



# **ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DEL ALMACENAMIENTO MEDIANTE CENTRALES HIDRÁULICAS DE BOMBEO DE AGUA MARINA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA CALIFORNIA SUR**

Tesis de Maestría

Alejandro Blázquez García

Asesores:

Dr. Oliver Probst Oleszewski

Dr. Armando Rafael Llamas Terrés

Junio de 2020





*Quiero agradecer a mi padre José Antonio, a mi madre María Luisa, a mi hermano Hugo y a Amara por su incondicional apoyo y dedicarles este trabajo.*



### **Declaración de honestidad**

Por la presente declaro que esta tesis ha sido desarrollada a través de mi propio trabajo. Todas las fuentes empleadas como apoyo han sido correspondientemente citadas. Los detalles bibliográficos aparecen al final del documento.



## Resumen

El sistema eléctrico de Baja California Sur, el cual se halla aislado del resto del Sistema Eléctrico Nacional Mexicano, ha venido arrastrando problemas energéticos en los últimos años. Estos problemas son consecuencia de la antigüedad de las plantas de generación y de la escasez de reserva operativa en los momentos más exigentes del año. Además, este sistema está fuertemente basado en la generación mediante la quema de combustibles fósiles, especialmente combustóleo rico en azufre.

No obstante, Baja California Sur cuenta con importantes recursos energéticos renovables, especialmente en lo que a irradiación solar se refiere. En consecuencia, esta tesis propone el almacenamiento mediante centrales hidroeléctricas de bombeo de agua marina, como apoyo a la variabilidad que presenta la generación renovable. Esto se hace con el objetivo de incentivar la penetración renovable en el sistema. Para ello, se realiza un análisis tecno-económico que incluye la búsqueda de posibles ubicaciones, la recopilación de información sobre las modificaciones técnicas que requiere el uso de agua marina, los costos de inversión y los ingresos previstos.

Para analizar las distintas alternativas de ubicación, se plantea un Análisis de Decisión Multicriterio (MCDA) y se propone el empleo de la metodología Proceso de Análisis Jerárquico (AHP), la cual es utilizada en este caso para clasificar las opciones de localización. Para estimar los ingresos potenciales en el escenario actual, se presenta un estudio de la evolución del Precio Marginal Local (PML) y del Mercado Balance de Potencia (MBP) en los últimos años. Asimismo, se proponen estrategias de almacenamiento en función del mismo, mediante el empleo de rutinas de MATLAB.

Por último, se lleva a cabo el análisis de un escenario de alta penetración renovable y de los posibles beneficios de una central hidroeléctrica de bombeo en dicho entorno. Para ello se analizan las alternativas tecnológicas en cuanto a máquinas hidrodinámicas y se propone un arreglo que maximice el aprovechamiento del excedente de generación renovable minimizando el costo y número de equipos. Además, la viabilidad eléctrica de dicho escenario es comprobada mediante el empleo del software PowerWorld.





## Índice de contenido

<b>1. Introducción.</b>	<b>1</b>
1.1. Energías renovables en cifras.	1
1.2. Labor de los sistemas de almacenamiento de energía	2
<b>2. Energía en México.</b>	<b>3</b>
2.1. Capacidad y generación actual.	3
2.2. Transmisión y distribución.	3
2.3. Capacidad y transmisión actual en BCS.	4
<b>3. Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano y productos asociados.</b>	<b>6</b>
<b>3.1. Introducción MEM.</b>	<b>6</b>
3.1.1. Mercado a corto plazo.	6
3.1.2. Participantes del mercado.	6
<b>3.2. Mercado de Energía.</b>	<b>7</b>
3.2.1. Mercado de Energía en BCS.	8
<b>3.3. Servicios Conexos.</b>	<b>9</b>
3.3.1. Servicios Conexos en BCS.	10
<b>3.4. Mercado Balance de Potencia.</b>	<b>10</b>
3.4.1. Mercado Balance de Potencia en BCS.	11
<b>4. Sistemas de almacenamiento mediante centrales hidráulicas de bombeo.</b>	<b>13</b>
4.1. Fundamentos de la tecnología.	13
<b>5. Centrales hidráulicas de bombeo de agua marina.</b>	<b>15</b>
5.1. Requisitos morfológicos.	15
5.2. Diseño del embalse superior. Aspectos técnicos.	15
5.3. Tubería forzada. Aspectos técnicos.	17
5.4. Máquinas hidrodinámicas.	17
5.4.1. Solución A: Pump-turbine.	17
5.4.2. Solución B: Turbina Pelton y bombas centrífugas multi-etapa.	18
5.5. Costos de inversión.	19
<b>6. Búsqueda y selección de ubicación para la central PHES.</b>	<b>21</b>
6.1. Metodología de búsqueda.	21
6.2. Análisis de Decisión Multicriterio (MCDA).	22
6.2.1. Elementos del proceso de decisión multicriterio discreto.	23



6.2.2. Metodología AHP. ....	24
6.2.3. Consistencia de los juicios del decisor.....	25
<b>6.3. Análisis de decisión multicriterio aplicado al caso de estudio. ....</b>	<b>26</b>
6.3.1. Selección de las alternativas.....	26
6.3.2. Selección de los criterios. ....	26
6.3.3. Ponderación de los criterios en base a la metodología AHP. ....	27
6.3.4. Valoración de cada alternativa de ubicación en base a los criterios. ....	28
6.3.5. Ordenación de las alternativas. ....	31
<b>6.4. Propuestas finales de ubicación. ....</b>	<b>32</b>
<b>7. PHES como inversión privada en el escenario actual. ....</b>	<b>34</b>
<b>7.1. Análisis del mercado eléctrico en BCS. ....</b>	<b>34</b>
7.1.1. Mercado de Energía. Precios Marginales Locales. ....	34
7.1.2. Mercado de Capacidad.....	35
7.1.3. Servicios Conexos. ....	37
<b>7.2. Estrategias de almacenamiento. ....</b>	<b>37</b>
7.2.1. Consideraciones iniciales.....	37
7.2.2. Metodología. ....	38
7.2.3. Resultados: estrategia de almacenamiento óptima.....	40
<b>7.3. Conclusiones.....</b>	<b>42</b>
<b>8. PHES en un escenario de alta penetración renovable.....</b>	<b>44</b>
<b>8.1. Escenario de alta penetración renovable. Camino hacia la descarbonización. ....</b>	<b>44</b>
8.1.1. Planteamiento de los supuestos del escenario. ....	44
8.1.2. Demanda y perfiles de generación.....	45
<b>8.2. Dimensionamiento de la central PHES en base al excedente de generación renovable. ....</b>	<b>48</b>
8.2.1. Limitaciones físico-eléctricas. Excedente aprovechable. ....	48
8.2.2. Selección de tecnología hidrodinámica.....	50
8.2.3. Selección de la configuración de máquinas hidrodinámicas. ....	52
8.2.4. Dimensionamiento del embalse.....	55
<b>8.3. Power World. Validación de los límites eléctricos. ....</b>	<b>56</b>
8.3.1. Metodología. ....	56
8.3.2. Escenarios límite.....	57
8.3.3. Resultados. ....	61





8.3.4. Beneficios adicionales de la central PHES en el sistema. ....	61
<b>8.4. Conclusiones. ....</b>	<b>61</b>
<b>9. Conclusiones finales. ....</b>	<b>63</b>
<b>10. Bibliografía. ....</b>	<b>64</b>
<b>11. Anexos ....</b>	<b>66</b>
11.1. Anexo A ....	66
11.2. Anexo B ....	67



## Índice de figuras

Figura 2-1: Capacidad instalada por tecnología 2019 en México [4].	3
Figura 2-2: Energía generada por tecnología durante 2018 en México [4].	3
Figura 2-3: Regiones de Control [5].	4
Figura 2-4: Regiones de Transmisión [5].	4
Figura 2-5: Regiones y corredores de transmisión BCS. [5].	5
Figura 3-1: Curva de oferta y demanda. Elaboración propia.	8
Figura 3-2: Curva de oferta y demanda tomadora de precio. Elaboración propia.	8
Figura 4-1: Esquema simplificado de central PHES. Elaboración propia.	13
Figura 5-1: Imagen de la central hidráulica de bombeo de agua marina en Okinawa (Japón).	16
Figura 5-2: Voith Pump-Turbine. Fuente: Voith.	18
Figura 5-3: Eficiencia Pump-Turbine velocidad fija y variable [17].	18
Figura 5-4: Rodete de una turbina Pelton. Fuente: Voith.	19
Figura 5-5: Eficiencia de la turbina Pelton [20].	19
Figura 5-6: Bomba centrífuga multi-etapa. Fuente: Flexachem.	19
Figura 5-7: Eficiencia bomba centrífuga de velocidad variable [21].	19
Figura 6-1: Mapa de BCS adecuado para inspección. Elaboración propia con datos de INEGI.	21
Figura 6-2: Árbol jerárquico para la selección de ubicación. Elaboración propia.	26
Figura 6-3: Criterios a incluir en la matriz de decisión. Elaboración propia.	27
Figura 6-4: Matriz de comparación pareada de criterios del nivel 1. Elaboración propia.	28
Figura 6-5: Matriz de comparación pareada de criterios del nivel 2. Elaboración propia.	28
Figura 6-6: Matriz de decisión final. Elaboración propia.	31
Figura 6-7: Puntuaciones finales del proceso de selección de ubicación. Elaboración propia.	32
Figura 7-1: Precio Marginal Local en La Paz durante los dos últimos años. Fuente: CENACE.	34
Figura 7-2: 100 Horas Críticas de 2018 agrupadas por hora diaria de suceso. Fuente: CENACE.	35
Figura 7-3: 100 Horas Críticas de 2019 agrupadas por hora diaria de suceso. Fuente: CENACE.	35
Figura 7-4: Horas Críticas 2020-2024 pronosticadas agrupadas por hora diaria de suceso. Fuente: CENACE.	36



Figura 7-5 : Entradas y salidas del código de MATLAB empleado. Elaboración propia.	39
Figura 7-6: PML Promedio de Invierno 2018 en La Paz. Elaboración propia con datos de CENACE.	40
Figura 7-7: PML Promedio de Verano 2018 en La Paz. Elaboración propia con datos de CENACE.	40
Figura 7-8: Estrategia de almacenamiento óptima diaria para verano de 2018. Elaboración propia.	41
Figura 8-1: Demanda horaria promedio en semana de máxima demanda BCS 2030. Fuente: ICM.	46
Figura 8-2: Generación por tecnologías en semana de máxima demanda BCS 2030. Elaboración propia con datos de ICM.	46
Figura 8-3: Demanda horaria promedio en semana de mínima demanda BCS 2030. Fuente: ICM.	47
Figura 8-4: Generación por tecnologías en semana de mínima demanda BCS 2030. Elaboración propia con datos de ICM.	47
Figura 8-5: Generación por tecnologías en semana de mínima demanda Los Cabos 2030. Elaboración propia.	49
Figura 8-6: Curtailment renovable aprovechable tras aplicación de restricciones de transmisión. Elaboración propia.	49
Figura 8-7: Promedio de curtailment aprovechable en semana de mínima demanda. Elaboración propia.	50
Figura 8-8: Eficiencia global de cada configuración ante distintos objetivos de potencia. Elaboración propia.	53
Figura 8-9: Eficiencia global de la configuración seleccionada ante distintos objetivos de potencia. Elaboración propia.	54
Figura 8-10: Simulación Power World de máxima generación renovable diaria en Semana de Mínima Demanda. Elaboración propia.	58
Figura 8-11: Simulación Power World de máxima generación PHES en Semana de Mínima Demanda. Elaboración propia.	59
Figura 8-12: Simulación Power World de máxima generación renovable diaria en Semana de Máxima Demanda. Elaboración propia.	60
Figura 8-13: Simulación Power World de máxima demanda nocturna diaria en Semana de Máxima Demanda. Elaboración propia.	60



## Índice de tablas

Tabla 2–1: Capacidad actual instalada por tecnología BCS. [4] .....	4
Tabla 3–1: Servicios Conexos incluidos en el mercado [8].....	9
Tabla 6–1: Localización de las ubicaciones candidatas. Elaboración propia.....	22
Tabla 6–2: Escala de la metodología AHP.....	24
Tabla 6–3: Índices de consistencia aleatoria. ....	25
Tabla 6–4: Características de la ubicación seleccionada. Elaboración propia con datos de Google Earth Pro. ....	33
Tabla 7–1: PNP en BCS para los 3 últimos años. Fuente: CENACE. ....	36
Tabla 7–2: Precio Marginal Zonal por tipo de reserva en BCS 2018 [9].....	37
Tabla 7–3: Ingresos potenciales. Elaboración propia. ....	42
Tabla 8–1: Capacidad instalada por tecnologías 2030. Escenario de descarbonización basado en trabajo previo de ICM. ....	45
Tabla 8–2: Capacidad de los corredores de transmisión [5] .....	48
Tabla 8–3: Parámetros para la selección de turbinas. Elaboración propia. ....	50
Tabla 8–4: Comparativa de proyectos con distintas soluciones tecnológicas. ....	51
Tabla 8–5: Configuraciones de turbinas sometidas a estudio. Elaboración propia.....	53
Tabla 8–6: Potencia de trabajo por turbina para el punto óptimo de eficiencia. Elaboración propia. ....	55
Tabla 8–7: Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión. ....	56
Tabla 8–8: Eficiencia de las Tecnologías de combustibles fósiles.....	57



## 1. Introducción.

El desarrollo tecnológico y la inclusión de las energías renovables en los distintos sistemas eléctricos alrededor de todo el mundo está cobrando fuerza. Este hecho es motivado principalmente por dos motivos: el decrecimiento de las reservas de combustibles fósiles y los impactos cada vez más visibles del calentamiento global. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que tanto la energía solar como la eólica presentan importantes retos para los sistemas eléctricos debido a su variabilidad y fuerte dependencia de las condiciones climatológicas, generando fluctuaciones en la red.

Teniendo en cuenta las características de la energía renovable, los sistemas de almacenamiento energético (ESS) están ganando especial importancia alrededor del mundo, con el objetivo de seguir impulsando su penetración. Estos sistemas proporcionan una mayor flexibilidad en el control de la generación proporcionada por las centrales eólicas, fotovoltaicas y termosolares. Más concretamente, permiten manejar la temporalidad con la que se inyecta parte de la potencia generada en la red y ayudan a alcanzar los objetivos impuestos por la demanda.

De entre todas las tecnologías disponibles para el almacenamiento energético a gran escala, aquellas que más ventajas han presentado hasta el momento son las centrales hidráulicas de bombeo (PHES) y las baterías de almacenamiento (BESS). El objetivo de esta tesis será analizar la viabilidad tecno-económica de la inclusión de la tecnología PHES en el sistema eléctrico de Baja California Sur (México), para potenciar e incentivar el aprovechamiento de unos recursos renovables que están entre los más fuertes del mundo.

Para alcanzar los objetivos mencionados, se analizará brevemente la situación actual del mercado eléctrico de Baja California Sur (BCS). Seguidamente, se incluirá toda la información relevante sobre los últimos avances en la tecnología PHES y se desarrollará una metodología para la búsqueda de una ubicación adecuada para una central. A continuación, se analizará el proyecto desde diversas perspectivas. Desde una perspectiva inversionista, se lanzarán propuestas de estrategias de almacenamiento basadas en el estudio del mercado y las limitaciones de la tecnología. Estas estrategias tendrán el objetivo de garantizar un beneficio neto significativo para la parte inversora e incrementar la confianza en el suministro del sistema eléctrico. Desde una perspectiva enfocada a la penetración renovable, se analizará un escenario futuro en el que una central de estas características pudiera aportar una mayor flexibilidad a la generación renovable.

### 1.1. Energías renovables en cifras.

Al finalizar el año 2019 la capacidad renovable instalada a nivel mundial era de 2,537 GW, experimentando un aumento de casi 176 GW respecto al año anterior. Esto representa cerca de un tercio de la capacidad total instalada. Segmentando estas cifras por tecnologías, se obtiene que la hidroeléctrica renovable representa un 47%, la eólica un 24.5% y la solar un 23.1%[1]. Por consiguiente, casi la mitad de la energía renovable generada a nivel mundial presenta variabilidad y no es despachable. En consecuencia, los proyectos de almacenamiento energético y la inversión en el desarrollo de este tipo de tecnologías para ganar mayor flexibilidad cada vez tienen una mayor trascendencia.



## **1.2. Labor de los sistemas de almacenamiento de energía**

Debido a sus capacidades únicas para absorber, almacenar y reinyectar energía, los sistemas de almacenamiento son considerados ya una solución destacada para abordar una serie de desafíos técnicos y económicos impuestos a partir de la integración de las energías renovables. Los PHES son capaces de proporcionar una amplia gama de servicios que apoyan la integración solar y eólica y abordan algunos de los nuevos retos que la variabilidad e incertidumbre característica de este tipo de generación plantean. En un entorno de mercado, cuando se le permite participar en el mercado mayorista, el almacenamiento puede consumir o alimentar energía en respuesta a las señales de precios.

Además, los sistemas de almacenamiento pueden participar en los mercados de capacidad y servicios auxiliares, ofreciendo servicios de red como la provisión de reservas primarias y secundarias, así como capacidad en firme. El almacenamiento puede apoyar a la reducción de costos, aplazando la necesidad de capacidad de generación y transmisión al reducir la necesidad de plantas en periodo punta. Cuando se conecta detrás del medidor, el almacenamiento puede respaldar la integración de las renovables distribuidas de una manera muy eficaz. Un elemento clave a considerar es que el almacenamiento puede proporcionar de manera eficiente múltiples servicios simultáneamente, acumulando mayores ingresos para una mayor rentabilidad.

Algunas tecnologías de almacenamiento son más adecuadas que otras para proporcionar ciertos servicios. Por ejemplo, las baterías han demostrado una gran capacidad de respuesta temporal para responder a las señales, como ajustes del operador del sistema. Por otro lado, cuando es necesario almacenar grandes volúmenes de energía para desplazar su utilización en el tiempo, las centrales hidroeléctricas de bombeo han demostrado ser la mejor opción. Adicionalmente, las nuevas tecnologías PHES con turbinas de velocidad variable pueden encontrar una nueva oportunidad como apoyo a los sistemas de energía solar y eólica al proporcionar nuevas oportunidades de inversión a parte del arbitraje [2].



## 2. Energía en México.

Desde que se lanzara la Reforma Energética en México a través de la nueva Ley de Industria Eléctrica (LIE) en 2013, uno de los principales objetivos fue la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual inició sus operaciones en 2016. Se abrió el mercado a la participación privada, sentando las bases para una era competitiva y sostenible [3]. Mediante una serie de mecanismos que se explicarán a más detalle en la *Sección 3*, se crearon incentivos para atraer inversión en el sector. Los generadores pueden competir ofreciendo energía, capacidad y servicios auxiliares. Desde ese momento, ha habido un crecimiento considerable en el sector de las energías renovables, principalmente eólica y solar.

### 2.1. Capacidad y generación actual.

La capacidad total instalada al comienzo del año 2019 en México era de 70.053 GW y la energía producida durante todo el año 2018 fue de 317,278 GWh [4]. En la *Figura 2-1* se puede observar cómo se segmenta la capacidad instalada por tecnología. De igual forma, en la *Figura 2-2* queda representada la generación energética de 2018 por tecnologías.

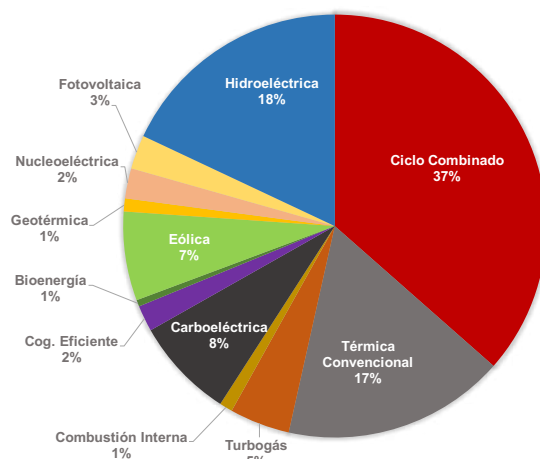


Figura 2-1: Capacidad instalada por tecnología 2019 en México [4].

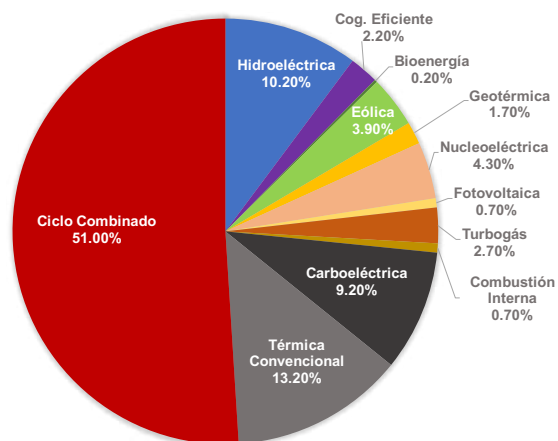


Figura 2-2: Energía generada por tecnología durante 2018 en México [4].

Como se puede comprobar, alrededor de un 33.2 % de la capacidad instalada es limpia, mientras un 66.8% es convencional. En términos de generación anual, un 23.2% fue generado por fuentes limpias, mientras el 76.8% fue generado mediante centrales convencionales y el uso de combustibles fósiles.

### 2.2. Transmisión y distribución.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mexicano está compuesto por 3 sistemas independientes. El primero recibe el nombre de Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se expande por todo el territorio nacional excluyendo la península de Baja California.



El segundo recibe el nombre de Baja California (BCA) y está conectado en algunos puntos al sistema eléctrico de California (Estados Unidos). El tercero de ellos es un sistema completamente aislado y tiene por nombre Baja California Sur (BCS). Además, el SEN está a su vez dividido en 10 Regiones de Control y 53 Regiones de Transmisión. Cada Región de Transmisión está a su vez dividida en varios nodos, de tal forma que existen 2503 nodos de precio (Nodos P), distribuidos por todo el territorio nacional.



Figura 2-3: Regiones de Control [5].



Figura 2-4: Regiones de Transmisión [5].

Las Regiones de Transmisión están conectadas entre sí mediante redes eléctricas de alta tensión que mallan todo el territorio y permiten el intercambio de energía eléctrica entre ellas. A su vez, dentro de cada Región de Transmisión existen redes de distribución que conectan todos y cada uno de los nodos entre sí.

### 2.3. Capacidad y transmisión actual en BCS.

Actualmente la mayor parte de la capacidad instalada en el sistema eléctrico BCS corresponde a las tecnologías Turbogás (Combustible Diésel), Combustión Interna (Combustible Combustóleo) y Térmica Convencional (Combustible Combustóleo). Adicionalmente, cuenta con algunas unidades de generación solar fotovoltaica y eólica que fueron añadidas en los últimos años. Por consiguiente, la matriz de generación está todavía fundamentalmente basada en el uso de combustibles fósiles altamente contaminantes de elevado efecto invernadero.

Tabla 2-1: Capacidad actual instalada por tecnología BCS. [4]

Tecnología (Combustible)	Capacidad (MW)
Turbogás (Diesel)	311
Térmica Convencional (Combustóleo)	103
Combustión Interna (Combustóleo)	330
Solar Fotovoltaica	55 <sup>*1</sup>
Eólica	50 <sup>*2</sup>

<sup>1</sup> Información de ASOLMEX.

<sup>2</sup> En construcción (Coromuel).





Por otra parte, el sistema eléctrico se divide en tres regiones de transmisión unidas por dos corredores de transmisión, cuya disposición y capacidad de transmisión aparecen representadas en la *Figura 2-5*.



*Figura 2-5: Regiones y corredores de transmisión BCS. [5]*

Adicionalmente, es importante añadir que todas las unidades de generación existentes actualmente en Los Cabos son Turbogás con empleo de combustible Diésel. La matriz de generación en La Paz y Villa Constitución es más diversa.



### **3. Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano y productos asociados.**

#### **3.1. Introducción MEM.**

El MEM inició sus operaciones en enero de 2016 y es operado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), quien recibe las ofertas, da instrucciones de despacho a las centrales y redes de distribución, factura y paga la electricidad a los participantes. Los participantes del MEM pueden vender y comprar los siguientes productos: Energía Eléctrica, Potencia, Certificados de Energías Limpias, Servicios Conexos y Derechos Financieros de Transmisión [3].

Entre las competencias del CENACE como operador del sistema, se encuentra organizar las ofertas compra y venta de energía por orden de mérito económico, calcular los costos de transmisión, evaluar posibles escenarios inesperados y evaluar la forma más eficiente de satisfacer los requerimientos del sistema garantizando su estabilidad.

El MEM se organiza en tres horizontes temporales: corto, mediano y largo plazo. El mercado de corto plazo es el que presenta un mayor interés para los efectos del presente proyecto.

##### **3.1.1. Mercado a corto plazo.**

El mercado de energía a corto plazo, consiste en la demanda de productos y Servicios Conexos por parte de los Suministradores Calificados y Usuarios Calificados Participantes del Mercado y en la oferta de productos por parte de los Generadores. El CENACE se encarga de realizar las instrucciones de despacho para poder generar un balance entre oferta y demanda. El mercado opera mediante las transacciones de compraventa de energía y Servicios Conexos basadas en Precios Marginales Locales (PML) de energía y Precios Marginales Zonales (PMZ) de Servicios Conexos. Este mercado opera a través de tres mecanismos distintos: mercado de día en adelante (MDA), mercado de tiempo real (MTR) y mercado de hora en adelante (MHA). La implementación del mercado consta de dos etapas: la primera etapa consta del MDA y MTR y la segunda, además de incluir el MDA y el MTR, también incluye el MHA [3].

El Mercado Balance de Potencia también se incluye dentro del mercado de corto plazo. La potencia es un producto que los Generadores pueden ofrecer para su venta en el MEM. Se define como el compromiso para mantener la capacidad instalada de generación disponible para su uso durante un periodo determinado. Este mercado establece señales de precio derivado de la escasez o superávit de capacidad de generación en el SEN, fomentando una demanda adecuada. Es decir, facilita a los Participantes del Mercado el comprar o vender Potencia para cubrir los desbalances entre sus requisitos de potencia y cantidades registradas. La capacidad que un generador puede ofrecer en el mercado se basa en las 100 Horas Críticas del año anterior. Este mercado opera anualmente [3].

##### **3.1.2. Participantes del mercado.**

Los Participantes del Mercado contemplados bajo el marco de regulación del Mercado Eléctrico Mayorista y su definición son detallados a continuación [6]:

- **Generador:** representa a una o más Centrales Eléctricas en el Mercado Eléctrico Mayorista. Los Generadores interconectados al SIN son obligados a firmar



contratos de interconexión y a operar sus plantas de acuerdo a las instrucciones de CENACE. Esto también incluye la notificación de paradas programadas y la garantía de suministro en escenarios de emergencia.

- **Suministrador de Servicios Básicos:** representa en el MEM a los Centros de Carga correspondientes a los Usuarios de Suministro Básico.
- **Suministrador de Servicios Calificados:** representa en el MEM a los Centros de Carga correspondientes a los Usuarios Calificados que no participan directamente en el MEM.
- **Suministrador de Último Recurso:** representa a Usuarios Calificados por tiempo limitado, con la finalidad de mantener la continuidad del servicio cuando un suministrador de Servicios Calificados deja de prestar el Suministro Eléctrico.
- **Usuario Calificado Participante del Mercado:** representa Centros de Carga en el MEM para consumo propio o para el consumo dentro de sus instalaciones.
- **Comercializador no Suministrador:** realiza transacciones en el MEM sin representar activos físicos.

### 3.2. Mercado de Energía.

El mercado de energía se fundamenta en las clásicas leyes de oferta y demanda. La metodología de cálculo de los precios de la energía se basa en la Investigación de Operaciones y está diseñada para lograr dos objetivos económicos. El primero de ellos es minimizar el costo de generar suficiente electricidad para satisfacer la carga, usando el grupo disponible de generadores de menor costo posible dadas varias restricciones de seguridad. El segundo, consiste en obtener el precio instantáneo de electricidad, en cada punto del sistema que refleje el Costo Marginal de Corto Plazo. Este precio instantáneo de la electricidad recibe el nombre de Precio Marginal Local (PML). Es por ello que se utilizan curvas de oferta y demanda para obtener el precio de la energía. La curva de oferta se obtiene organizando las unidades generadoras en función de sus costos marginales de generación, de tal forma que las centrales más eficientes son las primeras en ser despachadas y conforme aumenta la cantidad demandada de energía la eficiencia de las nuevas plantas despachadas decrece. La curva de demanda se obtiene generalmente en otros mercados del mundo organizando las ofertas de compra de energía de mayor a menor precio. En México, actualmente la demanda es tomadora de precio y se representa verticalmente exclusivamente en base a la potencia total demandada.

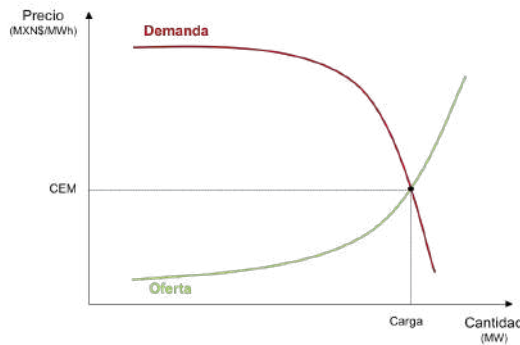


Figura 3-1: Curva de oferta y demanda.  
Elaboración propia.

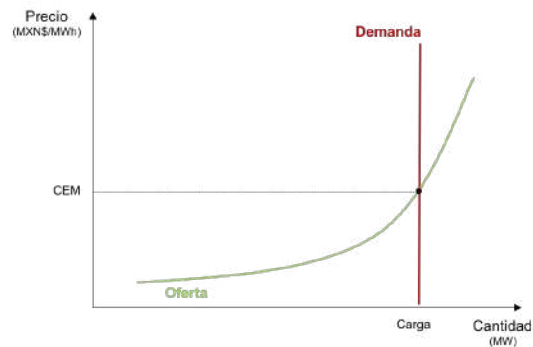


Figura 3-2: Curva de oferta y demanda tomadora de precio.  
Elaboración propia.

El PML de cada nodo P se define como el costo de suministrar el siguiente MW de carga en la ubicación específica. Este Precio refleja no solo el costo de producir energía, sino también su costo de entrega, incluyendo pérdidas de transmisión y/o congestión de la red. La congestión y las pérdidas en la transmisión pueden provocar que la entrega de energía desde la siguiente unidad de generación menos costosa hasta la ubicación en cuestión sea imposible o antieconómica. En consecuencia, el despacho en orden de mérito tiene que reacomodarse para satisfacer las restricciones usando unidades de generación más caras [7]. Por lo tanto, es muy importante incluir en el Precio Marginal Local, las componentes de congestión y pérdidas, que modifican el costo para cada nodo P del sistema.

$$PML_i = CEM + CCM_i + CPM_i \quad (3-1)$$

Donde  $PML_i$  es el Precio Marginal Local del nodo i en  $MXN\$/MWh$ ,  $CEM$  es la Componente de Energía Marginal común para todo el sistema,  $CCM_i$  es la Componente de Congestión Marginal del nodo i y  $CPM_i$  es la Componente de Pérdidas Marginal del nodo i.

La Componente de Energía Marginal es la parte del PML que representa el costo marginal de energía en el nodo de referencia del sistema eléctrico. La Componente de Congestión Marginal es la parte del PML que representa el costo marginal de congestión en cada Nodo P. Finalmente, la Componente de Pérdidas Marginales es la porción del PML que representa el costo marginal de pérdidas en cada Nodo P.

Los ingresos en concepto de energía de una central generadora son obtenidos a partir del producto del PML del nodo de interconexión y la energía vendida en cada periodo horario.

### 3.2.1. Mercado de Energía en BCS.

Los Precios Marginales Locales en Baja California Sur han sido considerablemente elevados en los últimos años en comparación con el resto del SEN. Este hecho es propiciado fundamentalmente por el tipo de generación existente en la zona. Se trata de un sistema eléctrico fundamentalmente basado en la generación fósil, cuyos combustibles principales son el combustóleo y el diésel. Además, muchas de estas centrales cuentan ya con una antigüedad considerable, lo cual provoca unas bajas



eficiencias operativas. En consecuencia, los elevados costos marginales de generación provocan una CEM elevada que se traduce en un alto PML.

Por lo que respecta a la congestión, no ha sido hasta verano de 2019 que han aparecido las primeras CCM destacables en el corredor de transmisión que une La Paz con Los Cabos.

### 3.3. Servicios Conexos.

Los Servicios Conexos, también conocidos como Reservas de Regulación, son incluidos dentro del Mercado de Energía de Corto Plazo y aseguran el suministro de energía eléctrica entre vendedores y compradores. Son empleados para mantener la estabilidad de la frecuencia y voltaje en el sistema y responder ante eventos imprevistos en la red tales como fallas o interrupciones técnicas.

Es importante señalar que para los Servicios Conexos incluidos en el mercado existen cuatro tipos de reservas requeridas, las cuales se pueden abastecer a través de cinco productos que se ofrecen a la venta [8]. La estructura de correspondencia entre los productos requeridos y los productos ofertados a la venta es la mostrada en la *Tabla 3-1*.

*Tabla 3-1: Servicios Conexos incluidos en el mercado [8].*

Tipo de reserva requerida (restricción de optimización)	Productos ofertados a la venta que pueden satisfacer este requisito	Concepto utilizado en liquidaciones
Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia	Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia.	Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia
Reservas Rodantes	Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia. Reservas Rodantes de 10 minutos	Reservas Rodantes de 10 minutos
Reservas Operativas	Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia. Reservas Rodantes de 10 minutos. Reservas No Rodantes de 10 minutos.	Reservas No Rodantes de 10 minutos.
Reservas Suplementarias	Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia. Reservas Rodantes de 10 minutos. Reservas No Rodantes de 10 minutos. Reservas Rodantes Suplementarias. Reservas No Rodantes Suplementarias.	Reservas Rodantes Suplementarias. Reservas No Rodantes Suplementarias.



El objetivo de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia es restaurar el equilibrio entre el suministro físico de electricidad y la demanda por la ocurrencia de diferencias. A diferencia de ésta, la Regulación Primaria de Frecuencia es un servicio obligatorio, que será proporcionado por los generadores sin ser liquidado por parte del CENACE [6].

La Reserva Rodante de 10 minutos es capaz de generar capacidad extra a partir de un aumento en la potencia de salida de generadores ya conectados a la red durante un periodo de 10 minutos. Esta reserva debe ser capaz de cubrir a la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia.

La Reserva No Rodante de 10 minutos es capaz de generar capacidad extra a partir de generadores no conectados en primera instancia, pero que pueden ser incorporados a la red en un corto lapso de tiempo, también durante 10 minutos. Esta reserva debe ser capaz de cubrir a la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia y a la Reserva Rodante de 10 minutos.

La Reserva Rodante y No Rodante Suplementaria son capaces de generar capacidad extra a partir de generadores conectados y no conectados al igual que las anteriores, pero con una duración de 30 minutos. Debe ser capaz de cubrir a todas las anteriores[9].

Por lo que respecta a la liquidación, para los Servicios Conexos se emplea el concepto de Precio Marginal Zonal (PMZ). Una zona de carga describe un área de varios nodos combinados en la que los participantes deben cubrir los servicios previamente descritos. Los ingresos en concepto de Servicios Conexos de una central generadora son obtenidos a partir del producto del PMZ y la energía ofrecida como reserva en cada periodo horario.

El precio de los Servicios Conexos puede entenderse como el costo de oportunidad de una planta que no genera electricidad, sino que proporciona reservas adicionales. El costo se define mediante la diferencia entre el PML y la oferta de energía incremental de la planta. Los generadores deben presentar una oferta de precio de reservas de energía adicionales por MWh que refleje sus costos estimados de operación, mantenimiento y combustible para la provisión de cada tipo de reserva. Este valor se agregará al costo de oportunidad [8].

### **3.3.1. Servicios Conexos en BCS.**

Actualmente el sistema eléctrico de Baja California Sur opera con una Reserva de Regulación Secundaria asignada de 6 MW, una Reserva Rodante de 10 minutos asignada de 42 MW y un Reserva Suplementaria asignada de apenas 18 MW pese a que el requerimiento es de 60 MW.

Los Precios Marginales Zonales han presentado en los últimos años patrones fuertemente dependientes de la estacionalidad. Los precios más altos son atribuidos a la Reserva de Regulación Secundaria, siendo los precios de la Reserva Rodante de 10 minutos y de las Reserva Suplementaria considerablemente inferiores [9].

## **3.4. Mercado Balance de Potencia.**

El Mercado Balance de Potencia, como se introduce en la *Sección 3.3.1*, se define como el compromiso para mantener la capacidad instalada de generación disponible para su uso durante un periodo determinado. Se trata de un mercado ex-post que establece señales de precio derivado de la escasez o superávit de capacidad de generación en el



SEN, fomentando una demanda adecuada. Se basa en tres conceptos básicos: Zonas de Potencia del SEN, 100 Horas Críticas del año de producción correspondiente y Tecnología de Generación de Referencia en cada una de las Zonas de Potencia. Además, incluye como insumos la política de confiabilidad determinada por la Secretaría de Energía (SENER) y los Porcentajes Zonales y de Reserva determinados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) [10].

Este mercado, permite a los generadores cubrir sus costos fijos, que no pueden recuperarse completamente mediante la venta de energía y Servicios Conexos. El esquema de remuneración en el MBP, es el producto entre la Cantidad de Potencia Ofertada y el Precio Neto de Potencia (PNP). Con base en la demanda observada y los requisitos mínimos de potencia establecidos por la CRE, el CENACE calculará la obligación bruta de potencia de cada Entidad Responsable de Carga (ERC), considerando la ubicación de las cargas que representa en el sistema interconectado o zona de Potencia, para posteriormente calcular la Obligación Neta de Potencia (ONP) tanto de las ERC como de los Generadores [3].

Para el MBP, cada sistema eléctrico independiente del SEN representa una Zona de Potencia (ZP). Para cada ZP, 14 días antes y 14 días después de las fechas de la primera y la última Hora Crítica del año anterior encierran el lapso de tiempo en el que se registrarán las 100 HC del año en curso [11]. Desde el MBP del año 2018, se definen las 100 HC como aquellas en las que se registran las mínimas reservas operativas en el sistema eléctrico objeto de estudio.

La Potencia Anual Acreditada (PAA) y la Capacidad Entregada (CE) por parte de cada generador es función de la capacidad demostrada en las 100 HC. En consecuencia, para maximizar remuneración en el MBP, los generadores deberían ofrecer la máxima capacidad viable durante las 100 HC. No obstante, al tratarse de un mercado con carácter retroactivo que se cierra después de haber finalizado el año objeto de estudio, no es posible conocer con certeza cuáles van a ser las 100 HC. En consecuencia, los generadores que no ofrezcan su capacidad total de forma continua, como las hidroeléctricas, deberán abordar tareas de predicción si quieren maximizar sus beneficios en este mercado.

El procedimiento de cálculo para obtener el PNP consta de varios pasos detallados en el Manual de Balance de Potencia DOF [11]. Al igual que en el Mercado de Energía, se emplea una curva de precio frente a cantidad para su obtención. Generalizando, el PNP dependerá fundamentalmente de los costos fijos y variables de la tecnología de generación de referencia, de los ingresos de la tecnología de generación de referencia y de la diferencia entre las ofertas de compra de potencia y las ofertas de venta de potencia.

#### **3.4.1. Mercado Balance de Potencia en BCS.**

El Mercado Balance de Potencia de BCS se ha cerrado con unos PNP elevados en comparación con el resto del SEN en los últimos años. La tecnología de generación de referencia es Turbina de gas – tipo industrial con combustible Diésel, a diferencia de en BCA y SIN donde la tecnología de referencia es Turbina de gas-tipo industrial con combustible Gas Natural. Este hecho provoca que los Costos Fijos Nivelados sean superiores. Unos Costos Fijos Nivelados elevados, combinados con unos Ingresos Del Mercado para la Tecnología de Generación de Referencia reducidos y déficit de capacidad instalada, se traduce en una señal del mercado a través de un elevado PNP.



En la Sección 7.1.2. se lleva a cabo un análisis más detallado de los PNP y las 100 HC de los últimos años.





## 4. Sistemas de almacenamiento mediante centrales hidráulicas de bombeo.

Los sistemas de almacenamiento hidráulico de bombeo representan el 94% de la capacidad de almacenamiento energético del planeta. Los 161 GW instalados a nivel global han demostrado ventajas como un bajo costo considerando su vida útil, una fuerte robustez, aporte de estabilidad a las redes eléctricas y reducción de los costos globales del sistema eléctrico. Adicionalmente, impulsados por la creciente penetración eólica y solar en los sistemas eléctricos, la generación de despacho reducida y la necesidad de una mayor flexibilidad de la red, se espera que para 2030 se aumente un 50% a nivel mundial la capacidad PHS. Esta cifra podría crecer con la configuración de políticas favorables y la instauración de nuevas reglas en los mercados energéticos [12].

### 4.1. Fundamentos de la tecnología.

Los elementos fundamentales de una central hidráulica de bombeo son los embalses, los equipos de bombeo/turbinado, generadores eléctricos y las tuberías forzadas. En momentos de baja demanda energética del sistema, el exceso de generación se aprovecha para bombear agua desde un embalse inferior hasta un embalse superior. Cuando la demanda aumenta, se aprovecha la energía potencial hidráulica acumulada para mover una turbina conectada a un generador eléctrico y aportar energía a la red.

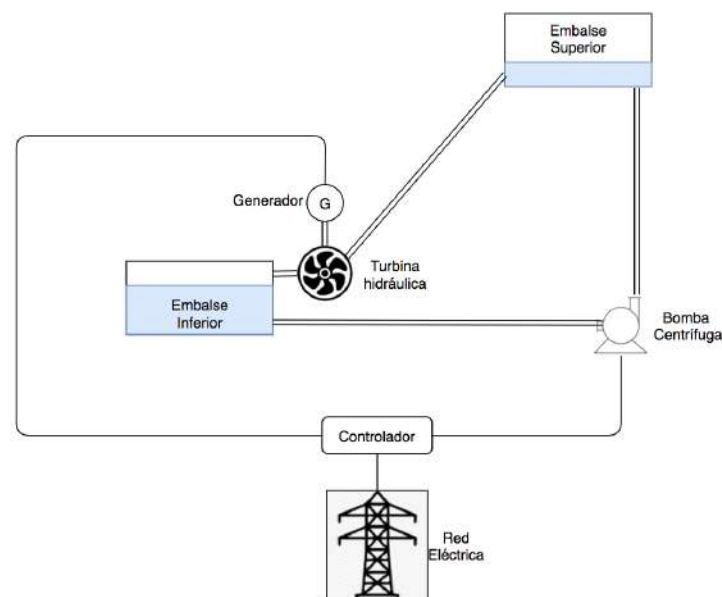


Figura 4-1: Esquema simplificado de central PHEs. Elaboración propia.

Tanto la turbina hidráulica como el equipo de bombeo pueden ser de velocidad fija o variable, siendo esta última variante la más empleada en los proyectos recientes por su mayor flexibilidad. Otra práctica muy común en la actualidad es sustituir turbina y bomba por un solo equipo que recibe el nombre de turbina reversible (Pump-turbine). En cualquiera de los casos previamente mencionados, la potencia teórica de turbinado/bombeo viene dada por la Ecuación 4-1.



$$P = \rho g Q H \eta \quad (4-1)$$

Donde  $P$  es la potencia en  $W$ ,  $\rho$  es la densidad del fluido en  $kgm^{-3}$ ,  $g$  es la aceleración de la gravedad en  $ms^{-2}$ ,  $Q$  es el caudal o flujo volumétrico en  $m^3s^{-1}$ ,  $H$  es el salto hidráulico en  $m$  y  $\eta$  es la eficiencia del proceso. Por consiguiente, para un emplazamiento dado, la potencia de trabajo será directamente proporcional al caudal empleado. La interacción entre los parámetros  $P$ ,  $Q$  y  $H$ , es muy importante a la hora de seleccionar y dimensionar los equipos hidrodinámicos.



## 5. Centrales hidráulicas de bombeo de agua marina.

En numerosas ocasiones el recurso hídrico necesario para plantear estos proyectos no está disponible en sistemas aislados debido a la escasez de precipitaciones, como es el caso de Baja California Sur. Considerando esta limitación y teniendo en cuenta que a nivel geográfico estos sistemas suelen estar rodeados por costa, se desarrolló la tecnología necesaria para permitir a estos sistemas operar empleando agua marina, con el objetivo de aprovechar desniveles del terreno cercanos al mar.

Es importante considerar dos cambios fundamentales respecto a los sistemas convencionales: la sustitución del embalse inferior por el mar y la adaptación de los equipos frente a la corrosión característica del agua salada. En consecuencia, se redistribuye la inversión inicial requiriendo por lo general menores volúmenes de excavación y máquinas hidrodinámicas modificadas.

### 5.1. Requisitos morfológicos.

La instalación de una central de bombeo de agua marina requiere de unos requisitos morfológicos y geográficos previos. Para el presente proyecto se emplearán los siguientes:

- Proximidad a la costa.
- Un área apropiada para el depósito superior, es decir, un área plana o cavidades físicas con tierra adecuada (dependiendo de la capacidad de los embalses) y al menos a 200 m de altitud sobre el nivel del mar [13].
- Una ligera pendiente desde la posición del embalse superior hasta la costa, que será recorrida por la tubería forzada. No se deberán presentar acantilados, lagunas, gargantas o cañones.
- La relación de la longitud de la tubería  $L$  sobre la diferencia entre sus extremos  $H$  no debe exceder el valor de 5.
- Terreno adecuado, al lado de la costa para la instalación de las estaciones hidrodinámicas.
- Ausencia de otras actividades en el área (por ejemplo, turismo) que podría generar reacciones negativas de la comunidad local contra la construcción y la operación.
- Accesibilidad al sitio por tierra y mar.

Satisfacer los parámetros anteriores dará mayores garantías de la viabilidad técnico-económica del proyecto, minimizando los trabajos técnicos requeridos y, en consecuencia, el costo de inversión es menor [14].

Estos requisitos se emplearán en la *Sección 6* para la preselección de 10 ubicaciones potenciales en el estado de Baja California Sur.

### 5.2. Diseño del embalse superior. Aspectos técnicos.

Para la construcción del embalse es necesario hallar una superficie extensa y relativamente plana o con cavidad natural existente para minimizar los costos de excavación. El volumen del embalse y, por consiguiente, su superficie, estará



directamente relacionado con la energía que se requiera almacenar y el salto hidráulico  $H$  disponible.

En cualquier caso, se recomienda crear las cuencas de ambos embalses con trabajos de excavación en forma de cono truncado invertido. Además, si la disponibilidad y morfología del terreno lo permite, es recomendable la finalización del embalse con forma hexagonal u octogonal. Estas formas geométricas han demostrado maximizar la relación de la capacidad del embalse frente a la superficie ocupada [14].



*Figura 5-1: Imagen de la central hidráulica de bombeo de agua marina en Okinawa (Japón) [15].*

Adicionalmente e imitando al precedente de Okinawa, es recomendable revestir la cavidad del reservorio con una capa de Etileno Propileno Dieno (EPDM) de unos 2 mm, como capa superficial en contacto con el agua almacenada. Este material ha demostrado unas propiedades excelentes de resistencia frente a la intemperie y condiciones climatológicas severas. Bajo la capa EPDM se debe posicionar una capa de drenaje con grava de diámetro inferior a 20 mm y un espesor total de unos 50 cm. Entre la capa EPDM y la capa de drenaje se debe instalar un material que amortigüe los posibles daños que pudiera ocasionar la grava.

A parte de todas las capas de distintos materiales detalladas previamente, es necesaria la instalación de tuberías de drenaje en la capa del mismo nombre, sensores y manómetros para emitir alarmas en caso de fugas del agua de mar almacenada y una pequeña estación de bombeo que devuelva el agua filtrada al embalse.

La toma de agua para turbinado se realiza a través de una torre situada en la zona central del reservorio y su altura debe ser la suficiente para garantizar la permanencia de una cantidad adecuada de agua, que evite la exposición directa de la capa superficial y los materiales de sellado frente a la radiación solar. Una altura recomendable para esta torre es 2 m. El orificio de succión se debe cubrir con una rejilla que evite el paso de elementos que puedan dañar las turbinas.

Por último, se recomienda la instalación de un pequeño muro o terraplén de contención que rodee el perímetro del embalse para evitar tanto la salida de agua, como la entrada de objetos pesados arrastrados por el viento. Una altura recomendable para este elemento es de 2 m [14].



### 5.3. Tubería forzada. Aspectos técnicos.

Para diseñar la tubería forzada en este tipo de centrales hay que tener en cuenta la corrosión provocada por el agua marina. Un material que ha demostrado las propiedades adecuadas para este tipo de estructuras es el poliéster reforzado con vidrio (GRP). La estructura química de este material no se ve realmente afectada por el agua de mar y además presenta un factor de fricción  $f$  de apenas 0.03. Por otra parte, es más liviano y más barato que el acero y por lo tanto se transporta y se instala más fácilmente que éste. Este último hecho ayuda a reducir el costo de instalación del proyecto. No obstante, su presión nominal de trabajo es considerablemente más baja que la del acero y disminuye con el aumento del diámetro. Por consiguiente, en los puntos de menor cota y, por lo tanto, sometidos a mayor presión, es posible que se tenga que considerar la instalación de tramos de acero, cuya superficie interna se debe recubrir con una película gruesa de fenol mixto y resinas epoxi para evitar la corrosión y adhesión de microorganismos [13] [14].

### 5.4. Máquinas hidrodinámicas.

Por lo que respecta a las máquinas hidrodinámicas, existen dos tendencias actuales en cuanto a diseño y equipos empleados para centrales de agua marina. La primera tendencia, es el empleo de turbinas adaptadas para adquirir la cualidad de reversibilidad. Reciben el nombre de Pump-Turbine e integran en una única solución el bombeo y el turbinado. La segunda tendencia es el empleo de bombas centrífugas multi-etapa y turbinas Pelton, desvinculando las fases de bombeo y turbinado. Ambas soluciones, presentan la posibilidad de incorporar las modificaciones pertinentes para usar agua marina como fluido de trabajo. La selección de la solución tecnológica a emplear dependerá de las características del sitio y de las particularidades de cada proyecto.

#### 5.4.1. Solución A: Pump-turbine.

Este tipo de turbina se caracteriza por ser una solución válida para un amplio rango de saltos hidráulicos y caudales de diseño. Se trata de una turbina de reacción adaptada a partir de la turbina Francis para adquirir la cualidad de reversibilidad. Además, puede ser adaptada para el empleo de agua marina a través de las siguientes modificaciones [15]:

- Simplificación del ensamblaje del rodete (*runner*) para facilitar las labores de limpieza y mantenimiento.
- Zonas del sellado superior y del anillo de descarga en contacto con el agua fabricados de acero inoxidable austenítico con muy bajo contenido en carbono.
- Álabes de acero inoxidable austenítico con bajo contenido en carbono y nitrógeno añadido.
- Eje principal fabricado de acero inoxidable con anillos deslizantes para proporcionar corriente catódica.
- Empaque de doble barra de distribución para evitar que el agua de mar entre en contacto con los rodamientos.
- Empleo de pinturas hidrófobas en zonas de bajo caudal para evitar la adhesión de suciedad y microorganismos.



El actual nivel de desarrollo de este tipo de turbinas, ya permite la opción comercial de optar por equipos de velocidad fija o variable, según la flexibilidad requerida. Los equipos de velocidad fija, pueden trabajar cerca del punto de carga nominal, con una cierta variabilidad, para evitar problemas de cavitación, especialmente cuando trabajan como bomba. Para el caso de los equipos de velocidad variable, se puede trabajar a cargas parciales abarcando un rango de potencias mucho más amplio. Además, el desarrollo de los rodetes actuales ya ofrece eficiencias similares para ambos modos de funcionamiento (modo bomba y modo turbina) [16].

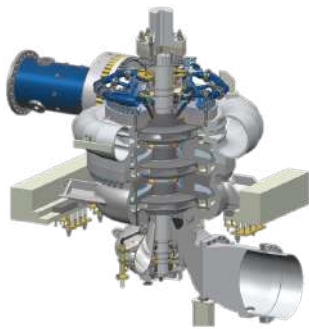


Figura 5-2: Voith Pump-Turbine. Fuente: Voith.

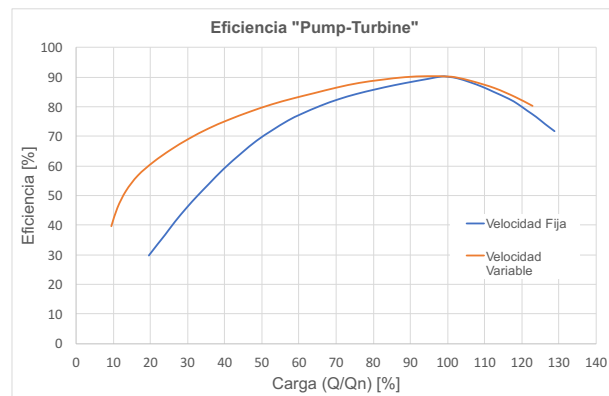


Figura 5-3: Eficiencia Pump-Turbine velocidad fija y variable [17].

Existen equipos comercialmente disponibles con potencias que van de los 30 MW a los 400 MW capaces de trabajar con saltos hidráulicos de hasta 1,000 metros [18]. Pueden trabajar con un amplio rango de caudales de diseño cuyo límite dependerá fundamentalmente del salto hidráulico disponible [19]. No obstante, como se puede observar en la *Figura 5-3*, una vez seleccionado el caudal de diseño o nominal, la eficiencia decrece en función del nivel de carga. Con esta tecnología se pueden alcanzar eficiencias de ciclo completo ( $\eta_{RT}$ ) máximas del orden de 80-82% [18].

#### 5.4.2. Solución B: Turbina Pelton y bombas centrífugas multi-etapa.

La segunda tendencia para este tipo de proyectos en cuanto a tecnología, es el empleo de bombas centrífugas multi-etapa para la fase de carga y el empleo de turbinas Pelton adaptadas para la fase de descarga.

Las turbinas Pelton son turbinas de acción, con un diseño mecánico simple y robusto. Suelen emplearse para grandes saltos hidráulicos y bajos caudales de diseño. Por limitaciones morfológicas, cuanto menor es el salto hidráulico, menor es el caudal nominal con el que pueden trabajar. Pueden emplearse para saltos hidráulicos desde 200 hasta 1,800 metros. Presentan una eficiencia superior al 90% para un amplio rango de niveles de carga. Además, pueden ser adaptadas para trabajar con agua marina. Para ello, se debe emplear acero inoxidable enriquecido con níquel y cromo en las partes en contacto con el agua marina, fundamentalmente en distribuidor y rodete. La punta de la boquilla y los anillos de desgaste deben ser reemplazables [14].



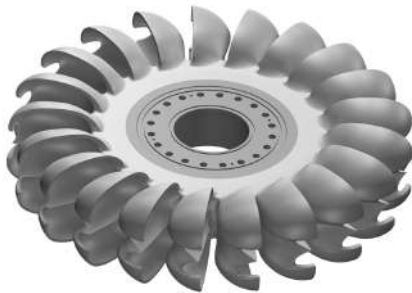


Figura 5-4: Rodete de una turbina Pelton.  
Fuente: Voith.

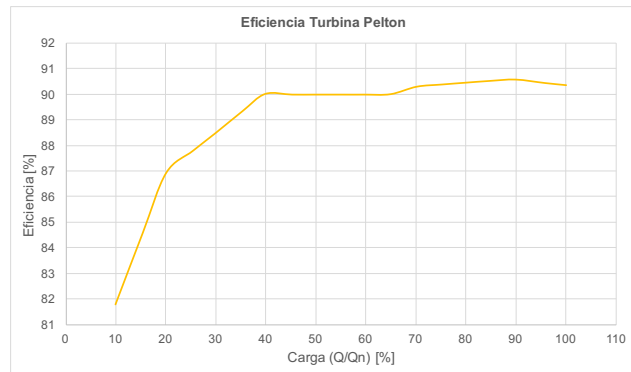


Figura 5-5: Eficiencia de la turbina Pelton [20].

Las bombas centrífugas multi-etapa para ambientes marinos ya han sido desarrolladas y empleadas previamente para plantas desalinizadoras de osmosis inversa. El eje, la impulsión, la aspiración, la carcasa y el difusor se construyen de acero dúplex [14]. Las bombas de velocidad variable alcanzan eficiencias máximas del orden de 80% y varía con el nivel de carga. Mediante un uso adecuado de las leyes de semejanza, una granularidad optimizada y una disposición adecuada de válvulas en la estación de bombeo se puede conseguir que operen muy cerca de su eficiencia óptima para un rango amplio de niveles de carga.



Figura 5-6: Bomba centrífuga multi-etapa. Fuente: Flexachem.

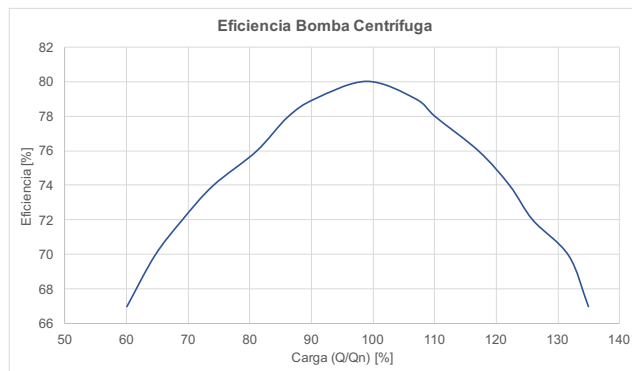


Figura 5-7: Eficiencia bomba centrífuga de velocidad variable [21].

Con esta combinación tecnológica se aspira a eficiencias de ciclo completo ( $\eta_{RT}$ ) máximas de 71-73%.

### 5.5. Costos de inversión.

Actualmente la información respectiva a los costos de inversión de las centrales de bombeo de agua marina es muy escasa. Esto se debe fundamentalmente a la existencia de un solo precedente en todo el mundo, en Okinawa (Japón). No obstante, las centrales de bombeo tradicionales sirven como muy buena aproximación, pues la inexistencia del



embalse inferior compensa los mayores costos provocados por los materiales anticorrosivos [14].

El costo de los sistemas de almacenamiento se suele expresar por unidad de potencia o unidad de energía. No obstante, para términos prácticos es recomendable segregar estos dos costos, para poder estimar cualquier combinación de potencia y energía (Ratio E/P). En sistemas de almacenamiento PHES estas dos componentes están muy diferenciadas físicamente, pudiendo asociar los costos por unidad de potencia a la adquisición e instalación máquinas hidrodinámicas y generadores y los costos por unidad de energía a la construcción del embalse y tuberías.

En términos de potencia, los costos de inversión para las centrales de almacenamiento por bombeo van de los 1,500 a los 4,700 US\$/kW [22]. No obstante, estos costos dependen fuertemente de algunos parámetros como el salto hidráulico, las características del terreno o el tiempo de almacenamiento. En consecuencia, se opta por modelar una ecuación de costos de inversión en función de los parámetros potencia, energía y salto hidráulico, digitalizando las gráficas mostradas en el Anexo A. Para ello, tras digitalizar las gráficas, se emplea una regresión lineal mutliparámetro considerando exclusivamente los parámetros potencia y energía, dejando fijo el parámetro altura. De esta forma se obtiene una ecuación lineal de costos en función de potencia y energía para cada altura analizada. Posteriormente, se grafica la variación de cada coeficiente de la ecuación en función de la altura y se obtiene la ecuación que aproxima la variación de cada coeficiente de la ecuación principal en función de la altura. De esta forma se consigue integrar en una sola ecuación la evolución de los costos en función de los tres parámetros principales (ver *Ecuación 5-1*).

$$C = 65 + (0.0008H + 1.553)P_0 + \frac{32}{H}E_0 \quad (5-1)$$

Dónde  $C$  es el costo en millones de US\$,  $P_0$  es la potencia en MW,  $E_0$  es la energía almacenada en MWh y  $H$  es el salto hidráulico disponible en  $m$ .

Esta ecuación debe tratarse como una aproximación cuya utilidad principal es analizar la interacción entre los distintos parámetros. Mientras la componente de potencia crece lentamente y de forma lineal conforme se aumenta el salto hidráulico, la componente correspondiente a la energía almacenada se reduce de manera inversamente proporcional con el aumento del salto hidráulico. Además, si se aumenta el tiempo de almacenamiento, el costo total por unidad de potencia no se ve afectado, mientras el costo total por unidad de energía va disminuyendo. Este último hecho contrasta por completo con la evolución del costo de las baterías en función del tiempo de almacenamiento. Para tiempos de almacenamiento superiores a 2 horas, el costo total por unidad de potencia de las baterías crece considerablemente [23].





## 6. Búsqueda y selección de ubicación para la central PHES.

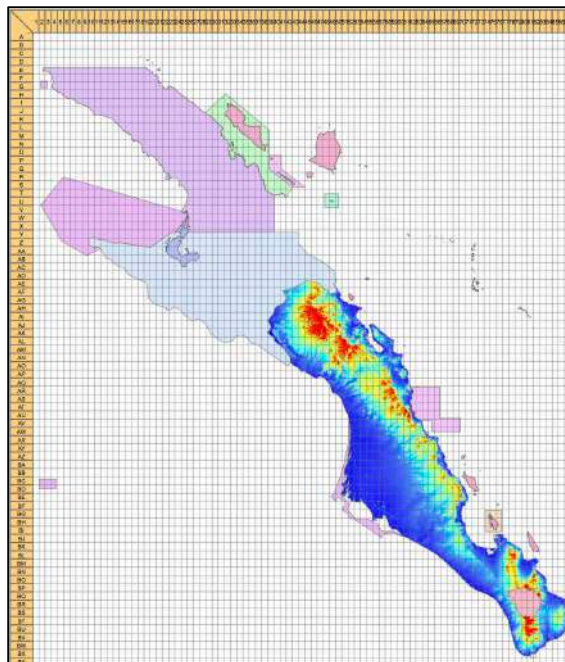
Como se especificaba en la *Sección 5.1.*, el primer paso para un proyecto de estas características es hallar una localización que cumpla con todos los requisitos previamente detallados o, es un defecto, con la mayoría de ellos. Puede darse el caso de que para el sistema que se esté estudiando no existan ubicaciones con el desnivel suficiente. No obstante, para el caso de BCS existen varios puntos de la península en los cuales la cordillera se aproxima considerablemente a la costa Este.

En consecuencia, se opta por someter a inspección toda la costa del Mar de Cortés en búsqueda de los lugares adecuados para la construcción de la central de almacenamiento.

### 6.1. Metodología de búsqueda.

La metodología de búsqueda se apoya del software ArcGIS y del software Google Earth Pro para encontrar todas aquellas ubicaciones que cumplen con los requisitos especificados en la *Sección 5.1.*

En la primera fase, se elabora un mapa de elevaciones de todo el terreno para destacar los desniveles existentes con la ayuda de la herramienta ArcGIS. Además, se superponen todas las reservas naturales protegidas para descartar de la inspección el área que ocupan y se segmenta el mapa en cuadrículas de 11.1 x 11.1 km. Cada elemento de la red posteriormente recibe un código de letras en base a su fila y un código numérico en base a su columna. El aspecto final del mapa se puede observar en la *Figura 6-1.*



*Figura 6-1: Mapa de BCS adecuado para inspección. Elaboración propia con datos de INEGI.*



Seguidamente se seleccionan todos los elementos de la cuadrícula que cumplen con las siguientes características:

1. Posee en su interior un tramo de costa Este o Sur.
2. Existe un desnivel de más de 200 metros.
3. No está sombreada como reserva natural.

A continuación, se van extrayendo las coordenadas de un punto cualquiera del interior de cada elemento y se introducen dichas coordenadas en Google Earth Pro para inspeccionar visualmente el terreno y verificar el resto de requisitos especificados en la *Sección 5.1*.

Tras aplicar este proceso se obtienen un total de 10 ubicaciones candidatas a albergar la planta de almacenamiento.

*Tabla 6-1: Localización de las ubicaciones candidatas. Elaboración propia.*

Identificador	Latitud	Longitud
Ubicación 1	25.7227115°	-111.245301°
Ubicación 2	25.6202204°	-111.2275242°
Ubicación 3	25.5201834°	-111.047697°
Ubicación 4	25.4881098°	-111.060449°
Ubicación 5	24.3360945°	-110.666548°
Ubicación 6	25.0568782°	-110.8335504°
Ubicación 7	25.0208719°	-110.813882°
Ubicación 8	24.9846787°	-110.751222°
Ubicación 9	24.7828055°	-110.669605°
Ubicación 10	26.1663817°	-111.369026°

A partir de este punto, el proceso de selección debe plantearse como un problema de decisión multicriterio, pues se presenta un conjunto finito de alternativas o cursos de acción y es necesario ordenar el conjunto de mejor a peor teniendo en cuenta diferentes criterios o puntos de vista en conflicto. Además, no todos los criterios son igualmente importantes y se hace necesario decidir en qué medida son unos criterios más importantes que otros.

## **6.2. Análisis de Decisión Multicriterio (MCDA).**

El Análisis de Decisión Multicriterio es una herramienta que ayuda al decisor durante el proceso de toma de decisión. Las distintas metodologías propuestas desde esta disciplina permiten abordar, de manera sistemática y ordenada, un problema en el que subyace una gran subjetividad. El Análisis de Decisión Multicriterio y los distintos métodos aplicables van contribuir a que el decisor, de forma ordenada, sea capaz de determinar sus preferencias mediante un proceso que le aportará información y



transparencia. Además, podrá hacer que participen en el proceso expertos que le asesoren [24].

El proceso se compone generalmente de los siguientes pasos principales:

1. Selección de las alternativas.
2. Selección de los criterios.
3. Ponderación de la importancia de cada criterio en base a un método.
4. Valoración de cada alternativa en base a cada criterio.
5. Ordenación de las alternativas.

Adicionalmente se pueden incluir análisis de sensibilidad y procesos de aprobación.

### 6.2.1. Elementos del proceso de decisión multicriterio discreto.

#### Alternativas

Se define el conjunto de alternativas  $A_i = \{A_1, A_2, \dots, A_n\}$ , como un conjunto finito de posibles soluciones o decisiones finales posibles que hay que analizar durante el proceso de resolución del problema.

#### Criterios

Los criterios  $C_j = \{C_1, C_2, \dots, C_m\}$  son las características que definen a las alternativas. Estos pueden ser cuantificables o no cuantificables y se tratarán de manera distinta durante el proceso.

#### Pesos de los criterios

En los problemas MCDA, lo más habitual es que unos criterios tengan más peso o influencia sobre la decisión que otros. Por lo tanto, se hace necesario cuantificar de forma numérica el peso de cada criterio respecto del total.

Los pesos o ponderaciones son las medidas de la importancia relativa que los criterios tienen para el decisor. Asociado a los criterios se asigna un vector de pesos  $W = (w_1, w_2, \dots, w_j, \dots, w_m)$ , siendo  $m$  el número de criterios total [24].

Es en esta parte del MCDA dónde existen distintas metodologías de asignación de pesos de los criterios. Entre ellas se encuentra el Proceso Analítico Jerárquico (AHP).

#### Matriz de decisión

Una vez se han establecido los criterios y sus pesos, se presupone que el decisor es capaz de aportar, para cada uno de los atributos o criterios considerados y para cada alternativa del conjunto de elección, un valor numérico  $a_{ij}$  que refleja una evaluación de la alternativa  $A_i$  respecto al criterio  $C_j$ . Esto es posteriormente representado en forma de matriz.

$$\begin{array}{c}
 \{ C_1 \quad C_2 \quad \dots \quad C_j \quad \dots \quad C_m \} \\
 [ w_1 \quad w_2 \quad \dots \quad w_j \quad \dots \quad w_m ] \\
 A_1 \left( \begin{array}{cccccc} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1j} & \dots & a_{1m} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2j} & \dots & a_{2m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{i1} & a_{i2} & \dots & a_{ij} & \dots & a_{im} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nj} & \dots & a_{nm} \end{array} \right)
 \end{array}$$



Cuando se ha obtenido la matriz de valoraciones, el paso final es ordenar las alternativas en base a su puntuación global.

### 6.2.2. Metodología AHP.

Una vez establecido el marco de referencia (MCDA) y planteándose la necesidad de asignar pesos a los criterios y evaluar las alternativas, existen varias metodologías en la literatura para tal fin. Una de las más utilizadas, y la que se emplea en el presente proyecto es el Proceso Analítico Jerárquico (AHP), cuyos fundamentos y metodología se desarrollan a continuación.

Cuando se quieren obtener las prioridades que un individuo asigna a un conjunto de elementos a partir de las valoraciones asignadas a los mismos según sus juicios y preferencias, es preciso establecer un conjunto de procedimientos y herramientas que permitan aprovechar el poder intrínseco de la mente para conectar las experiencias e intuiciones con los objetivos fijados. Gran parte del conocimiento y comportamiento humano puede explicarse en términos de comparaciones relativas expresadas en forma de ratios. De hecho, los aspectos cualitativos pueden ser medidos relativamente y tener sentido en función de comparaciones [25].

El método AHP se basa en la idea de que la gran complejidad inherente a un problema de toma de decisiones con criterios múltiples se puede resolver mediante la jerarquización de los problemas planteados. El problema de decisión se representa mediante una jerarquía en cuyo vértice superior se encuentra el principal objetivo del problema o proyecto, en los vértices inferiores están las alternativas y en los vértices intermedios se representan los criterios (los cuales a su vez pueden estructurarse por medio de jerarquías) en base a los cuales se toma la decisión final. Además, en cada nivel jerárquico, se realizan comparaciones pareadas entre los elementos que están en el mismo nivel, en base a su contribución al vértice del nivel superior al que están ligados.

Tabla 6-2: Escala de la metodología AHP.

Escala Numérica	Escala verbal	Explicación
1	Igual importancia.	Dos actividades contribuyen por igual al objetivo.
3	Importancia moderada de un elemento sobre otro.	El juicio está a favor de un elemento sobre otro.
5	Importancia fuerte de un elemento sobre otro.	Un elemento es fuertemente favorecido.
7	Importancia muy fuerte de un elemento sobre otro.	Un elemento es muy dominante.
9	Extrema importancia de un elemento sobre otro.	Un elemento es favorecido por al menos un orden de magnitud de diferencia.
2,4,6,8	Valores intermedios entre dos juicios adyacentes.	Se usan como compromiso entre dos juicios



Este proceso de comparación conduce a una escala de medida relativa de prioridades o pesos de los elementos. Las comparaciones pareadas se realizan por medio de ratios de preferencia (si se comparan alternativas en base a un criterio no cuantificable) y ratios de importancia (si se comparan criterios), que se evalúan en base a una escala numérica propuesta y representada en la *Tabla 6-2*. Los pesos o prioridades relativas suman la unidad [24].

### 6.2.3. Consistencia de los juicios del decisor.

En cualquier matriz de comparación pareada, ya sea de criterios o de alternativas en base a un criterio, es necesario comprobar la consistencia de los juicios del decisor. Esta comprobación se realiza mediante un método aproximado basado en la teoría de autovalores y autovectores.

Cada matriz de comparación pareada arroja un vector basado en la media geométrica normalizada. En el caso de los criterios, el vector obtenido es un vector de pesos locales del nivel estudiado. En el caso de las alternativas, el vector obtenido es un vector de puntuaciones de cada alternativa en base al criterio estudiado. Si se considera este vector  $v$  como un autovector de la matriz cuadrada de comparación  $A$  de  $n \times n$  entradas, entonces es posible obtener un autovalor  $\lambda$  asociado al autovector, tal que:

$$A \cdot v = \lambda \cdot v \quad (6-1)$$

Una vez calculado el autovalor asociado, es posible obtener un Índice de Consistencia  $CI$  de la matriz  $A$  mediante la expresión:

$$CI = \frac{\lambda - n}{n - 1} \quad (6-2)$$

El Índice de Consistencia debe compararse con un Índice de Consistencia Aleatoria  $RI$ , obtenido como el valor aleatorio promedio de  $CI$  para una matriz  $n \times n$ . Para el presente proyecto se emplean los valores de  $RI$  mostrados en la *Tabla 6-3*.

*Tabla 6-3: Índices de consistencia aleatoria.*

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RI	0	0	0.525	0.882	1.115	1.252	1.341	1.404	1.452	1.484

Finalmente se calcula el Ratio de Consistencia  $CR$  mediante la *Ecuación 6-3*.

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (6-3)$$

Se considerará que el decisor ha sido aceptablemente consistente en sus juicios comparativos si se cumple:



$$CR \leq 0.05 \quad \text{con } n = 3$$

$$CR \leq 0.08 \quad \text{con } n = 4$$

$$CR \leq 0.10 \quad \text{con } n \geq 5$$

Este procedimiento de comprobación se lleva a cabo para cada una de las matrices de comparación pareada que surgen a lo largo del proceso de toma de decisión en el presente proyecto.

### 6.3. Análisis de decisión multicriterio aplicado al caso de estudio.

#### 6.3.1. Selección de las alternativas.

Las alternativas de solución al problema planteado por este proyecto son las 10 ubicaciones obtenidas a partir de la metodología de búsqueda desarrollada en la Sección 6.1.

#### 6.3.2. Selección de los criterios.

Los criterios seleccionados para realizar el estudio son de carácter tecno-económico. No se incluyen en la aplicación de la metodología criterios sociales o medioambientales por haber sido tenidos en cuenta a la hora de seleccionar las alternativas y cumplir con los requisitos pertinentes.

Los criterios mencionados son ordenados jerárquicamente como exige el método AHP y se detallan en la Figura 6-2.

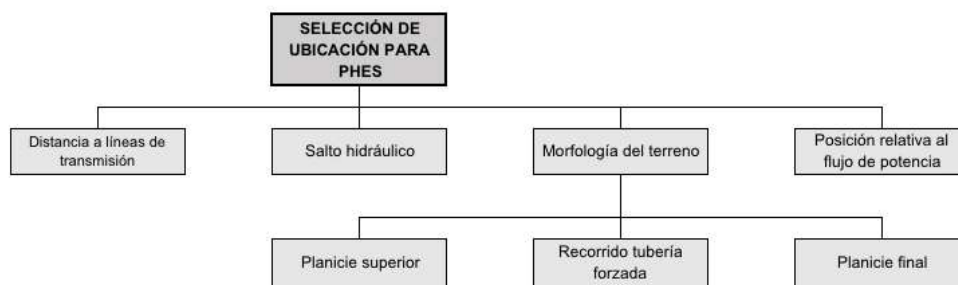


Figura 6-2: Árbol jerárquico para la selección de ubicación. Elaboración propia.

Como se puede observar, existen 4 criterios globales que conforman el primer nivel y 3 criterios subyacentes a uno de los criterios globales conformando un segundo nivel. A continuación, se detallan algunos de los motivos por los que se han considerado necesario incluir cada criterio y si son de carácter cuantitativo o cualitativo.

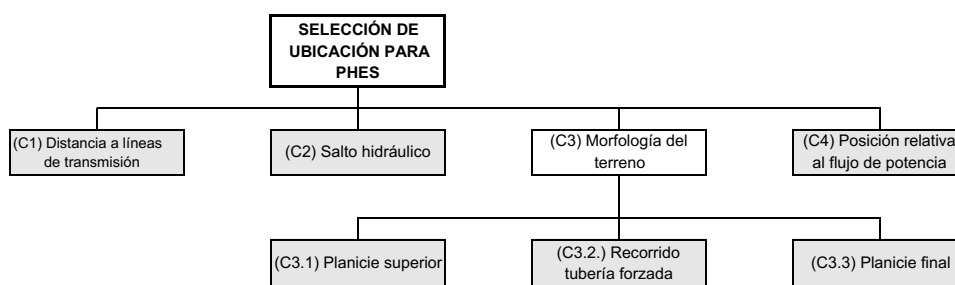
- *Distancia a las Líneas de Transmisión:* Se trata de un criterio cuantitativo a minimizar, que evalúa la distancia de la ubicación respecto del punto más cercano de la red de transmisión del sistema eléctrico. A mayor distancia, mayores gastos de inversión para la interconexión de la central.



- *Salto hidráulico*: Se trata de un criterio cuantitativo a maximizar, que evalúa la diferencia de nivel entre la posición del hipotético embalse y el mar. A mayor salto hidráulico, menor volumen de almacenamiento hídrico y por tanto menores costos de obras civiles.
- *Morfología del terreno*: Se trata de un criterio cualitativo, que evalúa la predisposición morfológica del espacio para albergar una central de estas características. Este criterio se segmenta a su vez en la morfología de la planicie superior que albergaría el embalse, en las características del recorrido que seguiría la tubería forzada y la morfología de la zona más próxima al mar que albergaría la sala de máquinas hidrodinámicas.
- *Posición relativa al flujo de potencia*: Se trata de un criterio cuantitativo a minimizar. Considerando que todas las ubicaciones están entre Loreto y La Paz y puesto que el flujo de potencia en BCS durante los últimos años ha sido generalmente dirigido de norte a sur y las mayores necesidades energéticas se encuentran en el sur, este criterio evalúa la distancia de la ubicación respecto a La Paz. Por requerimientos de potencia y minimización de pérdidas es más favorable inyectar la potencia cerca del nodo regional de La Paz.

### 6.3.3. Ponderación de los criterios en base a la metodología AHP.

La importancia relativa de cada criterio se obtiene a partir de la comparación pareada con los demás criterios del mismo nivel jerárquico. Por consiguiente, para el presente proyecto se elaboran dos matrices de comparación pareada. Para elaborar la matriz de decisión final, exclusivamente se considerará el peso global de los criterios que se hayan en vértices inferiores del árbol jerárquico. Los vértices inferiores del árbol jerárquico para este proyecto aparecen sombreados en la *Figura 6-3*.



*Figura 6-3: Criterios a incluir en la matriz de decisión. Elaboración propia.*

Las matrices de comparación pareada de criterios se construyen en base a juicios tecno-económicos desde un perfil académico basado en el trabajo de investigación, por lo que se recomienda la revisión y ajuste de esta fase a profesionales con experiencia en este tipo de proyectos.

Tras la comparación pareada de los criterios de primer nivel, se obtiene la matriz y los pesos globales mostrados a partir de la media geométrica normalizada en la *Figura 6-4*. El ratio de consistencia obtenido es de 0.006.





CRITERIOS DE PRIMER NIVEL						
	C1	C2	C3	C4	M .Geom	M. Geom Norm
C1	1	0.50	0.33	0.25	0.452	0.100
C2	2.00	1	0.50	0.50	0.841	0.185
C3	3.00	2.00	1	1.00	1.565	0.345
C4	4.00	2.00	1.00	1	1.682	0.370

Figura 6-4: Matriz de comparación pareada de criterios del nivel 1. Elaboración propia.

Procediendo de igual manera para el segundo nivel, se obtiene la matriz de comparación y el peso local de los criterios que se observan en la Figura 6-5. Se obtiene un ratio de consistencia de 0.007.

CRITERIOS SEGUNDO NIVEL					
	C3.1	C3.2	C3.3	M .Geom	M. Geom Norm
C3.1	1	3	5	2.466	0.648
C3.2	0.333	1	2	0.874	0.230
C3.3	0.200	0.500	1	0.464	0.122

Figura 6-5: Matriz de comparación pareada de criterios del nivel 2. Elaboración propia.

Para obtener el peso global de estos criterios de segundo nivel es necesario multiplicar cada peso local obtenido por el peso global del criterio situado en el nivel superior. Realizando este ajuste y agrupando los pesos globales de los criterios situados en los vértices inferiores del árbol, se obtiene el siguiente vector [W].

$$[W] = \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \\ w_4 \\ w_5 \\ w_6 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.100 \\ 0.185 \\ 0.224 \\ 0.079 \\ 0.042 \\ 0.370 \end{pmatrix}$$

Donde:

$w_1$  es el peso global asociado al criterio “Distancia a las líneas de transmisión”.

$w_2$  es el peso global asociado al criterio “Salto hidráulico”.

$w_3$  es el peso global asociado al criterio “Morfología de la planicie superior”.

$w_4$  es el peso global asociado al criterio “Recorrido de la tubería forzada”.

$w_5$  es el peso global asociado al criterio “Morfología de la planicie final”.

$w_6$  es el peso global asociado al criterio “Posición relativa al flujo de potencia”.

#### 6.3.4. Valoración de cada alternativa de ubicación en base a los criterios.

Seguidamente, se hace necesario evaluar cada alternativa de ubicación en base a cada criterio. Para el caso de los criterios cuantitativos, la comparación se hace en base a una normalización de maximización o minimización. Sin embargo, para los criterios cualitativos se requiere nuevamente del uso de matrices de comparación pareada que





evalúan el ratio de preferencia de un alternativa respecto a otra en base a un criterio dado. Cada vector obtenido será posicionado de acuerdo a sus índices en la matriz final de decisión.

Criterio 1: Distancia a las líneas de transmisión.

Para cuantificar la distancia a las líneas de transmisión se decide emplear la herramienta Google Earth Pro. Se recoge la distancia en línea recta de cada ubicación al punto más cercano de la red de transmisión. Puesto que se trata de una variable a minimizar, posteriormente se calcula el inverso de cada valor y se normaliza el vector obtenido, obteniendo el siguiente resultado:

$$\begin{pmatrix} a_{1,1} \\ a_{2,1} \\ a_{3,1} \\ a_{4,1} \\ a_{5,1} \\ a_{6,1} \\ a_{7,1} \\ a_{8,1} \\ a_{9,1} \\ a_{10,1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.487 \\ 0.195 \\ 0.035 \\ 0.032 \\ 0.139 \\ 0.013 \\ 0.014 \\ 0.014 \\ 0.017 \\ 0.054 \end{pmatrix}$$

Criterio 2: Salto hidráulico.

Para cuantificar el salto hidráulico disponible se emplea también la herramienta Google Earth Pro. Se estima este parámetro para cada ubicación en base a las curvas de nivel desde la planicie superior hasta el mar. Debido a que se trata de una variable a maximizar, una vez se obtienen los datos, simplemente hay que normalizar el vector, el cual se muestra a continuación:

$$\begin{pmatrix} a_{1,2} \\ a_{2,2} \\ a_{3,2} \\ a_{4,2} \\ a_{5,2} \\ a_{6,2} \\ a_{7,2} \\ a_{8,2} \\ a_{9,2} \\ a_{10,2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.109 \\ 0.118 \\ 0.108 \\ 0.108 \\ 0.076 \\ 0.061 \\ 0.114 \\ 0.091 \\ 0.098 \\ 0.118 \end{pmatrix}$$

Criterio 3: Morfología de la planicie superior.

Para estimar la preferencia entre las planicies superiores halladas en cada ubicación se construye la matriz de comparaciones pareadas pertinente. Algunos de las características intrínsecas que se evalúan al enfrentar las alternativas son: extensión, planitud y existencia de cavidades naturales.

El vector resultante se obtiene aplicando el mismo procedimiento que se usó con la comparación de criterios. El ratio de consistencia de la matriz es 0.046.



$$\begin{pmatrix} a_{1,3} \\ a_{2,3} \\ a_{3,3} \\ a_{4,3} \\ a_{5,3} \\ a_{6,3} \\ a_{7,3} \\ a_{8,3} \\ a_{9,3} \\ a_{10,3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.204 \\ 0.034 \\ 0.118 \\ 0.090 \\ 0.090 \\ 0.026 \\ 0.234 \\ 0.080 \\ 0.080 \\ 0.044 \end{pmatrix}$$

La matriz de comparaciones pareadas completa y el cálculo del ratio de consistencia se pueden consultar en el *Anexo B*.

*Criterio 4: Recorrido de la tubería forzada.*

Para este criterio, se evalúa en las distintas alternativas algunas características como la suavidad de la pendiente desde la planicie superior hasta el mar y la existencia de irregularidades como cañones gargantas o salientes escarpados. El ratio de consistencia de la matriz empleada es 0.096. El vector resultante se muestra a continuación.

$$\begin{pmatrix} a_{1,4} \\ a_{2,4} \\ a_{3,4} \\ a_{4,4} \\ a_{5,4} \\ a_{6,4} \\ a_{7,4} \\ a_{8,4} \\ a_{9,4} \\ a_{10,4} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.154 \\ 0.018 \\ 0.097 \\ 0.034 \\ 0.164 \\ 0.082 \\ 0.289 \\ 0.046 \\ 0.078 \\ 0.039 \end{pmatrix}$$

La matriz de comparaciones pareadas completa y el cálculo del ratio de consistencia se pueden consultar en el *Anexo B*.

*Criterio 5: Planicie final.*

En este caso básicamente se evalúa la predisposición de la zona más próxima al mar para albergar la sala de máquinas hidrodinámicas y generadores pertinentes para este tipo de instalaciones. Intrínsecamente, algunos parámetros como planitud, accesibilidad y superficie disponible son considerados para comparar las alternativas entre ellas. Después de las comparaciones pertinentes, se obtiene una matriz con un ratio de consistencia de 0.005. El vector obtenido se expresa a continuación.



$$\begin{pmatrix} a_{1,5} \\ a_{2,5} \\ a_{3,5} \\ a_{4,5} \\ a_{5,5} \\ a_{6,5} \\ a_{7,5} \\ a_{8,5} \\ a_{9,5} \\ a_{10,5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.030 \\ 0.157 \\ 0.157 \\ 0.157 \\ 0.157 \\ 0.157 \\ 0.066 \\ 0.030 \\ 0.030 \\ 0.030 \end{pmatrix}$$

La matriz de comparaciones pareadas completa y el cálculo del ratio de consistencia se pueden consultar en el *Anexo B*.

*Criterio 6: Posición relativa el flujo de potencia.*

Para cuantificar la distancia relativa a La Paz de cada ubicación se empleó nuevamente la herramienta Google Earth Pro. Puesto que se trata de una variable a minimizar, se procede de igual forma que con el primer criterio.

$$\begin{pmatrix} a_{1,6} \\ a_{2,6} \\ a_{3,6} \\ a_{4,6} \\ a_{5,6} \\ a_{6,6} \\ a_{7,6} \\ a_{8,6} \\ a_{9,6} \\ a_{10,6} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.057 \\ 0.059 \\ 0.066 \\ 0.067 \\ 0.263 \\ 0.097 \\ 0.101 \\ 0.106 \\ 0.138 \\ 0.045 \end{pmatrix}$$

**6.3.5. Ordenación de las alternativas.**

Una vez se han obtenido todos los elementos necesarios, se crea la matriz de decisión cuya composición se muestra en la *Sección 5.2.1*.

	C1	C2	C3	C4	C5	C6
W	0.100	0.185	0.224	0.079	0.042	0.370
A1	0.487	0.109	0.204	0.154	0.030	0.057
A2	0.195	0.118	0.034	0.018	0.157	0.059
A3	0.035	0.108	0.118	0.097	0.157	0.066
A4	0.032	0.108	0.090	0.034	0.157	0.067
A5	0.139	0.076	0.090	0.164	0.157	0.263
A6	0.013	0.061	0.026	0.082	0.157	0.097
A7	0.014	0.114	0.234	0.289	0.066	0.101
A8	0.014	0.091	0.080	0.046	0.030	0.106
A9	0.017	0.098	0.080	0.078	0.030	0.138
A10	0.054	0.118	0.044	0.039	0.030	0.045

*Figura 6-6: Matriz de decisión final. Elaboración propia.*



Seguidamente se obtiene la puntuación final de cada alternativa  $S_i$  en base a la Ecuación 6-2.

$$S_i = \sum_1^m w_j \cdot a_{ij} \quad (6-2)$$

El vector de puntuaciones finales presentado a continuación es el resultado último del proceso y partir del cual se toman las decisiones pertinentes respecto del proyecto.

$$\begin{pmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \\ S_4 \\ S_5 \\ S_6 \\ S_7 \\ S_8 \\ S_9 \\ S_{10} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.149 \\ 0.079 \\ 0.088 \\ 0.077 \\ 0.165 \\ 0.067 \\ 0.138 \\ 0.080 \\ 0.096 \\ 0.058 \end{pmatrix}$$

#### 6.4. Propuestas finales de ubicación.

En base a los resultados obtenidos en la Sección 6.3.5, se puede confirmar que las ubicaciones primera, quinta y séptima obtienen una puntuación claramente desmarcada respecto de las demás.

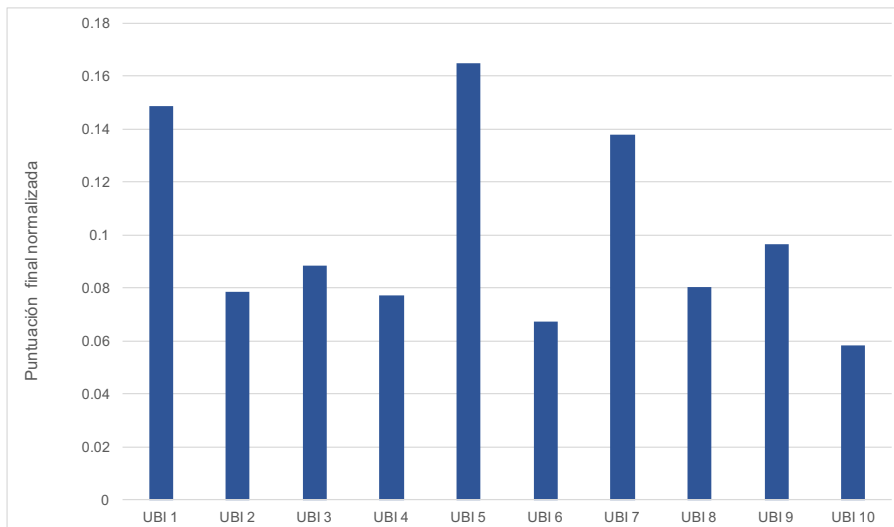


Figura 6-7: Puntuaciones finales del proceso de selección de ubicación. Elaboración propia.

La ubicación que aparece como vencedora tras la aplicación del método, y que se empleará para el resto del análisis, es la número 5. Sus características más importantes se definen en la Tabla 6-4.



Tabla 6-4: Características de la ubicación seleccionada. Elaboración propia con datos de Google Earth Pro.

<b>Coordenadas</b>	24.336° N 110.667 ° O
<b>Salto hidráulico disponible</b>	225 m
<b>Superficie disponible para el embalse superior</b>	175,000 - 200,000 m <sup>2</sup>
<b>Nodo P de interconexión</b>	Rofomex
<b>Distancia al nodo de interconexión</b>	7 km
<b>Región de Transmisión</b>	La Paz

Este emplazamiento y sus características son las que se emplearán en el resto del proyecto para proponer estrategias, dimensionamiento y configuraciones. No obstante, no debe despreciarse la idea de considerar las ubicaciones primera y séptima como candidatas a un posterior estudio. La ubicación séptima en particular, presenta una morfología y un desnivel muy apropiados para un proyecto de estas características.



## 7. PHES como inversión privada en el escenario actual.

Si se plantea el proyecto desde una perspectiva de inversión privada, con la finalidad exclusiva de lucro, se hace necesario estudiar la situación del mercado eléctrico de BCS, encontrar la mejor estrategia de almacenamiento en base a los Precios Marginales Locales y las limitaciones de la tecnología y calcular las ganancias del sistema. Todo ello con la finalidad de analizar la rentabilidad del proyecto. En esta sección, se lleva a cabo un análisis de la evolución del PML en Baja California Sur en los últimos años, se recogen algunos datos acerca de las 100 Horas Críticas y se proponen estrategias de almacenamiento para sacarle el máximo rendimiento a estos datos. Para ello se emplea la herramienta Matlab (Mathworks).

### 7.1. Análisis del mercado eléctrico en BCS.

#### 7.1.1. Mercado de Energía. Precios Marginales Locales.

Los PML, cuya metodología de cálculo se explica en la *Sección 3.1*, en Baja California Sur son actualmente de los más elevados de todo el Sistema Eléctrico Nacional. El elevado precio de los combustibles fósiles empleados, como diésel y combustóleo, junto con centrales con antiguas con baja eficiencia operativa propician este hecho. Los PML estudiados en esta sección corresponden al promediado de los nodos de precio contenidos en la región de transmisión de La Paz.

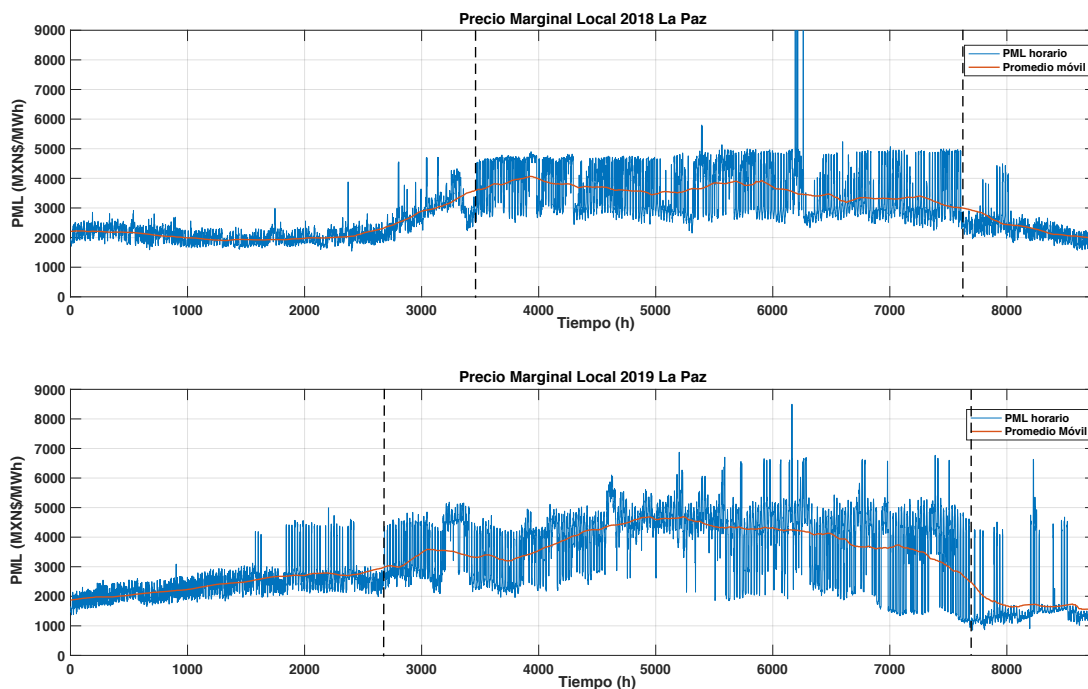


Figura 7-1: Precio Marginal Local en La Paz durante los dos últimos años. Fuente: CENACE.

Para evaluar la posibilidad de obtener beneficio en el Mercado de Energía es necesario observar y analizar las tendencias de los Precios Marginales Locales. Como se puede observar en la *Figura 6-1*, los patrones de tendencia no se mantienen en los dos últimos años. Mientras en 2018 se puede observar claramente un periodo de verano con mayor promedio y variabilidad diaria y un periodo de invierno con menor promedio y más



estabilidad de precios, en 2019 el patrón no es tan diferenciado. No obstante, existen ciertos periodos del 2019 en que la variabilidad diaria es mucho mayor. Atendiendo a los cambios en el promedio y la fluctuación diaria, se segmentan los años 2018 y 2019 en los siguientes periodos:

1. Invierno 2018: de la hora 0 (1 de enero) a la hora 2,760 (25 de abril) y de la hora 8,040 (2 de diciembre) a la hora 8,760 (31 de diciembre).
2. Verano 2018: de la hora 3,480 (25 de mayo) a la hora 7,608 (13 de noviembre).
3. Invierno 2019: de la hora 0 (1 de enero) a la hora 1,824 (17 de marzo) y de la hora 8520 (21 de diciembre) a la hora 8,760 (31 de diciembre).
4. Verano 2019: de la hora 2,664 (21 de abril) a la hora 7,800 (21 de noviembre)

Estos periodos temporales deben ser estudiados por separado a la hora de plantear estrategias de almacenamiento basadas en el arbitraje.

### 7.1.2. Mercado de Capacidad.

Para evaluar y analizar los potenciales beneficios en el Mercado de Capacidad es necesario estudiar las franjas horarias en las que se sitúan las 100 Horas Críticas y el Precio Neto de Potencia (PNP) con el que se ha cerrado el Mercado Balance de Potencia (MBP) en los últimos años. Como se menciona en la *Sección 3.3.*, desde el cierre del MBP de 2018 las 100 HC se definen como las de menor reserva operativa.

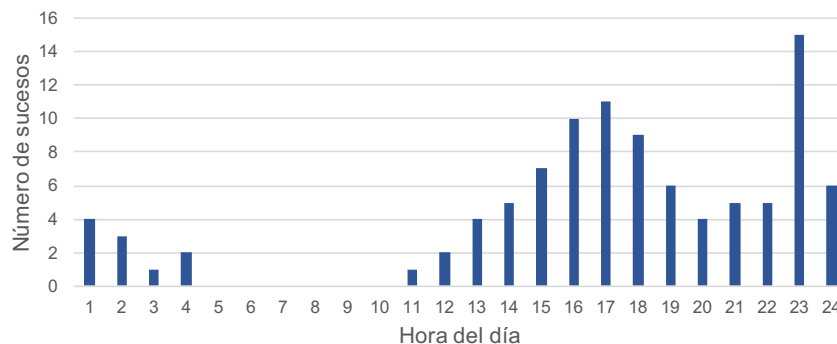


Figura 7-2: 100 Horas Críticas de 2018 agrupadas por hora diaria de suceso. Fuente: CENACE

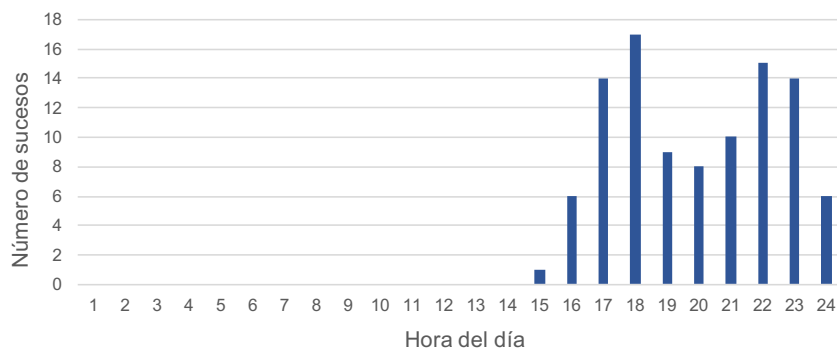
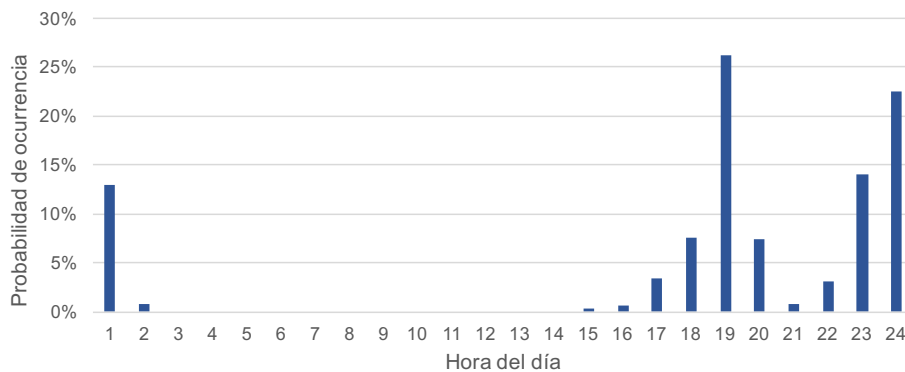


Figura 7-3: 100 Horas Críticas de 2019 agrupadas por hora diaria de suceso. Fuente: CENACE



En la *Figura 7-2* y *Figura 7-3* se muestra el número de Horas Críticas que sucedieron en cada una de las franjas horarias para los años 2018 y 2019. Para el caso de 2018 todos los sucesos se ubicaron entre el 6 de julio y el 6 de octubre. En 2019 todos los sucesos se ubicaron entre el 12 de junio y el 9 de octubre. Además, es importante señalar que en 2018 un fallo de maquinaria de una central de generación propició la concentración de 32 horas críticas en un periodo muy corto de tiempo, alterando la ubicación horaria representada. En ambos casos se observa que la probabilidad de ocurrencia es mucho más elevada en la tarde y la noche.

Por otra parte, CENACE publica sus estimaciones de las 100 HC para los próximos años. En la *Figura 6-4* se puede observar una distribución horaria porcentual de sus predicciones para los próximos 5 años (2020-2024).



*Figura 7-4: Horas Críticas 2020-2024 pronosticadas agrupadas por hora diaria de suceso. Fuente: CENACE.*

Se puede apreciar que el 100 % de las HC están pronosticadas entre la hora 15 y la hora 2 y el 95 % se ubican entre la hora 18 y la hora 1. Además, se detectan dos grandes focos de ocurrencia alrededor de la hora 19 y la hora 24.

Observando los datos de los años anteriores y las predicciones de manera conjunta, se puede concluir en primera instancia que existe una gran área de oportunidad para centrales que generen energía de manera continua en periodo de verano durante la tarde y la noche.

Por lo que respecta a la remuneración, la *Tabla 7-1* recoge los Precios Netos de Potencia de los 3 últimos años en el Mercado Balance de Potencia de Baja California Sur. La metodología de cálculo para obtener el PNP se explica a mayor detalle en la *Sección 3.3*.

*Tabla 7-1: PNP en BCS para los 3 últimos años. Fuente: CENACE.*

Año	Precio Neto de Potencia (PNP) [MXN\$/MW-año]
2017	2,754,685.14
2018	5,516,512.27
2019	7,844,024.91





Es importante recordar que cualquier generador percibirá la remuneración correspondiente al PNP en base a la potencia promedio atribuida durante las 100 HC. Estos datos, junto con la distribución temporal de las 100 HC y las series de tiempo de los PML se utilizan como punto de partida para plantear una estrategia de almacenamiento que maximice el beneficio de una central PHES.

### 7.1.3. Servicios Conexos.

Como se introduce en la *Sección 3.3*, la remuneración correspondiente a los Servicios Conexos de una central se realiza en base a los Precios Marginales Zonales. En BCS, los Precios Marginales Zonales presentan una fuerte dependencia de la estacionalidad. Para el año 2018 el PMZ promedio en invierno fue de 91.1 MXN\$/MWh y en verano de 132.2 MXN\$/MWh [9]. Un desglose más detallado en función de la reserva puede observarse en la *Tabla 7-2*.

*Tabla 7-2: Precio Marginal Zonal por tipo de reserva en BCS 2018 [9].*

Tipo de reserva	PMZ Promedio Invierno 2018 (MXN\$/MWh)	PMZ Promedio Verano 2018 (MXN\$/MWh)
Regulación Secundaria	117	255
Rodante 10 minutos	112	85
Suplementaria	40	55

Debido a la estructura jerárquica de los subproductos en el mercado de Servicios Conexos y a su método de cálculo, el PMZ es muy bajo en comparación con el PML. Este hecho perjudica el atractivo para las centrales de proporcionar dichos servicios. Por lo tanto, pese a que desde el punto de vista práctico, una central de almacenamiento hidráulico ofrece mucho potencial en cuanto a reservas, en el aspecto económico aportar estos servicios no se considera atractivo [9].

## 7.2. Estrategias de almacenamiento.

### 7.2.1. Consideraciones iniciales.

El proceso para la obtención de la estrategia de almacenamiento óptima en el mercado eléctrico de BCS que a continuación se presenta, parte de ciertas consideraciones iniciales.

1. Se considera una configuración “delante del medidor”, sin fuente de generación adicional, basada en el mero arbitraje.
2. Se asume el empleo de un solo equipo “Pump-Turbine”. Como se especifica en la *Sección 4.2.4*, este equipo es el que mayor eficiencia global ( $\eta_{RT}$ ) ofrece y permite la adaptabilidad para el empleo de agua marina. Por otra parte, emplear más de un equipo incrementa los costos de inversión y es una solución que se suele emplear para conseguir mayor flexibilidad y adaptabilidad a excedentes de energía del sistema eléctrico.
3. Se asume la operación no interrumpida de la planta durante el periodo estudiado, ya sea en modo de bombeo o modo de turbinado, con ciclos de carga y descarga que se cierran diariamente, tratando de asegurar la entrega de potencia nominal



en las horas críticas del sistema. Este carácter cíclico diario también ayuda a minimizar el tamaño del embalse superior.

### 7.2.2. Metodología.

Para obtener una estrategia de almacenamiento óptima factible es necesario plantear los parámetros y ecuaciones que describen el comportamiento del sistema y sus limitaciones operativas. En primer lugar, se definen los siguientes parámetros para caracterizar el sistema de almacenamiento:

$P_{max}$ : Potencia máxima del equipo hidrodinámico en MW.

$P_c$ : Potencia de carga en MW.

$P_d$ : Potencia de descarga en MW.

$E$ : Nivel de energía almacenada en MWh.

$\eta_c$ : eficiencia del equipo hidrodinámico en modo de carga [adimensional].

$\eta_d$ : eficiencia del equipo hidrodinámico en modo de descarga [adimensional].

Seguidamente, se define  $T$  como el periodo diario total en horas y la eficiencia global ( $\eta_{RT}$ ) del equipo hidrodinámico como el producto de la eficiencia en el proceso de carga y la eficiencia en el proceso de descarga.

$$\eta_{RT} = \eta_c \eta_d \quad (7-1)$$

A continuación, se define la variable  $\alpha$  como la proporción del periodo total que el sistema permanece en modo de carga. En consecuencia, el tiempo total de carga vendrá expresado como  $\alpha T$  y el periodo total de descarga como  $(1 - \alpha)T$ .

Además, se define la variable  $DT$  como la desviación en horas, del ciclo completo de carga y descarga respecto del horario natural diario. En consecuencia, para obtener las horas naturales de cambio de modo de operación, se hacen los reajustes pertinentes.

$$t_{cd} = \alpha T + DT \quad (7-2)$$

$$t_{dc} = DT \quad (7-3)$$

Donde  $t_{cd}$  es la hora del día en la que el sistema cambia de modo bombeo a modo turbinado y  $t_{dc}$  es la hora del día en la que el sistema cambia de modo turbinado a modo bombeo.

Seguidamente, es pertinente definir algunos límites operativos. Para ello es necesario definir primero la relación entre la potencia de carga y descarga y el valor de  $\alpha$  crítico.

$$P_d = \eta_{RT} \frac{\alpha}{1 - \alpha} P_c \quad (7-4)$$



$$\alpha_c = \frac{1}{1 + \eta_{RT}} \quad (7-5)$$

Teniendo en cuenta que la potencia de carga  $P_c$  y descarga  $P_d$  están delimitadas por la potencia máxima del equipo  $P_{max}$  y que se quiere aprovechar toda la energía almacenada en el mismo ciclo, se debe delimitar operativamente el sistema en función de  $\alpha$ .

$$\begin{aligned} P_c &= P_{max} & P_d &= \eta_{RT} \frac{\alpha}{1 - \alpha} P_{max} & \alpha &\leq \alpha_c \\ P_c &= \frac{1}{\eta_{RT}} \frac{1 - \alpha}{\alpha} P_{max} & P_d &= P_{max} & \alpha &> \alpha_c \end{aligned} \quad (7-6)$$

Finalmente, se define el beneficio neto por ciclo en concepto de arbitraje.

$$R = -\alpha P_c \cdot \overline{PML}_1 + (1 - \alpha) P_d \cdot \overline{PML}_2 \quad (7-7)$$

Con todas las ecuaciones anteriormente planteadas, se opta por implementar un código mediante la herramienta MATLAB, que encuentre la configuración óptima que maximice el beneficio neto  $R$ . Este código recibe como entrada los parámetros  $\eta_c$ ,  $\eta_d$ ,  $P_{max}$  como datos del equipo y un vector  $\overline{PML}$  de 24 entradas y arroja como salida una matriz de beneficio neto en función de  $\alpha$  y  $DT$ , el máximo beneficio neto posible y la configuración de variables  $\alpha$  y  $DT$  necesaria para conseguirlo. También muestra las horas del día natural  $t_{cd}$  y  $t_{dc}$  a las que efectuar los cambios y cuál debe ser la potencia de carga  $P_c$  y la potencia de descarga  $P_d$ . Finalmente grafica el comportamiento del sistema durante un día natural para la mejor configuración. Todo ello respetando las ecuaciones y limitaciones planteadas anteriormente.

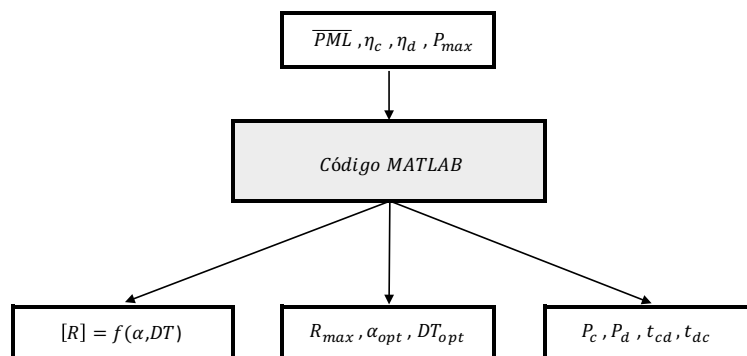


Figura 7-5 : Entradas y salidas del código de MATLAB empleado. Elaboración propia.

La primera salida representada en la *Figura 7-5* muestra los datos de la matriz de beneficio neto en función de  $\alpha$  y  $DT$  en bruto, para posibles análisis. La segunda casilla



representa el valor máximo y su posición dentro de dicha matriz. Por último, la tercera casilla representa las salidas para gobernar el sistema real.

### 7.2.3. Resultados: estrategia de almacenamiento óptima y beneficios potenciales.

El código descrito en la sección anterior puede ser aplicado para cualquier entrada de Precios Marginales Locales de 24 horas. Por consiguiente, puede ser aplicado para días específicos o para promedios de un periodo de tiempo determinado. Para este primer estudio, se escoge el año 2018 por presentar una mayor homogeneidad. Seguidamente se obtienen los promedios de invierno y verano, los cuales se muestran en la *Figura 7-6* y *Figura 7-7*. Estos vectores de 24 entradas se alimentan al código de MATLAB. El resto de entradas son:

- $P_{max} = 1 \text{ MW}$
- $\eta_c = 0.9$
- $\eta_d = 0.9$

Se supone una potencia máxima de 1 MW para obtener todos los resultados por unidad y hacer el estudio escalable para distintos tamaños de la planta. La eficiencia se introduce bajo el supuesto del empleo del equipo “Pump-Turbine”.

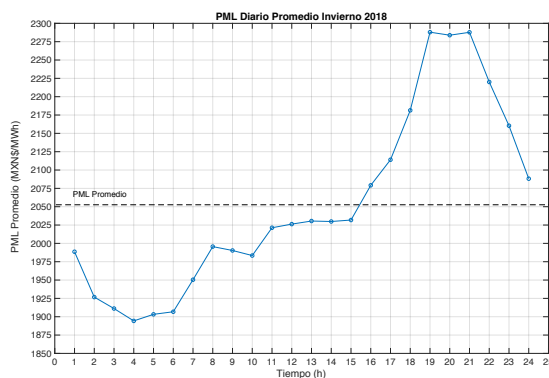


Figura 7-6: PML Promedio de Invierno 2018 en La Paz. Elaboración propia con datos de CENACE.

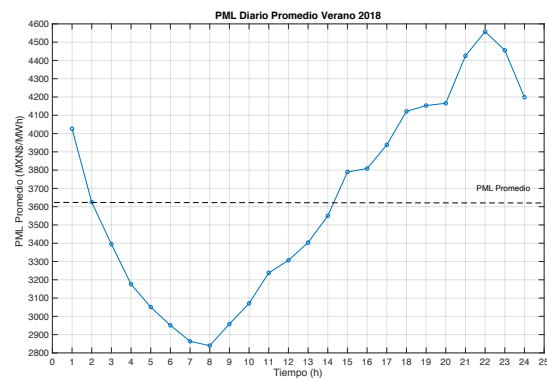


Figura 7-7: PML Promedio de Verano 2018 en La Paz. Elaboración propia con datos de CENACE.

Los resultados obtenidos para el estudio de verano indican un beneficio máximo posible de 2,263 MXN\$ por MW instalado y por día. Para ello, las variables dominantes del sistema real deberían ser:

- $\alpha_{opt} = 0.5417$
- $DT_{opt} = 1 \text{ h}$
- $P_c = 1 \text{ MW}$
- $P_d = 0.9573 \text{ MW}$
- $t_{cd} = 14 \text{ h}$
- $t_{dc} = 1 \text{ h}$

Además, según los datos y predicciones de la *Sección 7.1.2* esta configuración habría hallado a la central en modo generación en el 87% de las Horas Críticas de 2018, pese al fallo de maquinaria previamente mencionado. Por otra parte, atendiendo a las



predicciones de los próximos años, esta configuración hallaría a la central en modo generación para el 99% de las Horas Críticas.

Los resultados obtenidos para el estudio de invierno indican que no existe una configuración óptima que arroje un beneficio neto positivo.

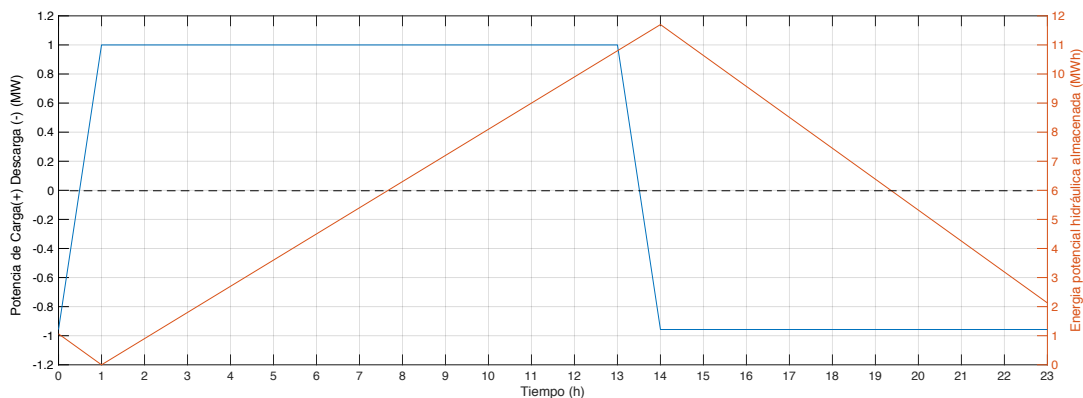


Figura 7-8: Estrategia de almacenamiento óptima diaria para verano de 2018. Elaboración propia.

Como se puede apreciar, la estrategia óptima de almacenamiento en concepto de arbitraje presenta un alto grado de simetría, pues el tiempo total de carga es de 13 horas y el tiempo total de descarga es de 11 horas. Esto permite abordar el problema con un equipo de velocidad fija. Además, la energía potencial hidráulica almacenada en el embalse, presenta un valor de  $11.8 \text{ MWh/MW}_{\text{instalado}}$  para esta configuración.

Procediendo de manera análoga para el verano de 2019 se obtiene un beneficio máximo de 4,310 MXN\$ por MW instalado y por día. Para ello las variables dominantes del sistema deberían ser:

- $\alpha_{opt} = 0.5833$
- $DT_{opt} = 1 \text{ h}$
- $P_c = 0.88 \text{ MW}$
- $P_d = 1 \text{ MW}$
- $t_{cd} = 15 \text{ h}$
- $t_{dc} = 1 \text{ h}$

Como se puede observar, el ligero cambio de estrategia implica una reducción de la potencia de bombeo de un 12 % respecto de la nominal, lo cual implicaría la necesidad de emplear un equipo de velocidad variable. No obstante, si se aplica la estrategia óptima de 2018 el beneficio máximo no se ve apenas reducido y el problema puede seguir siendo atacado con un equipo de velocidad fija. Dicha estrategia arroja un beneficio de 4,297 MXN\$ por MW instalado y por día para 2019.

En la *Tabla 7-3* se muestran los ingresos potenciales anuales de la central PHES en el Mercado de Energía y en el Mercado de Capacidad empleando la estrategia mostrada en la *Figura 7-8*.



Tabla 7-3: Ingresos potenciales. Elaboración propia.

Año	2018	2019
<b>Ingresos potenciales anuales en Mercado de Energía</b>	390,000 MXN\$/(MW <sub>instalado</sub> · año)	924,000 MXN\$/(MW <sub>instalado</sub> · año)
	20,530 US\$/(MW <sub>instalado</sub> · año)	48,630 US\$/(MW <sub>instalado</sub> · año)
<b>Ingresos potenciales anuales en Mercado de Capacidad</b>	4,600,000 – 5,230,000 MXN\$/(MW <sub>instalado</sub> · año)	7,507,000 MXN\$/(MW <sub>instalado</sub> · año)
	242,105 – 275,265 US\$/(MW <sub>instalado</sub> · año)	395,105 US\$/(MW <sub>instalado</sub> · año)

### 7.3. Conclusiones.

Analizando el proyecto desde una perspectiva lucrativa, se observa que la naturaleza triangular de la señal promediada del PML en periodo de verano es muy favorable para este tipo de proyectos a nivel técnico. Esta característica propicia que la estrategia óptima de almacenamiento tenga un carácter cuasi-simétrico, haciendo trabajar al equipo hidrodinámico siempre cerca de su punto de óptima eficiencia, al no existir un desbalance significativo entre la potencia de bombeo y la potencia de turbinado. De esta forma, con un solo equipo de velocidad fija se puede atacar el proyecto, reduciendo los costos de inversión en aproximadamente un 20% [22] [23].

Por otra parte, desde una perspectiva económica, la configuración que optimiza el ingreso por concepto de arbitraje coincide con un esquema que recoge unas probabilidades muy elevadas de casar con las 100 Horas Críticas en modo generación a carga cuasi-nominal. En consecuencia, se puede afirmar que la estrategia que maximiza el beneficio en Mercado de Energía y aquella que maximiza el beneficio en Mercado de Capacidad están muy próximas entre sí, favoreciendo los objetivos del hipotético inversor.

Asimismo, se observa que los ingresos actuales obtenidos en el Mercado Balance de Potencia son considerablemente superiores a los ingresos esperados por concepto de arbitraje en el Mercado de Energía. Los ingresos por concepto de Servicios Conexos se excluyen del estudio por tener un peso reducido bajo el marco regulatorio vigente y la situación actual. Los ingresos en concepto de Certificados de Energías Limpias (CEL) también quedan excluidos del estudio, por no estar contemplada la tecnología planteada en la legislación vigente al respecto.

En definitiva, bajo un escenario de alta confiabilidad y estabilidad del sistema el proyecto se consideraría rentable, pues el alto gradiente diario de los PML en periodo de verano junto con unos PNP elevados en los últimos años, aseguraría unos ingresos considerables, minimizando el retorno de la inversión. No obstante, el escenario actual difiere considerablemente del anteriormente planteado, dado que existe una alta incertidumbre sobre el devenir del sistema eléctrico BCS, bajo las políticas del gobierno



actual. Debido al tamaño reducido del sistema, cualquier adición de generación nueva o extracción de generación antigua podría desbalancear la situación existente. Consecuentemente, pese a que la situación del mercado eléctrico actual es muy propicia para plantear un proyecto de estas características, el costo elevado de la inversión y el riesgo provocado por la incertidumbre existente generan el peso suficiente para tratar de abordar el proyecto también desde otros enfoques.



## **8. PHES en un escenario de alta penetración renovable.**

Los proyectos de almacenamiento energético de esta envergadura y longevidad, también pueden ser planteados como una estrategia a largo plazo con un enfoque global, a nivel sistema operativo. Contar con centrales de este tipo en sistemas eléctricos aislados como el de Baja California Sur puede proporcionar una mayor confiabilidad y robustez en el sistema, permitiendo además una mayor entrada de inversores privados del sector de las energías renovables, quienes asegurarían la venta de la mayor parte de su energía, incluso en escenarios de baja demanda. En esta sección, se plantea un escenario a 10 años vista, con un alto grado de penetración renovable. La capacidad por tecnología y su disposición por regiones de transmisión son obtenidas a partir de un estudio de la empresa Iniciativa Climática de México (ICM) a nivel nacional, cuya finalidad es cumplir con la descarbonización necesaria para satisfacer las exigencias del presupuesto nacional de carbono. Posteriormente se filtran los datos aplicando algunas modificaciones en las que se consideran las últimas actualizaciones del sistema BCS. Seguidamente, se dimensiona la central PHES para poder absorber el excedente (curtailment) de generación existente bajo los supuestos del escenario y se escoge el arreglo de máquinas hidrodinámicas idóneo para el caso. Por último, se realiza una validación del cumplimiento de las limitaciones eléctricas del sistema con la matriz energética propuesta.

### **8.1. Escenario de alta penetración renovable. Camino hacia la descarbonización.**

Los datos y escenarios que a continuación se plantean son propiedad de ICM y en particular de su proyecto en estado de desarrollo “National Carbon Budget for Mexico and 2030 decarbonization”. Gracias a esta información, se puede plantear un escenario de alta penetración renovable que propicia el interés en el almacenamiento de grandes cantidades de energía.

#### **8.1.1. Planteamiento de los supuestos del escenario.**

El presupuesto de carbono de México fue estimado a través de una metodología desarrollada por ICM. El presupuesto de carbono correspondiente al sector de la generación eléctrica, cuya trayectoria mantiene el incremento de la temperatura media global en 2°C, es de 3.9 GtCO<sub>2</sub> para el periodo comprendido entre 2019 y 2100. Replicando el mismo ejercicio, se estima que para mantener el incremento de la temperatura media global por debajo de 1.5°C, el presupuesto de carbono es de 1.6 GtCO<sub>2</sub>. Con esta información, se plantea un escenario de descarbonización cuya limitación principal es la emisión de gases de efecto invernadero. La modelación de este escenario se divide en dos periodos. El primer periodo comprende de 2019 a 2030 y el segundo periodo comprende de 2030 a 2050, siendo el primer periodo el de interés para los efectos del presente proyecto.

Durante el periodo mencionado, el retiro de centrales de generación de tecnologías convencionales y la adición de nuevas centrales más eficientes y limpias se desarrolla bajo unos marcos definidos gracias a la información extraída de los permisos de generación de CRE y del “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional” (PRODESEN), entre otros. Además, la adición de generación renovable también cuenta con información bien detallada en cuanto a potencial por zonas y tamaño de los proyectos. Una fuente de información fue el “Inventario Nacional de Energías Limpias”





(INEL), publicado por la Secretaría de Energía, que establece un catálogo de proyectos que pueden instalarse en el país. Otra de las fuentes de información fue el “Atlas de Zonas de Alto Potencial de Energía Limpia”, también publicado por la Secretaría de Energía. El Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL) también ayudó a refinar los datos de potencial eólico y solar. Las tres fuentes de información fueron analizadas, filtradas y compiladas para integrar un potencial único para el catálogo de proyectos renovables para el modelo.

Los perfiles de generación solar surgen de información extraída de PRODESEN y filtrados con el apoyo de NREL. Por otra parte, los perfiles de generación eólica son extraídos de medición en campo y extrapolados para la capacidad instalada propuesta.

Por lo que respecta a la demanda, también está contemplado el crecimiento previsto por el CENACE y perfiles horarios basados en diversos parámetros como la temperatura local, la población y el nivel de actividad.

Bajo el marco previamente expuesto y con la ayuda de la herramienta PLEXOS, Iniciativa Climática de México propone para el caso de Baja California Sur y sus tres nodos regionales, un modelo de planeación de capacidad instalada por tecnologías. Para el presente proyecto, se mantiene la evolución de capacidad instalada por tecnologías de dicho modelo, a excepción de la capacidad Geotérmica, la cual es reducida teniendo en cuenta la existencia actual de un único permiso de exploración vigente en la región de transmisión de Los Cabos [26]. La capacidad instalada por tecnología propuesta para el año 2030 aparece representada en la *Tabla 8-1*.

*Tabla 8-1: Capacidad instalada por tecnologías 2030. Escenario de descarbonización basado en trabajo previo de ICM.*

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)			
	(50) Constitución	(51) La Paz	(52) Los Cabos	Total BCS
Biomasa	0	10	0	10
Combustión Interna	105	210	0	315
Eólica	75	230	180	485
Geotérmica	0	0	77	77
Solar Distribuida	24	38	98	160
Solar Utilitaria	30	370	325	725
Turbina de Gas	33	170	217	420

Debido a la reciente puesta en marcha de la primera planta regasificadora en el puerto de Pichilingue (La Paz), se presupone el desarrollo de la infraestructura y por consiguiente el empleo de Gas Natural en las centrales térmicas supuestas en el escenario.

### **8.1.2. Demanda y perfiles de generación.**

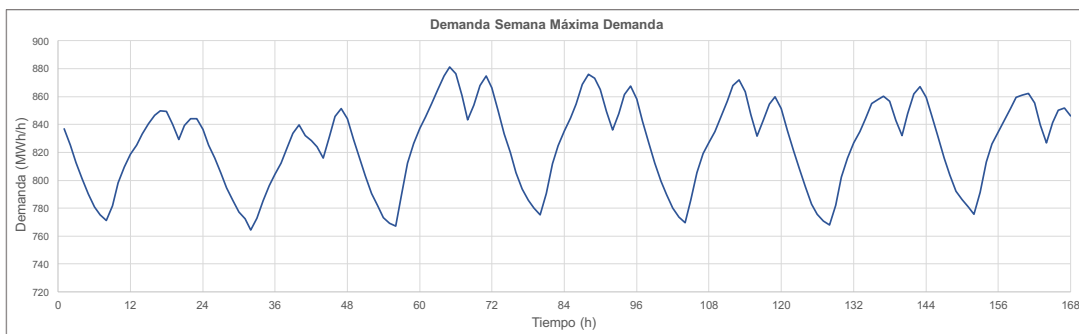
Como se introducía en el apartado anterior, los perfiles de demanda son obtenidos por ICM a través del crecimiento previsto por CENACE y horarios basados en diversos parámetros como la temperatura, el crecimiento poblacional y los niveles de actividad.

En base a estos perfiles de demanda, se desarrolla mediante la herramienta Excel un despacho por tecnologías uninodal en función de los recursos renovables disponibles horariamente y del costo asociado a cada tipo de tecnología. Este despacho todavía no considera los límites eléctricos entre las regiones de transmisión ni la distribución de la

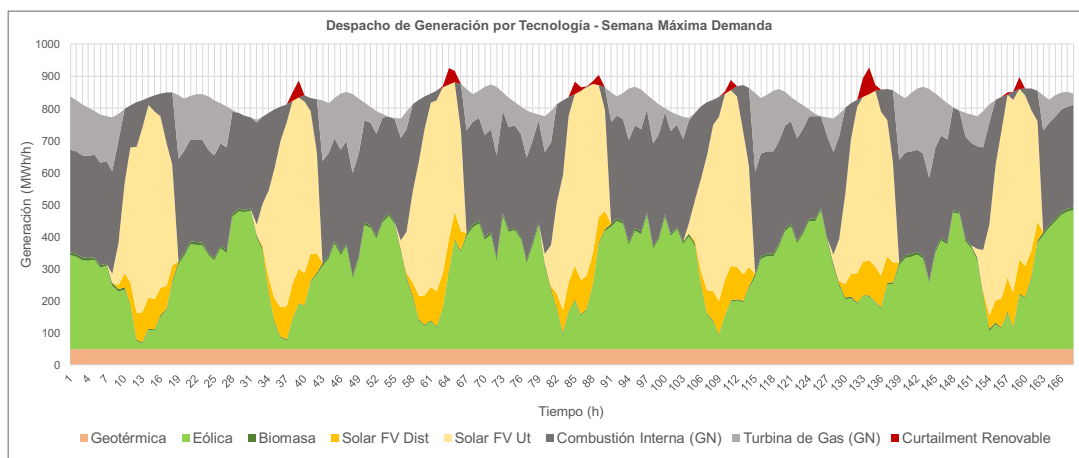


capacidad total entre los nodos. Por lo tanto, el despacho real de las centrales térmicas puede diferir notablemente cuando se consideran las limitaciones eléctricas y el desbalance entre los nodos. No obstante, la distinción entre generación renovable y generación fósil que proporciona este despacho uninodal es muy útil como primer paso para analizar el comportamiento del sistema y observar el potencial de una supuesta unidad de almacenamiento. En este modelo, la generación renovable (no despachable) prevista por región se introduce sin modificar, a excepción de la geotérmica. De los 77 MW disponibles de capacidad geotérmica, se asume un cierto margen de reserva para fines de regulación en la región de Los Cabos. Por otra parte, la generación fósil es despachada teniendo en cuenta el costo del combustible (Gas Natural) y la eficiencia de cada tipo de tecnología.

Para tener una visión global del escenario y analizar la posibilidad de integrar una central de almacenamiento hidráulico se decide analizar los casos extremos superior e inferior de demanda. La demanda horaria prevista para las semanas de máxima y mínima demanda del año 2030 aparecen representadas en *Figura 8-1* y *Figura 8-3*. El perfil de generación previsto por tecnologías para dichas semanas aparece representado en la *Figura 8-2* y *Figura 8-4*.



*Figura 8-1: Demanda horaria en semana de máxima demanda BCS 2030. Fuente: ICM.*



*Figura 8-2: Generación por tecnologías en semana de máxima demanda BCS 2030. Elaboración propia con datos de ICM.*



Como se puede apreciar, en la semana más exigente del año el excedente de generación renovable (curtailment) es mínimo y se produce en las horas centrales del día debido a la fuerte penetración solar fotovoltaica. Se observa una reducción considerable de la generación eólica en las horas centrales del día, que coincide con la máxima producción solar fotovoltaica. Gracias a este solapamiento de máxima generación solar y mínima generación eólica en las horas centrales del día, el curtailment es muy reducido y el aprovechamiento del recurso renovable disponible es cuasi-completo. El excedente de generación total para la semana es de 494 MWh, con un máximo de 83 MWh/h.

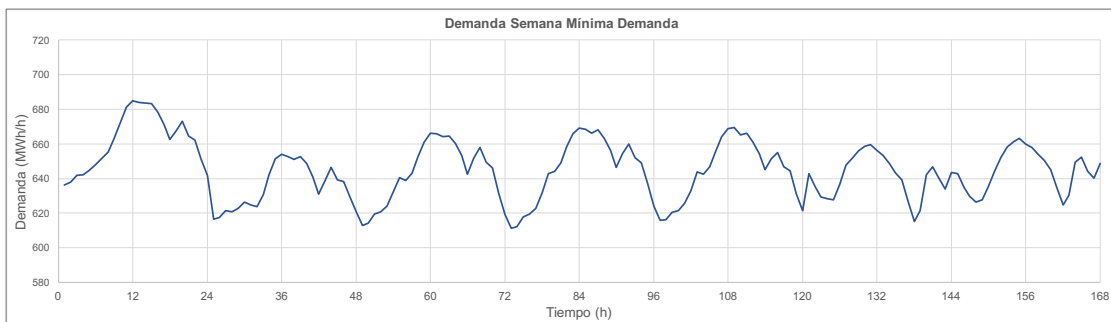


Figura 8-3: Demanda horaria en semana de mínima demanda BCS 2030. Fuente: ICM.

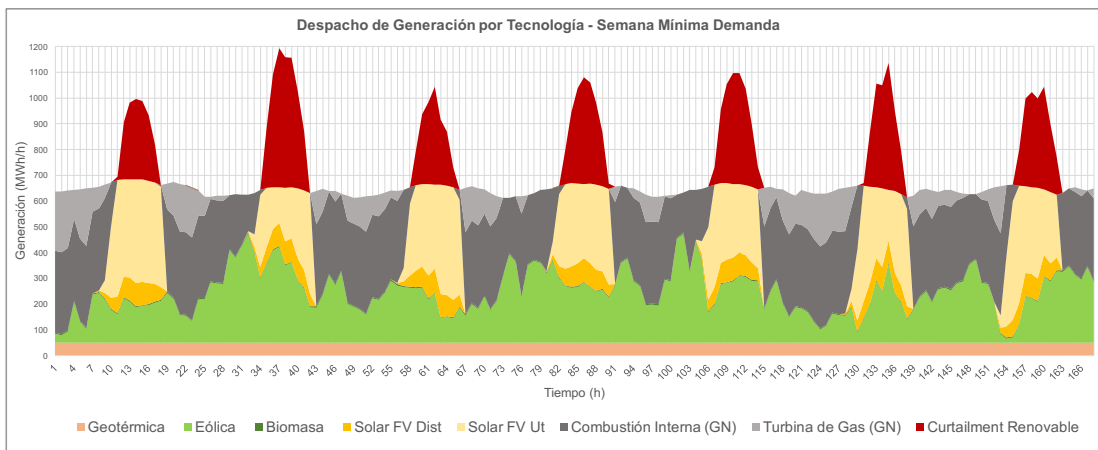


Figura 8-4: Generación por tecnologías en semana de mínima demanda BCS 2030. Elaboración propia con datos de ICM.

Por el contrario, para la semana de mínima demanda el excedente de generación renovable es mucho mayor. El patrón de generación eólica no muestra un descenso tan marcado en las horas centrales del día y en determinados momentos se solapa un fuerte aporte eólico con la máxima generación solar fotovoltaica. Este hecho, junto con un descenso considerable de la demanda respecto de la época veraniega propician un curtailment muy elevado y pronunciado en las horas centrales del día. Para la semana de mínima demanda se estima un excedente de generación renovable total de 14,455 MWh con máximos diarios que están entre los 300 y los 540 MWh/h.



En consecuencia, se puede afirmar que existe un elevado potencial para sistemas de almacenamiento que aprovechen el excedente de energía aportado por las fuentes renovables de forma gratuita y que sería totalmente desaprovechado. Puesto que el curtailment se concentra en las horas centrales del día debido a la fuerte penetración solar fotovoltaica, se podría emplear la energía almacenada para desplazar a los generadores fósiles menos eficientes en las horas de demanda máxima vespertinas. Se hace necesario, por consiguiente, estudiar la viabilidad técnica de almacenar grandes cantidades de energía siguiendo un perfil que presenta una fuerte variabilidad. También se hace necesario fijar los límites físico-eléctricos de almacenamiento considerando los recursos disponibles para posteriormente analizar qué porcentaje del curtailment es realmente aprovechable y proponer una solución realista.

## 8.2. Dimensionamiento de la central PHES en base al excedente de generación renovable.

### 8.2.1. Limitaciones físico-eléctricas. Excedente aprovechable.

El sistema eléctrico de Baja California Sur, como se anticipa en la *Sección 2.3.*, se divide en tres regiones de transmisión unidas por dos corredores de transmisión, cuyas capacidades máximas aparecen representadas en la *Tabla 8-2*.

*Tabla 8-2: Capacidad de los corredores de transmisión [5].*

Regiones de transmisión unidas	Capacidad del corredor de transmisión (MW)
(50) Constitución – (51) La Paz	90
(51) La Paz – (52) Los Cabos	180

Teniendo en consideración que la central PHES propuesta se encuentra en la región de transmisión de La Paz, para realizar un dimensionamiento adecuado es indispensable tener en cuenta la capacidad de los corredores. Si se segmenta la demanda y generación horaria por regiones de transmisión, se puede apreciar que el mayor excedente de generación renovable proviene de la región de Los Cabos. En la semana de mínima demanda, la cual es empleada para el dimensionamiento de la central de almacenamiento, el excedente previsto en Los Cabos rebasa los límites del corredor de transmisión que une Los Cabos y La Paz. En consecuencia, no todo el curtailment es aprovechable por la central PHES propuesta. En la *Figura 8-5* se puede observar la limitación impuesta por el corredor de transmisión que une La Paz y Los Cabos.

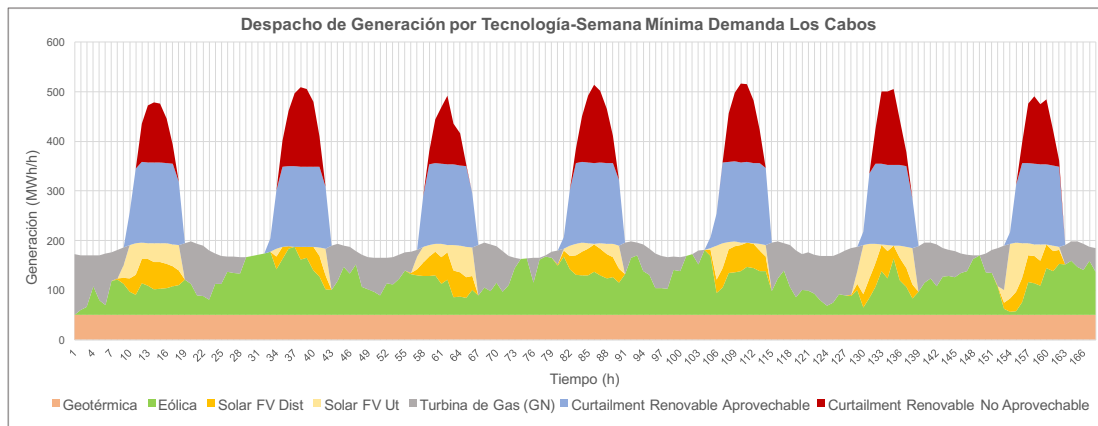


Figura 8-5: Generación por tecnologías en semana de mínima demanda Los Cabos 2030. Elaboración propia.

Es importante resaltar el hecho de que en las horas centrales del día de la semana de mínima demanda, y debido principalmente a la elevada penetración solar fotovoltaica, la generación renovable en cada región es suficiente para satisfacer la demanda de la propia región. Por consiguiente, se asume una carga muy reducida en las líneas de transmisión, pudiendo aprovechar la mayor parte de su capacidad para gestionar el almacenamiento de energía. Se impone un límite de aprovechamiento del 90 % de la capacidad de transmisión del corredor para evitar su congestión y consecuente subida del PML en el propio nodo de La Paz, en el cual se demanda la potencia de carga.

Teniendo en consideración esta limitación impuesta por el sistema eléctrico, se produce una reducción en el curtailment total del sistema empleado para el dimensionamiento de la central de almacenamiento. Dicho dimensionamiento debe considerar exclusivamente el excedente de generación realmente susceptible de ser almacenado. El perfil de curtailment aprovechable del sistema completo en la semana de mínima demanda tras la modificación mencionada, aparece representado en la Figura 8-6.

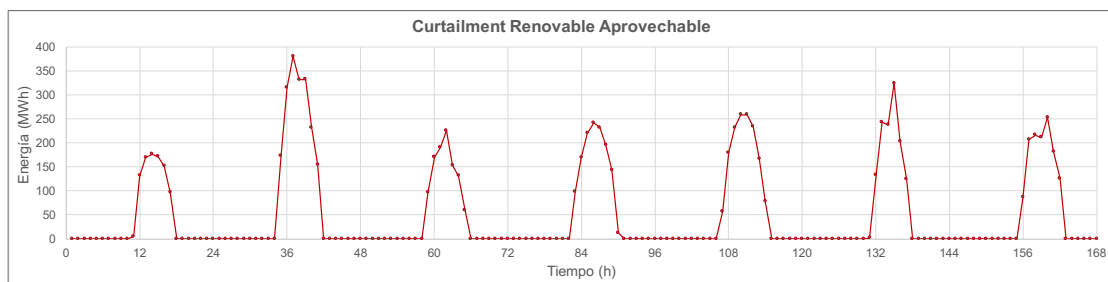


Figura 8-6: Curtailment renovable aprovechable tras aplicación de restricciones de transmisión. Elaboración propia.

Esta restricción implica una reducción de alrededor de un 32% de la energía total susceptible de ser almacenada en la semana de mínima demanda. Para dimensionar las máquinas hidrodinámicas y el tamaño del embalse, se opta por promediar todo el perfil del excedente en un único perfil diario. Ver Figura 8-7.

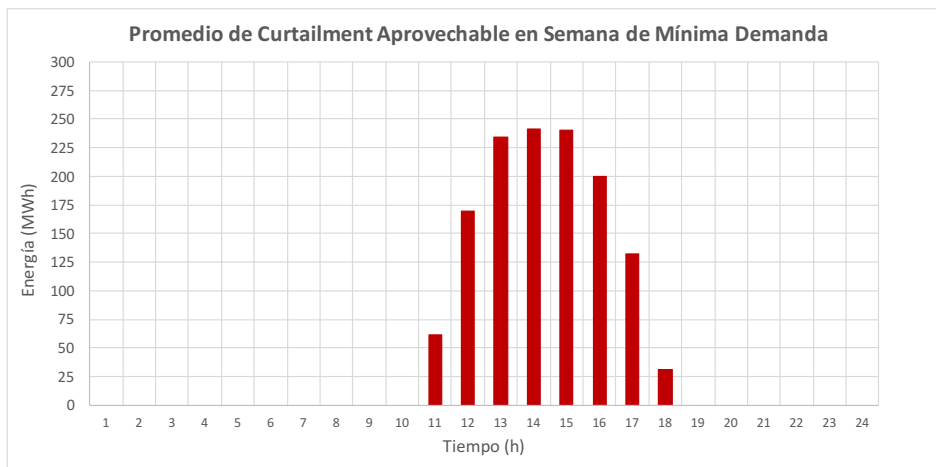


Figura 8-7: Promedio de curtailment aprovechable en semana de mínima demanda. Elaboración propia.

En promedio, el curtailment aprovechable es de 1,309 MWh por día con un máximo de 241 MW en cuanto a requerimientos de potencia. Se considera este promedio como una aproximación válida para el dimensionamiento de la central teniendo en cuenta que el resto de las semanas del año el promedio va a ser menor o igual al presentado. Además, sobredimensionar la central para el aprovechamiento de la energía en días puntuales de mayor curtailment implicaría un fuerte incremento de los costos asociados a las máquinas hidrodinámicas y al embalse.

En definitiva, y considerando las características de la ubicación, se debe buscar la solución adecuada para disponer de los requerimientos de potencia exigidos con la flexibilidad adecuada. Para ello se fija la potencia nominal en 250 MW y el almacenamiento energético requerido en 1,500 MWh. El sobredimensionamiento energético se justifica en base a la capacidad de ofrecer servicios de reserva y en base posibles desajustes entre la carga y la descarga diaria.

### 8.2.2. Selección de tecnología hidrodinámica.

Como se introduce en la *Sección 5.4.*, existen dos alternativas de solución para este tipo de proyectos. La primera de ellas implica el uso de bombas centrífugas multi-etapa para el bombeo y el empleo de turbinas Pelton para la fase de turbinado. La segunda opción es el empleo de turbinas reversibles conocidas como “Pump-Turbine”. La *Tabla 8-3* recoge los tres parámetros a tener en cuenta para la selección de la solución tecnológica adecuada.

Tabla 8–3: Parámetros para la selección de turbinas. Elaboración propia.

Salto Hidráulico Disponible	225 m
Potencia Nominal	250 MW
Caudal Nominal	122.5 m <sup>3</sup> /s

Las turbinas Pelton ofrecen una eficiencia elevada para un amplio rango de niveles de carga, pero presentan limitaciones de caudal muy dependientes del salto hidráulico



disponible. Normalmente son empleadas para grandes saltos hidráulicos y bajos caudales. Para este caso en particular, considerando un salto hidráulico de 225 m, el máximo caudal de trabajo admisible es de 10-12 m<sup>3</sup>/s [19]. En consecuencia, se requiere de entre 10 y 12 turbinas para aportar la potencia nominal solicitada. De igual manera, considerando una potencia máxima para las bombas centrífugas multi-etapa de 1.5 - 2 MW [14] y su curva de eficiencia (ver Figura 5-7), los cálculos arrojan una cantidad impráctica de equipos de bombeo para cumplir con los requerimientos. Este hecho, junto con las limitaciones de eficiencia ( $\eta_{RT}$ ) expuestas en la *Sección 5.4.*, aportan unos argumentos con el peso suficiente para descartar esta alternativa.

Las turbinas reversibles “Pump-Turbine” presentan un amplio espectro de caudales de trabajo incluso para saltos hidráulicos bajos. Para el salto hidráulico considerado de 225 m, el caudal máximo de trabajo es superior a los 200 m<sup>3</sup>/s [19], por lo que este parámetro no representa una limitante de diseño. Además, la eficiencia ( $\eta_{RT}$ ) máxima es superior a la de la alternativa anterior. Por consiguiente, se considera la solución como una alternativa viable. No obstante, su eficiencia disminuye más bruscamente con el nivel de carga que en el caso de la turbina Pelton. En consecuencia, para aportar la flexibilidad requerida por el problema se requiere de la segmentación de la carga en varios equipos. El costo de inversión aumenta con el número de equipos, por lo que se requiere encontrar la solución de compromiso que asegure una eficiencia elevada en un amplio rango de niveles de carga minimizando el número de turbinas.

Por otra parte, comparando ambas soluciones desde una perspectiva económica con el apoyo de dos proyectos existentes, se demuestra que el desbalance de costos entre ambas tecnologías no es tan pronunciado.

Tabla 8-4: Comparativa de proyectos con distintas soluciones tecnológicas.

Proyecto	Creta (Grecia) [14]	Cultana (Australia) [23]
Potencia Instalada	58.1 MW <sub>bombeo</sub> 64.9 MW <sub>turbinado</sub>	250 MW
Salto Hidráulico	520 m	260 m
Tecnología	50 bombas centrífugas multi-etapa + 5 turbinas Pelton	3 Pump-Turbine Velocidad Fija
Costo de los equipos electromecánicos	38 x 10 <sup>6</sup> (€ <sub>2013</sub> )	134 x 10 <sup>6</sup> (A\$ <sub>2017</sub> )
Costo unitario de los equipos electromecánicos	618 x 10 <sup>3</sup> (€ <sub>2013</sub> )	536 x 10 <sup>3</sup> (A\$ <sub>2017</sub> )

Si se llevan los costos unitarios mostrados en la *Tabla 8-4* a la misma moneda y al momento presente, incrementando los costos del proyecto de Cultana en un 20 % para hacer los equipos de velocidad variable, se puede observar que los costos asociados a los equipos electromecánicos del primer proyecto son aproximadamente un 20 % menores. En consecuencia, y teniendo en consideración que la información es extraída



de presupuestos con un amplio margen de error, se concluye que la diferencia de costos no es lo suficientemente significativa.

Finalmente, considerando lo anteriormente expuesto, se escoge la segunda alternativa tecnológica para afrontar los objetivos del proyecto. El salto hidráulico disponible y las elevadas exigencias de potencia dificultan el diseño hidráulico de la primera alternativa. Además, considerando las eficiencias de ciclo completo a las que puede aspirar cada solución y las implicaciones económicas de cada una de ellas, se concluye que la tecnología “Pump-Turbine” se adapta mejor a la finalidad del proyecto.

### 8.2.3. Selección de la configuración de máquinas hidrodinámicas.

Como se introduce en la sección previa, una vez seleccionada la solución tecnológica apropiada para el proyecto, se hace necesario encontrar el número óptimo de turbinas que aporte la flexibilidad necesaria para ajustarse a la variabilidad del curtailment renovable, manteniendo una elevada eficiencia y minimizando el costo.

Para que el bombeo se pueda ajustar a la variabilidad mencionada, es necesario que los equipos sean de velocidad variable. En consecuencia, para seleccionar el arreglo óptimo de turbinas se opta por digitalizar y obtener la ecuación de la curva de eficiencia en función de la carga mostrada en la *Figura 5.3*. Ver *Ecuación 8-1*.

$$\eta = -0.0073 \left( \frac{Q}{Q_n} \right)^2 + 1.2713 \left( \frac{Q}{Q_n} \right) + 35.084 \quad (8-1)$$

Esta ecuación se emplea a continuación para estudiar cómo se comporta la eficiencia global del sistema ante distintas configuraciones variando el número de turbinas y su potencia nominal. Para el estudio se considera una potencia nominal mínima por equipo de 30 MW [18]. Asimismo, se considera la capacidad de hacer trabajar a los equipos hasta el 110 % de su capacidad nominal [13].

Teniendo en cuenta la flexibilidad requerida y, puesto que el costo de inversión aumenta con el número de turbinas, se opta por estudiar configuraciones de 3 a 5 turbinas imponiendo un máximo de 2 tamaños diferentes de turbina por configuración. Para la comparativa se implementa un código que se resuelve mediante la herramienta Solver de Excel y se analiza la eficiencia global en saltos de 10 MW buscando la potencia óptima de trabajo de cada equipo. Las configuraciones sometidas a estudio son las representadas en la *Tabla 8-5*.





Tabla 8-5: Configuraciones de turbinas sometidas a estudio. Elaboración propia.

Configuración	Número de turbinas	Potencia Nominal (MW)	Caudal Nominal por Turbina (m <sup>3</sup> /s)	Caudal Máximo por Turbina (m <sup>3</sup> /s)
A	3	3 x 83.33	40.84	46.21
B	4	4 x 62.5	31.10	34.70
C	4	1 x 30	14.70	16.60
		3 x 73.33	35.95	40.67
D	4	2 x 30	14.70	16.60
		2 x 95	46.56	52.68
E	5	5x50	24.5	27.7
F	5	1x30	14.70	16.6
		4x55	26.96	30.5
G	5	2 x 30	17.2	19.4
		3 x 63.33	29.4	33.3

Para comparar las distintas configuraciones ante distintos niveles de carga es necesario encontrar el punto óptimo de trabajo de cada equipo que maximiza la eficiencia global del sistema. En la *Figura 8-8* se muestra la eficiencia global de cada configuración ante distintos objetivos de potencia.

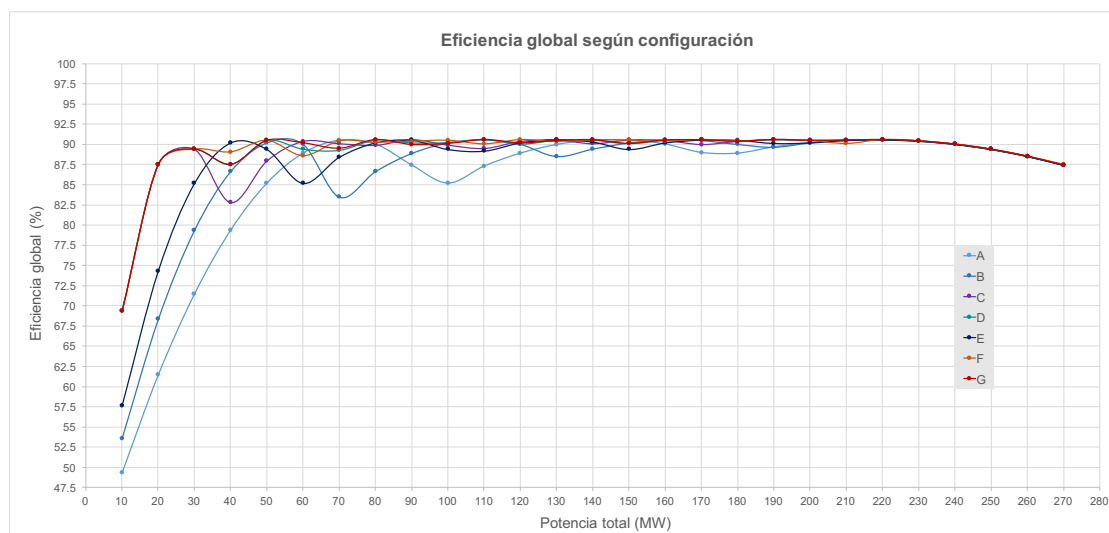


Figura 8-8: Eficiencia global de cada configuración ante distintos objetivos de potencia. Elaboración propia.

El análisis demuestra que la configuración A contiene un número insuficiente de turbinas que no permite alcanzar una estabilidad en la eficiencia. Para potencias inferiores a 50

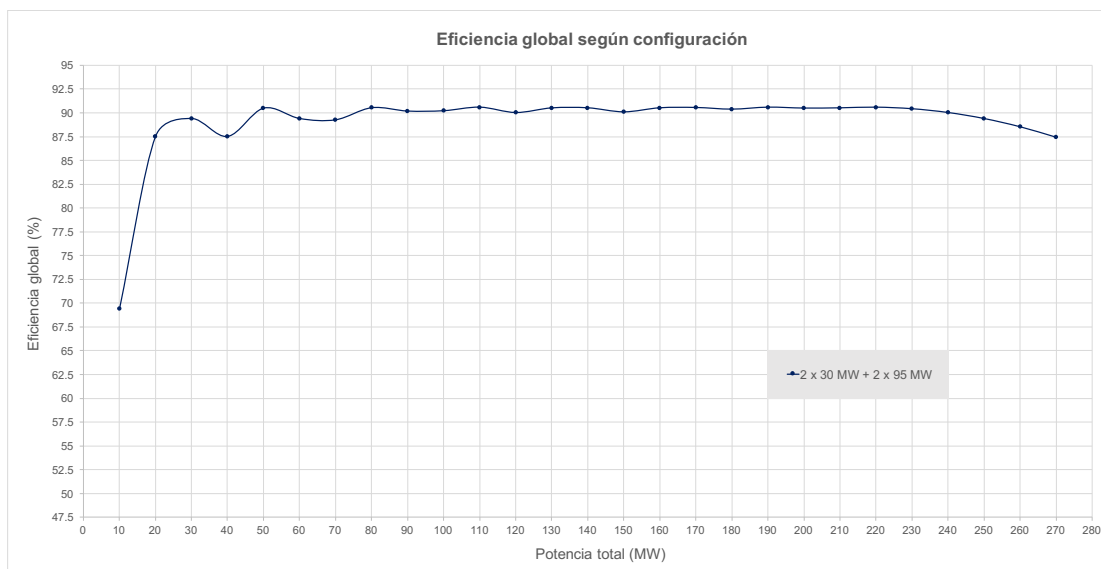


MW la eficiencia desciende muy bruscamente y además existe un valle pronunciado entre los 90 y los 110 MW debido a la transición del uso de una turbina al uso de dos turbinas. El empleo de dos tamaños distintos implicaría valles todavía más pronunciados en las zonas intermedias.

Las configuraciones B, C y D están formadas por cuatro turbinas. La configuración B, en la que todas las turbinas son del mismo tamaño, presenta un comportamiento muy similar a la A. Las eficiencias para potencias inferiores a 40 MW descienden bruscamente y existe un valle destacado entre los 60 y los 80 MW. Sin embargo, las configuraciones C y D demuestran un salto cualitativo gracias al empleo de dos tamaños de turbina. La configuración C muestra una eficiencia superior a potencias bajas, pero también presenta un valle pronunciado de transición entre los 30 y los 50 MW. La configuración D, en cambio, alcanza una eficiencia elevada desde cargas bajas y una estabilidad muy fuerte sin valles destacables.

Las configuraciones E, F y G están integradas por 5 turbinas. La configuración E presenta problemas similares a la A y a la B propiciados por la rigidez característica del empleo de un único tamaño de turbina. Las configuraciones F y G ya no presentan mejoras destacables respecto de la configuración D pese a emplear una turbina más.

En consecuencia, se concluye que la solución de compromiso que aporta la flexibilidad y estabilidad de eficiencia necesarias minimizando el número de turbinas es la configuración D. La *Figura 8-9* y *Tabla 8-10* muestran con mayor claridad la eficiencia de esta configuración para distintos objetivos de potencia y la potencia de trabajo de cada una de las turbinas del sistema para alcanzar la eficiencia global deseada.



*Figura 8-9: Eficiencia global de la configuración seleccionada ante distintos objetivos de potencia. Elaboración propia.*



Tabla 8-6: Potencia de trabajo por turbina para el punto óptimo de eficiencia. Elaboración propia.

Potencia Total (MW)	Eficiencia global (%)	Potencia T1 (Pn=30 MW)	Potencia T2 (Pn=30MW)	Potencia T3 (Pn=95 MW)	Potencia T4 (Pn=95MW)
10	69.406	10.0	0.0	0.0	0.0
20	87.506	20.0	0.0	0.0	0.0
30	89.384	30.0	0.0	0.0	0.0
40	87.506	20.0	20.0	0.0	0.0
50	90.473	25.0	25.0	0.0	0.0
60	89.384	30.0	30.0	0.0	0.0
70	89.250	0.0	0.0	70.0	0.0
80	90.517	0.0	0.0	80.0	0.0
90	90.166	0.0	0.0	90.0	0.0
100	90.204	24.0	0.0	76.0	0.0
110	90.577	26.4	0.0	83.6	0.0
120	90.015	28.8	0.0	91.2	0.0
130	90.501	25.2	25.2	79.6	0.0
140	90.510	27.1	27.1	85.8	0.0
150	90.085	0.0	0.0	75.0	75.0
160	90.512	0.0	0.0	80.0	80.0
170	90.544	0.0	0.0	85.0	85.0
180	90.370	24.6	0.0	77.7	77.7
190	90.577	25.9	0.0	82.1	82.1
200	90.481	27.3	0.0	86.4	86.4
210	90.507	25.2	25.2	79.8	79.8
220	90.577	26.4	26.4	83.6	83.6
230	90.413	27.6	27.6	87.4	87.4
240	90.015	28.8	28.8	91.2	91.2
250	89.384	30.0	30.0	95.0	95.0
260	88.519	31.2	31.2	98.8	98.8
270	87.421	32.4	32.4	102.6	102.6

Como se puede apreciar, mediante esta configuración se puede conseguir que el sistema trabaje cerca del punto de máxima eficiencia de la tecnología para cargas elevadas y reducidas. De esta forma se puede almacenar energía con un elevado rendimiento también en las horas iniciales y finales del curtailment de la época de invierno. De igual manera, gracias a esta configuración se consigue también un elevado rendimiento en la época veraniega, cuando el curtailment es más reducido. Estas características también son ventajosas para la fase de turbinado, haciendo que el sistema pueda seguir a la carga sin verse afectada la eficiencia. Por otra parte, conseguir una eficiencia estable a distintas cargas de trabajo hace al sistema más competitivo en términos económicos, aportando una gran versatilidad en las estrategias de arbitraje.

#### 8.2.4. Dimensionamiento del embalse.

Como se introduce en la Sección 8.2.1., el requerimiento de almacenamiento energético se fija en 1,500 MWh. Empleando la Ecuación 8-2 se puede obtener el volumen del embalse requerido.

$$E_{PH} = \rho \cdot V \cdot g \cdot h \cdot \frac{10^{-6}}{3600} \quad (8-2)$$

Donde  $E_{PH}$  es la energía potencial hidráulica almacenada en MWh,  $\rho$  es la densidad del fluido (agua de mar) en  $kgm^{-3}$ ,  $V$  es el volumen en  $m^3$ ,  $g$  es la aceleración de la gravedad en  $ms^{-2}$  y  $h$  es la altura o salto disponible en  $m$ .



Se obtiene un volumen de almacenamiento requerido de 2,382,165 m<sup>3</sup>. Considerando una superficie disponible de 175,000 m<sup>2</sup> y 2 m extra de profundidad correspondientes al remanente necesario para evitar la degradación del fondo del embalse, se requiere una profundidad total del embalse de aproximadamente 16 m, lo cual entra dentro de los límites factibles en este tipo de proyectos [14].

### 8.3. Power World. Validación de los límites eléctricos.

Los perfiles de generación por tecnología presentados en la *Sección 8.2.1.*, son el resultado de una propuesta uninodal que todavía no considera de forma estricta los límites físico-eléctricos del sistema ni la distribución de las centrales dentro del sistema eléctrico. Por lo tanto, es necesario incluir en el análisis los límites de transmisión y la distribución de generación propuesta en las regiones de transmisión para cerciorar la viabilidad de la propuesta. Para ello, se construye un modelo con la ayuda del software Power World, donde se incluyen las tres regiones de transmisión, la capacidad instalada de cada tecnología por región y los límites de los corredores de transmisión. El objetivo es validar el cumplimiento de los límites de transmisión de las líneas y de voltaje en los nodos para algunas de las horas más exigentes del caso planteado. También es empleado para obtener una visión más clara de cuál puede ser el comportamiento del sistema ante cambios repentinos en la generación renovable y para comprobar el comportamiento esperado de las centrales térmicas cuando la generación solar desaparece.

#### 8.3.1. Metodología.

Para construir el modelo, se dibujan las regiones de transmisión como nodos o buses del sistema. Posteriormente se interconecta a cada bus un generador por cada tipo de tecnología, con la capacidad expuesta en la *Tabla 8-1*. Teniendo en consideración los avances de las tecnologías actuales y las exigencias de Código de Red, se asume que todos los generadores disponen de la tecnología necesaria para trabajar con un Factor de Potencia de 0.95 [6]. Seguidamente, se conecta en cada nodo una demanda que se irá cambiando en función del escenario que se quiera plantear. De igual forma, también se presupone que se cumplen las exigencias de Código de Red para los centros de carga y por lo tanto se asume un Factor de Potencia para la carga de 0.95.

Una vez se han incluido los generadores y las cargas, se procede a realizar la unión de los nodos mediante corredores de transmisión de corriente alterna. Los parámetros eléctricos considerados para cada línea se representan en la *Tabla 8-7*.

*Tabla 8-7: Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión.*

Unión	Límite de Potencia (MW)	Resistencia R (pu)	Reactancia X (pu)
Vila Constitución – La Paz	90	0.02639	0.10477
La Paz-Los Cabos	180	0.00893	0.05684

Por último, se interconecta la central PHES en la región de La Paz. Para representarla, es necesario emplear tanto un generador como una carga, los cuales se activarán y se desactivarán manualmente en función del escenario simulado. Además, ambos



elementos tendrán la capacidad de ajustar la potencia reactiva en ambas direcciones para estabilizar el voltaje [18].

Una vez se tiene el modelo listo, para simular los distintos escenarios se introduce la potencia renovable disponible en cada momento como fija y se asocia a los generadores fósiles un costo marginal en función del costo del Gas Natural Licuado y de la eficiencia estándar de cada tecnología. Se asume un costo de 10 USD/MMBtu para el combustible Gas Natural Licuado y un incremento del 10% en concepto de transporte desde La Paz hasta cualquiera de las otras regiones. La *Tabla 8-8* muestra las eficiencias de las dos tecnologías fósiles presentes en el sistema.

*Tabla 8-8: Eficiencia de las Tecnologías de combustibles fósiles.*

Tecnología	Eficiencia
Turbina de Gas Móvil (GN)	33-35% [27]
Combustión Interna Modular (GN)	45-49% [28]

A través de la opción Optimal Power Flow (OPF) y en función de la demanda, la potencia renovable disponible y los costos marginales asociados a cada tecnología fósil, el software realizará el balance de los flujos de potencia pertinente minimizando los costos totales del sistema.

### **8.3.2. Escenarios límite.**

Se simulan los cuatro escenarios en los que las acciones de la central de almacenamiento pudieran representar un mayor riesgo de rebasar los límites eléctricos del sistema. Es decir, se simula la hora de máxima generación renovable (mediodía) y por consiguiente de mayor carga por parte de la central PHES de un día de la semana de mínima demanda (invierno) y de un día de la semana de máxima demanda (verano). De igual forma se simula la hora de máxima demanda vespertina, y por tanto de mayor aporte de la central PHES, para ambas semanas.

#### *Semana de Mínima Demanda – Periodo de Máxima Generación Renovable Diario*

Este escenario (ver *Figura 8-10*) es el que limita el dimensionamiento de los requerimientos de potencia de la central. En los tres nodos existe suficiente potencia de generación renovable para satisfacer la demanda del propio nodo, por lo que no se activa ninguna central de generación fósil. Como se había previsto en la fase de dimensionamiento, para evitar el congestionamiento del corredor que une Los Cabos y La Paz, la central PHES debe demandar toda la potencia correspondiente al curtailment de La Paz y Villa Constitución, pero como máximo 162 MW del curtailment procedente de Los Cabos. Puesto que Power World considera las pérdidas por transmisión, demandar 162 MW en La Paz procedentes de Los Cabos implica superar en un 1% el límite impuesto de aprovechar el 90% de la capacidad de la línea.

Por otra parte, cabe destacar que el incremento de potencia demandada en el nodo de La Paz implica unos fuertes requerimientos de compensación de potencia reactiva. No obstante, este aspecto puede ser solventado por los motores/generadores síncronos de



la propia central. Estos equipos, trabajando cerca de su potencia nominal, pueden ofrecer potencias reactivas inductivas y capacitivas superiores al 70% de su potencia activa [18].

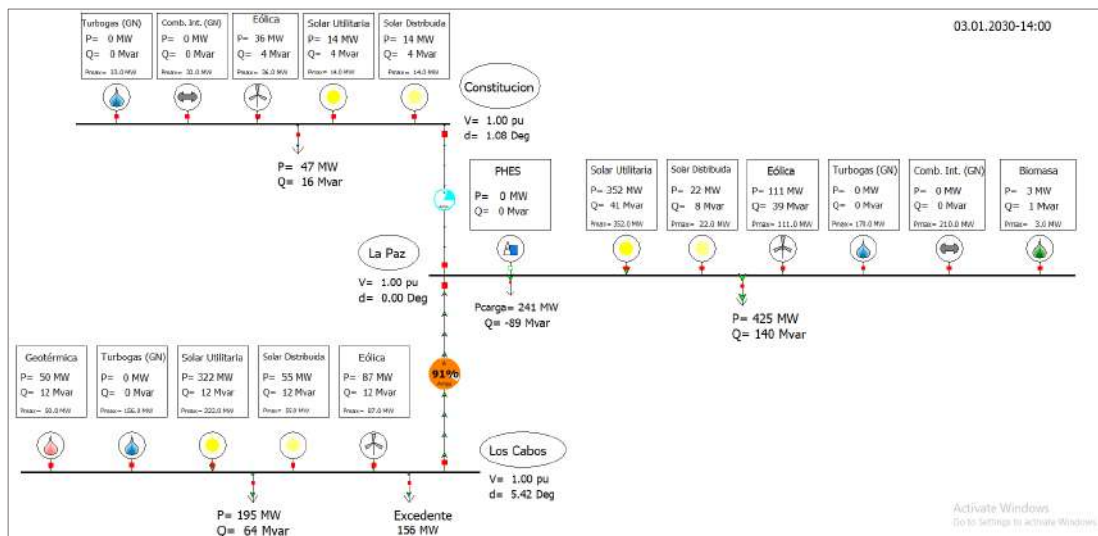


Figura 8-10: Simulación Power World de máxima generación renovable diaria en Semana de Mínima Demanda. Elaboración propia.

En definitiva, se puede afirmar que en este escenario no se llega a rebasar ninguna limitación eléctrica del sistema. Cualquier incremento de potencia generada por las centrales eólicas de La Paz y Villa Constitución podría ser absorbida por la central de almacenamiento hasta llegar a su límite de potencia de bombeo. En cambio, un incremento de potencia generada por los parques eólicos de Los Cabos ya no podría ser aprovechado por la central PHES.

### Semana de Mínima Demanda – Periodo de Máxima Demanda Nocturna

En este escenario (ver Figura 8-11) se simula el máximo aporte de potencia por parte de la central PHES. Se ha escogido un momento en el que se dan simultáneamente la máxima demanda nocturna de la semana y un muy bajo aporte por parte de las centrales eólicas. Se observa que para llegar a satisfacer la demanda se activan las centrales de combustión interna de La Paz. Gracias a la potencia entregada por la central PHES, se evita la entrega de grandes cantidades de potencia por parte de los generadores menos eficientes del sistema. Además, se puede afirmar que no existe riesgo de congestión de las líneas en esta fase de descarga en periodo invernal.

Por otra parte, debido a que la mayor parte de la potencia activa generada proviene de La Paz, se observa ligeras caídas de voltaje en Villa Constitución y Los Cabos. En Los Cabos existen ya en la actualidad equipos de compensación para solucionar este problema, como el Compensador Estático de Var (CEV) de 150 MVar capacitivos presente en el nodo P de El Palmar [29].

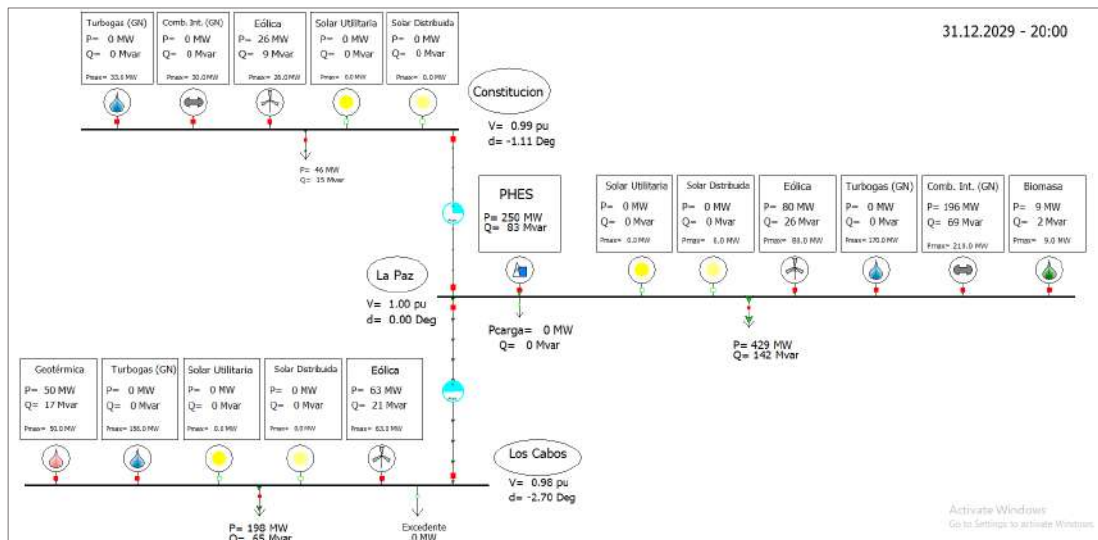


Figura 8-11: Simulación Power World de máxima generación PHES en Semana de Mínima Demanda. Elaboración propia.

En definitiva, se puede afirmar que en este escenario de flujos de potencia tampoco se llega a rebasar ninguna limitación eléctrica del sistema. Una caída de la generación eólica en Los Cabos implicaría un mayor aprovechamiento de la capacidad del corredor sin llegar a producirse un congestionamiento gracias a la generación de la central Geotérmica.

### Semana de Máxima Demanda – Periodo de Máxima Generación Renovable Diario

En ese escenario (ver Figura 8-12) se simula el máximo curtailment de la semana de máxima demanda y por consiguiente la máxima demanda de potencia por parte de la central PHES en dicha semana. Se observa que, aunque existe generación renovable suficiente en todo el sistema para satisfacer la demanda total, no existe suficiente generación renovable en La Paz para satisfacer la demanda del propio nodo. Por lo tanto, sin considerar la central PHES, existe un flujo de potencia de Villa Constitución y Los Cabos hacia la Paz. El flujo de potencia entre Los Cabos y la Paz provoca el aprovechamiento de aproximadamente el 50 % de la capacidad del corredor. Cuando la central PHES se activa y demanda el curtailment calculado del sistema, el cual proviene de Los Cabos, se produce el congestionamiento del corredor.

En consecuencia, se puede afirmar que para este escenario se alcanza un límite eléctrico del sistema. Un ligero incremento de la potencia demandada por la central PHES o por la carga implicaría la congestión del corredor, la activación de una central fósil de La Paz y la consecuente subida del PML. Por lo tanto, el curtailment aprovechable de la semana de máxima demanda también está limitado por la capacidad de transmisión del corredor que une La Paz y Los Cabos.



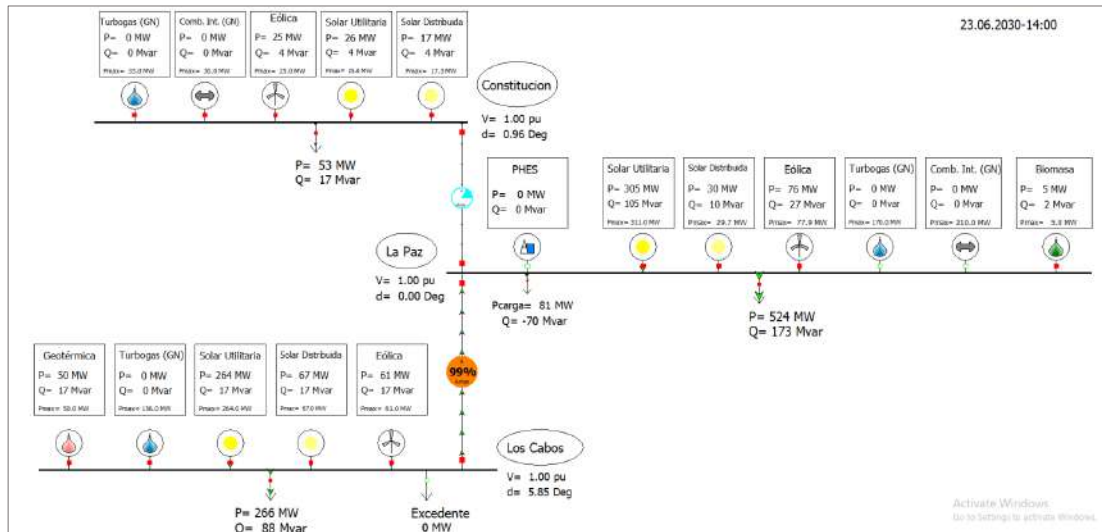


Figura 8-12: Simulación Power World de máxima generación renovable diaria en Semana de Máxima Demanda. Elaboración propia.

### Semana de Máxima Demanda – Periodo de Máxima Demanda Nocturna

En este escenario (ver Figura 8-13) se simulan los flujos de potencia un periodo de máxima demanda nocturna con máximo aporte de parte de la central PHES. Se simula la reinyección de toda la energía almacenada durante el día, en el periodo horario de máxima demanda. Esto se hace con el objetivo de plantear un escenario límite de descarga y observar el comportamiento del sistema en tal caso.

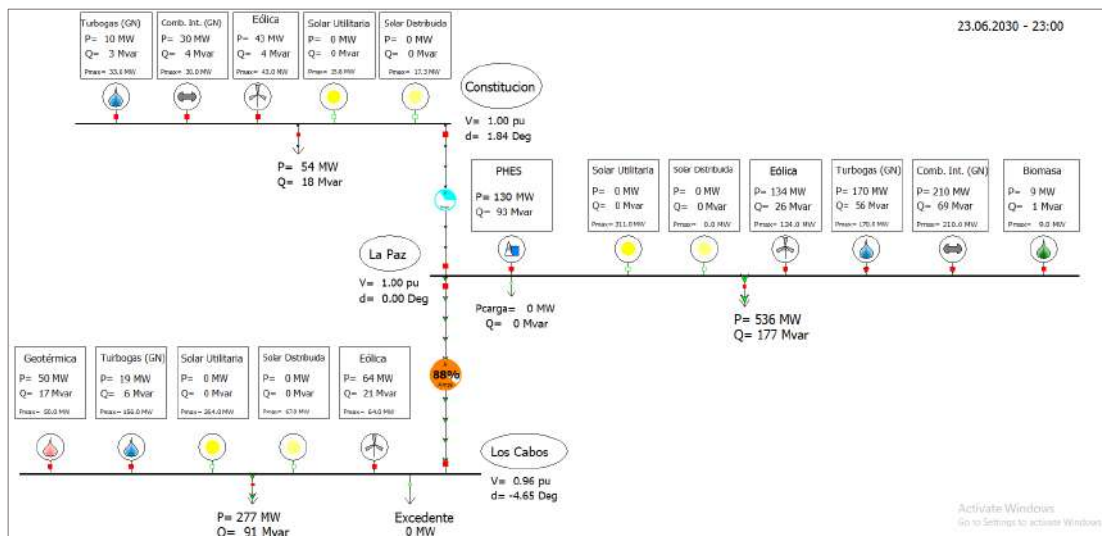


Figura 8-13: Simulación Power World de máxima demanda nocturna diaria en Semana de Máxima Demanda. Elaboración propia.





Se puede observar que no se llega a alcanzar el límite de capacidad de ninguna de las líneas. Se asumen que la caída de voltaje producida en el nodo de Los Cabos puede ser restaurada con el apoyo del CEV mencionado previamente.

### **8.3.3. Resultados.**

Los resultados de las simulaciones demuestran que la capacidad de transmisión de la línea que une La Paz y Los Cabos supone un cuello de botella para el aprovechamiento del curtailment, no solo en invierno, sino también en verano.

Las caídas de voltaje que se producen en la región de La Paz en la fase de carga, pueden ser solventadas por los propios generadores síncronos de la central PHES. Se asume que las caídas de voltaje producidas en la fase de descarga en la región de Los Cabos pueden ser compensadas con la ayuda del CEV de 150 MVar (capacitivos) existente en El Palmar.

Puesto que la central PHES simulada tiene una capacidad importante respecto de la capacidad total del sistema, la estrategia de descarga tiene repercusión en el precio de la energía, especialmente en invierno. En la semana de mínima demanda el PML al que se vende la energía almacenada es de entre 70 US\$/MWh y 97.50 US\$/MWh en función de la estrategia de descarga. En la semana de máxima demanda, el PML al que se vende la energía almacenada es de 107.5 US\$/MWh.

### **8.3.4. Beneficios adicionales de la central PHES en el sistema.**

Además del aprovechamiento de una gran parte de la energía desperdiciada y sus repercusiones económicas en el mercado energético, la central PHES puede proporcionar otros beneficios y servicios a nivel técnico en el sistema. Como se ha mencionado previamente, las curvas de capacidad de sus máquinas síncronas permiten la compensación de potencia reactiva y la consecuente estabilización del voltaje, incluso cuando la potencia activa es nula. También cuentan con servicios de regulación de frecuencia en ambos modos. Además, en casos de contingencia, no requiere de aportes de potencia auxiliar para los arranques autónomos, los cuales pueden ser efectuados en segundos [18].

Por otra parte, la naturaleza de esta tecnología permite afrontar rampas de entrada del orden de 200 MW/min [30]. Observando las curvas de generación y despacho mostradas en la *Sección 8.1.*, se puede apreciar que la salida de la generación solar requiere diariamente de rampas pronunciadas de entrada de los generadores fósiles. Por lo tanto, la característica expuesta puede apoyar a afrontar estas rampas a las centrales de turbogás y combustión interna, asegurando el suministro ininterrumpido.

## **8.4. Conclusiones.**

En un escenario de alta penetración renovable en BCS como el planteado, el sistema de almacenamiento de bombeo planteado es capaz de almacenar gran parte de la energía desperdiciada (curtailment). El reto principal está en conseguir la flexibilidad adecuada para seguir el perfil variable del curtailment, el cual, debido a la fuerte penetración solar fotovoltaica, tiene un perfil similar al de la generación solar. Dicha flexibilidad se alcanza a partir del uso de 4 equipos "Pump-Turbine" de velocidad variable.



Por otra parte, se demuestra que la capacidad de transmisión entre La Paz y Los Cabos supone un cuello de botella que limita el aprovechamiento tanto en invierno como en verano. En una planeación de alta penetración renovable que incluya la central PHES, si se quiere conseguir un mayor aprovechamiento, es necesario redistribuir parte de la capacidad renovable de Los Cabos a La Paz o incrementar la capacidad de transmisión del corredor que une La Paz y los Cabos.

Asimismo, se ha comprobado que la instalación de la central PHES en el sistema eléctrico de BCS no debería suponer caídas de voltaje graves, gracias a la naturaleza de sus generadores/motores síncronos y a la presencia actual de equipos de compensación en Los Cabos.

En el aspecto económico, según las simulaciones, el costo de la energía excedente aprovechada es de hasta 97.50 US\$/MWh en invierno. En la semana de mínima demanda, teniendo en consideración la eficiencia del ciclo de carga y descarga completo, el valor de la energía rescatada es de 103,390 US\$/día en promedio.

Por último, cabe destacar que en la semana de mínima demanda el aprovechamiento por parte de la central PHS implica un aumento del 7% de la generación renovable respecto al total del sistema. La generación renovable pasa de representar el 62.5% de la generación total a representar el 69.5 %, incrementando la penetración renovable y aportando mayor robustez al mismo tiempo.



## 9. Conclusiones finales.

El sistema eléctrico de BCS, el cual se encuentra aislado del resto del Sistema Eléctrico Nacional, presenta en la actualidad problemas relacionados con la falta capacidad, la falta de confiabilidad en el sistema y una elevada tasa de contaminación de sus centrales, provocada por el uso de combustibles diésel y combustóleo. En el presente proyecto se ha analizado la viabilidad de implementación de un sistema PHES de agua marina en BCS con el objetivo aportar mayor capacidad y confiabilidad, desde diversas perspectivas.

Tras un proceso de búsqueda se hallaron diez ubicaciones potenciales que cumplían con los requisitos necesarios para la instalación de este tipo de centrales. Seguidamente, tras la aplicación de un Análisis de Decisión Multicriterio, se estableció un orden de prioridad entre las ubicaciones potenciales. La ubicación que mayor puntuación obtuvo, localizada en la región de transmisión de La Paz, fue empleada posteriormente para efectuar los análisis tecno-económicos.

En el escenario actual, un análisis de los productos del Mercado Eléctrico Mayorista en BCS demostró la existencia de potencial económico para sistemas de almacenamiento como el planteado. Tras la aplicación de las limitaciones técnicas de las máquinas hidrodinámicas, se desarrolló un código de Matlab para encontrar la estrategia de carga y descarga que maximiza los beneficios del sistema en concepto de arbitraje. Debido a la naturaleza triangular de la señal del PML, la estrategia óptima es cuasi-simétrica y coincide con la estrategia necesaria para obtener una remuneración máxima en el Mercado de Capacidad. Debido a la eficiencia del sistema, se demuestra que el potencial de remuneración por concepto de capacidad es un orden de magnitud superior al potencial de remuneración por concepto de energía.

En un escenario futuro de elevada penetración renovable (descarbonización), un sistema PHES puede aportar varios beneficios tecno-económicos al sistema eléctrico de BCS. En el escenario planteado, existen excedentes de generación renovable con un perfil variable. Gran parte de esta energía limpia de bajo coste desaprovechada puede ser almacenada por un sistema PHES. El reto principal consiste en dimensionar adecuadamente el sistema teniendo en consideración los límites eléctricos de transmisión y los requerimientos de flexibilidad. Bajo los supuestos del escenario, los resultados arrojaron que la solución de compromiso que maximiza el aprovechamiento limitando los costos es el empleo de 4 equipos "Pump-Turbine" de velocidad variable con una potencia total de 250 MW y un embalse de 1,500 MWh. Este sistema de almacenamiento, además de obtener los beneficios pertinentes por la venta de energía, puede aportar al sistema aislado de BCS otros beneficios como el incremento de la confiabilidad en el suministro y la atracción de inversionistas para la instalación de centrales de generación renovables que aseguren la venta de su energía, incluso en momentos de baja demanda.



## 10. Bibliografía.

- [1] IRENA, *Renewable capacity statistics 2020*. 2020.
- [2] IRENA, *Electricity Storage Valuation Framework: Assessing System Value and Ensuring Project Viability*. 2020.
- [3] SENER; Alianza Energética entre México y Alemania, “Oportunidades de Inversión Crecientes Nueva Era de la Energía en México De Fundamentos Institucionales al Enfoque Eléctrico.”
- [4] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), “Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Electro Mayorista. PRODESEN 2019-2033.” 2019.
- [5] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), “Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Electro Mayorista. PRODESEN 2018-2032,” 2018.
- [6] Secretaría de Energía, “Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico,” *D. Of. la Secr. Energía México*, 2015.
- [7] K. W. Cheung, “Standard market design for ISO New England wholesale electricity market: An overview,” *Proc. 2004 IEEE Int. Conf. Electr. Util. Deregulation, Restruct. Power Technol.*, vol. 1, no. May 2004, pp. 38–43, 2004.
- [8] Secretaria de Energía, “Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo,” *D. Of. la Fed.*, no. 17 de junio, pp. 23–59, 2016.
- [9] W. Braun, “Opportunities for Energy Storage Systems in the Electricity Market of Baja California Sur , México Master Thesis,” 2019.
- [10] Secretaría de Energía, “INFORME EJECUTIVO 2020, Mercado Para El Balance De Potencia.” 2020.
- [11] Secretaría de Energía, “Manual de Balance Potencia DOF 2016-09-22,” *Dirasat Agric. Sci.*, vol. 2, pp. 2007–2007, 2007.
- [12] IHA, “The world’s water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition,” *IHA Work. Pap.*, vol. 1, no. December, pp. 1–15, 2018.
- [13] U. Portero, S. Velázquez, and J. A. Carta, “Sizing of a wind-hydro system using a reversible hydraulic facility with seawater. A case study in the Canary Islands.” *Energy Convers. Manag.*, vol. 106, pp. 1251–1263, 2015.
- [14] D. Al Katsaprakakis, D. G. Christakis, I. Stefanakis, P. Spanos, and N. Stefanakis, “Technical details regarding the design, the construction and the operation of seawater pumped storage systems.” *Energy*, vol. 55, pp. 619–630, 2013.
- [15] T. Fujihara, H. Imano, and K. Oshima, “Development of pump turbine for seawater pumped-storage power plant,” *Hitachi Rev.*, vol. 47, no. 5, pp. 199–202, 1998.
- [16] B. Zhu, X. Wang, L. Tan, D. Zhou, Y. Zhao, and S. Cao, “Optimization design of a reversible pump-turbine runner with high efficiency and stability,” *Renew. Energy*, vol. 81, pp. 366–376, 2015.

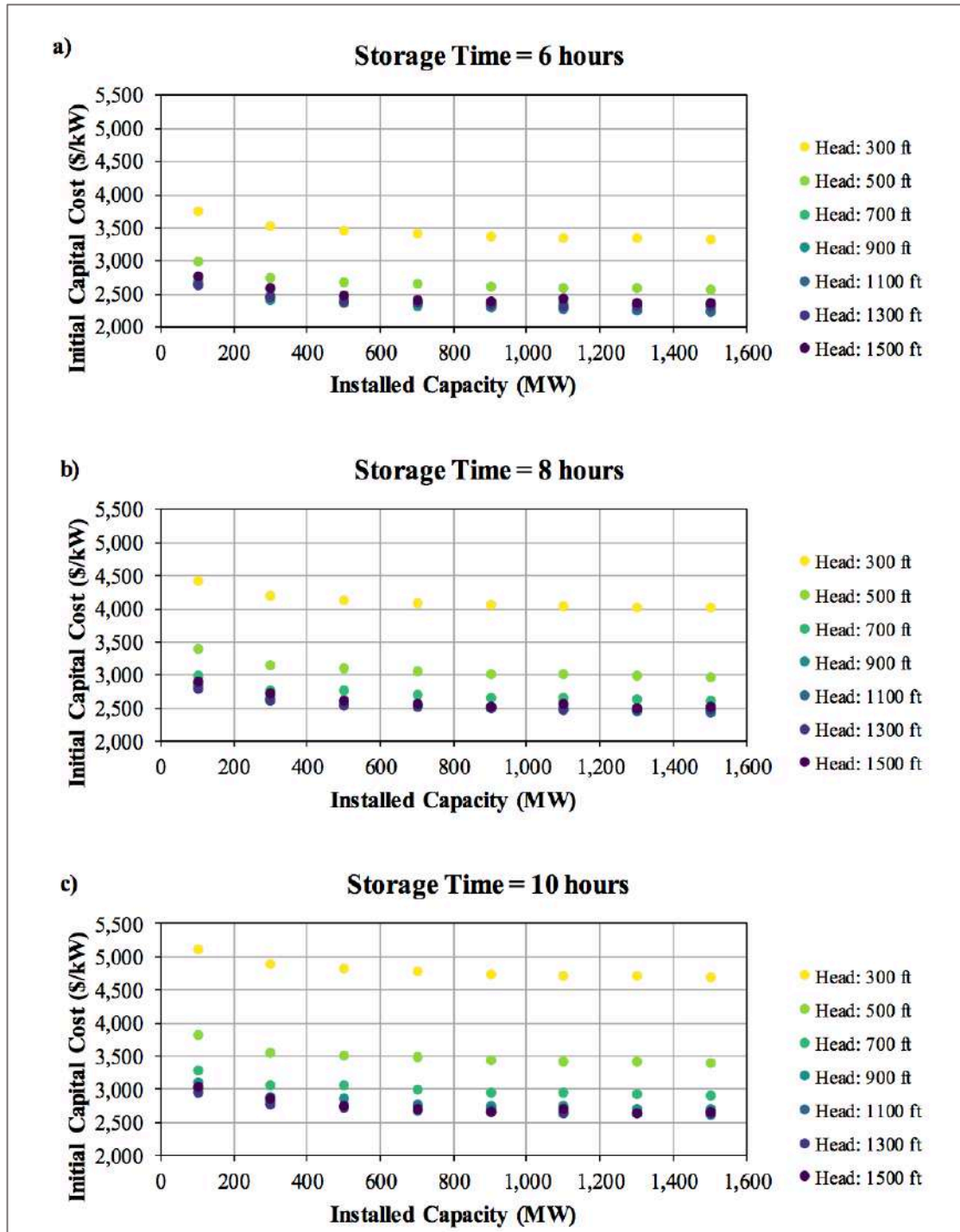


- [17] I. Iliev, C. Trivedi, and O. G. Dahlhaug, "Variable-speed operation of Francis turbines: A review of the perspectives and challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 103, no. 7491, pp. 109–121, 2019.
- [18] General Electric, "Hydro Pumped Storage Solutions," 2016.
- [19] B. S. A. Pereira, P. Sobrinho, and J. Silveira, "The use of LINGO programming language to develop a computer tool to provide a technical and economic analysis of a hydraulic potential that allows the application of Francis turbines and Kaplan turbines," no. May 2016, pp. 98–99, 2015.
- [20] D. Al Katsaprakakis *et al.*, "Introduction of a wind powered pumped storage system in the isolated insular power system of Karpathos-Kasos," *Appl. Energy*, vol. 97, pp. 38–48, 2012, doi: 10.1016/j.apenergy.2011.11.069.
- [21] G. Manfrida and R. Secchi, "Seawater pumping as an electricity storage solution for photovoltaic energy systems," *Energy*, vol. 69, pp. 470–484, 2014.
- [22] K. Mongird *et al.*, "Energy storage technology and cost characterization report," *Pacific Northwest Natl. Lab.*, no. July, pp. 1–120, 2019.
- [23] ARUP, University of Melbourne, ARENA, and Energy Australia, "Cultana Pumped Hydro Project Knowledge Sharing Report," no. September, 2017.
- [24] D. R. A. Mónica, G. Melón, and O. D. E. L. Tema, "EL PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO," Universidad Politécnica de Valencia (UPV), Ed. Universidad Politécnica de Valencia (UPV).
- [25] J. Moreno, "El Proceso Análítico Jerárquico (AHP). Fundamentos, metodologías y aplicaciones.," *Recta monográfico*, vol. 1, pp. 21–53, 2002.
- [26] SENER., "Permiso de exploración de Recursos Geotérmicos en el área geotérmica denominada Diamante.," 2018.
- [27] General Electric, "TM2500 Power Plants," 2017.
- [28] JENBACHER, "J920 flextra powerpack datasheet."
- [29] Comisión Federal de Electricidad, "ANEXO A. Proyecto: 215 SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California.," pp. 1–2, 2007.
- [30] Portland General Electric, "Thermal and Pumped Storage Generation Options.," 2018.



## 11. Anexos

### 11.1. Anexo A



11.2. Anexo B

CRITERIOS DE PRIMER NIVEL										
	C1	C2	C3	C4	M .Geom	M. Geom Norm				
C1	1	0.50	0.33	0.25	0.452	0.100	0.40	4.016	CI	0.005
C2	2.00	1	0.50	0.50	0.841	0.185	0.74	4.005	RI	0.882
C3	3.00	2.00	1	1.00	1.565	0.345	1.38	4.015	CR	0.006
C4	4.00	2.00	1.00	1	1.682	0.370	1.48	4.005		
					4.540			$\lambda_{max}= 4.010$		

CRITERIOS SEGUNDO NIVEL									
	C3.1	C3.2	C3.3	M .Geom	M. Geom Norm				
C3.1	1	3	5	2.466	0.648	1.947	3.004	CI	0.004
C3.2	0.333	1	2	0.874	0.230	0.690	3.004	RI	0.525
C3.3	0.200	0.500	1	0.464	0.122	0.367	3.004	CR	0.007
				3.804			$\lambda_{max}= 3.004$		

MORFOLOGIA PLANICIE SUPERIOR

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	Media Geom.	Media Geom. Norm ( $v_{pm}$ )
A1	1.000	3.000	3.000	3.000	3.000	5.000	1.000	3.000	3.000	3.000	2.534	0.204
A2	0.333	1.000	0.333	0.333	0.333	3.000	0.143	0.333	0.333	0.333	0.426	0.034
A3	0.333	3.000	1.000	1.000	1.000	5.000	0.333	3.000	3.000	3.000	1.463	0.118
A4	0.333	3.000	1.000	1.000	1.000	3.000	0.333	1.000	1.000	3.000	1.116	0.090
A5	0.333	3.000	1.000	1.000	1.000	3.000	0.333	1.000	1.000	3.000	1.116	0.090
A6	0.200	0.333	0.200	0.333	0.333	1.000	0.200	0.333	0.333	0.333	0.319	0.026
A7	1.000	7.000	3.000	3.000	3.000	5.000	1.000	3.000	3.000	5.000	2.903	0.234
A8	0.333	3.000	0.333	1.000	1.000	3.000	0.333	1.000	1.000	3.000	1.000	0.080
A9	0.333	3.000	0.333	1.000	1.000	3.000	0.333	1.000	1.000	3.000	1.000	0.080
A10	0.333	3.000	0.333	0.333	0.333	3.000	0.200	0.333	0.333	1.000	0.549	0.044

$A \times v_{pm}$	$(A \times v_{pm}) / v_{pm} (n)$		
2.176	10.670	CI	0.068
0.380	11.095	RI	1.484
1.290	10.953	CR	0.046
0.916	10.204		
0.916	10.204		
0.276	10.762		
2.402	10.280		
0.838	10.413		
0.838	10.413		
0.491	11.133		
$\lambda_{max} =$	10.613		



**RECORRIDO TUBERÍA FORZADA**

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	Media Geom.	Media Geom. Norm ( $v_{pm}$ )
A1	1.000	7.000	3.000	5.000	1.000	3.000	0.333	5.000	3.000	1.000	2.088	0.154
A2	0.143	1.000	0.200	0.333	0.143	0.200	0.143	0.333	0.200	0.333	0.248	0.018
A3	0.333	5.000	1.000	3.000	0.333	1.000	0.200	5.000	3.000	3.000	1.311	0.097
A4	0.200	3.000	0.333	1.000	0.200	0.200	0.143	0.333	0.333	3.000	0.455	0.034
A5	1.000	7.000	3.000	5.000	1.000	3.000	0.333	3.000	3.000	3.000	2.214	0.164
A6	0.333	5.000	1.000	5.000	0.333	1.000	0.200	1.000	1.000	5.000	1.108	0.082
A7	3.000	7.000	5.000	7.000	3.000	5.000	1.000	5.000	3.000	5.000	3.906	0.289
A8	0.200	3.000	0.200	3.000	0.333	1.000	0.200	1.000	0.333	1.000	0.617	0.046
A9	0.333	5.000	0.333	3.000	0.333	1.000	0.333	3.000	1.000	3.000	1.052	0.078
A10	1.000	3.000	0.333	0.333	0.333	0.200	0.200	1.000	0.333	1.000	0.521	0.039

$A \times v_{pm}$	$(A \times v_{pm}) / v_{pm} (n)$		
1.748	11.318	CI	0.142
0.196	10.687	RI	1.484
1.113	11.474	CR	0.096
0.399	11.855		
1.734	10.586		
0.919	11.216		
3.156	10.925		
0.511	11.189		
0.840	10.786		
0.492	12.756		
$\lambda_{max} =$	11.279		

MORFOLOGÍA PLANICIE INFERIOR

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	Media Geom.	Media Geom. Norm ( $v_{pm}$ )
A1	1.000	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.333	1.000	1.000	1.000	0.401	0.030
A2	5.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	3.000	5.000	5.000	5.000	2.125	0.157
A3	5.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	3.000	5.000	5.000	5.000	2.125	0.157
A4	5.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	3.000	5.000	5.000	5.000	2.125	0.157
A5	5.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	3.000	5.000	5.000	5.000	2.125	0.157
A6	5.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	3.000	5.000	5.000	5.000	2.125	0.157
A7	3.000	0.333	0.333	0.333	0.333	0.333	1.000	3.000	3.000	3.000	0.896	0.066
A8	1.000	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.333	1.000	1.000	1.000	0.401	0.030
A9	1.000	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.333	1.000	1.000	1.000	0.401	0.030
A10	1.000	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.333	1.000	1.000	1.000	0.401	0.030

$A \times v_{pm}$	$(A \times v_{pm}) / v_{pm} (n)$		
0.298	10.048	CI	0.008
1.577	10.037	RI	1.484
1.577	10.037	CR	0.005
1.577	10.037		
1.577	10.037		
1.577	10.037		
0.684	10.319		
0.298	10.048		
0.298	10.048		
0.298	10.048		
$\lambda_{max} =$	10.069		

