



**ACUMULACIÓN POR BOMBEO:  
UNA FUENTE EMERGENTE EN EL MUNDO Y ESTUDIO DE  
APLICACIÓN EN URUGUAY**

**SANTIAGO JAVIER PALLAS FONTANA**

Tesis de Maestría presentado a la Facultad de Ingeniería de la  
Universidad de la República en cumplimiento parcial de los  
requerimientos para la obtención del título de máster en Ingeniería  
de la Energía

**Tutores**

**José Cataldo  
Rodolfo Pienika**

**Tribunal**

**Gonzalo Casaravilla  
Ignacio Franco  
Nicolás Rezzano**

**Montevideo, Uruguay  
Noviembre 2022**

## Índice de contenidos

0- Resumen .....	4
1-Introducción .....	5
1.1-Calentamiento Global y acciones en consecuencia .....	5
1.2-El aumento de uso de energías renovables hasta el momento.....	6
1.3-Situación en Uruguay .....	9
1.4-Proyecciones de energías renovables .....	10
1.5-Problemática del uso de energías renovables .....	11
1.6-Adaptación para el uso de estas energías.....	12
1.7-Necesidad de acumulación .....	13
1.8-Tecnologías en acumulación .....	14
1.8.1-Descripción de diferentes tecnologías .....	14
1.8.2-Acumulación con baterías .....	16
1.9-La acumulación por bombeo.....	18
1.10-Acumulación por bombeo vs Bancos de Baterías .....	19
2-Generalidades de las centrales de acumulación por bombeo.....	21
2.1-Funcionamiento .....	21
2.2-Criterios básicos .....	24
2.3-Acumulación por bombeo a nivel mundial .....	25
2.3.1-Producciones mundiales .....	25
2.3.2- Evolución de implementación de centrales .....	27
2.3.3-Desafíos mundiales .....	30
3-Proceso de acumulación y variantes.....	32
3.1-Acumulación basada en demanda de energía y tarifas .....	32
3.1.1-Acumulación diaria.....	32
3.1.2-Acumulación semanal .....	34
3.1.3-Acumulación estacional .....	35
3.2-Acumulación como complemento de energías renovables.....	36
3.2.1-Generalidades de sistemas híbridos .....	37
3.2.2-Ejemplos de sistemas híbridos .....	38
3.2.3-Sistema Eólica con acumulación .....	40
3.2.4-Sistema Solar con acumulación.....	41
4-Aplicación de la tecnología y adaptación a los medios.....	44
4.1-Criterios de distinción de centrales de acumulación .....	44
4.1.1-Capacidad .....	44

4.1.2-Tipos de acumulación.....	45
4.1.3-Tipos de centrales .....	45
4.1.4-Turbinas y disposición .....	48
4.1.5-Presas .....	53
4.1.6-Tipos de instalaciones (aplicables para acumulación por bombeo) .....	54
4.1.7-Multiplicadores .....	59
4.1.8-Generadores y disposición .....	59
4.1.9-Arranques de motor .....	60
4.1.10-Regulación de turbinas.....	60
4.2-Tecnologías potenciales .....	60
4.2.1-Reservas de mar .....	60
4.2.2-Embalses Subterráneos .....	61
4.2.3-Sistemas descentralizados .....	62
4.2.4-Reservas submarinas.....	62
4.3-Ejemplos de centrales de acumulación por el mundo .....	65
4.3.1-Japón: Okinawa Yanbaru Seawater <b>[17]</b> .....	65
4.3.2-Luxemburgo: Central de Vianden <b>[18]</b> .....	66
4.3.3-EEUU: Bath County <b>[20]</b> .....	67
4.3.4-Proyecto en China: Fengning <b>[21]</b> .....	68
4.3.5-EEUU: Grand Coulee Dam <b>[22]</b> .....	69
5-Estudios previos a realización de proyecto.....	71
5.1-Relevamientos topográficos.....	72
5.2-Relevamientos geológicos y geotécnicos.....	72
5.3-Ambiental .....	73
5.3.1-Impactos en diferentes etapas.....	73
5.3.2-Medidas de mitigación de impactos .....	75
5.4-Impactos Socioambientales .....	75
5.5-Estudios técnicos .....	76
5.6-Estimación de costos .....	76
5.6.1-Estimación de costos genéricos .....	77
5.6.2-Estimación de costos detallados .....	79
5.6.3-Tarifas e incentivos.....	81
5.6.4-Variabilidad regional .....	82
5.6.6-Sensibilidad de costos en proyectos de acumulación.....	83
6-Caso de estudio .....	85

6.1-Introducción .....	85
6.2 Matriz Energética.....	85
6.3 Sitio seleccionado: Sierra de las ánimas.....	88
6.3.1 Relevamiento topográfico .....	89
6.3.2 Relevamientos geológicos y geotécnicos .....	90
6.3.3 Estudios Ambientales .....	91
6.3.4 Impactos Sociales .....	92
6.3.5 Costos .....	92
7-Conclusiones.....	99
Bibliografía.....	101

## 0- Resumen

El uso de energías renovables está generando un cambio radical en la matriz energética y en la explotación de recursos naturales. Esto se debe a acuerdos realizados con el fin de limitar las emisiones y combatir el cambio climático no solamente a nivel de países sino a nivel mundial, dando apoyo a quienes tienen menores recursos para cumplir con esta transformación. Se tienen objetivos claros con plazos definidos para lograrlos. A lo precedentes se suma el hecho de que los costos de las energías renovables no convencionales se han reducido en forma importante en el presente siglo.

Esta transformación viene acompañada de numerosos desafíos que van más allá del simple hecho de cambiar la fuente de generación. Las energías renovables tienen una variabilidad de generación muy importante lo que implica que su aplicación debe venir de la mano con sistemas de acumulación para regular su uso adecuándose a la demanda. Además, esto permite sacar mejor provecho de estos recursos, maximizando la generación de energía de estos independientemente de la demanda al momento de generar. Esta transformación energética tiene que ir acompañada además de infraestructura de transmisión y distribución eléctrica adecuada en los nuevos lugares de generación.

El objetivo de este trabajo de tesis es enfocarse en este tipo de tecnología, su aplicación a nivel mundial, aspectos técnicos, ventajas y desventajas de utilización, viabilidad técnica y como realizar esta última. Se realizará un estudio de su posible aplicación en Uruguay y la viabilidad del proyecto.

Una central de acumulación por bombeo utiliza el exceso de energía que se podría estar generando (no hay consumo que lo cubra) para bombear agua desde el depósito inferior al depósito superior para luego turbinarlo en horarios donde la generación escasee. Esto permite explotar de mejor forma los recursos además de generar un balance en la generación de energía logrando una producción más estable. La acumulación puede ser diaria, semanal o estacional. El objetivo de estas es lograr un funcionamiento más estable de la red, optimizar el uso del recurso limitando su capacidad ociosa y pudiendo ampliar la capacidad instalada.

La acumulación por bombeo se ha ido modificando y optando por alternativas más viables al entorno en diferentes regiones tanto por limitaciones geográficas, geológicas como económicas. Se han instalado centrales de acumulación que pueden operar con agua de mar. Otra alternativa planteada es la utilización de embalses subterráneos para optimizar el espacio o de reservas submarinas. Otro sistema es de reservas descentralizadas.

La viabilidad de este tipo de sistemas va a depender de varias variables (ubicación, tarifas, conexión a la red, etc.) por lo que no se puede determinar de acuerdo con la potencia instalada si un proyecto va a ser viable o no. En el caso de nuestro país, se han realizado estudios en la Sierra de las Ánimas que indican que el proyecto es inviable en esa zona desde un punto de vista económico como medioambiental [67]. Un punto crítico es el medioambiental, ya que la clasificación del proyecto de acuerdo con el

decreto 349/005 en esa ubicación se encontraría en categoría C (impactos negativos significativos). Un estudio de sensibilidad del proyecto muestra que hay escenarios que pueden ser favorables a la aplicación en nuestro país. Los mismos implican aumentar el precio de venta de la energía o disminuir los costos de instalación.

## 1-Introducción

### 1.1-Calentamiento Global y acciones en consecuencia

El calentamiento global es un tema que preocupa a las generaciones actuales y parece ser el gran conflicto del siglo XXI. El mismo se define como el aumento de las temperaturas terrestres (aire y superficie del mar combinadas) en todo el mundo en un período mayor a 30 años. Se toma como referencia el período 1850-1900, ya que se considera el periodo previo a la industrialización, fenómeno que genera este gran problema.

Vale mencionar que el calentamiento global es un fenómeno natural, lo que se estudia es la aceleración de dicho proceso a causa de la intervención del hombre. Este mismo alcanzó aproximadamente 1°C por encima de los niveles preindustriales en el año 2017 con un aumento promedio de 0.2°C por década. **[1]** Este aumento no es uniforme ni en espacio ni tiempo, varía en la superficie terrestre y con las estaciones del año. En promedio, el aumento es mayor en la tierra que en el océano, concentrándose en sectores donde hay concentraciones de población, superando el 1.5°C de aumento de temperatura terrestre. **[1]**

En este contexto, vale aclarar que la situación no es irreversible. Las emisiones pasadas por sí solas no pueden elevar la temperatura media mundial a 1.5°C por encima de los niveles preindustriales. Si se limitaran todas las emisiones generadas por el hombre, cualquier calentamiento adicional por encima del grado ya visualizado sería inferior a 0.5°C durante las próximas décadas. **[1]** Si bien es un escenario alentador, no deja de ser un llamado de atención para reducir las emisiones y de tomar como objetivo el valor 1.5°C como medida de si se genera un progreso o una regresión con este tema en las próximas décadas.

Si bien la situación no es irreversible, considerar que se pueden modificar tan súbitamente las emisiones son prácticamente inviables. Eso implica un cambio de la manera de pensar de las industrias y de las personas en general. La viabilidad de esto es más a largo plazo que corto. Eso implica que, en los próximos años, si bien hay una tendencia mundial a promover la reducción de emisiones, es algo progresivo por lo que hablar de limitar toda emisión actualmente es algo que no se puede lograr.

Dentro de estos objetivos planteados vale destacar las diferentes realidades de los países, siendo los más vulnerables los que tengan mayores dificultades para tomar medidas de mitigación. Esto lleva a que sea necesaria una colaboración entre países y regiones para lograr el objetivo establecido.

Este problema mundial genera que los países se pongan de acuerdo por primera vez en medidas para contrarrestar el calentamiento global. En la Convención de las Naciones

Unidas sobre el Cambio Climático se genera el Acuerdo de París con el objetivo de limitar las emisiones, combatir el cambio climático y dar apoyo a los países en desarrollo para poder lograrlo. Se marcan objetivos ambiciosos como limitar el aumento de la temperatura terrestre muy por debajo de los 2°C e intentar que no supere 1.5°C. [2] Para ello, se busca aumentar la capacidad de los países para hacer frente al cambio climático con la inversión necesaria para ello.

Se necesita inversiones en nuevas tecnologías y como fomentar dichas inversiones (por ejemplo, a través de exoneraciones fiscales o premios de eficiencia energética monetarios). A su vez, es necesario que los países más desarrollados colaboren con los de menor porte para lograr este tipo de inversiones ajustados por supuesto a sus necesidades. No son iguales las inversiones a realizar en EEUU que en Uruguay a modo de ejemplo.

El acuerdo incluye la obligación de que todas las partes informen periódicamente sobre sus emisiones y sobre sus esfuerzos de aplicación. También habrá un inventario mundial cada cinco años para evaluar el progreso colectivo hacia el logro del propósito del acuerdo (del cual Uruguay forma parte), y para informar sobre nuevas medidas individuales de las partes. [2]

Si bien estas medidas son un gran progreso en el ámbito del cambio climático, su aplicación más allá de ser un compromiso a nivel general, queda sujeta a la colaboración de las grandes potencias mundiales: las que más recursos tienen para lograr el cambio y además son las que más emisiones tienen por la misma razón.

## 1.2-El aumento de uso de energías renovables hasta el momento

La problemática recientemente acentuada del cambio climático y la utilización de recursos cuya explotación generan contaminación han llevado junto a políticas de estado flexibles al aumento de instalación de centrales de generación de energía basados en fuentes renovables (centrales hidráulicas, solares y eólicas).

La energía renovable tuvo otro año récord en 2019, ya que la capacidad de energía instalada creció más de 200 GW a nivel mundial (principalmente energía solar fotovoltaica), su mayor aumento hasta el momento. Esto significó un crecimiento de más del doble de la que tuvieron las energías no renovables en ese año. [3]

La política gubernamental juega un rol esencial en la viabilidad de proyectos de inversión vinculados a energías renovables (tarifas, exoneraciones). Básicamente, la inversión no queda a criterio de los gobiernos, en cuanto a facilitar dichas implementaciones, más allá de todo el estudio de viabilidad técnica y potencial de la región estudiada y de la accesibilidad de costos de la tecnología a utilizar.

Se generaron nuevas instalaciones y proyectos en todo el mundo en el año 2019 y se generaron acuerdos de compra de energía por parte del sector privado por una cifra récord en energía renovable. [3]

	GW 2018	GW 2019	GW Aumento	% Aumento
<b>Hidroeléctrica</b>	1.135	1.150	15	1,32%
<b>Eólica</b>	591	651	60	10,15%
<b>Solar PV</b>	512	627	115	22,46%
<b>Bio</b>	131	139	8	6,11%
<b>Térmica</b>	13,2	13,9	0,7	5,30%
<b>Solar Térmica</b>	5,6	6,2	0,6	10,71%
<b>Mareomotriz</b>	0,5	0,5	0	0,00%

Tabla 1- Indicadores de energías renovables 2019 según REN21 [3]

De acuerdo a la **tabla 1** se puede observar una clara tendencia al aumento de las inversiones en energías renovables. Se nota claramente que el aumento se dio en tecnologías fuera de la hidroeléctrica, la cual solamente tuvo un aumento de 1.3% entre 2018 y 2019. El mayor aumento se dio en la energía solar fotovoltaica con un aumento del 22% (ver **Ilustración 2**), seguido de la eólica (ver **Ilustración 1**) y solar térmica con un aumento del 10% cada una. La diferencia entre estas últimas es que la eólica tiene una capacidad instalada de 651 GW contra 6,2 GW de la solar térmica, por lo cual este último no tiene un impacto importante en cuanto a aumento de capacidad, pero si en inversión de la tecnología.

Esta tendencia va de la mano de las políticas de estado como se mencionó anteriormente (exoneraciones fiscales, incentivos para incorporar en proyectos de inversión) además de una reducción del costo de la tecnología, lo cual hace más viable y accesible las inversiones de esta índole. Esto último queda más que claro con la energía solar fotovoltaica: la reducción de costos de paneles solares e inversores sumados a políticas de incentivo de inversión hacen que haya tenido un aumento del 22% y sea el recurso con mayor poder de crecimiento en este momento. Esto no es la excepción en nuestro país, donde las exoneraciones de COMAP (Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones) hacen los proyectos más atractivos para implementar, más aún como complemento de proyectos existentes.

Las energías eólica y solar se han convertido en las principales fuentes primarias para la generación de energía eléctrica y son cada vez más competitivas en función de los costos en comparación con las centrales que generan en base a combustibles fósiles. Casi en todas partes del mundo, producir energía eléctrica a partir de nuevas energías renovables es más rentable que producirla a partir de nuevas centrales eléctricas de carbón. En un número creciente de regiones, incluidas partes de China, Unión Europea, India y Estados Unidos se ha vuelto más barato construir nuevas plantas de energía eólica o solar fotovoltaica que operar plantas de energía de carbón existentes [3].



Las energías renovables también están superando en costo a las nuevas plantas de energía de gas natural en muchos lugares, y son las fuentes más baratas de nueva electricidad. Esto se ve traducido en el significativo aumento de capacidad instalada tanto de energía solar fotovoltaica como eólica.

Wind Power Global Capacity and Annual Additions, 2009-2019

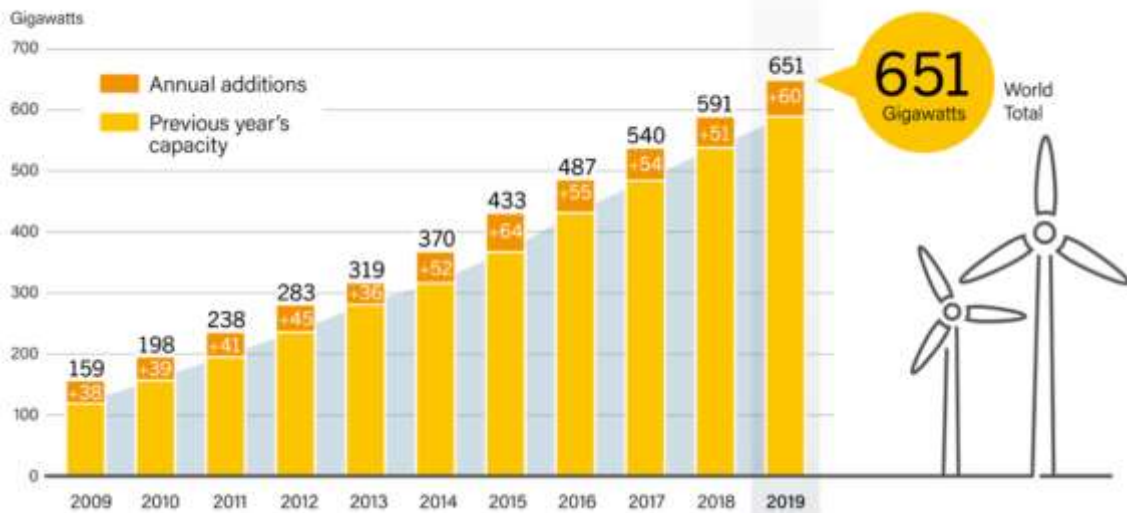


Ilustración 1-Crecimiento de energía eólica mundial según REN21 [3]

FIGURE 28. Solar PV Global Capacity and Annual Additions, 2009-2019

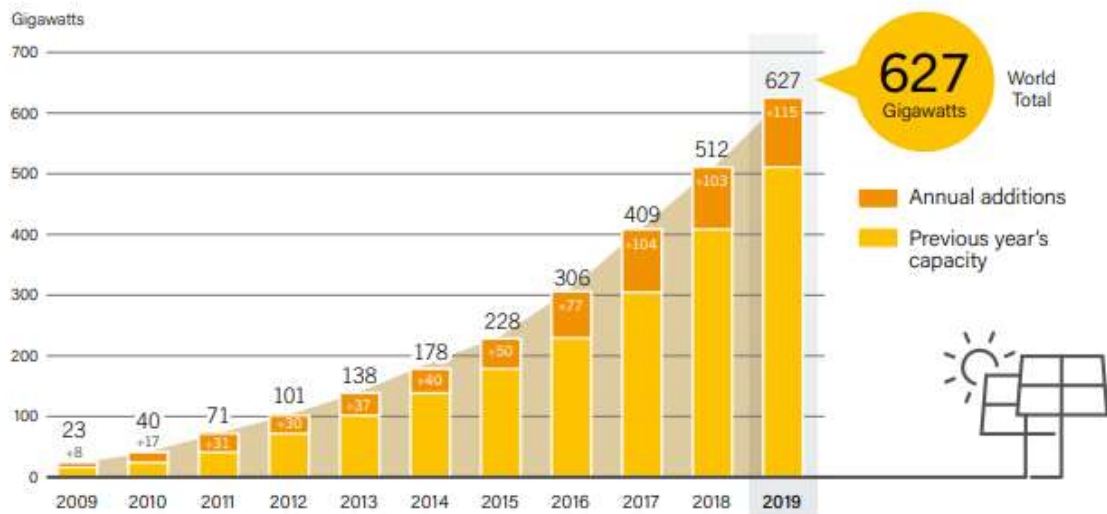


Ilustración 2-Crecimiento de energía solar PV mundial según REN21 [3]

Si bien ambas tecnologías se encuentran en pleno crecimiento en los últimos diez años, se puede observar un mayor aumento en la energía solar fotovoltaica, alcanzando un incremento anual de más de 100 GW instalados en los últimos 3 años, habiendo tenido un crecimiento de tan sólo 8 GW en 2009. Por otra parte, la energía eólica tiene un crecimiento más estable, aumentando 38 GW de 2008 a 2009, hasta presentar incrementos anuales de entre 50 GW y 60 GW en los últimos cinco años.

Esto se debe principalmente al costo de la tecnología, como fue mencionado previamente. La reducción de costos de paneles e inversores hace que la inversión en generación de electricidad a partir de la energía solar sea rentable y por eso tenga ese aumento tan notorio en los últimos 10 años. Por su parte la energía eólica ya estaba instalada con importantes potencias por lo que su crecimiento se ve más lineal. Al día de hoy, se puede observar capacidades instaladas similares para ambas tecnologías rondando los 650 GW.

### 1.3-Situación en Uruguay

Uruguay no es la excepción a esta transformación de la matriz energética, visualizándose una clara tendencia al uso de energías renovables a partir del 2013 con una clara política de Estado que lo incentiva a través de exoneraciones fiscales. La primera ola de inversión fue la energía eólica y recientemente la energía solar.

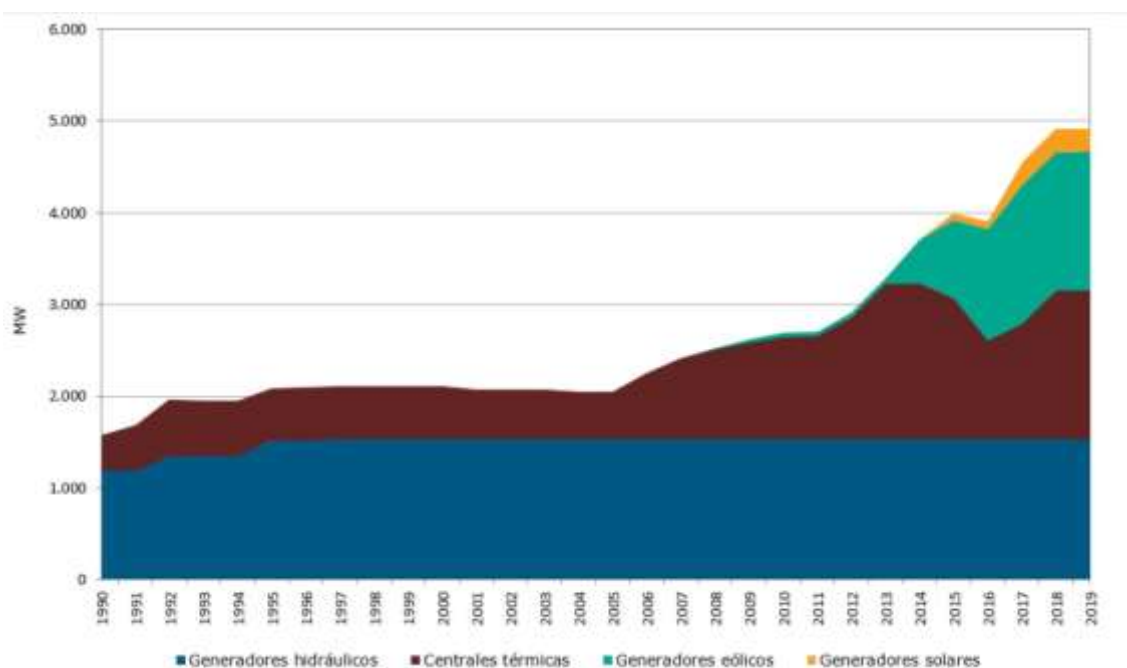


Ilustración 3-Evolución de potencia instalada en Uruguay según el balance energético nacional Uruguay, MIEM 2020 [4]

En la **ilustración 3** se puede observar claramente cómo se mantiene la potencia instalada de los generadores hidráulicos mientras se observa un aumento significativo en centrales térmicas entre 2005 y 2013 y en generadores eólicos a partir del 2013, existiendo también un aumento, pero de mucho menor porte de generadores solares a partir del 2016. Esto marca claramente que tipos de recursos pueden seguir siendo explotados (solar, eólica) mientras que la generación hidroeléctrica convencional de gran escala ha llegado prácticamente a su máxima instalación en nuestro país.

Por otra parte, se aprecia una clara distinción entre el uso de parques eólicos y solares. Estos últimos se utilizan mucho en micro generación mientras que los parques eólicos en parques de mayor tamaño.

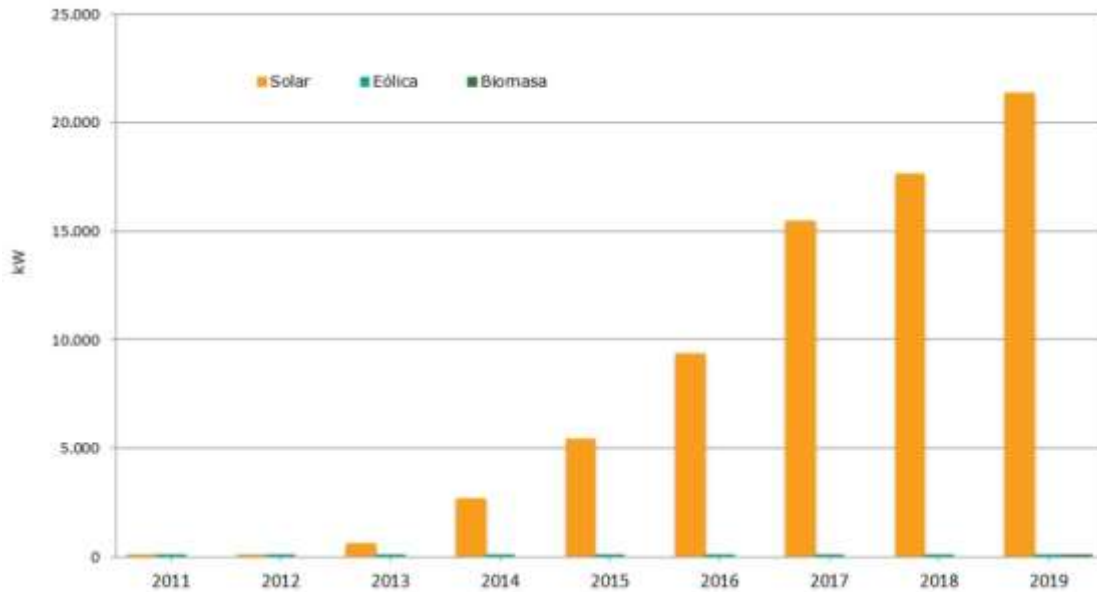


Ilustración 4-Evolución de potencia de micro generación según el balance energético nacional Uruguay, MIEM 2020 [4]

Se puede observar en la **ilustración 4** una clara tendencia al uso del recurso solar en micro generación, la cual ha ido en aumento desde 2013 llegando a superar los 20.000kW instalados en 2019. Las exoneraciones fiscales hacen muy atractiva la incorporación de parques solares de micro generación incorporados a proyectos de inversión de empresas generando un beneficio tanto por el aporte de la tecnología (disminución de tarifa de UTE en baja tensión como venta de energía en caso de excedente con limitaciones) como de reducción de tarifas del proyecto original.

#### 1.4-Proyecciones de energías renovables

Según estudios presentados por IEA (International Energy Agency of the Organization for Economic Cooperation and Development) entre los años 2019 y 2024 se generará un aumento del 50% de la capacidad instalada de generación a partir de fuentes de energías renovables, alcanzando un aumento de 1.200 GW. [5]

El mayor contribuyente de este aumento es la energía solar fotovoltaica debido a la gran baja del costo de la tecnología y su gran capacidad de instalación por ser un recurso poco explotado hasta el momento con casi el 60% del crecimiento general en renovables. [5]

La energía eólica terrestre se encuentra en un segundo escalón con un 25% del crecimiento total. [5] La energía eólica marina contribuye con el 4% del aumento, y se prevé que su capacidad se triplique para 2024, estimulada por subastas competitivas en la Unión Europea y mercados en expansión en China y Estados Unidos. [5] La capacidad de bioenergía crece tanto como la eólica marina, con las mayores expansiones en China, India y la Unión Europea.

El crecimiento de la energía hidroeléctrica es cada vez menor, sin embargo, representa el 10% de las proyecciones mencionadas. [5]

La energía mareomotriz y undimotriz no tiene gran influencia en la matriz energética de renovables ni en crecimientos significativos en las proyecciones mencionadas reagrupándose en “otros tipos de energía” con un crecimiento de 9 GW en el período mencionado (menos del 1%). [5]

De acuerdo a IEA se estima un crecimiento de unos 700 GW en potencia solar fotovoltaica, unos 300 GW en eólica y unos 150 GW en hidroeléctrica. La tendencia marca una explotación de la energía solar fotovoltaica en pleno auge debido a la baja de costos de la tecnología al igual que para la energía eólica mientras que la energía hidroeléctrica tiene un aumento mucho menor debido a su previa explotación y además por sus restricciones de localización y obras a realizar. Por otra parte, se destaca también un aumento de inversión a nivel mundial comparando las proyecciones de 2018-2023 y 2019-2024. Esto marca una continua búsqueda en inversiones en energías renovables, compatibles con lo establecido en el acuerdo de Paris.

### 1.5-Problemática del uso de energías renovables

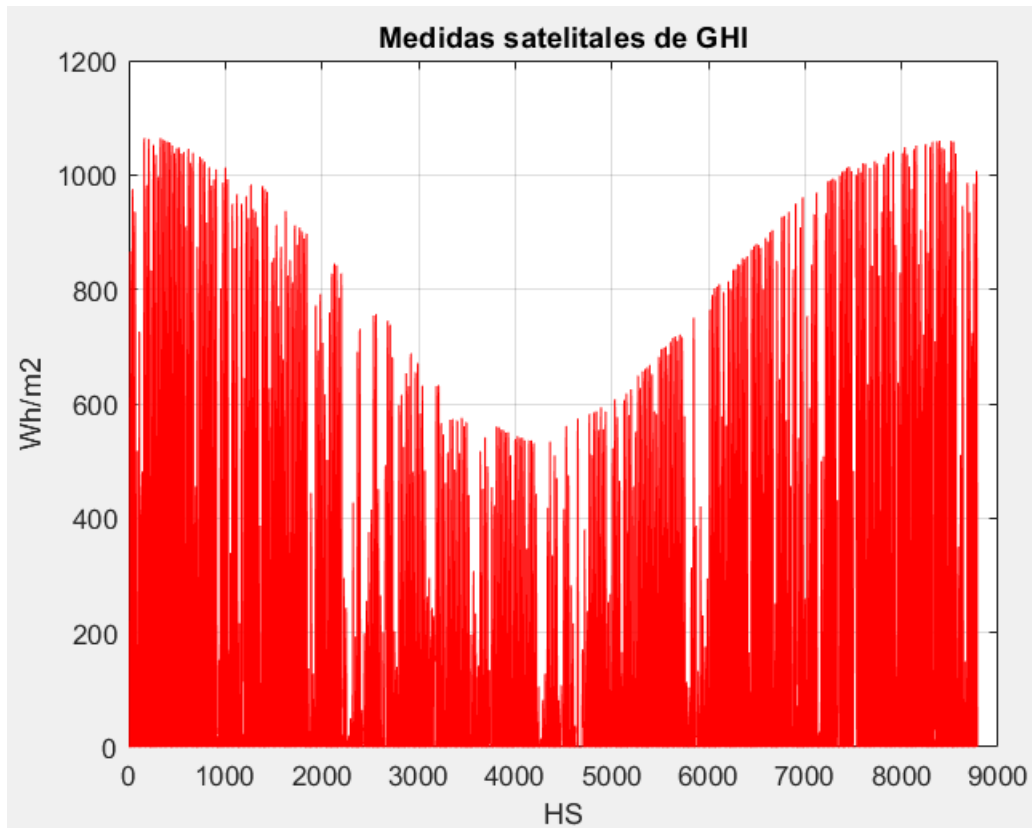
El aumento de uso de las energías renovables como se mencionó en las secciones 1.2 a 1.4, genera un desbalance entre oferta y demanda de energía. Esto sucede tanto en el uso del recurso solar como del eólico.

La energía eólica depende del viento que es muy variable (dentro de un rango estable para la región) que no solamente depende a escala horaria sino también de la dirección y la altura.

La situación con la energía solar es similar, esta misma tiene una gran variabilidad temporal a diferentes escalas

- A nivel horario (movimiento del sol genera horas de mayor aprovechamiento del recurso entre las 10am y 2pm)
- A nivel diario (se puede aprovechar el recurso durante las horas de sol)
- A nivel estacional (en verano se aprovecha mucho más el recurso debido a la distancia tierra-sol que en invierno). Este último punto queda reflejado a través del gráfico de la **ilustración 5**

Otro punto importante a tener en cuenta son las sombras y la nubosidad que influyen directamente sobre la radiación incidente en los paneles. Los mismos suelen incluirse en los softwares utilizados para modelar la energía que se puede extraer del recurso, considerándolo como un porcentaje de pérdidas.



*Ilustración 5-Distribución horaria de medidas satelitales de GHI en Salto Grande, Uruguay (Global Horizontal Irradiance) para un año [13]*

Esta variabilidad no permite una regularidad en la relación oferta-demanda del consumo tanto por la variabilidad horaria como diaria y estacional. Para generar una regularidad utilizando este tipo de energías renovables resulta imprescindible un sistema de respaldo para compensar condiciones de baja generación. Esto podría ser cubierto a través de combustibles fósiles, pero no permitiría aprovechar al máximo el recurso renovable.

Sin este tipo de sistemas de respaldo, las energías solar y eólica quedan restringidas a usos de menor escala ya que por un lado no se puede depender de sus producciones variables y en caso de sobredimensionar las instalaciones se tienen pérdidas importantes de energía.

Para poder explotar al máximo las energías renovables, generando una producción estable que permita suministrar a la red de energía eléctrica, sin desperdiciar los picos de generación cuando la oferta es mayor a la demanda, es que toman fuerza los mecanismos de acumulación, en particular la acumulación por bombeo. Sin embargo, este tipo de almacenamiento tiene la desventaja de estar ligado a las condiciones orográficas del terreno.

#### 1.6-Adaptación para el uso de estas energías

Estos recientes cambios en las formas de generación de energía eléctrica a fuentes renovables generan cada vez más variabilidad y requerimiento de control sobre la producción para poder generar un balance apropiado entre oferta y demanda en todas las escalas temporales (segundo a segundo, hora a hora, mes a mes). En este contexto, la acumulación empieza a tomar un rol cada vez más importante no solamente para

poder explotar al máximo los recursos, sino para aliviar y mitigar las variabilidades de las energías utilizadas. En base a esto, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) en su informe especial publicado en 2018 [1], hace hincapié en la flexibilización que genera la acumulación frente a la incorporación de energías renovables.

En ese sentido, incorporar cada vez más parques de generación de energías renovables, no necesariamente implica explotar al máximo los que ya están instalados. En vez de invertir cada vez más en proyectos de energías renovables que aumenten las ofertas de energía puntualmente por su gran variabilidad, se puede trabajar en optimizar el uso de las que ya existen generando una regularidad de las mismas con sistemas acoplados de control de acumulación como lo son los bancos de baterías y las centrales de acumulación por bombeo.

La adaptación a las nuevas fuentes de energía conlleva varios cambios. Los combustibles en los cuales se basaba la generación de energía eran los fósiles. Actualmente se utilizan, pero en una escala mucho menor y se espera limitar cada vez más su utilización en concordancia con el Acuerdo de París. Estos permiten su gestión en función de la demanda mientras que los recursos naturales no tienen esta flexibilidad, por lo que la utilización se debe adecuar a las condiciones momentáneas del mismo. En este sentido, se pueden dejar de utilizar combustibles fósiles en horas diurnas para utilizar la energía solar, pero en la noche no habría alternativa a utilizar los combustibles fósiles para abastecer las necesidades de consumo. Sin embargo, un sistema de acumulación permitiría captar el exceso de energía en horarios diurnos para poder utilizarlos en horario nocturno y así, no solamente aprovechar al máximo el recurso natural, sino que también limitar el uso de combustibles fósiles, mismo en horas que escasee el recurso solar. Por otro lado, con la energía solar fotovoltaica existe la variabilidad dada por nubosidad y sombras. Esto no permite un suministro estable por lo que la acumulación por bombeo permitiría una fuente adicional para compensar esta variabilidad. Por otra parte, la generación fotovoltaica tiene una variabilidad estacional por lo que la generación en verano no va a ser la misma que en invierno teniendo que complementar también con combustibles fósiles. Esto vale de la misma forma para la energía eólica, se podría acumular el exceso de energía durante períodos donde la generación exceda la demanda para utilizarla cuando no se tenga generación suficiente. La variabilidad de los vientos no permite estimar con precisión los períodos de acumulación y descarga de los sistemas de acumulación como si sucede con la energía solar fotovoltaica donde claramente los períodos de acumulación son durante el día y la descarga durante la noche. Vale aclarar que la acumulación por bombeo no tiene mucha influencia en la acumulación estacional por los valores de energía a acumular que se necesitan.

### 1.7-Necesidad de acumulación

La acumulación de este tipo de centrales depende del uso que se le quiera dar a las mismas. La demanda de energía es muy variable a toda escala (segundo a segundo, hora a hora, estación a estación) lo que provoca un funcionamiento muy irregular del sistema eléctrico lo cual tiene consecuencias tanto a nivel económico como técnico.

Económicamente las variaciones de potencia pueden generar una capacidad ociosa de las instalaciones de generación ya que se deben asegurar abastecer la máxima potencia demandada con cierto nivel de confiabilidad, valor que no se mantiene durante las horas del día. Técnicamente poder hacer frente a estos picos de consumo requieren mecanismos de ajuste de potencia de generación de rápida respuesta y confiables.

Para hacer frente a esta problemática, se introducen demandas artificiales durante las horas de excedente de energía utilizando centrales de acumulación para utilizarlas en momentos de baja oferta. Una de ellas son las centrales de acumulación por bombeo, las cuales se vienen utilizando desde inicios del siglo XX.

### 1.8-Tecnologías en acumulación

En este contexto de cambio de la matriz energética para favorecer el uso de energías renovables hace que cobre cada vez más importancia el uso de sistemas de acumulación de energía para cubrir los desbalances mencionados en el punto anterior.

La energía eléctrica puede ser fácilmente generada, transportada y transformada. Sin embargo, hasta ahora no se ha logrado almacenarla de forma práctica, fácil y barata. Esto implica que la energía eléctrica debe generarse en todo momento de acuerdo con la demanda y, en consecuencia, las energías renovables (de naturaleza no gestionable) requieren el apoyo de los sistemas de almacenamiento para integrarse.

Al igual que la explotación de la energía solar fotovoltaica como se vio en capítulos anteriores, los precios de los equipamientos determinan la viabilidad de incorporar los sistemas de acumulación.

La energía eléctrica no puede almacenarse como tal y es necesario transformarla en otros tipos, como la energía mecánica o la química. Los sistemas de almacenamiento pueden aportar valor en todos y cada uno de los eslabones de la cadena de suministro. Dependiendo de su capacidad, los sistemas de almacenamiento de energía se dividen en: almacenamiento a gran escala, que se emplea en lugares en los que se trabaja con potencias del orden de GW; almacenamiento en redes y en activos de generación, donde se trabaja con potencias del orden de MW; y, finalmente, almacenamiento a nivel de usuario final, que se emplea a nivel residencial y se trabaja con potencias del orden de kW.

#### 1.8.1-Descripción de diferentes tecnologías

En la **tabla 2** se presentan las formas de acumular energía y las principales tecnologías que permiten transformar y almacenar energía de manera eficiente en la actualidad:

Tecnología	Descripción
<b>Acumulación por bombeo</b>	Es actualmente el sistema más eficiente para almacenar energía a gran escala. Consiste en bombear agua a un embalse elevado para almacenarla como energía potencial cuando hay exceso de energía y luego turbinarla para generar energía eléctrica en momentos de escasez.
<b>Aire comprimido</b>	Cuentan con un turbo-compresor que, durante los momentos de exceso de energía, almacena el aire ambiente a altas presiones en cubículos bajo tierra. Luego, a través de

	un motor de aire, se genera la energía eléctrica. Es un sistema de almacenamiento mecánico equiparable en capacidad al bombeo hidroeléctrico.
<b>Almacenamiento térmico</b>	Consiste en acumular energía en materiales que permitan retenerla y liberarla de manera controlada, a través de métodos que incluyen desde la refrigeración mediante acumulación de hielo hasta la exposición a temperaturas extremadamente elevadas
<b>Supercondensador</b>	Es un dispositivo capaz de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica en forma de cargas electrostáticas, por lo que no hay reacciones químicas. Los supercondensadores pueden ser cargados y descargados en cuestión de segundos, siendo así ideales para responder a necesidades de puntas de potencia o a breves interrupciones del suministro
<b>Volantes de inercia</b>	Su principio consiste en acumular energía mediante la inercia del giro de un disco metálico. Se le aplica un par motor para acumular energía en el movimiento, para luego descargarlo con un par resistente.
<b>Baterías</b>	Es un dispositivo que almacena energía en compuestos químicos capaces de generar carga eléctrica. Existen multitud de tipos, como las pilas de plomo-ácido, las de ion de litio o las de níquel-cadmio. Las principales ventajas de las baterías son su rapidez de respuesta (milisegundos), su facilidad de instalación y escalabilidad y, finalmente, los múltiples beneficios que pueden aportar a activos renovables a los que vayan asociadas.
<b>Pilas de combustible de hidrogeno</b>	Se trata de un tipo de almacenamiento químico continuo. Se diferencia de las baterías convencionales en que los reactivos se suministran permanentemente desde el exterior permitiendo generar energía de forma ininterrumpida.

Tabla 2-Tecnologías de acumulación de energía según Iberdrola S.A. [6]

Existiendo una gran variedad de acumulación, cada uno tiene una aplicación diferente: distintas capacidades de acumulación y tiempos de descarga. De acuerdo a esto, se muestra la siguiente figura donde se recomienda que tipo de tecnología utilizar dependiendo de la aplicación buscada.



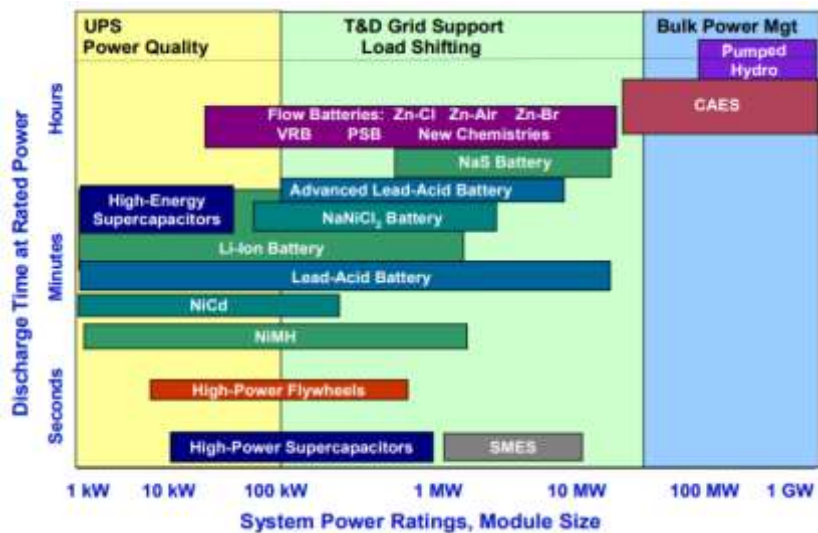


Ilustración 6-Diagrama de usos de tecnologías de acumulación dependiendo de tiempos de descarga y capacidades de acumulación según EPRI (Electric Power Research Institute) [24]

Se puede observar un gran rango de aplicación de tecnologías de acumulación que van del orden de kW a GW. Se distinguen 3 tipos de acumulación: respaldo UPS (orden de los kW), acumulación para equilibrio de red (orden de los MW) y respaldo de red (orden de los GW). Las baterías cubren un gran rango de aplicación y de descargas teniendo utilidad para UPS y equilibrio de red para todo tipo de descargas temporales mientras que para la acumulación por bombeo está más restringido su uso teniendo grandes capacidades de acumulación con grandes períodos de descarga. Sus rangos de acumulación hacen que tengan un impacto mucho mayor en cuanto a capacidad instalada a lo largo del mundo en comparativa con las baterías.

De acuerdo a EPRI, se avecina una reducción de costos a corto plazo de la tecnología de acumulación a causa de la producción de autos eléctricos y por ende de baterías. Además, consideran que el almacenamiento a través de aire comprimido subterráneo y los sistemas de acumulación por bombeo tienen los costos más bajos en términos de USD/kWh siendo las principales restricciones de uso la localización, los permisos ambientales y cercanía de conexión a la red. [24]

### 1.8.2-Acumulación con baterías

En los últimos años, el sector de las energías renovables ha visto en las baterías de ion de litio la solución a su principal problema: el almacenamiento de la energía generada. Siendo uno de los elementos más pequeños de la tabla periódica, el litio cuenta con un elevado potencial electroquímico y puede acumular grandes cantidades de energía.

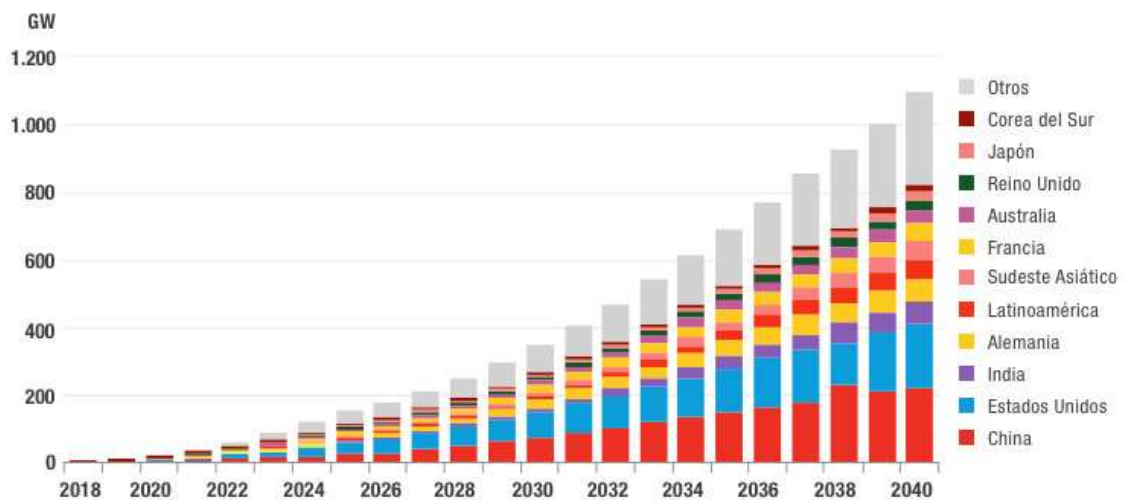
Según un reciente estudio de Bloomberg NEF (BNEF) a través de Iberdrola (grupo líder energético global), el costo de las baterías de ion de litio se reducirá notablemente en los próximos años. En concreto, BNEF pronostica una reducción a la mitad de los costos de las baterías de ion de litio por kWh para 2030, a medida que la demanda despegue en dos mercados diferentes: almacenamiento estacionario y vehículos eléctricos. [6]

Esto propiciará que las instalaciones de almacenamiento de energía a nivel mundial se multipliquen, desde unos modestos 9 GW de potencia disponible y unos 17 GWh de energía acumulada instalados en 2018, hasta los 1.095 GW de potencia disponible y 2.850 GWh de energía acumulada para 2040. Este gran aumento requerirá una inversión aproximada de 662.000 millones de dólares. [6]

Si bien este tipo de tecnologías permiten el almacenamiento de energía, la gran incógnita es su disposición final ya que las mismas tienen una vida útil y el descarte de las baterías sería el gran desafío de esta aplicación. Si bien no es un problema de la actualidad, va en contra de lo que se busca con el acuerdo de París ya que el mismo generará residuos y contaminación a futuro.

Por otro lado, la utilización de vehículos eléctricos si bien implica una reducción de emisiones desde un punto de vista de sustituir los motores a combustión, los mismos implican un aumento de uso de energía eléctrica. Esto puede implicar, ante la falta de recursos naturales para cubrir este aumento de demanda, el uso de combustibles fósiles para cubrir esa necesidad. En caso de aplicar un proyecto de esta índole con la instalación de centrales de carga con energías renovables, las mismas no tendrían cargas estables por sí solas, por la variabilidad antes mencionada.

#### INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO ACUMULATIVO DE ENERGÍA EN TODO EL MUNDO



Fuente: BloombergNEF.

Ilustración 7-Almacenamiento de energía mundial según BNEF a través de Iberdrola [6]

A partir del gráfico mostrado en la **Ilustración 7**, se puede observar un claro aumento de las instalaciones de acumulación de energía a nivel mundial siendo claramente los mayores consumidores los que mayor capacidad de instalación prevén. China y EEUU se estima que tendrán unos 200GW instalados cada uno mientras que el resto del mundo unos 700GW es decir que el 36% de la inversión en esta tecnología se realizaría entre solamente dos países.

De acuerdo con los pronósticos de BNEF, la demanda total de baterías de los sectores de almacenamiento estacionario y transporte eléctrico será de 4.584 GWh para 2040, lo

que además de favorecer la transición energética supondrá una gran oportunidad para los fabricantes de baterías y las empresas extractoras de sus componentes, como el litio, el cobalto y el níquel.

### 1.9-La acumulación por bombeo

La acumulación por bombeo representa más del 94% de la capacidad global de almacenamiento de energía instalada en términos de potencia y 99% en términos de capacidad de acumulación de energía [1]. Esto se debe a su practicidad, larga vida útil, bajo costo de operación, gran capacidad de almacenamiento y, en comparación con las baterías, la problemática de la disposición final no es tan crítica.

Este tipo de instalaciones tiene sus ventajas y desventajas a la hora de su aplicación y montaje, tal como se consignan en la **tabla 3**. Las ventajas principales son la alta eficiencia, el bajo costo de explotación y su larga vida útil. A pesar no generar grandes inconvenientes de disposición final de sus componentes, es necesario controlar el impacto ambiental asociado a la construcción de los embalses.

Ventajas	Desventajas
Alta eficiencia	Requiere grandes espacios y necesidades de localización
Disposición final de componentes con menor impacto que las baterías	Contaminación ambiental por alteración del paisaje
Alto tiempo de descarga (10h)	Largos tiempos de construcción
Amplio rango de generación 1 MW a 2 GW)	Altos costos iniciales para inversión > 1800 USD/kW
Preparado para carga variable	-
Larga vida útil (80-100 años)	-
Poca restricción con respecto a variación de carga	-
Bajo costo de explotación	-
Reduce emisión de gases tiene un impacto medioambiental bajo durante su operación	-
Flexibilidad a operaciones de suministro de electricidad	-

*Tabla 3-Comparación ventajas/desventajas del uso de centrales de acumulación por bombeo según un estudio de la Universidad de Sevilla, 2012 [8]*

Actualmente hay una capacidad instalada de 161.000 MW de acumulación por bombeo en el mundo [1], los cuales permiten generar la estabilidad de la red y limitar emisiones en generación al igual que evitar la utilización de recursos limitados en el planeta (combustibles fósiles). Se estima que la capacidad global de acumulación por bombeo es de 9.000 GWh [1]. Se espera, con el rápido crecimiento de la explotación de energías renovables, un incremento para el 2030 de 78.000 MW adicionales a pesar del aumento de la utilización de acumulación por baterías [1]. En el 2018, se dio el mayor incremento anual de capacidad de generación renovable donde la fuentes eólicas y solares acapararon el 60% de lo agregado dando un claro indicio de la modificación de la matriz energética [1].

Dentro de la acumulación por bombeo ha habido cambios que permiten adecuarse a las energías con las cuales trabajan y la variabilidad de la demanda de energía. Esto se

produce a través de sistemas de velocidad variable que permiten cambios rápidos y amplios rangos de operación lo que permite no solo una estabilidad en el suministro de energía sino también una mejor explotación de los recursos (aprovechar al máximo el viento o la radiación del sol).

#### 1.10-Acumulación por bombeo vs Bancos de Baterías

Una central de acumulación por bombeo consiste en un proyecto hidroeléctrico que genera energía utilizando agua que ha sido previamente bombeada desde una reserva inferior a una superior utilizando energía de otra fuente (generalmente renovable).

Por otra parte, otro tipo de acumulación de energía que está en pleno crecimiento es la utilización de bancos de baterías de litio como se mencionó previamente, los cuales están aumentando su utilización gracias a las exoneraciones que han permitido los gobiernos (en Uruguay a partir del 2020).

Estos dos tipos de acumulación tienen puntos similares, pero a su vez grandes diferencias en cuanto a su utilización, disposición y rendimiento. En la **Ilustración 8** se muestran un ejemplo de cada uno de estos sistemas.



*Ilustración 8-Acumulación por bombeo y Acumulación por baterías [7]*

Por un lado, la acumulación por bombeo tiene un amplio rango de capacidad de potencia y energía ofrecida por instalaciones existentes en el mundo. Tienen una elevada relación energía-potencia. La utilización de las baterías se restringe a sistemas de rápida respuesta en redes de pequeña escala (rango de potencia de kW a MW).

Por otra parte, la capacidad de descarga de una central de acumulación por bombeo (cuánto tiempo puede mantener la potencia de salida mientras se está liberando energía) puede permitir generar hasta 12 horas si está siendo cargada en un período de 24 horas. Las baterías, sin embargo, tienen almacenamientos de corta duración, los ciclos de carga y descarga son más frecuentes. A modo de ejemplo, una batería instalada al sur de Australia, que puede almacenar 129 MWh de energía, es descargada a capacidad nominal durante aproximadamente una hora. [7]

Otra gran distinción entre ambos métodos de acumulación es el tiempo requerido para su puesta en marcha. Mientras que las baterías son de rápido montaje las centrales de acumulación por bombeo implican tiempos de construcción prolongados. También se tienen diferencias en la vida útil de los sistemas, siendo de unos 10 años para las baterías mientras que pueden llegar a ser entre 60 y 100 años para la acumulación por bombeo.

[7]

Otro punto a favor de las baterías es su fácil manipulación, pudiendo instalarlas cerca de los puntos de consumo mientras que las centrales de acumulación por bombeo quedan restringidas a la topografía de los lugares. Los impactos ambientales de la construcción de centrales de acumulación pueden ser mitigados, lo cual implica un costo adicional. Se pueden utilizar desniveles naturales existentes y reservas de agua naturales para limitar estos impactos.

Otro aspecto relevante para tener en consideración es el impacto ambiental que sus componentes pueden tener. Las emisiones asociadas a los materiales de las baterías (litio, grafito, cobalto y níquel) son sustancias tóxicas y contaminantes, además de la capacidad de entrar en combustión espontáneamente del litio, la disposición final de las baterías representa un problema de mayor complejidad. Existen procesos de reciclaje de baterías en los cuales se pueden reutilizar para ciclos más cortos y de menor profundidad de carga/descarga. En ese sentido, se pueden reutilizar las baterías para acumulación de energía como baterías para vehículos eléctricos.

En la **tabla 4** se resumen las características antes mencionadas para ambos sistemas.

Batería	Acumulación por bombeo
Rangos pequeños (kW a MW)	Amplio rango de capacidad de potencia y energía
Rápida respuesta	Elevada relación energía-potencia
Ciclos más cortos (pocas horas)	Capacidad de descarga de hasta 12 horas
Rápido montaje	Construcción, lleva tiempo
Corta vida útil (10 años)	Larga vida útil (60 a 100 años)
Impactos ambientales bajos durante utilización	Altos impactos ambientales mitigables (\$)
Disposición final de elementos de batería (Reciclaje como baterías de vehículos eléctricos)	Disposición final de equipamientos, demolición de presa y obras civiles

Tabla 4- Comparación de acumulación por baterías y bombeo según Vaughan D. and N. West [7]

Si bien se puede suponer que ambos sistemas compiten por el mercado, son complementarios. Las ventajas de la acumulación por bombeo radican en su elevada relación potencia disponible – energía acumulada mientras que las baterías suelen ser apropiadas para balances de corto plazo por su capacidad de liberar energía en milisegundos (las centrales de acumulación pueden tardar hasta 60 segundos en entrar en régimen).

## 2-Generalidades de las centrales de acumulación por bombeo

Una central de acumulación por bombeo o también llamada central hidroeléctrica reversible consiste en una central hidroeléctrica en la cual se puede transformar energía eléctrica en energía potencial gravitatoria a través de un sistema de bombeo acoplado a un motor para acumularla durante cierto tiempo (relativo al tamaño del embalse y las necesidades del sitio en cuestión) y volver a transformarla en energía eléctrica mediante turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos cuando sea necesario. La central está situada entre 2 embalses y el sistema bomba/turbina (motor/generador) permite el pasaje de uno de los embalses al otro mediante transformaciones entre energía eléctrica e hidráulica.

La acumulación por bombeo tuvo sus orígenes en las regiones alpinas de Suiza, Austria e Italia por 1890. Los primeros diseños utilizaban bombas y turbinas independientes. Desde la década de 1950, una sola bomba-turbina reversible se ha convertido en el diseño dominante para este tipo de centrales [43]. Su desarrollo se mantuvo relativamente lento hasta 1960 cuando, en muchos países, las empresas de servicios públicos comenzaron a imaginar un papel dominante de la energía nuclear. Muchas instalaciones de centrales de acumulación por bombeo estaban destinadas a complementar la energía nuclear. En la década de 1990, el desarrollo de las centrales de acumulación disminuyó significativamente en muchos países. Durante este período, los bajos precios del gas natural hicieron a las turbinas de gas más competitivas en el suministro de máxima potencia que las centrales de acumulación por bombeo. Las preocupaciones ambientales provocaron la cancelación de varios proyectos de esta índole y prolongó significativamente el proceso de obtención de permisos.

No existe una manera concreta de definir la acumulación por bombeo. Por un lado, como el balance neto de energía de la central es negativo, la instalación no puede catalogar como generadora de energía. Por otro lado, si bien proporciona equilibrio de carga crucial, servicios auxiliares a la red y reduce las necesidades de actualizaciones de transmisión, las mismas no califican como infraestructura de transmisión. [44]

Las perspectivas en cuanto al desarrollo de la acumulación por bombeo son buenas. Se propusieron desafíos tanto en el diseño de turbinas como en la planificación y gestión de plantas. Dentro de la misma surgen varias variantes, plantas de acumulación como respaldo de las energías en uso y sistemas híbridos con energía solar o eólica para aprovechar al máximo estos recursos. Se delinearon estrategias de diseño tanto para la acumulación como para pequeñas centrales hidroeléctricas basadas en resultados de estudios basados en la aplicación de dinámica de fluidos computacional. [45].

### 2.1-Funcionamiento

El objetivo de las centrales de acumulación por bombeo consiste en bombear el agua contenida en el embalse de nivel más bajo durante las horas de menor demanda de energía eléctrica al depósito situado en la cota más alta (embalse superior), con el fin de turbinarla posteriormente para generar energía eléctrica en las horas de mayor consumo eléctrico. En las **ilustraciones 9 y 10** se muestran esquemas del funcionamiento y las partes de una central de acumulación por bombeo.

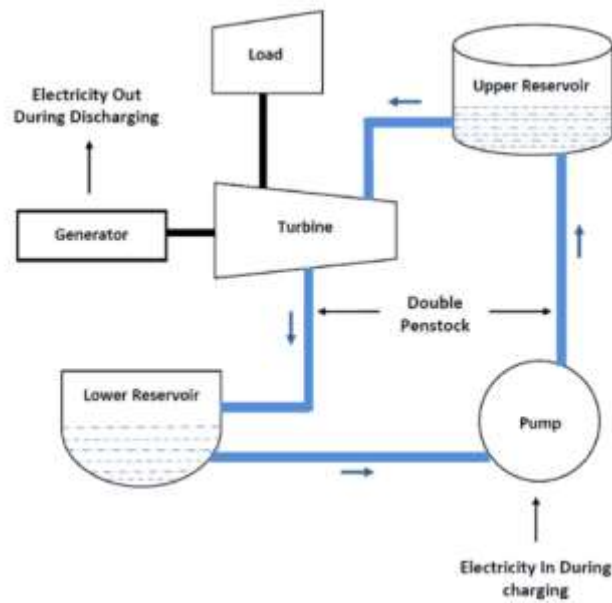


Ilustración 9- Esquema de una central de acumulación por bombeo [32]



Ilustración 10-Esquema de una central de acumulación por bombeo por Fernando Moreno Haya, Universidad de Sevilla [8]

En un caso de una central de acumulación por bombeo diaria, el funcionamiento sería el que se detalla a continuación (con las referencias al esquema de la **ilustración 9**):

Durante las horas en que la demanda de energía eléctrica es mayor a la oferta, la central de bombeo funciona como cualquier central hidroeléctrica convencional: el agua que previamente es acumulada en el embalse superior (1) contenido por una presa (2), llega a través de una galería de conducción (3) a una tubería forzada (5), que la conduce hasta la sala de máquinas de la central eléctrica. Para la protección contra el golpe de ariete ocasionado por cambios rápidos de caudal se construye en ocasiones una chimenea de equilibrio (4).

La tubería forzada (5) es el nexo entre el embalse y la turbina. Dependiendo del tipo de turbina a instalar (de acuerdo al salto hidráulico y el caudal a turbinar) se tienen diferentes mecanismos de regulación en la turbina para ajustar el caudal a la potencia demandada. Siendo una turbina Pelton (alto salto, bajo caudal) se utilizan inyectores (regulables) a la salida de la tubería forzada para generar energía cinética a través de la energía potencial que, al incidir sobre los álabes de la turbina hidráulica (6), se convierte en energía mecánica rotatoria. Esta energía se transmite al generador (7) para su transformación en electricidad de media tensión y alta intensidad. En el caso de las turbinas Kaplan y Francis, se utilizan álabes regulables para ajustar el caudal a la potencia demandada.

Una vez elevada la tensión en los transformadores (8) la energía eléctrica se conduce a la red general mediante líneas de transporte de alta tensión (10). El agua, una vez que ha pasado por la turbina, circula por el canal de desagüe o tubo difusor (9) hasta el embalse inferior (11), donde queda almacenada.

Cuando se registra un menor consumo de energía eléctrica (generalmente durante las horas nocturnas de los días laborables y los fines de semana), se aprovecha el hecho de que la electricidad en esas horas tiene en el mercado un costo bajo, y se utiliza para accionar una bomba hidráulica que eleva el agua desde el embalse inferior (11) hasta el embalse superior (1), a través de la tubería forzada y de la galería de conducción.

El agua es elevada, generalmente, por las propias turbinas de la central, funcionando como bombas accionadas por los generadores que actúan como motores. Una vez efectuada la operación de bombeo, el agua almacenada en el embalse superior (1) está en condiciones de repetir otra vez el ciclo de generación eléctrica.

El menor consumo en horarios nocturnos y fines de semana se debe principalmente al cierre de industrias, quienes son los mayores consumidores. Esta baja demanda de energía hace que se tenga un excedente de generación y por lo tanto que la venta de energía sea más barata para incentivar el consumo.

En una central de acumulación por bombeo, la sala de máquinas tiene como misión proteger el equipo electro-hidráulico que convierte la energía potencial del agua en electricidad, de las adversidades climatológicas, principalmente de inundaciones. El número, tipo y potencia de las turbinas, su disposición con respecto al canal de descarga, la altura de la presa y la geomorfología del sitio, condicionan la topología del edificio. La sala puede contener los siguientes equipos:

- Compuerta o válvula de entrada a las turbinas
- Bombas/Turbinas
- Multiplicadores (si se necesitan)
- Motores/Generadores
- Sistemas de control
- Sistemas de protección
- Suministro de corriente continua (control y emergencias)



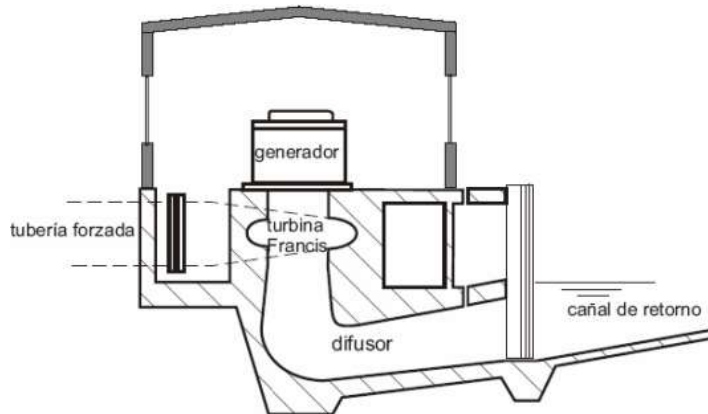


Ilustración 11-Sala de máquinas de una central de salto medio/alto [8]

## 2.2-Criterios básicos

Los proyectos pueden tener una capacidad de hasta 4000MW y operar en rendimientos del entorno de 76%-85% dependiendo del diseño. Una manera de mejorar los rendimientos de estos proyectos es a través de equipos de velocidad variable. Esto puede mejorar significativamente los rendimientos ya que los mismos están restringidos por el funcionamiento de la bomba-turbina [25]. La vida útil de las mismas ronda los 50 años. Tienen una rápida respuesta lo cual genera que se pueda acoplar de buena forma a la regulación de voltaje y frecuencia, pueda adaptarse a grandes cambios de demanda, y sea realmente un buen respaldo para la red.

El salto bruto y los tamaños de los reservorios juegan un rol fundamental en la producción en un proyecto de acumulación por bombeo. Generalmente es preferible construir una central con un salto mayor que uno con grandes reservorios debido al costo que implica el aumento de cada variable [25]. Esto se debe a que se necesita quitar menos material para crear el reservorio deseado, se requieren tuberías más pequeñas lo cual implica perforaciones menos profundas para los mismos y además la turbina necesaria tiene dimensiones más reducidas. Por otra parte, existe un criterio de relación entre embalses siendo generalmente 4 veces mayor el reservorio superior pero la misma puede ser inferior en ciertas situaciones puntuales [25].

Las centrales de acumulación por bombeo como se conciben hoy en día sufrieron una gran variedad de cambios durante los años y sigue teniendo variaciones continuamente. Siempre es importante tomar en cuenta como este tipo de sistemas pueden afectar la escorrentía de los sitios y tomar en consideración los caudales mínimos exigidos por normativa para la circulación. Originalmente las centrales estaban equipadas con un mecanismo de bombeo para aumentar el flujo natural del cauce en una central hidroeléctrica convencional. El motivo principal de esto fue crear un almacenamiento estacional. En una siguiente etapa, se crearon depósitos que se llenarían solamente por medios artificiales o bombeo, que se utilizaron predominantemente con generadores térmicos. Fueron diseñados para almacenamiento diario o semanal. Actualmente existen nuevos métodos de almacenaje: reservas de mar, embalses subterráneos, sistemas descentralizados y reservas submarinas. Las mismas se ampliarán en la sección 3.3 tecnologías potenciales.

## 2.3-Acumulación por bombeo a nivel mundial

### 2.3.1-Producciones mundiales

Las producciones mundiales de generación por almacenamiento a través de acumulación son variables y dependen de la fuente que se consulte llegando a variar un 22% entre ellas. En el año 2009 se tiene a través de EIA (Energy Information Administration) que la capacidad mundial de almacenamiento a través de acumulación por bombeo era de unos 104 GW [9]. Por otra parte, EPRI (Electric Power Research Institute) muestra que la capacidad en ese mismo año alcanzaba los 127 GW [24]. Esto comprende la gran mayoría de todos los tipos de almacenamiento eléctrico para servicios públicos, siendo el más explotado para gran escala (más de un 99% como muestra la **tabla 5** debajo).

Tipo de Acumulación	MW
Acumulación por bombeo	127.000
Aire Comprimido	440
Baterías	401
Volantes de Inercia	25

Tabla 5-Distribución de capacidad instalada de acumulación según EPRI [24]

Esto se ve reflejado en las capacidades de acumulación y el uso de cada tecnología como ya se pudo apreciar en el punto 1.7 de este trabajo. Los objetivos de cada tipo de acumulación son muy diferentes siendo la gran capacidad de acumulación y grandes tiempos de descarga la característica de la acumulación por bombeo, para respaldos de redes de energía de gran porte mientras que las baterías se utilizan para aplicaciones con capacidades más pequeñas y tiempos de descarga muy variados.

La Unión Europea tenía una capacidad neta de 38,3 GW (36,8% de la capacidad mundial) de un total de 140 GW de energía hidroeléctrica y representaba el 5% de la capacidad eléctrica neta total en la Unión Europea. Japón tenía una capacidad neta de 25,5 GW (24,5% de la capacidad mundial). [9]

En 2014, los Estados Unidos tenían 21,6 GW instalados de acumulación por bombeo, comprendía el 97% del almacenamiento de energía a escala de red en los Estados Unidos [25]. A finales de 2014, había 51 propuestas de proyectos activos con un total de 39 GW de nueva capacidad que se presentaron para concesión de licencias de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) para nuevas plantas hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo en los Estados Unidos, pero actualmente no se están construyendo nuevas plantas. [25]

Se puede apreciar claramente como los países del primer mundo con mayores recursos son los que realizan inversiones en este tipo de tecnologías. Si bien este no es el único punto a tener en cuenta, cobra un gran valor a la hora de realizar inversiones. Otro aspecto a tener en cuenta es la orografía de los mismos. Si bien se puede tener capital para invertir, si esto no está acompañado de sitios propicios para este tipo de instalaciones se vuelve prácticamente imposible realizar proyectos. Estados Unidos, al tener una superficie muy amplia, aumenta la probabilidad de encontrar sitios propicios para la instalación de centrales de acumulación por bombeo. Sin embargo, la Unión

Europa y Japón tienen limitaciones en este sentido. Eso lleva a pensar que si bien en 2009 el 24,5% de esta tecnología pertenecía a la Unión Europea y el 36.8% a Japón, las restricciones de espacio hacen que, a futuro, Estados Unidos y China sean los países con mayores inversiones en este tipo de tecnología y los que tengan mayor capacidad instalada.

La mayor dificultad de este tipo de acumulación es el espacio necesario para la construcción de los mismos. Se trata de una tecnología ampliamente comprobada, que se destaca por su alta capacidad y potencia. El desafío estaría en desarrollar el mercado y marco regulatorio que ayuden a asegurar su contribución en la transición hacia energías menos contaminantes siendo utilizada complementariamente con otros sistemas de respuesta rápida.

Se pueden apreciar proyectos de acumulación por todo el mundo, teniendo una gran variedad tanto en potencia, volumen de reservorios, tipo de agua utilizada para almacenar y características técnicas de la instalación dependiendo de la ubicación de la misma. Las cinco instalaciones operativas más grandes del mundo se muestran en la **tabla 6**.

Estación	País	Capacidad (MW)
Bath County	EEUU	3.003
Guangdong	China	2.400
Huizhou	China	2.400
Okutataragi	Japón	1.932
Ludington	EEUU	1.872

Tabla 6-Instalaciones de acumulación por bombeo más grandes del mundo según International Renewable Energy Agency [10]

Además, se puede apreciar una gran variabilidad en la cantidad de instalaciones por país y el porcentaje con respecto a la generación total del mismo. En el gráfico de la **ilustración 11** se muestran los principales países en el rubro y se presentan algunas instalaciones en diferentes continentes.

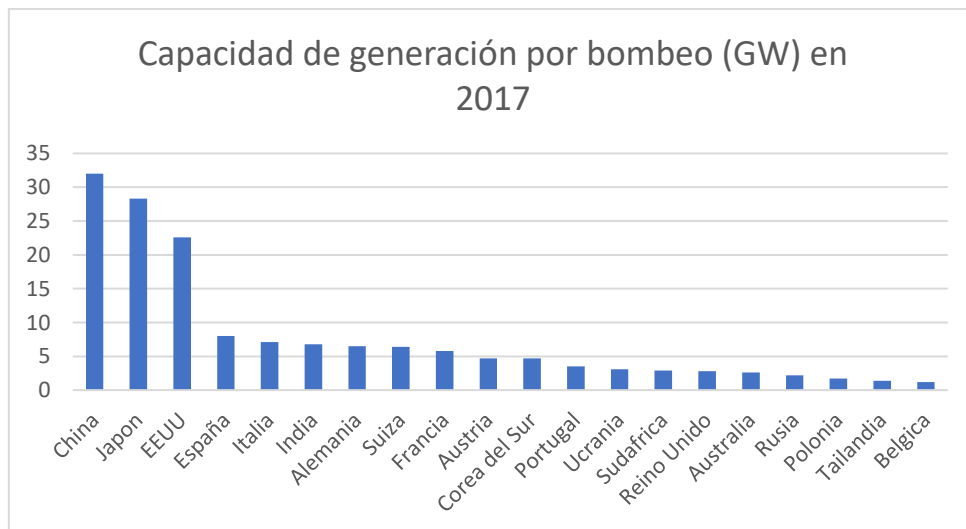


Ilustración 12-Gráfico de capacidad de acumulación instalada por país (principales) en el año 2017 según International Renewable Energy Agency [10]

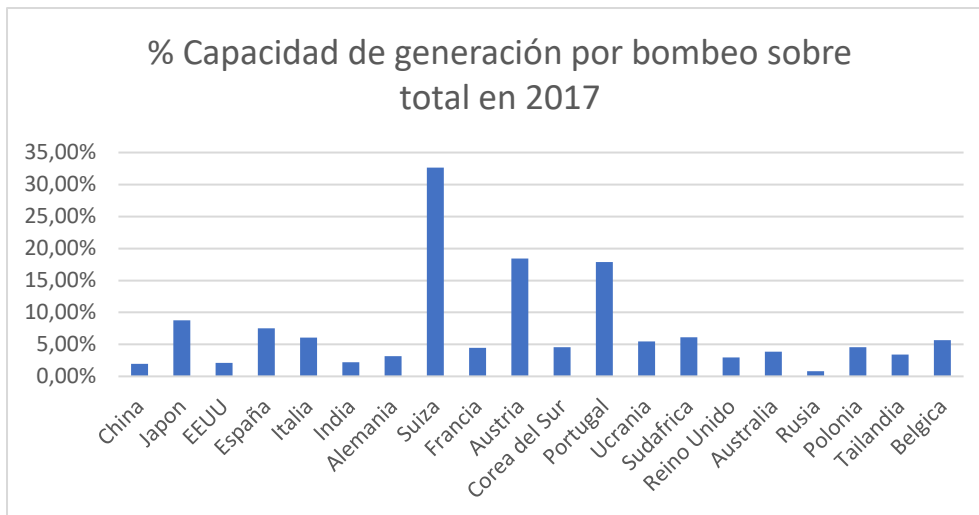


Ilustración 13-Gráfico de porcentaje que acapara la acumulación por bombeo sobre el total de energía instalada por país en el año 2017 según International Renewable Energy Agency [10]

Estos gráficos muestran una clara tendencia dependiendo de la región. Se puede apreciar que EEUU y los países asiáticos (China y Japón) tienen instalaciones de mayor porte con capacidades instaladas que triplican la de los países europeos que se mantiene estable entre países. Esto, en gran parte, se debe a dos cuestiones: las limitaciones geográficas y la demanda de energía. Los países europeos tienen porcentajes de capacidad de generación a través de la acumulación sobre el total superiores a China y EEUU, lo cual marca que, si bien tienen menores capacidades instaladas, en relación a su matriz energética tienen mayor provecho que China y EEUU. Japón es un caso particular ya que tiene una gran capacidad de generación y una proporción relativamente elevada comparado al promedio europeo y a las potencias de mayor generación. Esto en cierta forma quiere decir que está más cerca de saturar su capacidad de instalación que el resto.

Por otra parte, se puede apreciar una gran variabilidad en cuanto a la distribución de esta tecnología en el total de instalación de los países europeos, teniendo Suiza un 35%, Austria y Portugal cerca de un 20%. En el resto de los países principales, se observa una tendencia de mantenerse entre 2,5% y 10% del total.

Tomando el caso de Suiza, que cuenta con el 35% del total, esto se debe principalmente al uso elevado de energía nuclear, que representa el 33,5%. Si bien se tiene una central de acumulación, su fin es aplicado a una fuente de energía no renovable. El país tiene el 59,9% de la capacidad instalada de generación proveniente de fuentes de generación hidroeléctricas. Sin embargo, este país no utiliza energía solar ni eólica, y además el 2,3% son centrales térmicas convencionales (no renovables) [11]. Esto lleva a pensar que, si bien hay una inversión importante en acumulación por bombeo, Suiza tiene la posibilidad de continuar transformando su matriz energética para continuar reduciendo ese 35% de consumo de energías no renovables.

### 2.3.2- Evolución de implementación de centrales

Las centrales de acumulación por bombeo se han instalado en una primera instancia para cumplir con un modelo de almacenamiento de energía carga-descarga según el

huso horario. Un punto en contra de la utilización de este tipo de acumulación es el tiempo de ejecución del proyecto a causa de procesos de ubicación, tramitación de permisos y el impacto ambiental asociado. Para el caso de Uruguay, dado los precios de electricidad, se ha demostrado que el modelo de almacenamiento de energía carga-descarga según huso horario no justifica la inversión de dichos proyectos. En 2009 los 21,6 GW existentes en EEUU se utilizaban como respaldo de la red pública, representando el 97% del respaldo existente en el país [25].

La medida clave para el rendimiento de la acumulación por bombeo es la disponibilidad. Este factor ha disminuido ligeramente en el período 2000-2014. El efecto de la estacionalidad es más notorio en este tipo de instalaciones. En promedio, la disponibilidad superó el 80% en verano, pero tuvieron caídas hasta 75% en otoño y primavera. [25]

A pesar de todo esto, se están considerando nuevos proyectos de esta índole en EEUU (39 GW adicionales) [25]. Esta nueva ola de interés en la acumulación por bombeo se debe a cambios regulatorios en los mercados eléctricos, políticas estatales y por su flexibilidad de uso. Estos se basan en las grandes cantidades de energía eólica y energía nuclear instaladas y en proyección, los cuales van a necesitar un respaldo de acumulación. Su flexibilidad la convierte en ideal para integración de tecnologías adicionales de energía limpia. En el siguiente cuadro se puede observar el desarrollo de la tecnología en EEUU.

CRITERIO	ESTADO	
Desarrollo de la tecnología	Avanzado	Gran cantidad de proyectos en EEUU
Exactitud	C	(-20%) a 25%
Capacidad Instalada	21 GW en EEUU	127GW instalados mundialmente
Contingencia de proceso	0%	Regulación de velocidad en nuevos sistemas
Contingencia de proyecto	10-15%	Incertidumbre de la ubicación (estado, impacto ambiental, construcción)

Tabla 7-Criterios de evaluación de acumulación por bombeo en EEUU según EPRI [24]

Se puede apreciar una clara inversión en este tipo de instalaciones en los Estados Unidos a pesar de las grandes incertidumbres de proyectos tanto en etapas de análisis, construcción y operación. Por otra parte, se puede observar una variabilidad en cuanto a las dimensiones de los proyectos a lo largo del tiempo como lo muestra la **ilustración 14**

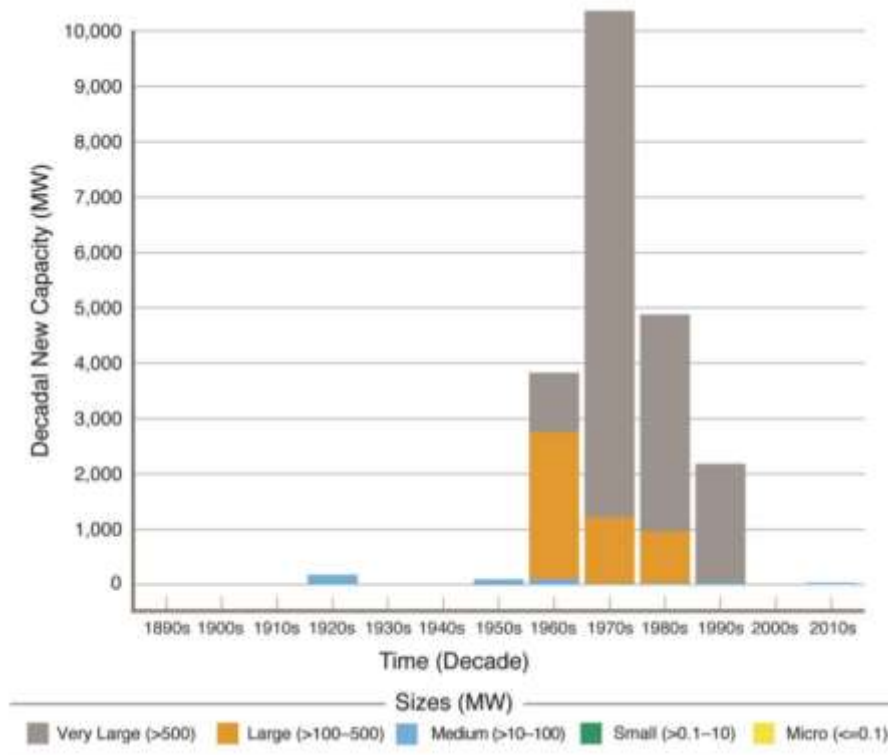


Ilustración 14-Evolución de capacidad y tamaños de emprendimientos en EEUU según U.S. Department of Energy [25]

Se puede apreciar una clara tendencia a proyectos de mayor capacidad. Comenzando en el entorno de 10-100 MW entre 1920 y 1950, pasando a proyectos de mayor porte a partir de los años 60 con potencias de 100 MW a más de 500 MW. En la década de 1990 ya solamente se llevaron a cabo proyectos de más de 500 MW. Esto se debe a la viabilidad de los proyectos y los costos fijos que tienen los mismos, teniendo que operar con mayores potencias para generar proyectos rentables.

Otra forma de aplicar la acumulación por bombeo es realizar una instalación multipropósito. Los porcentajes de capacidades instaladas para cada uno de los propósitos adicionales rondan el 5% para suministro de agua y 38% para gestión de inundaciones y tormentas [25]. En el siguiente diagrama se puede apreciar las incorporaciones de funciones fuera de la generación de energía por las centrales de acumulación y centrales hidroeléctricas en Estados Unidos.

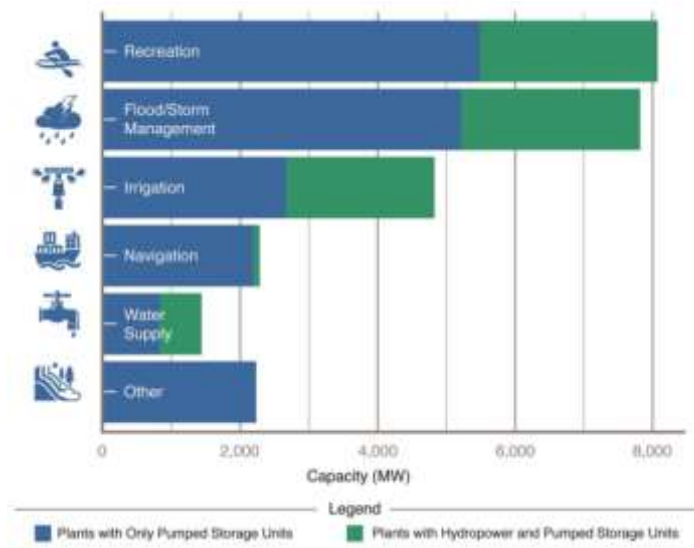


Ilustración 15-Distribución de propósitos adicionales en instalaciones existentes de acumulación por bombeo y centrales hidroeléctricas según U.S. Department of Energy [25]

De acuerdo a la **ilustración 25**, el gran uso adicional es la recreación y la gestión de tormentas e inundaciones con casi 5 MW adicionales cada uno para plantas de acumulación por bombeo. Los sistemas de riego y la navegación están en un segundo plano con 2 MW cada una y el suministro de agua en tercer lugar con 1 MW adicional. Otras aplicaciones suman entre todas 2 MW. Para proyectos del entorno de los 500 MW, las actividades adicionales representan porcentajes muy bajos de agregados a nivel de potencia (0.4%) por lo cual prácticamente no influyen en el proyecto. Sin embargo, para proyectos de menor porte que rondan los 10 MW se tienen porcentajes del 20%-30% lo cual genera un impacto muy considerable a la hora de evaluar el proyecto.

### 2.3.3-Desafíos mundiales

La integración de uso de la acumulación por bombeo a las energías renovables cada vez más utilizadas es el gran desafío para poder maximizar el uso de estos recursos y lograr satisfacer las exigencias de la demanda de consumo sin depender de las condiciones climáticas (viento, sol). Estos son los principales desafíos, es decir, poder evitar la dependencia de la variabilidad de la producción eólica y solar, y a su vez predecir el consumo para tener una cobertura segura.

La variabilidad de la producción eólica surge de la curva característica Potencia - Velocidad del aerogenerador en conjunto con las probabilidades del recurso en la zona donde se instale el mismo.

Para mostrar dicha variabilidad, se presenta en la **ilustración 15** a modo de ejemplo la curva de operación de un aerogenerador, de procedencia chino, con un rotor de 99 m de diámetro, 3 palas, un área de barrido de 7698 m<sup>2</sup> y 3.85 m<sup>2</sup>/kW de área específica. Su generador es del tipo DFIG de 690 V. La velocidad de conexión es 3.5 m/s y la de corte 25 m/s.

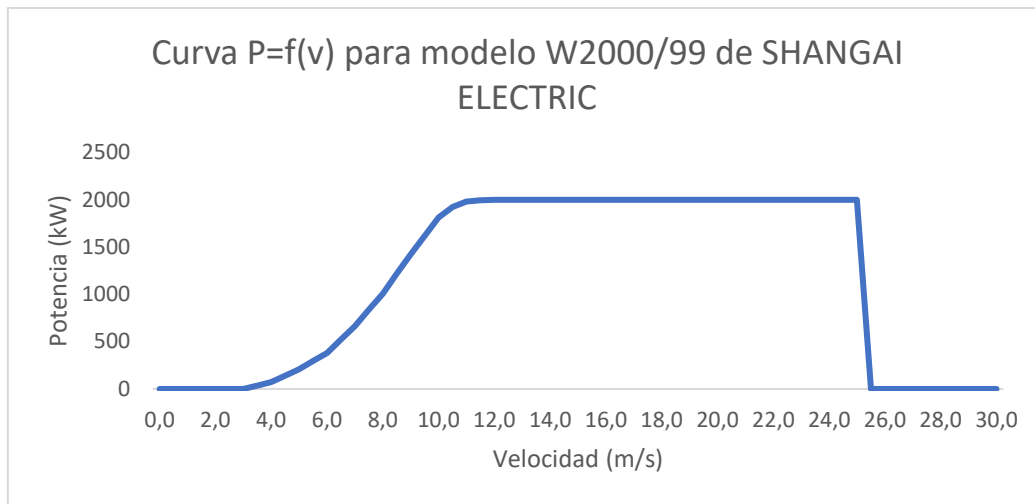


Ilustración 16-Curva de generación en función de la velocidad del viento para un modelo de aerogenerador [14]

La variabilidad en la producción dificulta su utilización y “sincronizar” su producción con la demanda de energía. Se pueden tener momentos donde se esté generando más energía (desperdicio del recurso) como momentos donde no sea suficiente.

Otro punto a considerar es la dispersión geográfica, los parques eólicos no siempre se encuentran en zonas donde se puedan realizar embalses para generar ese respaldo lo cual no solamente se ve reflejado en costos elevados de instalación sino también en pérdidas energéticas por los transportes a través de las conducciones.

Además de las dificultades que implica la integración desde un punto de vista de la variabilidad, tanto de oferta como de demanda, se necesita una adecuación de los sistemas para poder operarlos de manera segura. Se necesita una adecuación tecnológica y en sintonía con los mecanismos de control de los aerogeneradores, como es su velocidad de desconexión, para asegurar la integridad del aerogenerador. La seguridad del sistema debe primar por sobre la generación. La integración de estos sistemas no implica que se deban dejar de lado otras fuentes de energía, debido a la complementariedad que significan y, por lo tanto, servir como respaldo para lograr asegurar la cobertura de la demanda frente a cualquier imprevisto o condición adversa.



### 3-Proceso de acumulación y variantes

Las centrales de acumulación por bombeo no se construyen con un solo fin, sino que existen diversas razones por la cual generar un proyecto de esta índole. Todas están basadas en un modelo de generación híbrida, ya que la acumulación por sí misma no permite abastecer consumos. Es decir, necesita energía eléctrica como insumo para realizar el bombeo. Por un lado, se puede utilizar como un respaldo de la red, una reserva en caso que otros tipos de recursos fallen o no estén presentes en el momento de alta demanda. Por otro lado, se pueden utilizar para maximizar la eficiencia de los recursos naturales utilizados aplicado a energías renovables donde no se puede gestionar el recurso, sino que la generación queda restringida a la disponibilidad del mismo. En este caso, se puede acumular el exceso de energía para utilizarlo cuando escasee dicho recurso. Si bien este segundo punto tiene en común el respaldo de la red, involucra mejorar el aprovechamiento directo de las instalaciones basadas en recursos naturales mientras que el respaldo de la red puede realizarse mismo a través de energía eléctrica para acumular especulando con las tarifas horarias para bombear/turbinar. Puede ser aplicado en un sistema híbrido con varias fuentes de energía para complementar en horarios de alta demanda de energía.

El balance energético de un ciclo completo de bombear para luego turbinar genera pérdidas de energía tanto al transformar en energía potencial como al volver a generar energía eléctrica. Los costos de producción de una central de bombeo dependen de varios factores: volumen de embalse superior, salto, relación L/H (cociente entre la distancia horizontal entre los embalses superior e inferior y la diferencia de nivel entre ambos), factores geográficos y geológicos y localización con respecto a la red. El volumen del embalse superior está relacionado con la duración del ciclo de turbinado.

#### 3.1-Acumulación basada en demanda de energía y tarifas

La variabilidad a diferentes escalas de generación y de demanda de energía lleva a que la función de la central de acumulación va a depender a que escala se quiera generar un respaldo de esta energía. Esta puede ser en base diaria, semanal o estacional.

##### 3.1.1-Acumulación diaria

Una central de acumulación por bombeo de ciclo diario tiene, dentro de un sistema de producción de energía eléctrica, la misión de almacenar el excedente de energía de que puede disponerse en las horas de la noche, de poco consumo, para devolverlo en las horas punta de la demanda. El bombeo suele realizarse durante la noche cuando la demanda de la red es baja (aproximadamente entre 4 y 6 horas de bombeo) y la producción a través de la turbina durante el día.

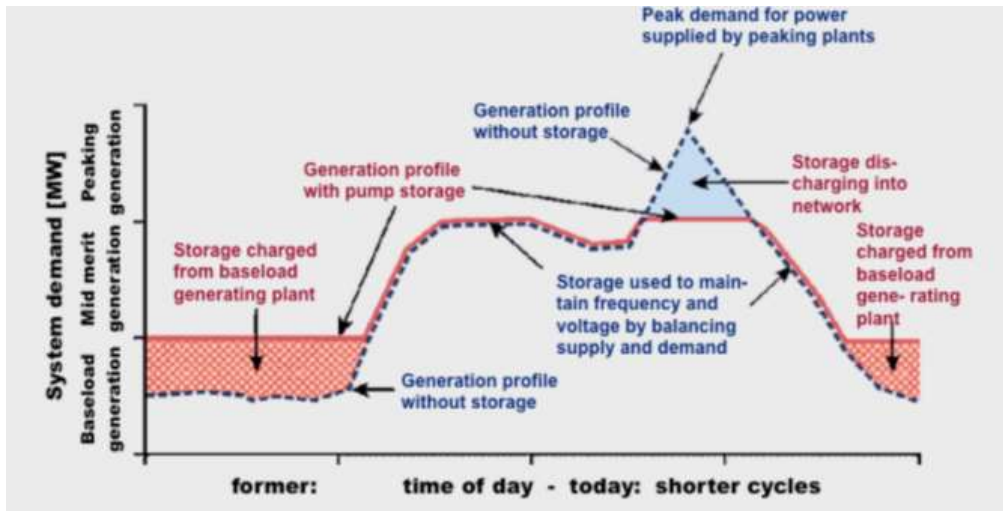


Ilustración 17- Variación de generación de energía sin y con central de acumulación por bombeo [37]

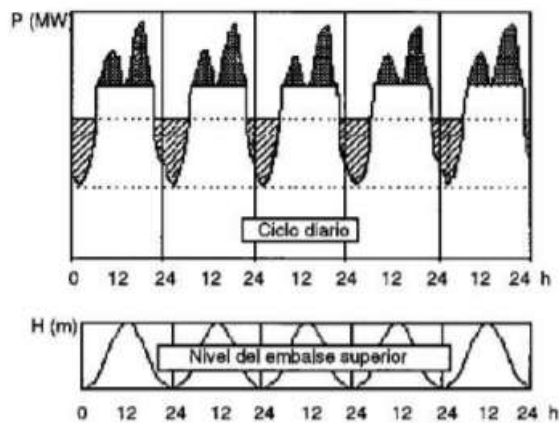


Ilustración 18-Variación de consumos de energía sin y con central de acumulación por bombeo según la Universidad de Cantabria [19]

En la **ilustración 17** se puede observar las variaciones de perfiles de generación con y sin acumulación de energía por bombeo. La línea azul muestra el perfil diario de generación de energía sin utilizar un sistema de almacenamiento de energía mientras que la línea naranja marca el perfil de generación con almacenamiento. Estas dos curvas delimitan áreas naranjas que marcan la energía almacenada (diferencia entre la línea con almacenamiento y sin almacenamiento) y área azul que muestra el exceso de energía en ese uso horario debido a la falta de un sistema regulador.

Se puede apreciar un comportamiento más amplio en cuanto a generación cuando no se tiene acumulación, teniendo valores más bajos en la noche y más elevados durante el día. La central de acumulación logra generar un comportamiento más estable a nivel diario, aumentando la generación durante la noche para cargar los embalses superiores a través del bombeo y de limitar los consumos pico a través del turbinado de esta energía acumulada. Si bien observando las áreas se puede decir que el consumo de energía a nivel diario se va a mantener, esto genera grandes beneficios. Por un lado, limitar la generación en horarios pico cuando las capacidades de generar escasean y se deben incorporar en ciertos casos centrales de generación que solo operan en horarios pico (Peaking power plants). Esto genera un costo de implementación y se tiene una

capacidad ociosa muy elevada ya que la misma solo será utilizada en horarios pico, quedando sin uso en el resto del día. Por otro lado, esto mismo permite también limitar la capacidad ociosa de los recursos energéticos ya instalados, permitiendo bombear al embalse superior de las centrales de acumulación cuando las mismas se encuentran generando a una capacidad menor a la máxima disponible. Todo esto se traduce en ahorros, tanto a nivel tarifario por el perfil de demanda de energía como evitando la necesidad de instalar centrales con poco uso para cubrir horarios puntuales de demanda elevada.

Esto se puede visualizar de igual forma en la **ilustración 18**, donde además se observan las variaciones del nivel del embalse superior a lo largo del día. Esto acompaña el comportamiento de los perfiles de generación, el sobreconsumo del recurso utilizado permite bombear agua al embalse superior (aumento de nivel) alcanzando un pico a las 12:00 y una caída a partir de ahí para equilibrar el sobreconsumo que existe cuando no hay acumulación. En ese momento que se utiliza la energía acumulada en el embalse, el nivel comienza a caer, teniendo el punto más bajo a las 0:00 cuando se comienza a bombear nuevamente y se repite el ciclo.

### 3.1.2-Acumulación semanal

Un nivel un poco más amplio se puede conseguir a través de la acumulación con ciclos semanales. Para este tipo de ciclos, se aplican los ciclos diarios mencionados previamente, pero a los efectos de la capacidad de acumulación del embalse superior, la recuperación nocturna diaria no equipara los consumos del día. Se necesita una recuperación durante los fines de semana, cuando la demanda de energía disminuye considerablemente a causa de las industrias que operan entre semana. El principio de funcionamiento es el mismo que para el ciclo diario, equilibrar los ciclos de generación de los recursos utilizados y evitar la instalación de generaciones solamente para cubrir demandas en horarios pico, en este caso demandas durante la semana que exceden la generación en este rango de tiempo.

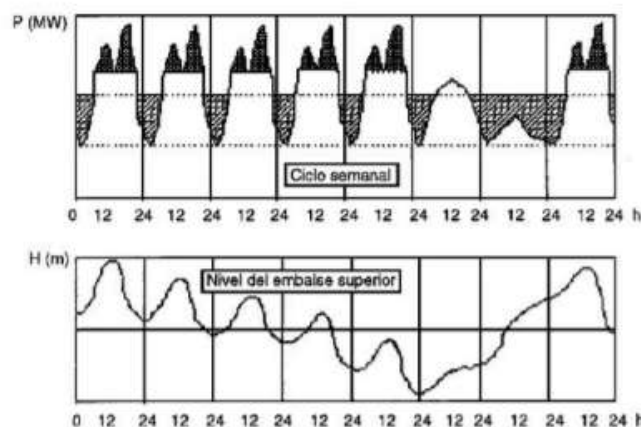


Ilustración 19-Bombeo de ciclo semanal Universidad de Cantabria [19]

En la **ilustración 19** se puede observar el mismo comportamiento que para las **ilustraciones 17 y 18** teniendo un aumento de la energía consumida durante la noche

para poder bombear al embalse superior de la central de acumulación y una caída de la energía consumida en horarios diurnos turbinando esta energía acumulada. Si bien el comportamiento es similar al ciclo diario, se puede observar una variación en cuanto al comportamiento durante la semana. La energía acumulada no se equilibra diariamente, sino que hay una caída leve diaria entre el ciclo de bombeado y turbinado. Esto genera un desequilibrio que se compensa los fines de semana, cuando la demanda a nivel industrial cae notoriamente. Este tipo de acumulación requiere embalses de mayor tamaño que para los ciclos diarios, turbinas y bombas de mayor tamaño ya que se utilizan para rangos de energía superiores a los niveles diarios. Este tipo de embalses permite un mejor equilibrio del uso de los recursos de generación de energía que los embalses diarios, ya que mismo utilizando un embalse diario se tienen variaciones en el consumo durante la semana y los fines de semana a causa de la actividad industrial. Los fines de semana las plantas de generación tienen un uso más bajo lo cual genera un perfil de generación muy variable a nivel semanal, como se aprecia en la **ilustración 19**.

El mismo comportamiento se aprecia con el nivel del embalse, a nivel diario se puede apreciar una recuperación del nivel, pero nunca recuperando el nivel del inicio de la semana. Al llegar el fin de semana, ese bombeo permite el aumento del nivel al valor original.

En ambos ciclos se observa un comportamiento similar en cuanto a la variabilidad de la potencia, sin sufrir alteraciones si el ciclo es semanal o diario. Se utiliza la energía almacenada en horarios pico y se recupera en horarios valle. Sin embargo, las diferencias se encuentran en el nivel del embalse. En el ciclo diario las variaciones de nivel son constantes, repitiéndose ese comportamiento en el ciclo semanal, pero con una tendencia a caer con el correr de los días hasta que se vuelve a bombear para recuperar la energía almacenada. Si bien el almacenamiento diario en ambos puede ser similar, los tamaños de los embalses hacen que el aumento diario en un embalse de acumulación semanal no permita una recuperación importante como para una acumulación diaria donde sí es crucial. La acumulación semanal tiene un respaldo mayor pero una obra de mayor porte por los tamaños de embalses. Lo cual hace que se tenga que hacer una evaluación fina a la hora de decidir qué tipo de acumulación se requiere.

### 3.1.3-Acumulación estacional

Existen mecanismos de acumulación que permiten tener una reserva por un largo período de tiempo. Vale aclarar que para embalses con altos tiempos de detención están asociados a episodios de eutroficación, lo cual es un tema a tener en cuenta para estos tipos de sistemas. Las redes eléctricas tienen diferentes perfiles dependiendo de la región estudiada, y presentan diferentes picos de consumo, en diferentes estaciones del año. En climas cálidos, la temporada alta es durante el verano cuando aumenta el consumo a causa de los equipos de acondicionamiento térmico. En climas fríos suele suceder lo opuesto, teniendo altas cargas durante el invierno para sistemas de calefacción.

Este tipo de acumulaciones va a presentar ciclos similares a los mencionados previamente (diario y semanal) pero a una escala mayor (anual). La tendencia va a ser

de acumular durante la estación menos demandada. Además, se van a reiterar a menor escala los comportamientos diarios y semanales, teniendo micro acumulaciones a diferentes escalas con un comportamiento más robusto estacional. A nivel diario, se va a tener una acumulación durante el día si el clima es frío (mayor consumo en la noche de calefacción cuando las temperaturas son más bajas) y acumulación durante la noche si el clima es cálido (mayor consumo en el día por temperaturas más elevadas con equipos de aire acondicionado). A nivel semanal, se va a repetir este comportamiento sumándole la acumulación por la caída de consumo a nivel industrial, lo cual permite acumular durante todo el fin de semana. Este tipo de centrales de acumulación tienen el mismo fin que las mencionadas previamente, pero a mayor escala. Para compensar los aumentos de demanda estacionales se instalan centrales generadoras que no van a tener uso el resto del año, teniendo una capacidad ociosa muy importante. Teóricamente, en vez de realizar esto, se podría invertir en una central de acumulación que permitiría distribuir de mejor forma los recursos instalados y poder reducir al mínimo la capacidad ociosa de esta sin necesidad de instalar nuevas centrales y aumentar aún más la capacidad ociosa de las mismas.

Las variedades de acumulación demuestran una clara diferencia de comportamientos dependiendo de la capacidad de la central. Los equipos seleccionados van a ir aumentando de tamaño al aumentar las capacidades de acumulación. Las obras a realizar y los espacios necesarios para implementarlas van a ir aumentando igualmente. Los tendidos eléctricos y los requerimientos para conexión a la red van a ir aumentando ya que, a mayor capacidad de acumulación, mayor consumo de energía y por lo tanto necesidad de tendidos de mayor tamaño. Los ciclos diarios permiten equilibrios a una escala baja, los semanales a una escala un poco mayor y los estacionales más elevados, es decir, los ahorros generados van a ir aumentando limitando las capacidades ociosas, pero también van acompañadas de inversiones mayores por la robustez de las instalaciones. Dicho esto, la viabilidad de una central de acumulación se ve prácticamente inviable por temas constructivos y dimensiones de los equipamientos.

### 3.2-Acumulación como complemento de energías renovables

En los casos planteados previamente basados en demanda de energía y tarifas de acuerdo al estudio realizado por la Universidad de Cantabria **[19]** marca una clara teoría de la utilización de la acumulación por bombeo, sin embargo, este no es el único método de acumulación existente para ciclos diarios, semanales o estacionales.

Como se mencionó previamente, se puede tener una central de acumulación para aprovechar los excedentes de recursos naturales. Si se tuviera un parque solar fotovoltaico, el exceso de energía durante las horas de sol se podría acumular en una central de acumulación por bombeo para ser utilizadas en horas de la noche donde el recurso escasea. Este es un comportamiento completamente opuesto al mencionado por la referencia, pero constituye un mecanismo de mejora de aprovechamiento de los recursos naturales instalados, sin necesidad de ampliar la capacidad instalada de los mismos.

Al igual que en la mención para las acumulaciones estacionales, el estudio de la demanda por estación y equilibrar los consumos no es la única razón por la cual instalar una central de acumulación por bombeo. Aumentar la energía extraída de un recurso natural también aplica para estudios en plazos estacionales. El recurso solar es variable con las estaciones, se puede generar una acumulación estacional acumulando los excedentes generados durante el verano para utilizarlos en invierno y así, lograr un equilibrio entre la oferta y la demanda a partir de este recurso a lo largo del año.

A este tipo de aprovechamientos de las energías renovables hace mención el estudio de EPRI [24] lo cual no es contradictorio con el estudio de la Universidad de Cantabria, sino que permite ampliar las posibilidades de instalación de centrales de acumulación por bombeo y también colaborar con lo mencionado en el Acuerdo de París, y no solamente restringirse a equilibrar y tener respaldos de energía frente a las demandas de la red. Ambos criterios de acumulación buscan el mismo objetivo, estabilizar la oferta de energía a lo largo de un periodo de tiempo y de esa forma, limitar la capacidad ociosa y explotar al máximo el recurso en cuestión. La gran diferencia es la forma de lograrlo, siendo a través de un consumo estable para el caso de variabilidad de demanda y tarifas y evitando perder el exceso de generación cuando se utiliza un recurso natural variable.

### 3.2.1-Generalidades de sistemas híbridos

Las energías renovables tienen el inconveniente de una generación no estacionario, debido a la variabilidad del recurso. Los paneles solares no generan energía durante la noche y no se obtiene la potencia máxima los días nublados. Así también, las turbinas eólicas no pueden funcionar, por razones de seguridad, con vientos de alta velocidad, y las bajas velocidades del viento producen poca energía. Las plantas de biomasa colapsan a bajas temperaturas.

Una de las formas de superar la intermitencia es mediante la integración de diferentes fuentes renovables en un solo conjunto denominado sistema de energía híbrida. Esto permite el aprovechamiento de las ventajas intrínsecas de cada una de ellas a la vez del respaldo en sus momentos menos ideales, logrando un nivel de generación más estable en diferentes condiciones externas.

Como consecuencia directa del punto anterior, el rendimiento en un sistema de generación que usa más de dos tipos de energías renovables es superior al de un sistema convencional. Usualmente un factor que contribuye a las primeras dos razones es la adición de sistemas de almacenamiento. La hibridación de los recursos energéticos lleva a mayores confiabilidades, así como suministro eléctrico más limpio y eficiente. [38]

Se realizan varios estudios relacionados con la integración de fuentes de generación de energía como la eólica, fotovoltaica, biomasa y undimotriz en conjunto con sistemas complementarios que aseguren el suministro estable como lo pueden ser generadores diesel, bancos de baterías o centrales de acumulación por bombeo. [38]

Estos tipos de sistemas generalmente se estudian en dos escenarios posibles dependiendo de las características del terreno y la interconectividad, ya que los costos de tendidos eléctricos pueden volver inviable la aplicación en caso de tener conexión a

la red. Se abordan los aspectos técnicos (características de los componentes de un sistema híbrido), aspectos económicos (costos de inversión, de mantenimiento y de reemplazo, tasas de interés y de inflación que aplican, tarifas eléctricas del servicio de red y ecuaciones para realizar el estudio económico) e incluso consideraciones ambientales.

### 3.2.2-Ejemplos de sistemas híbridos

En Irán se realizó un estudio de esta índole y, a través de un análisis de sensibilidad, se permite aplicar la misma metodología para casos genéricos en otros países y en otras regiones, con los datos y consideraciones que correspondan [38]. El estudio se realiza a través de un software reconocido internacionalmente para realizar las simulaciones, HOMER. La metodología aplicada para este tipo de simulación se muestra en la **ilustración 20**.

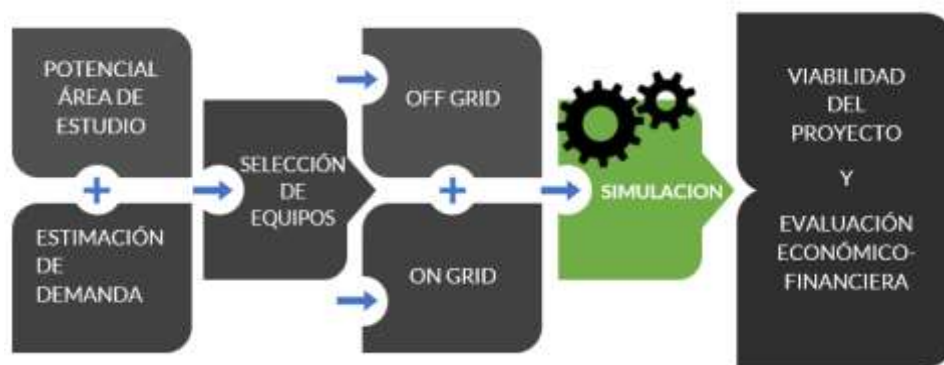


Ilustración 20-Metodología aplicada por software Homer [38]

De acuerdo a esta metodología, el estudio genera una grilla con diferentes alternativas para el caso de Irán con diferentes fuentes de energía y costos de generación de energía en dos sitios estudiados.

Tablas 7 y 8	SYSTEM	PV (kW)	WT (Unit)	WEC (unit)	Bat (Unit)	Con (kW)	DFC (L/year)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	IC (\$)	RF (%)
<b>Royan city</b>	DG/PV/WT/WS	3.624	5	2	163	2.502	39.340	0,182	20,4	17,3	98,1
off-grid	DG/PV/WT/OWC-SPA	4.377	5	1	202	2.949	24.054	0,204	23,0	16,4	98,8
GD temporario	DG/PV/WT/OS-RMS	7.508	8	1	250	3.056	38.927	0,236	26,5	22,1	98,2
	DG/PV/WT	6.719	10	0	472	3.167	13.825	0,242	27,2	21,4	99,3
<b>Shirinoos city</b>	DG/PV/WT	8.006	2	0	224	3.156	38.626	0,164	18,4	15	98,1
off-grid	DG/PV/WT/WS	4.409	4	1	231	2.943	38.441	0,169	19	15,6	98,1
GD temporario	DG/PV/WT/OS-RMS	5.274	5	1	245	2.905	54.177	0,198	22,3	18,4	97,4
	DG/PV/WT/OWC-SPA	4.156	5	1	218	2.803	32.371	0,206	23,1	16,4	98,4

Tabla 8-Análisis de con software Homer para estudio en Irán [38]

<u>Generadores</u>	<u>Económicos</u>	<u>Otros</u>
PV - fotovoltaic	GP - grid purchase	RF- Renewable fraction
WT - wind turbine	COE - Cost Of Energy	
WEC - wave energy converter	NPC- Net Present Cost	DFC - Diesel Fuel Consumo
GD- generador Diésel	IC - Initial Cost	
Bat- baterías	IT- International Tariffs	Con - Conversor
WS-Wave Star	ST- subsidized tariffs	

Tabla 9-Abreviaturas de tabla anterior [38]

De acuerdo a los resultados presentados se puede apreciar una diferencia en el costo de la energía dependiendo de los recursos utilizados para generarla y los mecanismos de almacenamiento (baterías en este caso). En este caso puntual, se puede observar que el sistema más rentable para Royan City es con energía solar fotovoltaica, eólica, WEC, baterías y generador Diesel mientras que para la ciudad de Shirinoo lo mismo sin WEC. Esto marca que incluso dentro del mismo país puede haber variabilidad con respecto a que tipo de fuentes de energía explotar dependiendo de la zona y que siempre es mejor un sistema híbrido a un sistema dependiente de un solo recurso.

Por otro lado, muchas islas utilizan sistemas autónomos de energía eléctrica debido al alto costo de tendidos para conectarse a la red. Las mismas ven limitado su nivel de uso de energías renovables para prevenir problemas que puedan afectar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Las restricciones que puedan aplicarse a la penetración de la energía eólica también pueden ser un obstáculo a la hora de cumplir objetivos planteados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Como solución parcial al problema, se consideró la instalación de una central de acumulación por bombeo, impulsado por energía eólica y adecuadamente gestionado, en las Islas Canarias. Los resultados de un modelo dinámico del sistema de energía de la isla muestran que la instalación de un sistema de almacenamiento por bombeo es totalmente compatible en todas las circunstancias. [39] También muestran que se puede aumentar el nivel de utilización de la energía eólica en el sistema.

Estos resultados se han obtenido asumiendo que dos de los mayores embalses existentes en la isla (con un desnivel de 281 m y una capacidad aproximada de 5.000.000 m<sup>3</sup> cada uno) se utilizan como embalses de almacenamiento con tres generadores de 54 MW. [39] Asimismo, se muestra la capacidad de dichas instalaciones para contribuir a la estabilidad del sistema. Este tipo de instalación puede reducir el consumo de combustibles fósiles, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Además, esta instalación no solamente permite mejorar el uso de la tecnología instalada, sino que también permite aumentar el número de parques eólicos con nuevos proyectos. Se extiende este estudio a las regiones con ubicaciones geográficamente adecuadas y problemas energéticos similares a los de Canarias a analizar la viabilidad técnica y económica de instalar sistemas de energía similares. Dichos sistemas tienen un gran potencial de explotación no solamente por los beneficios planteados sino también por las exoneraciones fiscales que se plantean para fomentar este tipo de proyectos.

En este caso puntual, la incorporación de un sistema híbrido logra los siguientes resultados [39]:

- La adición de la capacidad de bombeo resulta en un aumento del 40% del nivel máximo de penetración del viento durante las horas pico
- Esto se traduce en una utilización de casi el 99,66% de la energía eólica disponible.
- Los parques eólicos podrían abastecer el 29% del consumo de energía eléctrica en Gran Canaria



### 3.2.3-Sistema Eólica con acumulación

El almacenamiento por bombeo se ha considerado adecuado para mejorar la producción de energía eólica intermitente, pero su utilización tiene grandes restricciones geográficas. A causa de esto, la investigación actual es llevada a cabo principalmente para el sistema energético en regiones con islas y montañas, centrándose en la economía de la operación del almacenamiento por bombeo relacionado con la energía eólica [46].

Sin embargo, el almacenamiento por bombeo se utiliza para equilibrar el consumo de la energía eólica en lugar de participar en la programación de la generación de energía. Con respecto a las complementariedades del viento y otras energías, se ha informado que la combinación de energía solar y eólica produce menos variabilidad en la producción que la producida individualmente. La energía eólica y las centrales de acumulación por bombeo integradas son los más económicos y tecnológicamente más adecuados en diferentes áreas geográficas [47].

Una gran ventaja de estas plantas híbridas es la mejora de la seguridad dinámica de los sistemas eléctricos no interconectados a través de la introducción de las turbinas hidráulicas. La combinación de la energía eólica con una central de acumulación por bombeo se considera como un medio para explotar el potencial eólico, aumentar la capacidad eólica instalada y sustituir el suministro pico convencional.

Hasta ahora, el dimensionamiento óptimo de instalaciones de almacenamiento por bombeo en aplicaciones similares ha sido objeto de relativamente pocos estudios. Se ha logrado optimizar el tamaño de bombas y embalses para la máxima explotación del potencial eólico de una isla, utilizando un método de programación lineal. [48]

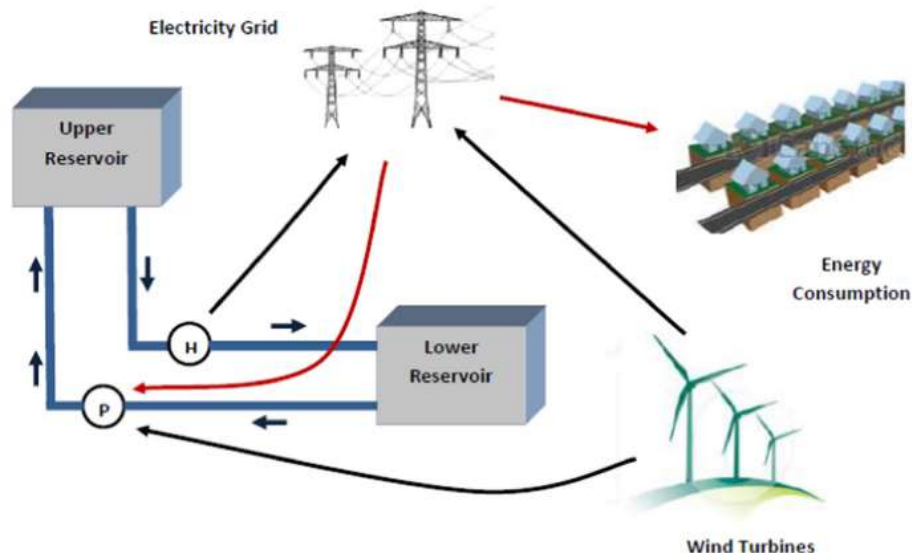


Ilustración 21-Esquema representativo de un sistema híbrido eólico con acumulación por bombeo [49]

En este contexto, Grecia es un país con gran potencial de explotación de este tipo de tecnologías. Con la optimización utilizando herramientas basadas en algoritmos se ha logrado presentar un diseño detallado de un sistema de almacenamiento por bombeo para la recuperación de la energía rechazada por los parques eólicos en las islas griegas

no interconectadas de Lesbos y Creta. En [49], por otra parte, se investigó un esquema de almacenamiento para combinar una gran central hidroeléctrica con una nueva unidad de estación de bombeo. En un estudio reciente se ha logrado optimizar el tamaño de un sistema combinado de almacenamiento por bombeo eólico-hidroeléctrico para el caso del sistema de energía aislado de Karpathos-Kasos, donde el objetivo es garantizar el suministro diario a la red local durante las horas de máxima demanda [50].

Por otra parte, se ha aplicado una metodología en la isla de Lesbos para el dimensionamiento de los sistemas de acumulación por bombeo con el objetivo de aprovechar el exceso de energía eólica producida por parques locales que, de lo contrario, sería rechazada debido a las limitaciones de la red eléctrica. El estudio mostró en la isla de Lesbos una reducción anual del 10% de la energía eólica sin aprovechar por un parque eólico de 30 MW de capacidad instalada podría ser logrado con la adición de una central de acumulación de 10,5 MW [51].

Un sistema compuesto por un parque eólico de 20,40 MW, con una central de acumulación de 17,80 MW y una central hidroeléctrica de 60 MW no tiene ningún impacto negativo en la confiabilidad del sistema ni en la satisfacción del consumidor. Este sistema generó un aumento de explotación eólica del 1,93% anual (52,55 GW h/año). Además, el sistema hidroeléctrico de bombeo propuesto se traduciría en un ahorro de combustible fósil de 13.655 TM/año y una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera de 43.064 TM/año. En un marco de políticas promotoras de inversiones en energías renovables, los sistemas de acumulación tienen un gran potencial de explotación que recién está siendo aplicado [52].

Un estudio realizado comparó tres estrategias operativas prácticas (24 óptimas, 24 pronósticas y 24 históricas) con rentabilidad óptima factible para una instalación de centrales de acumulación por bombeo con una bomba de 360 MW, turbina de 300 MW y un almacenamiento de 2 GWh utilizando arbitraje de precios en 13 mercados spot de electricidad. Los resultados mostraron que el 97% de los casos pueden obtener beneficios de dicha instalación, si el almacenamiento de energía es optimizado en función de los precios de electricidad reales o muy precisos del día siguiente. De lo contrario, la ganancia prevista podría reducirse significativamente e incluso convertirse en una pérdida. Finalmente, durante los 5 años del período investigado (2005-2009) la ganancia anual del sistema varió en más del 50% en cinco de seis mercados considerados [53].

Considerando una vida útil de 40 años para una central de acumulación por bombeo, incluso con bajos costos de inversión, una baja tasa de interés y un adecuado mercado eléctrico, las centrales de acumulación son una inversión arriesgada sin ganancias predecibles.

#### 3.2.4-Sistema Solar con acumulación

La energía del sol es de naturaleza intermitente y también disponible sólo durante el día. Por lo tanto, para explotar este recurso al máximo se considera un sistema de

almacenamiento de energía que puede almacenar la energía cuando el exceso de energía está disponible y luego utilizarlo cuando no está disponible.

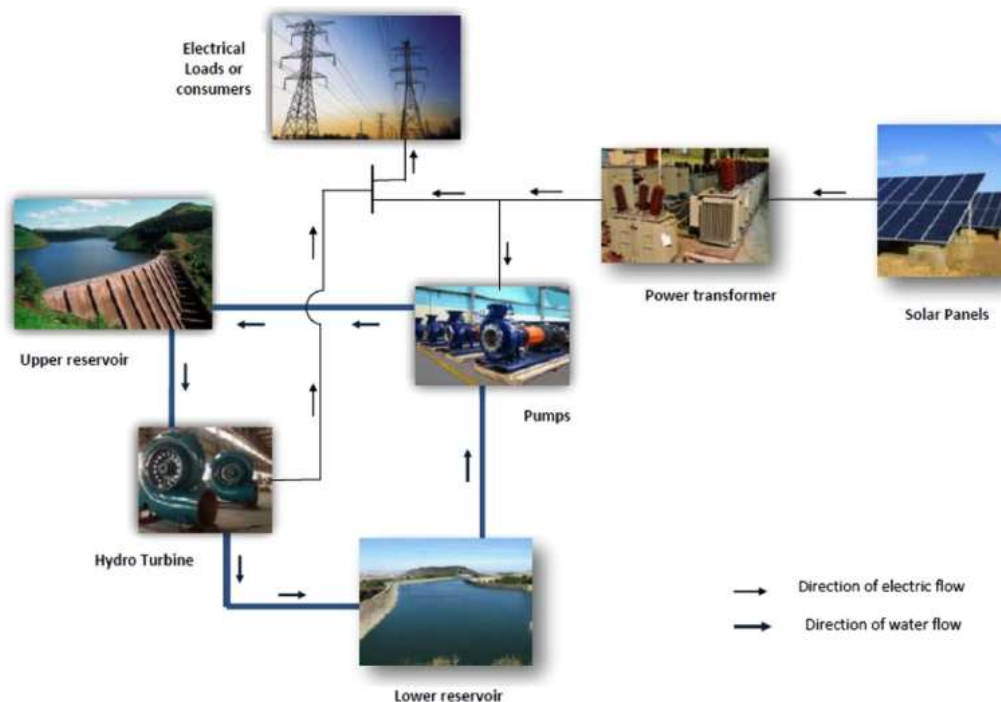


Ilustración 22-Esquema de funcionamiento de un sistema híbrido solar con acumulación por bombeo [54]

La explotación de este tipo de sistemas queda sujeto a diversos estudios. Se ha presentado un estudio del sistema de acumulación por bombeo en combinación con energía solar fotovoltaica para pequeños sistemas autónomos en áreas remotas. Los autores desarrollaron modelos matemáticos para los componentes principales, confiabilidad del sistema y criterios económicos para la evaluación comparativa y la optimización. El estudio demostró que el modelo propuesto y el algoritmo de optimización son efectivos y pueden ser utilizados para otros estudios similares en el futuro [54].

Por otro lado, se evaluó un sistema de energía híbrido consistente en la generación de energía fotovoltaica en combinación con sistema de almacenamiento por bombeo para proporcionar un suministro de energía continuo. Esto crea un nuevo tipo de híbrido sostenible, la central eléctrica que puede funcionar de forma continua, utilizando la energía solar como fuente de energía primaria y agua para el almacenamiento de energía. [55] Este sistema tiene posibilidades de instalación en algunas regiones de Europa y zonas con clima similar. Los autores desarrollaron un modelo matemático para seleccionar el tamaño óptimo de la planta de energía fotovoltaica como elemento clave para estimar la viabilidad tecnológica del conjunto solución. El estudio estableció que además de la radiación solar, el tamaño de la acumulación hidroeléctrica y el flujo de entrada de agua natural tienen una gran influencia sobre la potencia generada. Los resultados mostraron claramente una amplia gama para la implementación del sistema híbrido, desde climas relativamente fríos a aquellos abundantes en energía solar.

Además, se presentaron las principales características de una central híbrida compuesta por la central hidroeléctrica reversible modificada que opera junto con la planta de energía fotovoltaica. La factibilidad y las características de la planta de energía híbrida se testaron en la isla de Vis en Croacia. Se estableció que el sistema es factible y puede ser instalado con mucho éxito en diferentes lugares y puede variar en tamaño **[55]**.

Además, se propuso un sistema de energía renovable independiente para resolver la escasez de energía y agua en áreas remotas con abundante energía solar. El sistema utiliza un panel fotovoltaico como principal fuente de energía y un paquete de baterías como dispositivo de almacenamiento de energía para suavizar la fluctuación de la energía solar y mitigar la carga transitorios y variaciones. Además, un sistema de almacenamiento de agua es utilizado para acumular este recurso y también para el suministro de energía eléctrica adicional a través de una turbina. **[56]**

## 4-Aplicación de la tecnología y adaptación a los medios

### 4.1-Criterios de distinción de centrales de acumulación

Existen varios criterios para distinguir los tipos de centrales de acumulación por bombeo, siendo la capacidad, los tipos de acumulación y los tipos de instalaciones de acuerdo a la cantidad de equipos utilizados, si bien se mencionarán otros.

#### 4.1.1-Capacidad

Las centrales de acumulación por bombeo consumen energía en horas valle (0:00 a 7:00 en Uruguay) para producir en horas pico o punta (17:00 a 23:00 en Uruguay) si son del tipo de acumulación diario. Esto permite almacenar energía (bombear) en horarios donde la tarifa es más económica (valle) para utilizarla (generar) en horarios donde la tarifa es más costosa (punta). La **tabla 10** ilustra la distinción por capacidades, potencias y duración de ciclos de carga/descarga [8]. Además, se presenta una serie de estimaciones económicas en las que se han valorado los costes de instalación, conexión e integración en la red eléctrica de acuerdo al trabajo realizado por la Universidad de Sevilla. Se entiende por coste total el coste de la instalación y por coste el asociado a la operación de la propia central.

Capacidad (MWh)	Potencia (MW)	Duración (h)	Rendimiento (% ciclos totales)	Costo de Inversión (USD/kW)	Costo de Operación (USD/kWh)
1.680-5.300	280-530	6 a 10	80-82 (>13.000)	2.500-4.300	420-430
5.400-14.000	900-1400	6 a 10	80-82 (>13.000)	1500-2.700	250-270

Tabla 10- Características de centrales de acumulación por bombeo según EPRI (2010) [24]

Se pueden observar algunos puntos similares y otros variables dentro de los diferentes tipos de centrales. El rendimiento es invariante con la capacidad de la central. Sin embargo, las inversiones evidentemente son variables por kW. Se observa un costo de inversión con un rango más amplio y de mayor valor si se tratan de centrales de capacidad baja (entre 1680 MWh y 5300 MWh) y rango más acotado y de menor valor para centrales de mayor porte (entre 5400 MWh y 14000 MWh). En cuanto al costo de operación es considerablemente menos (la mitad prácticamente) para centrales de mayor porte en comparación a las más pequeñas.

Los costos de inversión involucran todos los costos de estudios previos, obra, puesta en marcha y disposición final del proyecto de inversión mientras que los costos de operación consisten en los de la diaria operativa operación y mantenimiento, repuestos, consumo de recursos para bombear el agua al reservorio superior, estado de los reservorios, etc.

Es razonable que los costos sean menores en instalaciones de mayor capacidad tanto para la inversión como para la operación. En el primer caso, la gran mayoría de los costos son fijos: estudios topográficos, hidrológicos, sociales, geológicos, medioambientales y económico-financieros, construcción de la presa, acondicionamiento o fabricación de embalses. Si bien las construcciones tienen componentes de economía de escala a causa del tamaño de los mismos, los costos de transporte y contratación de personal por dar

algunos ejemplos son invariantes. Algo similar sucede con los costos de generación, la operación y mantenimiento es similar sean centrales de pequeño porte o de mayor tamaño (cantidad de personal, repuestos, etc.). Al considerar el costo por kW, genera mayores rendimientos para las de gran porte.

Esto no deja de ser una estimación de los costos y puede haber casos que se escapen de estos criterios. Por ejemplo, la altura de la represa es variable con la topografía presente donde será construida, por lo cual generalmente se calcula a partir de una altura media representativa. La misma se establece mediante el análisis del relevamiento topográfico. A los efectos de la estimación de la altura de la presa, se considera la distancia entre el suelo y la cota seleccionada con un margen adicional, de forma de contar con una distancia por debajo del suelo para cimentación y por encima del nivel del lago para evitar el desborde.

#### 4.1.2-Tipos de acumulación

Existen distintos tipos de centrales de acumulación por bombeo siendo las de bombeo puro en las que el embalse superior es alimentado exclusivamente del bombeo de un embalse inferior. En ellas, el mismo volumen que se bombea, desde el embalse inferior o contra-embalse al embalse superior, es el que posteriormente recorre el camino inverso produciendo energía, ya que el único aporte que llega al embalse superior es el suministrado por el bombeo. Teóricamente sólo necesita un aporte inicial, para llenar uno de los embalses, a partir de cuyo momento pueden repetirse los ciclos indefinidamente, sin más aportes de agua que las necesarias para reponer las pérdidas.

También existen del tipo que utilizan represas y aprovechan los desniveles topográficos y la escorrentía de los lugares, como una central hidroeléctrica clásica para generar energía eléctrica.

Existen dos tipos de centrales de acumulación haciendo la distinción entre las puras y mixtas. Las puras se alimentan exclusivamente del agua bombeada desde el reservorio inferior mientras que en las centrales mixtas se consideran aportes de ríos y arroyos. Dentro de las centrales mixtas se utilizan sistemas de bombeo de múltiples pequeños embalses a un embalse mayor superior para luego ser turbinado. Esto se utiliza generalmente en zonas montañosas con ríos de pequeño caudal. Otra forma de mencionar este criterio es a través de centrales de ciclo abierto y de ciclo cerrado. El ciclo abierto tiene una de las dos reservas, inferior o superior continuamente conectada a un cauce natural de agua mientras que en el ciclo cerrado la generación de energía se produce por medio de volúmenes de agua que han sido bombeados previamente desde un nivel inferior hacia uno superior. En esta última no existe un aporte significativo (a menos de compensar evaporación) a ninguna de las dos reservas.

#### 4.1.3-Tipos de centrales

En este capítulo se hace mención a los tipos de centrales a nivel general y se hará aclaración a los puntos compatibles con la acumulación por bombeo. Las centrales hidroeléctricas funcionan, como se mencionó en capítulos anteriores, utilizando la energía potencial que se genera a través del desnivel entre dos embalses y se transforma en energía eléctrica a través de una turbina y un generador. La energía generada es

proporcional al caudal y al salto bruto entre embalses. Existen distintos tipos de centrales de acuerdo a cuál es el potencial de la región y el tamaño de la misma. Si se tiene un caudal elevado, la mayor parte de la energía va a provenir de origen cinético mientras que si los saltos son elevados va a provenir de energía potencial. Al ser proporcional a ambas variables, si alguna de las dos es muy reducida la energía generada va a caer considerablemente.

De acuerdo a la guía elaborada por ESHA (European Small Hydropower Association) [23] se tienen dos criterios de distinción de centrales hidroeléctricas siendo el primero a través del salto bruto [23]:

- De salto alto: salto de más de 150 m (aplicable para acumulación por bombeo)
- De salto medio: salto entre 50 y 150 m (aplicable para acumulación por bombeo)
- De salto bajo: salto entre 2 y 20 m (aplicable para acumulación por bombeo)

Estos límites son arbitrarios y solo constituyen un criterio de clasificación. Otra clasificación en función del tipo de central sería la de [23]:

- Centrales de pasada
- Centrales con embalse (aplicable para acumulación por bombeo)
- Centrales en línea en instalaciones hidráulicas

#### *4.1.3.1-Centrales de pasada*

Las centrales de pasada consisten en centrales en las cuales se convierte la energía potencial generada por el salto hidráulico en energía cinética haciendo circular el fluido por tuberías a presión hasta la sala de máquinas donde se turbinan. El salto hidráulico no permite regulación, simplemente un desnivel, se turbinan el caudal que circula por la red hidrológica. La central trabaja cuando el caudal que circula es superior al mínimo permitido por las turbinas. Es un tipo de centrales que implica una inversión importante a causa de las tuberías a presión. Otro método más económico consiste en guiar el curso de agua que se utilizará para turbinar paralelo a la red hidrológica principal por un canal de poca pendiente hasta la cámara de carga, donde la tubería forzada la conduce a presión a la turbina. Esta alternativa requiere ciertas características del terreno que no siempre se pueden llegar a dar. A causa de esto, se plantea otra alternativa que consiste en instalar una tubería de baja presión con una pendiente superior a la del canal. Vale aclarar que en todas las alternativas mencionadas el agua que sale de las turbinas se vuelve a conectar con el canal principal.

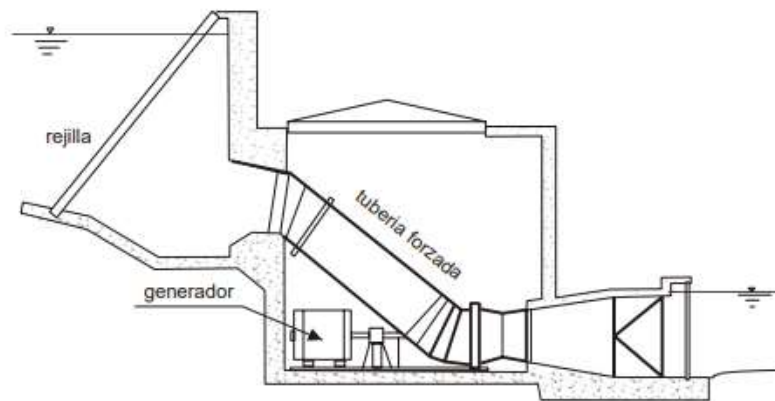


Ilustración 23-Central de aprovechamiento de agua fluyente con pequeña caída en río de acuerdo según ESHA [23]

#### 4.1.3.2-Centrales con embalse (aplicable para acumulación por bombeo)

Las centrales más tradicionales y más utilizadas son las que se centran en la gran capacidad de acumulación y regulación, generalmente se turbinan un caudal inferior al de circulación por la red hidrológica. Las mismas consisten en una reserva de agua generada por una presa lo cual provoca una diferencia de cotas. El aprovechamiento se realiza turbinando agua del reservorio y continúa circulando aguas debajo de la presa en su curso normal. Las obras de construcción tanto de la presa como de los embalses tienen un costo elevado y requieren una gran cantidad de estudios y tiempos de obra por lo cual en muchos casos se opta por utilizar presas ya existentes. Las construcciones realizadas con otros fines (riego, distribución de agua potable, protección contra eventos extremos) pueden adaptarse para generar energía eléctrica sin necesidad de realizar una nueva obra civil respetando las condiciones ambientales de caudal mínimo de circulación. El gran desafío de esta alternativa consiste en insertar la turbina en la presa. Si la presa tiene una salida de fondo no hay inconvenientes, pero en otro caso, se utilizan tomas por sifón sin alterar las construcciones existentes. La misma es una buena solución para presas de bajo salto bruto (hasta 10m de altura) y turbinas de no más de 1 MW. Sin embargo, existen aplicaciones que superan estos valores: en Suecia con turbinas de 11 MW y en Estados Unidos con saltos de 30m. [23]

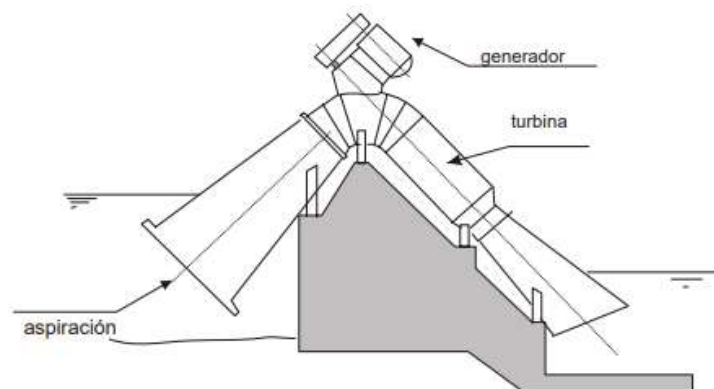


Ilustración 24- Centrales a pie de presa con regulación propia con toma por sifón [23]



#### 4.1.3.3-Centrales en línea en instalaciones hidráulicas

Esta tercera alternativa es para pequeños aprovechamientos y requieren inversiones muy bajas sin prácticamente agregar impactos ambientales. La misma consiste en incorporar a una red de agua existente una turbina. Esa red puede ser de irrigación, de distribución de agua, de navegación o mismo de aguas residuales. Tanto en la alternativa anterior con presas preexistentes como en este caso, los trámites para gestionar la generación de energía eléctrica se reducen ampliamente ya que como se mencionó previamente, no implica un aumento significativo de impactos ambientales y no requiere un estudio exhaustivo de la región en cuestión (topográficos, ambientales, hidrológicos, geológicos).

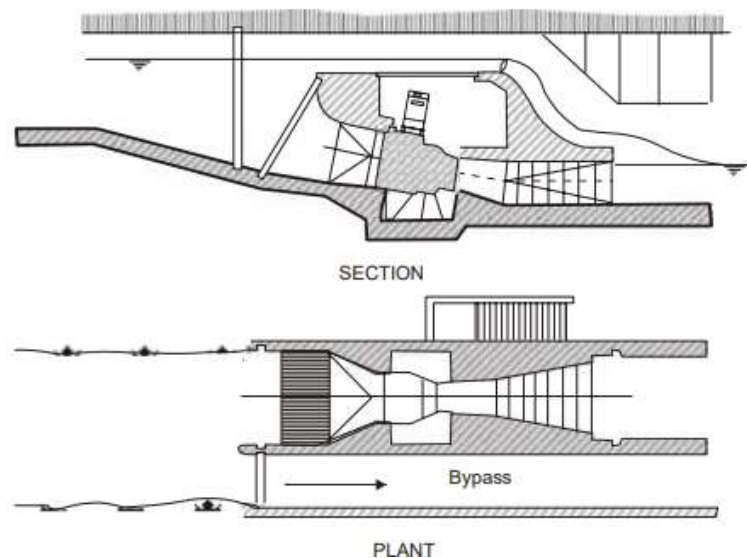


Ilustración 25-Central integrada en un canal de irrigación según ESHA [23]

#### 4.1.4-Turbinas y disposición

La turbina hidráulica es el centro de la generación de energía eléctrica a partir de energía potencial o energía cinética del agua. La turbina adquiere un movimiento rotatorio gracias a la energía del agua y a través de un generador se transforma en energía eléctrica. Existen básicamente dos mecanismos que permiten generar ese movimiento en la turbina.

Por un lado, se tienen las turbinas de acción como lo son las Pelton y Mitchell-Banki. Su funcionamiento consiste en transformar la energía potencial en energía cinética a través de unas toberas que generan un chorro a gran velocidad. Este chorro impacta sobre unas cazoletas solidarias al exterior de un disco rotatorio. No existen restricciones sobre la carcasa, el objetivo es simplemente evitar accidentes.

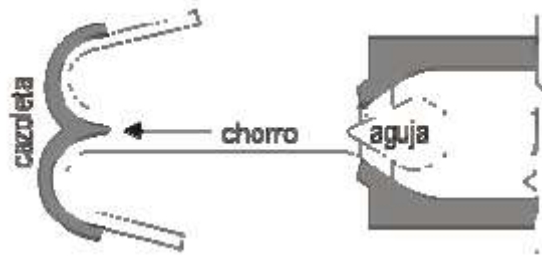


Ilustración 26-Esquema de funcionamiento de turbina Pelton según ESHA [23]

Por otra parte, se tiene las turbinas de reacción como lo son las Francis o Kaplan (aplicables para acumulación por bombeo). En este caso se utiliza la misma presión del agua sobre los álabes de la turbina, la presión va disminuyendo a medida que avanza en su recorrido sobre los álabes. La carcasa debe ser robusta en este caso ya que la turbina se encuentra sumergida y sometida a presión.

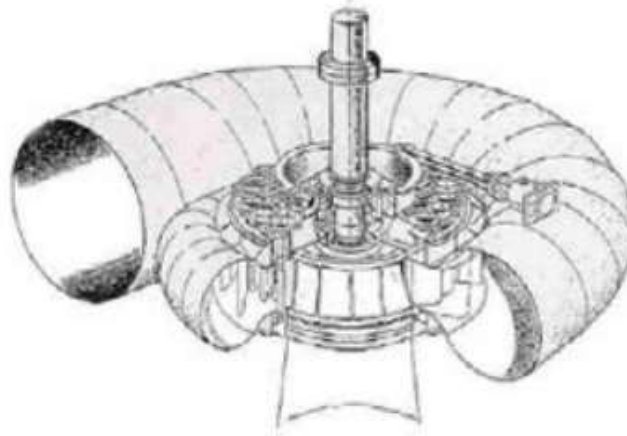


Ilustración 27-Esquema de una turbina Francis según ESHA [23]

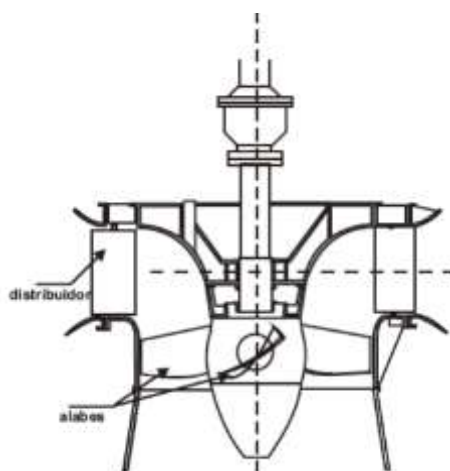


Ilustración 28-Esquema de una turbina Kaplan de doble regulación según ESHA [23]

Una variedad de las turbinas Kaplan son las de bulbo. Este tipo de turbinas son compactas e incluyen el generador. El mismo se encuentra sumergido en una carcasa

estanca con forma de bulbo. Al ser sumergida, facilita la refrigeración del mismo, favoreciendo el intercambio entre el aire y el agua. Otra variedad son las turbinas de hélice, en las que, a diferencia de las Kaplan, los álabes del rotor son fijos.

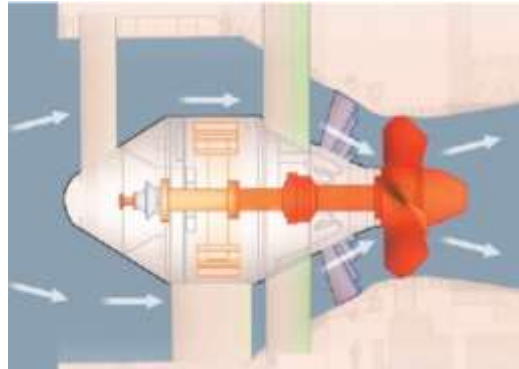


Ilustración 29-Esquema de una turbina de bulbo según ESHA [23]

En proyectos de centrales hidroeléctricas de uso habitual (con presa) se puede trabajar cualquiera de los tipos de turbinas mencionados, pero con modelos particulares como lo son las Pelton, Francis y Kaplan. Las Francis tiene un rendimiento elevado por eso son las más utilizadas.

	Salto	Caudal	Rendimiento	Regulación	Caudal Mínimo de utilización (% Q diseño)
<b>Pelton</b>	>200m	<10 m <sup>3</sup> /s	30-100%	Inyectores de distribución	10-20%
<b>Kaplan</b>	<50m	>15 m <sup>3</sup> /s	30-100%	Distribuidor y palas de rotor orientables	20-40%
<b>Francis</b>	Gran variedad	Gran variedad	60-100%	Regulación de alabes	40%

Tabla 11-Comparación turbinas para centrales hidroeléctricas [42]

La eficiencia de una instalación de esta índole queda restringida a tres parámetros esenciales: el generador, el transformador y la turbina. Los 2 primeros tienen rendimientos elevados, superiores al 90% mientras que las turbinas un poco más limitadas pueden tener rendimientos en el entorno del 70-80%, existiendo casos de rendimientos del 90% dependiendo de los tamaños y diseños. [42] Esto vuelve crucial la selección de la turbina para poder obtener el mejor rendimiento de la instalación. Las curvas típicas de rendimientos se muestran en la **figura 30**.

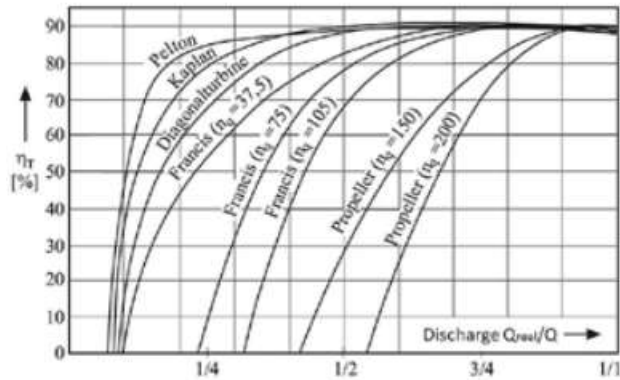


Ilustración 30-Rendimiento de turbinas en función del porcentaje de caudal sobre el de diseño [43]

Las turbinas Pelton y Kaplan conservan altos rendimientos cuando operan por debajo del caudal de diseño, exhibiendo un buen comportamiento a carga parcial. Los rendimientos de las turbinas Francis caen más bruscamente si se trabajan por debajo de la mitad de su caudal normal, por lo tanto, son más adecuadas para esquemas de centrales de pasada con caudal constante.

El objetivo principal frente a la selección de la turbina es encontrar la que mejor se adapte a la situación tanto en rendimiento como en costo del proyecto. Se han realizado varios estudios al respecto y se ha encontrado un patrón o guía que se repite frente a situaciones similares. Las mismas son las condiciones óptimas de diseño de una central, tanto sea para la dimensión de la presa como para la selección de la turbina. Los criterios de selección se restringen al rango de caudales a turbinar, el salto bruto y todos los estudios de la región (las condiciones topográficas, geológicas, medioambientales e hidrológicas del terreno, estudio económico-financiero).

Existen distintos tipos de disposición de las turbinas en función del salto y el caudal. Las mismas se presentan a continuación con una sugerencia de la turbina que mejor se adapta a cada condición, la misma igualmente queda sujeta a un estudio más riguroso de las condiciones a las que se somete:

- Salto bajo y caudal alto  
 En este caso la disposición de la sala de máquinas es compacta y la entrada de agua en la turbina se hace mediante una cámara construida en la misma presa. La turbina que mejor se adapta a estas condiciones es la Kaplan como se aprecia en la **ilustración 31**

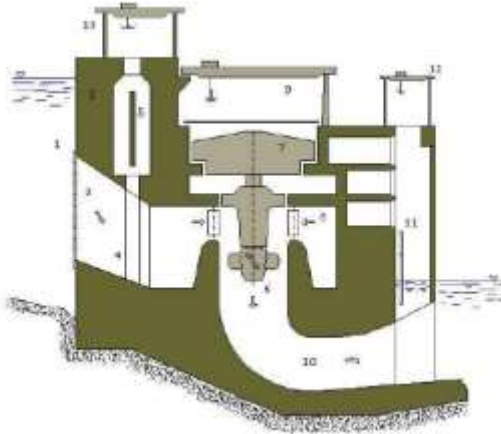


Ilustración 31-Disposición de turbina para salto bajo y caudal alto [8]

- Salto mediano y caudal mediano

En estas condiciones la sala de máquinas se encuentra al pie de la presa y el agua ingresa por toma en mismo dique. La turbina que mejor se adapta a estas condiciones es la Francis como se aprecia en la **ilustración 32**

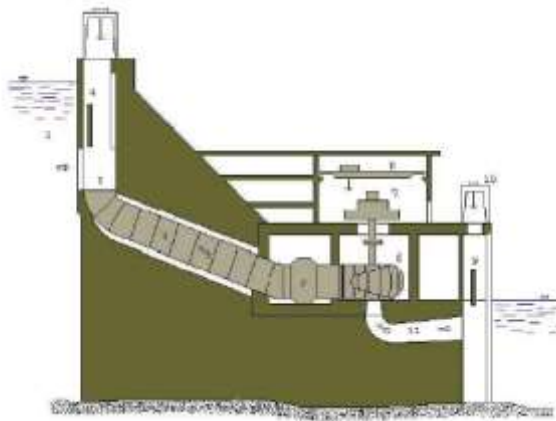


Ilustración 32-Disposición de turbina para salto mediano y caudal mediano [8]

- Salto bajo y caudal mediano

En estos casos se utiliza un generador “bulbo”, el cual se encuentra sumergido

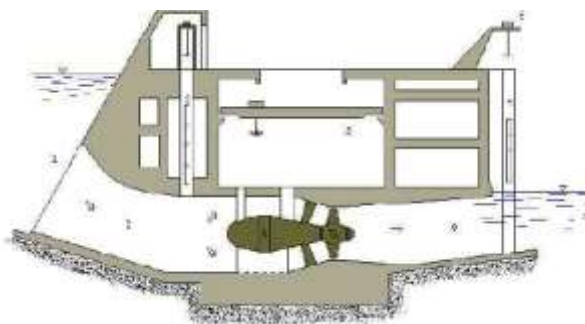
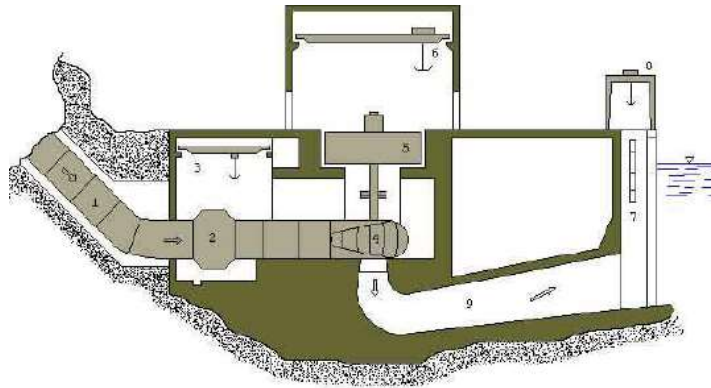


Ilustración 33-Disposición de turbina para salto bajo y caudal mediano [8]

- Salto alto y caudal bajo (aplicable para acumulación por bombeo)

Para este tipo de instalaciones se construye alejado de la presa y se instalan válvulas de apertura y cierre para evitar golpes de ariete. La turbina que mejor se adapta a estas condiciones es la Pelton, diseñada justamente para grandes saltos y bajos caudales. También se puede utilizar del tipo Francis como se aprecia en la **ilustración 25**.



*Ilustración 34-Disposición de turbina para salto alto y caudal bajo [8]*

#### 4.1.5-Presas

Las presas son construcciones civiles creadas con el fin de generar un desnivel dentro de un curso de agua y poder guiar el mismo hacia la zona de conversión de energía (la turbina). Existen diferentes tipos de presas, la elección del mismo depende en gran parte de las condiciones de la región (topografía, hidrología y geología). Existen dos grandes grupos de presas: las de tierra y las de hormigón.

##### 4.1.5.1-Presas de tierra

Este tipo de presas están constituidos por materiales finos de adecuada calidad y por abundancia en materiales rocosos. Es una solución más económica que las presas de hormigón. La composición se reparte en una capa impermeable superficial seguida de varias capas gruesas de materiales permeables separadas por filtros de transición. No es una buena solución para grandes presas, pero si para pequeñas y medianas.



*Ilustración 35-Presa de materiales sueltos [23]*

#### 4.1.5.2-Presas de hormigón (aplicable para acumulación por bombeo)

El uso de este tipo de presas está restringido al terreno que lo rodea. Por ejemplo, si no hay un terreno rocoso, a una profundidad razonable, no se puede pensar en emplear estructuras rígidas del tipo de una presa de hormigón.

La estabilidad de este tipo de presas se basa en la gravedad, su propio peso la mantiene. De allí la necesidad de un suelo profundo y rocoso para los cimientos. La sección es básicamente triangular con la zona superior rectangular.

Existen variedades dentro de las presas de hormigón. Las presas de contrafuerte se caracterizan por su composición aguas arriba. Está hecha de una placa continua de hormigón, con juntas de dilatación, que se apoya sobre unos contrafuertes, normalmente también en hormigón. Otro tipo de variedad de presas de hormigón son las de arco y bóveda como se presenta en la **ilustración 36**.



Ilustración 36-Presa de arco [23]

La construcción de centrales hidroeléctricas y de acumulación por bombeo deben tener en cuenta los factores de riesgo que pueden implicar tanto para las personas que trabajan allí en etapas de construcción y operación como para los habitantes de la región. Este peligro es independiente del tamaño de la construcción, si bien una central de mayor tamaño puede generar daños de mayor impacto. Un punto crítico en este sentido es la presa y sus embalses, pudiendo generar inundaciones y daños medioambientales. Las roturas de presas implican un gran riesgo. Para este punto, es muy importante el balance hídrico de la zona en cuestión y como la construcción de la presa y todo el proyecto puede influir en la esorrentía del sitio en cuestión.

De acuerdo al reporte anual de USACE (U.S. Army Corps of Engineers) en 1975, se define un criterio de clasificación de peligrosidad de la presa en bajo, medio y alto que ciertos países emplean como guía. [23]

#### 4.1.6-Tipos de instalaciones (aplicables para acumulación por bombeo)

Las centrales de acumulación también pueden clasificarse en base a la cantidad de equipos electromecánicos utilizados para su funcionamiento:

- Instalación cuaternaria: constituida por cuatro equipos diferentes como son alternador, turbina, motor y bomba. Es la opción más costosa, pero en algunos casos necesaria.
- Instalación ternaria: constituida por tres equipos diferentes siendo alternador-motor, turbina y bomba sus componentes. Este caso reagrupa la maquina eléctrica, pero mantiene dos equipos diferentes para bombear y turbinar. En este caso el sentido de giro de las máquinas hidráulicas es el mismo durante los procesos de bombeo o de turbinado, lo que permite utilizar la turbina para arrancar el grupo cuando se desea bombear. Este tipo de instalaciones permiten utilizar equipos de fácil acceso, es decir, bombas y turbinas convencionales acopladas a un motor que puede actuar como generador. Esto simplifica la compra de repuestos ya que al ser convencionales es más sencilla su ubicación y compra. Es posible utilizar el mismo motor y por medio de un mecanismo de selección acoplar a la bomba o la turbina. Un punto desfavorable es que, al ser instalaciones robustas, necesitan mayor espacio y montajes con mayor cantidad de conexiones. La central de Ottenstein en Austria utiliza este tipo de instalación.

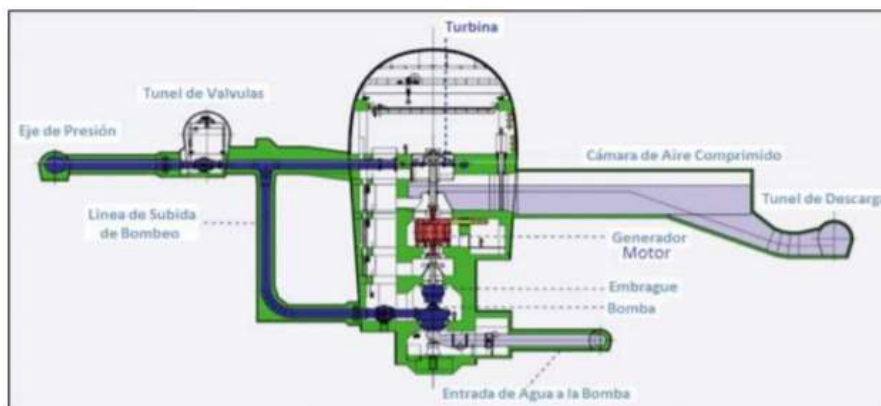


Ilustración 37-Esquema de instalación ternaria de eje vertical [31]

- Instalación binaria: constituida por dos equipos diferentes siendo alternador-motor y turbina-bomba sus componentes. Ambas máquinas (eléctrica e hidráulica) son reversibles. La diferencia entre ambas es la forma de inversión. En la máquina hidráulica el paso de turbina a bomba se realiza invirtiendo el sentido de giro de su eje y el sentido del flujo, mientras que en la máquina eléctrica acoplada al mismo la inversión del sentido de giro se realiza permutando dos fases de la alimentación del estator. La disposición generalmente es de eje vertical con el alternador-motor en la parte superior.

Existen sistemas turbina-bomba de velocidad variable, los cuales permiten un mejor rendimiento en cada punto de operación y se pueden adaptar a las variaciones de caudal y carga de los embalses de acuerdo a la potencia demandada. Los sistemas convencionales de velocidad fija no tienen esta alternativa, lo cual genera rendimientos muy variables y rangos de trabajo más



acotados. Estos sistemas variables permiten ajustes más rápidos, volviéndolos sistemas más efectivos. [34]

Este tipo de sistemas de velocidad variable son ideales para incorporar con sistemas de energía renovable, los cuales son muy variables a diversas escalas como se menciona en capítulos anteriores. Contrarrestar esta variabilidad continua de estos sistemas es un gran desafío y los tiempos de respuesta son muy importantes. Los sistemas de velocidad variable son los que mejor se adaptan a estas condiciones, asegurando un suministro estable corrigiendo el déficit/exceso de generación de energía del sistema renovable tanto para entregar a la red como para acumular y evitar las pérdidas del excedente de energía momentáneo.

Existen diversos modelos de turbinas-bomba siendo Francis un modelo muy aplicado. Al ser equipos más específicos que los mencionados en sistemas ternarios, tienen mayor costo a pesar de tener instalaciones más sencillas por menor cantidad de equipos. Los espacios de instalación son más reducidos. La gestión de repuestos se vuelve más dificultosa al no ser equipos de uso masivo y no se tiene información precisa sobre el funcionamiento de las mismas (curvas características, etc.) lo cual dificulta el estudio previo a la utilización de los equipos (rendimientos, potencia a generar, etc.). En Austria existe una central que utiliza este tipo de instalaciones en Lunersee.

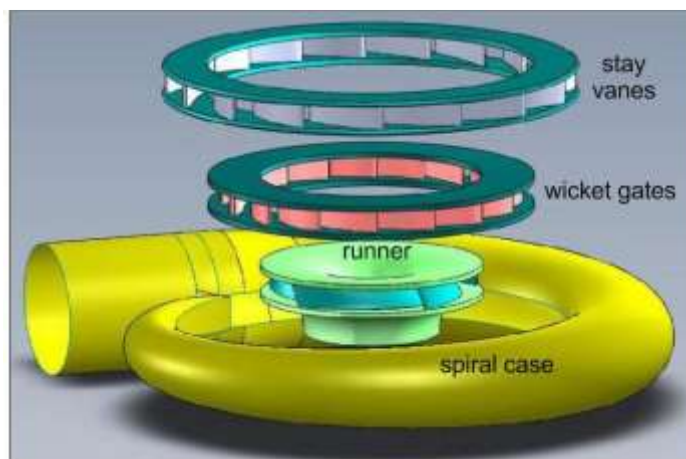


Ilustración 38-Esquema de una turbina-bomba [33]

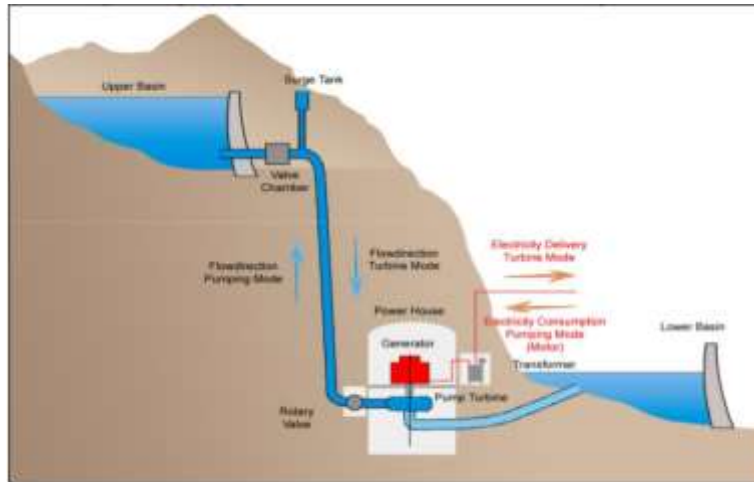


Ilustración 39-Esquema de instalación binaria [19]

- **Bomba como turbina:** vale distinguir el uso de una bomba turbina de una bomba como turbina (PAT). En este último, el punto de máximo rendimiento difiere en caso de bomba o turbina, lo que implica acoplar un variador de frecuencia para reaccionar eficientemente al cambio de cargas.

Este tipo de instalaciones se utilizan generalmente para abaratar costos, cuando el porcentaje del equipo a instalar es relativamente alto con respecto a la obra civil. Consiste básicamente utilizar un equipo que fue diseñado para bombear como turbina en sentido inverso. Esto permite tener una gran variedad de selección y un fácil acceso a los equipos, ya que su utilización sobrepasa ampliamente la aplicación de este tipo de proyectos.

Lo mismo a la hora de la búsqueda de repuestos y mantenimiento, al ser equipos muy utilizados y aplicables en todo tipo de instalaciones permite un mayor conocimiento a la hora de reparaciones y de gestión de repuestos. Los inconvenientes de seleccionar este tipo de equipos es que los mismos no fueron diseñados para turbinar, por lo cual no se tienen ensayos de su rendimiento para diferentes caudales. Claramente los mismos van a ser más bajos que utilizando una turbina tradicional. Se simplifica el montaje, permite lograr una sala de máquinas más compacta ya que también se reducen las instalaciones vinculadas. Sin embargo, este uso tiene limitaciones: la generación de energía solo es eficiente bajo condiciones de operación constantes lo que no permite explotar al máximo el recurso disponible cuando se producen fluctuaciones.

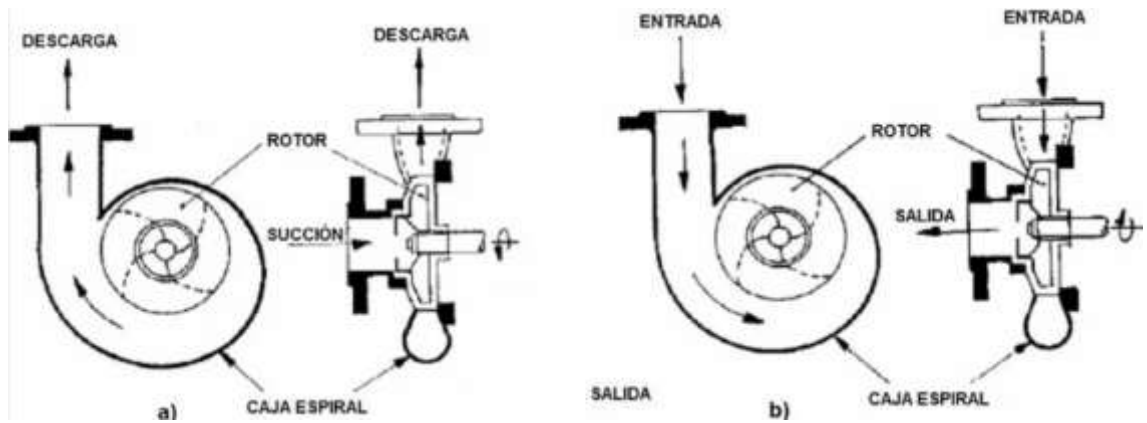


Ilustración 40-Esquema de funcionamiento de una bomba como turbina [62]

Este último grupo presenta ciertas ventajas y desventajas frente a la instalación ternaria mencionadas en la **tabla 10**.

Ventajas	Desventajas
Menor costo	Menor rendimiento
Menor longitud	Peligro de vibraciones
Menor obra civil	Doble sentido de giro
-	Mayor tiempo de maniobra

Tabla 12-Comparación instalación binaria y ternaria [19]

Si bien se pueden apreciar una gran cantidad de ventajas a la hora de utilizar una instalación con PAT en vez de una instalación binaria tradicional o ternaria, las mismas tienen algunos inconvenientes y riesgos. El uso de instalaciones como binarias o ternarias aumentan el riesgo de que quede fuera de servicio la central. Al aumentar la cantidad de equipos que conforman la instalación se puede mantener su uso, aunque una de las cuatro partes falle. Por ejemplo, en una instalación binaria o ternaria si se tiene que realizar una manipulación sobre el motor-alternador no se puede ni generar energía eléctrica ni almacenar. Sin embargo, en una instalación cuaternaria, una intervención sobre el alternador permite continuar bombeando agua o una intervención sobre el motor permite continuar generando energía eléctrica.

Por otra parte, el uso de una bomba como turbina no es un escenario ideal desde un punto de vista de la construcción. La bomba no está diseñada para ser utilizada como turbina. Existen una gran cantidad de diferencias en la construcción y condiciones de uso de cada una de ellas. Los principios de funcionamiento son diferentes: la bomba tiene un efecto difusor mientras que la turbina un efecto de contracción. Esto genera variaciones en los rendimientos de cada una ya que las pérdidas se generan en distintos lugares de la instalación. Además, las turbinas tienen incorporados alabes distribuidores regulables lo que permite tener un flujo guiado, las bombas no tienen este mecanismo (y en caso que lo tengan es fijo). Por otro lado, existen diferencias constructivas en los álabes:

- Ángulos
- Bordes de ataque

- Bordes de fuga
- Curvatura
- Cantidad

La cavitación es otra distinción que debe realizarse a la hora de comparar el comportamiento de una bomba y una turbina. La bomba requiere mayor sumergencia en la succión que la salida de una turbina. Las recirculaciones internas son diferentes y en las turbinas se producen fenómenos localizados como la cavitación en lengüeta y flujos recirculantes a la entrada. [36]

#### 4.1.7-Multiplicadores

El acople entre turbina y generador puede tener varias configuraciones. La más sencilla es por acople directo, para ello tienen que trabajar a la misma velocidad y tener características de montaje similares. Este mecanismo permite evitar pérdidas mecánicas y limitar los mantenimientos.

El principal inconveniente que se encuentra en los acoples de turbina y generador son las velocidades de giro. En instalaciones de bajo salto, las turbinas giran a velocidades menores a 400rpm y es necesario emplear un multiplicador para alcanzar las velocidades de los generadores (1000-1500rpm). Esta solución es más económica que buscar un alternador para las bajas velocidades de las turbinas.

#### 4.1.8-Generadores y disposición

Los generadores permiten la transformación de la energía mecánica suministrada por la turbina en energía eléctrica. En función de la red que debe alimentar, existen alternadores sincrónicos o asíncronos.

Los alternadores sincrónicos generan energía eléctrica con el mismo voltaje, frecuencia y ángulo que la red. Además, generan la energía reactiva requerida por el sistema. Esto lo logran a través de un sistema de excitación con un regulador de tensión. Estos alternadores pueden trabajar aislados de la red [23].

Los alternadores asíncronos no tienen regulación de tensión. Son máquinas de inducción que contienen un rotor en jaula de ardilla. Los mismos giran a una velocidad vinculada directamente a la frecuencia de la red a la que están conectadas. La red suministra la corriente de excitación y absorben energía reactiva para la magnetización [23]. Es posible incorporar un banco de condensadores para compensar esta energía. A diferencia de los alternadores sincrónicos, estos no pueden funcionar aislados de la red ya que necesitan esta para poder adquirir la corriente de excitación. Esto podría llegar a darse utilizando un banco de condensadores, pero implica agregar componentes al sistema.

	Síncronos	Asíncronos
<b>Precio</b>	Más caros	Más económicos
<b>Red</b>	Pequeña	Grande
<b>% de energía de red</b>	Importante	Insignificante

Tabla 13-Comparación generadores síncronos y asíncronos

Los generadores suelen usar la misma configuración que las turbinas. Pueden ser tanto de eje horizontal como de eje vertical. Pueden utilizarse volantes de inercia para suavizar las variaciones de par y facilitar el control de la turbina.

#### 4.1.9-Arranques de motor

En los casos de utilizar una máquina eléctrica única como alternador y motor existe la problemática del uso. Una máquina síncrona en su funcionamiento como motor presenta el grave inconveniente, aunque su inductor esté ya excitado, de que en reposo el par medio que desarrolla al conectarla a la red es nulo, por lo que se ha de disponer de un método de arranque para esta máquina que sea compatible con las exigencias de la instalación y de la red a la cual va a ser conectada. Para ello, existen distintos tipos de arranque **[19]**.

- Arranque asíncrono
- Arranque con máquina auxiliar
- Arranque a frecuencia variable
- Arranque por modificación del circuito hidráulico

#### 4.1.10-Regulación de turbinas

Las condiciones en una central hidroeléctrica o central de acumulación por bombeo no son constantes en el tiempo. Pueden existir variaciones en potencia demandada, en el salto bruto entre embalses y mismo en el caudal de circulación. Para poder ajustar estas variaciones y mantener un suministro estable y acorde a la demanda solicitada por la red se emplean sistemas de control. Los mismos pueden ser de caudal como lo son los álabes directrices, válvulas o compuertas, o disipando el exceso de potencia eléctrica **[19]**.

La regulación del caudal repercute directamente sobre el giro de la turbina variando el caudal que pasa por la turbina a través de un servomotor que altera el ángulo de los álabes del distribuidor ajustando el caudal de ingreso a la turbina.

## 4.2-Tecnologías potenciales

Si bien la acumulación por bombeo es una tecnología cada vez más aceptada a nivel mundial no deja de tener el inconveniente del espacio utilizado para los embalses al igual que necesitar de obras civiles y desniveles naturales para generar la energía potencial a utilizar. A partir de estas limitaciones, han surgido estudios para presentar alternativas a la represa clásica para generar desniveles entre embalses y con la alimentación de dichas reservas.

#### 4.2.1-Reservas de mar

Las plantas de almacenamiento por bombeo pueden operar con agua de mar, aunque existen desafíos adicionales en comparación con el uso de agua dulce como lo es el efecto corrosivo en los equipos asociados. La gran ventaja de este tipo de sistemas es la reducción de costos al utilizar el mar como el embalse inferior **[25]**. Este tipo de

tecnologías generan ahorros en los costos de obra ya que no es necesaria la construcción de un reservorio inferior.

Inaugurada en 1966, la central mareomotriz de 240 MW Rance en Francia puede funcionar parcialmente como una estación de almacenamiento por bombeo. Cuando las mareas altas ocurren fuera de las horas pico, las turbinas se pueden usar para bombear más agua de mar al embalse de la que la marea alta habría traído naturalmente. Es la única planta de energía a gran escala de su tipo.



*Ilustración 41-Central Mareomotriz (Rance, Francia)*

En 1999, el proyecto Yanbaru de 30 MW en Okinawa, Japón fue la primera demostración de almacenamiento por bombeo de agua de mar. Se consideró un proyecto de almacenamiento por bombeo basado en agua de mar de 300 MW para Lanai, Hawái, y se han propuesto proyectos basados en agua de mar en Irlanda. Un par de proyectos propuestos en el desierto de Atacama en el norte de Chile utilizarían 600 MW de energía solar fotovoltaica (junto con 300 MW de almacenamiento por bombeo (Espejo de Tarapacá) elevando el agua de mar 600 metros hasta un acantilado costero **[26]**

#### 4.2.2-Embalses Subterráneos

Otra alternativa planteada es la utilización de embalses subterráneos para optimizar el espacio de estas tecnologías. Los ejemplos recientes incluyen el proyecto Summit propuesto en Norton, Ohio, el proyecto propuesto de Maysville en Kentucky (mina subterránea de piedra caliza) y el proyecto Mount Hope en Nueva Jersey, que debía haber utilizado una antigua mina de hierro como depósito inferior. El almacenamiento de energía propuesto en el sitio de Callio en Pyhäjärvi (Finlandia) utilizaría la mina más profunda de Europa, con una diferencia de elevación de 1.450 metros. **[27]**

Se han propuesto varios proyectos nuevos de almacenamiento por bombeo subterráneo. Las estimaciones de costo por kW para estos proyectos pueden ser más bajas que para los proyectos de superficie si utilizan el espacio de la mina subterránea

existente. Hay oportunidades limitadas que involucran un espacio subterráneo adecuado, pero el número de oportunidades de almacenamiento subterráneo por bombeo puede aumentar si las minas de carbón abandonadas resultan adecuadas. [28]

En Bendigo, Victoria, Australia, Bendigo Sustainability Group ha propuesto el uso de las antiguas minas de oro de Bendigo para el almacenamiento de energía hidráulica por bombeo. Bendigo tiene la mayor concentración de minas de roca dura de pozo profundo en todo el mundo, con más de 5.000 pozos realizados bajo Bendigo en la segunda mitad del siglo XIX. El pozo más profundo se extiende 1.406 metros verticalmente bajo tierra. Un reciente estudio de prefactibilidad ha demostrado que el concepto es viable con una capacidad de generación de 30 MW y un tiempo de ejecución de 6 horas utilizando una altura de agua de más de 750 metros. [29]

El gran inconveniente de este tipo de reservorios es claramente las excavaciones. Las mismas implican mayores costos de obra. Sin embargo, dichos costos se pueden ver compensados y hasta disminuidos en comparación con una instalación habitual debido dos razones: por un lado, no se necesita un reservorio superior amplio debido al salto generado con el reservorio subterráneo y, por otro lado, esto permite ubicar el reservorio en sitios más estratégicos, es decir, cercanos a puestos de conexión a la red y así evitar grandes costos de tendidos eléctricos. La gran limitante de este tipo de instalaciones son las características geológicas del sitio [25].

#### 4.2.3-Sistemas descentralizados

Se podrían construir pequeñas (o micro) aplicaciones para el almacenamiento por bombeo en los arroyos y dentro de las infraestructuras, como las redes de agua potable, y las infraestructuras de fabricación de nieve artificial. En este sentido, se ha implementado concretamente una cuenca de aguas pluviales como una solución rentable para un depósito de agua en un almacenamiento de energía hidroeléctrica de micro bombeo. [15]. Estas plantas proporcionan almacenamiento de energía distribuida y producción de electricidad flexible distribuida y pueden contribuir a la integración descentralizada de tecnologías de energía renovable intermitentes, como la energía eólica y la energía solar. Los embalses que se pueden utilizar para pequeñas centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo podrían incluir lagos naturales o artificiales, embalses dentro de otras estructuras como riego o partes no utilizadas de minas o instalaciones militares subterráneas. En Suiza, un estudio sugirió que la capacidad instalada total de las pequeñas centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo en 2011 podría aumentarse de 3 a 9 veces mediante la provisión de instrumentos de política adecuados.

#### 4.2.4-Reservas submarinas

Almacenar energía en el fondo del océano podría ser un sistema muy efectivo con una eficiencia de alrededor del 80%, comparable a los sistemas de almacenamiento de energía convencionales. Este tipo de sistemas hace uso de la diferencia de presión entre el fondo del mar y la superficie del océano. En el nuevo diseño, se integrará un tanque de almacenamiento ubicado en el fondo del mar a una profundidad de alrededor de 400-800 m. La esfera llena de agua, esta en equilibrio de presión con su entorno marino.

Para generar la acumulación de energía, se bombea el agua que se encuentra dentro de la esfera fuera de la misma, generando un desequilibrio de presiones. Cuando se habilita el ingreso de agua a la esfera, se turbinada la misma hasta generar nuevamente el equilibrio (esfera llena de agua).

En marzo de 2017, el proyecto de investigación StEnSea [\[16\]](#) (almacenamiento de energía en el mar) anunció la finalización exitosa de una prueba de cuatro semanas de un depósito submarino de almacenamiento por bombeo. En esta configuración, una esfera hueca sumergida y anclada a gran profundidad actúa como depósito inferior, mientras que el depósito superior es el cuerpo de agua circundante.

La electricidad se genera cuando se deja entrar el agua a través de una turbina reversible integrada en la esfera. Durante las horas de menor actividad, la turbina cambia de dirección y bombea el agua de nuevo, utilizando el "excedente" de electricidad de la red. La cantidad de energía creada cuando se deja entrar el agua crece proporcionalmente a la altura de la columna de agua sobre la esfera, en otras palabras: cuanto más profunda se encuentra la esfera, más densamente puede almacenar energía. Como tal, la capacidad de almacenamiento de energía del depósito sumergido no se rige por la energía gravitacional en el sentido tradicional, sino más bien por la variación de presión vertical.

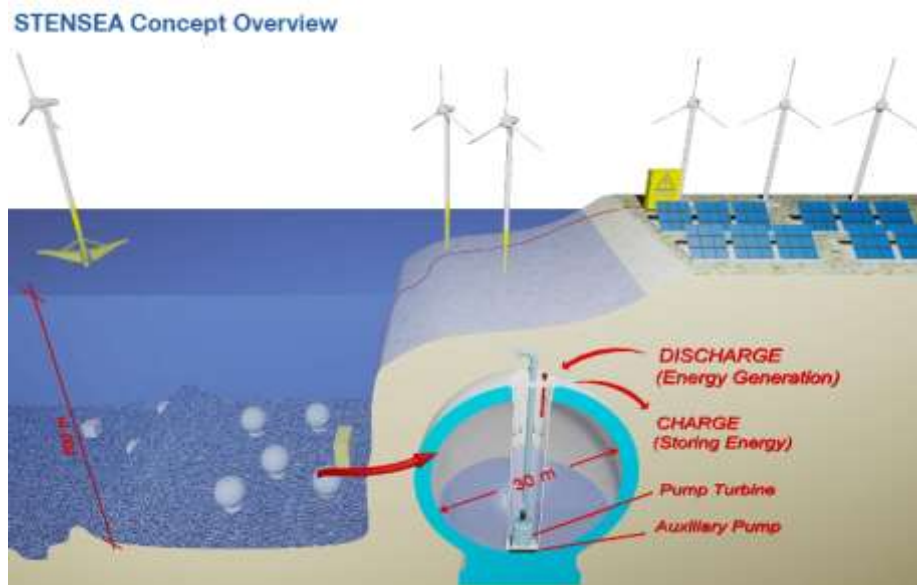


Ilustración 42-Esquema de funcionamiento de almacenamiento submarino [\[16\]](#)



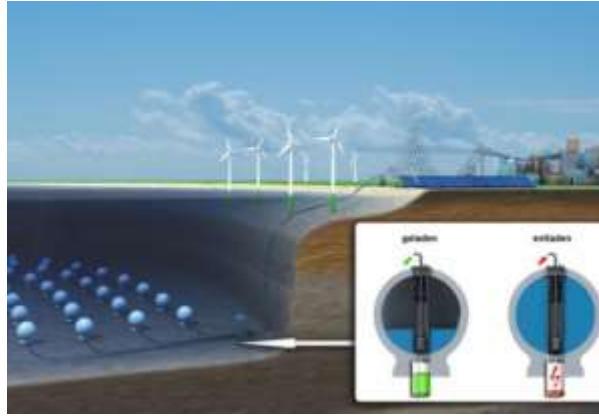


Ilustración 43-Esquema de funcionamiento de almacenamiento submarino [16]

El funcionamiento consiste básicamente en utilizar la diferencia de presiones entre la esfera y el cuerpo de agua que lo rodea. Al permitir el ingreso de agua a la esfera, la columna de agua permite la generación de energía (descarga de almacenamiento) hasta equilibrar las presiones de los cuerpos. Por otra parte, para volver a generar ese desequilibrio (almacenar energía), se bombea el agua de la esfera al cuerpo que lo rodea para volver a repetir el ciclo.

Si bien la prueba de StEnSea se llevó a cabo a una profundidad de 100m en el lago de Constanza de agua dulce, se prevé que la tecnología se utilice en agua salada a mayores profundidades. Dado que el depósito sumergido solo necesita un cable eléctrico de conexión, la profundidad a la que se puede emplear está limitada solo por la profundidad a la que puede funcionar la turbina, actualmente limitada a 700m. El desafío de diseñar un almacenamiento por bombeo de agua salada en esta configuración submarina trae una serie de ventajas mencionadas en la **tabla 13**.

Ventajas
No requiere área terrestre
Ninguna estructura mecánica que no sea el cable eléctrico necesita abarcar la distancia de la diferencia de energía potencial
En presencia de suficiente área del lecho marino, múltiples reservorios pueden escalar la capacidad de almacenamiento sin límites
En caso de colapso de un reservorio, las consecuencias serían limitadas además de la pérdida del reservorio en sí
La evaporación del depósito superior no tiene ningún efecto sobre la eficiencia de conversión de energía
La transmisión de electricidad entre el depósito y la red se puede establecer desde un parque eólico marino cercano, lo que limita la pérdida de transmisión y evita la necesidad de permisos de cableado en tierra.

Tabla 14-Ventajas de utilización de reservorios submarinos para acumulación por bombeo [16]

Un sistema de tamaño típico podrá producir alrededor de 300 MW, durante un período de tiempo de aproximadamente 7 a 8 h, suficiente para alimentar aproximadamente 200.000 hogares. La flexibilidad se extiende no sólo a los tamaños de la turbina y del tanque, sino también a la profundidad a la que se encuentra el sistema instalado.

Si bien este tipo de tecnología tiene un gran número de ventajas, el principal punto que no permite su desarrollo es el costo del mismo y el mantenimiento, siendo este último en profundidades importantes. Un diseño comercial actual con una esfera con un diámetro interior de 30m sumergida a 700m correspondería a una capacidad de 20 MWh que con una turbina de 5 MW llevaría a un tiempo de descarga de 4 horas. Un parque energético con múltiples depósitos de este tipo llevaría el costo de almacenamiento a unos pocos centavos de euro por kWh con costos de construcción y equipos en el rango de €1200 a €1400 por kW. Para evitar costos y pérdidas de transmisión excesivos, los embalses deben colocarse frente a costas de aguas profundas de áreas densamente pobladas, como Noruega, España, Estados Unidos y Japón. Con esta limitación, el concepto permitiría un almacenamiento mundial de electricidad de cerca de 900 GWh **[16]**

A modo de comparación, un almacenamiento tradicional por bombeo por gravedad capaz de almacenar 20 MWh en un depósito de agua del tamaño de una esfera de 30 m necesitaría una altura hidráulica de 519 m con la elevación abarcada por una tubería de agua presurizada que requiere típicamente una colina o montaña para soporte. **[16]**

#### 4.3-Ejemplos de centrales de acumulación por el mundo

##### 4.3.1-Japón: Okinawa Yanbaru Seawater **[17]**

La central eléctrica de almacenamiento por bombeo de agua de mar de Okinawa Yanbaru era una central hidroeléctrica experimental ubicada en Kunigami, Okinawa, Japón y operada por la Compañía de Desarrollo de Energía Eléctrica. Fue la primera instalación de almacenamiento por bombeo del mundo que utilizó agua de mar para almacenar energía. Los conductos, bombas y turbinas estaban instaladas bajo tierra. Se utilizaron materiales plásticos reforzados por fibra para las compuertas y el canal de descarga. La turbina de bombeo era de acero inoxidable resistente al agua de mar.

<b>Okinagua Yanbaru Seawater</b>	
<b>Salto</b>	136 m
<b>Caudal</b>	26 m <sup>3</sup> /s
<b>Potencia</b>	30 MW
<b>Embalse Superior</b>	564.000m <sup>3</sup>
	150 m de altura
<b>Construcción</b>	1987-1999
<b>Costo</b>	USD 24.000.000
<b>Desmantelamiento</b>	2016

Tabla 15- Características de central de Okinawa Yanbaru



Ilustración 44-Okinagua Yanbaru Seawater

#### 4.3.2-Luxemburgo: Central de Vianden [18]

La planta de almacenamiento por bombeo de Vianden se encuentra justo al norte de Vianden, en el distrito de Diekirch, Luxemburgo. Su depósito inferior se encuentra en el río Our, en la frontera con Alemania, y el superior se eleva sobre la cercana montaña de San Nicolás.

La central cuenta con dos depósitos (superior e inferior), dos centrales eléctricas y estructuras auxiliares como túneles, tomas y transformadores. El depósito superior de la planta se divide en dos secciones, I y II. Está formado por una presa continua y ambos tramos están divididos por una presa con compuertas. Para suministrar agua a los generadores y servir como descarga para las bombas, ambos depósitos superiores I y II tienen tomas / salidas combinadas. El reservorio I abastece principalmente de agua a la central eléctrica principal (900 MW) y el reservorio II suministra agua a una central eléctrica secundaria (196 MW), aunque ambos reservorios están a la misma altitud y pueden equilibrarse entre sí.

Central de Vianden		
<b>Salto</b>	266,5-219,3 m	
<b>Turbinas</b>	Francis	
<b>Embalse Superior</b>	7.230.000 m <sup>3</sup>	
	510,4 m	
<b>Embalse Inferior</b>	10.080.000 m <sup>3</sup>	
	227,5 m	
<b>Construcción</b>	1959-2013	
<b>I</b>	<b>Potencia</b>	900 MW
	<b>Caudal</b>	393,5 m <sup>3</sup> /s

	<b>Turbinas</b>	9
	<b>Potencia</b>	196 MW
<b>II</b>	<b>Caudal</b>	77 m <sup>3</sup> /s
	<b>Turbinas</b>	1

Tabla 16- Características de central de Vianden



Ilustración 45-Central de Vianden, Luxemburgo

#### 4.3.3-EEUU: Bath County [20]

La central de acumulación por bombeo del condado de Bath en Virginia, EEUU es la central más grande del mundo con una capacidad máxima de generación de 3.003 MW, un promedio de 2.772 MW y una capacidad total de almacenamiento de 24.000 MWh.

La central es propiedad conjunta de Dominion Generation (60%) y FirstEnergy (40%), administrada por Dominion. Almacena energía para PJM Interconnection, una organización de transmisión regional en 13 estados y el distrito de Columbia.

Conectando el depósito superior a la central eléctrica hay tres conductos de agua de entre 940 m y 1.100 m de largo. Cada uno de los conductos conduce a un pozo de 300 m que se bifurca en dos compuertas (para un total de seis) antes de llegar a las turbinas. Cada compuerta tiene 5,5 m de diámetro y entre 270 m y 380 m de longitud. La presión estática máxima desde la parte superior del sistema de suministro de agua a las turbinas es de 400 mca.



Ilustración 46-Central de Acumulación de Bath County (Virginia, EEUU)

Las fuentes de agua utilizadas para crear los reservorios son los ríos Back Creek y Little Back Creek. Los mismos tienen un caudal relativamente pequeño. Sin embargo, solo se utiliza agua de estos ríos para reposición de las pérdidas por evaporación ya que el agua circula entre reservorios en un circuito cerrado.

Bath County	
Salto	380 m
Caudal	850 m <sup>3</sup> /s
Potencia	3.003 MW
Turbinas	6
Embalse Superior	14.000.000 m <sup>3</sup>
	140 m de altura
Embalse Inferior	3.100.000 m <sup>3</sup>
	41 m de altura
Construcción	1985-2009
Costo	USD 1.600 millones

Tabla 17- Características de central de Bath County

#### 4.3.4-Proyecto en China: Fengning [21]

La central eléctrica de almacenamiento por bombeo Fengning se encuentra actualmente en construcción a unos 145 km al noroeste de Chengde, en el condado autónomo de Fengning Manchu de la provincia de Hebei, China. Cuando se complete, será la central de almacenamiento por bombeo más grande del mundo con una capacidad instalada de 3.600 MW capaz de producir 3.424 TWh anuales.

Fengning	
Potencia	3.600 MW
Turbinas	12
Embalse Superior	48.830.000m <sup>3</sup>
Embalse Inferior	66.150.000m <sup>3</sup>
Construcción	2013-2021
Costo	USD 1.870 millones

Tabla 18- Características de central de Fengning

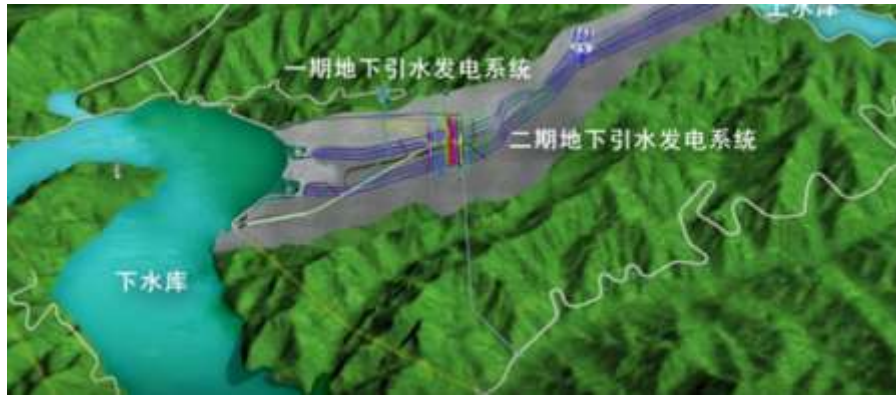


Ilustración 47-Proyecto de central de acumulación de Fengning (Fengning, China)

#### 4.3.5-EEUU: Grand Coulee Dam [22]

La presa Grand Coulee es una central de generación hidroeléctrica en el río Columbia en el estado estadounidense de Washington, construida para producir energía hidroeléctrica y proporcionar agua de riego. Construido entre 1933 y 1942, Grand Coulee originalmente tenía solo dos centrales eléctricas. La tercera central eléctrica "Nat", terminada en 1974 para aumentar la producción de energía, convierte a Grand Coulee en la central eléctrica más grande de los Estados Unidos por su capacidad nominal con 6.809 MW.

Dentro de esta central hidroeléctrica, se ha implementado dos centrales de acumulación por bombeo al añadir seis bombas y turbinas específicas para este uso distribuidas en 2 zonas. Las mismas tienen una capacidad instalada de 314 MW. Al bombear agua al lago Banks, consumen 600 MW de electricidad. Cada turbina se alimenta de agua mediante una compuerta individual. Las turbinas más grandes alimentan la Tercera Central Eléctrica, tienen 12 m de diámetro y pueden suministrar hasta 990 m<sup>3</sup>/s.

Grand Coulee DAM	
<b>Potencia Turbinación</b>	6.809 MW
<b>Potencia Bombeo</b>	314 MW
<b>Caudal Turbinación</b>	28.000 m <sup>3</sup> /s
<b>Caudal Bombeo</b>	990 m <sup>3</sup> /s
<b>Construcción</b>	1933-1974
<b>Costo</b>	USD 730 millones

Tabla 19- Características de central de Grand Coulee Dam



Ilustración 48-Central de generación hidroeléctrica Grand Coulee Dam (Washington, EEUU)

Las instalaciones eléctricas de la presa tenían originalmente una capacidad instalada de 1.974 MW, pero las expansiones y mejoras han aumentado la generación a 6.809 MW instalados, 7.079 MW como máximo. La presa Grand Coulee genera 21 TWh de electricidad al año. Esto significa que la presa genera alrededor de 2.397 MW de potencia en promedio, lo que da como resultado una eficiencia total del factor de planta del 35%. En 2014 se generaron 20,24 TWh de electricidad.

	Tipo	Cantidad	Capacidad (MW)	Total (MW)
<b>Instalación Izquierda</b>	Francis	3	10	30
	Francis	9	125	1125
<b>Instalación Derecha</b>	Francis	9	125	1125
<b>Tercer Instalación</b>	Francis	3	805	2415
	Francis	3	600	1800
<b>Acumulación por bombeo</b>	Bomba-Turbina	4	53,5	214
	Bomba-Turbina	2	50	100
<b>Total</b>	-	<b>33</b>	-	<b>6809</b>

Tabla 20-Capacidad edificaciones de planta de generación Grand Coulee Dam (Washington, EEUU)

## 5-Estudios previos a realización de proyecto

El desarrollo del proyecto de pequeña energía hidroeléctrica generalmente necesita de 2 a 5 años para finalizar, desde la concepción hasta la puesta en servicio final. Este tiempo es necesario para completar estudios y trabajo de diseño de ingeniería, para recibir las aprobaciones legales necesarias y para construir el proyecto. Una vez que se construye la pequeña central hidroeléctrica, requiere una cantidad insignificante de mantenimiento durante su ciclo de vida útil, que puede ser superior a 50 años. Típicamente, un operador a tiempo parcial puede realizar el control y el servicio de rutina de una pequeña central hidroeléctrica, con el mantenimiento de los elementos más grandes e importantes de una planta normalmente necesita ayuda de contratistas externos.

La viabilidad técnica y financiera de cada desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas son muy dependiente del sitio. La potencia y energía generada depende del flujo de agua disponible y del salto hidráulico. Las producciones que se pueden generar a partir de la central dependen de la cantidad de agua y la frecuencia de flujo durante el año.

La viabilidad del sitio depende de la energía y la potencia que puede llegar a generarse, ya sea que la energía se pueda vender o no, y el costo pagado por la energía. A esto se le suma la viabilidad desde un punto de vista hidrológico, pudiendo respetar los caudales mínimos de circulación. En un área aislada (desarrollos fuera de la red y aislados de la red) el valor de la energía producida para el consumo es típicamente significativamente más alto que para los desarrollos que son interconectado a una red central. Sin embargo, las áreas aisladas pueden no estar en condiciones de utilizar toda la energía disponible de la pequeña central hidroeléctrica y, tal vez no en una posición para usar la energía cuando esté disponible debido a fluctuaciones estacionales en el flujo de agua y uso de energía.

Realizar un proyecto de una central de acumulación por bombeo implica un estudio muy exhaustivo y con la participación de muchas disciplinas. Es un proceso iterativo con muchos relevamientos y ensayos. El mismo consiste en encontrar la mejor solución tecnológica que se adapte al medio estudiado, que sea viable técnicamente y rentable económicamente.

Cada caso de estudio es diferente por cuestiones de dificultades de terreno y medioambientales, lo cual puede implicar estudios más o menos rigurosos a la hora de considerar si es viable o no el proyecto en cuestión. Sin embargo, la guía ESHA propone una serie de pasos fundamentales a seguir como estudio de pre-factibilidad antes de profundizar los trabajos.

1. Identificación topográfica del lugar, incluido el salto bruto disponible
2. Evaluación de los recursos hidráulicos, para calcular la producción de energía
3. Definición del aprovechamiento y evaluación preliminar de su costo
4. Selección de turbinas hidráulicas, generadores eléctricos y sus equipos de control.



5. Evaluación del impacto ambiental y estudio de las medidas correctoras
6. Estudio económico del aprovechamiento y vías de financiación y
7. Conocimiento de los requisitos institucionales y de los procedimientos administrativos para su autorización. **[23]**

Una parte fundamental del estudio consiste en estudiar el potencial del sitio desde un punto de vista energético, evaluar el salto disponible y el caudal a turbinar considerando los caudales mínimos de circulación. El salto se puede medir fácilmente con un nivel, un taquímetro o un clinómetro y, salvo en los saltos de poca altura, puede considerarse que permanece constante. El caudal por otra parte viene afectado por multitud de factores: pluviometría, naturaleza del terreno y temperatura en la cuenca. Hoy en día hay muchas cuencas que disponen de series temporales de caudales perfectamente fiables.

### 5.1-Relevamientos topográficos

Los relevamientos topográficos son muy importantes para un estudio previo a un proyecto de esta índole ya que permiten determinar las características particulares del terreno tanto topográficas como geológicas y geomorfológicas. Permite determinar la posibilidad de implantación de la instalación (presa, toma, cañería de aducción, central, etc.), las condiciones de escurrimiento y derivación del agua y condiciones de acceso.

Para ello, se pueden utilizar relevamientos topográficos con curvas de nivel cada un metro a escala 1:5000 o 1:1000. Se pueden realizar relevamientos aéreos de reconocimiento (para lugares de difícil acceso o como primer acercamiento) y fotos aéreas.

La topografía determina la relación entre altura útil y longitud de la vía fluvial. El salto  $\Delta H$  y el caudal  $Q$  determinan el potencial de generación de energía, y la longitud del canal  $L$ , afecta los costos de construcción. Por lo tanto, un salto mayor, o una topografía de río más empinada produce un sitio de generación más rentable. Sin embargo, un terreno muy empinado puede restringir el acceso y el espacio. La construcción de caminos de acceso a través de terrenos irregulares puede ser un factor decisivo del proyecto debido a los costos para la instalación de grandes estructuras, en terreno empinado estas estructuras deben construirse bajo tierra. Además, la topografía y el salto disponible influyen en el tipo de central que se pueden construir. En terrenos rocosos irregulares, una central de alto salto debería utilizar una turbina Pelton, pero en regiones planas con bajo salto una turbina Kaplan **[42]**. La topografía también define si los embalses pueden ser instalados. Por ejemplo, un sitio en un valle empinado es ideal para construir una presa corta/alta para formar un gran embalse con bajo costo, pero un paisaje plano requiere una represa larga/baja con un elevado costo para formar un depósito.

### 5.2-Relevamientos geológicos y geotécnicos

La situación geológica en un sitio potencial para una central de acumulación por bombeo es de crucial importancia para la construcción y operación de la misma. Los costos pueden aumentar sustancialmente dependiendo de las condiciones geológicas del sitio. Por un lado, los cimientos de todas las estructuras deben adaptarse a condiciones

geológicas existentes, especialmente las de la presa y la central eléctrica. Por otra parte, si se requieren túneles, los costos de excavación puede variar ampliamente según las condiciones geológicas. Y finalmente, condiciones de suelo poroso pueden generar pérdidas en los embalses. [42]

Para realizar este estudio es necesaria la siguiente información en una primera aproximación:

- Formaciones rocosas y sus características (compacidad, fragmentación, esquistosidad o foliación, dirección de los planos)
- Profundidad de suelo y de roca
- Cercanía de materiales de construcción
- Facilidad de acceso

En una segunda etapa se profundiza el estudio y se estudia la geomorfología (depósitos fluviales, aluviales o coluviales, estabilidad de taludes y pendientes, solifluxión), impermeabilidad, fallas y fracturas, cargas que soporta el terreno y cercanía de materiales de construcción.

En esa etapa se utilizan diferentes métodos para determinar los puntos necesarios: fotogeología, relevamientos en el sitio, perfiles de perforaciones cercanas, cateos, ensayos de resistencia (compresión, triaxiales), sondeos geo eléctricos o geo sísmicos.

Como consecuencia de estos estudios se puede llegar a tener que realizar inyecciones para impermeabilizar y estabilizar, consolidar suelos, drenajes, estabilizar márgenes, implementar disipadores de energía.

### 5.3-Ambiental

La realización de una obra como es un emprendimiento hidro energético genera impactos inevitables en todas sus etapas. Se debe realizar un estudio de impacto ambiental y se deben tomar medidas para mitigarlas. Las mismas son muy variadas, como crear nuevos hábitats para flora y fauna, reforestaciones, cambios en el curso del río y consolidación de márgenes. También se debe asegurar un caudal mínimo de circulación. Estos puntos serán descriptos a continuación.

#### 5.3.1-Impactos en diferentes etapas

Los impactos generados por un proyecto de una central de acumulación por bombeo (o una central hidroeléctrica) se pueden dividir según la etapa del proceso del mismo. En la **tabla 22** se pueden observar los impactos de las diferentes etapas.

<b>Etapa</b>	<b>Actividad</b>	<b>Impacto</b>
<b>Planeación</b>	Cateos	Mínimo
<b>Construcción</b>	Relevamientos geológicos	Ruido
	Tala de vegetación existente	Alteración de hábitat
	Movimientos de tierra	Estabilidad de pendientes
	Explotación de canteras	Ruido, emisiones de polvo, alteración local de topografía
	Acopios transitorios de materiales	
	Montaje temporal de un obrador (puede incluir planta de hormigón)	
	Desplazamiento transitorio de personas, caminos	Alteraciones de hábitat humano
	Dragado de cursos de agua	Alteraciones de hábitat
	Uso de maquinaria de construcción (excavadoras, camiones, vehículos personales)	Ruido, emisiones gaseosas, compactación terrenos
	Montaje líneas de transmisión	
	Presencia humana	Ruido, desechos, necesidad de alojamiento, comida, salud, etc.
	Desplazamiento temporal de otras actividades (pesca, recreativas)	
	Retiro instalaciones provisionarias	
	Llenado del vaso	Alteraciones de hábitat, disminución caudales aguas abajo, corte caminos
<b>Operación</b>	Operación de turbinas y compuertas	Ruido, alteración caudal aguas abajo
	Manejo y descarga de caudales de generación	Erosión de márgenes
	Descarga de caudales afluentes excedentes	Variación nivel aguas abajo
	Detención de sedimentos fértiles	Pérdida de productividad en terrenos aluviales aguas abajo
	Limpieza periódica de cribas	Residuos sólidos
	Lago como hábitat de vectores	Aumento riesgo de enfermedades
	Presencia del lago	Afectación paisajística y a patrimonio histórico
	Desmantelamiento equipos y líneas	Ruidos, interrupciones temporales
<b>Clausura</b>	Transporte equipos y materiales	Movimientos viales, alteraciones hábitat humano
	Tapiado de canales y túneles	Movimiento de materiales
	Demolición obras civiles	Ruido, polvo
	Demolición presa	Ruido, polvo
	Retiro residuos sólidos (escombro, chatarra)	
	Recuperación del medio	Movimientos viales, alteraciones hábitat humano y de especies

Tabla 21-Impactos de obra por etapa desde un punto de vista medioambiental [12]

Por otra parte, se pueden determinar cuáles serían los impactos sobre los recursos naturales presentes en la zona afectada por el proyecto generado

<b>Impactos sobre recursos naturales</b>
Inundación de terrenos
Desaparición de fauna
Migración de fauna
Introducción de otras especies animales
Desaparición de flora
Introducción de otras especies vegetales
Efectos sobre calidad del agua de vegetación inundada (consumo de oxígeno)
Eventual contaminación con agroquímicos en embalse
Retención de metales en el embalse
Eliminación de humedales
Detención de sedimentos naturales fértiles
Aumento de la evaporación
Cambio del microclima local
Acuíferos subterráneos

*Tabla 22-Impactos sobre recursos naturales a causa de proyecto [12]*

Por otro lado, vale destacar la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) que generan este tipo de centrales. Estos son generados a causa de los cambios en las emisiones de dióxido de carbono que se producen cuando los paisajes naturales se inundan para crear depósitos para las plantas hidroeléctricas, así como el calentamiento a corto plazo de las emisiones de metano asociadas. Esto puede tener un impacto significativo en la huella de carbono (representa el volumen total de gases de efecto invernadero que producen las actividades económicas y cotidianas del ser humano).

#### 5.3.2-Medidas de mitigación de impactos

Esta problemática hace que se tengan que tomar medidas para mitigar estos impactos. Las mismas se pueden distribuir en obras sobre la represa y obras adicionales. Estas deben ser estudiadas y bien ejecutadas para evitar efectos indeseables no previstos.

#### 5.4-Impactos Socioambientales

Además de realizar un estudio ambiental, se deben considerar los impactos socio-económicos que pueden generar un proyecto de este tipo. Los mismos van desde migraciones poblacionales, cambios culturales, cambios en la organización política y administrativa de los municipios o regiones, cambios en la actividad económicas, métodos de producción, formas de comercialización, consumo de recursos, navegabilidad del curso, accesibilidad del territorio, control de crecidas, desaparición de paisajes naturales, aparición de enfermedades, alteración de cuadros epidemiológicos, recursos arqueológicos. Por otra parte, otros usos del embalse pueden alterar la ecuación socio-económica (riego, recreación, cría ictícola, navegación, reserva para potabilizar, puente). [42]

Uno de los puntos más importantes a tener en cuenta es la posible ruptura de la presa y vaciado del embalse. Esto puede ser ocasionado por eventos hidrológico extremos. Generalmente esto se debe a causas geológicas (cambios en el nivel del agua, sismos), deficiencias de diseño (cota del aliviadero, taludes, cimentación), deficiencias constructivas (filtraciones, núcleo de arcillas inadecuadas, mala compactación), deficiencias de operación y mantenimiento, acciones humanas (sabotajes, bombardeos). Esto hace que sea necesaria una gestión de riesgo y un plan de contingencia. [42]

### 5.5-Estudios técnicos

Luego de tener todos los estudios vinculados al sitio en cuestión, se procede a realizar una aproximación de la central por sí misma. Se estima la potencia a generar a partir del caudal que circula y el rendimiento de los equipos. El primero se calcula a través del volumen del embalse superior y el tiempo que toma en descargarse. El segundo a partir de estimaciones realizadas por ensayos y experiencias.

Equipo	Rendimiento
Transformador, motor, bomba	0,86
Pérdidas de carga en el bombeo	0,97
Fugas, evaporación, otras pérdidas en reservorios y tuberías	0,96
Pérdidas de carga al turbinar	0,97
Turbina, alternador, transformador	0,89
Rendimiento global del ciclo bomba-turbina	0,7

Tabla 23-Rendimientos de diferentes partes de una central de acumulación por bombeo [32]

### 5.6-Estimación de costos

Un proyecto de inversión en un aprovechamiento hidroeléctrico exige unos pagos, extendidos a lo largo de su ciclo de vida, y proporciona unos ingresos también distribuidos en el mismo periodo de tiempo. Los pagos incluyen el costo inicial de inversión, extendido en el tiempo gracias a los mecanismos de financiación externa, y unas cantidades anuales con una parte fija (seguros e impuestos diferentes del que grava los beneficios) y otra variable (gastos de operación y mantenimiento) mientras que los ingresos corresponden a las ventas de la electricidad generada. Al final del proyecto, cuya vida está en general limitada por la duración de la autorización administrativa, quedará un valor residual que en teoría es siempre positivo. El análisis económico tiene como objetivo comparar ingresos y gastos para cada una de las posibles alternativas a fin de decidir cuál de entre ellas es la que conviene acometer, o si hay que renunciar definitivamente al proyecto.

La estimación de los costos de la construcción de la central es un aspecto fundamental para un estudio de pre-factibilidad, ya que puede determinar la rentabilidad o no del emprendimiento.

Sin embargo, se debe admitir que los costos estimados en esta etapa son aproximados, y usualmente cambian con las etapas posteriores del proyecto, el costo estimado en el

estudio de pre-factibilidad puede llegar a tener variaciones de hasta un 50% con respecto al costo final del emprendimiento como lo muestra la **ilustración 56**.

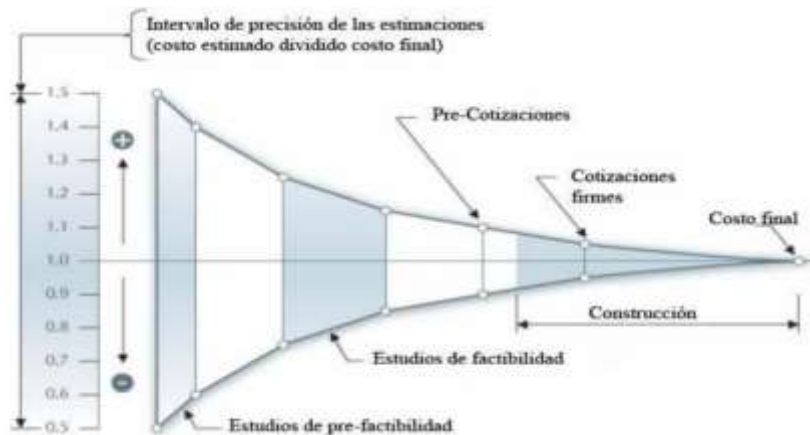


Ilustración 49-Variación de estimaciones con avances de estudios [30]

Para la estimación del costo del ciclo de vida de la central existen varias ecuaciones empíricas, que deberán elegirse cuidadosamente, ya que muchas de ellas son obtenidas a través del análisis estadístico del costo de centrales en regiones con características (políticas, geográficas, sociales y económicas) muy distintas a Uruguay, lo que puede hacer que los costos varíen de forma bastante importante.

Asimismo, existen ecuaciones generales, que intentan estimar el costo total del emprendimiento, mientras que otras son más específicas y se orientan más a estimar el costo de los diferentes ítems que componen la central (obra civil, equipamiento electromecánico, Operación y Mantenimiento, desmantelamiento, etc.) [41]

La duración del almacenamiento es muy variable dependiendo del tamaño de los embalses, la misma puede exceder fácilmente las 10 horas [32]. Existen datos de costos muy limitados en instalaciones hidroeléctricas de bombeo. Los costos varían significativamente según el sitio, pero los valores presentados incluyen contingencias del proyecto y costos de subestaciones e interconexiones por lo cual a pesar de la variabilidad existe un cierto patrón de comportamiento del mismo a gran escala.

#### 5.6.1-Estimación de costos genéricos

Para hacer un balance básico y preliminar de la instalación con el fin de determinar si la central de acumulación por bombeo es rentable basta con calcular el costo de la energía turbinada en el horario de su generación contra el costo de la energía bombeada en el momento de su uso. Vale aclarar que es un balance preliminar para descartar el proyecto, pero no impide que el proyecto sea rentable si se cumple este criterio ya que no se consideran las inversiones, costos de operación y mantenimiento, entre otros.

Para este tipo de aproximaciones se emplean programas que permiten definir curvas de costo por kW instalado basados en datos de proyectos existentes.

H. Pauwells presentó curvas de costes en euros por kW instalado, obtenidas por regresión de los datos correspondientes a los 187 proyectos presentados al programa THERMIE, entre 1984 y 1986.

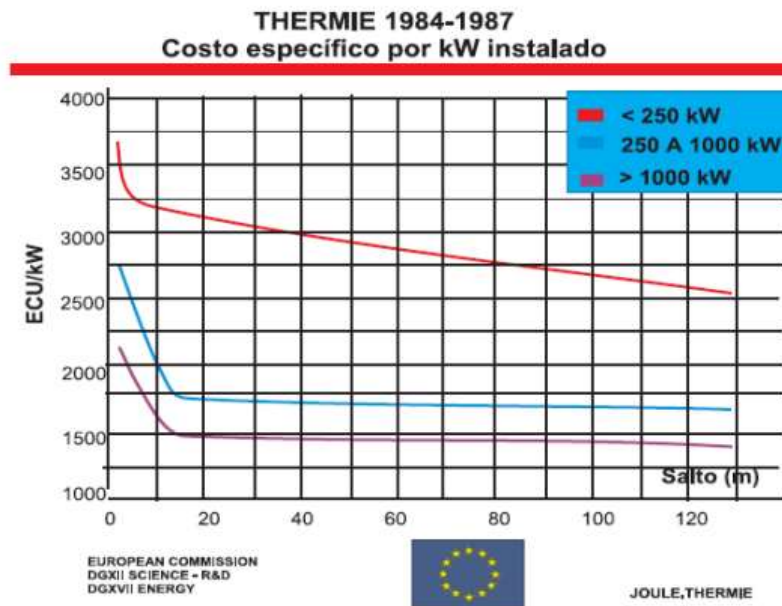


Ilustración 50-Curvas de costo de una central de acumulación por kW instalado en función del salto, programa THERMIE [23]

Se puede observar a partir del gráfico anterior la variabilidad de costos por kW dependiendo del tamaño del proyecto en cuestión. A medida que el salto aumenta, el costo por kW disminuye. Lo mismo sucede con la potencia instalada. Esto tiene coherencia considerando los costos fijos, independientes de la capacidad instalada (construcción de la presa, estudios previos, etc.). Los aprovechamientos de menos de 250 kW con un salto por debajo de 15 metros, resultan excesivamente caros.

El programa "Hydrossoft" incorpora unas curvas de costes de inversión, para aprovechamientos de 2m, 3m, 4m y 5m de altura de salto y potencias entre 100 kW y 2.000 kW. [24]

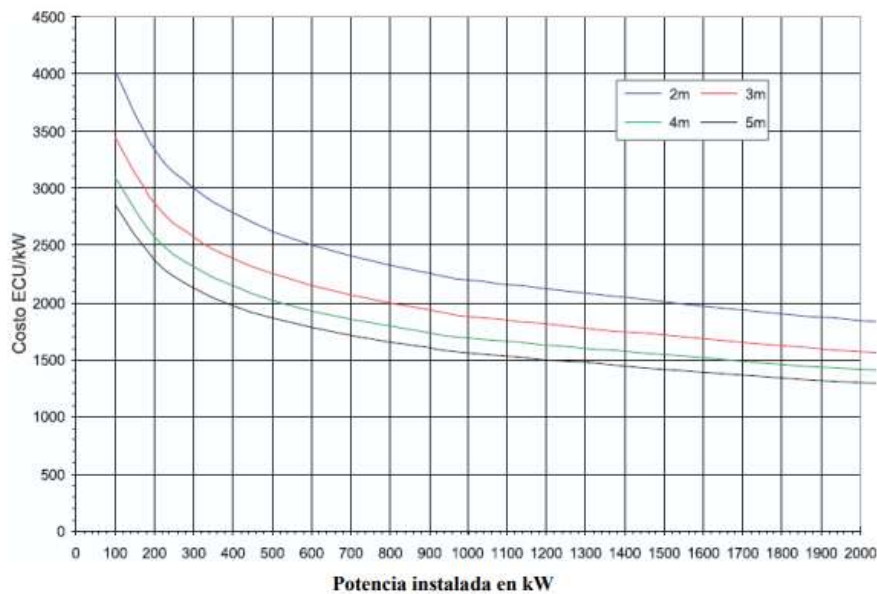


Ilustración 51- Curvas de costo de una central de acumulación por kW instalado en función del salto, programa Hydrossoft [23]

Vale destacar que esto es una primera aproximación del proyecto en cuestión. Sin importar la herramienta utilizada en esta primera instancia (simulaciones, balances preliminares), si el proyecto resulta motivador luego de esta primera etapa se procede a un estudio más riguroso de todos sus componentes afinando costos sobre cada uno de ellos realizando cotizaciones con posibles proveedores. Si bien este no va a ser el número final del proyecto a causa de imprevistos que puedan surgir durante el proceso del proyecto, es un valor mucho más confiable que la primera instancia planteada. El objetivo de la primera instancia es evitar este estudio riguroso si el proyecto es inviable desde esa instancia.

Un punto crucial a la hora de la viabilidad del proyecto es definir si va a ser un sistema con conexión a la red o aislado. En caso de ser con conexión a la red, un punto crucial es la distancia a la misma. Los costos de los tendidos de las líneas pueden jugar un rol fundamental a la hora de definir si un proyecto es viable o no.

#### 5.6.2-Estimación de costos detallados

Si bien las ecuaciones generales permiten una estimación rápida y sencilla, también es cierto que inducen incertidumbres sobre las cuales no se tiene control. Sin embargo, las ecuaciones detalladas por ítem, si bien tampoco gozan de una precisión alta, permiten, mediante el conocimiento de algunos parámetros específicos del emprendimiento, obtener valores de costos con mayor grado de certidumbre. Una desventaja de dichas ecuaciones específicas puede radicar en el desconocimiento de algunos de los datos necesarios para utilizarlas en la etapa de estudio de pre-factibilidad.

Costos
Equipamiento electromecánico
Obra Civil (Presa y Embalses)
Operación y Mantenimiento
Sala de Máquinas



Acciones Medioambientales y Socio-Económicas
Emisiones
Desmantelamiento
Externalidades

Tabla 24-Desglose de costos de una central de acumulación por bombeo [41]

#### 5.6.2.1-Costos de acciones ambientales y socio-económicas

Esto implica contabilizar todas las resoluciones que sean necesarias para llevar a cabo el proyecto de acuerdo a lo visto en los capítulos previos para mitigar tanto los impactos ambientales como socio-económicos [12]

#### 5.6.2.2-Costos de emisiones

Al realizar un proyecto de generación de energía a través del uso de energías limpias se puede estimar la reducción de emisiones comparando a la utilización de otra fuente no renovable. Esto genera un beneficio, un ingreso adicional al de la venta de energía. [23]

No hay consenso sobre la metodología para medición y evaluación de gases de efecto invernadero en embalses. Un criterio aceptado por la Junta Ejecutiva del MLD (Mecanismo de Desarrollo Limpio) de la UNCC (United Nations Climate Change) es el siguiente, con PD la densidad de potencia (W/m<sup>2</sup> del embalse).

Se calcula para cada año las emisiones E (en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por año):

- Si PD > 10 → E = 0
- Si 4 < PD < 10 → E = 0,09 \* Energía en el año (MWh)
- Si PD < 4 → no hay metodologías aprobadas

Se considera un costo por las emisiones generadas. En Uruguay, el mismo ronda en USD 137 por tonelada de CO<sub>2</sub> en el año 2022.

#### 5.6.2.3-Costos de desmantelamiento

A la hora de evaluar el desmantelamiento de una central se debe realizar una evaluación cautelosa. Las posibilidades pueden variar: desde preservar inactivo hasta remoción total o cambio significativo de su operativa (rediseño, repotenciación, despotenciación, museos, restringir usos). Se debe realizar una evaluación de su peligrosidad (P), su vulnerabilidad (V) y su importancia estratégica (I) utilizando parámetros para definir cada uno de estos. A partir de ellos, se calcula el potencial de riesgo con la siguiente fórmula y se compara con el máximo posible. [42]

$$PR = \alpha * P + \beta * V + \gamma * I \quad (8)$$

Los costos de desmantelamiento se deben considerar en el análisis del ciclo de vida del emprendimiento. Para el cálculo del mismo se consideró un costo de desmantelamiento típico de referencia de 416,5 U\$S/kW (350 €/kW) [42]

#### 5.6.2.4-Costos de externalidades

Este punto involucra los costos impuestos a la sociedad, no contabilizados ni asumidos por productores ni consumidores. Pueden ser tanto negativas (costos) como positivas

(beneficios). Las negativas suelen provenir del derecho de propiedad mal definido o mal entendido, en especial respecto a los bienes naturales que no reconocen límites de propiedad o políticos.

Para calcular el costo anual asociado a las externalidades se tiene una estimación de referencia para energía hidroeléctrica (de 2 a 10 €/MWh) [23]

#### 5.6.2.5-Aspectos técnicos para reducir costos

La componente principal dentro de la obra corresponde a la capacidad del embalse superior tanto en acumulación como en costo. Para reducir este volumen teniendo una potencia fija se puede aumentar el salto y disminuir el caudal. En consecuencia, las turbinas aumentan su velocidad de giro lo que resulta en un generador más económico. Por otra parte, los valores económicos del cociente L/H suelen estar en torno a 4 y 6 para grandes y pequeños saltos respectivamente.

Por otra parte, los factores geográficos y geológicos del terreno juegan un rol muy importante a la hora de implementar una central de acumulación por bombeo. Se intenta limitar el largo de las cañerías. Para evitar efectos de cavitación en bombas y turbinas se sitúan las mismas por debajo del nivel del embalse inferior. La eficiencia de la central queda restringida a la cercanía de la misma con la red y los lugares de generación primarios, en general de fuentes renovables. Esto permite limitar las pérdidas por transporte de energía tanto de bombeado y de turbinado.

#### 5.6.3-Tarifas e incentivos

El análisis económico de un aprovechamiento se simplificaría significativamente si las tarifas eléctricas fueran constantes y bien conocidas a priori. La realidad es muy distinta; los precios varían con frecuencia y en este periodo de liberalización del mercado y de medidas de promoción de la electricidad generada con recursos renovables las diferencias de país a país son notables. Eso explica, por ejemplo, la enorme diferencia en el desarrollo de la energía eólica: países como Alemania y España, en los que hay una ayuda directa vía tarifa, se han puesto a la cabeza del mundo, mientras que Dinamarca que ocupaba una posición de privilegio, ha pasado a cuarto lugar al cambiar la ayuda directa por los certificados verdes que incentivan con menor seguridad al inversor. [24]

País	Precio de venta a la red (€/kWh)
Italia	14,60
Bélgica	12,80
Países Bajos	10,10
Dinamarca	8,48
Alemania	7,67 (<500 kW)
	6,65 (500 kW-5 MW)
Portugal	7,20
España	6,49
Irlanda	6,41
Luxemburgo	5,60
Suecia	4,90

Tabla 25-Variación de precio de venta del kWh por país en la U.E. para centrales de acumulación por bombeo [24]

Se puede observar una gran variabilidad en el precio de venta. Italia triplica el valor de venta que Suecia, esto genera una gran variabilidad a la hora de realizar un estudio de viabilidad económica del proyecto ya que el ingreso puede hasta triplicarse con obras civiles y equipamientos iguales en diferentes ubicaciones dentro del mismo continente. Este comportamiento se puede extender a nivel mundial, donde la variabilidad de tarifas y exoneraciones fiscales juegan un rol fundamental a la hora de realizar emprendimientos de energías renovables influyendo directamente sobre la viabilidad de los mismos. Un mismo proyecto en igualdad de condiciones en dos países diferentes puede arrojar resultados de análisis económicos diversos: uno puede ser viable y otro no.

#### 5.6.4-Variabilidad regional

Los costos totales de inversión para la energía hidroeléctrica varían significativamente dependiendo del sitio, las opciones de diseño y el costo de la mano de obra local y materiales. Para capturar estas diferencias, se compiló un conjunto de datos derivados de países de todo el mundo e incluyendo diferentes tecnologías (de pasada, de almacenamiento y de acumulación por bombeo). Los resultados del estudio indicaron que los costos totales para los grandes proyectos hidroeléctricos suelen oscilar entre USD 1.000/kW a USD 3.500/kW, y para ubicaciones remotas sin infraestructura adecuada o transmisión cercana redes los costos del proyecto pueden exceder los USD 3.500/kW. Los costos de las pequeñas centrales hidroeléctricas son ligeramente superiores porque carecen economías de escala. Los pequeños proyectos hidroeléctricos van desde USD 1.300/kW a USD 8.000/kW. Existen diferencias significativas de costos para los pequeños y grandes proyectos en todos los países, como se aprecia en la **ilustración 60**.

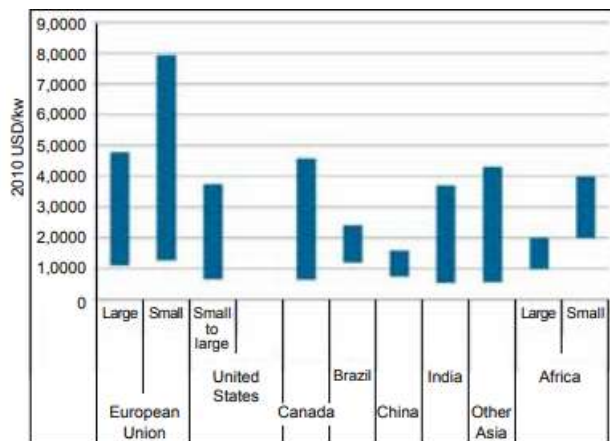


Ilustración 52-Variabilidad de costos de proyectos según IRENA, 2011 [42]

Los costos de operación y mantenimiento, generalmente expresados como porcentajes de los costos de inversión oscilan entre el 1%-4%. Sin embargo, esos indicadores no cubren el reemplazo de equipos electromecánicos mayores, que son poco frecuentes debido a las largas vidas de diseño. Tomando esto en consideración, los costos de operación y mantenimiento promedian USD 45/kW/año para grandes centrales y USD 52/kW/año para pequeñas. Los costos de generación de electricidad oscilan entre USD 0,02/kWh y USD 0,085/kWh; los costos más bajos son para capacidad adicional en instalaciones existentes. Los costos de generación de electricidad varían ampliamente

entre países porque algunos, especialmente en Europa, ya han construido la mayoría de sus proyectos de centrales explotables.

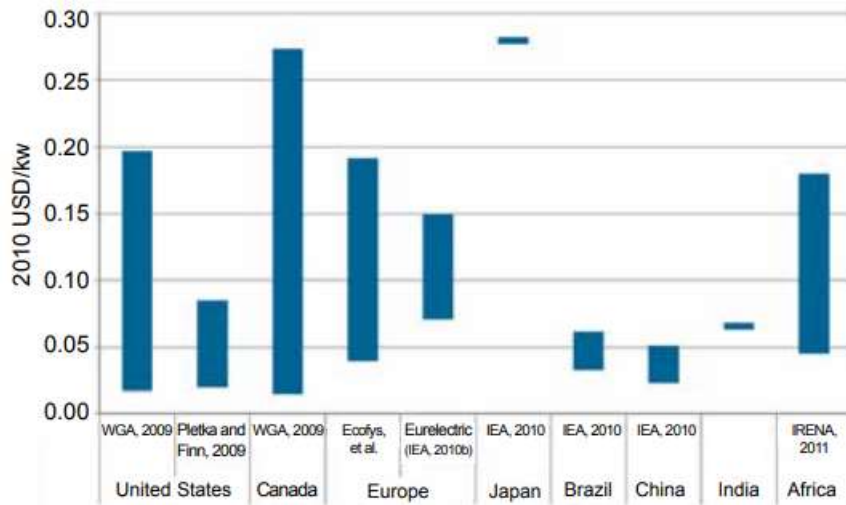


Ilustración 53-Variabilidad de costos para generación de electricidad [42]

#### 5.6.6-Sensibilidad de costos en proyectos de acumulación

En base a los proyectos ya existentes se puede determinar un rango de rentabilidad dentro del cual se va a encontrar la tecnología instalada. Para realizar una instalación con acumulación existen diferentes tipos de tecnología mencionadas y comparadas previamente. Luego de un análisis económico-financiero, resta comparar la rentabilidad de cada una de las tecnologías más allá de las ventajas y desventajas extra económicas de cada uno.

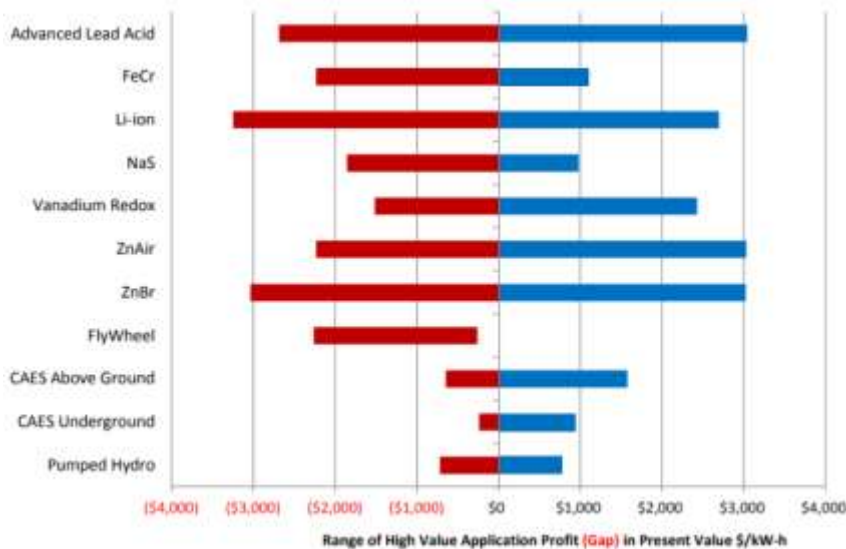


Ilustración 54-Rango de beneficios de cada tecnología de acumulación [24]

Dentro de los diferentes tipos de acumulación, la alternativa de bombeo tiene un rango de variabilidad bastante acotado, generando ganancias relativamente bajas en comparación a otras tecnologías, pero también pérdidas acotadas (en el rango de los +/- 1000 \$/kWh). Por otra parte, las baterías generan ganancias mucho más importantes,

pero a la vez pueden generar pérdidas mucho más importantes con rangos de hasta tres veces mayor que la acumulación por bombeo. De esto se pueden extraer diferentes conclusiones, por una parte, las baterías pueden llegar a generar muchas más ganancias que la acumulación por bombeo, pero por otra parte son proyectos mucho más inestables en cuanto a las ganancias que pueden generar por kWh, teniendo pérdidas significativas.

## 6-Caso de estudio

En base a los capítulos previos se decide estudiar la viabilidad de un proyecto de esta índole en el territorio uruguayo. El mismo consiste en una central aislada, con dos embalses sin utilizar la hidrología local. En un análisis previo al estudio, basado en lo descrito en esta tesis y en los proyectos realizados a lo largo del mundo, una primera aproximación es que este tipo de tecnologías se vuelve viable con sitios que favorezcan la instalación (reduciendo obras civiles) con conexión a la red y, además, con políticas que incentiven este tipo de proyectos tanto en los precios de la energía como en exoneraciones fiscales valorizando los beneficios de disponer la capacidad de almacenamiento.

### 6.1-Introducción

La República Oriental del Uruguay tiene una superficie terrestre de 176.215 km<sup>2</sup>. Limita al sur con el Río de la Plata y el Océano Atlántico, al oeste con la República Argentina y al noreste con la República Federativa del Brasil. La topografía es en general suavemente ondulada, pero hay unas pocas elevaciones (cuchillas) y entre las más importantes están la cuchilla de Haedo y la cuchilla Grande; el punto más elevado es el cerro Catedral, de 513,66 m sobre el nivel del mar. Tiene una densa red de cursos de agua. La precipitación media anual en Uruguay es de 1.220 mm. Las lluvias se caracterizan por su irregularidad, corta duración y gran intensidad, notándose también la existencia de sequías muy pronunciadas, en ocasiones de duración plurianual. La temperatura media en los meses de verano oscila alrededor de los 23°C y en los meses de invierno alrededor de los 12°C, registrándose máximos de 43°C y mínimos de -5°C. La humedad relativa es del orden del 65% en verano y del 80% en invierno. La velocidad media de los vientos es de 11 km/h a 10 m de altura, registrándose ráfagas con máximos de hasta 240 km/h.

### 6.2 Matriz Energética

De acuerdo a lo visto en el capítulo 1.4, Uruguay está sufriendo una transformación en su matriz energética con una clara política a la inversión en energías renovables, destacándose la energía eólica, la energía en base a biomasa y la energía solar. De acuerdo al MIEM [4], a continuación, se presentan los valores de registros de energía eléctrica para el año 2020.

La generación eléctrica entregada al sistema interconectado nacional fue de 11.662 GWh, lo cual representó una variación acumulada anual de -17,3 % con respecto a 2019. Dicho fenómeno se puede explicar en parte por la fuerte sequía que transitó el país además de una gran influencia por la pandemia alterando los consumos. Esto ya permite tener un punto de partida para la instalación de sistemas de acumulación para evitar la dependencia de centrales hidráulicas y por ende de lluvias para abastecer los ríos que permiten este tipo de generación.

Cuando se analiza la generación por fuente, se observa que la generación hidráulica cayó un 49,6% anual con respecto a 2019, pasando a representar el 33,9% de la generación, mientras que el año anterior fue responsable del 55,6% de la generación total. En el mes particular de abril 2020 el total de generación correspondió a 80.616 MWh, siendo la menor generación de los últimos 20 años proveniente de dicha fuente. El año cerró con

una generación en diciembre donde se obtuvieron 189.244 MWh, un -20,1% menor con respecto al mismo mes del año anterior. Con respecto a las restantes fuentes, se mostraron al alza, tanto en su generación como en su participación sobre la generación total. A partir de estos datos se puede apreciar una clara tendencia a la inversión en energías renovables sin ser centrales hidráulicas y que pueden llegar a ser explotadas de mejor forma a través de centrales de acumulación como se describió en el capítulo 3.2.

La fuente eólica generó en 2020 unos 5.456 GWh, lo cual muestra un 15,2 % de crecimiento con respecto a 2019 donde pasó de representar el 46,8% de la generación total, mientras que, en 2019, se ubicaba en 33,6 %. La biomasa creció un 20,5 %, donde ahora es la responsable de generar el 8,8 % del total. Con respecto a la generación fotovoltaica, el crecimiento correspondió a un 8,6 % y tiene un peso de 3,6 % sobre la generación total. Por último, dada la fuerte caída de la hidroeléctrica, la generación fósil fue la que mostró el mayor crecimiento en 2020, con una variación de 184,2 % con respecto a 2019. En base a la fuente fósil, se generó 804.814 MWh, lo cual representó un 6,9 %, mientras que el año anterior correspondió a 2,0 %

Uruguay en el año 2020 demandó un 0,2 % más de energía eléctrica que la producida. Esto se puede visualizar en la ilustración 64, donde se puede apreciar que la demanda de energía superó la generación en el primer semestre del año. La importación de energía de los socios comerciales (Argentina y Brasil) permitió satisfacer dicha demanda dada la baja generación hidráulica del país. La ilustración 63 muestra claramente la caída de generación de energía hidroeléctrica en el primer semestre del 2020, lo cual generó esa importación de energía. En 2019, la importación de energía representó el 0,002 % de la demanda (236 MWh), en cambio, en 2020 pasó a representar el 4,3 %, unos 476.706 MWh. Por otra parte, la exportación pasó de representar en 2019 el 27,1% sobre la demanda, a 2020 con 9,2 %. El año cerró con una variación acumulada en la exportación de energía de 65,9 % con respecto al año anterior, 1.021 GWh. Este escenario no es representativo de la realidad, el 2020 se vio alterado más allá de la sequía por la pandemia, un fenómeno sin precedentes y que generó una irregularidad en la matriz energética. En el año 2022 hasta el mes de noviembre, la importación de energía representa el 0.7% del total consumido, unos 84.700 MWh y las exportaciones hasta el momento llegan a los 1.413,700 GWh.

Vale destacar que la información brindada no es representativa de la realidad ya que la generación de energía hidráulica es muy variable año a año por diversos factores ya mencionados, es un antecedente de lo ocurrido en el año 2020. Se presenta la matriz energética en términos de potencia instalada para el año 2020. Entre la energía eólica y solar se tiene un 36% de la potencia instalada en el país y las dos principales fuentes para generar una capacidad de acumulación y aprovechar al máximo los recursos.

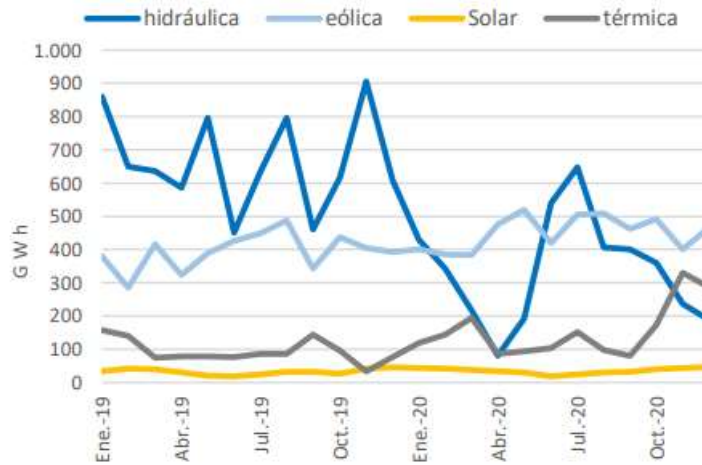


Ilustración 55-Evolución generación de energía en años 2019 y 2020 en Uruguay [4]

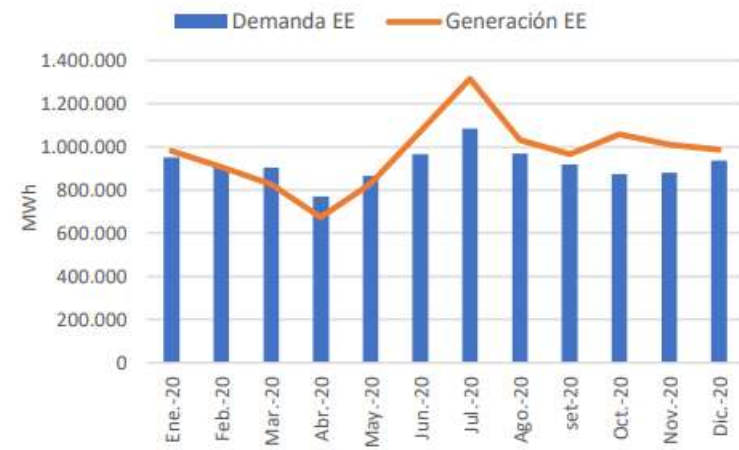


Ilustración 56-Demanda y generación de energía en 2020 en Uruguay [4]

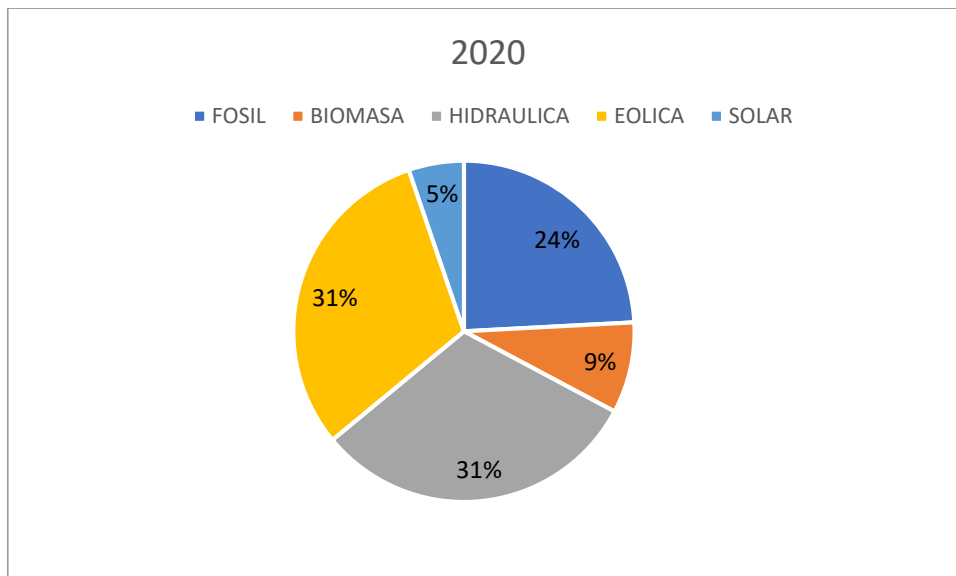


Ilustración 57-Matriz Energética en términos de potencia instalada [4]



### 6.3 Sitio seleccionado: Sierra de las ánimas

Este estudio se basa en una consultoría realizada por el grupo LAHMEYER a presentar en UTE (1980) [67]. Se trata de un estudio de amplio alcance contratado por UTE para evaluar las posibilidades de aumento de capacidad de generación, con horizonte en el año 2000. Los objetivos de este estudio fueron los siguientes:

- Determinar la necesidad o conveniencia de incrementar el respaldo térmico
- Estudiar algunos aspectos de la asignación de la energía de Salto Grande
- Evaluar el potencial hidroeléctrico del país, en términos de nuevos proyectos de tamaños significativos
- Analizar diversos planes de equipamiento (térmico, hidroeléctrico, nuclear, con horizonte hasta el año 2000)

El sitio seleccionado se encuentra en el sur del país sobre los departamentos de Lavalleja y Maldonado, muy próximo al límite con Canelones. Es un ramal de la Cuchilla Grande y se extiende desde el sudoeste de la ciudad de Minas (Lavalleja), hasta el Río de la Plata en las cercanías de Piriápolis, en una dirección norte-sur. Está ubicada en las siguientes coordenadas: 34° 45' 07" S y 55° 19' 11" S. Es un conjunto de sierras, entre las cuales se destaca el Cerro Chico de 380 metros de altura, y el prominente Cerro de las Ánimas (501 metros), la segunda cumbre más importante del país, como también el Cerro Betete y el Cerro de la Ventana. Si bien es una unidad continua, presenta una zonificación interna dada por sus diferencias en relieve, que se manifiestan con una zona al oeste con pendientes fuertes y una zona al este con pendientes moderadas. Es un sitio con naturalidad alta: 95 % es bosque nativo.



Ilustración 58-Mapa de Uruguay con ubicación de la Sierra de las Ánimas [57]



Ilustración 59-Sierra de las Ánimas

### 6.3.1 Relevamiento topográfico

Para determinar las características del terreno seleccionado se procede a observar las variaciones de nivel de la zona utilizando Google Earth. Se procede a realizar una ruta dentro de la sierra para obtener un perfil de elevación en el mismo.



Ilustración 60-Perfil de elevación de sierra de las ánimas [57]

A partir de estos datos se pueden observar variaciones de nivel entre unos 367m y unos 100m en varias ubicaciones a lo largo de la sierra, teniendo mayores variaciones sobre la costa marítima. Sobre el departamento de Lavalleja, los saltos son inferiores, variando de 150 m -200 m a una altura de unos 300 m. Suelen ser terrenos planos, poco rocosos

lo cual permiten abaratar costos de construcción. Por los saltos mencionados, se deberán analizar el uso de turbinas Kaplan y Francis.

De acuerdo con los ejemplos planteados esos rangos de saltos se asemejan a las instalaciones vistas como ejemplos en el **capítulo 4.3**, específicamente con la instalación de Okinawa en Japón con un salto de 136m y la central de Vianden en Luxemburgo con un salto de 266m utilizando una turbina Francis.

#### 6.3.2 Relevamientos geológicos y geotécnicos

La región seleccionada para el estudio del proyecto se ubica, de acuerdo a la carta de la **ilustración 70**, en una zona de suelos Brunosoles Subeutricos Luvicos y Agrisoles Subeutricos Melánicos Abrupticos (arcillosos). Además, en la **ilustración 71**, se pueden observar las capas de dichos suelos.



*Ilustración 61-Carta de reconocimiento de suelos del Uruguay [59]*



Ilustración 62-Distribución de capas de suelos de Sierra de las Ánimas [60]

Con estas condiciones de suelo se tienen un suelo rocoso firme para los cimientos. No hay indicios de suelos porosos, lo cual es una ventaja ya que pueden generar pérdidas en los embalses de acuerdo a lo visto en **5.3**.

### 6.3.3 Estudios Ambientales

Al realizar un proyecto de esta índole es necesario seguir un protocolo de actuación a nivel ambiental. El mismo consiste en comunicar el proyecto para que DINACEA clasifique el mismo según estimación de impactos. De acuerdo con el decreto 349/005 en el marco del reglamento de evaluación de impacto ambiental y autorizaciones ambientales existen tres categorías de impactos ambientales:

- Categoría A: Impactos no significativos
- Categoría B: Impactos ambientales moderados, o eliminables
- Categoría C: Impactos negativos significativos

En el artículo 2 de este decreto se hace mención de que las actividades, construcciones u obras requieren autorización ambiental previa. En el punto 25 de este artículo se menciona el caso en estudio: “Construcción de represas con una capacidad de embalse de más de 2 millones de metros cúbicos o cuyo espejo de agua supere las 100 hectáreas”.

En base a esto, se procede a realizar la solicitud de la autorización ambiental previa (AAP). De acuerdo con el tercer artículo del decreto, el procedimiento de aprobación consiste en las siguientes etapas.

- a) comunicación del proyecto;
- b) clasificación del proyecto;
- c) solicitud de la Autorización Ambiental Previa;
- d) puesta de manifiesto;
- e) audiencia pública; y,
- f) resolución.

La totalidad de la superficie está representada dentro de una cuadrícula relevante para la conservación de la biodiversidad en Uruguay. Además, sobre el departamento de Maldonado, se reconoce como “Zona de protección paisajística y de Nacientes de Cursos de Agua y Biodiversidad” por el Decreto 3867/ 2010 (artículo 71, literal d) que establece medidas cautelares generales de manejo del suelo para el Departamento.

En una primera instancia la zona seleccionada no cuenta con caminos para realizar la construcción y se encuentra dentro de lugares naturales que pueden llegar a sufrir alteraciones debido a esta obra y afectar tanto a la flora como a la fauna local.

La riqueza potencial de aves, mamíferos y leñosas es de 153, 34 y 88 especies respectivamente. La flora se compone de aproximadamente 350 especies vegetales.

#### **[60]**

Se debería realizar una matriz de impactos para cuantificar el impacto de todas las etapas del proyecto. Como una primera aproximación, se puede estimar que el proyecto entraría en la categoría C lo cual sería un punto crítico para el desarrollo del mismo.

#### 6.3.4 Impactos Sociales

La zona seleccionada no tiene espacios urbanos cerca, pero si es una zona con gran influencia turística, lo cual puede llegar a ser un impedimento al modificar los paisajes que son uno de los grandes atractivos de la región. Además, en los alrededores de la Sierra se encuentran diversas comunidades de productores, artistas y artesanos que desarrollan sus actividades en casas y modestos talleres. Estos deberían ser reubicados en caso de generar impactos negativos. Sin embargo, la instalación de una central de acumulación por bombeo generaría una zona de influencia que puede potenciar la región y mejorar la infraestructura de las comunidades. Sería además un atractivo turístico al ser la única central de acumulación del país.

#### 6.3.5 Costos

Este estudio basado en los resultados de la consultora Lahmeyer en el año 1980, mostró que los costos resultaron ser de 847 USD/kW instalado. Adoptando un factor de actualización de 3.6, estimado a partir las distintas actualizaciones del anteproyecto Terra II (el calculado en el año 1980 por la propia consultora Lahmeyer, posteriormente el del año 1995 de la consultora Merz & Mac Lellan y finalmente el del año 2009 del consorcio CNR-Safege), resulta un costo de 3049 USD/kW instalado. De estos análisis se obtiene como primera aproximación un costo de instalación de 3500 USD/kW.

Realizando un cálculo simple para estimar la viabilidad del proyecto, se procede a calcular los costos de energía al usuario como método de repago del proyecto de inversión. A los efectos de evaluar el precio de venta del kWh diario, se tomó como referencia el precio del mercado spot horario de acuerdo a los valores de ADME para el 2022, haciendo un promedio anual por hora. Los resultados se presentan en la **tabla 28.**

Horario	Precio (USD/MWh)	Horario	Precio (USD/MWh)
01:00	17,00	13:00	56,86
02:00	12,80	14:00	58,68
03:00	8,53	15:00	55,31
04:00	7,82	16:00	52,70
05:00	7,61	17:00	56,91
06:00	9,13	18:00	60,75
07:00	10,14	19:00	86,55
08:00	20,85	20:00	94,15
09:00	31,27	21:00	98,69
10:00	45,79	22:00	79,44
11:00	53,70	23:00	57,19
12:00	52,31	00:00	35,87

Tabla 26-Costo de energía por hora, promedio de mercado spot 2022 [61]

Por otra parte, se mostró en el capítulo 5.7.5 que, según IRENA [42], los costos de operación y mantenimiento promedian USD 45/kW/año para grandes centrales y USD 52/kW/año para pequeñas.

$$\text{Costos Instalación} = 3500 * kW$$

$$\text{Costos Variables} = \text{Costos Bombear} + \text{Costos O\&M}$$

$$\text{Costos Variables} = \text{Tarifa Mercado Spot}_{\text{Más económica}} * H_{\text{anuales}} * \eta * kW + 45 * kW$$

Se realiza exactamente lo mismo para las ventas.

$$\text{Ventas} = \text{Tarifa Mercado Spot}_{\text{Más elevada}} * H_{\text{anuales}} * kW$$

De acuerdo a los costos presentados por kW de instalación y, basando el valor en el precio del mercado spot, se puede obtener un balance preliminar de lo que sería el proyecto de inversión en función de los kW instalados. Se plantea un ejemplo de balance para una central de acumulación de 1 MW.

Se plantea un escenario donde la central bombea aguas arriba en el horario Valle (0:00 a 7:00) donde el costo de la energía es menor para turbinarlo en el horario Punta de mayor costo (18:00 a 22:00). En ambos casos se considera el tiempo de utilización de uso de la turbina y de la bomba es el mismo considerando un rendimiento de la instalación del 75%, es decir, que para tener una instalación de 1 MW de producción se debe consumir 1.33 MW. Se presentan los resultados de costos y ventas. Se podría considerar un escenario con una bomba que impulse a menor caudal lo cual disminuiría los costos de este equipo.

<b>Capacidad (MW)</b>	<b>1 MW</b>
<b>Instalación (USD)</b>	3.500.000
<b>Consumo (USD)</b>	15.885
<b>Costo OyM (USD)</b>	45.000
<b>Producción (USD)</b>	122.451

Tabla 27-Costos y Ventas de una central de acumulación por bombeo

Realizando un balance a 20 años de la central sin valor residual, se obtienen los siguientes resultados para una tasa de descuento del 15%.

Capacidad (MW)	1 MW
VAN (USD)	-3.114.638
i (ke)	15%
TIR	9%

Tabla 28-Análisis económico del caso

De acuerdo a las fórmulas utilizadas previamente, todas las variables dependen de la capacidad instalada. Esto nos permite realizar un estudio independientemente de la misma dentro de un rango de capacidad instalada coherente con las instalaciones del país. Sin embargo, el aumento significativo de la potencia instalada permitiría reducir los costos por unidad.

A través de estos datos, se puede determinar que, para el rango de potencias coherente para la región planteada, el balance siempre dará negativo ya que la capacidad instalada lo único que hace es multiplicar o dividir el valor de la VAN sin alterar el balance dentro de un rango de potencias coherente con la capacidad permitida para nuestro país. En otras palabras, en el rango de potencias aplicado no actúa la economía de escala. Si bien los costos de implementación se ven reducidos al aumentar la capacidad instalada, los mismos no tienen mucha variación dentro de los rangos de potencia viables para la instalación en nuestro país debido a lo mencionado previamente. Dicho esto, la instalación de una central de acumulación en nuestro país no es rentable considerando el caso de acumular en valle y vender en punta.

Se plantea un nuevo escenario donde se bombea en llano y se turbinado tanto en punta como en valle, extendiendo los tiempos de bombeo y turbinado a 7 horas. En este caso, para una central de la misma capacidad que en el caso anterior, se obtienen los siguientes resultados.

Capacidad (MW)	1 MW
VAN (USD)	-2.798.545
i (ke)	15%
TIR	9%

Tabla 29-Análisis económico financiero con uso de horario valle

Este caso plantea peores resultados que solamente con Llano-Punta debido al rendimiento del sistema al bombear y luego turbinar más allá de las diferencias tarifarias entre horarios.

El sistema de acumulación por bombeo para intentar lograr una estabilidad de consumo obteniendo ganancias de las diferencias tarifarias horarias no es viable. Se puede plantear una central de acumulación como proyecto de inversión en un sistema de generación híbrido, pero por sí solo no es un proyecto rentable.

### 6.3.5.1 Análisis de Sensibilidad

De acuerdo al análisis realizado anteriormente, se plantea la posibilidad de ajustar las variables que mejoren las condiciones del proyecto. En una primera instancia se evalúan modificaciones para obtener una TIR del 10%.

1. El primer caso sería variar el precio de venta de energía por parte de la central de acumulación en punta, multiplicándolo por 3.86, variando el precio spot a los valores de la **tabla 30**.

Horario	Precio (USD/MWh)
18:00	234,48
19:00	334,09
20:00	363,43
21:00	380,95

Tabla 30-Variación de precios de venta para viabilizar proyecto con TIR del 10%

2. Otro escenario posible es el de variar el precio de compra de energía por parte de la central de acumulación. Aunque el precio de compra de la energía sea nulo, no se obtiene el objetivo deseado.
3. Por otra parte, si el costo de implementación de la central fuera un 14% del valor presentado, es decir, pasando de 3500 USD/kW a 490 USD/kW, se obtiene una TIR del 10%. Este escenario es completamente inviable.

Por otra parte, se plantean alternativas para lograr una VAN positiva o igual a 0.

El primer caso sería variar el precio de venta de energía por parte de la central de acumulación en punta 5.07 veces su valor, variando el precio spot a los valores de la **tabla 31**. En esas condiciones el proyecto se vuelve rentable.

Horario	Precio (USD/MWh)
18:00	307,98
19:00	438,82
20:00	477,35
21:00	500,37

Tabla 31-Variación de precios de venta para viabilizar proyecto con VAN=0

Otro escenario posible es el de variar el precio de compra de energía por parte de la central de acumulación. Si este costo fuera nulo, el proyecto continúa siendo no factible.

Capacidad (MW)	1 MW
VAN (USD)	-3.015.207
i (ke)	15%

Tabla 32-Análisis de sensibilidad frente al precio de compra de energía



Por otra parte, si el costo de implementación de la central se redujera al 11% de su valor presentado, es decir, pasando de 3500 USD/kW a 385 USD/kW, el proyecto se vuelve viable. Este escenario es completamente inviable.

En resumen, se tienen los siguientes resultados con las variaciones correspondientes de cada variable para obtener los resultados deseados.

	TIR 10%	VAN 0
<b>Precio Venta</b>	3,86	5,07
<b>Precio Compra</b>	N/A	N/A
<b>Costo Instalación</b>	0,14	0,11

*Tabla 33-Resumen de análisis de sensibilidad*

A partir de los resultados de la **tabla 33**, se puede determinar que las variaciones para lograr viabilizar el proyecto están asociados a diferentes factores. El ajuste del precio de venta está asociado al intento de lograr generar una acumulación de energía y aprovechar la misma lo cual implica un costo mayor (rendimiento de la instalación, valor agregado, etc.). La variación en el precio de compra está asociada al costo de generación de la fuente de energía que suministre a la central de acumulación y el costo de la instalación a la capacidad instalada. Los costos fijos se ven disminuidos por kW instalado aumentando la capacidad del proyecto, pero en este caso ya se observó que no genera variaciones dentro del rango de trabajo planteado por su uso.

De acuerdo con el **capítulo 5.7**, se pueden considerar ciertos aspectos que podrían mejorar la rentabilidad del proyecto. Los costos totales para los grandes proyectos hidroeléctricos suelen oscilar entre USD 1.000/kW a USD 3.500/kW, y para ubicaciones remotas sin infraestructura adecuada o transmisión cercana a las redes, los costos del proyecto pueden exceder los USD 3.500/kW. Los costes de las pequeñas centrales hidroeléctricas son ligeramente superiores porque carecen economías de escala. Los pequeños proyectos hidroeléctricos van desde USD 1.300/kW a USD 8.000/kW.

El primer punto a revisar sería la ubicación del proyecto. Aproximadamente el 75 % del costo del proyecto está definido por las condiciones del sitio. Solo alrededor del 25 % del precio es relativamente fijo, siendo el precio de producción de las piezas y elementos electromecánicos. Encontrar una ubicación que tenga mejor accesibilidad y condiciones para la edificación de la central van a reducir ampliamente los costos del proyecto.

Por otro lado, se puede atacar el otro 25 % del costo variando las horas de bombeo. Aumentando las horas de bombeo en los horarios tarifarios de menor valor permitiría reducir el tamaño de la bomba y así poder ahorrar en costos de equipamiento. Aumentar las horas de turbinado en los horarios de mayor precio spot puede mejorar el balance económico.

Por otro lado, se podría evaluar la posibilidad que se generen incentivos para este tipo de centrales aumentando la variabilidad del precio spot horario anual entre el momento de bombeo y turbinado. Además, se pueden considerar los costos evitados y retribuir con esto a la venta en el proyecto para mejorar su factibilidad.

Finalmente se puede entrar en detalle en la construcción de la central. La componente principal de la obra corresponde a la capacidad del embalse superior. Para reducir este volumen teniendo una potencia fija se puede aumentar el salto y disminuir el caudal. En consecuencia, las turbinas aumentan su velocidad de giro lo que resulta en un generador más económico.

De acuerdo con los puntos planteados, teóricamente existen dos variables que pueden viabilizar el proyecto: el precio de venta y el costo de la instalación. Ambos deben alterar sus valores del escenario inicial un porcentaje similar para lograr resultados favorables. Sin embargo, los valores que se obtuvieron para alterar ambos escenarios parecen ser demasiado elevados.

Se plantea un nuevo escenario, en el cual se varían ambas variables para obtener un caso híbrido con alteración del precio de venta y del costo de instalación. Para una tasa de interés del 15%, se obtiene una VAN=0 con los siguientes ajustes:

	Factor
Ajuste Precio Venta	3,01
Ajuste Costo Instalación	0,55

Tabla 34-Factores de ajuste para viabilizar el proyecto

En este escenario, se varía el costo de instalación de 3500 USD/kW a 1925 USD/kW y el precio de venta de energía horario variaría de acuerdo a la **tabla 35**.

Horario	Precio Inicial (USD/MWh)	Precio Modificado (USD/MWh)	Subsidio (USD/MWh)
18:00	60,75	182,85	122,10
19:00	86,55	260,52	173,97
20:00	94,15	283,40	189,25
21:00	98,69	297,06	198,37

Tabla 35- Variación de precios de venta para viabilizar proyecto con VAN=0

Este escenario híbrido mejora los factores de ajuste para costos de instalación y de venta de energía, y queda sujeto a los subsidios en los precios de venta. En cuanto a los costos de instalación, se podrían alcanzar esos valores mejorando la ubicación del proyecto buscando otras alternativas y generando con eso reducir la capacidad del embalse superior aumentando el salto y reduciendo el caudal. Este análisis queda sujeto a un estudio posterior más detallado con los costos para determinar realmente la viabilidad del costo de instalación. Con el escenario planteado, no se puede descartar el mismo.

Dado lo observado en el análisis de sensibilidad, el precio de compra de energía por parte de la central de acumulación no viabiliza el proyecto, aunque este tuviera costo nulo. Sin embargo, el precio de venta de energía sí genera una diferencia que puede viabilizar el mismo. Dados los valores a nivel mundial de venta de energía en **tabla 25**, los precios de venta utilizados en el análisis financiero son mucho menores en comparación a los presentados a nivel mundial para venta de energía a partir de centrales de acumulación por bombeo, lo cual permitiría viabilizar el proyecto. El valor más bajo es de 6.6 €/kWh y en el análisis se utiliza 98 USD/MWh, con un tipo de cambio

entre dólar y euro menor a un 10%. La diferencia se encuentra en que se utilizó como referencia de precio de venta de la energía de la central de acumulación el valor del precio de mercado spot horario anual lo cual no es correcto ya que generalmente el precio de venta de energía para este tipo de tecnologías a nivel mundial es superior que para otras fuentes. Esto genera que el balance financiero sería mucho más favorable que el caso realizado. Triplicando los precios de venta se podría viabilizar el proyecto y, aun así, los precios de venta se encontrarían dentro de los márgenes de los precios internacionales de venta de energía para este tipo de tecnología.

## 7-Conclusiones

El mundo está atravesando una transformación en su matriz energética en base al Acuerdo de París con el objetivo de limitar las emisiones, combatir el cambio climático y dar apoyo a los países en desarrollo para poder lograrlo. Se marcan objetivos ambiciosos como limitar el aumento de la temperatura terrestre muy por debajo de los 2°C e intentar que no supere 1.5°C.

En este contexto, el aumento del uso de energías renovables tiene que ir acompañado de un respaldo para poder cubrir las necesidades de los usuarios como lo puede ser la energía térmica. Por otra parte, se puede optimizar el uso de las energías ya existentes a través del almacenamiento de energía eléctrica. Es un área importante para una óptima utilización de fuentes renovables de generación de energía a través de infraestructura de transmisión y distribución eléctrica existente en todas las partes del globo.

La acumulación por bombeo tiene varias ventajas como la flexibilidad de arranque/parada, velocidad de respuesta rápida, capacidad para realizar un seguimiento de los cambios de carga, adaptabilidad a cambios drásticos de carga, modulando la frecuencia y mantenimiento de la estabilidad del voltaje. Aunque estos sistemas fueron vistos por la mayoría de los investigadores y desarrolladores tienen un costo que dificulta su instalación en muchos casos, pero son vistos universalmente como técnicamente capaces de proporcionar un gran soporte a las energías renovables y optimizar su uso. Combinar el uso de energía eólica o solar con una central de acumulación por bombeo permite explorar el potencial eólico/solar, aumentar la capacidad instalada en ambos casos y sustituir el pico de suministro determinado básicamente por el recurso ante falta de control del mismo.

La eficiencia energética de este tipo de sistemas varía entre 70% y 80% pudiendo llegar a valores del 90%. Las estaciones con mayor capacidad instalada rondan entre 2000 a 3000 MW en todo el mundo. Sin embargo, los tamaños más habituales se encuentran en el rango de 1000 MW a 1500 MW. A nivel mundial, se encontró que los tamaños típicos de las turbinas son 300 a 400 MW en las instalaciones de mayor potencia. Los principales inversores en este tipo de tecnología han sido EEUU, Japón, China y países europeos. EEUU y Japón tienen un 40% de su capacidad de almacenamiento a través de la acumulación por bombeo. En 2009 el 24,5% de esta tecnología pertenecía a la Unión Europea y el 36.8% a Japón, pero las restricciones de espacio hacen que, a futuro, Estados Unidos y China sean los países con mayores inversiones en este tipo de tecnología y los que tengan mayor capacidad instalada

El objetivo de una central de acumulación por bombeo es de utilizar el exceso de energía que se podría estar generando (no hay consumo que lo cubra) para bombear agua desde el depósito inferior al depósito superior para luego turbinarlo en horarios donde la generación escasee. Esto permite explotar de mejor forma los recursos además de generar un balance en la generación de energía logrando una producción más estable.

La acumulación puede ser diaria, semanal o estacional. El objetivo de las mismas es lograr un funcionamiento más estable de la red, optimizar el uso del recurso limitando su capacidad ociosa y pudiendo ampliar la capacidad instalada.

La acumulación por bombeo se ha ido modificando y optando por alternativas más viables al entorno en diferentes regiones tanto por limitaciones geográficas, geológicas como económicas. Se han instalado centrales de acumulación que pueden operar con agua de mar. Otra alternativa planteada es la utilización de embalses subterráneos para optimizar el espacio o de reservas submarinas. Otro sistema es de reservas descentralizadas.

La viabilidad de este tipo de sistemas va a depender de varias variables (ubicación, tarifas, conexión a la red, etc.) por lo que no se puede determinar de acuerdo a la potencia instalada si un proyecto va a ser viable o no. Se realiza un estudio para Uruguay basado en el realizado por el grupo LAHMEYER en 1980 para UTE. La misma marca que el proyecto va a ser inviable en Uruguay independientemente de la potencia instalada.

Un punto crítico de la aplicación del proyecto es el estudio medioambiental, que lo colocaría en una primera aproximación en una categoría C (impactos negativos significativos) debido a un decreto que establece medidas cautelares generales de manejo del suelo para el Departamento por ser "Zona de protección paisajística y de Nacientes de Cursos de Agua y Biodiversidad".

Un análisis de sensibilidad del proyecto muestra diferentes escenarios del mismo. Se puede apreciar que una variabilidad en el precio de venta de la energía por parte de la central de acumulación viabiliza el proyecto, pero multiplicando por 5.07 sus valores horarios del mercado spot anual. Por otro lado, variar el precio de compra de energía por parte de la central no altera la inviabilidad del proyecto. Se podría generar un ahorro en el costo de instalación, disminuyéndolo a un 11% de su valor inicial planteado, y se lograría viabilizar el mismo. Ningún caso parece adecuarse a la realidad por lo que se plantea un caso híbrido. En el mismo, se aumenta el precio de venta multiplicándolo por 3.01 y se disminuyen los costos de instalación a un 55% de su valor inicial planteado. En este caso ambos resultados podrían ser viables. A nivel mundial, los precios de venta de energía con incentivos son mucho más elevados, por lo cual esta alternativa no implicaría una gran variedad con respecto a las tendencias mundiales. Por otro lado, la variabilidad de los costos de instalación entra dentro de los rangos mencionados en capítulos anteriores y quedaría sujeto a un estudio más detallado de los costos para determinar su viabilidad. Además, queda pendiente de estudio incorporar un sistema de acumulación para un parque solar o eólico en el país como forma de un mejor aprovechamiento del recurso instalado y para plantear una ampliación de los mismos.

## Bibliografía

1. Intergovernmental Panel on Climate Changing (IPCC), 2018: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)].
2. United Nations Framework Convention on Climate Changing (UNFCCC), 2016: The Paris Agreement
3. REN21 (2020): Renewables 2020 – Global Status Report, REN21 Secretariat, Paris, France
  - Chapter 4: Distributed renewables for energy access
  - Chapter 6: Energy systems integration and enabling technologies
  - Chapter 7: Energy efficiency and renewables
4. MIEM (2020): Balance energético nacional Uruguay
  - Evolución de potencia instalada
  - Informe de energía eléctrica
5. IEA (2019): Renewables 2019, International Energy Agency of the Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, France
  - Solar PV drives strong rebound in renewable capacity additions
6. Iberdrola S.A. (2020): Almacenamiento energético, Bilbao, España
  - Almacenamiento de energía: la clave de un futuro descarbonizado
7. Entura (2017): Vaughan D. and N. West, Australia
  - Batteries vs pumped storage hydropower: are they sustainable
8. Fernando Moreno Haya, Biblioteca de Ingeniería, Universidad de Sevilla (2012): Estudio numérico de los fenómenos transitorios aplicados a una central hidráulica de bombeo puro
  - Capítulo 2: Centrales Hidráulicas de Bombeo
9. U.S. Energy Information Administration, Independent Statics and Analysis (2009): Annual energy review
  - Primary energy consumption by source and sector
  - Energy consumption estimates by sector
  - Primary energy consumption estimates by source
  - Primary energy production by source

- U.S. government energy consumption by source
10. International Renewable Energy Agency (2017): Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030
    - Electricity storage system characteristics and applications
    - Electricity storage system costs and performance to 2030
  11. Embajada de Suiza en Uruguay (2019): Economía, Matriz Energética
    - Energía – datos y cifras
  12. Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (2003): Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité
    - Capítulo 3: Estudios Técnicos
    - Capítulo 4: Estudios Ambientales
    - Capítulo 5: Estudios Financieros
  13. LES, Laboratorio de energía solar: Análisis de mapa solar
    - Trabajo del autor de la tesis a través del tratamiento de datos con programa Matlab
  14. The Wind Power: Wind Energy Market
    - Fabricantes y aerogeneradores > Shanghai Electric > W2000/99
  15. Crettenand, Nicolas (2012), Doctorado de Ciencias, Escuela Politecnica federal de Lausanne: The facilitation of mini and small hydropower in Switzerland: shaping the institutional framework
    - Chapter 8: Analysis and discussion of the development of storage and pumped-storage small hydropower in Switzerland
  16. Energie System Forschung (2017): Marine Renewable Energy in the Mediterranean Sea: Status and Perspectives
    - Chapter 4: Marine Renewable Energy Status and Aspects in the Mediterranean Sea
  17. Tetsuo Fujihara, Haruo Imano, Katsuhiro Oshima (1998): Hitachi Review Vol. 47, No. 5
    - Development of Pump Turbine for Seawater Pumped Storage Power Plant
  18. Tractebel Engie (2011): Vianden Pumped Storage Plant
  19. Inmaculada Fernández, Diego Arsenio, Ramón Robles Díaz, Universidad de Cantabria: Centrales de generación de energía eléctrica

- Unidad didáctica 3: Centrales Hidráulicas
20. Dominion Energy (2011): Bath County Pumped Storage Station
  21. Haihe River Water Resources Commission system (2014): Fengning Pumped Storage Power Station
  22. U.S. Bureau of Reclamation (2014): Grand Coulee Powerplant
  23. ESHA (2006): Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica
  24. U.S. Department of Energy (2015): 2014 hydropower market report
    - Chapter 4: Pumped Storage Hydropower
  25. Technological University Dublin (2013): 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013
    - An Evaluation of Seawater Pumped Hydro Storage for Regulating the Export of Wind Energy to the National Grid
  26. Power Technology (2016): The Mirror of Tarapaca: Chilean power project harnesses both sun and sea
  27. Callio (2018): Pumped Hydro Energy Storage
  28. Renewable Energy World (2017): German Coal Mine to Be Reborn as Giant Pumped Storage Hydro Facility
  29. Bendigo Sustainability Group (2020): Bendigo Mines Pumped Hydro Project
  30. J.L. Gordon (1989): Black boxing hydro costs. In Invited presentation for World Bank staff at the hydropower cost seminar organized by Independent Project Analysis Inc., Washington, D.C., USA
  31. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Civil (2016): Análisis preliminar de la conversión de una central hidroeléctrica convencional en una de bombeo
  32. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Shafiqur Rehman a , Luai M. Al-Hadhrami a , Md. Mahbub Alam b: Pumped hydro energy storage system: A technological review
  33. Gravity Power S.A., A Revolution in Energy Storage: Low-cost energy storage with minimal environmental impact



34. Voith S.A.: Pumped storage machines Reversible pump turbines, Ternary sets and Motor-generators
35. TecnoTurbines Powering Water: Bombas usadas como turbinas bajo condiciones hidráulicas variables
36. Lueneburg R, Nelson RM. (1985): Hydraulic power recovery turbines, Centrifugal pumps: design and applications
37. Richard K Fischer (2012): A Comparison of Advanced Pumped Storage Equipment Drivers in the US and Europe
38. Mohammad Hossein Jahangir (2020): Feasibility study of on/off grid large-scale PV/WT/WEC hybrid energy system in coastal cities: A case-based research
39. Professor Henrik Lund, M.Sc.Eng., Ph.D., Dr.Techn: Analysis of a pumped storage system to increase the penetration level of renewable energy in isolated power systems. Gran Canarias: A case study. (Volume 36, Issue 12)
40. Universidad Politécnica de Valencia (2005): Aplicación del Análisis de Riesgos a la Seguridad de Presas
41. RETScreen, International Clean Energy Decision Support Centre: Clean energy project analysis: retscreen engineering & cases textbook
  - Chapter: Small hydro project analysis
42. International Finance Corporation: Hidroelectric Power, a guide for developers and investors
  - Chapter 7: Hydrology and Energy Calculations
  - Chapter 12: Environmental and Social Impact Mitigation
  - Chapter 13: Capital and O&M Costs
43. Shafiqur Rehman, Luai M. Al-Hadhrami, Md. Mahbub Alam (2014): Pumped hydro energy storage system: A technological review. Renewable and sustainable energy reviews.
44. American Physical Society (2007): APS Panel on Public Affairs Committee on Energy Environment
  - Challenges of electricity storage technologies.
45. Ardizzon, Cavazzini, Pavesi (2012): Renewable Sustainable Energy Rev
  - A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: advances and future challenges

46. Duque AJ, Castronuovo ED, Sanchez I, Usaola J. (2011): Electric Power System
  - Optimal operation of a pumped storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer
47. Caralis G, Rados K, Zervos A (2010): Renewable Sustainable Energy Rev
  - On the market of wind with hydro-pumped storage systems in autonomous Greek islands
48. Brown PD, Pecos Lopez JA, Matos MA (2008): IEEE Trans Power System
  - Optimization of pumped storage capacity in an isolated power system with large renewable penetration
49. Anagnostopoulous JS, Papantonis DE (2012): Energy
  - Study of pumped storage schemes to support high-RES penetration in the electric power system of Greece
50. Katsaprakakis DA, Christakis DG, Pavlopoylos K (2012): Energy
  - Introduction of a wind pumped storage system in the isolated insular power system of Karpathos-Kasos
51. Kaldellis JK, Kapsali M, Kavadias KA (2010): Energy
  - Energy balance analysis of wind-based pumped hydro storage systems in remote island electrical networks
52. Bueno C, Carta JA (2006): Renewable Sustainable Energy
  - Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands
53. Connolly D, Lund H, Finn P, Mathiesen BV, Leahly M (2011): Energy Policy
  - Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage utilizing electricity price arbitrage
54. Ma T, Yang H, Lu L, Peng J (2015): Energy
  - Pumped Storage based standalone photovoltaic power generation system: modeling and techno-economic optimization
55. Margeta J, Glasnovic Z (2012): Theoretical settings of photovoltaic hydro energy system for sustainable energy production
56. Junhui Z, Graves K, Caisheng W, Gene L, Chih-Ping Y (2012): Power and energy society general meeting
  - A hybrid electric/hydro storage solution for standalone photovoltaic application in remote areas

57. MTOP: Archivos de datos cargados en Google Earth
58. DINAGUA: Caudales específicos de Uruguay
59. Carta de reconocimientos de suelos de Uruguay
60. Ignacio Campot y Nicolás Carril (2016): Proyecto edificación en Sierra de las Ánimas
61. ADME, Spot sancionado horario 2022
62. Gilmer Angel Apaza Huaquisto (2018): Trabajo de tesis, utilización de turbinas-bombas en sistemas de distribución de agua
63. Orange Smile: Guía Turística. XILUODU DABA, CHINA
64. Structuralia: Asegurando la biodiversidad, sistemas para transferencia de peces
65. Renewable Energy Magazine: Sinfin Energy pone en marcha la primera central microhidráulica con tecnología de hidrotornillo de España
66. European Comission, Technical Report - 2015 – 086: Ecological flows in the implementation of the Water Framework Directive
67. UTE: Estudio de consultora LAHMEYER (1980): Centrales Hidroeléctricas y Acumulación por Bombeo. Información básica pública.