta operación ofrece la mejor respuesta en términos de la velocidad que se realiza con el convertidor de par que permite un cambio rápido entre el modo de turbina y bomba.¹</p> | <p>La dirección de rotación del motor-generator es la misma para ambos modos de operación (es decir, no hay cambio en la dirección del flujo de agua para cambiar de bombeo a generador). Los impactos de los transitorios hidráulicos se reducen significativamente y la máquina puede pasar rápidamente del modo de bombeo completo al modo de generación completa, a diferencia de una máquina reversible, que debe detenerse antes de reiniciar en la dirección opuesta.⁵</p> | <p>Tendrá un primer costo más elevado porque el diseño hidráulico es más complejo y porque se requiere más equipo. La planta hidroeléctrica también será más grande debido al equipo adicional, probablemente resultará en mayores costos de operación y mantenimiento.¹</p> |
|--|--|--|---|

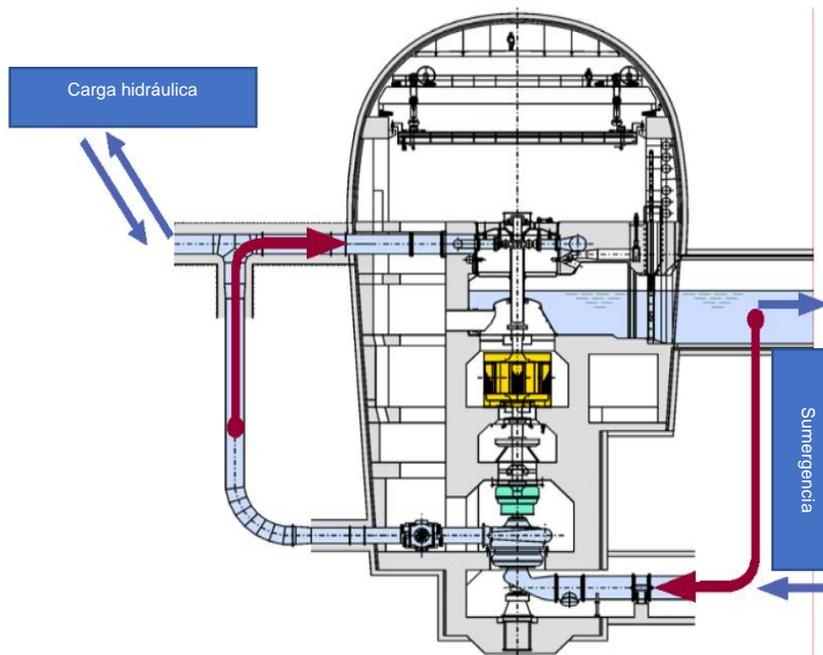


Figura 2-4 Conjunto ternario, operación hidráulica de cortocircuito
 Fuente: tomado de [Argonne, 2013](#)

La Tabla 2-4, muestra parámetros característicos de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo desde sus desempeños generales, tiempo de reacción y el rango para ofrecer servicios en función de si la tecnología es de velocidad variable o si se trata de un conjunto ternario.

Tabla 2-4 Características de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo.

Fuente: Tomada y editada de Catálogo de Tecnologías de almacenamiento de energía. (INECC, 2020)

| | | |
|---|---------------------------------------|----------------------------|
| Desempeños generales | Salida / Entrada | 50 a 500 MW |
| | Valores más típicos | 200 a 350 MW |
| | Capacidad de almacenamiento | > 8 horas en carga total |
| | Rango de altura | 75 a 1,500 m |
| | Bomba-Turbina reversible de una etapa | ~100 a ~600 m |
| Tiempo de reacción | Eficiencia de ciclo | >80% |
| | 50% a 100% de generación | ~15 s |
| | 0% a 100% de generación | < 2 min |
| | Bombeo de 0% a 100% | ~ 1 min (TS) / ~4 min (VS) |
| Otros servicios | Generación al 100% a bombeo al 100% | ~ 1 min (TS) / ~8 min (VS) |
| | Rango de ajuste de producción | 15% (TS) / 25% (VS) a 100% |
| | Rango de ajuste de potencia de bombeo | ~0% (TS) / 70% (VS) a 100% |
| Potencia reactiva, respuesta de frecuencia primaria, capacidad de arranque en negro | | |

* VS = Velocidad Variable, TS = Conjunto ternario

2.4.2. Ventajas y Desventajas del Rebombeo

En la Figura 2-5 se muestran las principales ventajas y desventajas del Rebombeo

| Ventajas | | | | |
|--|--|---|---|---|
| Produce y administra gran cantidad de energía eléctrica por sus grandes periodos de almacenamiento desde segundos hasta semanas ¹ | Facilita la operación flexible en las redes de distribución y transmisión ¹ | Proyectos deseables para atender picos de la demanda en horas punta ² | Complementa a centrales intermitentes ³ | El uso de tanques de regulación o embalses existentes pueden reducir impactos al ambiente, así como utilizando agua de mar ⁵ |
| Desventajas | | | | |
| Áreas extensas donde se ubiquen los tanques hidráulicos ⁴ | Disponibilidad hídrica ⁴ | Largo plazo de construcción del proyecto que va desde los 3 hasta los 8 años ² | Bloquear flujos naturales de agua e inundaciones de áreas previamente secas, pueden modificar los hábitats de vida silvestre ⁵ | |

Figura 2-5 Ventajas y desventajas de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo

Elaboración propia con información de ¹(Mahmoud, 2020), ²(Morante, 2014), ³(Nag, 2019), ⁴(IHA, 2022), ⁵(IHA, 2021a)

La energía hidroeléctrica a través de centrales de Rebombeo cuenta con numerosas ventajas, entre ellas y de las más importantes, es que se trata de una energía limpia, ya que en el proceso de generación solo se utiliza el movimiento del agua para hacer girar las turbinas ([IHA, 2021](#)).

Otro ejemplo en sus ventajas es el desplazamiento de inversión en las líneas de transmisión, los autores Henden et. al, 2016 evaluaron la conveniencia de instalar un Rebombeo en Noruega frente a la opción de ampliar la red de transmisión que conecte con el norte de Europa, resultando que sí es necesario invertir en las líneas, sin embargo, con las centrales de Rebombeo, se puede reducir esa inversión ([Henden, 2016](#)).

El Rebombeo, a pesar de ser probado y rentable en su implementación, no está siendo considerado dentro de la creciente demanda de almacenamiento a largo plazo y servicios que se requieren para dotar de flexibilidad al sistema comparado con las baterías químicas ([IHA, 2021c](#)). debido a sus altos costos de inversión y las extensas áreas de ocupación en sus tanques de regulación.

Se considera que la razón de esto, es debido a que se ha pasado por alto el posible desarrollo potencial del Rebombeo con la idea errónea de que la mayoría de los sitios viables con condiciones geográficas adecuadas ya se han desarrollado en el pasado, sin embargo, múltiples estudios han identificado diversos potenciales para los sitios de Rebombeo en todo el mundo aun por explotar ([IHA, 2021c](#)).

2.5. Comparación del Rebombear con otras tecnologías de almacenamiento energético

En 2021, la Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica (IHA, por sus siglas en inglés) publicó su Working Paper on Sustainability of Pumped Storage Hydropower donde analizaron y compararon al Rebombear contra otras 5 tecnologías de almacenamiento como baterías de ion litio, de plomo ácido y de vanadio, también aire comprimido y el hidrogeno con celdas de combustible, todas con una potencia de 100 MW y una duración de 4 horas para tener la misma base comparativa (excepto el hidrogeno que aún se encuentra en fase experimental).

La Tabla 2-5, muestra tres grandes parámetros de acuerdo con los servicios del almacenamiento: las capacidades técnicas, métricas de rendimiento y costos al 2020. Cabe recordar que el CAPEX (acrónimo de Capital Expenditures) son los gastos de capital o inversiones de capital, en este caso por infraestructura de generación eléctrica.

Tabla 2-5 Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía (potencia de 100 MW y duración de 4 horas)
Fuente: Tomada y editada de Working Paper on Sustainability of Pumped Storage Hydropower, (IHA, 2021)

| Tipo de almacenamiento de energía | | Hidro-eléctrica por bombeo | Baterías de iones de litio | Baterías de plomo ácido | Baterías de vanadio | Aire comprimido (CAES) | Hidrógeno con celdas de combustible |
|-----------------------------------|---|----------------------------|----------------------------|-------------------------|---------------------|------------------------|-------------------------------------|
| Parámetros | | 100 MW / 4hr | 100 MW / 4hr | 100 MW / 4hr | 100 MW / 4hr | 100 MW / 4hr | 100 MW / 10hr |
| Capacidades técnicas | Nivel de preparación técnica | 9 | 9 | 9 | 7 | 7 | 6 |
| | Inercia para la resiliencia de la red | Mecánico | Químico | Químico | Químico | Mecánico | Sin Referencia |
| | Control de potencia reactiva | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí |
| | Capacidad de arranque negro | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí | Sí |
| Métricas de rendimiento | Eficiencia de ida y vuelta (% ¹) | 80% | 86% | 79% | 68% | 52% | 35% |
| | Tiempo de respuesta desde parada hasta plena generación/carga (segundos ¹) | 65 - 120 / 80 - 360 | 1 - 4 | 1 - 4 | 1 - 4 | 600 / 240 | < 1 |
| | Número de ciclos de almacenamiento (# ¹) | 13,870 | 2,000 | 739 | 5,201 | 10,403 | 10.403 |
| | Duración de la tecnología (años ¹) | 40 | 10 | 12 | 15 | 30 | 30 |
| Costos 2020 | Promedio CAPEX de potencia (USD/kW ¹) | 2,046 | 1,541 | 1,544 | 2,070 | 1,168 | 3,117 |
| | Promedio O & M Fijo (USD/kW/año) | 30 | 3.79 | 5 | 5.9 | 16.2 | 28.5 |
| | CAPEX efectivo (USD/kW basado en la vida útil de Rebombear de 80 años y tasa de descuento del 6 %²) | 2,710 | 4,570 | 5,070 | 8,370 | 3,340 | 8,900 |

¹ Fuente: US DOE, 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment (US DOE, 2020)

² considerando el valor de la inversión inicial al final de la vida útil, incluido el costo de reemplazo en cada período del final de la vida útil

De esta manera la IHA publicó que las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo son una tecnología de almacenamiento por proceso mecánico, con nivel de preparación técnica de 9 en un rango de 1 a 10, de hecho, son la tecnología más madura de almacenamiento energético, pueden controlar la potencia reactiva y ofrecen el servicio de arranque negro, es decir que son capaces de arrancar sin necesidad de una fuente eléctrica externa ([Mamani, 2013](#)), su eficiencia promedio total es del 80% considerando un ciclo como ida y vuelta.

Dentro de sus ventajas, los Rebombes pueden ofrecer en promedio unos 13,870 ciclos en su vida útil, es decir casi 1.6 ciclos por día y es la tecnología que más duración registra, llegando a los 40 años en promedio. Así mismo, el índice del costo unitario de inversión por unidad de potencia, o también llamado CAPEX es de 2,046 USD/kW y el costo de operación y mantenimiento (O&M) de 30 USD/kW/año, ambos datos son relativamente altos comparados con las otras tecnologías.

Sin embargo, la publicación del Working Paper on Sustainability of Pumped Storage Hydropower ([IHA, 2021](#)), muestra un estudio donde consideraron el final de la vida útil en 80 años para todas las tecnologías, encontrando que para este horizonte de tiempo, el CAPEX efectivo del Rebombes es de 2,710 USD/kW, el cual es el costo de inversión más bajo contra las otras tecnologías de almacenamiento, este ejercicio se realizó ya que las tecnologías de almacenamiento emergentes tienen una vida útil más corta, lo cual implica que a largo plazo tendrán que ser restituidas en su totalidad, con mayor frecuencia incidiendo directamente en las inversiones de capital; por ejemplo, las baterías deben ser retiradas a los 10 - 15 años de uso y volverse a comprar e instalar, ocasionando que se disparen sus costos a largo plazo.

Aunque no se deben excluir las otras tecnologías de almacenamiento como posibilidad, las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo deben ser analizadas a fondo ya que tienen potencial para contribuir a resolver el problema de la intermitencia cuando se considera su vida útil por arriba de 40 años ([IHA, 2022](#)).

Adicionalmente, se sabe que la demanda puede fluctuar desde fracción de segundos a períodos diarios o semanales, y llegar a tener variaciones o comportamientos estacionales. Hasta el momento, la única tecnología de almacenamiento capaz de proporcionar este servicio para grandes variaciones en el tiempo son las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo ([IHA, 2022](#)).

2.6. Rebombeo en el mundo

En definitiva, las centrales hidroeléctricas de bombeo permiten compensar la variabilidad y la estacionalidad de las energías renovables, adicionalmente, ofrecen distintas ventajas sobre otras formas de almacenamiento debido a su larga vida útil, gran capacidad de almacenamiento y número de ciclos al año, sin embargo, en sus inicios, su concepción y desarrollo fue bajo otra perspectiva.

Los Rebombes solían utilizarse almacenando electricidad únicamente en horas de la noche, donde la demanda era baja y provenía principalmente de centrales de generación firme, como las centrales nucleares; posteriormente, los Rebombes entregaban la energía en momentos de alta demanda o se comercializaban intercambios con otros países u otros sistemas eléctricos vecinos, como es el caso de Alemania, Estados Unidos, Francia, Japón, por mencionar algunos ([Gallardo, 2019](#))

En la década de 1930 se pusieron a disposición en Estados Unidos las primeras turbinas hidroeléctricas reversibles, estas turbinas podían operar tanto como un generador y en sentido inverso como un sistema de bombeo, todo dentro del mismo conjunto turbogenerador ([Popular Science, 1930](#)).

El primer uso del almacenamiento por Rebombeo en los Estados Unidos fue por la Connecticut Electric and Power Company, utilizando un embalse ubicado cerca de New Milford, Connecticut, que bombeó agua desde el río Housatonic hasta el tanque hidráulico superior a 230 pies de altura, aproximadamente 70 m ([Fares, 2015](#)).

Con el paso del tiempo se instalaron más centrales de Rebombeo en todo el mundo, para el año 2010, la capacidad mundial de almacenamiento por bombeo era de 99,756 MW, de los cuales, Asia cubría el 49% con 49,263 MW de capacidad instalada, Europa contaba con una capacidad de 26,701 MW, es decir el 27% del total, mientras que Estados Unidos alcanzó el 19%, lo que representó una capacidad de 18,688 MW. La Tabla 2-6 y Figura 2-6, muestran el crecimiento de Rebombes en el mundo desde 2010 hasta 2019 ([IRENA, 2020](#)).

Tabla 2-6 Capacidad de Rebombeo en el mundo para el periodo del 2010 al 2019

Fuente: Elaboración propia con información de IRENA, 2020

| Capacidad (MW) | Mundo | Crecimiento (%) | Asia | Europa | América del Norte | Otros países |
|----------------|---------|-----------------|--------|--------|-------------------|--------------|
| 2010 | 99,756 | | 49,263 | 26,701 | 18,688 | 5,104 |
| 2011 | 102,993 | 3.1% | 52,415 | 26,708 | 18,766 | 5,104 |
| 2012 | 105,617 | 2.5% | 54,835 | 26,839 | 18,839 | 5,104 |
| 2013 | 106,856 | 1.2% | 56,035 | 26,857 | 18,860 | 5,104 |
| 2014 | 108,597 | 1.6% | 57,218 | 27,326 | 18,950 | 5,103 |
| 2015 | 111,853 | 2.9% | 58,338 | 28,332 | 19,040 | 6,143 |
| 2016 | 116,942 | 4.4% | 61,998 | 28,601 | 19,201 | 7,142 |
| 2017 | 119,849 | 2.4% | 64,668 | 28,473 | 19,233 | 7,475 |
| 2018 | 120,496 | 0.5% | 65,268 | 28,334 | 19,278 | 7,616 |
| 2019 | 120,844 | 0.3% | 65,568 | 28,334 | 19,326 | 7,616 |

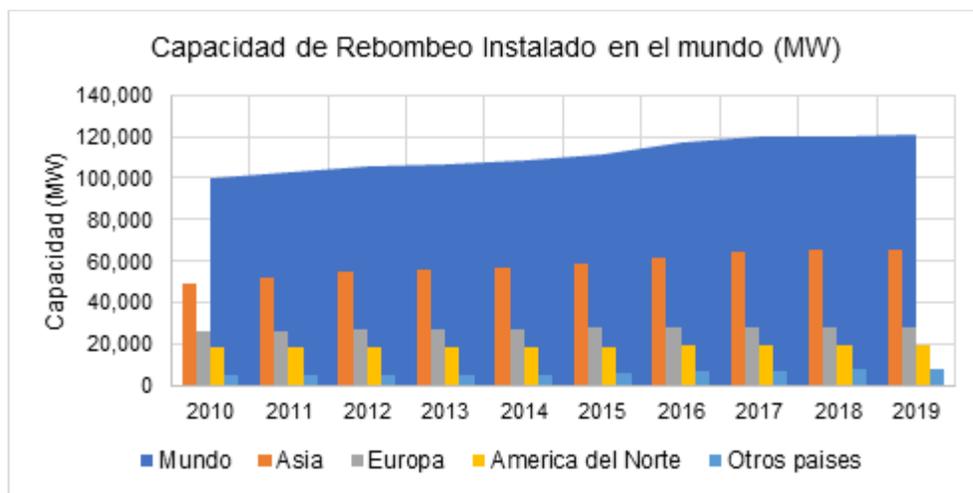


Figura 2-6 Capacidad de Rebombeo Instalado (MW)
Elaboración propia con datos de IRENA (IRENA, 2020)

Para el año 2019, la tendencia se mantuvo con Asia en primer lugar, aportando del 54% de la capacidad total, es decir, se instalaron 16,305 MW más en 9 años, para llegar a un total de 65,568 MW, Europa tuvo un crecimiento lento alcanzando apenas los 28,334 MW (23%), al igual que EE. UU. con 19,326 MW (16%). Por lo que la capacidad instalada de centrales de almacenamiento por bombeo a nivel mundial alcanzó los 120,844 MW para el 2019.

Por otro lado, la capacidad de centrales hidroeléctricas convencionales fue de 1,172,000 MW en el año 2019, posicionándose con el 50% del total de las fuentes de energía renovable en el mundo (IRENA, 2020). De esa capacidad hidroeléctrica total, el Rebombeo representó más del 10%.

Para el 2020, el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés), mostró que China es el país con más capacidad instalada registrando 32,000 MW, luego le sigue Japón con 28,000 MW y en tercer lugar se encuentra EE.

UU. con 23,000 MW, es interesante observar que el resto del mundo ronda los 36,000 MW instalados (ver Tabla 2-7).

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo sigue siendo la mayor fuente de capacidad de almacenamiento instalada, y prevé alcanzar los 200,000 MW acumulados para 2026 (IEA, 2021).

En términos de tecnologías de almacenamiento de energía, las centrales de almacenamiento por bombeo cubren el 91.9% (IHA, 2021c) comparado con otras tecnologías de almacenamiento (ver Figura 2-7).

Tabla 2-7 Países por mayor capacidad instalada
Fuente: Elaboración propia con datos de IHA (IHA, 2021)

| País | Rebomdeo Capacidad (MW) |
|-----------------|-------------------------|
| China | 32,000 |
| Japón | 28,000 |
| EE. UU. | 23,000 |
| Italia | 8,000 |
| Alemania | 6,000 |
| España | 6,000 |
| Francia | 6,000 |
| Austria | 6,000 |
| India | 5,000 |
| Corea del sur | 5,000 |
| Resto del mundo | 36,000 |
| TOTAL | 160,000 |

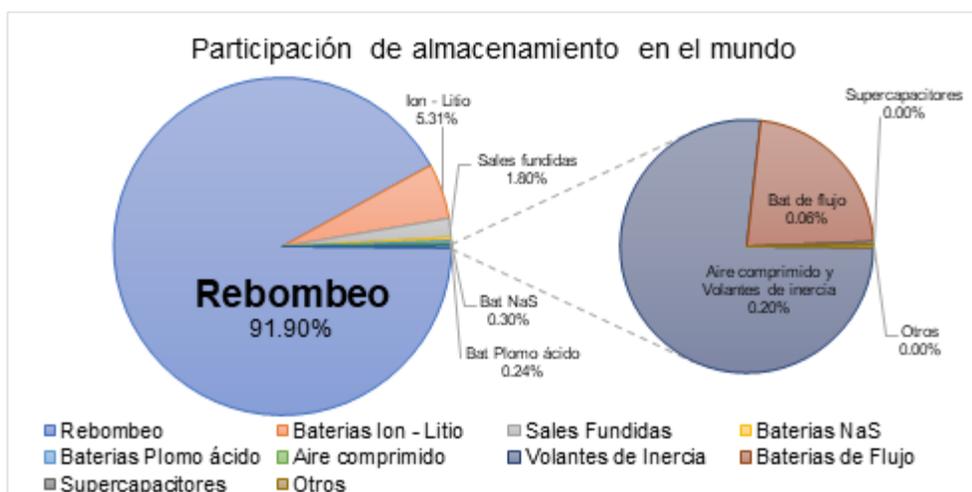


Figura 2-7 Porcentaje de participación por tecnología de almacenamiento en el mundo
Elaboración propia con datos de International Hydropower Association (IHA, 2021c)

La Figura 2-7, muestra el porcentaje de participación por tecnología de almacenamiento en el mundo, el Rebombear es la tecnología con mayor capacidad instalada con casi 92%, seguida por el almacenamiento químico a través de baterías Ion – Litio, con el 5.31%, luego la tecnología de sales fundidas ocupa el tercer lugar con 1.80% de participación, seguidas por baterías de sodio y plomo ácido, aire comprimido y volantes de inercia.

En la Tabla 2-8 se presenta una lista de las plantas operativas de Rebombear más grandes del mundo:

Tabla 2-8 Rebombearos con mayor capacidad en el mundo

Fuente: Elaboración propia con información de (Xflex Hydro, 2022, IHA, 2021b)

| Central | Capacidad (MW) | País | Periodo construcción | Carga de bombeo (m) |
|-----------------|----------------|----------------|----------------------|---------------------|
| Fengning | 3,600 | China | 2021 | 425 |
| Bath Country | 3,003 | Estados Unidos | 1977-1985 | 380 |
| Huizhou | 2,448 | China | 2007-2011 | 420 |
| Guangdong | 2,400 | China | 1994-2000 | -- |
| Okutataragi | 1,942 | Japón | 1970-1974 | -- |
| Ludington | 1,872 | Estados Unidos | 1969-1973 | -- |
| Tianhuangping | 1,836 | China | 1993-2004 | -- |
| Tumut | 1,800 | Australia | 2012 | 150 |
| Grand'Maison | 1,800 | Francia | 1978-1985 | -- |
| La Muela I y II | 1,772 | España | 2006-2013 | 500 |
| Dinorwig | 1,728 | Reino Unido | 1974 | -- |

Como se aprecia en la Tabla 2-9, la tendencia a nivel internacional muestra que el Rebombear puede operar o adaptarse a las necesidades de cada región ofreciendo diferentes soluciones como sistemas híbridos, servicios auxiliares, integración de energías renovables, respuesta rápida y arranque negro.

Tabla 2-9 Esquemas de Rebombear en el mundo

Fuente: tomada de "Innovation landscape brief: Innovative operation of pumped hydropower storage" (IRENA, 2020)

| Esquema Rebombear | Localización | Descripción | Valor añadido |
|--|----------------------|--|--|
| Rebombear acoplado con sistema fotovoltaico flotante | Montalegre, Portugal | Este es el primer sistema híbrido de plantas de energía fotovoltaica e hidroeléctrica del mundo y tiene una capacidad total de 68 MWp. La presa agrega 220 kWp adicionales a través de la instalación fotovoltaica flotante. | Los paneles generan durante el día y ahorran energía hidroeléctrica para usar durante la demanda máxima de la noche. Después del primer año de operación, la instalación generó alrededor de un 5% más que su objetivo de generación anual proyectado inicialmente de 300 MWh. |

| | | | |
|---|-------------------------------------|---|--|
| Rebombero con sistemas ternarios | Vorarlberg, Austria | Las tres unidades ternarias instaladas en Kops II permiten la operación paralela de la turbina de 180 MW y la bomba de 150 MW. | Esta instalación de Rebombero se considera rápida, ya que alcanza la carga completa en 20-30 segundos, lo que le permite proporcionar una gama más amplia de servicios auxiliares. |
| Rebombero junto con planta de energía eólica y sistema de batería | El Hierro, Islas Canarias, España | En el proyecto Gorona del Viento, cinco aerogeneradores con una capacidad de 11.3 MW están conectados a la estación de Rebombero, que se utiliza para almacenar el excedente de energía y generar energía cuando la velocidad del viento es insuficiente. | El proyecto jugó un papel en la isla de El Hierro alcanzando el 56% de energía eólica en 2018. En agosto de 2019, la demanda de la isla fue completamente satisfecha por fuentes de energía renovables durante 24 días consecutivos. |
| Sistemas Rebombero convencionales | Kyushu, Japón | Estas tres estaciones Rebombero en la isla japonesa de Kyushu tienen una capacidad de almacenamiento de 2,300 MW y son operadas por Kyushu Electric Power Co. | El uso de Rebombero en la isla ayuda a la integración de más de 8,000 MW de energía solar fotovoltaica al reducir su intermitencia. Rebombero también evita el cierre completo de la carga base, como la energía nuclear y térmica. |
| Rebombero con turbinas de velocidad variable (con máquina de inducción de alimentación doble) | Freiles II, Portugal | El proyecto de 780 MW es una de las pocas instalaciones de Rebombero que utiliza turbinas de velocidad variable. | La instalación contribuye a la regulación de frecuencia en una red con alrededor de 20% generación eólica. Las máquinas de velocidad variable permiten un rango de operación más amplio, una respuesta más rápida y una mayor eficiencia en las plantas Rebombero. |
| Rebombero convencional | Dinorwig, Gales, Reino Unido | Esta es la instalación Rebombero más grande de Europa, con una capacidad de almacenamiento de 11 GWh. Consta de seis turbinas reversibles de 300 MW. Es capaz de alcanzar la carga completa en 16 segundos. | La instalación apoya la red al proporcionar electricidad de carga máxima. Debido a su rápido tiempo de respuesta, también proporciona electricidad en cambios rápidos en la demanda. Dinorwig también puede proporcionar servicios de arranque negro. |
| Rebombero convencional | Embalse de Cortes de Pallás, España | La Muela tiene una capacidad total de generación de 1,517 MW, con siete turbinas reversibles. | La producción media anual de la instalación de alrededor de 1,625 GWh. La Muela también dedica el 40% de su producción a servicios auxiliares para la gestión de sistemas en tiempo real. |

La International Hydropower Association desde su plataforma web, muestra la ubicación de las centrales de almacenamiento por bombeo en el mundo, ver Figura 2-8, donde se señala con círculos en color azul las centrales en operación, en color naranja las centrales bajo construcción, en color rojo las centrales planeadas o anunciadas, así mismo, el diámetro de los círculos representa la energía almacenada en GWh.

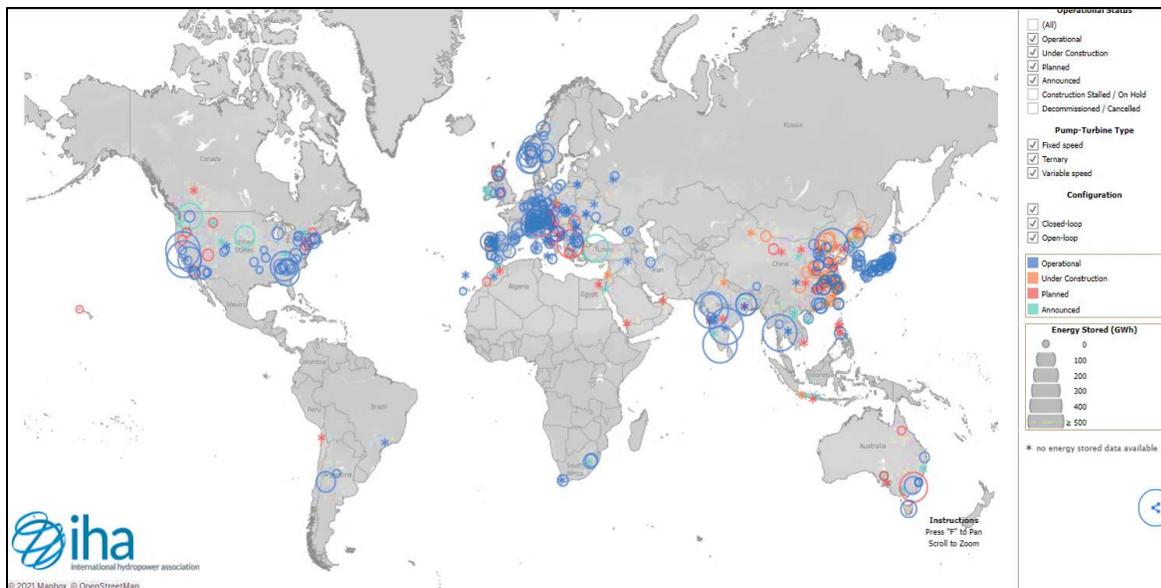


Figura 2-8 Centrales de almacenamiento por bombeo en el mundo

Fuente: tomado de [IHA, 2021b](#)

Al hablar de proyecciones a largo plazo, la Agencia Internacional de Energía Renovable estima en su “*Escenario de Energía de Transformación*”, que la capacidad de almacenamiento mundial por Rebombado necesitará duplicar sus casi 160,000 MW en la actualidad a 325,000 MW para los próximos 30 años ([IRENA, 2020](#)).

Esta tendencia muestra a toda luz la importancia del almacenamiento de energía a gran escala con el objetivo de dar respaldo a las energías renovables variables

2.7. Situación hidroeléctrica en México

Las centrales hidroeléctricas convencionales son parte de las que se consideran fuentes de energía limpia, ya que en su proceso de generación de electricidad la liberación de CO₂ se encuentra por debajo de los límites permisibles ([LTE, 2015](#)).

En México, para el año 2016 las centrales hidroeléctricas aportaron el 17% de la capacidad instalada con 12,589 MW ([SENER, 2016](#)).

En el año 2021, la CFE reportó una capacidad instalada de 12,169 MW repartida en 60 instalaciones que ahora representan para la matriz energética el 16.5% ([SENER, 2022](#)). Como se puede observar existe un decrecimiento en la capacidad instalada con respecto al 2016, sin embargo, la participación de las hidroeléctricas ocupa el tercer lugar en la matriz energética; la siguiente Tabla 2-10 y Figura 2-9 muestran la matriz de generación por tipo de tecnología y su porcentaje de participación:

Tabla 2-10 Capacidad instalada por tipo de tecnología en México
 Fuente: Elaboración propia con información del CFE (SENER, 2022).

| Tecnología | Capacidad (MW) | Porcentaje de participación |
|--------------------|----------------|-----------------------------|
| Ciclo combinado | 27,441 | 37% |
| Vapor convencional | 16,560 | 22% |
| Hidráulica | 12,169 | 17% |
| Fotovoltaica | 7,176 | 10% |
| Eólica | 3,636 | 5% |
| Turbogás | 2,555 | 3% |
| Nuclear | 1,640 | 2% |
| Carbón | 1,400 | 2% |
| Combustión interna | 574 | 1% |
| Geotérmica | 549 | 1% |
| Biogás | 30 | 0% |
| Total | 73,730 | |

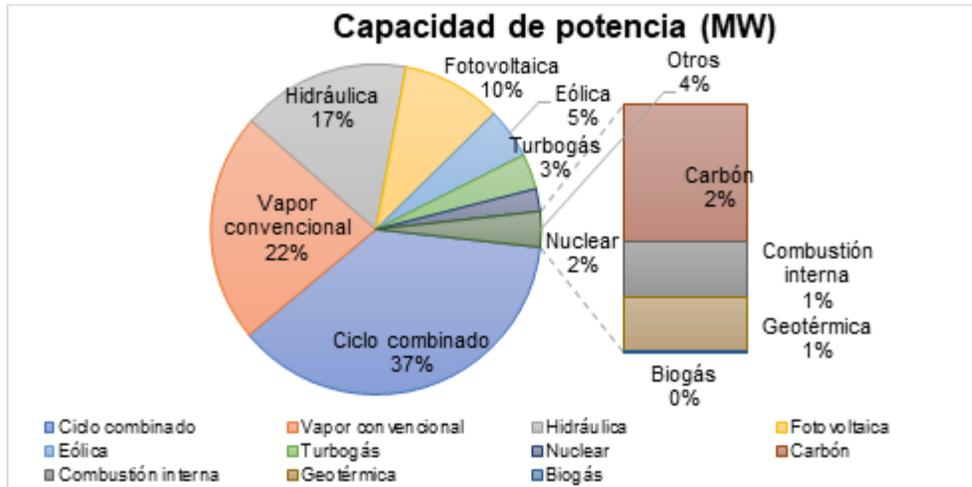


Figura 2-9 Porcentaje de participación para tecnologías de generación
 Elaboración propia con información del CFE (SENER, 2022).

Además de proporcionar energía confiable, las 60 centrales hidroeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ayudan a controlar las grandes avenidas en temporada de lluvias; tienen rápida respuesta de generación ante un requerimiento del sistema eléctrico; los tiempos de vida útil de sus equipos e infraestructura son mayores a los de otro tipo de central eléctrica ya que se tienen centrales de más de 50 años aun en operación; sus eficiencias mecánicas al momento de transformar la energía es del orden del 80% (EPRI, 2018). Adicionalmente, administran de manera adecuada el recurso hídrico para abasto de agua potable, riego y recreación, los cuales son los usos principales en México antes de la generación eléctrica.

Actualmente, la CFE cuenta con 18 centrales hidroeléctricas de gran escala, es decir, capacidad mayor a 100 MW, ubicadas en los ríos Grijalva (Chiapas), Balsas (Guerrero-Michoacán), Santiago (Jalisco-Nayarit), río Fuerte con la presa Huites (Sinaloa), Mazatepec (Puebla), Papaloapan (Oaxaca-Veracruz) y río Tula con la presa Zimapán (Hidalgo-Querétaro), además de 14 presas de mediana escala con capacidad entre 30 a 100 MW y 30 mini hidroeléctricas, menores a 30 MW (CFE, 2022).

Las grandes hidroeléctricas de la CFE son las centrales CH Belisario Domínguez, CH Manuel Moreno Torre, CH Malpaso, CH Ángel Albino Corzo; CH Carlos Ramírez Ulloa, CH Infiernillo y CH La Villita; CH Valentín Gómez Farías, CH Alfredo Elías Ayub, CH Leonardo Rodríguez Alcaine; CH Aguamilpa Solidaridad; CH Luis Donald Colosio Murrieta; CH Mazatepec; CH Temascal y CH Fernando Hiriart Balderrama (CONAGUA, 2021).

Las dos presas más grandes de México están ubicadas en el Estado de Chiapas, sobre el cauce del río Grijalva: La Angostura con una capacidad de 15,519 hm³ y una cortina de 147 metros de altura y Malpaso con una capacidad de 12,373 hm³ y una

cortina de 138 metros de altura ([CFE, 2022](#)). El volumen total de agua almacenada en México es del orden de 150,000 hm³, a través de 5,163 presas y bordos; este volumen, se embalsó en 181 presas, lo que equivale al 3.5% del total de presas y bordos que hay en México ([Arreguín, 2015](#)).

La Tabla 2-11, muestra el número de presas que hay por entidad federativa (se consideran todos los usos: agua potable, riego, generación, etc.), su capacidad de almacenamiento hidráulico al Nivel de Aguas Máximo Ordinario (NAMO) y en caso de contar con central de generación, se indica su capacidad de generación media anual para el año 2018.

En México las centrales hidroeléctricas se concentran en 17 estados del país; para el año 2021 generaron 36,991 Gigawatts hora (GWh) con una capacidad instalada de 12,169 MW. Chiapas fue el estado que más generó energía con 15,592 GWh, seguido de Guerrero, Nayarit y Michoacán, que generaron 5,342 GWh/año, 4,024 GWh y 2,803 GWh, respectivamente.

Tabla 2-11 Numero de presas por entidad federativa, almacenamiento y generación anual

Fuente: Elaboración propia con información de CFE, ([CONAGUA, 2021](#)).

| N° | Entidad federativa | No. de presas | NAMO almacenamiento (hm ³) | Generación (GWh/año) |
|----|--------------------|---------------|--|----------------------|
| 1 | Aguascalientes | 7 | 423 | |
| 2 | Baja California | 3 | 120 | |
| 3 | Chiapas | 5 | 30,045 | 15,592 |
| 4 | Chihuahua | 10 | 3,930 | 85 |
| 5 | Coahuila | 5 | 2,736 | 48 |
| 6 | Colima | 1 | 38 | |
| 7 | Durango | 12 | 3,769 | 28 |
| 8 | Estado de México | 14 | 1,001 | 7 |
| 9 | Guanajuato | 9 | 1,387 | 6 |
| 10 | Guerrero | 9 | 10,324 | 5,342 |
| 11 | Hidalgo | 8 | 1,750 | 2,027 |
| 12 | Jalisco | 24 | 10,579 | 700 |
| 13 | Michoacán | 20 | 1,697 | 2,803 |
| 14 | Morelos | 1 | 26 | |
| 15 | Nayarit | 3 | 10,115 | 4,024 |
| 16 | Nuevo León | 4 | 1,481 | |
| 17 | Oaxaca | 3 | 11,438 | 1,292 |
| 18 | Puebla | 5 | 384 | 1,675 |
| 19 | Querétaro | 5 | 135 | |
| 20 | San Luis Potosí | 6 | 50 | 112 |
| 21 | Sinaloa | 11 | 15,330 | 2,720 |
| 22 | Sonora | 8 | 7,917 | |
| 23 | Tamaulipas | 8 | 7,008 | 10 |
| 24 | Tlaxcala | 1 | 42 | |
| 25 | Veracruz | 3 | 660 | 512 |
| 26 | Zacatecas | 10 | 410 | |
| | Total | 195 | 122,809 | 36,991 |

La Figura 2-10 muestra la ubicación de las presas más importantes del país por su capacidad de almacenamiento hidráulico al NAMO.



Figura 2-10 Presas más importantes de México
Fuente: tomado de [CONAGUA, 2021](#)

2.7.1. Operación histórica de las hidroeléctricas y centrales renovables

Con la intención de conocer la forma en que se despacha la energía en México, se obtuvieron las series de tiempo a nivel horario de la generación hidroeléctrica para el periodo de abril del 2016 a julio del 2022, donde el promedio horario fue de 3,457 MWh presentando picos máximos de hasta 10,000 MWh, como se ve en la siguiente Figura 2-11.

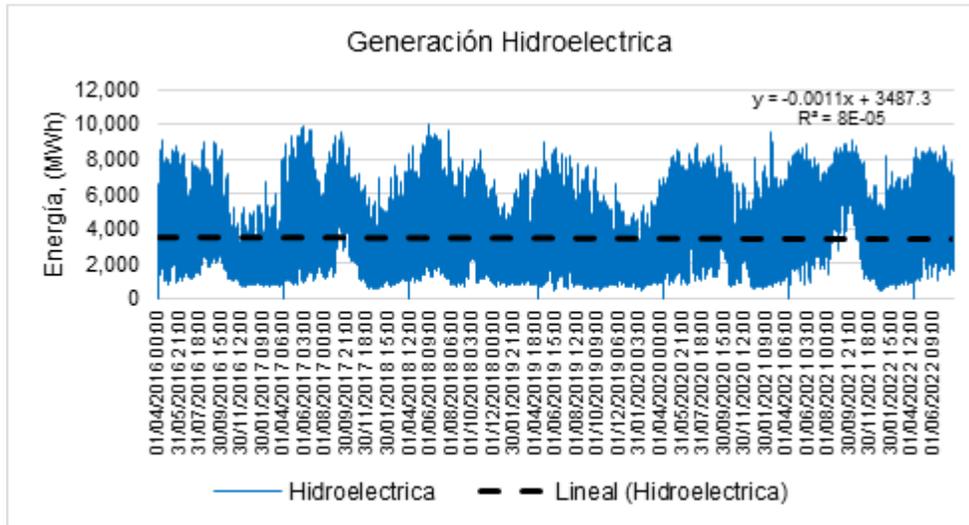


Figura 2-11 Generación hidroeléctrica horaria (abril 2016 – julio 2022)
Elaboración propia con información de PRODESEN. (CENACE 2022)

De la misma manera, se presenta la gráfica de la Figura 2-12, donde se sumaron las aportaciones de la energía solar y eólica considerándose en su conjunto como generación renovable intermitente, con ello se obtuvo un promedio de 2,735 MWh, sin embargo, se muestra una clara tendencia a la alza en la aportación de estas tecnologías variables y se registran picos máximos de hasta 10,541 MWh.

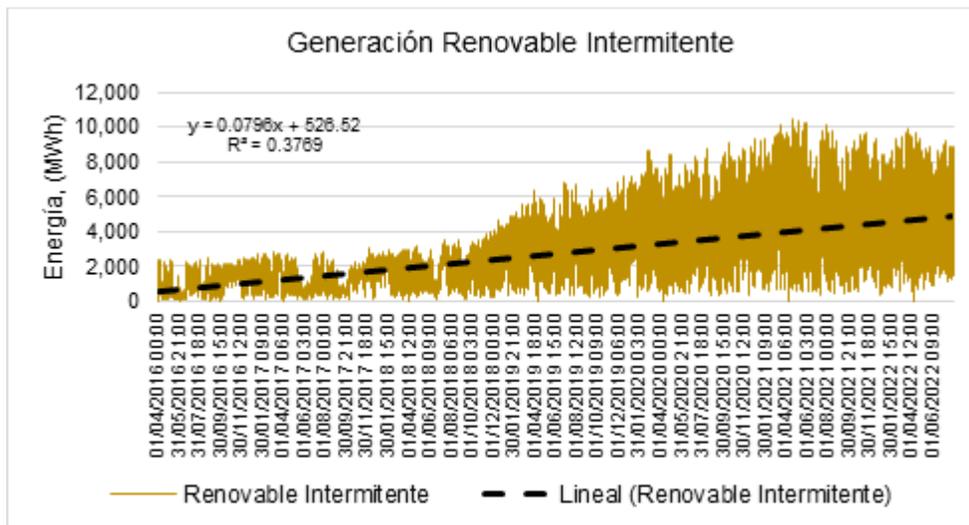


Figura 2-12 Generación Renovable Intermitente horaria (abril 2016 – julio 2022)
Elaboración propia con información de PRODESEN. (CENACE 2022)

Para visualizar posibles cambios en la producción por cada tecnología, se agruparon a nivel anual, hidroeléctricas por un lado y renovables intermitentes por otro, se aprecia en la Figura 2-13, que para el año 2019 se redujo la producción hidroeléctrica

en un 36% con respecto al año anterior. Ver Tabla 2-12, esta disminución en el régimen de operación pudo ocasionarse por el incremento de las renovables intermitentes, las cuales requieren un respaldo para cubrir la demanda de energía cuando ellas no generan.

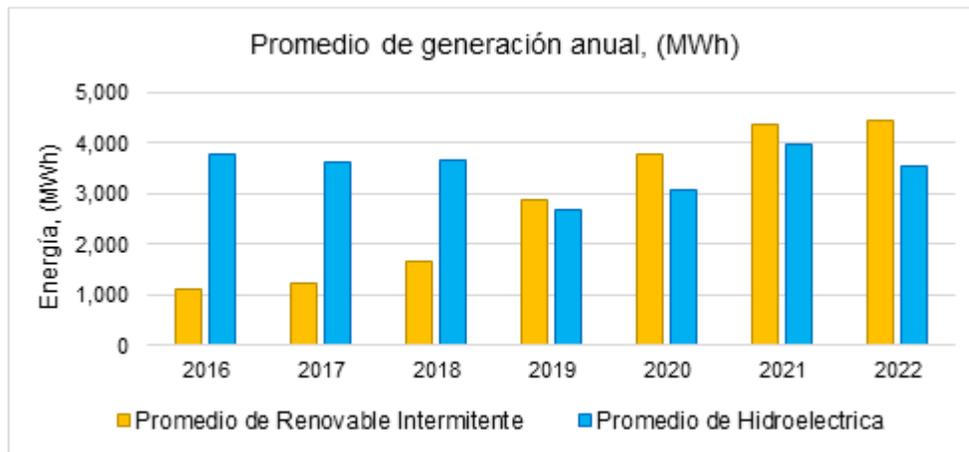


Figura 2-13 Comparativa Generación anual (abril 2016 – julio 2022)
Elaboración propia con información de PRODESEN. (CENACE 2022)

Tabla 2-12 Promedio de generación anual renovable intermitente e hidroeléctrica
Fuente: Energía Generada por Tipo de Tecnología (CENACE 2022)

| Años | Renovable Intermitente (MWh) | Hidroeléctrica (MWh) | Variación Hidroeléctrica |
|------|------------------------------|----------------------|--------------------------|
| 2016 | 1,115 | 3,761 | |
| 2017 | 1,233 | 3,614 | -4% |
| 2018 | 1,668 | 3,676 | 2% |
| 2019 | 2,867 | 2,694 | -36% |
| 2020 | 3,780 | 3,052 | 12% |
| 2021 | 4,351 | 3,960 | 23% |
| 2022 | 4,442 | 3,554 | -11% |

El recurso hídrico almacenado en las presas es el “combustible” de las centrales hidroeléctricas por lo que es importante definir su temporalidad, ya que se tendrá que almacenar el agua que se produce en la época de lluvias, para disponer de ella en época de estiaje, pero también para respaldar a las intermitentes en los meses en los que su producción es menor, como se muestra en la Figura 2-14, en la que se muestra la estacionalidad en promedio de la generación de hidroeléctricas y renovables intermitentes para abril 2016 a julio 2022.

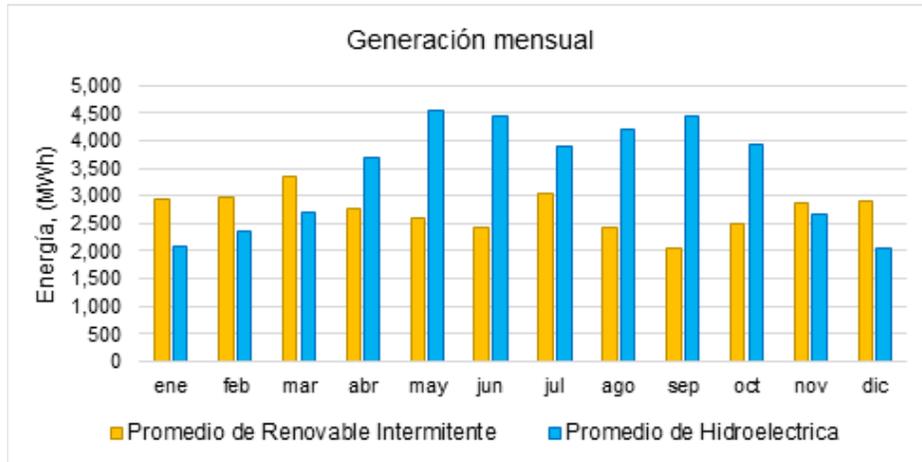


Figura 2-14 Estacionalidad promedio mensual de hidroeléctricas y renovables intermitentes (abril 2016 – julio 2022)
 Elaboración propia con información de PRODESEN. (CENACE 2022)

En la Figura 2-15, salta a la vista, la fuerte aportación que van sumando los fotovoltaicos, los cuales generan energía en las horas de sol, que van desde las 8 hasta las 18 horas, desplazando la aportación hidroeléctrica. La participación de la intermitencia al momento de generar, requiere que las centrales hidroeléctricas estén disponibles para entregar energía cuando disminuye la solar con la puesta de sol, se requiere entonces de potencia disponible y lo más rápido posible, para alcanzar la energía demandada que dejó de aportar la fotovoltaica.

Al examinar la serie de tiempo a nivel horario, se aprecia que, en efecto, el despacho de las centrales hidroeléctricas se ha modificado para entregar energía principalmente en las horas de alta demanda, es decir, están entregando energía aproximadamente a partir de las 16 horas y hasta las 22 horas.

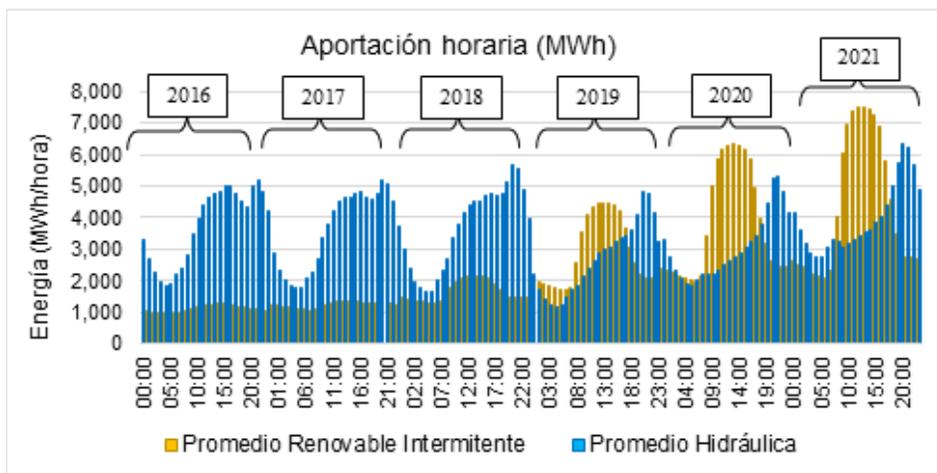


Figura 2-15 Generación horaria hidroeléctrica y renovables intermitentes (abril 2016 – julio 2022)
 Elaboración propia con información de PRODESEN. (CENACE 2022)

De acuerdo con los registros de la oferta hidroeléctrica a partir del año 2019, se sufre una modificación en la forma de despachar las centrales; históricamente, este tipo de plantas entregaban su energía principalmente en dos picos, por la mañana - tarde, de las 10 a las 17 horas y por la tarde – noche, de las 18 a las 22 horas.

Como se mencionó previamente, las centrales hidroeléctricas se encargan de suministrar energía principalmente en horas pico, esta situación las hace vulnerables ya que deben garantizar la disponibilidad del recurso hídrico cuando el sistema eléctrico lo requiera, además, al cambiar su régimen de operación horaria, se ocasionan daños tempranos en su infraestructura, representando costos en su operación y mantenimiento que no fueron considerados en su diseño original ([EPRI, 2019](#)).

2.8. Marco legal en México

La Ley de Transición Energética de 2015, establece objetivos para aumentar la proporción de energía limpia en la matriz de electricidad del país, esta ley se basa en la Ley General de Cambio Climático de 2012, donde se establece la obligatoriedad de generar energía con al menos el 25 por ciento a partir de fuentes limpias para 2018, 30 por ciento para 2021 y 35 por ciento para 2024. Aunado a ello, la estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios establece una política de prospección derivada de la Ley de Transición de Energética la cual establece una meta de participación mínima de energía limpia al 50 por ciento para el año 2050 de toda la matriz energética.

Bajo las Reglas del Mercado Eléctrico, en específico la base 3.3.21, publicadas por la Secretaría de Energía en 2015 ([SENER, 2015](#)), se señala que los activos de almacenamiento deberán cumplir con los siguientes requisitos principales:

- Registrarse como una central de generación de energía
- Vender toda su producción como cualquier otra central eléctrica.
- Comprar sus productos en el mercado al igual que un centro de carga, asumiendo las mismas responsabilidades.

En este sentido, el Rebombearse al considerarse como activo de almacenamiento bajo el marco legal en México será considerado como central de generación y deberá comprar y vender su energía al precio del mercado.

El Manual costos de oportunidad ([SENER, 2017a](#)), determina que un equipo de almacenamiento de energía, “es un sistema capaz de almacenar una cantidad específica de energía para liberarla cuando se requiera en forma de energía eléctrica, el cual será registrado bajo la figura de Central Eléctrica”. Dentro de esta definición se incluirán a las centrales de Rebombearse.

El Manual de costos de oportunidad, también menciona que se clasificará como Recursos de Energía Limitada, “a las unidades de central hidroeléctrica que físicamente cuentan con un embalse con la capacidad para regular el agua almacenada durante periodos mayores a 24 horas dado que se encuentran sujetas a limitaciones en el consumo de su energético primario”. Así mismo, se proponen los siguientes criterios para definir a los Equipos de Almacenamiento de Energía de acuerdo con su ubicación:

- a) En el Sistema Interconectado Nacional (SIN), con capacidad mayor o igual que 20 MW y capacidad de almacenamiento mayor o igual que 80 MWh.
- b) En Baja California (BCN) y Baja California Sur (BCS), con capacidad mayor o igual que 10 MW y capacidad de almacenamiento mayor o igual que 40 MWh.

Por otro lado, el artículo 3, fracción XVI, de la Ley de la Transición Energética ([LTE, 2015](#)), considera como fuentes de energía renovables, al movimiento del agua en cauces naturales o en aquellos artificiales con embalses ya existentes, con sistemas de generación de capacidad menor o igual a 30 MW o una densidad de potencia superior a 10 Watts/m².

Para el caso de nuevas centrales de Rebombado, la Disposición Administrativa requiere el cálculo de la energía libre de combustible ([CRE, 2019](#)), la cual se define como energía eléctrica atribuible al uso de energía limpia, considerando los siguientes aspectos:

P - Capacidad instalada de la central eléctrica (Watts).

S - Superficie de embalse (m²), correspondiente al nivel de aguas máximas ordinarias (NAMO).

Para determinarse la densidad de potencia, se utilizará la siguiente expresión:

$$10 \text{ W/m}^2 > \text{Potencia} / \text{Superficie} \dots (1)$$

La densidad de potencia es un índice que surge de la necesidad de medir bajo las mismas condiciones, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que producen diferentes tecnologías al generar energía eléctrica ([Hunt, 2018](#)), de esta manera, pueden compararse las energías renovables con los combustibles fósiles.

Por lo tanto, este índice permitirá conocer de forma indirecta que tan contaminante es la tecnología en función del área que ocupa ([Masiello, 2014](#)).

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC), recomienda que las Centrales hidroeléctricas con densidades de potencia superiores a 10 W/m² podrán ser elegidas dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) ([Lindström, 2012](#)) esto permite que los proyectos con reducción de emisiones en países en vías de desarrollo obtengan créditos certificados de reducción de emisiones (CER), cada uno equivalente a una tonelada de CO₂.

Estos CER pueden comercializarse y venderse, los países industrializados pueden utilizarlos para cumplir una parte de sus objetivos de reducción de emisiones en virtud del Protocolo de Kioto.

Los gases emitidos por los embalses (área inundada) se originan a partir de la descomposición de materia orgánica que se encuentra expuesta o inmersa y que varía en función del nivel de agua.

Es importante mencionar que los embalses hidroeléctricos también se utilizan para otros fines, por ejemplo, riego, navegación o suministro de agua, por lo que, las emisiones no pueden acreditarse únicamente a la generación de energía.

Por tal motivo, se determinan los umbrales para Densidad de Potencia (DP) aplicados a los embalses de las centrales hidroeléctricas:

1. DP de hasta 5 W/m^2 : quedan fuera del Mecanismo Desarrollo Limpio (MDL);
2. DP superior a 5 W/m^2 , pero inferior a 10 W/m^2 : son candidatos para postularse como proyectos MDL, considerando emisiones iguales a 100 g de CO_2/kWh ;
3. DP superior a 10 W/m^2 : las emisiones GEI pueden despreciarse.

Para cumplir el objetivo de este estudio, se propone que el potencial posible a identificar se adapte a los puntos descritos, con la finalidad de que los rebombes sean considerados como centrales de generación renovable ($\text{DP} > 10 \text{ W/m}^2$) y que garanticen su despachabilidad por parte del operador del sistema eléctrico (almacenamiento hidráulico > 24 horas).

Bajo estas condiciones y para cumplir con la densidad de potencia establecida en la ley de transición energética, este trabajo dimensiona el área de los tanques de regulación hidráulica del Rebombeo utilizando el criterio de densidad de potencia ($\text{DP} > 10 \text{ W/m}^2$).

2.9. Precio Marginal Local de la energía

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), es quien establece el precio de la energía, el Precio Marginal Local (PML) refleja el valor de la energía en un momento y lugar determinados en función de tres componentes: el componente de precio de energía, el componente de pérdidas y el componente de congestión.

Actualmente en México existen más de 2,500 nodos que establecen los precios de la energía, contenidos en 108 zonas de cobro y 10 departamentos regionales de control ([CENACE, 2021a](#)), ver Figura 2-16.



Figura 2-16 Regiones del sistema eléctrico nacional

Fuente: tomado de [SENER, 2022](#)

La Figura 2-17 muestra el mapa de precios promedio durante el 2016 por cada zona de carga, se observa que los precios promedio más bajos se encuentran en la frontera norte. En el caso de la península de Yucatán y de Baja California Sur, se encuentran los precios más elevados debido principalmente a que son sistemas aislados y se encuentran alejados de las centrales eléctricas o bien, generan energía con combustibles caros ([CENACE, 2017](#)).

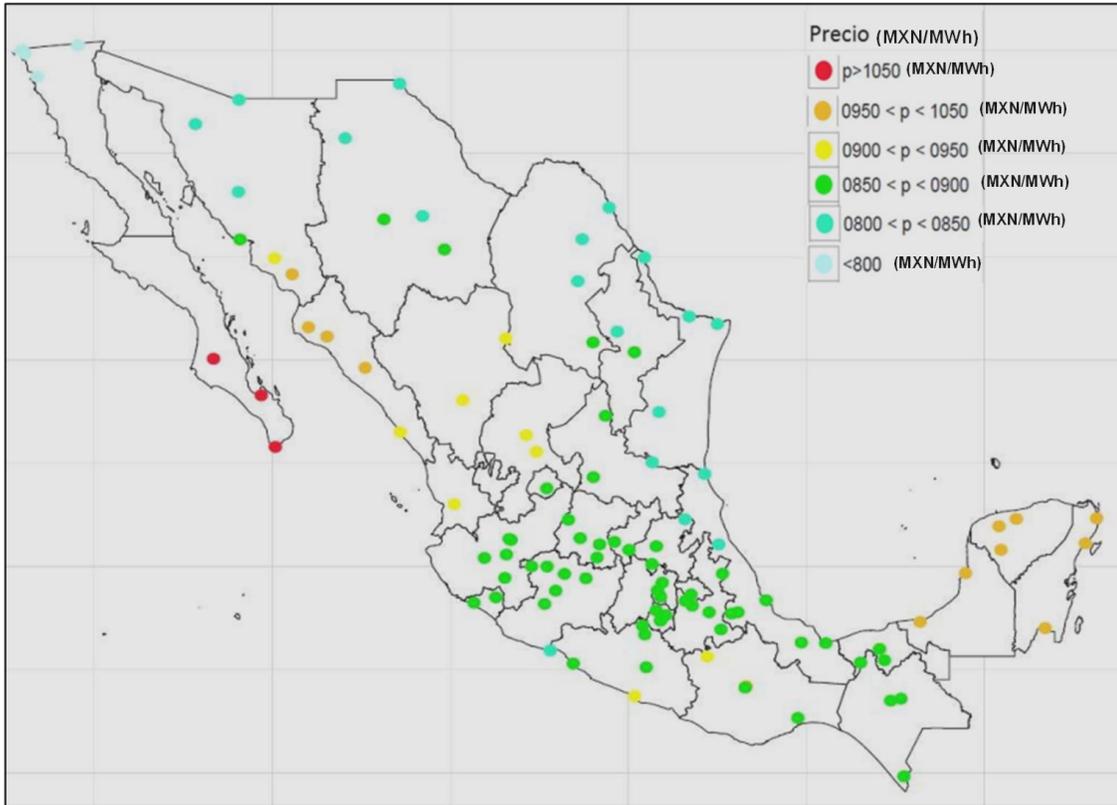


Figura 2-17 Mapa de precios promedio por zona de carga - Anual 2016 (MXN/MWh).
Fuente: tomado de [CENACE, 2017](#)

Al tomar en cuenta la relación entre el precio de la energía y la demanda eléctrica para todo el Sistema Eléctrico Nacional, se reporta el precio promedio histórico de 58.95 USD/MWh, considerando un tipo de cambio de 20 MX/USD, mientras que el máximo histórico resultó de 371.75 USD/MWh, y el precio mínimo de 10.44 USD/MWh para el periodo del 2016 – 2020.

La demanda de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es un elemento importante para determinar el Precio Marginal Local en un Nodo “P”, esto es porque a mayor demanda debe existir mayor generación en el Sistema Interconectado para satisfacerla.

De acuerdo con la Figura 2-18, entre las 17 y las 23 horas se tiene una alta demanda y por lo general el precio también es alto, cuando la demanda es menor, el precio baja, esto ocurre en promedio entre la 1 a 6 horas.

En promedio esta relación de demanda y precio de energía se comporta como se graficó en la Figura 2-18, donde el precio obedece a la señal de demanda, aunque para este periodo correspondiente al 2018-2020 se denota cierto desfase.

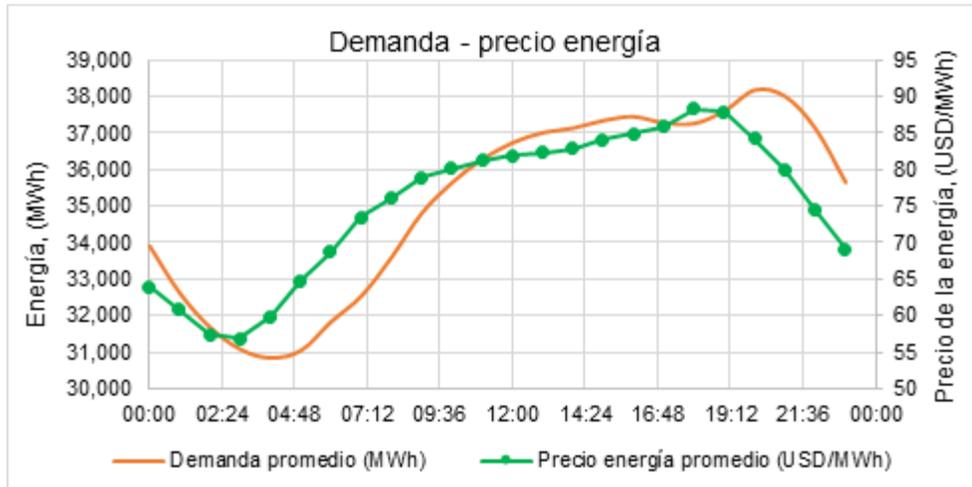


Figura 2-18 Comparación promedio entre Demanda y precio de energía
Elaboración propia con información CENACE (CENACE, 2022)

La demanda de energía puede fluctuar desde fracciones de segundo hasta periodos diarios o semanales, presentando incluso variaciones estacionales; hasta el momento la única tecnología de almacenamiento capaz de operar con grandes variaciones en el tiempo son los Rebombes, debido a su capacidad para almacenar energía en forma de energía potencial mediante la conexión de tanques hidráulicos a diferentes alturas.

La importancia de los sistemas de almacenamiento es la capacidad de aprovechar la energía en otro tiempo más valioso a cuando se produjo. Esta operación es valiosa principalmente en la integración de energías renovables intermitentes a la red ([Zhifeng 2021](#)), ya que estas no pueden ser programadas para satisfacer la demanda, debido a que su producción depende de factores externos e incontrolables como las condiciones climáticas.

La operación de un sistema de almacenamiento, en este caso el Rebombes, permite aprovechar las diferencias de precios en un período. En la Figura 2-19 se muestra el esquema donde la energía utilizada para el bombeo se compra en horas de baja demanda (1) para ser almacenada (2) a través de un dispositivo que permite volver a entregar la energía en horas pico o de alta demanda, es decir, se vende cuando el precio es más alto (3), el objetivo de esta operación es obtener ingresos netos (diferencia entre la venta y la compra de energía) por esta venta de energía en los momentos de mayor conveniencia.

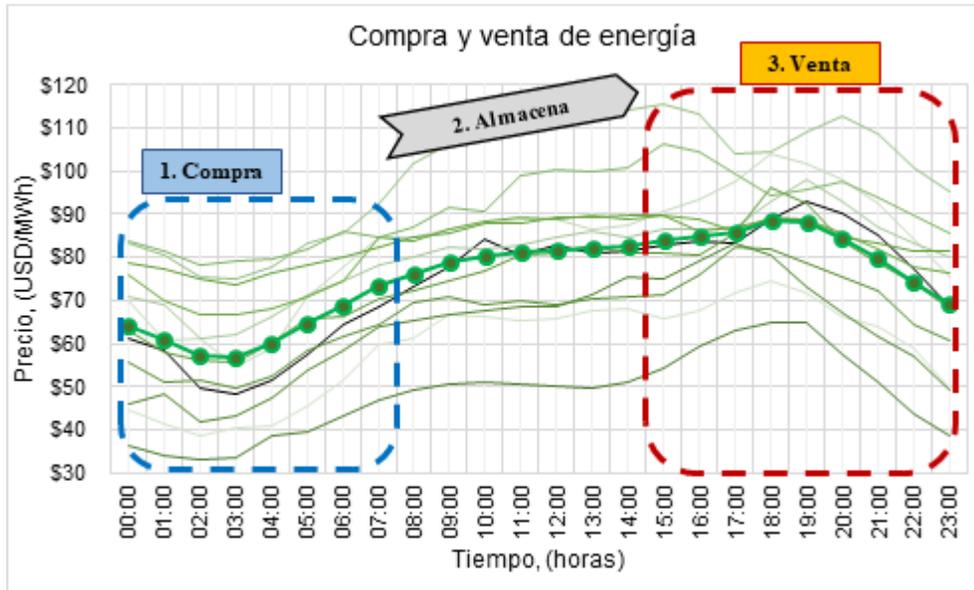


Figura 2-19 Esquema de compraventa de energía
Elaboración propia con información CENACE (CENACE, 2022)

3. METODOLOGÍA

En este capítulo se expone el procedimiento y criterios para seleccionar sitios adecuados donde instalar el Rebombeo, enfocados a ubicarse sobre centrales hidroeléctricas existentes con la finalidad de aprovechar su infraestructura; de acuerdo con esos criterios, se estima el potencial posible de Rebombeo en México.

Posteriormente, se detalla la herramienta de simulación, donde quedan planteadas las expresiones matemáticas para la simulación del funcionamiento de los vasos y su optimización, utilizando una función objetivo con sus respectivas restricciones.

Finalmente, se plantean los principios bajo los cuales se realiza la evaluación económica de un proyecto específico.

3.1. Estudios previos sobre Rebombeo en México

Como se mencionó previamente en los antecedentes, al no existir centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo en el país, surge la necesidad de identificar un potencial sobre las instalaciones hidroeléctricas existentes, tomando en cuenta los criterios y parámetros internacionales, así como la normativa aplicable para el diseño y su operación en México.

Sin embargo, en el año 2016, la Escuela de Investigación de Ingeniería Eléctrica, Energía y Materiales de la Universidad Nacional de Australia, definió un potencial teórico mediante una herramienta que se apoya en capas de información geográfica, la cual analiza las características topográficas y de disponibilidad del recurso hídrico, además determina el diferencial de altura entre cuerpos de agua y se define su volumen mínimo por aprovechar (ver Figura 3-1).

Las consideraciones para identificar el par de tanques hidráulicos de los Rebombes fueron: carga hidráulica mínima = 100 m; carga hidráulica máxima = 800 m; volumen mínimo del depósito = 1 hm³; pendiente mínima entre tanques hidráulicos superior / inferior = 1:20. Además proponen tanques hidráulicos con una profundidad de entre 5 a 100 m ([Australian National University, 2017](#)).

Los resultados de esta búsqueda se acotaron a centrales que aportan desde 2 GWh durante 6 horas, hasta 150 GWh durante 18 horas. De esta manera, se logra obtener un almacenamiento probable de 4,200 TWh en la región de Centroamérica; de acuerdo con esta plataforma, México se encontraría dentro de este potencial probable a instalar.



Figura 3-1 Identificación de posibles Rebombeos en México

Fuente: tomado de [Australian National University, 2017](#)

Bajo este análisis, la Universidad Nacional de Australia aclara que debido a la calidad de la información con la que trabaja, es probable que algunos de los sitios propuestos estén dentro de Áreas Naturales Protegidas, zonas urbanas, o cualquier otra implicación que invalide el proyecto.

Esta plataforma también realiza un análisis donde se determina la viabilidad por cada sitio probable, tomando en cuenta el ciclo de carga / descarga por un día, un costo unitario de inversión (CAPEX) de 1,150 USD/kW, ya que consideran únicamente la instalación del tanque superior conectado por una tubería de acero al cuerpo de agua existente.

La Figura 3-2 muestra las capas de información que se utilizaron para estimar el potencial teórico, a la izquierda se muestra la capacidad instalada de centrales intermitentes por cada Estado de la República, mientras que a la derecha se muestran los principales ríos y todos aquellos cuerpos de agua como presas, bordos, lagunas, etc., susceptibles de equipar con un sistema de Rebombado.

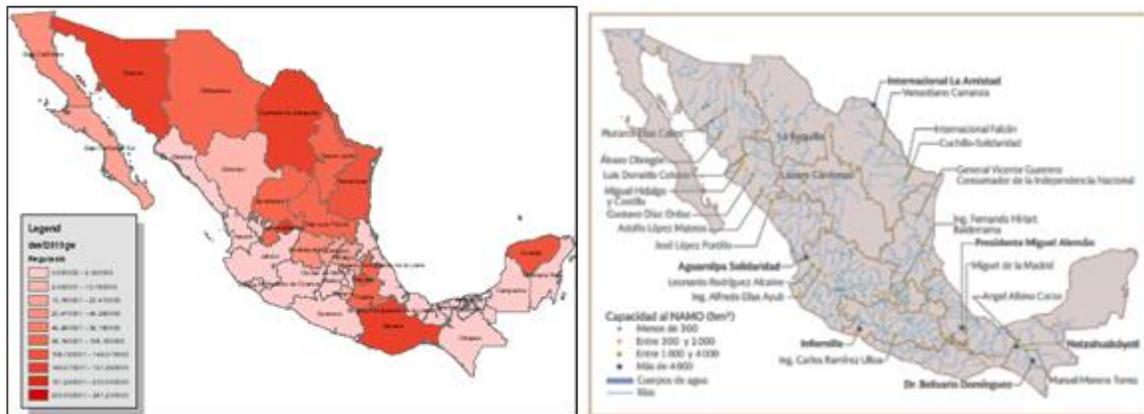


Figura 3-2 Capas de información, Estados por intensidad de capacidad intermitente y ubicación de presas y bordos
 Elaboración propia.

La Figura 3-3, muestra la totalidad de sitios que tienen alguna posibilidad de estudiarse, únicamente por tratarse de cuerpos de agua existentes, logrando replicar de esta manera el estudio de potencial que realizó la Universidad de Australia, (ver Figura 3-1)

Es interesante observar que los Estados del norte serían los más afectados por la intermitencia que ocasiona la gran cantidad de centrales renovables instaladas en esta zona, y, coincidentemente corresponde con la zona donde menor disponibilidad hídrica existe.

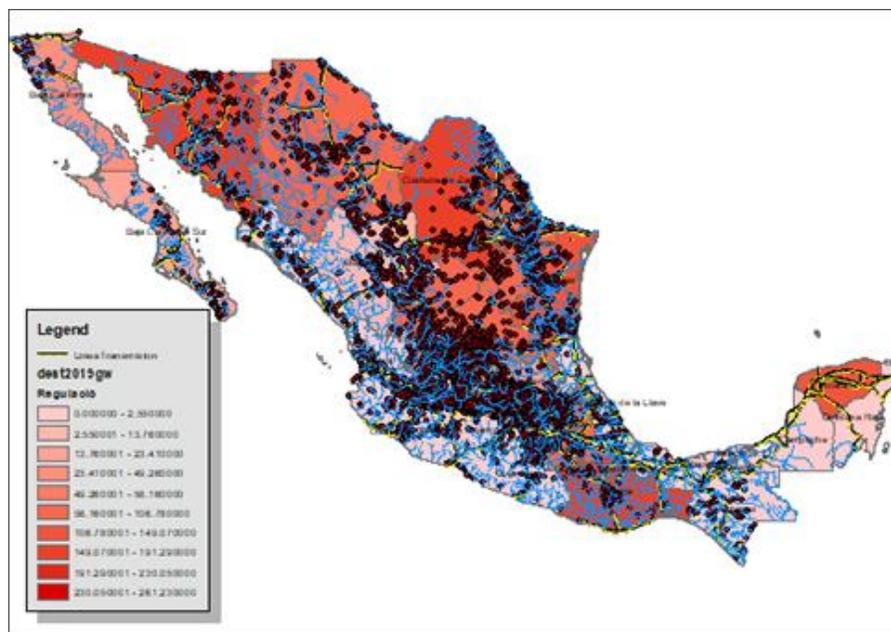


Figura 3-3 Sitios con posibilidad de instalar Rebombes por considerar el cuerpo de agua
 Elaboración propia.

Para aproximar de manera más precisa el potencial posible de centrales de almacenamiento por bombeo en México, esta tesis propone seleccionar únicamente los embalses de las centrales hidroeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), considerando que en ellas ya se cuenta con una parte importante de infraestructura hidráulica y eléctrica, ahorrando con ello costos en inversión si se aprovecha esta infraestructura.

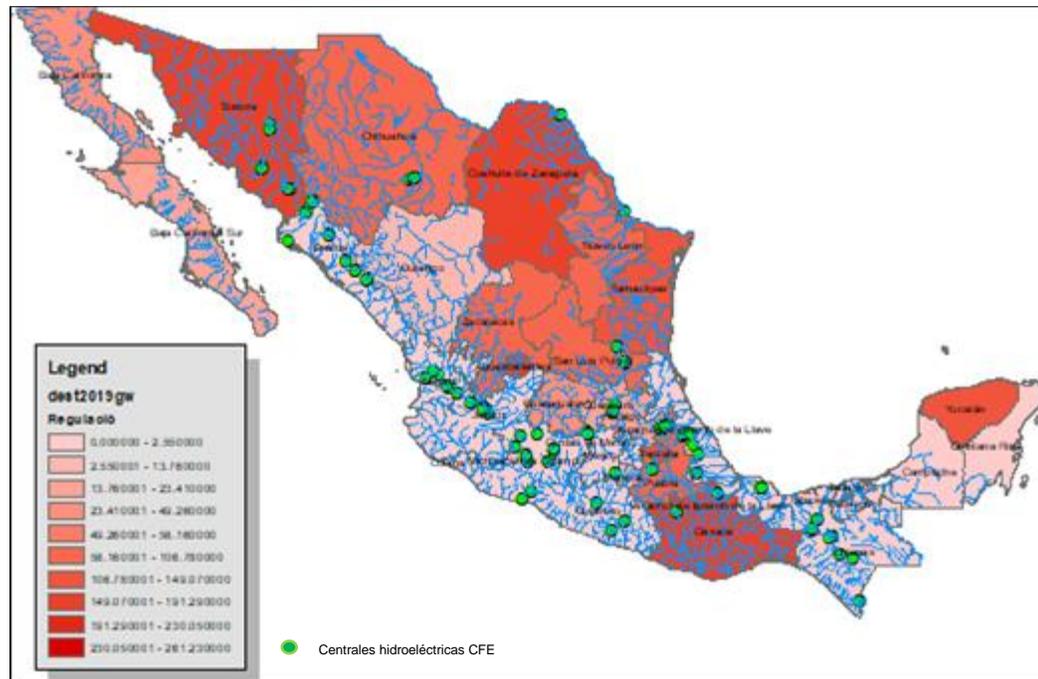


Figura 3-4 Sitios propuestos de acuerdo con la ubicación presas CFE
Elaboración propia.

La Figura 3-4 muestra la ubicación de las 60 centrales hidroeléctricas actualmente en operación por parte de la CFE, esto como propuesta de equipar los cuerpos de agua que tiene infraestructura disponible para instalar las centrales de Rebomleo.

En el Informe especial del mercado de energía hidroeléctrica de la IEA, la perspectiva para 2030 indica que instalar capacidades de Rebomleo en los embalses existentes agregaría más capacidad de almacenamiento que los nuevos proyectos ([IEA, 2021](#)).

Por esta razón, las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo se pueden situar sobre infraestructura existente, en lugar de construir proyectos nuevos, lo que brinda oportunidades de viabilidad para el rebomleo; en particular, las centrales hidroeléctricas convencionales que cuentan con grandes embalses representan oportunidades para instalar almacenamiento a largo plazo.

3.2. Identificación de criterios para seleccionar sitios candidatos

Los estudios iniciales sobre un sitio específico donde se ubiquen los tanques hidráulicos de regulación tienen la finalidad de identificar posibles riesgos geológicos, ambientales, culturales, o zonas socioeconómicamente sensibles al impacto por este tipo de infraestructura.

Se identificaron criterios de selección, de acuerdo con las prácticas internacionales y como resultado de las revisiones de la literatura, así como los factores clave que determinan la selección y el despliegue del almacenamiento de energía por Rebombeo en las instalaciones hidroeléctricas existentes.

Esta investigación propone asociar la infraestructura existente a las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo utilizando para ello métodos como los descritos por la Electric Power Research Institute ([EPRI, 2018](#)).

A continuación, se presentan de manera más específica los principales criterios o factores clave utilizados para la evaluación de las instalaciones de la CFE.

3.2.1. Ubicación del proyecto

La ubicación de un proyecto es vital para asegurar el recurso disponible; se requiere establecer cuál es la fuente y la proximidad al recurso hídrico para realizar el llenado inicial del Rebombeo, así como para determinar costos de inversión, operación y mantenimiento, conforme al planteamiento de la obra.

Se deberán tomar en cuenta las características geográficas, hidrológicas y topográficas del sitio propuesto para configurar el Rebombeo con todos sus elementos, los cuales son: tanques hidráulicos de regulación, tanto inferior como superior, central eléctrica o también llamada casa de máquinas, sistema de conducción de agua (tubería a presión), sistemas y estructuras auxiliares e instalaciones temporales.

La tecnología de Rebombeo que se propone en esta investigación se ubicaría dentro de los embalses de las grandes presas de CFE, aguas arriba de la cortina de la presa, esto permitirá contar con infraestructura eléctrica e hidráulica existente, además que la alimentación del tanque inferior dependerá del volumen de entrada a la propia presa para el llenado inicial.

Otro criterio importante que considerar es que, en caso de existir vertidos o derrames durante la operación del Rebombéo, deberán ser reintegrados al embalse, esta maniobra permite restituir el volumen utilizado al final del día con la intención de no afectar el comportamiento histórico de la presa.

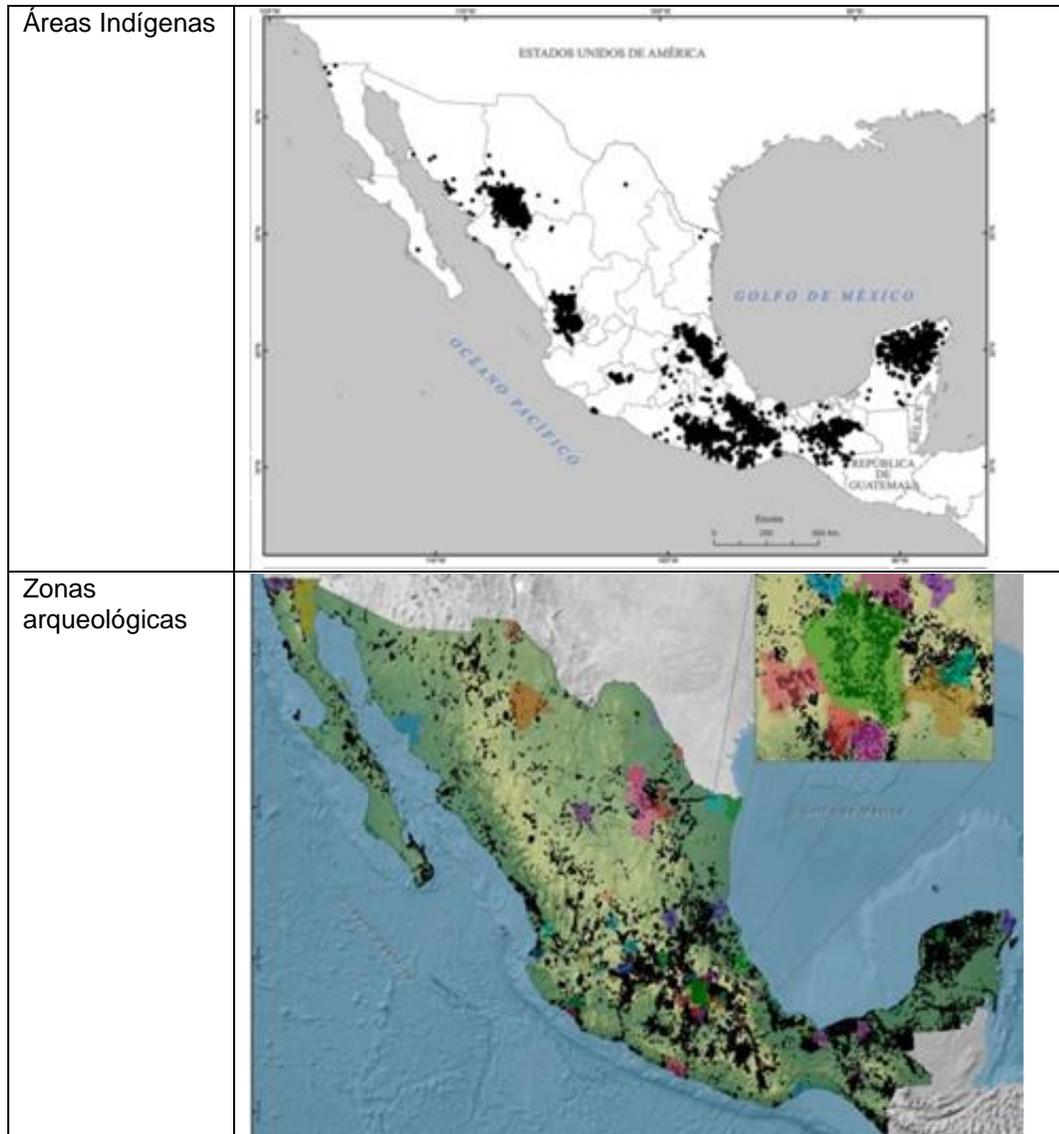
Se enlistan a continuación, algunos aspectos que se deben considerar al momento de establecer la ubicación del Rebombéo, se propone alejarse una distancia de por lo menos 5 km de cada una de estas zonas o áreas que puedan interferir en el proyecto, procurando con ello tener un “terreno libre” para la ubicación idónea del Rebombéo.

En la Tabla 3-1 algunas de las capas de información geoespacial que se deben tomar en cuenta para seleccionar un sitio adecuado ([CONABIO, 2022](#)):

Tabla 3-1 Capas de información geoespacial a considerar para la ubicación de un sitio



| | |
|---|---|
| Sitios RAMSAR |  A topographic map of Mexico with numerous orange dots scattered across the country, representing Ramsar sites. The map shows the Gulf of Mexico to the east and the Pacific Ocean to the west. |
| Áreas Urbanas |  A map of Mexico showing urban areas shaded in brown. The map includes labels for 'ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA' to the north, 'GOLFO DE MÉXICO' to the east, and 'OCEANO PACÍFICO' to the west. A scale bar is visible at the bottom left. |
| Áreas de importancia para la conservación de las aves |  A map of Mexico showing areas of importance for bird conservation shaded in green. The map includes labels for 'ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA' to the north, 'GOLFO DE MÉXICO' to the east, and 'OCEANO PACÍFICO' to the west. A scale bar is visible at the bottom right. |



Elaboración propia.

Al evitar estas zonas se logra disminuir la incertidumbre por posibles problemáticas que se opongan a su construcción.

A continuación, se proponen algunos parámetros que se consideraron para analizar la viabilidad de cada una de en las 60 instalaciones hidroeléctricas de la CFE:

- Carga hidráulica de 300 m entre los tanques hidráulicos de regulación
- Pendiente mínima entre los tanques de regulación (superior e inferior) = 1:20, preferentemente que siga el perfil natural del terreno
- Volumen hídrico disponible en el tanque de regulación mayor a 1 hm³, suficiente para cumplir al menos con un ciclo de carga y descarga al día.
- Longitud de tubería a presión menor a 5,000 m

Al suponer el tanque inferior dentro del embalse se toman los mismos niveles de operación de la presa, es decir, se empatarían el Nivel de Aguas Mínimo de Operación (NAMínO) y el Nivel de Aguas Máximo de Operación (NAMO), de esta manera, los niveles de la central hidroeléctrica serían los mismos que del tanque hidráulico inferior.

De acuerdo con las recomendaciones de EPRI, el éxito de un proyecto de Rebombado depende directamente de la capacidad de los tanques hidráulicos de regulación para llenarse y mantener los niveles de los embalses siempre operativos, por lo cual es importante determinar el gasto necesario para cumplir con esta función ([EPRI, 2018](#)).

3.2.2. Disponibilidad del recurso hídrico

Se debe realizar un estudio de recursos hídricos al inicio del proceso para evaluar la capacidad disponible de volumen en un llenado inicial, contemplando para ello, el nivel más bajo del embalse y los gastos de entrada, al menos en un año típico, considerar también agua de reposición anual debido a la evaporación y filtraciones potenciales.

Evaluar estas fuentes de agua al principio del proceso permite anticipar la disponibilidad del derecho de agua y las posibles restricciones por extracción de agua para otros usos primarios como el agua potable o para riego ([CONAGUA, 2022a](#)).

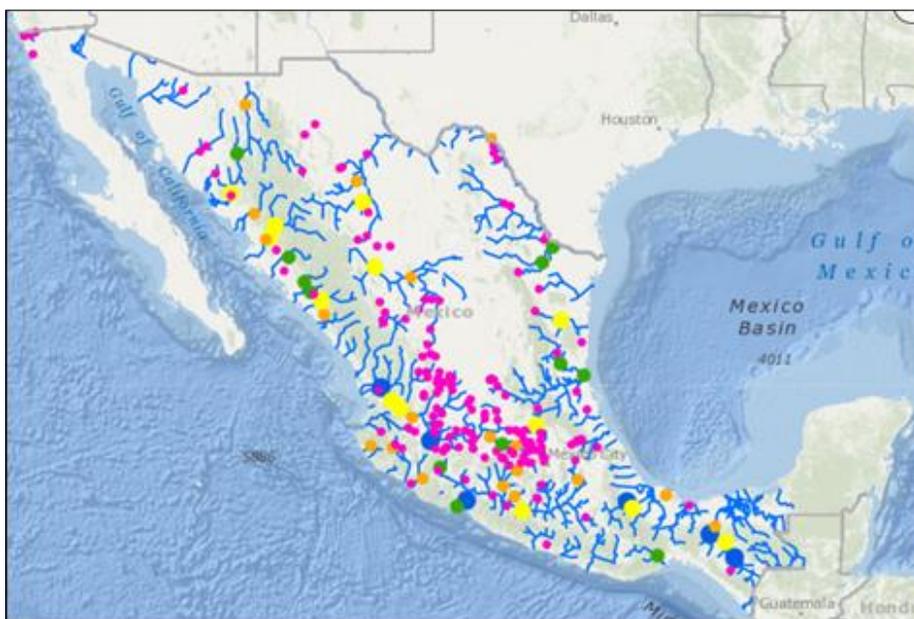


Figura 3-5 Ríos y principales presas

Fuente: Tomada de Sistema Nacional de Información del Agua ([CONAGUA, 2022a](#))

Se propusieron los siguientes puntos para evaluación del recurso hídrico superficial:

- Obtener, o en todo caso, estimar los gastos de la cuenca, o ingresos al embalse con valores promedios, máximos y mínimos
- Preparar curvas de duración de gasto para conocer su probabilidad de ocurrencia
- Evaluar la probabilidad de lograr el llenado inicial del tanque inferior, se propone aprovechar un volumen del tanque inferior menor al 1% del volumen útil de la presa.

3.2.3. Tamaño de la instalación hidroeléctrica y área del embalse

Conforme la International Commission On Large Dams ([ICOLD, 2019](#)), se catalogan como grandes presas aquellas cortinas, también llamadas obras de contención, que tienen una altura desde su desplante hasta la corona de más de 15 metros.

La clasificación para el tamaño de la presa de acuerdo con sus diferentes elementos se muestra en la Tabla 3-2:

Tabla 3-2 Parámetros para determinar el tamaño de una presa
 Fuente: Tabla tomada y editada de International Commission On Large Dams (ICOLD, 2019)

| Parámetro | Tamaño | | |
|------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | Chica | Mediana | Grande |
| Altura de cortina | < 10 m | 10 - 15 m | > 15 m |
| Longitud de la corona | < 1 km | < 500 | > 500 m |
| Capacidad del vaso o embalse | < 1 Mm ³ | < 1 Mm ³ | > 1 Mm ³ |

Para esta investigación, se seleccionan las presas de la CFE que cuentan con capacidad de almacenamiento mayor a 1 millón de metros cúbicos (1 Mm³), así como las centrales hidroeléctricas con potencia instalada mayor a 30 MW.

Ahora bien, para definir la potencia a instalar en la central de Rebombío, la cual está en función de la superficie que se propone para el tanque superior, se considera en primer instancia una capacidad menor al 30 % de la potencia hidroeléctrica existente.

Como se mencionó previamente, se propuso un volumen por aprovechar menor al 1% del volumen útil para las siguientes condiciones:

- Superficie del tanque superior, menor o igual a 10 ha para embalses con capacidad de más de 1,000 hm³
- Superficie del tanque superior, menor o igual a 7.5 ha para embalses con capacidad menor de 1,000 hm³

La potencia por instalar se ajusta adecuando el porcentaje del volumen por aprovechar hasta cumplir con las superficies propuestas anteriormente. Luego se revisa que la densidad de potencia sea mayor a 10 W/m² (ver Figura 3-6).

En la Tabla 3-3, se muestra el listado de las presas elegidas para instalar una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo.

Tabla 3-3 Selección de presas CFE para identificación de potencial por rebombeo
Fuente: Elaboración propia con información CONAGUA (CONAGUA, 2022a)

| Nombre / oficial | Estado | Nombre Río | Volumen (hm ³) | Cap. Hidro (MW) |
|--|------------|---------------|----------------------------|-----------------|
| C.H. La Angostura (Dr. Belisario Domínguez) | Chiapas | R. Grijalva | 13,169 | 900 |
| C.H. Malpaso (Netzahualcóyotl) | Chiapas | R. Mezcalapa | 12,373 | 1,080 |
| C.H. Infiernillo (Adolfo López Mateos) | Guerrero | R. Balsas | 9,340 | 1,160 |
| C.H. Temascal (Miguel Alemán) | Oaxaca | R. Tonto | 6,901 | 354 |
| C.H. Aguamilpa (Solidaridad) | Nayarit | R. Santiago | 5,540 | 960 |
| C.H. La Amistad | Coahuila | R. Bravo | 3,773 | 66 |
| C.H. El Humaya (Adolfo López Mateos) | Sinaloa | R. Humaya | 3,039 | 90 |
| C.H. Falcón | Tamaulipas | R. Bravo | 3,015 | 32 |
| C.H. El Fuerte (27 de septiembre) | Sinaloa | R. Fuerte | 2,864 | 59 |
| C.H. El Novillo (Plutarco Elías Calles) | Sonora | R. Yaqui | 2,833 | 135 |
| C.H. Raúl Marshall Córdoba (José López Portillo) | Sinaloa | R. S Lorenzo | 2,510 | 100 |
| C.H. Huites (Luis Donald Colosio) | Sinaloa | R. El fuerte | 2,265 | 422 |
| C.H. El Cajón (Leonardo Rodríguez Alcaine) | Nayarit | R. Santiago | 1,605 | 750 |
| C.H. Bacurato (Gustavo Díaz Ordaz) | Sinaloa | R. Sinaloa | 1,462 | 92 |
| C.H. La Yesca (Alfredo Elías Ayub) | Nayarit | R. Santiago | 1,392 | 750 |
| C.H. Chicoasén (Manuel Moreno Torres) | Chiapas | R. Grijalva | 1,385 | 2,400 |
| C.H. Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama) | Hidalgo | R. Moctezuma | 710 | 292 |
| C.H. Caracol (Carlos Ramírez Ulloa) | Guerrero | R. Balsas | 630 | 600 |
| C.H. La Villita (José María Morelos) | Michoacán | R. Balsas | 541 | 320 |
| C.H. Santa Rosa (Manuel M. Diéguez) | Jalisco | R. Santiago | 348 | 70 |
| C.H. Peñitas (Ángel Albino Corzo) | Chiapas | R. Grijalva | 130 | 420 |
| C.H. Necaxa | Puebla | R. Necaxa | 29 | 109 |
| C.H. La Venta (Ambrosio Figueroa) | Guerrero | R. Papagayo | 10 | 30 |
| C.H. La Soledad (Mazatepec) | Puebla | R. Apulco | 7 | 220 |
| C.H. Los Cristales (Cupatitzio) | Michoacán | R. Cupatitzio | 5 | 80 |
| C.H. Los Pérez (Valentín Gómez Farías) | Jalisco | A. Saucillo | 4 | 51 |
| C.H. Los Monos (Colimilla) | Jalisco | R. Santiago | 2 | 240 |

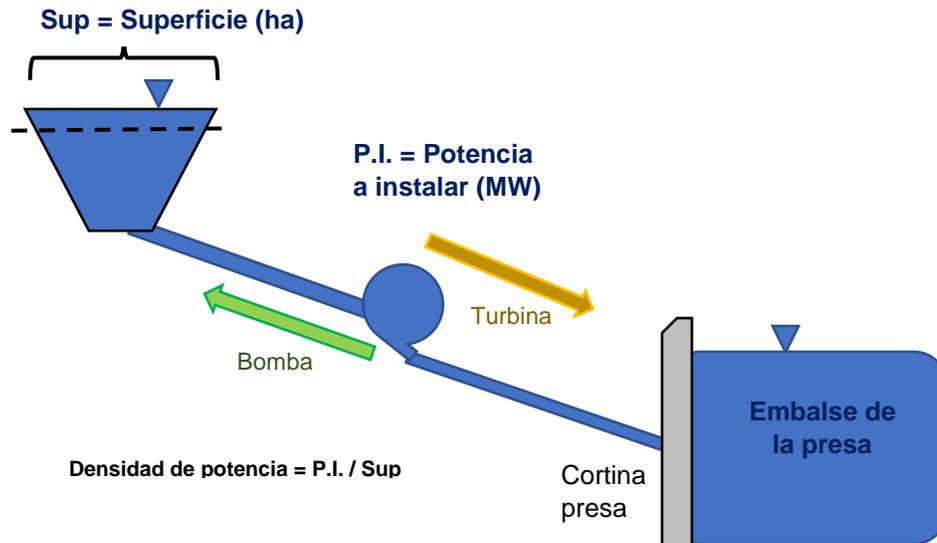


Figura 3-6 Esquema para determinar la densidad de potencia
Elaboración propia

En resumen, para obtener el potencial posible de Rebombeo sobre las grandes centrales hidroeléctricas de la CFE, se utilizaron los siguientes criterios:

- Instalar el rebombeo sobre infraestructura hidroeléctrica existente
- Selección de grandes hidroeléctricas, embalses con volumen útil mayor a 1 hm³ y con potencia mayor a 30 MW ([LTE, 2015](#))
- Capacidad de Potencia por instalar del rebombeo debe ser menor al 30% de la potencia instalada en hidroeléctrica existente
- Volumen por aprovechar menor a 1% del embalse de la presa
- Densidad de potencia > 10 W/m² = Generación renovable ([SENER, 2020a](#))
- Central de almacenamiento de energía: Recurso hídrico disponible por más de 24 horas ([SENER, 2015](#))
- Central de almacenamiento de energía: Equipos con capacidad mayor o igual que 20 MW y almacenamiento de energía mayor o igual a 80 MWh en el Sistema Interconectado Nacional.

Al utilizar los criterios de selección, se evalúa la totalidad de instalaciones hidroeléctricas de CFE y se priorizan las más adecuadas para la integración del potencial de almacenamiento de energía por Rebombeo.

A continuación, se presenta el diagrama de flujo para identificar el potencial posible de Rebombeo en México:

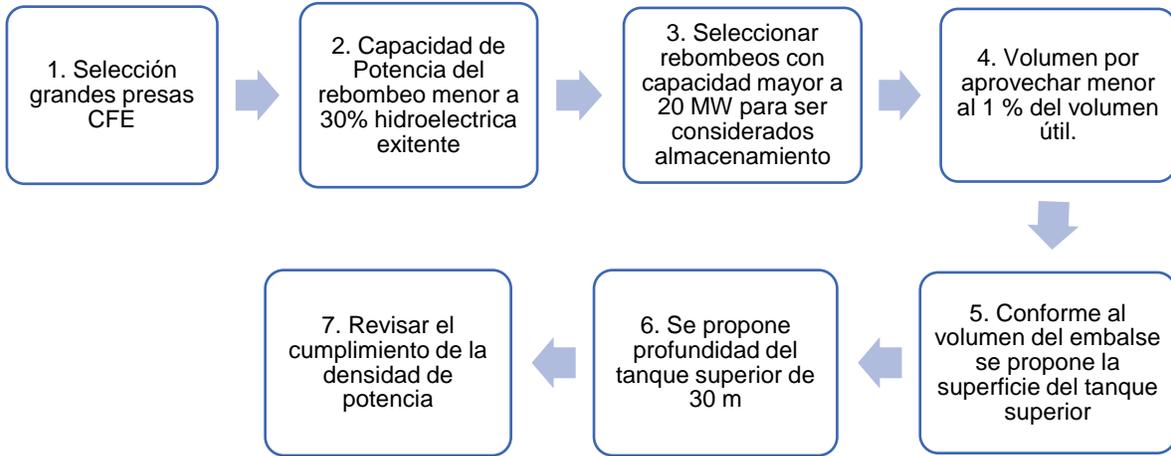


Figura 3-7 Diagrama de flujo identificación del potencial posible de Rebombeo
Elaboración propia.

Para esta investigación se hace la suposición de ubicar un tanque inferior dentro del embalse para considerar las Curvas elevación áreas capacidad del mismo embalse.

Con la finalidad de adecuar la operación histórica de las presas, el tanque hidráulico inferior operaría con los mismos volúmenes de entrada que registra la instalación hidroeléctrica.

De esta forma, fue posible realizar una evaluación de las instalaciones hidroeléctricas de CFE que cumplen con los criterios y serán candidatas para ubicar un rebombeo sobre su embalse.

3.3. Simulación del funcionamiento de vasos

El modelo desarrollado simula la evolución de los niveles en el embalse, siendo la parte medular del análisis hidroenergético. Se utiliza fundamentalmente para seleccionar la potencia óptima y los niveles característicos de una central o presa ([Mendoza-Ramírez, 2014](#)).

Una vez que se determinó la potencia y generación que proporcionará la central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo, así como los parámetros que permiten el dimensionamiento de los equipos electromecánicos para la obra de generación, se plantea el funcionamiento de vasos ([Acuña, 2021](#)).

Al simular el funcionamiento de vaso se utiliza la ecuación de continuidad, para un determinado intervalo de tiempo, en este caso horario. A continuación, se muestra la expresión matemática:

$$E - S = \Delta V \dots (2)$$

Donde:

E Volumen de agua que entra al embalse durante un intervalo de tiempo, (hm^3)
 S Volumen que sale del embalse durante el mismo intervalo de tiempo, (hm^3)
 ΔV Variación del volumen almacenado en el intervalo de tiempo seleccionado, (hm^3)

Para el desarrollo de la herramienta, se cuenta con la limitante de que todo el volumen saliente por el Rebombeo ya sea por turbinar o derramar, se debe reincorporar al embalse de la central hidroeléctrica, con el fin de restituir su volumen aprovechable al final del día.

Los datos base con los que se cuenta son: la matriz de volumen de entrada al embalse, pérdidas debidas a la evaporación y niveles característicos para cada caso de simulación.

Tomando en cuenta estos elementos, la ecuación de continuidad acoplada a los tanques hidráulicos de regulación que conforman al Rebombeo, se expresa de la siguiente manera:

Para el tanque inferior:

$$Ent_{TI} - Vol_{Bomb} - Derr_{TI} = \Delta V_{TI} \dots (3)$$

Donde:

| | |
|-----------------|--|
| Ent_{TI} | Volumen de Entrada al Tanque Inferior, (hm ³) |
| Vol_{Bomb} | Volumen Bombeado al tanque superior, (hm ³) |
| $Derr_{TI}$ | Volumen derramado en el Tanque Inferior, (hm ³) |
| ΔV_{TI} | Variación del volumen almacenado en el tanque inferior, (hm ³) |

Para el tanque superior:

$$Ent_{Bomb} - Evap_{TS} - Vol_{Turb} - Derr_{TS} = \Delta V_{TS} \dots (4)$$

Donde:

| | |
|-----------------|--|
| Ent_{Bomb} | Volumen de Entrada al Tanque Superior por bombeo, (hm ³) |
| $Evap_{TS}$ | Volumen de evaporación en el Tanque Superior, (hm ³) |
| Vol_{Turb} | Volumen Turbinado del tanque superior hacia el embalse, (hm ³) |
| $Derr_{TS}$ | Volumen derramado del Tanque superior, (hm ³) |
| ΔV_{TS} | Variación del volumen almacenado en el tanque superior, (hm ³) |

Al final del ciclo bombeo-generación, el volumen que se tomó para alimentar al Rebombeo es restituido al embalse, considerando las pérdidas por evaporación.

Para el caso de los derrames, se considera que todo volumen excedente que se presente respecto al NAMO de cualquiera de los tanques (inferior o superior) deberá restituirse al embalse, con lo anterior se asegura no afectar el funcionamiento histórico del embalse.

Es importante señalar que esta simulación restringe la operación del bombeo en el tanque inferior a que se cumpla con el llenado hasta su NAMINO, garantizando de esta forma la sumergencia requerida. El cálculo de la sumergencia mínima para accionar el bombeo evita el efecto de cavitación en el equipo mecánico, de acuerdo con la expresión de la Altura Neta de Succión Positiva ([Muñico, 2020](#)).

Así mismo ocurre con la operación de la turbina en el tanque superior, esta comienza su operación hasta que se asegure el llenado a su nivel de NAMINO.

El siguiente paso es calcular la energía que se consume para alimentar el equipo de bombeo, así como la energía eléctrica producida y sus respectivas potencias (MW) a nivel horario.

Para ello, y de acuerdo con las cargas hidráulicas (niveles) que se presentan a cada hora, se utilizaron las expresiones de potencia energética:

Potencia de la bomba:

$$Pot_{Bomb} = \frac{\rho * g * Q_b * H_b}{\eta} \dots (5)$$

Donde:

| | |
|--------------|---|
| Pot_{Bomb} | Potencia del equipo de bombeo, (kW) |
| ρ | Densidad del agua, (1,000 kg/m ³) |
| g | Aceleración de la gravedad, (9.81 m/s ²) |
| Q_b | Gasto bombeado, (m ³ /s) |
| H_b | Carga hidráulica de bombeo, (m) |
| η | Eficiencia del equipo electromecánico, (85%, IHA, 2021a) |

Potencia de la turbina:

$$Pot_{Turb} = \rho * g * Q_t * H_t * \eta \dots (6)$$

Donde:

| | |
|--------------|---|
| Pot_{Turb} | Potencia de la Turbina, (kW) |
| ρ | Densidad del agua, (1,000 kg/m ³) |
| g | Aceleración de la gravedad, (9.81 m/s ²) |
| Q_t | Gasto Turbinado, (m ³ /s) |
| H_t | Carga hidráulica por turbinar, (m) |
| η | Eficiencia del equipo electromecánico, (85%, IHA, 2021a) |

De acuerdo con la ecuación fundamental de la energía en sistemas hidráulicos a presión, se consideraron las pérdidas de energía locales debidas a la configuración de la conducción, ya sea al momento de bombear o en el caso de turbinar, donde se considera un factor debido a la geometría por la carga de velocidad ([White, 2011](#)); también fueron tomadas en cuenta las pérdidas de energía dinámicas con ayuda de las expresiones de Darcy – Weisbach y el número de Manning ([Jiménez, 2015](#)), con ello, se establece la fricción en las paredes de la conducción, por lo tanto, se utilizó la siguiente expresión:

$$H_f = \frac{f * V^2 * L}{2g * D} \dots (7)$$

Donde:

| | |
|------------------|--|
| Hf | Pérdidas de energía por fricción a lo largo de toda la conducción, (m) |
| f | Factor de fricción - $f = \frac{12.7 * g * n^2}{D^{\frac{5}{2}}}$ |
| g | Aceleración de la gravedad, (9.81 m/s ²) |
| n | Numero de Manning, (m ^{1/6}) |
| D | Diámetro de la tubería, (m) |
| $\frac{v^2}{2g}$ | Carga de velocidad, (m) |
| L | Longitud de la conducción, (m) |

3.4. Optimización al horario de operación del Rebomleo

Esta herramienta de simulación tiene como objetivo asimilar las variaciones en la demanda y los comportamientos hidrológicos estacionales. Para ello, primero se modela el funcionamiento de los embalses, donde se supone que los efectos hidrológicos de la cuenca ya están incluidos en los caudales de entrada al embalse. De igual forma ocurre con el comportamiento de la demanda, donde al utilizar precios marginales locales (PML) se consideran las variaciones a lo largo de un periodo definido.

Se optimiza la política de operación para diferentes escenarios donde se proponen bloques de generación que toman en cuenta el precio de energía que se presenta a cada hora, con el objetivo de encontrar el momento adecuado para la compra y venta de energía.

La plataforma utilizada para desarrollar la herramienta y realizar la simulación de la operación de los tanques hidráulicos y su posterior optimización fue a través de Microsoft Excel y la implementación de Macros.

Este modelo podría replicarse a todas aquellas centrales hidroeléctricas del país que fueron candidatas para la instalación de Rebomleo en sus embalses. El trabajo de esta tesis se enfoca a un caso de estudio.

El diagrama de flujo de la Figura 3-8 muestra en forma esquemática, la metodología utilizada para optimizar los horarios de bombeo y generación.

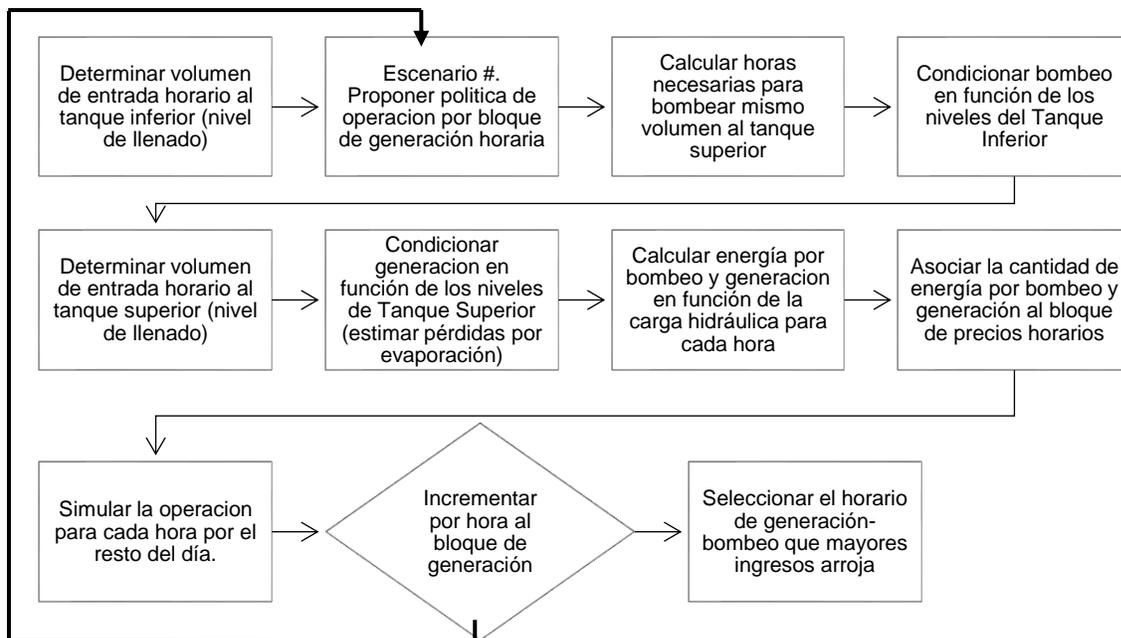


Figura 3-8 Metodología de optimización a la política de operación
Elaboración propia.

Este proceso permite determinar las horas en que se bombea y las horas en que se turbinada, buscando maximizar los ingresos, que se conforman por el diferencial entre vender y comprar energía eléctrica de acuerdo con los escenarios establecidos.

La función objetivo que se propone tiene la siguiente forma (ver ecuación 8), donde las sumas van de $t = 0$ a $t = n$, y los términos son función de t , que va desde la hora 1 del día 01/01/2018 a la hora 23 del 31/12/2020.

$$FO = \text{Max} \left(\sum_{t_0=1}^{t=n} E_{turb} * PML_n - \sum_{t_0=1}^{t=n} E_{bomb} * PML_n \right) \dots (8)$$

Donde:

| | |
|------------|---|
| FO | Función objetivo |
| E_{turb} | Energía turbinada en el bloque de horas n , (MWh) |
| E_{bomb} | Energía bombeada en el bloque de horas n , (MWh) |
| PML_n | Precio de energía en cada hora n , (USD/MWh) |

El modelo que simula la operación del Rebombado deja fijo el bloque horario de generación de acuerdo con el periodo propuesto, que va desde 1 hora hasta 9 horas; posteriormente, se calculan las horas de bombeo necesarias para que el mismo volumen alimente el tanque superior y completar de esta manera el ciclo bombeo-generación.

Es necesario restringir también en este modelo y como se argumentó previamente, los niveles mínimos y máximos para su operación, así como la condicionante de no operar simultáneamente el bombeo y la generación.

Las restricciones anteriores se expresan en las ecuaciones de la 9 a la 12:

$$0 \leq time_{pump} \leq 23 \text{ h} \quad \text{if} \quad Elev_{TI} \geq NAMINO_{TI} \dots (9)$$

$$time_{pump} = 0, \quad \text{if} \quad Elev_{TI} \leq NAMINO_{TI} \quad \text{or} \quad Elev_{TS} \geq NAMO_{TS} \dots (10)$$

$$0 \leq time_{Turbine} \leq 9 \text{ h} \quad \text{if} \quad Elev_{TS} \geq NAMINO_{TS} \dots (11)$$

$$time_{Turbine} = 0, \quad \text{if} \quad Elev_{TS} \leq NAMINO_{TS} \quad \text{or} \quad time_{pump} \neq 0 \dots (12)$$

Donde:

| | |
|------------------|--|
| $time_{Pump}$ | Tiempo de operación del equipo de bombeo, (horas) |
| $time_{Turbine}$ | Tiempo de operación del equipo de turbinado, (horas) |
| $Elev_{TI}$ | Nivel del Tanque Inferior, (msnm) |
| $Elev_{TS}$ | Nivel del Tanque Superior, (msnm) |
| $NAMINO_{TI}$ | Nivel de Aguas Mínimo de Operación Tanque Inferior, (msnm) |
| $NAMO_{TI}$ | Nivel de Aguas Máximo de Operación Tanque Inferior, (msnm) |
| $NAMINO_{TS}$ | Nivel de Aguas Mínimo de Operación Tanque Superior, (msnm) |
| $NAMO_{TS}$ | Nivel de Aguas Máximo de Operación Tanque Superior, (msnm) |

De acuerdo con los horarios óptimos que definen la política de operación, el modelo reporta el indicador de *relación de energía* entre generar y bombear electricidad (G/B) representado por la ecuación 13, así como el volumen total derramado (ecuación 14).

Relación de energía:

$$\frac{G}{B} = \frac{\sum_{t_0=1}^{t=n} E_{turb}}{\sum_{t_0=1}^{t=n} E_{bomb}} \dots (13)$$

Donde:

| | |
|------------|---|
| E_{turb} | Energía turbinada por el bloque de horas n, (MWh) |
| E_{bomb} | Energía bombeada por el bloque de horas n, (MWh) |

Derrames:

$$Vertido = \sum_{t_0=1}^{t=n} Derr_{TS} \dots (14)$$

Donde:

| | |
|-------------|--|
| $Derr_{TS}$ | Volumen derramado del Tanque superior en el bloque n, (hm ³) |
|-------------|--|

3.5. Análisis Beneficio - Costo

El análisis beneficio - costo es el proceso mediante el cual los beneficios futuros obtenidos de los ingresos netos anuales por la compraventa de energía a nivel horario y los costos durante la etapa de construcción, operación y mantenimiento, determinan la rentabilidad de un proyecto una vez que se estimó la inversión inicial.

De esta manera, el análisis pone mayor énfasis en las proyecciones de ingresos y egresos, que al relacionarlos dan como resultado los Flujos Netos de Efectivo, valores que, al compararlos con la inversión inicial, permiten medir la rentabilidad del proyecto empleando los indicadores del Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Beneficio/Costo (B/C), así como el periodo de recuperación.

Se propone emplear los siguientes parámetros para realizar este análisis. Ver Tabla 3-4.

Tabla 3-4 Parámetros análisis beneficio – costo
 Fuente: Elaboración propia

| Parámetros análisis beneficio - costo | | | |
|---------------------------------------|--------|-------|---|
| Parámetros | Unidad | Valor | Nota |
| Tasa interés | % | 10% | Propuesta para proyectos de infraestructura secretaria de Hacienda (SHCP) |
| Horizonte evaluación | Años | 80 | Propuesta para proyecto hidroeléctrico |
| Vida útil | Años | 80 | IHA, (2021) . Working Paper |

4. RESULTADOS

En este capítulo se expone la estimación del potencial de los Rebombes en los sitios candidatos y se desarrolla un caso de estudio para ser sometido a un análisis de costo beneficio en función de su política de operación.

Partiendo del principio de conservación de la energía, se demuestra que para bombear el agua a un embalse superior debe usarse más energía que la que posteriormente se genera, ya que, en el proceso, siempre se pierde energía por la conversión, por el transporte, por la evaporación de agua, etc.

Se tienen entonces que optimizar los tiempos de bombeo y generación de manera que se bombee agua en las horas de menor consumo, conocidas como horas valle (de menor demanda); y se genere energía en los momentos de mayor exigencia, en las horas punta (de mayor demanda).

4.1. Identificación del potencial posible de rebombes

Con la información del subcapítulo 3.2. Identificación de criterios para seleccionar sitios candidatos, se realizó la identificación del potencial posible a instalar sobre los embalses existentes de la CFE. Del análisis preliminar se identificaron 16 centrales a equiparse con un Rebombeo sobre su embalse.

La Figura 4-1 muestra las capas de información que se consideraron para seleccionar la mejor ubicación del tanque superior, considerando una distancia de 5 km a la redonda de zonas protegidas como áreas naturales protegidas (ANP), sitios RAMSAR, zonas urbanas, zona de conservación de las aves, zonas indígenas y zonas arqueológicas, las cuales pudieran implicar algún riesgo. Este ejercicio se realizó para las 60 ubicaciones de este potencial posible.



Figura 4-1 Capas a considerar para seleccionar la ubicación del tanque superior
Elaboración propia.

Primero se definió la ubicación del tanque superior, de acuerdo con los criterios del subcapítulo 3.2; en segundo lugar, se determinó la potencia a instalar para el rebombado, suponiendo una capacidad menor al 30% de la capacidad instalada en la central hidroeléctrica.

El tercer paso consistió en aprovechar el volumen útil, tomando la diferencia de volúmenes entre los niveles del NAMO y NAMINO de la presa, posteriormente, se verificó esta disponibilidad con información pública de Seguridad de Presas ([CONAGUA, 2022c](#)).

Para llenar los tanques hidráulicos, se estimó el volumen por aprovechar con menos del 1% del volumen útil de la presa y se ajustó en función de la superficie propuesta: 10 hectáreas cuando el volumen útil del embalse es de más de 1,000 hm³, y 7.5 hectáreas cuando es menor.

Una vez definida esta área o superficie del tanque superior, se calculó el volumen que requieren los tanques hidráulicos, multiplicándose por la profundidad propuesta de 30 m. Por último, se verificó que la densidad de potencia sea mayor a 10 W/m².

En la Tabla 4-1, se presenta el resultado del potencial obtenido para los 16 embalses que resultaron candidatos, donde se tomó como base que la capacidad a instalar sea menor o igual que el 30 % la potencia de la presa de CFE.

Tabla 4-1 Determinación del potencial posible de Rebombeo en México
Elaboración propia

| No. | Nombre | Cap. Hidro (MW) | Volumen útil (hm ³) | Potencia Rebombeo (MW) | % vol. aprovechar | Vol. requerido (hm ³) | Superficie (ha) | Densidad Potencia (> 10 W/m ²) |
|-----------|----------------|-----------------|---------------------------------|------------------------|-------------------|-----------------------------------|-----------------|--|
| 1 | La Angostura | 900 | 13,169 | 270.0 | 0.023% | 3.00 | 10.00 | 2,700 |
| 2 | Malpaso | 1,080 | 12,373 | 324.0 | 0.024% | 3.00 | 10.00 | 3,240 |
| 3 | Infiernillo | 1,160 | 9,340 | 348.0 | 0.032% | 3.00 | 10.00 | 3,480 |
| 4 | Temascal | 354 | 6,901 | 106.2 | 0.043% | 3.00 | 10.00 | 1,062 |
| 5 | Aguamilpa | 960 | 5,540 | 288.0 | 0.054% | 3.00 | 10.00 | 2,880 |
| 6 | El Humaya | 90 | 3,039 | 27.0 | 0.099% | 3.00 | 10.00 | 270 |
| 7 | El Novillo | 135 | 2,833 | 40.5 | 0.106% | 3.00 | 10.00 | 405 |
| 8 | Raúl j. Marsal | 100 | 2,510 | 30.0 | 0.120% | 3.00 | 10.00 | 300 |
| 9 | Huites | 422 | 2,265 | 126.6 | 0.132% | 3.00 | 10.00 | 1,266 |
| 10 | El Cajón | 750 | 1,605 | 225.0 | 0.187% | 3.00 | 10.00 | 2,250 |
| 11 | Bacurato | 92 | 1,462 | 27.6 | 0.205% | 3.00 | 10.00 | 276 |
| 12 | La Yesca | 750 | 1,392 | 225.0 | 0.216% | 3.00 | 10.00 | 2,250 |
| 13 | Zimapán | 292 | 710 | 87.6 | 0.317% | 2.25 | 7.50 | 1,168 |
| 14 | Caracol | 600 | 630 | 180.0 | 0.357% | 2.25 | 7.50 | 2,400 |
| 15 | Chicoasén | 2,400 | 572 | 720.0 | 0.393% | 2.25 | 7.50 | 9,600 |
| 16 | Santa Rosa | 70 | 348 | 21.0 | 0.647% | 2.25 | 7.50 | 280 |

4.1.1. Disponibilidad hídrica

Con la intención de garantizar la disponibilidad hídrica y que se logre sin contratiempos el primer llenado, se estimó el gasto de diseño para el caso más desfavorable (el gasto de bombeo), para el cual, se propuso una carga hidráulica (Hb) de 300 m y una eficiencia (η) del 85%. Por lo que, de la ecuación (5), se despejó el Gasto de bombeo.

$$Pot_{Bomb} = \frac{\rho * g * Qb * Hb}{\eta} \dots (5)$$

Donde:

| | |
|--------------|---|
| Pot_{Bomb} | Potencia del equipo de bombeo, (kW) |
| ρ | Densidad del agua, (1,000 kg/m ³) |
| g | Aceleración de la gravedad, (9.81 m/s ²) |
| Qb | Gasto bombeado, (m ³ /s) |
| Hb | Carga hidráulica de bombeo, (m) |
| η | Eficiencia del equipo electromecánico, (85%, IHA, 2021a) |

Continuando con el análisis de disponibilidad hídrica, se obtuvo el Volumen de Esguerrimiento Medio Anual (VEMA), el cual corresponde al volumen por cuenca propia que escurrir hasta el embalse de cada presa ([CONAGUA, 2022c](#)). Este volumen se convierte en el gasto de entrada promedio dividiéndose entre los segundos de un año.

Al comparar el gasto de diseño para bombeo con el gasto de entrada promedio al embalse se verifica la disponibilidad hídrica para el rebombeo, ya que, en los 16 casos, el gasto de entrada promedio es mayor, como se muestra en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2 Gasto de diseño contra gasto de entrada promedio al embalse
Elaboración propia

| No. | Nombre | Potencia Rebombeo (MW) | Carga propuesta Hb (m) | VEMA (hm ³ /año) | Gasto de entrada promedio (m ³ /s) | Gasto de diseño Qb (m ³ /s) | (%) |
|-----------|----------------|------------------------|------------------------|-----------------------------|---|--|-------------|
| 1 | La Angostura | 270.0 | 300 | 11,824 | 375 | 78 | 481% |
| 2 | Malpaso | 324.0 | 300 | 19,000 | 602 | 94 | 644% |
| 3 | Infiernillo | 348.0 | 300 | 15,000 | 476 | 101 | 473% |
| 4 | Temascal | 106.2 | 300 | 7,830 | 248 | 31 | 809% |
| 5 | Aguamilpa | 288.0 | 300 | 6,950 | 220 | 83 | 265% |
| 6 | El Humaya | 27.0 | 300 | 1,807 | 57 | 8 | 735% |
| 7 | El Novillo | 40.5 | 300 | 2,458 | 78 | 12 | 666% |
| 8 | Raúl j. Marsal | 30.0 | 300 | 1,380 | 44 | 9 | 505% |
| 9 | Huites | 126.6 | 300 | 4,267 | 135 | 37 | 370% |
| 10 | El Cajón | 225.0 | 300 | 3,326 | 105 | 65 | 162% |
| 11 | Bacurato | 27.6 | 300 | 1,340 | 42 | 8 | 533% |
| 12 | La Yesca | 225.0 | 300 | 3,088 | 98 | 65 | 151% |
| 13 | Zimapán | 87.6 | 300 | 982 | 31 | 25 | 123% |
| 14 | Caracol | 180.0 | 300 | 6,544 | 208 | 52 | 399% |
| 15 | Chicoasén | 720.0 | 300 | 11,824* | 375 | 208 | 180% |
| 16 | Santa Rosa | 21.0 | 300 | 2,558 | 81 | 6 | 1337% |

En el caso de Chicoasén, según el Sistema de Seguridad de Presas ([CONAGUA, 2022c](#)), el VEMA es de apenas 1,347 hm³/año, por lo que, para estimar el volumen por aprovechar del Rebombeo de Chicoasén y aumentar así su potencia de rebombeo, se consideró el mismo VEMA de Angostura.

Por último, en la Tabla 4-3 se muestra el tiempo requerido para el llenado total del tanque superior.

Tabla 4-3 Periodos de 6 horas para llenado total del tanque superior
Elaboración propia

| No. | Nombre | Potencia Rebombéo (MW) | % vol. aprovechar | Vol. requerido (hm ³) | Gasto de diseño Qb (m3/s) | Tiempo para el llenado total (horas) |
|-----------|----------------|------------------------|-------------------|-----------------------------------|---------------------------|--------------------------------------|
| 1 | La Angostura | 270.0 | 0.023% | 3.00 | 78 | 10.69 |
| 2 | Malpaso | 324.0 | 0.024% | 3.00 | 94 | 8.91 |
| 3 | Infiernillo | 348.0 | 0.032% | 3.00 | 101 | 8.29 |
| 4 | Temascal | 106.2 | 0.043% | 3.00 | 31 | 27.17 |
| 5 | Aguamilpa | 288.0 | 0.054% | 3.00 | 83 | 10.02 |
| 6 | El Humaya | 27.0 | 0.099% | 3.00 | 8 | 106.86 |
| 7 | El Novillo | 40.5 | 0.106% | 3.00 | 12 | 71.24 |
| 8 | Raúl j. Marsal | 30.0 | 0.120% | 3.00 | 9 | 96.18 |
| 9 | Huites | 126.6 | 0.132% | 3.00 | 37 | 22.79 |
| 10 | El Cajón | 225.0 | 0.187% | 3.00 | 65 | 12.82 |
| 11 | Bacurato | 27.6 | 0.205% | 3.00 | 8 | 104.54 |
| 12 | La Yesca | 225.0 | 0.216% | 3.00 | 65 | 12.82 |
| 13 | Zimapán | 87.6 | 0.317% | 2.25 | 25 | 24.70 |
| 14 | Caracol | 180.0 | 0.357% | 2.25 | 52 | 12.02 |
| 15 | Chicoasén | 720.0 | 0.393% | 2.25 | 208 | 3.01 |
| 16 | Santa Rosa | 21.0 | 0.647% | 2.25 | 6 | 103.05 |

De esta manera se estimó el potencial de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo a instalar en los embalses de la CFE, acumulando una capacidad total de 3,047 MW las cuales se garantizó utilicen menos del 1% del volumen útil disponible.

La Figura 4-2, muestra un mapa con la ubicación de los 16 sitios de Rebombéo como potencial a desarrollar sobre los embalses de CFE que resultaron de esta identificación.

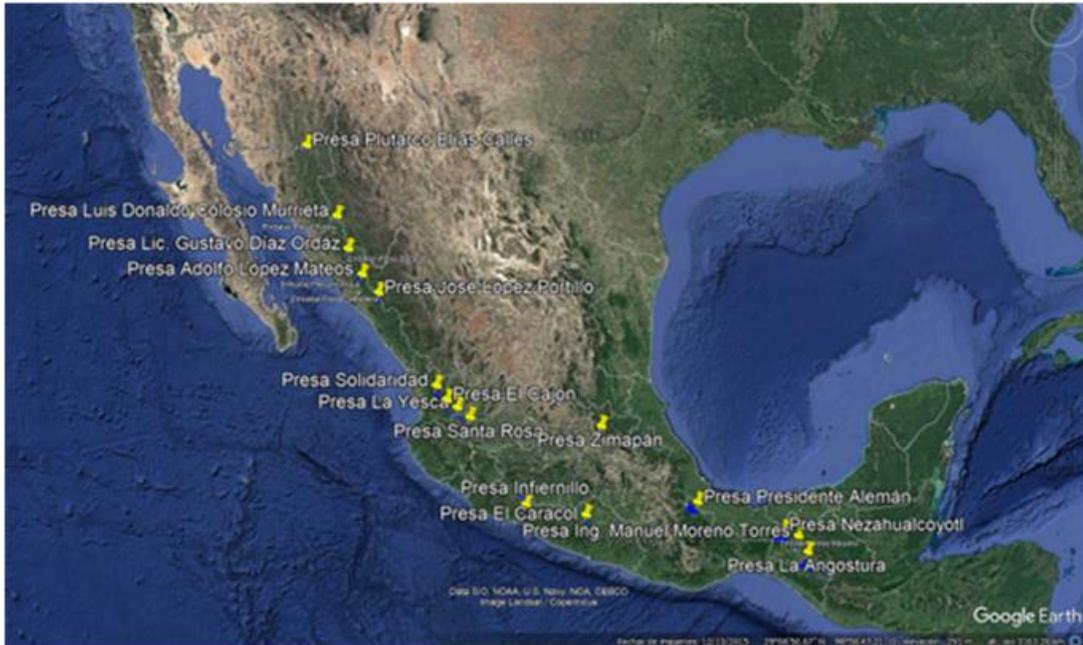


Figura 4-2 Resultado del potencial de Rebombeo sobre los embalses de CFE
 Elaboración propia con Google Earth

Para el cálculo de la energía que se podría generar y consumir con estas 16 centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo, se propuso una operación teórica en modo turbina (generación) por 7 horas y se calcularon las horas para vencer el desnivel de 300 m propuesto anteriormente, considerando bombear el mismo volumen que se turbinó. La Tabla 4-4, muestra el resumen de este cálculo:

Tabla 4-4 Potencial a instalar y energía teórica adicional requerida
 Elaboración propia

| | | |
|-----------------------------|--------------|-----------|
| Potencial a Instalar | 3,047 | MW |
| Modo Turbina | | |
| Horas de operación | 7 | |
| Eficiencia(η t) | 85% | |
| Factor de Planta | 29.17% | |
| Modo Bomba | | |
| Horas de operación | 9.69 | |
| Eficiencia (η b) | 85% | |
| Factor de Planta | 40.37% | |

Relación de energías como turbina y como bomba.

| | | |
|------------------------------|-------|---------|
| Energía producida (Turbina)= | 6,616 | GWh/año |
| Energía consumida (Bomba)= | 9,157 | GWh/año |

Energía adicional requerida (para llenar tanque superior) = **38.41%**

De esta forma, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se identificaron 16 centrales hidroeléctricas de la CFE con potencial de transformarse en centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo.
- Se identificó como mejor opción, construir solamente el tanque superior en alguna elevación importante cercana al embalse para aprovechar la infraestructura existente, considerando criterios y restricciones socioambientales.
- La capacidad total de estos 16 Rebombes suman 3,047 MW, equivalentes al 24.2% de la capacidad hidroeléctrica instalada actualmente.
- Si se agruparan todos los rebombes:
 - El total de volumen hídrico calculado para llenar todos los tanques superiores sería de 45 hm³.
 - Se requeriría de una superficie total del orden de 150 hectáreas. Se propusieron tanques de regulación de forma rectangular.
 - Con este potencial, se generarían 6,616 GWh/año en 7 horas de operación al día propuestos, en modo turbina.
 - Para la operación en modo bombeo se necesitarían de 9.69 horas para subir el mismo volumen turbinado, y se estarían consumiendo más de 9,157 GWh/año.

4.2. Análisis teórico de un sistema de Rebombéo

Un ejemplo que ilustra la aplicación de la *ecuación de la energía* para obtener la potencia requerida para bombear y la potencia para turbinar es el presentado por Frank M. White en su libro de mecánica de fluidos ([White, 2011](#)); a continuación, se detalla su enunciado y su solución.

“El sistema bomba-turbina de la Figura 4-3, hace fluir agua desde el depósito superior durante el día para producir energía y abastecer una ciudad. En la noche, se bombea agua desde el depósito inferior al superior para restaurar la condición inicial. Para un gasto de diseño de $26.89 \text{ m}^3/\text{s}$ en cualquier dirección la carga de pérdida por fricción es 5 m y una eficiencia total (η) de 85% .”

- A) Estime la potencia en kW para la turbina.
 B) Estime la potencia en kW para la bomba”

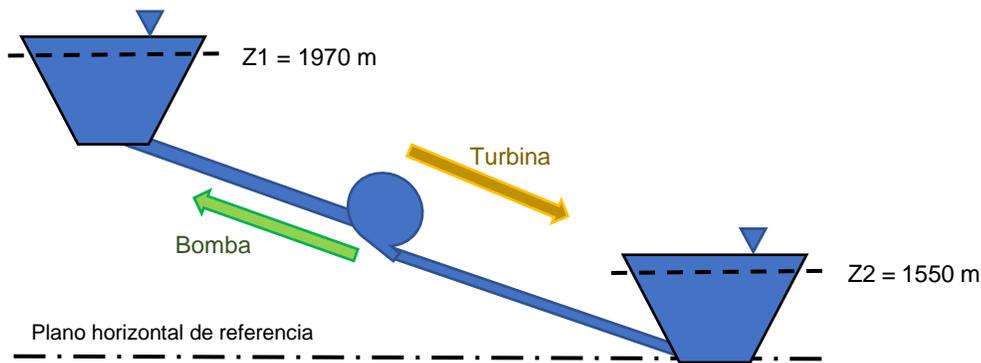


Figura 4-3 Esquema de Rebombéo
 Elaboración propia, tomada de Mecánica de Fluidos ([White, 2011](#))

Solución:

Utilizando la *ecuación de la energía* entre los dos depósitos a superficie libre, se tiene:

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 + h_f + h_s \quad \dots (16)$$

$$h_s = \begin{cases} h_t & \text{Turbina} \\ -h_b & \text{Bomba} \end{cases} \quad \dots (17)$$

Donde: $P_{atm} = P_1 = P_2$; $V_1 \doteq 0$; $V_2 \doteq 0$

Por lo que la ecuación 16 se simplifica a:

$$Z_1 = Z_2 + h_f + h_s$$

A) Para la turbina

$$1970 = 1550 + 5 + h_t; \quad h_t = 415 \text{ m}$$

$$Pot_t = \gamma Q h_t \eta = 93,052 \text{ kW}$$

B) Para la bomba

$$1550 = 1970 + 5 - h_b; \quad h_b = 425 \text{ m}$$

$$Pot_b = \gamma Q h_b / \eta = 131,895 \text{ kW}$$

Este ejercicio permite demostrar que para recircular el mismo volumen de agua por el sistema de rebombeo se requiere de más potencia para “alcanzar” la carga de posición (Z1) considerando las pérdidas por fricción y venciendo el desnivel. La potencia para bombear aumentó en un 41.74%, con respecto a la potencia por turbinar que resultó de 93,052 kW.

Tomando como base este ejercicio académico, se planteó en este trabajo de investigación el mismo concepto de *ecuación de la energía* al momento de recircular un volumen de agua desde un embalse a un tanque superior, con la condición de utilizar la misma potencia para el sistema de rebombeo, por lo tanto, el tiempo es la variable independiente que se analiza en esta tesis.

4.3. Caso de estudio. Central hidroeléctrica Zimapán

Se seleccionó el sitio C.H. Zimapán como caso de estudio para desarrollar su predimensionamiento, así como la política de operación horaria que hace máximos los beneficios económicos, debido a que dicho sitio presentó las mejores condiciones con respecto a su ubicación, ya que su embalse encañonado permite conectar la tubería presurizada a una menor longitud y el tanque superior no se encuentra sobre alguna zona de riesgo,

La Presa Zimapán se construyó en 1995 para la generación de energía eléctrica por parte de la CFE, el embalse tiene una superficie aproximada de dos mil trescientas hectáreas y se alimenta principalmente con aguas residuales, se localiza dentro de la cuenca del río Moctezuma en las coordenadas $90^{\circ}30'$ longitud oeste y a los $20^{\circ}40'$ de latitud norte, ver Figura 4-4.

La central hidroeléctrica registra la mayor potencia instalada entre las plantas que cuentan con turbinas Pelton en México. Está equipada con dos unidades generadoras de 146 MW cada una, que en promedio producen 1,300 GWh/año.

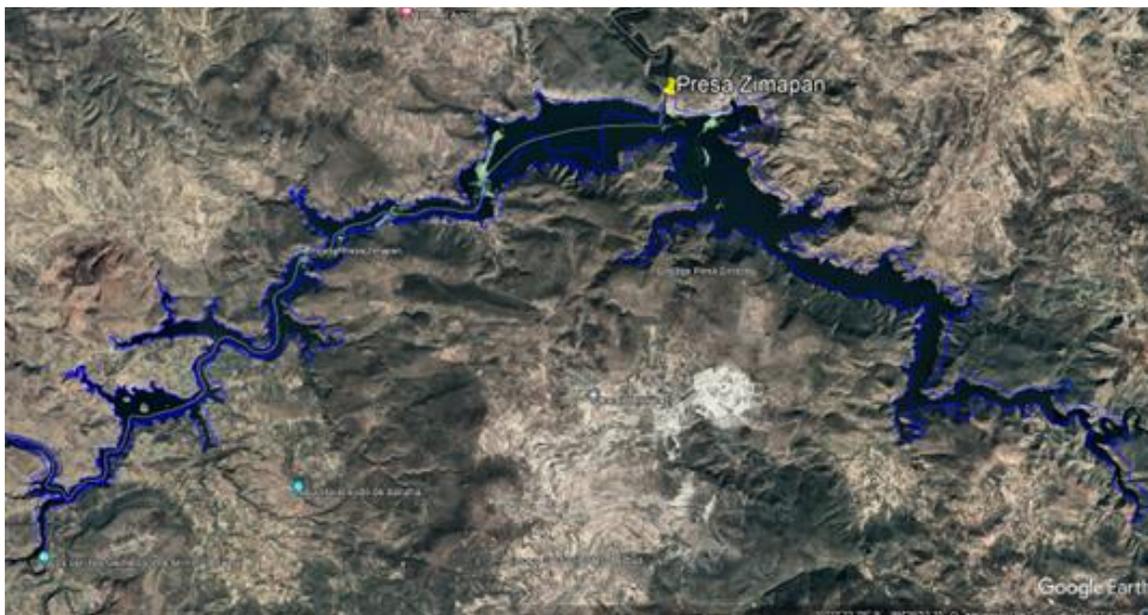


Figura 4-4 Ubicación del embalse, presa Zimapán
Elaboración propia con Google Earth

De acuerdo con el SIATL ([INEGI, 2022](#)) la zona del embalse se encuentra en la Región hidrológica 26 Pánuco, formando parte de la subcuenca del Río Moctezuma; como se observa en la Figura 4-5 el embalse se conforma por dos subcuencas la del

río San Juan que corre de Oeste a Este y la subcuenca del río Tula, que se aproxima de Este a Oeste.

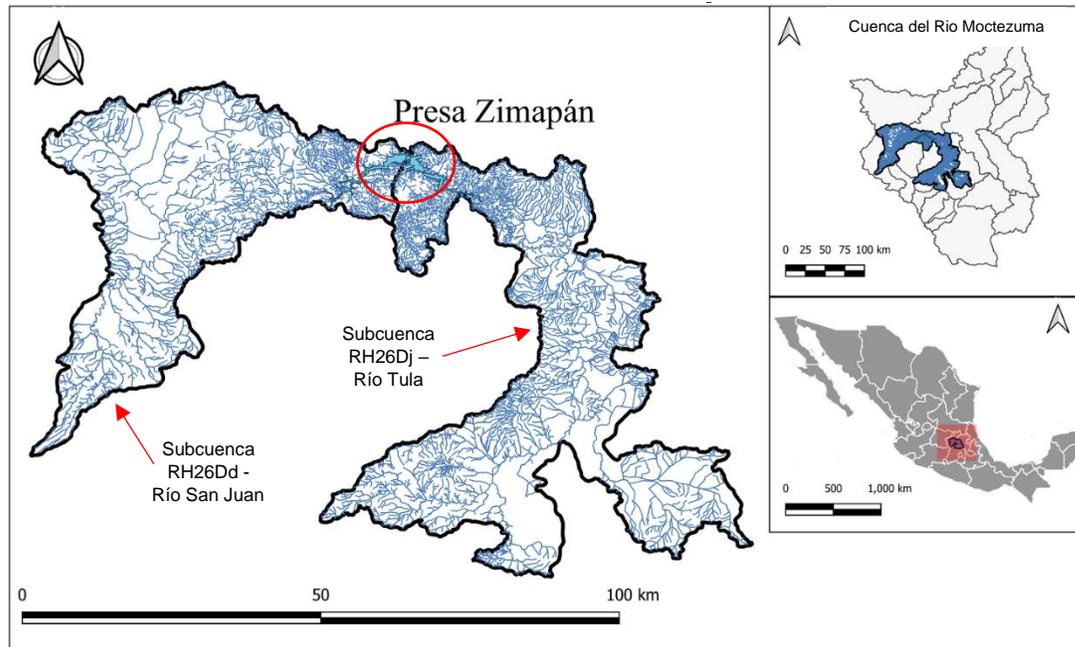


Figura 4-5 Subcuencas en la presa Zimapán
Elaboración propia con QGIS

La Figura 4-6 muestra fotografías de la cortina tomadas desde el embalse, se aprecia que la zona es sumamente encañonada.



Figura 4-6 Vista de la cortina aguas arriba, de la presa Zimapán
Fuente: tomado de internet

La Figura 4-7 muestra fotografías aéreas de todo el embalse y de la cortina en arco.



Figura 4-7 Vista de la cortina y foro área del embalse Zimapán
 Fuente: tomado de internet

La Tabla 4-5 muestra un resumen de los principales parámetros hidrológicos correspondiente al embalse de Zimapán y la Tabla 4-6 presenta las características de la presa, la cual está conformada por una cortina Arco bóveda de concreto.

Tabla 4-5 información hidrológica de Zimapán

Elaboración propia con información Seguridad de presas (CONAGUA, 2022c)

| Información hidrológica | |
|----------------------------------|--------------------------------|
| Río | Moctezuma |
| Cuenca | Pánuco |
| Área de la cuenca del río Pánuco | 84.956 km ² |
| Área de la cuenca hasta Zimapán | 11, 869 km ² |
| Escorrentamiento medio anual | 982 millones de m ³ |
| Volumen medio mensual escurrido | 81.8 millones m ³ |
| Gasto medio | 31.3 m ³ /s |

Tabla 4-6 Características físicas de la presa Zimapán

Elaboración propia con información Seguridad de presas (CONAGUA, 2022c)

| Características de la presa | |
|-----------------------------|-------------------------|
| Tipo | Arco bóveda de concreto |
| Elevación de la cortina | 1565 msnm |
| Longitud de la cortina | 115 m |
| Altura total del desplante | 207 m |
| Volumen de concreto | 220,000 m ³ |
| Nivel de Desplante | 1,362 msnm |
| Bordo libre | 2 m |

Como se puede apreciar, esta presa es de gran envergadura ya que tiene una altura total de 207 m, una capacidad instalada de 292 MW y un escurrimiento medio anual de 982 hm³.

La Tabla 4-7, muestra las dimensiones del vaso de almacenamiento o embalse de la presa Zimapán, estos valores permitieron suponer que en este gran embalse se instalará el tanque inferior, que estará sujeto en todo momento a los volúmenes de entrada a la presa.

Para cuidar y respetar en todo momento la operación convencional de C.H. Zimapán, el rebombeo tomará menos del 1% de su volumen útil para elevarlo al tanque superior, pero al final del día, este volumen se reintegrará al embalse.

Tabla 4-7 Elevaciones Capacidades y áreas del vaso de Zimapán
 Elaboración propia con información Seguridad de presas (CONAGUA, 2022c)

| Vaso de almacenamiento | | | |
|--|--------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| | Elevaciones (msnm) | Capacidad (Millones m ³) | Áreas (km ²) |
| NAMINO | 1520 | 680 | 13.0 |
| NAMO | 1569 | 1360 | 21.8 |
| NAME | 1563 | 1426 | 22.9 |
| Capacidad para azolves | | 250 | |
| Capacidad útil NAMO-NAMINO | | 680 | |
| Capacidad para control de avenidas NAME-NAMO | | 66 | |

4.3.1. Selección y ubicación del Rebombero Zimapán

Los sistemas de Rebombero a nivel conceptual del subcapítulo 4.1. Identificación del potencial posible de rebombos, se dimensionaron en función del recurso hídrico disponible y bajo el planteamiento de utilizar menos del 1% del volumen útil de la presa, que será el volumen requerido para ser recirculado por los tanques hidráulicos inferior a superior y su posterior dimensionamiento.

Se emplearon los criterios de ubicación y disponibilidad para determinar el sistema de almacenamiento por Rebombero como resultado a las revisiones de la literatura sobre evaluaciones de la tecnología y mejores prácticas a nivel internacional y nacional.

El objetivo fue garantizar la generación de energía sin afectar la operación convencional de la instalación hidroeléctrica. Para ello se revisó el funcionamiento histórico de la presa existente en sus vertidos y variabilidad en el almacenamiento de su embalse (volumen y nivel).

Para el caso del Rebombero Zimapán, se montaron las capas de Áreas Naturales protegidas, Sitios RAMSAR, Áreas Urbanas, Áreas de importancia para la conservación de las aves, Áreas Indígenas y Zonas arqueológicas, demostrando que la ubicación propuesta para el Rebombero Zimapán no se contrapone a alguna de estas zonas de riesgo y así se mantiene por al menos 5 km a la redonda, ver Figura 4-8.

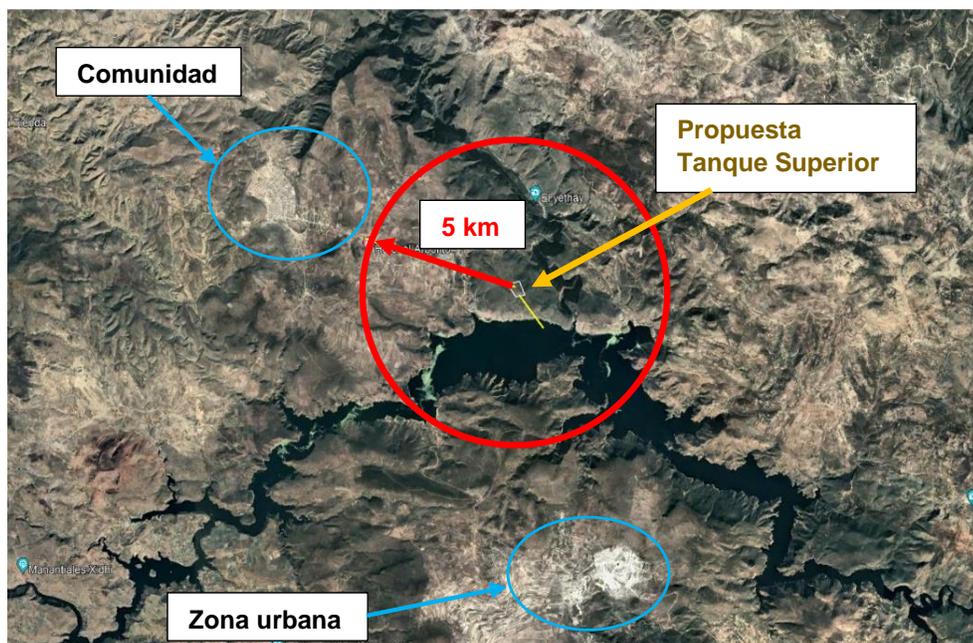


Figura 4-8 Propuesta de ubicación para el tanque superior
Elaboración propia con Google Earth

La ubicación propuesta del tanque superior es sobre margen izquierda a 700 m tierra adentro en línea recta y a una altura de 420 m, formando una pendiente de 60%, ver Figura 4-9 De esta manera se obtiene la longitud de 816.33 m para una tubería de acero. Esta presa presenta un buen “encañonamiento” por lo que supone un sitio idóneo para instalar el tanque superior del rebombeo.

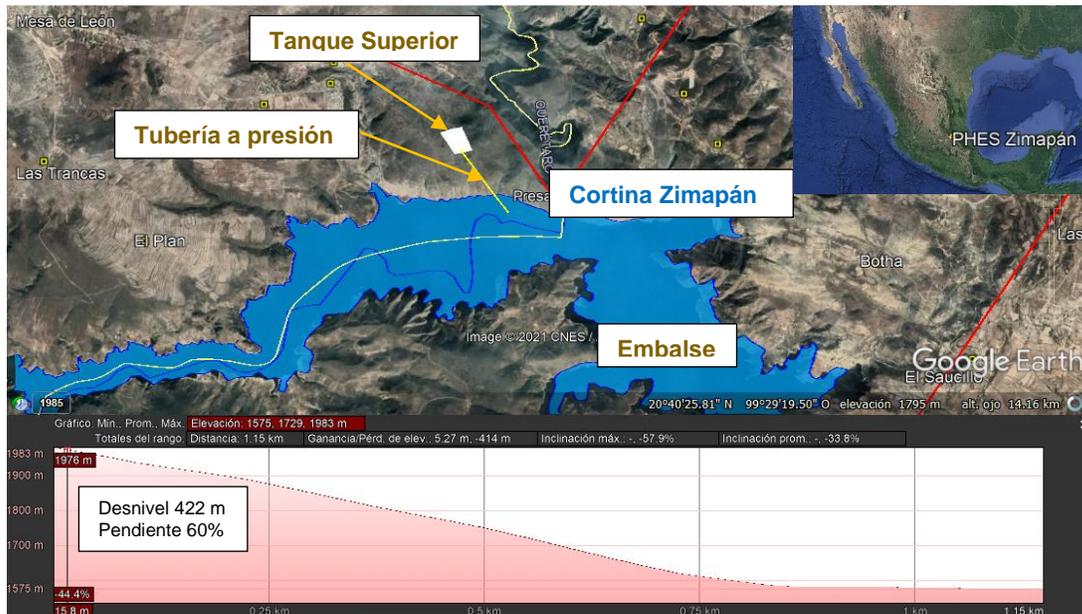


Figura 4-9 Representación de la ubicación en CH Zimapán
 Elaboración propia con Google Earth.

Adicionalmente, se consideraron los elementos en el entorno, con la intención de generar el menor impacto posible tanto ambiental como social. En particular, se identificó la línea de transmisión más próxima, así como el Área Natural Protegida (ANP) y la localidad Rural que estarían aledaños al proyecto. En la siguiente Tabla 4-8 se muestran las coordenadas del sitio y en la Tabla 4-9, la caracterización social y ambiental del Rebombeo Zimapán.

Tabla 4-8 Ubicación del Rebombeo Zimapán
 Fuente: Elaboración propia

| Nombre Rebombeo | Coordenadas Latitud | Coordenadas Longitud |
|-----------------|---------------------|----------------------|
| Zimapán | 20°40'08.94" N | 99°30'52.68" O |

Tabla 4-9 Caracterización de la ubicación al Rebomdeo Zimapán
 Fuente: Elaboración propia

| Línea Transmisión o Subestación | Distancia a Línea Transmisión (km) | Área Natural Protegida (ANP) | Distancia a ANP (km) | Localidad Rural | Distancia a Loc. Rural (km) |
|---|------------------------------------|--|----------------------|---|-----------------------------|
| Gerencia: Occidental Zona: San Juan del Río Línea de 230 kV | 1 | Nombre: Los Mármoles Último decreto: 08/09/1936 Hidalgo Municipios: Pacula, Jacala de Ledezma, Zimapán y Nicolás flores Superficie de decreto: 23,150 km ² Región: Centro y eje Neovolcánico | 25 | Campamento Mesa de León Clave: 0214 Municipio: 004 Estado: 22 Latitud: 20.6778 Longitud: -99.53166 | 5 |

De esta forma, el proyecto de Rebomdeo procuraría tener el menor impacto negativo posible, toda vez que se alojaría dentro de un sitio previamente impactado por la presa existente.

Para dimensionar el tanque hidráulico de regulación superior se tomó en cuenta el 0.317% del volumen útil de la presa Zimapán, correspondiente a 2.25 hm³; este dato resultó de un análisis previo que considera los límites de la densidad de potencia que permiten clasificar al Rebomdeo como generación renovable, con lo cual, se requiere de una superficie de 7.50 ha y una profundidad de 30 m, estableciendo de esta manera el dimensionamiento del tanque de regulación superior. Ver Figura 4-10.

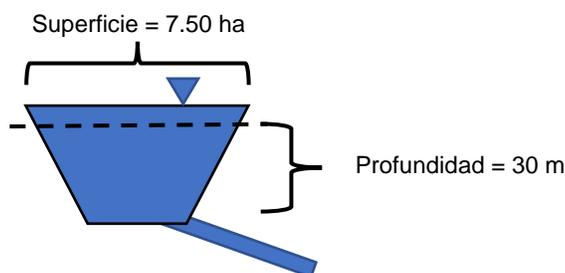


Figura 4-10 Dimensionamiento del tanque superior
 Elaboración propia.

Con estos valores la capacidad a instalar para el Rebomdeo resultó de 87.60 MW cumpliendo así, con el índice de generación renovable y quedando por debajo del 30 % de la potencia instalada en la central hidroeléctrica Zimapán.

4.3.2. Disponibilidad del recurso hídrico Zimapán

Con ayuda de los datos públicos disponibles en el BANDAS ([CONAGUA, 2022b](#)) se puede caracterizar la operación de la C.H. Zimapán, esta base de datos reporta valores diarios sobre elevaciones, almacenamiento, entradas totales al embalse y salidas totales con un periodo de tres años del 2000-2002.

En la Figura 4-11 y Figura 4-12 se muestra la evolución de los principales parámetros que caracterizan el funcionamiento de la presa Zimapán y su comportamiento promedio.

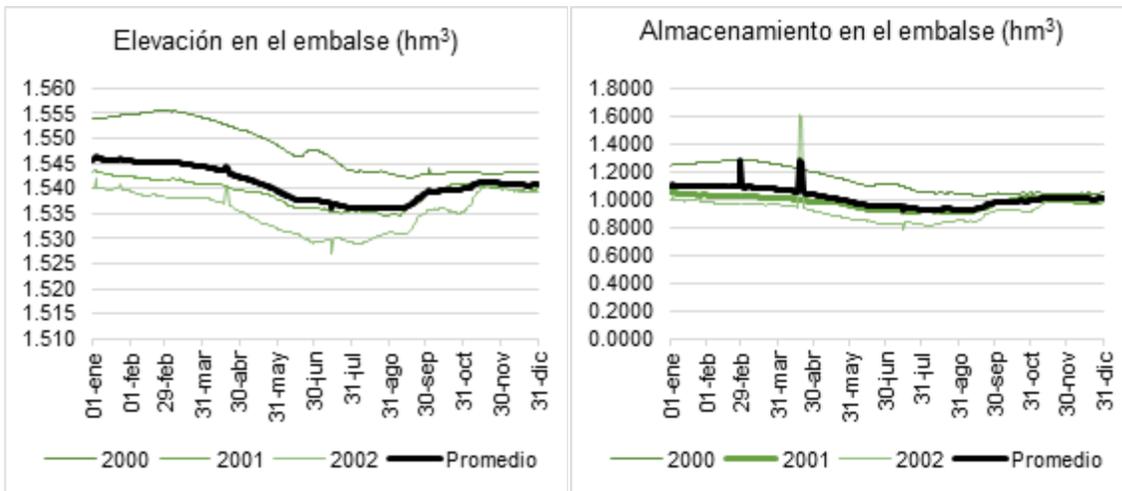


Figura 4-11 Elevaciones y almacenamiento en el embalse Zimapán (hm³)
 Fuente: Elaboración propia con información BANDAS [CONAGUA, 2022b](#)

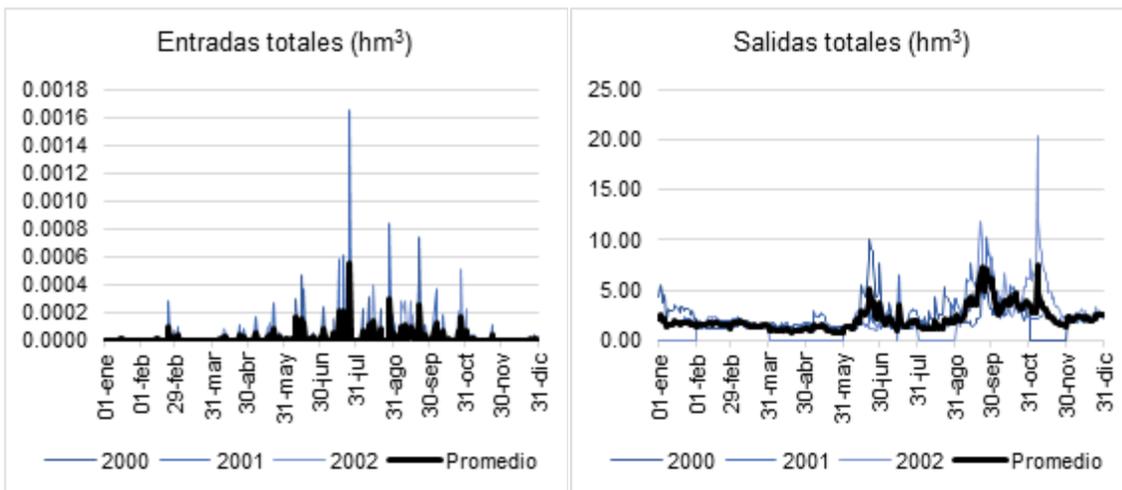


Figura 4-12 Entradas y salidas totales del embalse Zimapán
 Fuente: Elaboración propia con información BANDAS [CONAGUA, 2022b](#)

Si bien, estos registros obtenidos del BANDAS son a nivel diario, se requiere información más precisa preferentemente a nivel horario y más reciente, por este motivo la Comisión Federal de Electricidad interesada en conocer y analizar los resultados de esta investigación, compartió datos del volumen de entrada y niveles en el embalse de la presa Zimapán para el periodo 2018-2020 a nivel horario.

- *Volúmenes de entrada y niveles en el embalse*

La serie histórica de los volúmenes de entrada y los niveles en embalse permitieron actualizar y caracterizar la operación de la hidroeléctrica Zimapán, con un promedio diario para los volúmenes de entrada de 25.34 hm³. Para el caso de los niveles sobre el embalse, estos registraron un comportamiento por debajo del NAMO (1,560 msnm) y por encima del NAMINO (1,520 msnm) para los tres años en cuestión, tal como se aprecia en la Tabla 4-10 y Figura 4-13 y Figura 4-14. Los datos negativos de la Tabla 4-10 se atribuyen a las imprecisiones en las mediciones de las elevaciones del agua en el embalse.

Tabla 4-10 Volúmenes de entrada al embalse de la presa (hm³ por día)
 Fuente: Elaboración propia

| Volumen de entrada (hm ³) | 2018 | 2019 | 2020 | Histórico |
|---------------------------------------|--------|--------|--------|-----------|
| Promedio | 39.31 | 15.02 | 21.68 | 25.34 |
| Min | -0.46 | -30.15 | -20.73 | -30.15 |
| Max | 137.16 | 111.17 | 61.92 | 137.16 |
| Desviación Estándar | 27.50 | 22.22 | 7.83 | 23.26 |



Figura 4-13 Registros de caudal promedio diario de ingresos al embalse Zimapán
 Elaboración propia con información hidrológica CFE, 2022

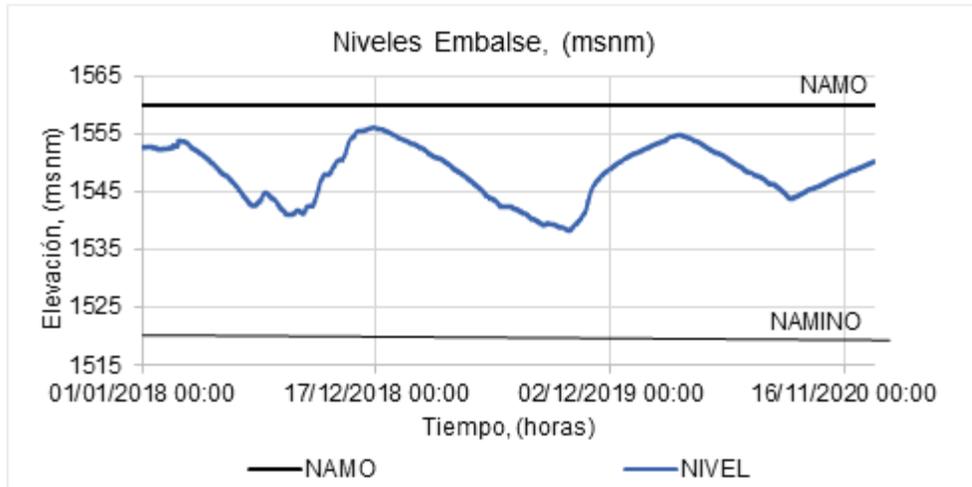


Figura 4-14 Niveles históricos en el embalse (msnm)
Elaboración propia con información hidrológica CFE, 2022

Con esta información se determinó la curva de duración de gasto para conocer su probabilidad de ocurrencia, como se muestra en la Figura 4-15.

Con esta curva se obtuvo el dato para P50% (gasto de ingreso al embalse de Zimapán con una probabilidad de 0.5 de ser excedido); este valor se consideró como el gasto de diseño que corresponde a $26.89 \text{ m}^3/\text{s}$ para las obras hidráulicas y civiles, principalmente para determinar el diámetro de la tubería a presión, el cual se revisará más adelante.

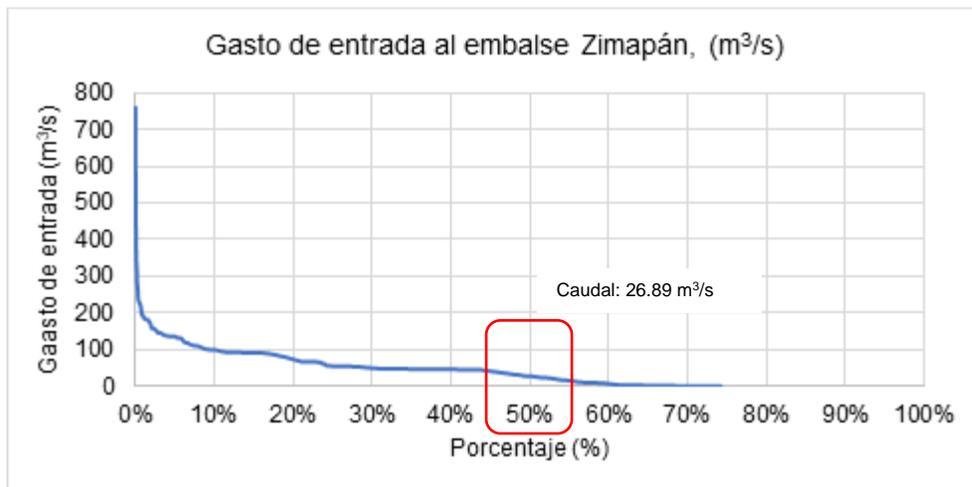


Figura 4-15 Curva de permanencia para gastos de entrada
Elaboración propia con información hidrológica CFE, 2022

- *Estimación de la evaporación máxima*

Para estimar las pérdidas de volumen en el tanque hidráulico superior se recolectó información diaria de la estación Las Adjuntas-Hidalgo, información tomada de la base de datos climatológica nacional ([CLICOM, 2022](#)).

La Tabla 4-11 muestra el resumen de la información procesada para tres años completos del período 1993 a 1995 que estuvieron disponibles. Con la intención de estresar el modelo en valores máximos por evaporación, se consideraron los valores máximos mensuales de la lámina de evaporación (mm).

Tabla 4-11 Registros completos de evaporación para el embalse Zimapán, lámina de evaporación máxima (mm)
 Fuente: Elaboración propia con información BANDAS ([CLICOM, 2022](#))

| Año | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Anual |
|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| 1993 | 141.7 | 178.9 | 239.2 | 233.2 | 232.7 | 184.7 | 215.3 | 214.2 | 143.7 | 140.4 | 116.1 | 117.0 | 2157.0 |
| 1994 | 106.2 | 140.6 | 204.7 | 201.0 | 211.1 | 184.4 | 219.4 | 174.5 | 160.8 | 143.9 | 139.8 | 136.7 | 2023.1 |
| 1995 | 130.9 | 158.3 | 226.5 | 242.8 | 253.6 | 209.3 | 172.1 | 154.7 | 163.6 | 178.5 | 105.2 | 112.8 | 2108.3 |
| Prom | 126.3 | 159.3 | 223.5 | 225.7 | 232.4 | 192.8 | 202.3 | 181.1 | 156.0 | 154.2 | 120.4 | 122.2 | 2096.1 |
| Max | 141.7 | 178.9 | 239.2 | 242.8 | 253.6 | 209.3 | 219.4 | 214.2 | 163.6 | 178.5 | 139.8 | 136.7 | 2157.0 |

De esta manera, se propuso la serie histórica de volúmenes máximos horarios de evaporación que se muestra en la Figura 4-16.

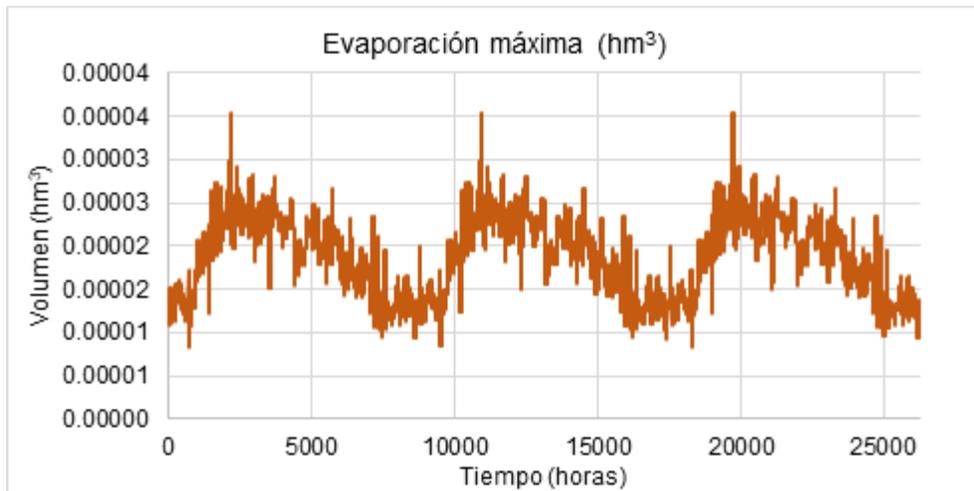


Figura 4-16 Serie histórica con volumen de evaporación máxima
 Elaboración propia.

4.4. Dimensionamiento de elementos del rebombeo

Como se describió anteriormente, se debe definir el gasto de diseño para recircular el mismo volumen de agua por todo el sistema de rebombeo, principalmente se debe analizar el gasto de bombeo ya que este debe vencer la carga hidrostática.

A continuación, se muestra la forma para determinar los gastos de diseño:

Para el gasto de diseño de la turbina se utilizó el gasto de ingreso al embalse de Zimapán con una probabilidad de 0.5 de ser excedido, P50% (ver Figura 4-15):

$$Q_t = 26.89 \text{ m}^3/\text{s}$$

Determinación del gasto como bomba:

Potencia = 87.6 MW, eficiencia (η_t) = 85%, Carga de bombeo (H_{bb}) = 420 m

$$Q_b = \frac{P \times \eta_t}{9.81 \times H_{bb}} = 18.07 \text{ m}^3/\text{s}$$

Se observa que el gasto para turbinar es más grande, por tal motivo el diseño deberá considerar este gasto en la condición de diseño.

4.4.1. Diámetro de la tubería a presión

Para determinar el diámetro adecuado se propuso una tubería de acero soldada y enterrada con una longitud de 816.33 m, así mismo, se planteó la ubicación que se muestra en la Tabla 4-12.

Tabla 4-12 Propuesta de ubicación para tanque superior e inferior
 Fuente: Elaboración propia

| Propuesta de ubicación | | |
|----------------------------|----------|------|
| Plantilla Tanque Inferior | 1,520.00 | msnm |
| Plantilla Tanque superior | 1,940.00 | msnm |
| Desnivel (Hn) | 420.00 | m |
| Longitud tubería Acero (L) | 816.33 | m |

Para definir el diámetro adecuado se utilizaron los criterios del USBR y de Fahlbusch ([Ayros, 2016](#)), en seguida se calculó la velocidad y se verificó con los criterios de diseño del manual de diseño de obras civiles ([CFE, 2008](#)), que indica, se debe respetar la velocidad máxima permisible, la cual va del rango de entre 2.5 a 5 m/s

Criterio USBR:

$$D \geq 0.69 \times \left(\frac{L \times Q_t^2}{H_n} \right)^{0.19} = 2.73 \text{ m}$$

Criterio Fahlbusch:

$$D = 1.12 \times H_n^{-0.12} \times Q_t^{0.45} = 2.39 \text{ m}$$

Por lo que se considera un diámetro medio de: **2.73 m**

Revisión a las velocidades permisibles:

Determinación de la velocidad (como turbina):

$$v_t = \frac{4 \times Q_t}{\pi \times D^2} = 4.59 \text{ m/s}$$

Determinación de la velocidad (como bomba).

$$v_b = \frac{4 \times Q_b}{\pi \times D^2} = 3.08 \text{ m/s}$$

Con este diámetro, se cumple con las velocidades permisibles para tuberías a presión.

4.4.2. Carga hidráulica entre los tanques

La carga hidráulica o altura piezométrica, es una medida específica de la presión del líquido en un punto, por lo general, se mide como una elevación de la superficie líquida, expresada en unidades de longitud y conlleva las posibles pérdidas estáticas y dinámicas.

De acuerdo con el gasto de diseño y el desnivel que se genera, se calcularon las pérdidas por fricción y las pérdidas locales tanto para turbinar como para bombear, las cuales se presentan a lo largo del tramo de tubería a presión, por lo que se emplean los coeficientes de pérdidas locales ([White, 2011](#)), de la siguiente manera:

- Pérdidas de carga en el circuito hidráulico (turbinas)

Pérdidas por entrada. $K_e = 0.08$,

$$H_e = K_e \frac{v^2}{2g} = 0.074 \text{ m}$$

Pérdidas por escotaduras. $K_{es} = 0.05$, No. Escot = 2,

$$H_{es} = No. es \frac{v^2}{2g_{Escot}} = 0.093 \text{ m}$$

Pérdidas por transición gradual. $K_t = 0.05$,

$$H_t = K_t \frac{v^2}{2g} = 0.047 \text{ m}$$

Pérdidas por cambio de dirección. $\alpha = 90^\circ$, $C_c = 0.144$, $K_d = 0.14$,

$$H_d = K_d \frac{v^2}{2g} = 0.134 \text{ m}$$

Pérdidas por bifurcación. $K_b = 0.35$,

$$H_b = K_b \frac{v^2}{2g} = 0.326 \text{ m}$$

Pérdidas por salida en el desfogue. $K_s = 1$,

$$H_s = K_s \frac{v^2}{2g} = 0.23 \text{ m}$$

Pérdidas por fricción. $N = 0.011$ (Acero soldado),

$$f = \frac{12.7 \times g \times n^2}{D^{2/3}} = 0.0079, \quad H_f = \frac{f \times v^2 \times L}{2g \times D} = 2.148 \text{ m}$$

Total, de pérdidas por la conducción (turbina): 3.05 m

Al restarle las pérdidas totales al desnivel (420 m), se obtiene la carga hidráulica para las turbinas:

$$H_{nt} = 420.0 - 3.05 = 416.95 \text{ m}$$

- Pérdidas de carga en el circuito hidráulico (bombas)

Pérdidas por entrada. $K_e = 0.08$,

$$H_e = K_e \frac{v^2}{2g} = 0.039 \text{ m}$$

Pérdidas por escotaduras. $K_{es} = 0.05$, No. Escot = 2,

$$H_{es} = No. es \frac{v^2}{2g_{Escot}} = 0.049 \text{ m}$$

Pérdidas por transición gradual. $K_t = 0.05$,

$$H_t = K_t \frac{v^2}{2g} = 0.024 \text{ m}$$

Pérdidas por cambio de dirección. $q = 90^\circ$, $C_c = 0.144$, $K_d = 0.14$,

$$H_d = K_d \frac{v^2}{2g} = 0.070 \text{ m}$$

Pérdidas por bifurcación. $K_b = 0.35$,

$$H_b = K_b \frac{v^2}{2g} = 0.170 \text{ m}$$

Pérdidas por salida en el desfogue. $K_s = 1$,

$$H_s = K_s \frac{v^2}{2g} = 0.121 \text{ m}$$

Pérdidas por fricción. $N = 0.011$ (Acero soldado),

$$f = \frac{12.7 \times g \times n^2}{D^{2/3}} = 0.0079, \quad H_f = \frac{f \times v^2 \times L}{2g \times D} = 1.121 \text{ m}$$

Total, de pérdidas por la conducción (bomba): 1.59 m

Al sumarle las pérdidas totales al desnivel (420 m), se obtiene la carga a vencer por las bombas:

$$H_{nb} = 420 + 1.59 = 421.59 \text{ m}$$

Como se logra apreciar, las pérdidas de energía juegan un papel importante ya que, por un lado, cuando se turбина, la carga hidráulica se reduce, mientras que, para bombear, se requerirá de mayor energía para librar el desnivel considerando ahora las pérdidas de energía por fricción y locales.

La Tabla 4-13 resume los valores del dimensionamiento del Rebombear Zimapán donde se ubica el tanque superior y la tubería de acero que conecta con el tanque inferior.

Tabla 4-13 Dimensionamiento del Rebombear Zimapán
 Fuente: Elaboración propia

| Rebombear Zimapán | | | | | |
|-------------------|--------------|---------------|--------------|----------------------------|-----------------|
| Capacidad (MW) | Desnivel (m) | Tubería Acero | | Tanque Superior | |
| | | Diámetro (m) | Longitud (m) | Volumen (hm ³) | Superficie (ha) |
| 87.6 | 420 | 2.73 | 816.33 | 2.25 | 7.50 |

Derivado de este dimensionamiento se definieron las curvas elevaciones áreas capacidades para ambos tanques hidráulicos, se propusieron tanques de regulación rectangulares, donde el Nivel de Aguas Mínimo de Operación (NAMINO),

corresponde al nivel mínimo necesario para evitar el fenómeno de cavitación, y el Nivel de Aguas Máximo de Operación (NAMO), es el nivel de capacidad máxima, sobrepasando este nivel, el Rebombeo tendrá que derramar el volumen adicional (Tabla 4-14, Tabla 4-15 y Figura 4-17).

Tabla 4-14 Características de la ubicación del Rebombeo Zimapán

Fuente: Elaboración propia

| Ubicación del Rebombeo Zimapán | | |
|--------------------------------|----------|------|
| Plantilla Tanque Inferior | 1,520.00 | msnm |
| Plantilla Tanque superior | 1,940.00 | msnm |
| Desnivel | 420.00 | m |
| Long tubería Acero | 816.33 | m |

Tabla 4-15 Curva elevaciones-capacidades -áreas Tanque Inferior y superior

Fuente: Elaboración propia

| Elevación Inferior (msnm) | Área (km ²) | Capacidad (hm ³) | | Elevación Superior (msnm) | Área (km ²) | Capacidad (hm ³) | |
|---------------------------|-------------------------|------------------------------|-----------|---------------------------|-------------------------|------------------------------|-----------|
| 1,520 | 0.0750 | 0.0000 | Plantilla | 1,940 | 0.0750 | 0.0000 | Plantilla |
| 1521 | 0.0750 | 0.0750 | | 1,941 | 0.0750 | 0.0750 | |
| 1522 | 0.0750 | 0.1500 | NAMINO | 1,942 | 0.0750 | 0.1500 | NAMINO |
| 1523 | 0.0750 | 0.2250 | | 1,943 | 0.0750 | 0.2250 | |
| 1524 | 0.0750 | 0.3000 | | 1,944 | 0.0750 | 0.3000 | |
| 1525 | 0.0750 | 0.3750 | | 1,945 | 0.0750 | 0.3750 | |
| 1526 | 0.0750 | 0.4500 | | 1,946 | 0.0750 | 0.4500 | |
| 1527 | 0.0750 | 0.5250 | | 1,947 | 0.0750 | 0.5250 | |
| 1528 | 0.0750 | 0.6000 | | 1,948 | 0.0750 | 0.6000 | |
| 1529 | 0.0750 | 0.6750 | | 1,949 | 0.0750 | 0.6750 | |
| 1530 | 0.0750 | 0.7500 | | 1,950 | 0.0750 | 0.7500 | |
| 1531 | 0.0750 | 0.8250 | | 1,951 | 0.0750 | 0.8250 | |
| 1532 | 0.0750 | 0.9000 | 1,952 | 0.0750 | 0.9000 | NAMINO | |
| 1533 | 0.0750 | 0.9750 | 1,953 | 0.0750 | 0.9750 | | |
| 1534 | 0.0750 | 1.0500 | 1,954 | 0.0750 | 1.0500 | | |
| 1535 | 0.0750 | 1.1250 | 1,955 | 0.0750 | 1.1250 | | |
| 1536 | 0.0750 | 1.2000 | 1,956 | 0.0750 | 1.2000 | | |
| 1537 | 0.0750 | 1.2750 | 1,957 | 0.0750 | 1.2750 | | |
| 1538 | 0.0750 | 1.3500 | 1,958 | 0.0750 | 1.3500 | | |
| 1539 | 0.0750 | 1.4250 | 1,959 | 0.0750 | 1.4250 | | |
| 1540 | 0.0750 | 1.5000 | 1,960 | 0.0750 | 1.5000 | | |
| 1541 | 0.0750 | 1.5750 | 1,961 | 0.0750 | 1.5750 | | |
| 1542 | 0.0750 | 1.6500 | 1,962 | 0.0750 | 1.6500 | NAMINO | |
| 1543 | 0.0750 | 1.7250 | 1,963 | 0.0750 | 1.7250 | | |
| 1544 | 0.0750 | 1.8000 | 1,964 | 0.0750 | 1.8000 | | |
| 1545 | 0.0750 | 1.8750 | 1,965 | 0.0750 | 1.8750 | | |
| 1546 | 0.0750 | 1.9500 | 1,966 | 0.0750 | 1.9500 | | |
| 1547 | 0.0750 | 2.0250 | 1,967 | 0.0750 | 2.0250 | | |
| 1548 | 0.0750 | 2.1000 | 1,968 | 0.0750 | 2.1000 | | |
| 1549 | 0.0750 | 2.1750 | 1,969 | 0.0750 | 2.1750 | | |
| 1550 | 0.0750 | 2.2500 | 1,970 | 0.0750 | 2.2500 | | NAMO |

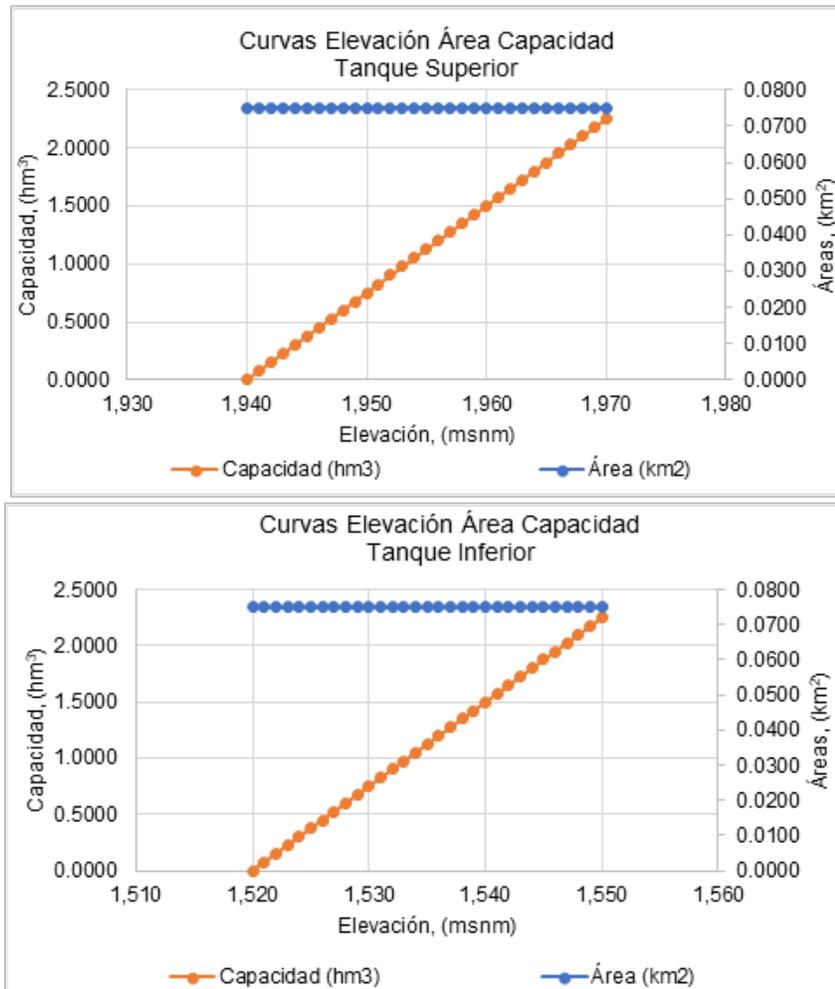


Figura 4-17 Dimensiones del Tanque superior e inferior
 Elaboración propia.

Es importante recalcar que el tanque inferior se encuentra inmerso dentro del embalse de la C.H. Zimapán, sin embargo, en esta sección se calculan las dimensiones mínimas que se requieren para la simulación del funcionamiento de vasos, debido a que no se cuenta con la batimetría del embalse que permita definir su dimensionamiento.

Para realizar la simulación de la operación horaria, se establecieron los siguientes criterios:

- a) No afectar la operación convencional de la hidroeléctrica existente. El mismo volumen que se bombea deberá regresar al embalse existente.
- b) El consumo o generación de energía estará afectado por una eficiencia del 85 % ([IHA, 2021](#)).
- c) La Obra de toma del Tanque Inferior corresponde al NAMINO del Embalse existente y este se encuentra sumergido adecuadamente para no generar cavitación, en este caso se requiere una sumergencia de 9 m (Utilizando el sigma crítico de cavitación).
- d) La evaporación en el tanque superior se verá afectada en función de su área.

4.5. Análisis de precios marginales locales de energía para el caso de estudio

- Precio Marginal Local

El Precio Marginal Local (PML) refleja el valor de la energía en un tiempo y lugar determinado. De acuerdo con CENACE la instalación hidroeléctrica Zimapán, en el estado de Querétaro pertenece al nodo 03ZMN-115, que está en la zona de carga Ixmiquilpan dentro de la región Occidental ([CENACE, 2021a](#)).

La Tabla 4-16, muestra los PML promedios horarios históricos para el periodo 2018-2020, en USD/MWh, así como su análisis estadístico. Utilizando un tipo de cambio de 20 MX/USD, los precios marginales locales se reportaron en dólares por cada MWh.

Tabla 4-16 Precio Marginal Local histórico para el periodo 2018-2020, promedio horario en USD/MWh
Fuente: Elaboración propia

| Precio Marginal Local (2018-2020) (USD/MWh) | | | | | |
|--|-----------|-----------|----------|----------|--|
| Hora | 2018 | 2019 | 2020 | Promedio | |
| 12 a. m. | \$ 89.88 | \$ 76.23 | \$ 35.43 | \$ 67.18 | |
| 01 a. m. | \$ 85.93 | \$ 70.96 | \$ 34.51 | \$ 63.80 | |
| 02 a. m. | \$ 79.91 | \$ 66.35 | \$ 34.50 | \$ 60.26 | |
| 03 a. m. | \$ 76.38 | \$ 67.51 | \$ 35.04 | \$ 59.64 | |
| 04 a. m. | \$ 78.95 | \$ 73.32 | \$ 36.13 | \$ 62.80 | |
| 05 a. m. | \$ 84.68 | \$ 80.48 | \$ 38.59 | \$ 67.91 | |
| 06 a. m. | \$ 89.77 | \$ 86.08 | \$ 40.33 | \$ 72.06 | |
| 07 a. m. | \$ 99.35 | \$ 89.81 | \$ 42.03 | \$ 77.06 | |
| 08 a. m. | \$ 105.85 | \$ 92.98 | \$ 40.53 | \$ 79.79 | |
| 09 a. m. | \$ 109.33 | \$ 96.62 | \$ 42.33 | \$ 82.76 | |
| 10 a. m. | \$ 111.96 | \$ 98.01 | \$ 42.38 | \$ 84.12 | |
| 11 a. m. | \$ 113.96 | \$ 99.03 | \$ 42.71 | \$ 85.23 | |
| 12 p. m. | \$ 115.41 | \$ 99.86 | \$ 42.47 | \$ 85.91 | |
| 01 p. m. | \$ 115.89 | \$ 101.10 | \$ 42.33 | \$ 86.44 | |
| 02 p. m. | \$ 116.24 | \$ 101.25 | \$ 43.34 | \$ 86.94 | |
| 03 p. m. | \$ 118.26 | \$ 100.93 | \$ 45.36 | \$ 88.18 | |
| 04 p. m. | \$ 117.46 | \$ 102.33 | \$ 47.48 | \$ 89.09 | |
| 05 p. m. | \$ 114.76 | \$ 105.18 | \$ 50.55 | \$ 90.16 | |
| 06 p. m. | \$ 117.29 | \$ 109.85 | \$ 50.94 | \$ 92.69 | |
| 07 p. m. | \$ 119.89 | \$ 108.20 | \$ 48.84 | \$ 92.31 | |
| 08 p. m. | \$ 116.92 | \$ 102.36 | \$ 46.02 | \$ 88.43 | |
| 09 p. m. | \$ 111.24 | \$ 97.23 | \$ 43.29 | \$ 83.92 | |
| 10 p. m. | \$ 103.97 | \$ 90.06 | \$ 40.17 | \$ 78.06 | |
| 11 p. m. | \$ 96.30 | \$ 84.07 | \$ 37.20 | \$ 72.52 | |
| Promedio | \$ 103.73 | \$ 91.66 | \$ 41.77 | \$ 79.05 | |
| Max | \$ 119.89 | \$ 109.85 | \$ 50.94 | \$ 92.69 | |
| Min | \$ 76.38 | \$ 66.35 | \$ 34.50 | \$ 59.64 | |

De la tabla anterior se obtiene que el promedio histórico para este periodo de análisis es de \$ 79.05 USD/MWh. Si se tomara en cuenta únicamente los valores horarios promedio, se obtendría un diferencial de precios de tan solo 1.55 veces entre la hora de menor valor (03:00 horas) contra la hora de mayor valor (18:00 horas), como se muestra en la Figura 4-18, las líneas punteadas color gris, hacen referencia al diferencial de precios que se compone entre la hora mínima y la hora máxima.

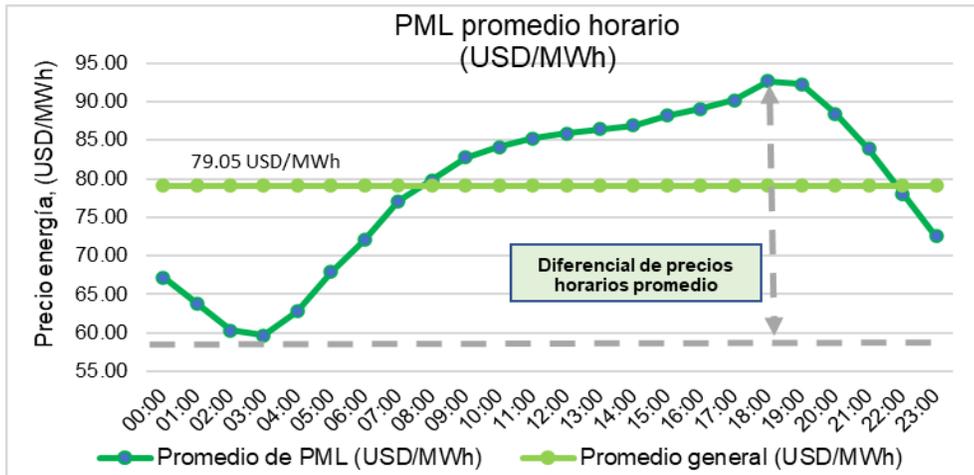


Figura 4-18 Diferencial de precios horarios promedio
 Elaboración propia con información CENACE, 2021

Derivado de que los valores del precio marginal local se encuentran a nivel horario, se requirió valorar la herramienta de simulación en este paso de tiempo, esto permitió aprovechar las señales propias del mercado eléctrico cuando los PML's máximos históricos han llegado a ser hasta 7.8 veces con respecto al promedio histórico. En la Figura 4-19 se muestra con círculos rojos valores pico o punta.

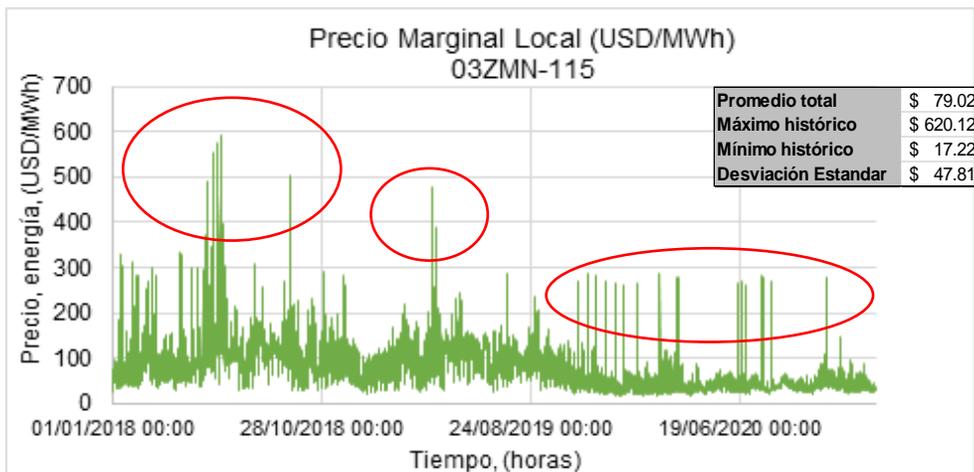


Figura 4-19 Serie histórica del precio marginal local periodo 2018 – 2020
 Elaboración propia con información CENACE, 2021

Continuando con el análisis de los PML, se obtuvieron los rangos por temporada como se muestran en la Tabla 4-17, con el objetivo de conocer si existe alguna estacionalidad o relación entre ellas.

Tabla 4-17 Rango estacional del Precio Marginal Local nodo 03ZMN-115

Fuente: Elaboración propia

| Primavera (20 Mar.) - Verano (23 Sept.) | | | | Otoño (24 Sept.) - Invierno (19 Mar.) | | | |
|---|--------------|------------------|---------------|---------------------------------------|--------------|------------------|---------------|
| Horas | Mín USD/MWh | Promedio USD/MWh | Máx USD/MWh | Horas | Mín USD/MWh | Promedio USD/MWh | Máx USD/MWh |
| 12 a. m. | 21.77 | 75.88 | 288.73 | 12 a. m. | 17.86 | 46.65 | 233.73 |
| 01 a. m. | 21.66 | 72.48 | 330.18 | 01 a. m. | 18.48 | 44.12 | 284.69 |
| 02 a. m. | 21.69 | 68.61 | 183.72 | 02 a. m. | 18.04 | 41.81 | 277.82 |
| 03 a. m. | 20.67 | 68.20 | 187.70 | 03 a. m. | 17.04 | 42.59 | 263.04 |
| 04 a. m. | 19.96 | 70.93 | 195.91 | 04 a. m. | 17.68 | 46.40 | 269.58 |
| 05 a. m. | 18.96 | 74.78 | 195.55 | 05 a. m. | 16.51 | 52.10 | 161.70 |
| 06 a. m. | 19.68 | 77.56 | 267.15 | 06 a. m. | 16.40 | 56.87 | 162.70 |
| 07 a. m. | 18.83 | 81.99 | 295.75 | 07 a. m. | 16.46 | 61.03 | 285.44 |
| 08 a. m. | 16.67 | 85.07 | 376.77 | 08 a. m. | 19.35 | 63.17 | 291.47 |
| 09 a. m. | 19.23 | 88.16 | 376.38 | 09 a. m. | 18.50 | 65.15 | 275.36 |
| 10 a. m. | 18.88 | 90.01 | 376.61 | 10 a. m. | 18.35 | 65.34 | 217.42 |
| 11 a. m. | 18.48 | 92.16 | 440.24 | 11 a. m. | 18.28 | 65.30 | 212.70 |
| 12 p. m. | 18.94 | 93.07 | 457.25 | 12 p. m. | 17.79 | 65.63 | 280.70 |
| 01 p. m. | 19.16 | 93.77 | 430.83 | 01 p. m. | 17.78 | 65.75 | 282.46 |
| 02 p. m. | 20.07 | 93.31 | 504.74 | 02 p. m. | 18.13 | 67.43 | 286.30 |
| 03 p. m. | 19.47 | 95.09 | 520.08 | 03 p. m. | 19.23 | 68.16 | 204.71 |
| 04 p. m. | 19.54 | 93.59 | 590.59 | 04 p. m. | 20.83 | 72.16 | 200.76 |
| 05 p. m. | 19.57 | 91.63 | 457.69 | 05 p. m. | 22.23 | 77.59 | 246.73 |
| 06 p. m. | 24.02 | 94.28 | 501.99 | 06 p. m. | 21.99 | 79.41 | 260.15 |
| 07 p. m. | 24.29 | 95.83 | 373.92 | 07 p. m. | 23.44 | 75.92 | 267.60 |
| 08 p. m. | 23.73 | 93.46 | 552.14 | 08 p. m. | 20.88 | 69.87 | 203.66 |
| 09 p. m. | 23.91 | 89.60 | 575.49 | 09 p. m. | 20.88 | 64.43 | 270.40 |
| 10 p. m. | 22.53 | 84.90 | 522.11 | 10 p. m. | 19.01 | 57.72 | 191.98 |
| 11 p. m. | 21.69 | 81.34 | 332.75 | 11 p. m. | 18.12 | 51.63 | 220.84 |
| Promedio | 20.56 | 85.24 | 388.93 | Promedio | 18.89 | 61.09 | 243.83 |
| Mínimo | 16.67 | 68.20 | 183.72 | Mínimo | 16.40 | 41.81 | 161.70 |
| Máximo | 24.29 | 95.83 | 590.59 | Máximo | 23.44 | 79.41 | 291.47 |
| Desv. estándar | 2.03 | 9.29 | 127.71 | Desv. estándar | 1.89 | 11.14 | 40.84 |

En la Figura 4-20, se muestran los PML por estaciones del año, donde se observa que los precios más altos se encuentran en la temporada primavera – verano, mientras que en otoño – invierno, en promedio, son relativamente más bajos, en ambos casos se sigue la señal de la demanda. (Ver Figura 2-18 Comparación promedio entre Demanda y precio de energía).

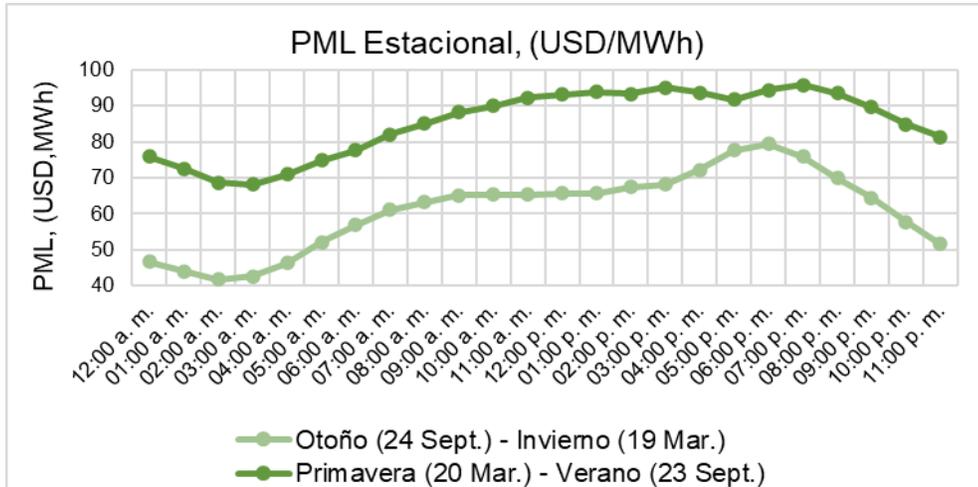


Figura 4-20 PML Estacional periodo 2018 – 2020
 Elaboración propia con información CENACE, 2021

Por otra parte, es interesante observar los efectos de la pandemia COVID-19, en la Figura 4-21, donde se grafica el promedio horario del PML por año; se observa que los precios de la energía en el 2020 se llegaron a caer en un 45.6% con respecto al año 2019 debido al estancamiento económico del país.

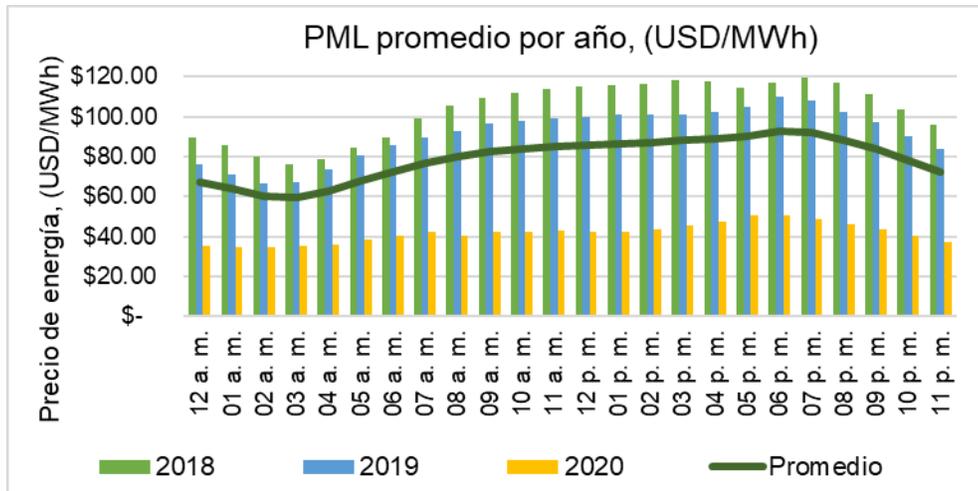


Figura 4-21 Promedio horario del PML por año
 Elaboración propia con información CENACE, 2021

De esta manera, la modelación a nivel horario permitió aprovechar las variaciones tanto estacionales como horarias de los precios marginales locales (PML).

Por lo que, la política de operación que determina la herramienta de simulación permitió asociar el precio marginal local a nivel horario, identificando el mejor momento de bombear y el de generar energía, al final del día se acumulan las transacciones para cada periodo de operación.

La optimización buscó los horarios donde los ingresos netos fueron los máximos al comprar y vender energía eléctrica.

4.6. Simulación de los escenarios analizados

El modelo acopló el comportamiento de las variables hidrológicas y de la demanda, optimizando los recursos hídricos con base en los precios que se presentaron en cada momento. Finalmente, el resultado fue una modelación horaria que reporta el despacho de energía que conduce a la mejor política de operación diaria para un Rebombeo.

A grandes rasgos, el modelo realiza la simulación-optimización de la siguiente forma: Escenario 1, con bloques de generación de 1 hora; se calculan las horas que se requieren para bombear el mismo volumen al tanque superior (en este caso 1.69 horas); se establece la hora de arranque para el bombeo a la hora 0 y se exploran todas las posibles ubicaciones del inicio del bloque de generación con pasos de una hora, a fin de seleccionar la hora de inicio de generación que conduce al máximo valor de la función objetivo definida en la ecuación 8. En seguida se repite el análisis, pero ahora iniciando el bombeo a la hora 1, luego a la hora 2 y así sucesivamente, hasta encontrar la hora de inicio del bombeo que conduce al mayor valor de la función objetivo.

$$FO = \text{Max} \left(\sum_{t_0=1}^{t=n} E_{turb} * PML_n - \sum_{t_0=1}^{t=n} E_{bomb} * PML_n \right) \dots (8)$$

En la Figura 4-22 se muestra el horario óptimo bombeo-generación para el escenario 1, el bloque color rojo corresponde a la operación de la turbina y el bloque color azul a la operación de la bomba, mientras que las líneas verdes representan los PML promedio para cada mes del periodo del 2018-2020.

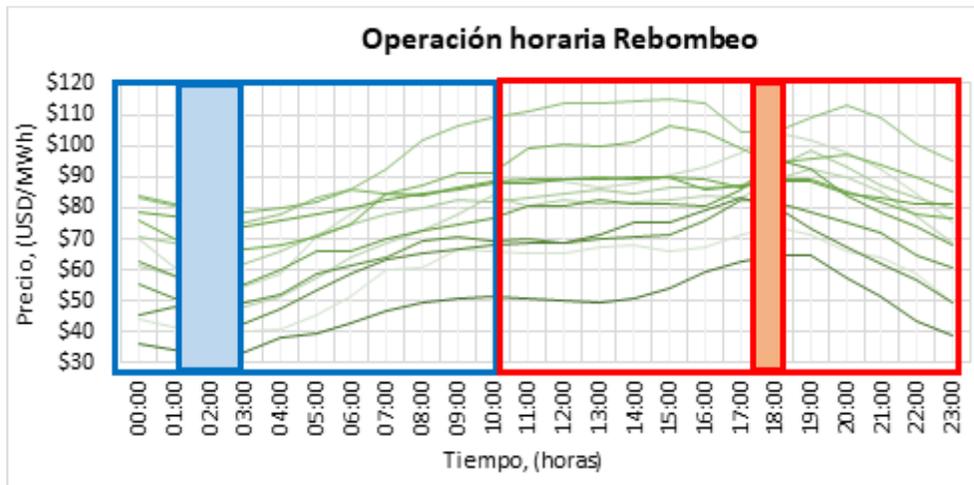


Figura 4-22 Representación del modelo de optimización para el escenario 1
 Elaboración propia con información CENACE, 2021

A continuación, se analiza el resultado del escenario 1, donde el bloque de generación es de 1 hora y se requieren de 1.69 horas para bombear el mismo volumen. Estas gráficas representan la relación de compraventa por cada hora o ubicación en la simulación.

En la Figura 4-23 se aprecia que la simulación arranca el bombeo a las 0:00 horas, de acuerdo con las restricciones determinadas previamente, en este momento no se registran datos de energía o compraventa, debido a que se está llenando el tanque superior. Este horario de bombeo (0:00 h - 1:42 h) al que se le llamó bloque, se mantiene fijo por todo este escenario uno.

Para la generación, el bloque de una hora comienza a las 2:00 am y se recorre por el resto del día en pasos de una hora hasta completar el ciclo. La relación máxima de compraventa se alcanza cuando la generación se realiza de las 18 a las 19 horas, con un valor de 1.355

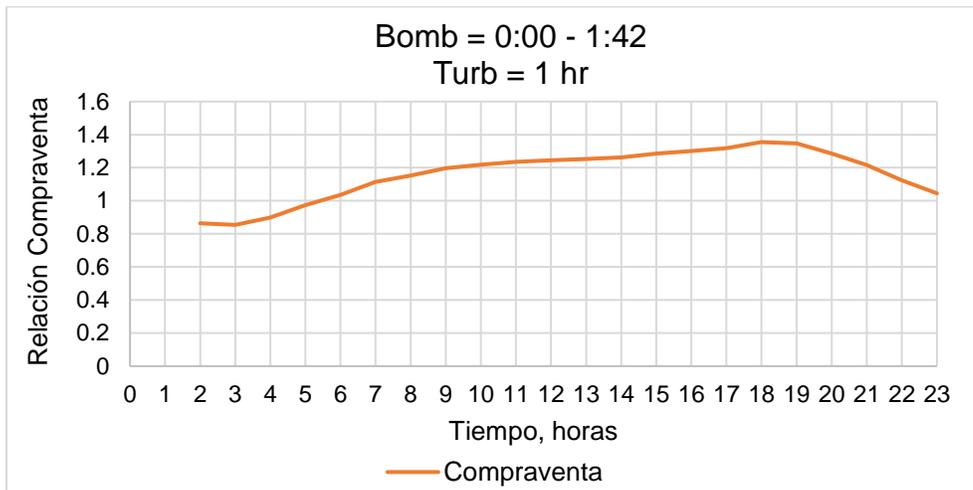


Figura 4-23 Resultado Bombeo 0:00 – 1:42, turbina 1 hora
Elaboración propia.

De acuerdo con los resultados de la simulación, el mejor horario es el que se muestra en la Figura 4-24, arrancando el bloque fijo de bombeo a las 2:00 y comenzando la generación a las 18:00 horas, horario en el que la relación de compraventa de energía alcanza el punto más alto con respecto todas las horas del escenario 1, resultando esta relación de compraventa de 1.454, esto representa un ingreso neto de \$ 843,424 USD/año.

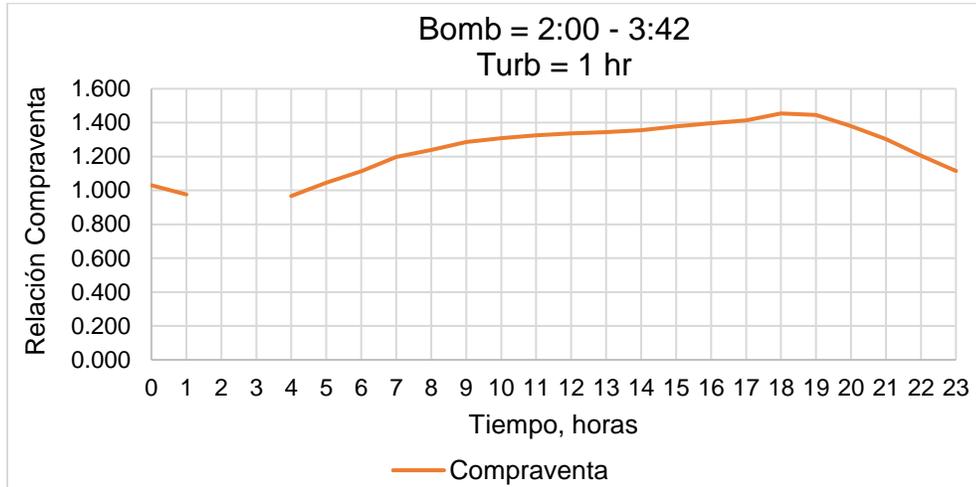


Figura 4-24 Resultado Bombeo 2:00 – 3:42, turbina 1 hora
 Elaboración propia.

Con la intención de mostrar que la relación de compraventa se reduce para otros horarios, en la Figura 4-25 se muestra cómo, para el bloque fijo de bombeo de las 19:00 a las 20:42 horas la curva de compraventa (color naranja) ha disminuido.

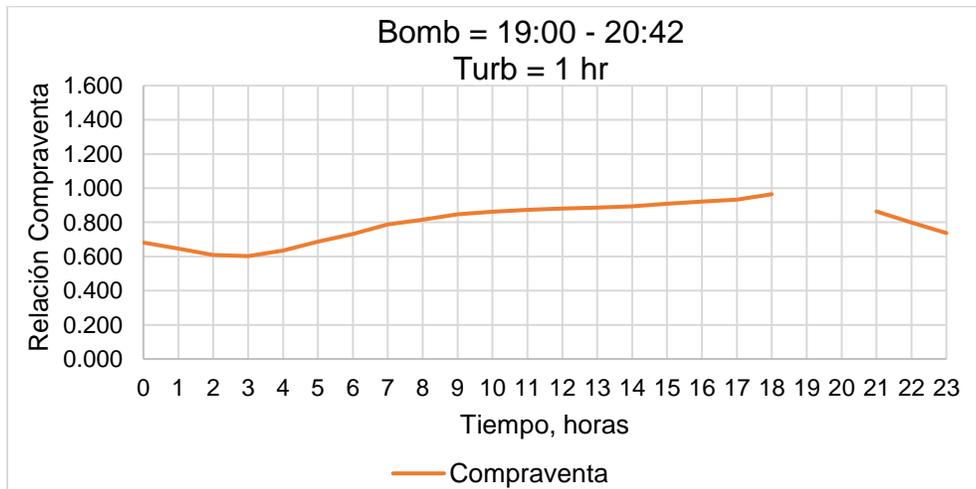


Figura 4-25 Resultado Bombeo 19:00 – 20:42, turbina 1 hora
 Elaboración propia.

Una vez obtenida la política óptima para el escenario 1, la simulación incrementa otra hora de generación pasando al segundo escenario; ahora 2 horas seguidas en el bloque de generación; con ello, se vuelve a calcular el tiempo de bombeo necesario para entregar el volumen a recircular (3.10 horas) y nuevamente se hace el barrido

por las horas restantes del día con estos bloques de operación hasta llegar a determinar el horario óptimo para este escenario dos.

El procedimiento se repite hasta considerar el escenario 9, con un bloque de generación de 9 horas. Se determinó este total de escenarios debido a que cuando se da el siguiente paso, a un bloque de 10 horas, el ciclo bombeo-generación sobrepasa las 24 horas del día (Generación 10 h + bombeo 14.31 h = 24.31 h).

De esta manera, la herramienta de simulación logró encontrar la mejor política de operación, para los escenarios planteados en función del máximo beneficio, considerado como el ingreso neto, en promedio anual, de la diferencia entre la venta y la compra.

La Tabla 4-18, muestra los resultados de la simulación con los horarios óptimos para los 9 escenarios analizados; cabe recordar que la herramienta aquí desarrollada lleva asociado el precio marginal local, es decir que se asegura la venta más grande para el bloque de generación y las compras más bajas para el bloque de bombeo.

Los resultados de la compraventa de energía (Tabla 4-18), muestran que, a mayor número de horas para los bloques de operación, la relación de compraventa disminuye; sin embargo, el ingreso neto se incrementa hasta llegar al valor óptimo, cumpliendo con la función objetivo, a partir del escenario 8 y 9 el beneficio por ingreso neto disminuye.

Tabla 4-18 Resultados de la simulación con función objetivo, en dólares
Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Resultados Compraventa de energía | | | | | | | |
|-----------------------------------|------------------------|----------------------|--------------|------------------------|----------------------|--------------------------|-----------------------|
| Genera (hrs) | Horario óptimo (h-min) | Venta (USD-año) | Bombea (hrs) | Horario óptimo (h-min) | Compra (USD-año) | Ingresos Netos (USD/año) | Relación Compra venta |
| 1.00 | 18:00 - 19:00 | \$ 2,700,238 | 1.69 | 2:00 - 3:42 | \$ 1,856,814 | \$ 843,424 | 145.42% |
| 2.00 | 18:00 - 20:00 | \$ 5,267,250 | 3.10 | 1:00 - 4:06 | \$ 3,671,392 | \$ 1,595,859 | 143.47% |
| 3.00 | 17:00 - 20:00 | \$ 7,738,476 | 4.50 | 1:00 - 5:30 | \$ 5,516,396 | \$ 2,222,081 | 140.28% |
| 4.00 | 16:00 - 20:00 | \$ 10,157,736 | 5.90 | 0:00 - 5:54 | \$ 7,428,118 | \$ 2,729,618 | 136.75% |
| 5.00 | 16:00 - 21:00 | \$ 12,558,897 | 7.30 | 23:00 - 6:18 | \$ 9,464,013 | \$ 3,094,884 | 132.70% |
| 6.00 | 15:00 - 21:00 | \$ 14,954,280 | 8.70 | 23:00 - 7:42 | \$ 11,591,147 | \$ 3,363,133 | 129.01% |
| 7.00 | 14:00 - 21:00 | \$ 17,282,422 | 10.10 | 22:00 - 8:06 | \$ 13,779,215 | \$ 3,503,208 | 125.42% |
| 8.00 | 13:00 - 21:00 | \$ 19,585,009 | 11.50 | 22:00 - 9:30 | \$ 16,106,950 | \$ 3,478,059 | 121.59% |
| 9.00 | 12:00 - 21:00 | \$ 21,900,146 | 12.91 | 22:00-10:54 | \$ 18,512,347 | \$ 3,387,798 | 118.30% |

De esta manera, el resultado es el escenario 7, ya que obtuvo el mejor ingreso neto con un valor de \$ 3,503,208 USD/año, lo que representa una relación compraventa de 125.42%.

Este resultado se da con el bloque de bombeo de las 22:00 a las 8:08 horas, (10.10 horas continuas), mientras que el bloque de generación va de 14:00 a 21:00 (7 horas continuas).

Continuando con los resultados de la operación optimizada del funcionamiento de vasos, la Tabla 4-19, muestra para cada bloque de operación su horario óptimo, incluyendo su producción y consumo, así como su factor de planta; con estos datos se determina la relación de energía mostrada en porcentaje (Generación / Bombeo). En la última columna se reporta también, el volumen promedio derramado anualmente.

Se aprecia que la relación de energía mejora conforme se incrementan las horas acumuladas por bloque de operación

Tabla 4-19 Resultados de la operación optimizada del funcionamiento de vasos

Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Operación funcionamiento de vasos | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|------------------------|-------------------|---------------|--------------|------------------------|-------------------|---------------|----------------------|--------------------------------|
| Genera (hrs) | Horario óptimo (h-min) | Energía (GWh/año) | Factor Planta | Bombea (hrs) | Horario óptimo (h-min) | Consumo (GWh/año) | Factor Planta | Relación Energía G/B | Vertido (hm ³ /año) |
| 1.00 | 18:00 - 19:00 | 30.00 | 3.66% | 1.69 | 2:00 - 3:42 | 43.01 | 5.42% | 69.75% | 0.81 |
| 2.00 | 18:00 - 20:00 | 59.18 | 7.22% | 3.10 | 1:00 - 4:06 | 83.88 | 10.52% | 70.56% | 5.67 |
| 3.00 | 17:00 - 20:00 | 88.03 | 10.74% | 4.50 | 1:00 - 5:30 | 124.39 | 15.57% | 70.77% | 0.26 |
| 4.00 | 16:00 - 20:00 | 116.78 | 14.22% | 5.90 | 0:00 - 5:54 | 164.75 | 20.62% | 70.88% | 3.59 |
| 5.00 | 16:00 - 21:00 | 145.32 | 17.69% | 7.30 | 23:00 - 6:18 | 204.87 | 25.70% | 70.93% | 0.40 |
| 6.00 | 15:00 - 21:00 | 173.83 | 21.25% | 8.70 | 23:00 - 7:42 | 244.97 | 30.80% | 70.96% | 0.80 |
| 7.00 | 14:00 - 21:00 | 202.03 | 24.65% | 10.10 | 22:00 - 8:06 | 284.66 | 35.71% | 70.97% | 5.17 |
| 8.00 | 13:00 - 21:00 | 230.22 | 28.15% | 11.50 | 22:00 - 9:30 | 324.17 | 40.39% | 71.02% | 0.23 |
| 9.00 | 12:00 - 21:00 | 258.72 | 31.56% | 12.91 | 22:00-10:54 | 363.91 | 45.44% | 71.09% | 3.71 |

Como se determinó anteriormente por la función objetivo, el escenario 7 resultó la política de operación óptima del rebombeo, donde la generación dio una producción de 202 GWh/año mientras que el consumo energético para bombear fue de 284 GWh/año, es decir, una relación de energía de 70.97%.

Estos resultados se muestran en la Figura 4-26, donde se grafican la relación de energía Generación / Bombeo (G/B) y los ingresos netos anuales.

Se muestra que el escenario 7 produce el mayor beneficio por ingresos netos y posteriormente disminuye este beneficio; coincidentemente, la curva de relación de energía se cruza en este punto con la curva de ingresos netos.

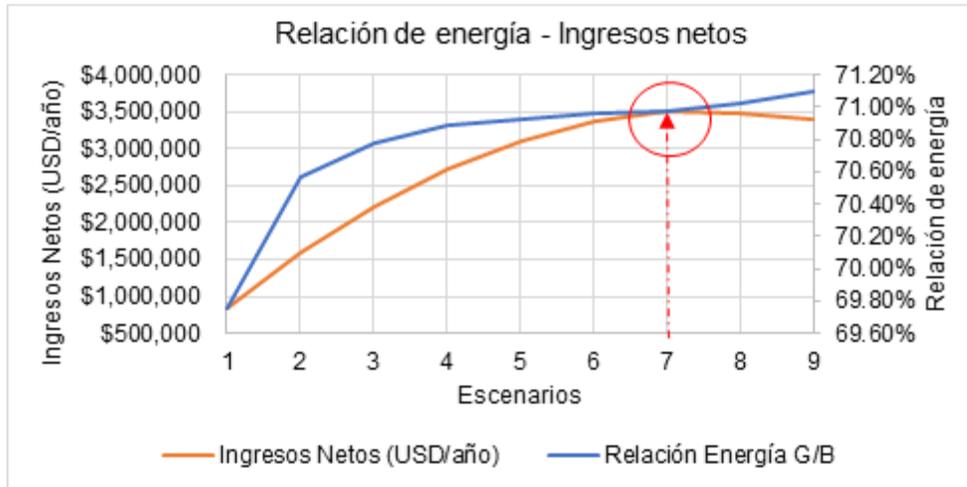


Figura 4-26 Comparación entre Ingresos netos y relación de energía G/B
 Elaboración propia con análisis de resultados

La Figura 4-27, muestra la política de operación del tanque superior que condujo a los mejores indicadores arrojados por la herramienta de simulación, esta gráfica muestra el momento en que debe operar el bombeo y la generación por cada hora.

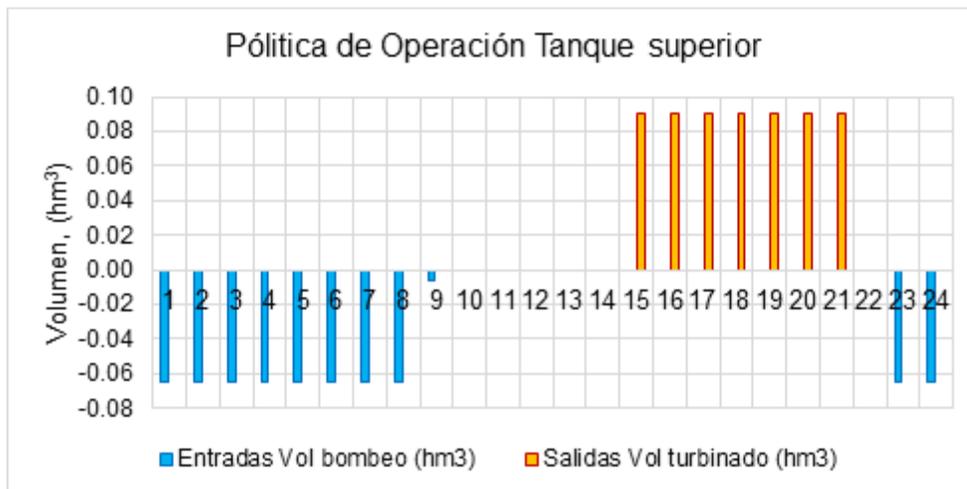


Figura 4-27 Política de operación Rebombeo Zimapán
 Elaboración propia con análisis de resultados

Como referencia adicional, en la Figura 4-28, se grafica el comportamiento para los 3 años del volumen almacenado en el tanque inferior; en la época de sequías, el tanque llega a vaciarse por completo (registros debajo de su NAMINO); análogamente, para eventos extremos el tanque inferior tiene que derramar para mantener su nivel en el NAMO.

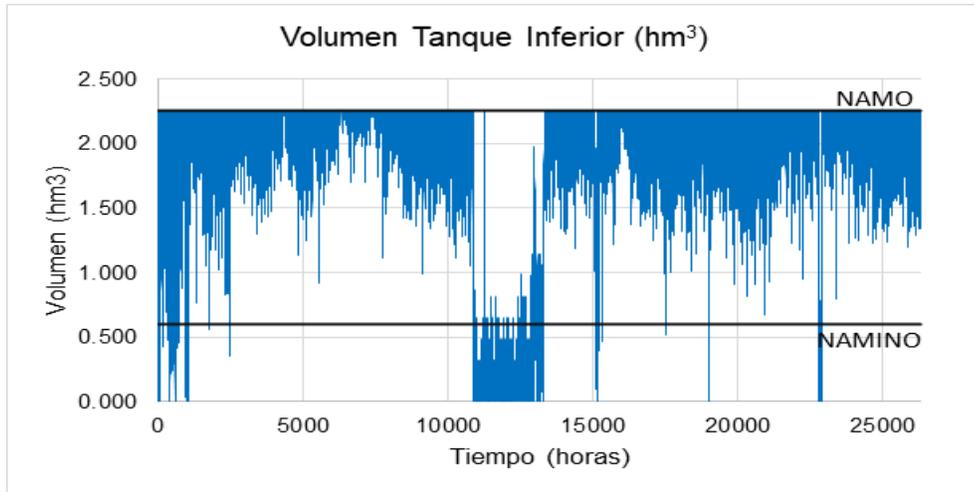


Figura 4-28 Comportamiento del volumen en el tanque inferior a lo largo de la simulación, 3 años
Elaboración propia con análisis de resultados

La Figura 4-29 muestra el comportamiento para el tanque superior, en el que, de acuerdo con las restricciones en su operación, el nivel del agua se mantiene por arriba del NAMINO para asegurar la operación en modo turbina. En los casos donde el tanque se encuentre lleno y se presente más ingreso de volumen, este se ve obligado a derramar. La Figura 4-30 muestra los volúmenes derramados para el periodo de 3 años.

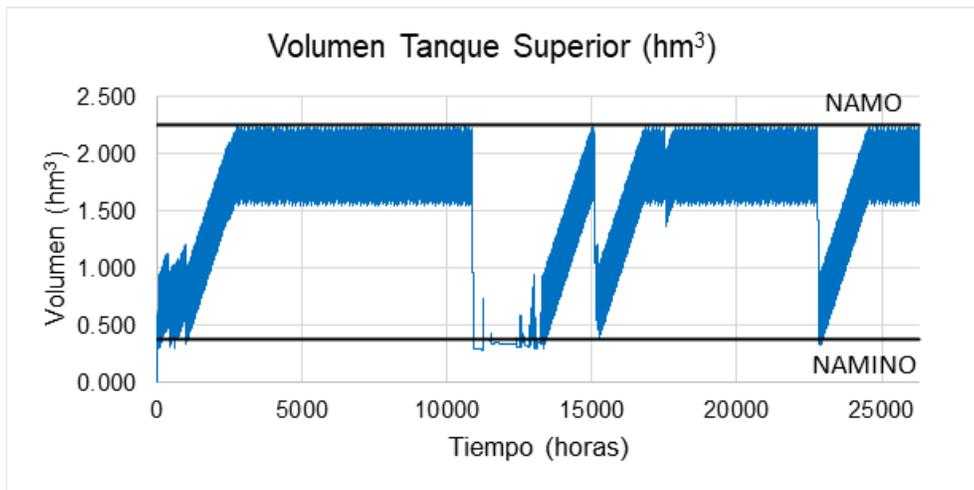


Figura 4-29 Comportamiento del volumen en el tanque superior a lo largo de la simulación, 3 años
Elaboración propia con análisis de resultados

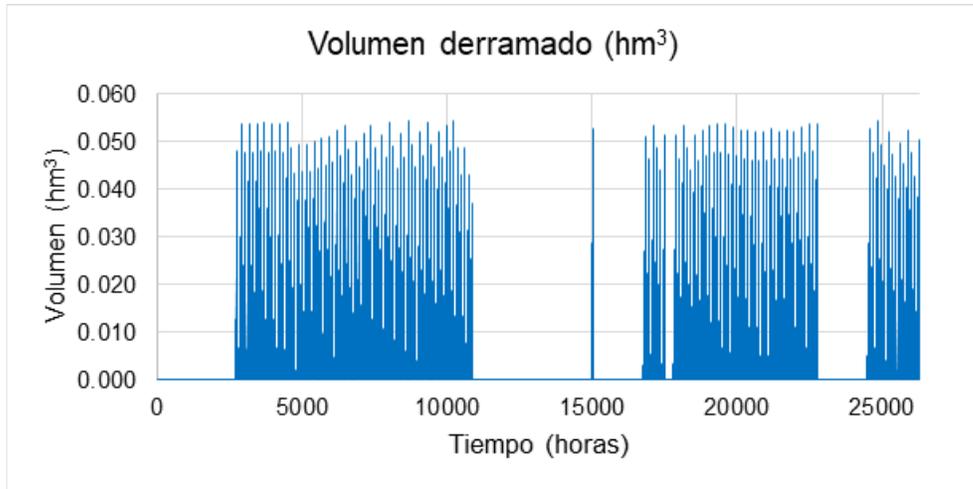


Figura 4-30 Comportamiento del volumen vertido en el tanque superior a lo largo de la simulación, 3 años
 Elaboración propia con análisis de resultados

En la Figura 4-31, se muestra, para cada hora del día, los valores promedio de energía generada o bombeada durante los 3 años simulados, en contraste con el precio marginal local promedio de los 3 años, en donde, para las horas de baja demanda se estará bombeando el agua (color azul), mientras que, en las horas de alta demanda, se estaría entregando energía a través de las turbinas (color amarillo).

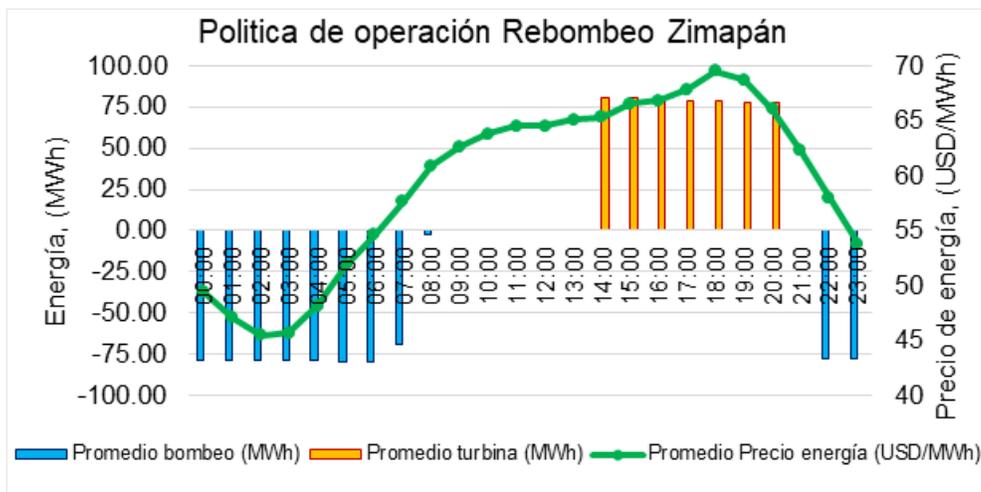


Figura 4-31 Operación óptima del Rebombeo Zimapán
 Elaboración propia con análisis de resultados

Otra manera de comprobar la optimización de la herramienta es comparando el cálculo teórico de la energía generada y energía consumida contra los resultados obtenidos de la simulación, para ambos casos se utiliza una eficiencia del 85%, (para mejor referencia ver Tabla 4-4 Potencial a instalar y energía teórica adicional requerida).

Tabla 4-20 Comparativa de energía teórica contra resultados obtenidos

Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Cálculo teórico | | | Resultados obtenidos | | |
|-----------------------------|---------|---------|-------------------------------|---------|---------|
| Potencia a Instalar | | | Potencia a Instalar | | |
| 87.60 | MW | | 87.60 | MW | |
| Modo Turbina | | | Modo Turbina | | |
| Horas de operación | 7.00 | horas | Horas de operación | 7.00 | horas |
| Factor de Planta (teórico) | 29.17% | (%) | Factor de Planta (simulación) | 24.65% | (%) |
| Energía producida (Turbina) | 190,245 | MWh/año | Energía producida (Turbina) | 202,026 | MWh/año |
| Modo Bomba | | | Modo Bomba | | |
| Horas de operación | 10.10 | horas | Horas de operación | 10.10 | horas |
| Factor de Planta | 42.10% | (%) | Factor de Planta | 35.71% | (%) |
| Energía consumida (Bomba) | 274,591 | MWh/año | Energía consumida (Bomba) | 284,661 | MWh/año |

Energía adicional requerida = **44.34%**

Energía adicional requerida = **40.90%**

La Tabla 4-20 indica que, al utilizar los valores de la optimización, se requiere de menos energía adicional (40.90%) para llenar el tanque superior con respecto al caso teórico (44.34%), resulta interesante observar que el factor de planta de los resultados obtenidos es menor para ambos casos, sin embargo, se demuestra el buen funcionamiento de la optimización al producir más energía y bombear con menos energía.

Adicionalmente a que la herramienta de simulación optimiza el uso de la energía, la herramienta determinó el horario óptimo de la política de operación, arrojando los máximos beneficios de la compraventa de energía.

En resumen, la política de operación óptima queda definida de la siguiente manera:

- En el Rebombéo Zimapán, el horario óptimo para generación de energía será de 14:00 a 21:00 (7 horas continuas) produciendo 202 GWh/año con ingresos de más de \$17.3 millones de dólares anuales.
- El horario de bombeo quedó de 22:00 – 08:06 (10.10 horas continuas) consumiendo 285 GWh/año y comprando electricidad por \$13.8 millones de dólares anuales.
- De esta manera, la relación de energía resulta de 70.97%, mientras que el máximo ingreso neto aporta un valor de más \$3.5 millones de dólares al año (relación de 125.42% con respecto a la compra de energía).
- El vertido anual sería de 5.17 hm³/año.

4.7. Evaluación beneficio costo del caso de estudio

Sobre el dimensionamiento del caso de estudio y la optimización en su operación, se evaluó la viabilidad con un análisis beneficio costo, considerando los costos de inversión necesarios para instalar la central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo Zimapán, la estimación de estos costos se basó en la potencia determinada de 87.60 MW.

Para analizar la viabilidad del rebombeo se determinó, con ayuda de Excel, el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), y la relación Beneficio - Costo (B/C). Ver Tabla 3-4 Parámetros análisis beneficio – costo, donde se muestra la tasa de interés del 10% propuesta, así como el horizonte de evaluación de 80 años que coincide con la vida útil de este tipo de tecnología.

La Tabla 4-21, muestra los parámetros utilizados en este análisis para la propuesta técnica del Rebombeo Zimapán: potencia a instalar, la eficiencia total, la generación y el consumo de energía de acuerdo con lo estimado en capítulos anteriores.

Tabla 4-21 Parámetros para la propuesta técnica
 Fuente: Elaboración propia

| Propuesta Técnica | | | |
|-------------------------|---------|---------|--------------------|
| Parámetros | Unidad | Valor | Nota |
| Rebombeo Zimapán | | | |
| Potencia a instalar | MW | 87.60 | Propuesta |
| Eficiencia Total | (%) | 85% | IHA, 2021 |
| Generación energía | MWh/año | 202,026 | Resultado obtenido |
| Consumo energía | MWh/año | 284,661 | Resultado obtenido |

El análisis beneficio costo que aquí se presenta, considera únicamente como ingresos o beneficios el valor del ingreso neto (compraventa) obtenido de la simulación correspondiente a \$3,503,208 USD al año.

En el apartado de costos, se consideró el costo por inversión unitario (CAPEX) de referencia, conforme al trabajo realizado por la Universidad de Australia, que estima un valor de 1,150 USD/kW, donde consideran la instalación del tanque superior conectado por una tubería de acero al cuerpo de agua existente ([Australian National University, 2017](#)). De esta manera, el costo inicial de inversión es de más de 100 millones de dólares, para una potencia de 87.60 MW.

En el rubro de costo de operación y mantenimiento de esta tecnología, la International Renewable Energy Agency ([IRENA, 2022](#)), hace referencia a un rango de entre 20 a 60 USD/kW-año para tecnologías hidroeléctricas, por lo que para esta investigación se propuso el valor de menor rango, correspondiente a 20 USD/kW-año,

considerando que para el mantenimiento se puede aprovechar la infraestructura operacional de la planta actual.

Es así como se definieron los principales parámetros económicos de ingresos y costos, ver Tabla 4-22:

Tabla 4-22 Parámetros económicos del Rebombéo Zimapán

Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Parámetros Económicos | | | |
|----------------------------|------------|----------------|---|
| Parámetros | Unidad | Valor | Nota |
| Ingresos | | | |
| Ingreso Neto (compraventa) | USD-año | \$ 3,503,208 | Cálculo del ejercicio |
| Relación de ingresos | (%) | 125.42% | Cálculo del ejercicio |
| Costos | | | |
| Costo inversión referencia | USD/kW | \$ 1,150 | Australian National University, 2017 |
| Monto de inversión total | USD | \$ 100,740,000 | Cálculo del ejercicio |
| Costo O&M Fijo | USD/kW-año | \$ 20 | IRENA Renewable Cost Database (IRENA, 2021) |

Con los parámetros anteriores, se encontró que los beneficios totales son de \$35,014,976 USD, considerando únicamente los ingresos netos en valor presente, mientras que los costos totales, también en valor presente, resultaron de \$118,251,447 USD, conformados por el costo de inversión inicial y la operación y mantenimiento durante los 80 años de horizonte. La Tabla 4-23, muestra los resultados obtenidos del análisis beneficio – costo.

Tabla 4-23 Resultados del análisis beneficio costo, Tasa interés 10%

Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Resultados | |
|--------------------------|---------------|
| Valor Presente Neto | -\$83,236,471 |
| Tasa Interna de Retorno | 0.87% |
| Relación beneficio/costo | 0.30 |

Los criterios usuales establecen que es necesario que el Valor Presente Neto sea positivo, la Tasa Interna de Retorno del proyecto propuesto deberían superar el 10% (referencia a la tasa de interés) y la Relación Beneficio/Costo mayor a 1.

Por lo tanto, los resultados mostrados en la Tabla 4-23, indican que la instalación del Rebombéo Zimapán no es viable bajo las condiciones presentadas.

Dadas las ventajas intangibles del proyecto y considerando que el almacenamiento de energía ofrece viabilidad al incremento de energías intermitentes (particularmente solar y eólica), podría admitirse una tasa de interés real del 5%, adicionalmente se propuso reducir los costos de inversión y mantenimiento ambos en un 25% con respecto al caso anterior. La Tabla 4-24 muestra los parámetros actualizados:

Tabla 4-24 Parámetros actualizados con ventajas del almacenamiento

Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Parámetros análisis beneficio - costo | | | |
|---------------------------------------|--------|-------|---|
| Parámetros | Unidad | Valor | Nota |
| Tasa interés | % | 5.00% | Propuesta por ventajas del almacenamiento |
| Horizonte evaluación | años | 80 | Propuesta para proyecto de rebombeo |
| Vida útil | año | 80 | Working Paper on Sustainability of Pumped Storage Hydropower, (IHA, 2021) |

| Parámetros Económicos | | | |
|----------------------------|------------|---------------|--|
| Parámetros | Unidad | Valor | Nota |
| Ingresos | | | |
| Ingreso Neto (compraventa) | USD-año | \$3,523,948 | Cálculo del ejercicio |
| Costos | | | |
| Costo inversión referencia | USD/kW | \$ 863 | (-25%) sobre referencia anterior de \$ 1,150 USD/kW |
| Monto de inversión total | USD | \$ 75,555,000 | Cálculo del ejercicio |
| Costo O&M Fijo | USD/kW-año | \$ 15 | (-25%) sobre referencia anterior de \$ 20 USD/kW-año |

A continuación, se muestra el flujo acumulado con los 80 años de horizonte donde se consideran los parámetros actualizados para su análisis (Figura 4-32).

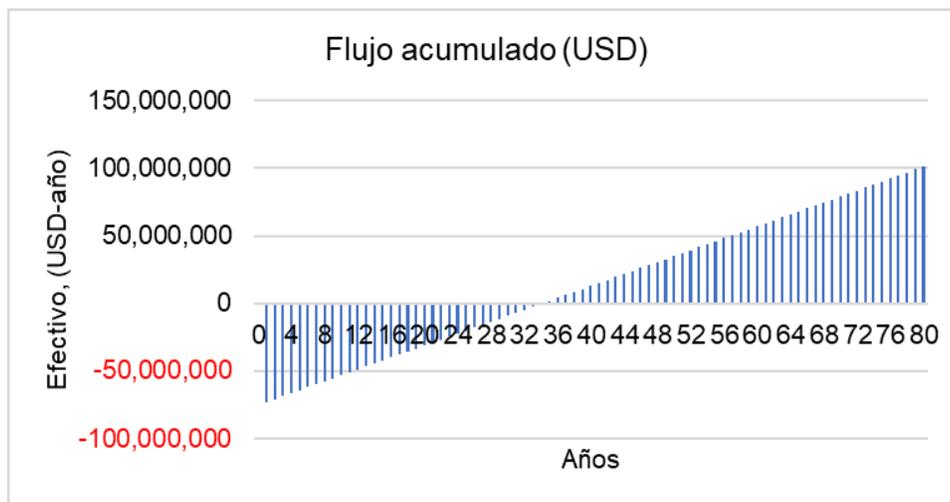


Figura 4-32 flujo acumulado para el Rebombeo Zimapán
 Elaboración propia con análisis de resultados

Ahora, los beneficios totales resultaron de \$69,056,907 USD y los costos totales de \$101,304,749 USD, ambos en valor presente. La Tabla 4-23, muestra los resultados obtenidos del análisis beneficio – costo.

*Tabla 4-25 Resultados del análisis beneficio costo, parámetros actualizados, Tasa interés 5%
Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados*

| Resultados | |
|--------------------------|---------------|
| Valor Presente Neto | -\$32,247,843 |
| Tasa Interna de Retorno | 2.53% |
| Relación beneficio/costo | 0.68 |

Con esta actualización, los indicadores de viabilidad han mejorado (Tabla 4-23), sin embargo, aún se encuentran por debajo de los valores esperados por la teoría económica, por lo que, con la finalidad de encontrar hacia donde se tendría que impulsar el proyecto se realiza un análisis de sensibilidad para algunos parámetros.

4.7.1. Análisis de sensibilidad al caso de estudio

Debido a que el análisis beneficio costo resultó con indicadores de rentabilidad por debajo de lo esperado, se desarrolló un análisis de sensibilidad considerando los parámetros económicos actualizados como caso base, los cuales se muestran en la Tabla 4-26.

Este análisis de sensibilidad buscó encontrar los valores donde la relación beneficio costo arroja el punto de equilibrio, es decir que la relación Beneficio / Costo es igual a uno (1).

Tabla 4-26 Resultados del análisis beneficio costo con Datos base actualizados
Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Caso Base | Unidad | Valor | Valor Presente Neto (USD) | TIR (%) | Beneficio / Costo |
|-----------------------------|------------|------------|---------------------------|---------|-------------------|
| Costo unitario de Inversión | USD/kW | 863 | | | |
| Monto total de inversión | USD | 75,555,000 | | | |
| Ingresos Netos | USD-año | 3,523,948 | -32,247,843 | 2.53% | 0.68 |
| Costo O&M | USD/kW-año | 15 | | | |
| Tasa de interés | (%) | 5% | | | |
| Horizonte evaluación | años | 80 | | | |

Para realizar el análisis de sensibilidad se variaron cada uno de los parámetros en un porcentaje de (\pm) 25% sobre el caso base. Es decir, sólo un parámetro es el que varía en el rango establecido y se reportan los resultados, luego, se regresa a su valor base y se continúa con el siguiente parámetro, como se muestra en la Tabla 4-27.

Tabla 4-27 Análisis de sensibilidad para los parámetros de los Datos base
Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Sensibilidad Parámetro (+/- 25%) | Variación | Valor | Valor Presente Neto (USD) | TIR Proyecto (%) | Beneficio / Costo |
|----------------------------------|-------------------|------------------|---------------------------|------------------|-------------------|
| Costo de Inversión (USD/kW) | (+)25% | 1,078 | -51,136,593 | 1.76% | 0.57 |
| | (-)42.75% | 494 | 66,268 | 5.01% | 1.00 |
| Ingresos Netos (USD-año) | (+)146.84% | 5,174,565 | 101,305 | 5.01% | 1.00 |
| | (-)25% | 2,642,961 | -49,512,069 | 0.90% | 0.51 |
| Costo O&M (USD/kW-año) | (+)25% | 19 | -38,685,280 | 1.97% | 0.64 |
| | (-)95% | 1 | -7,785,581 | 4.43% | 0.90 |

De acuerdo con los resultados del análisis de sensibilidad, ver Tabla 4-27 se aprecia que el costo de inversión unitario propuesto en el caso base es elevado para las condiciones de esta investigación, por lo que se requeriría reducirlo a un valor de 494 USD/kW instalado (-42.75% del valor que recomienda la Universidad de Australia).

En este sentido se requeriría alcanzar una inversión total de sólo 43.25 millones de dólares, esto podría revisarse con una cuantificación y presupuesto de obra específica. Es importante recordar que el planteamiento de esta investigación es ocupar y habilitar la instalación hidroeléctrica existente, esto podría reducir significativamente los costos por inversión y mantenimiento.

El siguiente parámetro, quizá el más importante para el objetivo de este trabajo es el ingreso neto, el cuál es el resultado de la operación óptima del Rebombeo con la herramienta de simulación.

De acuerdo con el caso base, este ingreso neto por sí solo no alcanza a cubrir la viabilidad del proyecto, por lo cual, en el análisis de sensibilidad, se muestra que este valor tendría que incrementarse en más de 5.17 millones de USD anuales (+146.84%) para que el proyecto se pague considerando únicamente la compraventa de energía.

Para el parámetro de costo de operación y mantenimiento (O&M), se concluye que si se considera un costo alto anual supondría gran presión en la viabilidad de esta tecnología, los costos anuales por O&M resultan de 1.3 millones de dólares al año, casi la mitad del ingreso anual.

5. DISCUSIÓN

Este trabajo propuso el uso de centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo para consumir energía barata o de baja demanda y producir electricidad cuando el precio de la energía es elevado, esta operación se adecuaría a la demanda.

Los resultados encontrados respaldan la hipótesis planteada de identificar un potencial posible aprovechando infraestructura existente y optimizar el recurso hídrico para la obtención de la política de operación adecuada de acuerdo con la capacidad de potencia propuesta.

Se identificó que el potencial de centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo tiene algunas desventajas por ejemplo, al utilizar menos del 1% del volumen útil del embalse lo cual resultó en una baja capacidad de potencia para instalar, ya que, de acuerdo con los registros de Rebombes en el mundo, se encuentran potencias de más de 1,000 MW instalados ([IHA, 2021b](#)), este estudio analizó capacidades promedio de sólo 190 MW.

Sin embargo, se encuentra asegurada la disponibilidad hídrica de acuerdo con el volumen de escurrimiento medio anual que llega al embalse, además, al proponer una capacidad de potencia del 30% con respecto a la que está instalada en las centrales hidroeléctricas, se podrían ahorrar costos de refuerzo en infraestructura civil y eléctrica.

Otro hallazgo importante de esta investigación fue determinar que no se alcanza la viabilidad económica utilizando únicamente los precios marginales locales en la compraventa de energía, ya que el ingreso neto anual del caso de estudio resultó de 3.50 millones de dólares, mientras que la inversión inicial sería de más de 100 millones de dólares para instalar 87.60 MW de potencia en Zimapán.

De manera preliminar, se infieren otros posibles beneficios que podrían agregarse en el análisis beneficio costo, como lo es el balance de potencia, el cual quedó fuera del alcance de esta tesis.

De modo que se realizó un ejercicio considerando el beneficio *por balance de potencia* ([CENACE, 2022b](#)), este es acreditado por el CENACE para las centrales de generación que ofrecen regulación de potencia en el sistema eléctrico. El valor de potencia promedio para los últimos 7 años (2016-2022) es de \$33,453 USD/MW-año, si se anexa este beneficio a los ingresos se obtienen los siguientes parámetros, ver Tabla 5-1:

Tabla 5-1 Parámetros actualizados incluyendo el precio de potencia
Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Parámetros Económicos | | | |
|------------------------------|---------------|----------------|---|
| Parámetros | Unidad | Valor | Nota |
| Ingresos | | | |
| Ingreso Neto (compraventa) | USD-año | \$3,523,948 | Cálculo del ejercicio |
| Ingreso por Potencia | USD/MW-año | \$33,454 | Promedio del Mercado de Balance de Potencia (2016-2022) |
| Costos | | | |
| Costo inversión referencia | USD/kW | \$ 1,150 | Australian National University, 2017 |
| Monto de inversión total | USD | \$ 100,740,000 | Cálculo del ejercicio |
| Costo O&M Fijo | USD/kW-año | \$ 20 | IRENA Renewable Cost Database (IRENA, 2021) |

Considerando la tasa de interés del 5%, los ingresos totales resultan de \$126.48 millones de dólares, mientras que los costos totales de \$135.07 millones de dólares, ambos en valor presente (ver Tabla 5-2).

Tabla 5-2 Análisis Beneficio/Costo considerando ingresos por potencia
Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Año | Ingresos (USD) | | | Costos (USD) | | | Flujo de efectivo | Flujo acumulado |
|-------------------|----------------|----------------|----------------------|----------------------|------------|----------------|-------------------|-----------------|
| | Ingresos (USD) | Potencia (USD) | Beneficios totales | Inversión | O&M | Costos totales | | |
| 0 | | | | -100,740,000 | | 100,740,000 | -100,740,000 | |
| 1 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -96,037,524 |
| 2 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -91,335,048 |
| 3 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -86,632,572 |
| 4 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -81,930,096 |
| 5 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -77,227,619 |
| 6 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -72,525,143 |
| 7 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -67,822,667 |
| 8 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -63,120,191 |
| 9 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -58,417,715 |
| 10 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -53,715,239 |
| 11 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -49,012,763 |
| 12 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -44,310,287 |
| 13 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -39,607,811 |
| 14 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -34,905,334 |
| 15 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -30,202,858 |
| 16 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -25,500,382 |
| 17 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -20,797,906 |
| 18 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -16,095,430 |
| 19 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -11,392,954 |
| 20 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -6,690,478 |
| 21 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | -1,988,002 |
| 22 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | 2,714,474 |
| 23 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | 7,416,951 |
| 24 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | 12,119,427 |
| 25 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | 16,821,903 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| 75 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | 251,945,708 |
| 76 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | 256,648,185 |
| 77 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | 261,350,661 |
| 78 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | 266,053,137 |
| 79 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | 270,755,613 |
| 80 | 3,523,948 | 2,930,528 | 6,454,476 | | -1,752,000 | 1,752,000 | 4,702,476 | 275,458,089 |
| Total, VPN | | | \$126,484,886 | \$135,072,999 | | | | |

Derivado del análisis anterior, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3 Resultados del análisis beneficio costo incluyendo potencia, Tasa interés 5%
Fuente: Elaboración propia con análisis de resultados

| Resultados | |
|--------------------------|--------------|
| Valor Presente Neto | -\$8,588,113 |
| Tasa Interna de Retorno | 4.53% |
| Relación beneficio/costo | 0.94 |

Se aprecia que al acreditar la potencia que ofrece esta tecnología, se impulsarían de manera sustancial los rebombes, ya que el resultado, considerando este otro beneficio, está muy cerca de alcanzar la viabilidad.

Dentro de las limitaciones para el análisis beneficio costo, no se tomaron en cuenta los servicios de almacenamiento que ofrece el rebombes a la red eléctrica (ver subcapítulo 2.2.2. Servicios que ofrecen las tecnologías de almacenamiento de energía).

Existen también en el mercado eléctrico los Certificados de Energía Limpia ([CENACE, 2022c](#)), pero por el momento este mercado se encuentra detenido; si se lograra considerar este certificado, se podrían compensar los ingresos que determinen la viabilidad del almacenamiento en México, así como incluir los servicios conexos que se reconocen a las tecnologías que funcionan como reservas del sistema eléctrico.

Es importante señalar que el análisis de viabilidad es aplicado a un particular caso de estudio, se tendría que someter a la misma evaluación los 15 rebombes restantes para poder plantear una estrategia o posibles soluciones en caso de que la mayoría no se encuentre económicamente viable.

6. CONCLUSIONES

Esta tesis ha estimado un potencial de centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo que podrían desplegarse en México, para ello, se consideró ubicarlas en embalses de las centrales hidroeléctricas de la CFE, esto permitiría utilizar la infraestructura existente.

Se revisó que las centrales hidroeléctricas convencionales en México han venido modificando su comportamiento horario histórico para cubrir el desbalance ocasionado por las centrales intermitentes, principalmente en las horas pico de la tarde-noche.

El crecimiento de la oferta de energía intermitente se ha cubierto en su mayoría, con centrales cuyo régimen de generación no se acomoda al de la demanda, por lo que es indispensable contar con energía almacenada a gran escala y con la capacidad de usarla en forma inmediata para cubrir este desbalance. Además, en México se tiene comprometido hacia el año 2050, la meta del 50% de generación a base de energías limpias.

La primera contribución de este trabajo fue identificar el Potencial probable de tecnologías hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo en México, ubicadas sobre infraestructura existente, las cuales, aportarían una capacidad de potencia total de 3,047 MW, considerando 16 sitios candidatos; esta nueva capacidad es equivalente al 24.2% de la capacidad hidroeléctrica instalada actualmente.

Para ubicar el Rebombado, se identificaron zonas con restricciones socioambientales que pudieran ocasionar un riesgo, por lo que se propuso alejarse de estas zonas a más de 5 km a la redonda.

La capacidad de potencia se propuso considerando el 30% de la capacidad instalada en las centrales hidroeléctricas de la CFE y el volumen del tanque superior se ajustó en función de la disponibilidad hídrica del embalse, por lo que se revisó el volumen de escurrimiento medio anual para asegurar que se pueda llenar sin mayor problema.

Los 16 Rebombados ofrecen una generación total de más de 6,616 GWh/año proponiendo 7 horas de operación al día, y se estarían consumiendo más de 9,159 GWh/año, bombeándose por 9.69 horas. El total de volumen hídrico calculado para llenar todos los tanques superiores sería de 45 hm³ y se requeriría una superficie total del orden de 150 hectáreas.

Dado que los ciclos bombeo-generación de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo implican pérdidas de energía en la reconversión por el paso del almacenamiento, es de vital importancia optimizar su funcionamiento seleccionando las horas en que se bombea y se genera energía de manera que se

obtenga un beneficio máximo aprovechando el diferencial de los precios marginales locales.

Por lo que, la segunda contribución de esta tesis fue desarrollar una herramienta para simular funcionamientos de vasos y optimizar los horarios para bombeo y generación de centrales de Rebombeos.

Esta herramienta permite definir la política de operación del rebombeo que mejores beneficios obtiene.

Se planteó una función objetivo con restricciones operativas, las cuales se adecuan a la operación histórica del embalse, aprovechando al máximo el recurso hídrico disponible y a su vez, obteniendo el valor máximo de ingresos netos anuales con la compraventa de energía, determinando de esta manera su política de operación.

Se desarrolló un caso de estudio dentro de la C.H. Zimapán, este sitio candidato fue seleccionado debido a que presentó las mejores condiciones, la ubicación del Rebombeo Zimapán se propuso con una potencia a instalar de 87.60 MW y un desnivel de 420 m, sitio donde se alojaría el tanque hidráulico superior con capacidad para almacenar agua de 2.25 hectómetros cúbicos, interconectado al embalse Zimapán mediante una tubería de acero soldado con diámetro de 2.73 m y una longitud de 816.33 m.

Con este dimensionamiento, se implementó el uso de la herramienta de simulación y optimización con la cual se obtuvieron los mayores beneficios: generar energía eléctrica durante 7 horas continuas en el rango de alta demanda (producción de energía total 202.03 GWh/año) y bombear por casi 10.10 horas en tiempos de baja demanda (consumo de energía total 284.66 GWh/año).

Con esta configuración, el Rebombeo Zimapán consumió 82.63 GWh/año más energía que la que produce anualmente, por lo que se requieren de 141% más energía para llenar el tanque superior con respecto a la que se produce.

Sin embargo, al acoplar el comportamiento de la demanda a través de los precios marginales locales, se logró maximizar el beneficio anual en un 125.42% con respecto a la compra anual de energía, esto representó un ingreso neto anual de 3.50 millones de dólares.

Con este beneficio, la última parte de este trabajo consistió en un análisis beneficio - costo, donde se consideró únicamente los ingresos por la compraventa de energía y se contrastó con los costos por inversión inicial más los costos de operación y mantenimiento (O&M).

Para una potencia de 87.60 MW el costo inicial de inversión resultó en más de 100 millones de dólares, mientras que en el rubro de operación y mantenimiento se consideró un valor de 20 USD/kW-año, tomando en cuenta que para el mantenimiento se puede aprovechar la infraestructura operacional de la planta actual.

De esta manera, el valor presente neto obtenido fue de \$-32.24 millones de dólares, la tasa interna de retorno de 2.53%, por lo que la relación beneficio costo resultó de 0.68, utilizando una tasa de interés del 5%; en consecuencia, para este caso de estudio, los parámetros de viabilidad están por debajo de lo esperado.

Posteriormente, se realizó un análisis de sensibilidad donde se determina el punto de equilibrio para cada parámetro y se encontraron dos formas de alcanzar la viabilidad: la primera, donde el ingreso neto anual tendría que aumentarse en un 46.84%, es decir, se requieren de más de 5.17 millones de dólares al año como resultado de la compraventa de energía; y la segunda, reduciendo los costos de inversión en un 42.75%, o dicho de otra manera, limitar la inversión inicial en 43.25 millones de dólares para la capacidad 87.60 MW, situación que se muestra compleja.

- **Recomendaciones**

Se considera importante profundizar estos estudios debido al incremento de energías intermitentes que se planea desarrollar en el país, por esta razón, se requieren de tecnologías de almacenamiento que permitan la integración y adecuado control de la red eléctrica.

Se podría ampliar la capacidad de potencia a instalar con el objetivo de aumentar el ingreso neto anual, sin embargo, esta decisión dependerá de la disponibilidad del recurso hídrico.

Se recomienda automatizar la herramienta de simulación-optimización.

Se recomienda analizar y evaluar los costos de inversión iniciales a través de un presupuesto con cantidades de obra. Se cree que al aprovechar infraestructura existente se podrían reducir los valores índice que se utilizaron en esta tesis.

- **Futuras líneas de investigación:**

En función de los hallazgos obtenidos, se plantean nuevas preguntas de investigación:

- Si se consideran los servicios de almacenamiento reconocidos en el marco legal mexicano, los certificados de energía limpia, y otros beneficios ¿Se lograría la viabilidad del rebombado en México?
- ¿Qué otros beneficios se podrían sumar para desplegar la tecnología de rebombado? En temas hidrológicos, energéticos, ambientales o quizá hasta sociales.
- ¿Realmente es posible reducir los costos de inversión? Y ¿en qué rango son valores aceptados comercialmente?

7. REFERENCIAS

1. Abdellatif, D., AbdelHady, R., Ibrahim, A.M. et al. Conditions for economic competitiveness of pumped storage hydroelectric power plants in Egypt. *Renewables* 5, 2 (2018). <https://doi.org/10.1186/s40807-018-0048-1>
2. Acuña, G., Domínguez, R., Arganis, M. (2021). Potencial de centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo, instaladas sobre embalses de CFE en México. XXIX Congreso Latinoamericano de Hidráulica. México.
3. AESO, (2023), The Alberta Electric System Operator (AESO); <https://www.aeso.ca/market/market-and-system-reporting>
4. Alarcón, F.; Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada. Universidad de Chile, (2022). Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
5. Argonne, (2013); Modeling Ternary Pumped Storage Units. Argonne National Laboratory, U.S. Department of Energy - Wind and Waterpower Technologies Office.
6. Arreguín, F., López, M., (2015). Atlas de vulnerabilidad hídrica en México ante el cambio climático. Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, IMTA, 2015.
7. Australian National University, (2017). An atlas of pumped hydro energy storage, The Complete Atlas. Australian National University. 21September 2017. Consultado en <https://nationalmap.gov.au/renewables/help/map-navigation.html>
8. Ayros, C., Chuquipiondo, E., (2016) "Optimización del diseño del diámetro económico de la tubería forzada para centrales hidroeléctricas" XXVII Congreso Latinoamericano de Hidráulica. Lima, Perú, 28 al 30 de setiembre de 2016.
9. Bayazit, Y.; Bakı, s, R.; Koç, C. A study on transformation of multi-purpose dams into pumped storage hydroelectric power plants by using GIS model. *Int. J. Green Energy* (2021), 18, 308-318. <https://doi.org/10.1080/15435075.2020.1865362>
10. Bayón, L.; Grau, J.M.; Ruiz, M.M.; Suárez, P.M. Optimization of a Pumped-Storage Fixed-Head Hydroplant: The Bang-Singular-Bang Solution. *Math. Probl. Eng.* 2011, 2011, 561592. <https://doi.org/10.1155/2011/561592>
11. Blakers, A.; Stocks, M.; Lu, B.; Cheng, C. A review of pumped hydro energy storage. *Prog. Energy* (2021), 3, 022003. <https://dx.doi.org/10.1088/2516-1083/abeb5b>
12. CENACE, (2017). Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista, 2016. Presentado por: Monitor Independiente del Mercado. 19/06/2017. Consultado en: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/ModuloServicios/Reporte%20Anual%20del%20MEM%202016%20-%20MIM.pdf>
13. CENACE, (2021a), Precios Marginales Locales MDA, <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreEnerServConMDA.aspx>
14. CENACE, (2022), Energía Generada por Tipo de Tecnología, <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/EnergiaGeneradaTipoTec.aspx><https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/EnergiaGeneradaTipoTec.aspx>
15. CENACE, (2022a), Demanda de energía a nivel regional, <https://www.cenace.gob.mx/graficademanda.aspx>
16. CENACE, (2022b), Precio de Potencia, Mercado para el Balance de Potencia. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/PrecioPotencia.aspx>
17. CENACE, (2022c), Mercado de Certificados de Energías Limpias (MCEL). <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/MercadoCEL.aspx>

18. Center for Sustainable Systems, University of Michigan. (2022). "U.S. Grid Energy Storage Factsheet." Pub. No. CSS15-17. September 2022.
19. CFE, (2008). Manual de diseño de obras civiles. Diseño por sismo. México, 2008. Consultado en: <https://www.gob.mx/ineel/prensa/manual-de-diseno-de-obras-civiles-diseno-por-sismo-notable-logro-de-la-ingenieria-de-mexico?idiom=es>
20. CFE, (2022). Hidroeléctricas, energía limpia y confiable para la población. 3 de marzo 2022. Comisión Federal de Electricidad. Boletín: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2482#:~:text=Actualmente%20la%20CFE%20cuenta%20con,mediana%20escala%20y%2035%20mini>
21. CLICOM, (2022). Datos climáticos diarios del CLICOM del SMN a través de su plataforma web del CICESE (<http://clicom-mex.cicese.mx>)
22. CONABIO, (2022). Portal de geoinformación 2023, Sistema nacional de información sobre biodiversidad (SNIB). Consultado en: <http://www.conabio.gob.mx>
23. CONAGUA, (2021). Subdirección General Técnica. Principales presas (nacional) consultado en: <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=presasPrincipales&ver=reporte>
24. CONAGUA, (2022). Sistema de Información Geográfica de Acuíferos y Cuencas (SIGACUA). 2022. Consultado en: <https://sigagis.conagua.gob.mx/aprovechamientos>
25. CONAGUA, (2022a). Sistema Nacional de Información del Agua, (SINA). CONAGUA. Subdirección General Técnica. Consultada en: <http://sina.conagua.gob.mx/sina/>
26. CONAGUA, (2022b). Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales (BANDAS), consultada en: <https://app.conagua.gob.mx/bandas>.
27. CONAGUA, (2022c). Sistema de Seguridad de Presas. Comisión Nacional del Agua. 01 de marzo de 2021. Consultada en: <https://www.gob.mx/conagua/articulos/sistema-de-seguridad-de-presas-186396>
28. CRE, (2019). ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-017-CRE-2018, Métodos de medición de variables para el cálculo del porcentaje de energía libre de combustible y procedimiento para la evaluación de la conformidad. En su formato electrónico, es a través de la dirección electrónica: www.dof.gob.mx, Secretaría de Energía; Estados Unidos Mexicanos; DOF (21/01/2019); disponible en versión HTML en internet: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5548498&fecha=21/01/2019#gsc.tab=0
29. EASE-EERA, (2017). European energy storage technology development roadmap, 2017 update, European Association for Storage of Energy.
30. Electricity Maps, (2022), Electricity Maps Univate, Copenhagen; <https://app.electricitymaps.com>
31. EPRI, (2016). Bulk Energy Storage: Economic Analysis. EPRI, Palo Alto, CA: 2016. 3002008884.
32. EPRI, (2018). Reserve and Flexibility Products to Facilitate the Integration of Variable Energy Resources A Survey of Recent U.S. and International Experiences. 3002013679. Technical Update, December 2018.
33. EPRI, (2019). Energy Storage Integration Council (ESIC) Energy Storage Test Manual. 3002013530. Technical Update. December 2019.
34. Escobar, A., Holguín, M.; (2011). Sistemas de almacenamiento de energía y su aplicación en energías renovables. Scientia et Technica Año XVII, No 47, abril de 2011. Universidad Tecnológica de Pereira.
35. eStorage, (2016); Solution for cost-effective integration of renewable intermittent generation by demonstrating the feasibility of flexible large-scale energy storage with innovative market and grid control approach: Obstacles for the Integration of Storage in Current EU Regulatory and Market Framework. European Commission - Directorate General for Research.

36. Fares, R.; (2015). Throwback Thursday: The First U.S. Energy Storage Plant. Scientific American. Consultado en: <https://blogs.scientificamerican.com/plugged-in/throwback-thursday-the-first-u-s-energy-storage-plant>
37. Gallardo, L., (2019). Modelado de un sistema de Rebombear y su esquema de protección diferencial. Repositorio Dspace. Tesis (Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica), Instituto Politécnico Nacional, SEPI, ESIME, Unidad Zacatenco, URI: <http://tesis.ipn.mx/handle/123456789/27505>
38. GE, (2019). Implementing sustainable business models for hydro storage, General Electric Company. Renewable Energy, 2019
39. Girmaw, B., Han, M., Mekonnen, S.; Pumped energy storage system technology and its AC-DC interface topology, modelling, and control analysis: a review. The Journal of Engineering. The 14th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2018). eISSN 2051-3305. (2018). doi: 10.1049/joe.2018.8379
40. Goodenough, "Electrochemical energy storage in a sustainable modern society", in The Royal Society of Chemistry (2014).
41. Graham, N., Malagón, E., Viscidi, L.; (2021), State of charge: energy storage in Latin America and the Caribbean. Inter-American Development Bank. Consultado de: https://publications.iadb.org/en/state-charge-energy-storage-latin-america-and-caribbean?_gl=1*k2h1dy*_ga*NDQxNTA0NDE2LjE2NzU3MTg2NjI.*_ga_9CQ7ER9V3F*MTY3NTcxODY2MS4xLjEuMTY3NTcxODcwNS4xNi4wLjA.
42. Henden A., Gerard Doormanb, Arild Helsetha. Economic analysis of large-scale pumped storage plants in Norway. Energy Procedia 87 (2016) 116 - 123. doi: 10.1016/j.egypro.2015.12.340
43. Hunt J., Byers E, Riahi K, & Langan S, (2018). Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir dams from the water, energy and land nexus perspective. Energy Conversion and Management.
44. Ibrahim, H., Ilinca, A., Faheem, A.; Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies. Energy Storage. (2013). <https://doi.org/10.5772/52220>
45. ICOLD, (2019) International Commission On Large Dams, 2019, Consulta en https://www.icold-cigb.org/GB/dams/role_of_dams.asp
46. IEA, (2014). International Energy Agency. Technology Roadmap, Energy storage. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/80b629ee-597b-4f79-a236-3b9a36aedbe7/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>
47. IEA, (2018). International Energy Agency. World Energy Outlook 2018. https://iea.blob.core.windows.net/assets/77ecf96c-5f4b-4d0d-9d93-d81b938217cb/World_Energy_Outlook_2018.pdf
48. IEA, (2021). How rapidly will the global electricity storage market grow by 2026? Part of Renewables 2021. Fuel report 01 December 2021. Consultado en: <https://www.iea.org/articles/how-rapidly-will-the-global-electricity-storage-market-grow-by-2026>
49. IHA, (2021). Working Paper on Sustainability of Pumped Storage Hydropower. Sustainability Working Group September 2021. International Forum on Pumped Storage Hydropower. International Hydropower Association. <https://pumped-storage-forum.hydropower.org>
50. IHA, (2021a). Pump it up: Recommendations for urgent investment in pumped storage hydropower to back the clean energy transition. International Forum on Pumped Storage Hydropower Policy and Market Frameworks Working Group: Global Paper. September 2021. International Forum on Pumped Storage Hydropower. International Hydropower Association. <https://pumped-storage-forum.hydropower.org>

51. IHA, (2021b). International Hydropower Association (IHA). Hydropower Pumped Storage Tracking Tool. Consultado en <https://professional.hydropower.org/page/map-pumped-storage-tracking-tool>
52. IHA, (2021c). International Hydropower Association (IHA). Innovative Pumped Storage Hydropower Configurations and Uses. Capabilities, Costs & Innovation Working Group. September 2021.
53. IHA, (2022). International Hydropower Association (IHA). Pumped hydro 2022. Consultado en <https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage>
54. INECC, (2020). Hoja de ruta tecnológica y potencial de mitigación del almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos en México. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. 2020. <https://www.gob.mx/inecc/documentos/hoja-de-ruta-tecnologica-y-potencial-de-mitigacion-del-almacenamiento-de-electricidad-a-escala-de-servicios-publicos-en-mexico>
55. INEGI, (2022). SIATL: Simulador de Flujos de Agua de Cuencas Hidrográficas. Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) Consultada en: http://antares.inegi.org.mx/analisis/red_hidro/SIATL/#
56. IRENA, (2013). Thermal energy storage: Technology brief, 2013.
57. IRENA, (2018). Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy. International Renewable Energy Agency, 2018 Abu Dabi.
58. IRENA, (2020), Renewable capacity statistics 2020 International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-239-0
59. IRENA, (2022), Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-452-3.
60. Jacob, A.S.; Garg, R.; Mallik, E.V.; Raju, G.V.H. Techno-Economic Analysis of Pumped-Hydro-Energy Storage as Peaking Power Plants in India for High Renewable Energy Scenarios. In Proceedings of Symposium on Power Electronic and Renewable Energy Systems Control; Mohapatro, S., Kimball, J., Eds.; Lecture Notes in Electrical Engineering; Springer: Singapore, (2021). DOI: 10.1007/978-981-16-1978-6_27
61. Jiménez-Medina, O. (2015). Fórmulas generales para los coeficientes de Chézy y de Manning. Tecnología y ciencias del agua, 6(3), 33-38.
62. Kougias, I., Aggidis, G., Avellan, F. et al; (2019). Analysis of emerging technologies in the hydropower sector, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 113, 2019, 109257, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109257>.
63. Kougias, I.; Szabó, S. Pumped hydroelectric storage utilization assessment: Forerunner of renewable energy integration or Trojan horse? Energy (2017), 140, 318-329. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.106>
64. Librich et al, "Supercapacitors: Properties and applications", in Journal of Energy Storage, (2018).
65. Lindström, J., Granit, (2012). Large-scale water storage in the water, energy and food nexus, Perspectives on benefits, risks and best practices. Stockholm International Water Institute (SIWI), 2012.
66. Liscia, S., Lucino, C., Angulo, M.; Metodología de selección de potencia instalada en centrales hidroeléctricas. (2008). XXIII Congreso Latinoamericano de Hidráulica. Cartagena de Indias Colombia, septiembre 2008. http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/50052/Documento_completo.pdf?sequence=3&isAllowed=y
67. LTE, (2015), Ley de Transición Energética, Diario Oficial de la Federación (DOF), 24 de diciembre de 2015, México.

68. Mahmoud et al, "A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications", in *Energy Conversion and Management*, (2020).
69. Mamani, L., (2013). "Arranque en Negro". Scribd. Consultado en: <https://es.scribd.com/document/157244380/Arranque-en-Negro#>
70. Masiello, R.D., (2014). Business Models for Deploying and Operating Energy Storage and Risk Mitigation Aspects, *Proceedings of the IEEE*.
71. Mendoza-Ramírez, R.; Arganis, M. L.; Domínguez M. R.; and Acuna, G., "Water Supply Operating Rules In Parallel Dams By Means Of Genetic Algorithms" (2014). CUNY Academic Works. https://academicworks.cuny.edu/cc_conf_hic/106. Water Resource Management Commons
72. Menéndez, J.; Fernández-Oro, J.M.; Galdo, M.; Loredó, J. Efficiency analysis of underground pumped storage hydropower plants. *J. Energy Storage* (2020), 28, 101234. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101234>
73. Morante, J.R. (2014). El almacenamiento de la electricidad. *Energía y medio ambiente*, Fundación Gas Natural. Instituto de Investigación en Energía de Cataluña.
74. Muñico Casas, E.; Mayco Chávez, R. J. & Cairo Hurtado, T. (2020). Control de la cavitación para obtener los parámetros de funcionamiento óptimos en bombas centrífugas. *Prospectiva Universitaria, Revista de la UNCP*. 17(1), 79-83. <https://doi.org/10.26490/uncp.prospectivauniversitaria.2020.17.1403>.
75. Nag, S.; Lee, K.Y.; Suchitra, D. A Comparison of the Dynamic Performance of Conventional and Ternary Pumped Storage Hydro. *Energies*. (2019), 12, 3513. <https://doi.org/10.3390/en12183513>
76. NHA, (2018); '2018 Pumped Storage Report, National Hydropower Association, Washington D.C., USA.
77. Oviedo, J., Bastidas, J., Solano J.; (2017). Techniques of analysis and control to improve the stability of electrical microgrids: review in the literature. Versión final: noviembre 01, 2017. Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica – SICEL
78. Popular science, (1930). A ten-mile Storage Battery. July 1930. Página 60. https://books.google.com.au/books?id=sigDAAAAMBAJ&pg=PA60&dq=1930+plane+%22Popular&hl=en&ei=zxiVTztj-PrOgGvtu2kBw&sa=X&oi=book_result&ct=result&redir_esc=y#v=onepage&q=1930%20plane%20%22Popular&f=false
79. Rauf, H.; Gull, M.S.; Arshad, N. Complementing hydroelectric power with floating solar PV for daytime peak electricity demand. *Renew. Energy* (2020), 162, 1227-1242. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.017>
80. Rehman, S.; Al-Hadhrani, L.M.; Alam, M.M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* (2015), 44, 586-598. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
81. SENER, (2015). ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico. En su formato electrónico, es a través de la dirección electrónica: www.dof.gob.mx, Secretaría de Energía; Estados Unidos Mexicanos; DOF (08/09/2015); disponible en versión HTML en internet: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20\[DOF%2008-09-15\]%20.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20[DOF%2008-09-15]%20.pdf)
82. SENER, (2016). PRODESEN 2016-2030. De Sitio Web: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/102166/PRODESEN_2016-030_1.pdf
83. SENER, (2017). Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias. <https://dgel.energia.gob.mx/azel>

84. SENER, (2017a). ACUERDO por el que se emite el Manual de Costos de Oportunidad. En su formato electrónico, es a través de la dirección electrónica: www.dof.gob.mx, Secretaría de Energía; Estados Unidos Mexicanos; DOF (16/10/2017); disponible en versión HTML en internet: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Manuales/Manual%20de%20Costos%20de%20Oportunidad%20\[DOF%2016-10-17\].pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Manuales/Manual%20de%20Costos%20de%20Oportunidad%20[DOF%2016-10-17].pdf)
85. SENER, (2020). ACUERDO por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional. En su formato electrónico, es a través de la dirección electrónica: www.dof.gob.mx, Secretaría de Energía; Estados Unidos Mexicanos; DOF (15/05/2020); disponible en versión HTML en internet: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020#gsc.tab=0
86. SENER, (2020a). ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética. En su formato electrónico, es a través de la dirección electrónica: www.dof.gob.mx, Secretaría de Energía; Estados Unidos Mexicanos; DOF (07/02/2020); disponible en versión HTML en internet: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07/02/2020#gsc.tab=0
87. SENER, (2022). Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036. [en línea] México: SENER. Disponible en: <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2022-2036>
88. Simão, M.; Ramos, H.M. Hybrid Pumped Hydro Storage Energy Solutions towards Wind and PV Integration: Improvement on Flexibility, Reliability and Energy Costs. *Water* (2020), 12, 2457. <https://doi.org/10.3390/w12092457>
89. Soito, J., Vasconcelos, M.; Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 15, Issue 6, (2011), Pages 3165-3177, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.04.006>
90. United Nations, (2021). Energías renovables: energías para un futuro más seguro. Acción por el Clima, consultado febrero 2021; Disponible en <https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>
91. US DOE, (2020). 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment. Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020. December 2020. DOE/PA-0204. <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf>
92. Vargas, A., Canca, D., Núñez, F.; Mathematical Modelling of Contemporary Electricity Markets, (2021). Chapter 12 - Business opportunities in the day ahead markets by storage integration: An application to the German case, Editor(s): Athanasios Dagoumas, *Mathematical Modelling of Contemporary Electricity Markets*, Academic Press, 2021, Pages 209-224, ISBN 9780128218389, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821838-9.00012-8>
93. Victor, D.; (2019); Pumped Energy Storage: Vital to California's Renewable Energy Future
94. Voith Hydro, (2013); 'Pumped storage machines - Reversible pump-turbines, ternary sets and motor-generators', Brochure, Heidenheim, Germany.
95. White, F., (2011). *Fluid mechanics* (7th ed.). McGraw-Hill Education.
96. Xflex hydro, (2022). Hydropower Extending Power System Flexibility (XFLEX HYDRO). Consultado en <https://www.xflexhydro.com>

97. Yang W, Yang J, Guo W, Zeng W, Wang C, Saarinen L, Norrlund P., A Mathematical Model, and Its Application for Hydro Power Units under Different Operating Conditions. *Energies*. (2015); 8(9):10260-10275. <https://doi.org/10.3390/en80910260>
98. Zhifeng, L., Qing Z., Qun G., (2021). Pumped hydro energy storage arbitrage in the day-ahead market in smart grid using stochastic p-robust optimization method. *Sustainable Cities and Society*. Volume 75. 2021. 103274, ISSN 2210-6707, <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103274>

GLOSARIO, ACRÓNIMOS Y EQUIVALENCIAS

Glosario

Almacenamiento de energía: Métodos para la conservación de la energía a través de diferentes tecnologías utilizándose principalmente para su gestión, esta solución tecnológica procura equilibrar los momentos de oferta y demanda en sistemas eléctricos.

Área Natural Protegida (ANP): Porción de territorio (terrestre o acuático), cuyo fin es conservar la biodiversidad representativa de los ecosistemas, Tiene el propósito de asegurar el equilibrio y la continuidad de los procesos evolutivos y ecológicos y cuyas características no han sido esencialmente modificadas.

Balance de potencia: Equilibrio de la capacidad en MW entregada por una central de generación y que debe ser consumida por los centros de carga dentro del sistema eléctrico. El CENACE es el encargado de acreditar los recursos y su valor económico en función de la demanda, se realizan ejercicios anuales para determinar su valor.

Bases del mercado eléctrico: Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del mercado eléctrico incluyendo las subastas (LIE, 2014).

Calidad de energía: Indicador del suministro de energía eléctrica con parámetros y condiciones establecidas por la CRE que miden la alteración en la forma de onda, esto permite mantener el servicio a los componentes de equipos y dispositivos eléctricos.

CAPEX: Capex es el acrónimo de Capital Expenditures, es decir, gastos de capital o inversiones de capital. Se trata de los gastos de inversión para infraestructura.

Central Eléctrica: Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica (LIE, 2014)

Central piquera: Planta de generación de energía eléctrica disponible para producir en las horas de máxima demanda, o bien, cuando el operador del sistema eléctrico le ordene entregar energía para cubrir cierta demanda.

Certificados de energía limpia: Son títulos que acreditan la producción de energía eléctrica a través de centrales de energías limpias. La Comisión Reguladora de Energía es la encargada de emitir estos títulos para cumplir las necesidades de los centros de carga.

Continuidad de energía: Indicador de la demanda eléctrica de los usuarios finales, la duración y frecuencia deberán ser menores a lo establecido por la CRE, siempre que se proporcione una respuesta rápida a una demanda cambiante.

Corriente alterna: Circulación oscilatoria de carga eléctrica a través de un material, en la que las cargas eléctricas cambian el sentido del movimiento en intervalos regulares o ciclos. Es el tipo de corriente más utilizado en hogares y la industria.

Corriente continua: Circulación constante de carga eléctrica a través de un material, generalmente del polo positivo al polo negativo, este tipo de intensidad eléctrica no cambia de sentido al transcurrir el tiempo.

Costo nivelado de energía: Indicador del precio de la energía en USD/MWh, que permite a una tecnología vender electricidad de manera rentable. También es utilizado para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías.

Embalse: Depósito artificial de agua construido generalmente obturando la boca de un valle mediante un dique o una presa (cortina) que retiene las aguas de un río cerrando total o parcialmente su cauce.

Energía cinética: Es la energía que poseen los cuerpos cuando están en movimiento, de acuerdo con la segunda ley de Newton, equivale a un medio de la masa por la velocidad al cuadrado.

Energía eólica: Aprovechamiento de la energía cinética de una corriente de aire, que pasa a través de un aerogenerador.

Energía hidráulica: Aprovechamiento de la energía cinética y potencial de una masa de agua en corrientes, mareas o saltos de agua. El agua mueve una turbina cuyo movimiento de rotación se transfiere, mediante un eje a un generador de electricidad.

Energía intermitente: Centrales de generación que no se ajustan a una demanda energética y cuya fuente depende de factores climatológicos.

Energía limpia: Aquellas centrales de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias (LIE, 2014).

Energía potencial: Tipo de energía relacionada con la posición relativa de un cuerpo en reposo con respecto a una superficie particular. La energía potencial gravitatoria es la que poseen los objetos por estar situados a una cierta altura de la superficie terrestre.

Energía renovable: Aquellas centrales de generación de electricidad cuya fuente se regenera periódicamente, se encuentran disponibles de forma continua en la naturaleza y que en su proceso de generación no emiten contaminantes, como, por ejemplo: viento, radiación solar, energía hidráulica, oceánica, calor de yacimientos, entre otros (LTE, 2015).

Energía solar fotovoltaica: Aprovechamiento a partir de energía solar, particularmente a través de celdas fotovoltaicas.

Factor de planta: Indicador de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo, cociente entre la energía real generada durante un tiempo, generalmente anual, y la energía generada si trabajara a plena carga durante el mismo periodo. (CENACE, 2016).

Gases de Efecto Invernadero. Gases que atrapan el calor en la atmósfera como el dióxido de carbono, metano, óxido nitroso y gases fluorados.

Generación firme: Energía suministrada por una central eléctrica de forma constante y garantizada durante las 24 horas del día.

Generador asíncrono: Máquina rotatoria que es capaz de convertir energía mecánica en energía eléctrica conformado por un estator en su parte fija y un rotor en su parte móvil, cuya velocidad de giro es provocada por una jaula de ardilla o bobinado, este giro debe ir retrasado respecto del campo magnético rotatorio, además, no requiere el uso de un circuito independiente para su funcionamiento y se arranca directamente, esta velocidad no es la del sincronismo impuesto por la frecuencia de la red, por lo que no necesita regulación de tensión.

Generador síncrono: Máquina rotatoria que es capaz de convertir energía mecánica en energía eléctrica, está conformada por un rotor de imanes o electroimanes, que es la parte móvil y un

estator en su parte fija. En este caso, una turbina mueve el rotor y las terminales del estator producen potencia eléctrica trifásica, el motor gira a la misma velocidad que el campo magnético y se mantiene fija, esta máquina requiere regularse en su frecuencia y tensión con la red eléctrica a la que está conectada.

Margen de reserva: Es la diferencia entre la demanda máxima de un sistema eléctrico y la generación que aún tiene el parque generador. En México, se considera la Reserva de Planeación Eficiente (RPe) y la Reserva de Planeación Mínima (RPm), las cuales deben mantener los criterios de confiabilidad.

NodosP: Indican físicamente subestaciones o el punto de interconexión y son los puntos donde se inyecta o extrae energía, por lo tanto, los NodosP fijan el precio de una región; estos son clasificados y modelados por el CENACE para establecer el precio de la energía.

Potencial posible: Bajo supuestos teóricos básicos se aproxima cuantitativamente la cantidad de energía eléctrica que puede generar una tecnología específica, partiendo del recurso existente.

Precio marginal local: Precio de la energía definido a nivel horario en función de sus tres componentes: precio de energía, precio por pérdidas y precio por congestión, este precio está ligado a un nodo o subestación de despacho en una zona de carga.

Punto de interconexión: Punto en donde se conviene la entrega de energía eléctrica de un Generador o Permisionario al Suministrador, en el cual se medirá la potencia entregada (CRE, 2012).

Regulación de frecuencia: Mecanismo para contrarrestar las oscilaciones de un sistema de generación de energía eléctrica y mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definida para cada sistema eléctrico. En México la frecuencia es de 60 Hz.

Servicios conexos: Se definen como las actividades vinculadas a la operación del sistema eléctrico y que son necesarias para garantizar su calidad y confiabilidad

Sistema eléctrico: Medio que se usa para distribuir la energía generada por centrales eléctricas, y transportada por líneas de transmisión y distribución hasta entregarse al punto de demanda.

Sistema híbrido de energía: Sistemas de generación de energía eléctrica a partir de dos o más fuentes, generalmente de origen renovable, compartiendo un mismo punto de conexión.

Sitios RAMSAR: La Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional, conocida como la Convención de Ramsar, es un tratado intergubernamental mundial que proporciona el marco para la acción y la cooperación internacionales en pro de la conservación y el uso racional de los humedales y sus recursos.

Turbinas reversibles: Equipos electromecánicos capaces de cambiar su modo de operación de bomba a turbina hidroeléctrica en cuestión de segundos.

Vida útil: Periodo durante el cual se espera que el activo, en este caso la infraestructura, se mantenga operativa y produzca beneficios a la empresa.

Acrónimos

| Acrónimo | Descripción |
|---|--|
| <i>Secretarías y Agencias (Nacional)</i> | |
| CENACE | Centro Nacional de Control de Energía |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad |
| CONABIO | Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad |
| CONAGUA | Comisión Nacional del Agua |
| CRE | Comisión Reguladora de Energía |
| DOF | Diario Oficial de la Federación |
| INEGI | Instituto Nacional de Estadística y Geografía |
| PRODESEN | Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional |
| SEMARNAT | Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales |
| SENER | Secretaría de Energía |
| <i>Definiciones</i> | |
| Rebombeo | Pumped Storage hydroelectric (PSH) |

Principales portales web de información consultados

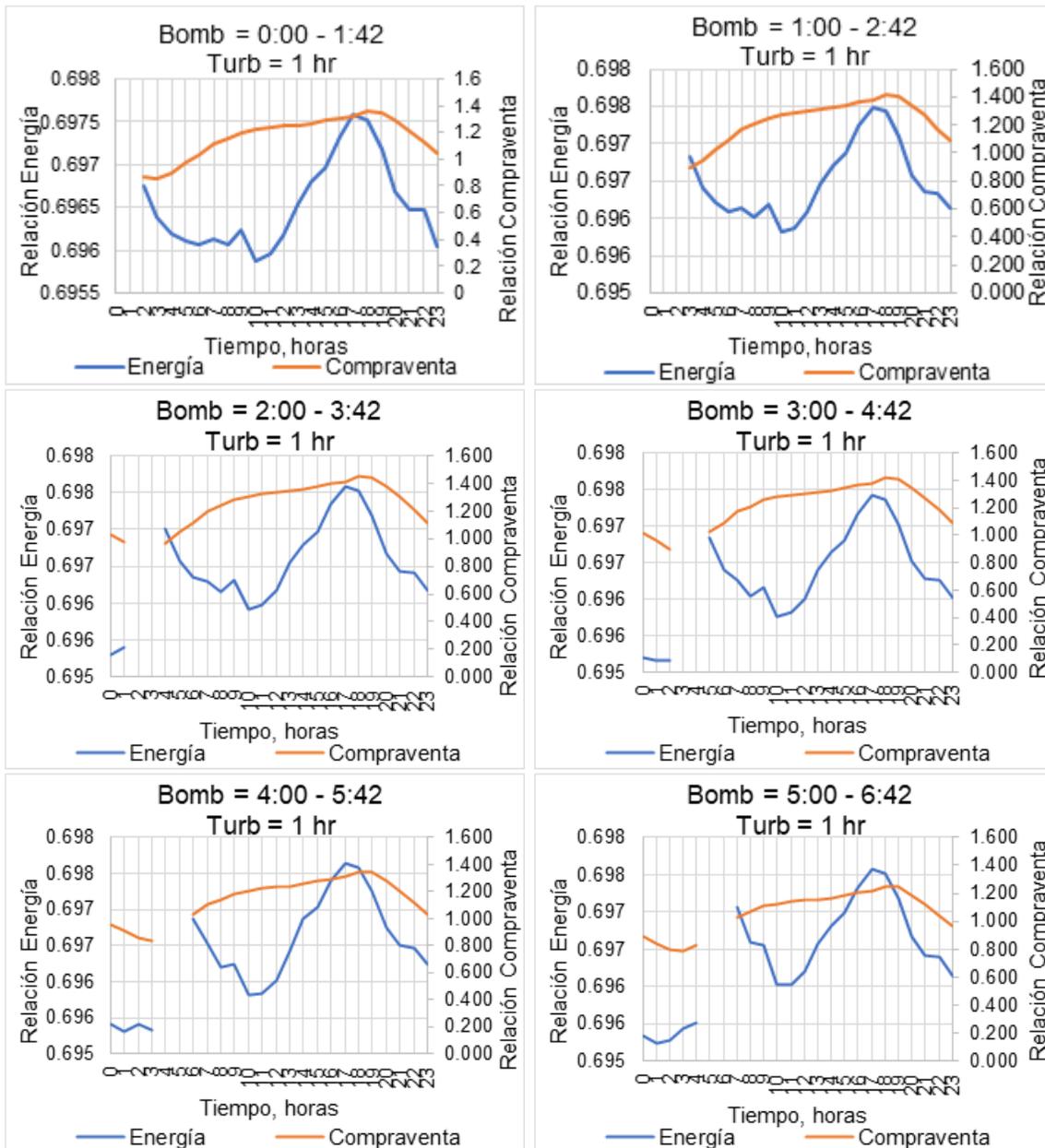
| Base de datos | Descripción | Enlace |
|--|--|---|
| Portales e información nacional e internacional | | |
| BANDAS | Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales | https://app.conagua.gob.mx/bandas/ |
| CLICOM | Base de datos Climatológica Nacional | http://clicom-mex.cicese.mx/ |
| CONABIO | Sistema Nacional de Información sobre Biodiversidad | http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/ |
| EIA | U.S. Energy Information Administration | https://www.eia.gov/ |
| Electricity Maps | Electricity Maps Visualización del impacto climático de la electricidad | https://app.electricitymaps.com/zone/DE |
| ICOLD | International Commission On Large Dams | https://www.icold-cigb.org/ |
| IHA | International Hydropower Association | https://www.hydropower.org/ |
| INEGI | Instituto Nacional de Estadística y Geografía | https://www.inegi.org.mx/ |
| IRENA | International Renewable Energy Agency | https://www.irena.org |
| Mapa Digital México | Geoportal de INEGI para visualización espacial de información | http://gaia.inegi.org.mx/mdm6/?v=bGF0OjIzLjMyMDA4LGxvbjotMTAyLjE0NTY1LHo6MSxsOmMxMTFzZXJ2aWNpb3N8dGMxMTFzZXJ2aWNpb3M= |
| Mapa Energético | Mapa Energético de América del Norte | http://gaia.inegi.org.mx/mdm-clientna/ |
| Seguridad de presas | Sistema de Seguridad de Presas | https://presas.conagua.gob.mx/inventario/ |
| SIGA | Sistema de Información Geográfica del Agua | https://siga.conagua.gob.mx/ |
| SINA | Sistema Nacional de Información del Agua de la CONAGUA | http://201.116.60.25/sina/ |

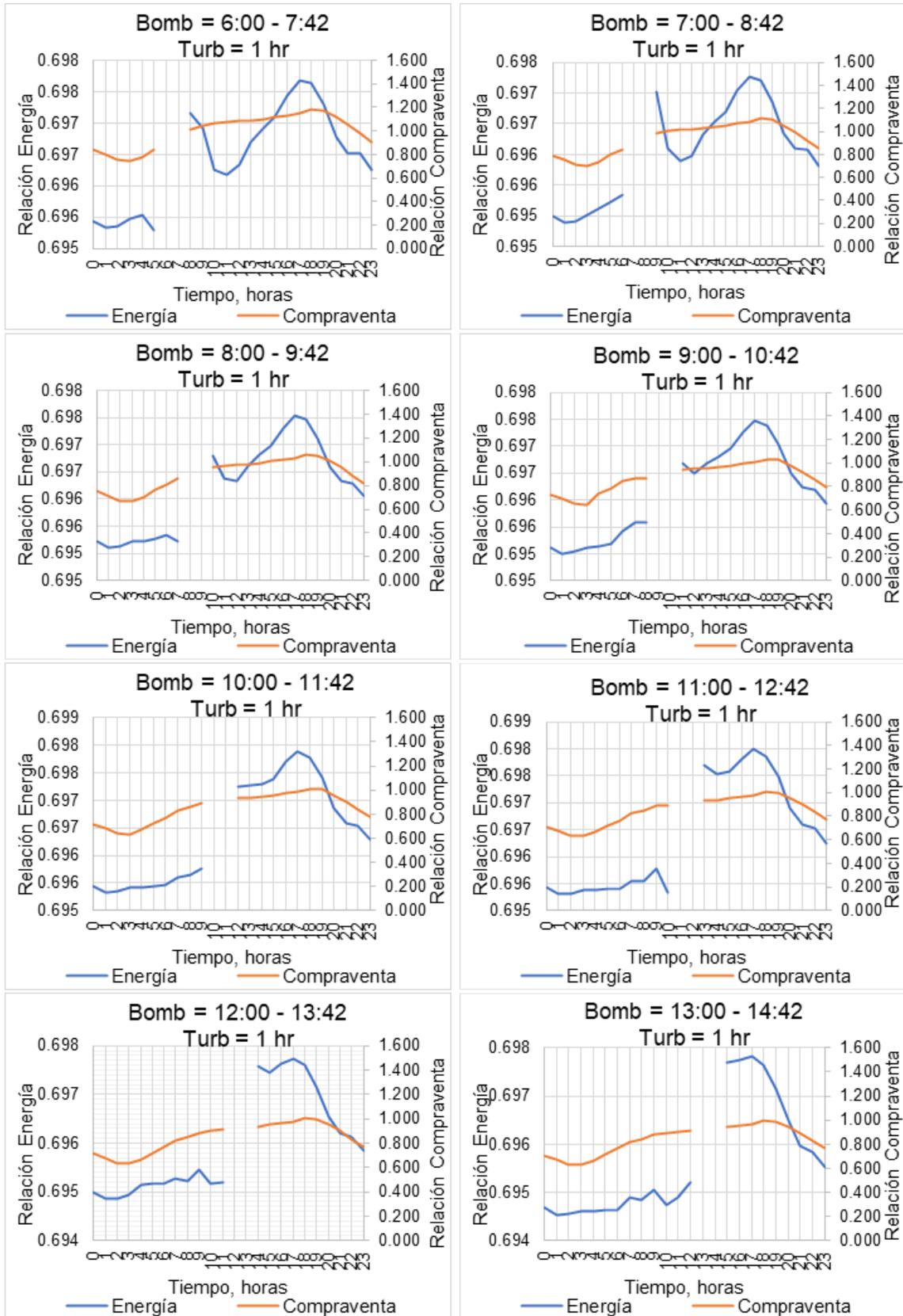
Equivalencia de unidades

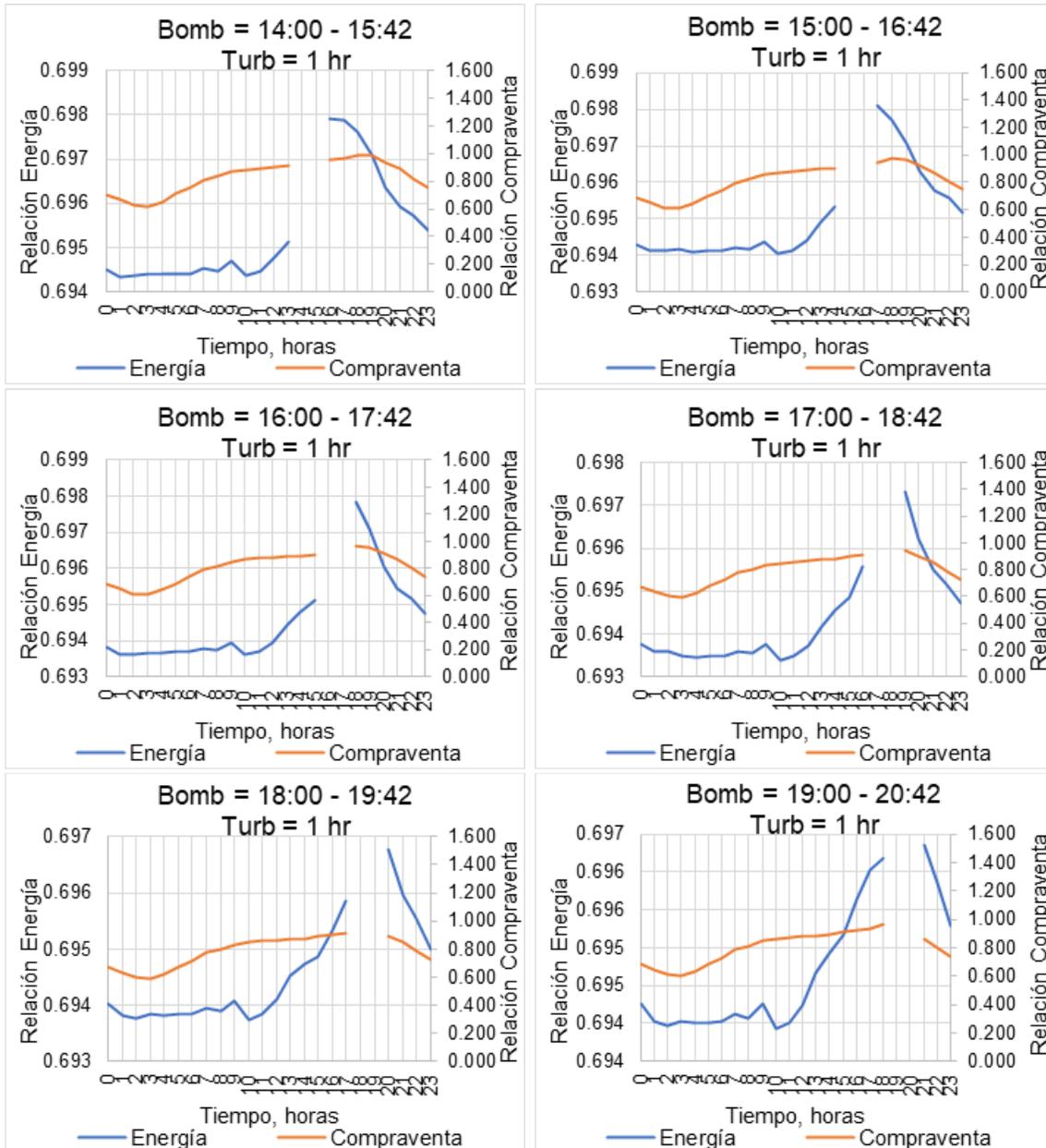
| Unidad | Descripción | Equivalencia |
|-------------------|--------------------------|---|
| Volumen | | |
| m ³ | Metro cúbico | 1 m ³ |
| Mm ³ | Miles de metros cúbicos | 10 ³ m ³ = 1,000 m ³ |
| Hm ³ | Millón de metros cúbicos | 1 Hm ³ = 10 ⁶ m ³ = 1,000,000 m ³ |
| Superficie | | |
| m ² | Metro cuadrado | 1 m ² |
| ha | Hectárea | 1 ha = 10 ⁴ m ² = 10,000 m ² |
| km ² | Kilómetro cuadrado | 1 km ² = 10 ⁶ m ² = 1,000,000 m ² |
| Potencia | | |
| kW | Kilowatt | 1 kW = 1,000 W |
| MW | Megawatt | 1 MW = 1,000 kW = 1,000,000 W |
| GW | Gigawatt | 1 GW = 1,000 MW = 1,000,000 kW = 1,000,000,000 W |
| Energía | | |
| kWh | Kilowatt por hora | 1 kWh |
| MWh | Megawatt por hora | 1 MWh = 1,000 kWh |
| GWh | Gigawatt por hora | 1 GWh = 1,000 MWh = 1,000,000 kWh |

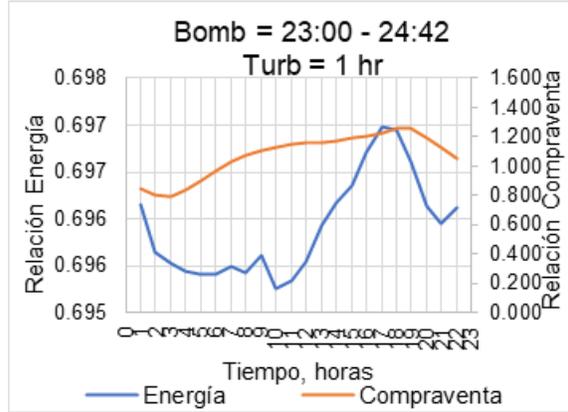
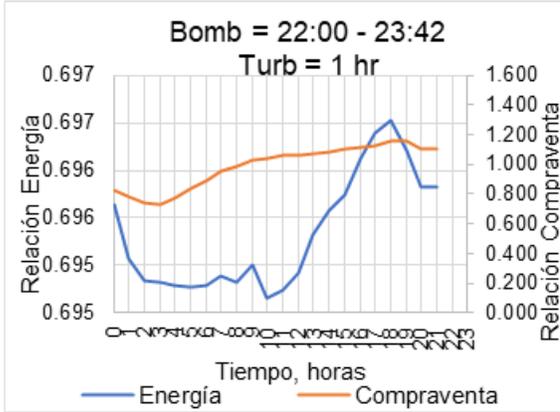
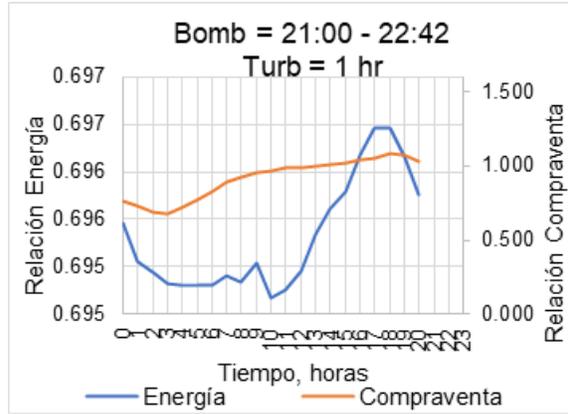
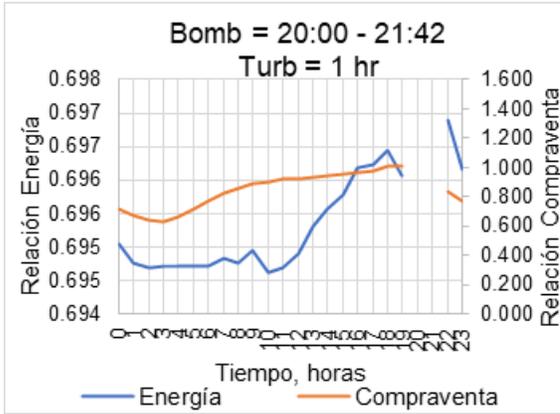
ANEXO I

Simulación. Escenario 1:









ANEXO II

Simulación. Escenario 7:

