



**UNIVERSIDAD DE OVIEDO**

**Escuela de  
Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo**

**Máster en Ingeniería de Minas**



**Trabajo Fin de Máster**

**Montaje y puesta en marcha de un simulador de la central  
hidroeléctrica de La Malva (Asturias)**

**Autor: Héctor Álvarez González**

**Tutores: Benigno Menéndez Velázquez y Jorge Luis Parrondo Gayo**

**Oviedo, julio de 2022**

## Agradecimientos

---

En primer lugar, me gustaría dar las gracias a mis dos tutores que me han guiado y apoyado a lo largo de estos meses.

Por una parte, a Benigno Menéndez, responsable de la agrupación de centrales hidroeléctricas Miranda-Narcea del grupo EDP, quien con todo su conocimiento y su capacidad para convertir lo difícil en sencillo me ha enseñado tanto.

Por otra parte, a Jorge Parrondo, catedrático adscrito al área de Mecánica de Fluidos del Departamento de Energía de la Universidad de Oviedo y exprofesor mío en la asignatura de Ingeniería Fluidomecánica, por estar ahí siempre que lo he necesitado y por darme tantas y tan buenas lecciones en lo relativo al funcionamiento de una central hidráulica.

Además, a mi profesor y buen amigo Francisco Blanco, por ofrecerme la oportunidad de completar mis estudios de Máster en Ingeniería de Minas con este bonito trabajo, que me ha servido sin duda para aprender mucho sobre un tema que me apasiona al tiempo que disfrutaba como un niño.

A todos los trabajadores de EDP que, de una u otra forma, han contribuido a que hoy pueda estar aquí. Y, en especial a Jorge, por prestarme tan amable y desinteresadamente su tiempo y dedicación y mostrarme el verdadero significado de la organización y el buen hacer. El buen ambiente que se respira trabajando con todos vosotros no tiene precio.

A la compañía EDP que, con su apoyo económico y logístico, ha hecho posible la realización de este proyecto y que a lo largo de mis seis años en la Universidad de Oviedo ha estado muy presente en mi formación y crecimiento académico, ayudándome a descubrir mi pasión por el mundo de la energía. Entre otros, he tenido la suerte de poder participar en dos ediciones de su “Seminario sobre el Sector Eléctrico” impartido en la EIMEM y en la edición de 2020 del “EDP University Challenge”.

A mi buen amigo José, por su ayuda en los inicios del proyecto y por todo lo que me ha dado durante estos años en Oviedo. También al resto de mis compañeros, a los que, a día de hoy, ya puedo llamar amigos.

A mis padres, Javier y Geli, pilares fundamentales en mi vida. Siempre habéis estado ahí en los momentos más duros, para ayudarme a superarlos, y en los mejores, para celebrarlos a mi lado, pero siempre recordándome que no hay que despegar los pies del suelo. Ya lo sabéis, vuestros consejos lo son todo, incluso cuando me desvío de ellos. Sin vosotros, no habría llegado tan lejos.

Al resto de mi familia, que me hace sentir tan privilegiado y querido.

## Reflexión

---

Como reflexión acerca del presente proyecto fin de máster, haré una breve síntesis de todo lo que me ha dado y lo que he aprendido a lo largo de estos meses.

En primer lugar, este proyecto me ha servido en cierta forma como experiencia laboral, al permitirme desenvolverme en un ambiente de trabajo real. En colaboración con personal de la propia empresa, he gestionado recursos, realizado diseños, ejecutado el montaje y buscado y dado arreglo a los problemas que se iban presentando, proponiendo soluciones más o menos innovadoras. Además, he mejorado mis habilidades de organización y comunicación, al verme en la obligación de ir planificando los siguientes pasos, así como reportar periódicamente los avances a mis tutores.

En segundo lugar, me ha permitido aprender y poner a prueba mis capacidades analíticas y de síntesis por medio de la redacción de la parte teórica (capítulo 3), pero también conocer más acerca del funcionamiento de una central hidroeléctrica y cómo se lleva a cabo su conexión a red (capítulo 4), lo que, en realidad, es extrapolable a cualquier otro tipo de central de generación eléctrica.

En definitiva, este proyecto, llevado a cabo en colaboración con la compañía EDP, me ha permitido meterme de lleno en el mundo de la energía y, más concretamente, en el mundo de la generación de electricidad, que me apasiona y hacia el que sin duda orientaré mi carrera profesional.

## Índice general

---

<b>ÍNDICE GENERAL .....</b>	<b>1</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>3</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>2. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA .....</b>	<b>8</b>
<b>3. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....</b>	<b>10</b>
3.1. Cálculo de la energía y la potencia .....	11
3.2. Clasificación de centrales hidroeléctricas .....	12
3.2.1. Según el tipo de embalse .....	13
3.2.2. Según la potencia .....	15
3.2.3. Según el salto de agua .....	16
3.3. Elementos de una central hidroeléctrica .....	17
3.3.1. Elementos de retención y almacenaje de agua .....	17
3.3.2. Elementos de evacuación controlada de caudales .....	20
3.3.3. Elementos de captación y conducción del agua .....	20
3.3.4. Turbina hidráulica .....	22
3.3.5. Elementos mecánicos .....	29
3.3.6. Generador eléctrico de alterna o alternador .....	30
3.3.7. Sistemas de regulación y control .....	32
<b>4. MONTAJE DEL SIMULADOR DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LA MALVA .....</b>	<b>33</b>
4.1. Glosario .....	34
4.2. Central hidroeléctrica de La Malva .....	35
4.3. Identificación y clasificación de dispositivos .....	35
4.3.1. Cuadro eléctrico interno .....	38
4.3.2. Bandeja superior del pupitre de control .....	44
4.3.3. Mesa inferior del pupitre de control .....	47
4.4. Circuitos eléctricos .....	51
4.5. Diseño preliminar y replanteo de los dispositivos .....	51
4.5.1. Diseño y organización previos del pupitre .....	51
4.5.2. Colocación de componentes .....	54
4.5.3. Conexión de dispositivos .....	55
4.5.4. Chequeo del correcto conexionado .....	59

4.6. Puesta en marcha del simulador .....	60
4.6.1. Programación del PLC .....	60
4.6.2. Ajuste del variador de frecuencia .....	60
4.6.3. Ajuste de pantallas digitales .....	61
4.7. Descripción del funcionamiento del simulador .....	62
4.8. Presupuesto .....	64
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>65</b>
<b>6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>67</b>
<b>ANEXO I. PLANOS ELÉCTRICOS .....</b>	<b>(EN DOCUMENTO APARTE)</b>
<b>ANEXO II. CÓDIGO DEL PLC.....</b>	<b>(EN DOCUMENTO APARTE)</b>

## Índice de figuras

---

Figura 1. Central hidroeléctrica de agua fluyente .....	13
Figura 2. Central hidroeléctrica de pie de presa .....	14
Figura 3. Central hidráulica reversible de Cortes-La Muela .....	15
Figura 4. Esquema de una central hidroeléctrica a pie de presa .....	17
Figura 5. Presa de hormigón por gravedad.....	18
Figura 6. Presa de hormigón de arco doble .....	18
Figura 7. Presa de hormigón de contrafuertes .....	19
Figura 8. Presa de materiales sueltos.....	19
Figura 9. Obra de toma con barrera sónica de peces en la central hidroeléctrica de Nalón (Asturias).. .....	21
Figura 10. Ejemplos de turbinas de reacción (izqda..) y de acción (dcha.).....	22
Figura 11. Álabes de turbina Francis.....	24
Figura 12. Turbina Francis . .....	24
Figura 13. Montaje de una turbina Kaplan .....	25
Figura 14. Turbina Pelton.....	26
Figura 15. Esquema de una turbina Pelton de eje horizontal con doble tobera.....	27
Figura 16. Esquema de una turbina Pelton de eje vertical con seis toberas .....	27
Figura 17. Esquema de una turbina Ossberger .....	28
Figura 18. Turbina Turgo . .....	29
Figura 19. Esquema de un generador eléctrico monofásico.....	30
Figura 20. Esquema de un generador trifásico y ondas senoidales generadas .....	31
Figura 21. Interior de la central hidroeléctrica de la Malva .....	35
Figura 22. Pupitre metálico que dará soporte a todo el cuadro eléctrico .....	36
Figura 23. Maqueta del simulador .....	37
Figura 24. Motor de la maqueta descubierto .....	37
Figura 25. Placa interna de acoplamiento con los canalés .....	38
Figura 26. Autómata lógico programable (PLC) cerrado(izqda.) y abierto (dcha.) .....	39
Figura 27. Seccionador con y sin ruleta .....	39
Figura 28. Interruptores automáticos colocados sobre un raíl .....	40
Figura 29. Relé .....	40
Figura 30. Fuente de alimentación .....	41
Figura 31. Variador de frecuencia .....	42
Figura 32. Transformador de corriente .....	42
Figura 33. Transformadores de potencia .....	43

Figura 34. Borna individual y regletero X1 .....	44
Figura 35. Bandeja superior del pupitre de control .....	44
Figura 36. Sincronoscopio .....	45
Figura 37. Voltímetro APM-VOLT-APN de Trumeter .....	45
Figura 38. Zumbador .....	46
Figura 39. Mesa inferior del pupitre metálico para colocación de dispositivos de entrada .....	47
Figura 40. Conmutador de mando y señalización tricolor MT de la marca Gave .....	48
Figura 41. Algunas posiciones y estados del conmutador.....	49
Figura 42. Pulsadores verde y rojo. Fuente: Schneider Electric.....	49
Figura 43. Conmutador de giro de tres posiciones .....	50
Figura 44. Piloto luminoso blanco. Fuente: Schneider Electric. ....	50
Figura 45. Esquema de montaje del cuadro eléctrico.....	52
Figura 46. Diseño de la bandeja superior y de la mesa inferior .....	53
Figura 47. Cuadro eléctrico con carriles y canaletas, preparado para montaje de componentes .....	54
Figura 48. Cuadro eléctrico con algunos dispositivos montados, sin cablear .....	54
Figura 49. Superficie del pupitre con dispositivos .....	55
Figura 50. Cuadro eléctrico cableado .....	56
Figura 51. Cableado de la bandeja superior .....	57
Figura 52. Cableado de la mesa inferior .....	57
Figura 53. Organizadores espirales de la mesa (izqda.) y la bandeja (dcha.) .....	58
Figura 54. Bornes de conexión entre las diferentes partes del simulador montados y cableados .....	58
Figura 55. Pupitre metálico montado y decorado.....	59
Figura 56. Interfaz del software de configuración de Trumeter .....	61
Figura 57. Frecuencímetro de red (izqda.) y de grupo (dcha.) sin configurar .....	61

# **1. Introducción**

---



En diciembre de 2015, se celebró la Conferencia de París sobre el Clima (COP21), en la que 195 países firmaron el primer acuerdo mundial vinculante sobre el clima (Acuerdo de París), comprometiéndose a luchar de forma conjunta contra la que se considera la mayor amenaza inminente para la humanidad, el cambio climático. Para ello, se fijó como principal objetivo limitar el aumento de la temperatura media global a 1,5°C, tomando como referencia el valor en la época preindustrial. La solución propuesta pasa por la reducción de emisiones a la atmósfera de CO<sub>2</sub>, principal gas de efecto invernadero de origen antropogénico, hasta un 90% respecto a 1990. Para lograrlo se plantearon tres soluciones:

- La sustitución de los combustibles fósiles por energías limpias renovables.
- La sustitución de combustibles fósiles por energía nuclear.
- La captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

En línea con los dos primeros puntos, se fijó la meta de reducción del consumo de combustibles fósiles entre un 70 y un 90% respecto al existente en aquel momento. Además, se añadieron a la lista igualmente, como factores clave, la mejora de la eficiencia energética para disminuir el ritmo de crecimiento del consumo energético y la gestión optimizada de la vegetación del planeta para que actúe como captadora y almacén de CO<sub>2</sub>.

Viendo la situación desde la perspectiva del sector energético, la solución más clara, viable y deseable, por todos los beneficios que conlleva, es el despegue definitivo de las fuentes de energía renovables para hacerse con el mercado energético mundial sustituyendo a las fuentes convencionales. Principalmente, porque son energías limpias, no contaminantes, que no generan emisiones de ningún tipo, ni en forma de gases nocivos o de efecto invernadero ni en forma de residuos sólidos o líquidos nocivos. Y, por ser renovables, son infinitas, con lo que siempre dispondremos de ellas.

Además, cabe mencionar como punto a favor de las energías renovables el hecho de que son autóctonas, que se encuentran disponibles en mayor o menor medida en todo el planeta, lo que contribuye a reducir las importaciones energéticas y a crear riqueza y empleo de forma local.

De entre todas ellas, la energía solar fotovoltaica y la eólica son las que han experimentado un mayor auge en las últimas décadas y las que continúan creciendo a mayor ritmo en la actualidad. Los motivos son, entre otros, la reducción de costes, la facilidad de instalación, y la gran escalabilidad que estas opciones brindan al promotor.

Pero como dice el refrán, no es oro todo lo que reluce y, detrás de la adopción de estas dos tecnologías renovables, existen algunas desventajas importantes. La primera y que con el aumento de la integración de renovables se hace cada vez más patente es su baja flexibilidad y escasa disponibilidad, debido a la intermitencia de los recursos naturales de

los que se nutren: el sol y el viento. Además, el sistema eléctrico requiere de una cierta inercia para funcionar correctamente, y ninguna de estas dos tecnologías la poseen.

Y es aquí donde entra en juego la energía hidroeléctrica, la que es la más madura y desarrollada de todas las energías renovables. Ya en la época del Imperio Romano, el aprovechamiento de la energía cinética del agua se llevaba a cabo por medio de la conocida como rueda hidráulica y se utilizaba, por un lado, para elevar el propio agua e irrigar los campos y, por otro, para moler cereales como el trigo (Expo Energía, 2017). En 1880, la primera instalación de aprovechamiento de la energía hidráulica para producción de electricidad entró en funcionamiento en Northumberland (Gran Bretaña) (Área Tecnología, 2022).

Por su parte, en España, la energía hidroeléctrica cuenta con más de 100 años de historia. Las dos primeras centrales fueron la de “El Porvenir”, construida sobre el río Duero en Zamora, y el “Molino de San Carlos”, dentro de la cuenca hidrográfica del Ebro en Zaragoza, que fueron inauguradas en 1901. Ya más adentrado el siglo XX, con la irrupción de la corriente alterna, se empiezan a crear varias compañías hidroeléctricas que darían un gran impulso al sector. Destaca, entre otras, la formación en 1919 de Hidroeléctrica del Cantábrico, que fue posteriormente adquirida por el grupo EDP y pertenece actualmente a este (Soria, 2008).

Desde el punto de vista técnico de la operación y la adaptación a las exigencias y restricciones del sistema eléctrico, las centrales hidráulicas sí aportan inercia al sistema y permiten, en muchos casos, almacenar la energía para producir electricidad cuando se requiere y se decida hacerlo. También se caracterizan por su rapidez para atender las variaciones de carga requeridas. Por ejemplo, una central hidroeléctrica estándar es capaz de pasar de estado de reposo a funcionamiento en apenas unos minutos, en comparación con otros tipos de centrales, como las térmicas de carbón y los ciclos combinados, que típicamente tardan alrededor de ocho horas y treinta minutos, respectivamente.

Esta rapidez de conexión es debida al propio principio de funcionamiento y a la constitución de este tipo de centrales, que serán explicados más adelante. No obstante, para que esta conexión a red se realice correctamente, sin fallos ni problemas, se deben cumplir una serie de requisitos, que son logrados gracias a una serie de dispositivos y máquinas dedicados a ello.

De ahora en adelante, todo el trabajo desarrollado se centrará en mostrar cómo se aprovecha la energía contenida en el agua en las centrales hidroeléctricas y cuáles son los elementos que la componen. Por último y más importante, se tratará de aplicar todos estos conocimientos a la realidad, mediante el montaje y puesta en marcha de un simulador de una central hidroeléctrica, que imitará el proceso de sincronización de una central hidroeléctrica a red y su operación normal.

## **2. Objetivos y metodología**

---

El principal objetivo de este proyecto es llevar a cabo el montaje y la puesta en funcionamiento de un simulador de uno de los grupos de la central hidroeléctrica de La Malva (Asturias) en el marco del convenio establecido entre la multinacional energética EDP y la Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo. Se pretende así generar nuevo valor en este centro educativo, dotando al laboratorio del Departamento de Energía de un nuevo equipo que sirva en el futuro como apoyo a la enseñanza aportando un carácter más interactivo y práctico.

Respecto a la metodología, en primer lugar, se ha realizado un trabajo de investigación y búsqueda bibliográfica para recabar los conocimientos que permitan comprender los principios que rigen el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica. Así, se ha hecho una clasificación de las diferentes modalidades de generación hidroeléctrica que existen y se han nombrado y explicado cada uno de los elementos que componen una central de este tipo, haciendo hincapié sobre la turbina Pelton, por ser la que se emplea en la central de La Malva. Todo este trabajo se recoge en el capítulo 3 de la presente memoria.

La segunda parte ha consistido en un trabajo experimental de montaje y puesta en marcha del simulador. Para ello, se ha contado con la colaboración de la compañía firmante del convenio, quien ha facilitado sus instalaciones, útiles y apoyo técnico cuando ha sido necesario. Esta parte se puede dividir en varias fases.

En primer lugar, se ha hecho inventariado de todos los materiales y componentes necesarios y que formarán parte del simulador, y se han comprado y pedido a sus respectivos fabricantes.

Luego, se ha procedido a diseñar el “*layout*” del cuadro eléctrico y a fijar cada uno de los elementos al mismo. A continuación, se ha cableado todo el conjunto y se han realizado las comprobaciones pertinentes.

Posteriormente, se ha cargado el programa en cuestión en el autómata programable (PLC) y se han configurado las pantallas digitales.

Por último, se ha llevado a cabo la puesta en funcionamiento del equipo al completo, analizando posibles errores y aplicando correcciones tanto en lo referente a las conexiones eléctricas como en lo relativo al funcionamiento y la ejecución del programa.

Esta segunda parte se explicará en el capítulo 4 de la presente memoria.

## **3. Centrales hidroeléctricas**

---

Se conoce por el nombre de energía hidráulica a la energía cinética propia del movimiento de las masas de agua, o bien, a la energía potencial contenida en dicho fluido localizado a una determinada altura. A diferencia de lo que pudiera parecer, la energía hidráulica es debida, al igual que gran parte del resto las energías renovables, a la radiación solar que llega a la Tierra. A modo de analogía, se podría decir que el motor que provoca el movimiento de las masas de agua es el ciclo hidrológico cuyo combustible sería la energía solar incidente, que evapora el agua superficial, formando las nubes, que se desplazan y desde las que posteriormente precipitará ese agua en forma de lluvia, nieve o granizo.

Las centrales hidroeléctricas, también denominadas centrales hidráulicas, son las instalaciones en las que se aplican tecnologías diseñadas y perfeccionadas por el ser humano— que se explicarán a continuación —para lograr una transformación óptima de esa energía contenida en el agua continental en energía eléctrica.

Las máquinas encargadas de transformar la energía cinética del agua en energía mecánica de rotación se denominan turbinas hidráulicas. Estas, asociadas a un generador eléctrico por medio de un eje mecánico, permiten producir energía eléctrica que posteriormente será vertida a la red con unos determinados parámetros ajustados por medio de un transformador.

### 3.1. Cálculo de la energía y la potencia

La potencia nominal  $P$ , instalada en una determinada central hidroeléctrica, depende de diversos factores y se calcula:

$$P = \gamma_w \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta_t \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot \eta_{tr} = \gamma_w \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta_T \quad (1)$$

siendo  $\gamma_w$  el peso específico del agua (generalmente  $9,81 \text{ kN/m}^3$ )

$Q$  el caudal de agua entrante en la turbina [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]

$H_n$  el salto hidráulico neto [m]

$\eta_t$  el rendimiento de la turbina

$\eta_m$  el rendimiento del multiplicador

$\eta_g$  el rendimiento del generador

$\eta_{tr}$  el rendimiento del transformador

$\eta_T$  el rendimiento total del conjunto de la instalación (normalmente  $0,8 - 0,85$ )

Al igual que en cualquier otra situación de generación de electricidad, la energía total generada  $E$  se puede calcular como producto de la potencia  $P$  y el tiempo  $t$  durante el que se ha estado generando a esa potencia:

$$E = P \cdot t \quad (2)$$

Por ejemplo, si la potencia se expresa en MW y el tiempo en horas, la unidad de energía sería el MWh (1 MWh equivale a  $3,6 \cdot 10^9$  J).

Si, por el contrario, tal y como ocurre en la situación real, la potencia de generación es variable en el tiempo, la energía eléctrica total producida se obtendrá sumando los productos obtenidos en cada pequeño intervalo de generación en los que la potencia no varía:

$$E = \sum_{i=1}^n (P_i \cdot t_i) \quad (3)$$

o bien, si se tiene una función continua que defina la potencia de generación en el tiempo, integrando:

$$E = \int (P(t) \cdot dt) \quad (4)$$

Por otra parte, toda central puede ser caracterizada por el número de horas equivalentes  $h_e$ , que se define como el número de horas que tendría que haber estado produciendo a potencia nominal para generar toda la energía que ha generado a lo largo de un año. Expresado de otra forma, matemáticamente, se calcula como la energía anual generada dividida entre la potencia nominal de la instalación:

$$h_e = \frac{E_{anual}}{P_{nominal}} \quad (5)$$

Igualmente, se puede caracterizar una central por su factor de carga  $f_c$ , que expresa de alguna forma el porcentaje de potencial que ha sido aprovechado a lo largo del año:

$$f_c = \frac{h_e}{8760} * \quad (6)$$

### 3.2. Clasificación de centrales hidroeléctricas

Existen muchos criterios a tener en cuenta a la hora de clasificar los distintos tipos de centrales hidroeléctricas que existen. Generalmente, los principales factores considerados son:

- La altura útil del salto hidráulico.
- La capacidad (potencia) de generación.
- El tipo de tecnología utilizada.
- La situación y localización de la instalación.

No obstante, a menudo se simplifica la clasificación, diferenciando entre:

---

\* 8760 es el número total de horas que tiene un año no bisiesto.

- Centrales de agua fluyente.
- Centrales con embalse.
- Centrales reversibles o con bombeo

A continuación, se realizarán tres clasificaciones atendiendo a tres criterios diferentes.

### 3.2.1. Según el tipo de embalse

La existencia o no existencia de un embalse previo a la turbina es un factor clave a tener en cuenta a la hora de caracterizar una central hidroeléctrica. Un embalse es un reservorio que permite acumular y almacenar agua por periodos largos de tiempo para poder decidir en función de otras variables (demanda eléctrica, aporte de caudal, restricciones ambientales, etc.) cuando turbinar y cuando no. En resumen, es una buena forma de amortiguar los efectos de las fluctuaciones de estas variables y proporciona una gran flexibilidad al operador de la central.

#### 3.2.1.1. Centrales de agua fluyente

Son aquellas donde no se dispone de un embalse, si no que directamente, por medio de una obra de toma, se realiza una captación de parte del caudal circulante en el río, el cual es turbinado en la central para luego retornar al cauce fluvial (Figura 1). Se emplea en ríos con pendiente baja y gran caudal y, normalmente, trabajan en continuo, presentando unos bajos costes de operación (SIEMENS Stiftung, 2018).

Se caracterizan por poseer un salto útil casi invariable debido a la inexistencia de almacenamiento mediante una presa y, sin embargo, un caudal muy variable y dependiente de la hidrología (estación, climatología, orografía, etc.). Es por ello, por lo que la potencia desarrollada depende casi únicamente del caudal (APPA Hidráulica, 2022).

Los principales elementos que se pueden encontrar en una central de este tipo son el azud o presa de derivación, el canal o tubería de captación, la tubería forzada que conduce hacia la turbina, el edificio principal y un canal de descarga que verte el agua al río.

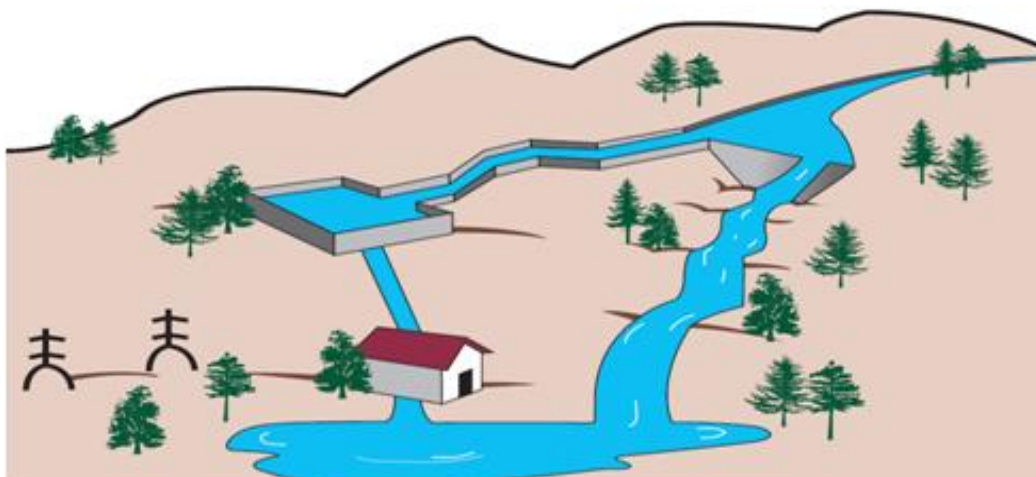


Figura 1. Central hidroeléctrica de agua fluyente. Fuente: Aula Fácil.



### 3.2.1.2. Centrales con embalse

Son aquellas que se localizan aguas abajo de los embalses y cuentan con una presa que retiene el agua formando un reservorio con capacidad de almacenamiento. Constituye por ello la opción opuesta a las centrales de agua fluyente. Pueden encontrarse a pie de presa (Figura 2) o en derivación.

En estas centrales, el salto hidráulico neto es variable en función del nivel del agua en el embalse, mientras que el caudal puede ser variado voluntariamente con tan solo accionar las válvulas que sellan la entrada a la turbina. El hecho de disponer de un embalse hace que aumente la flexibilidad en la operación de la instalación, permitiendo al operador de la central decidir cuándo se desea turbinar y favoreciendo también la alta capacidad de regulación que requiere el sistema eléctrico.

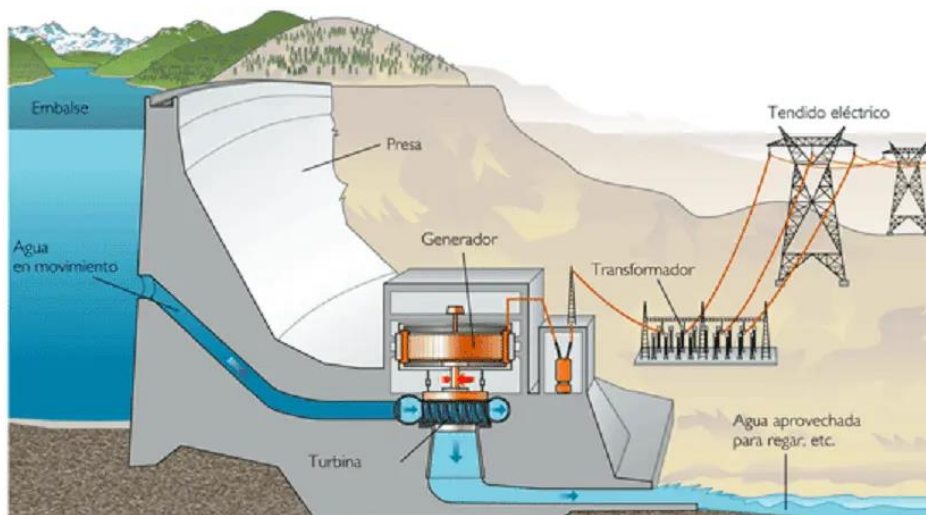


Figura 2. Central hidroeléctrica de pie de presa. Fuente: Renovables verdes.

### 3.2.1.3. Centrales reversibles o con bombeo

Las centrales de bombeo cuentan con dos embalses a diferente altura, lo que las dota de la capacidad de almacenar energía en forma potencial en función de la altura a la que se sitúe la masa de agua (Figura 3).

Se suelen utilizar para ajustar la curva de oferta a la curva de demanda. Cuando la demanda es alta y el operador del sistema eléctrico pide la entrada de una central de bombeo, se deja caer agua del depósito superior al inferior, turbinando y produciendo la energía requerida. Cuando la demanda es más baja (valle), se bombea agua desde el embalse inferior hacia el superior consumiendo la energía requerida y almacenando parte de ella (no toda debido a las pérdidas en el proceso) en forma de energía potencial.

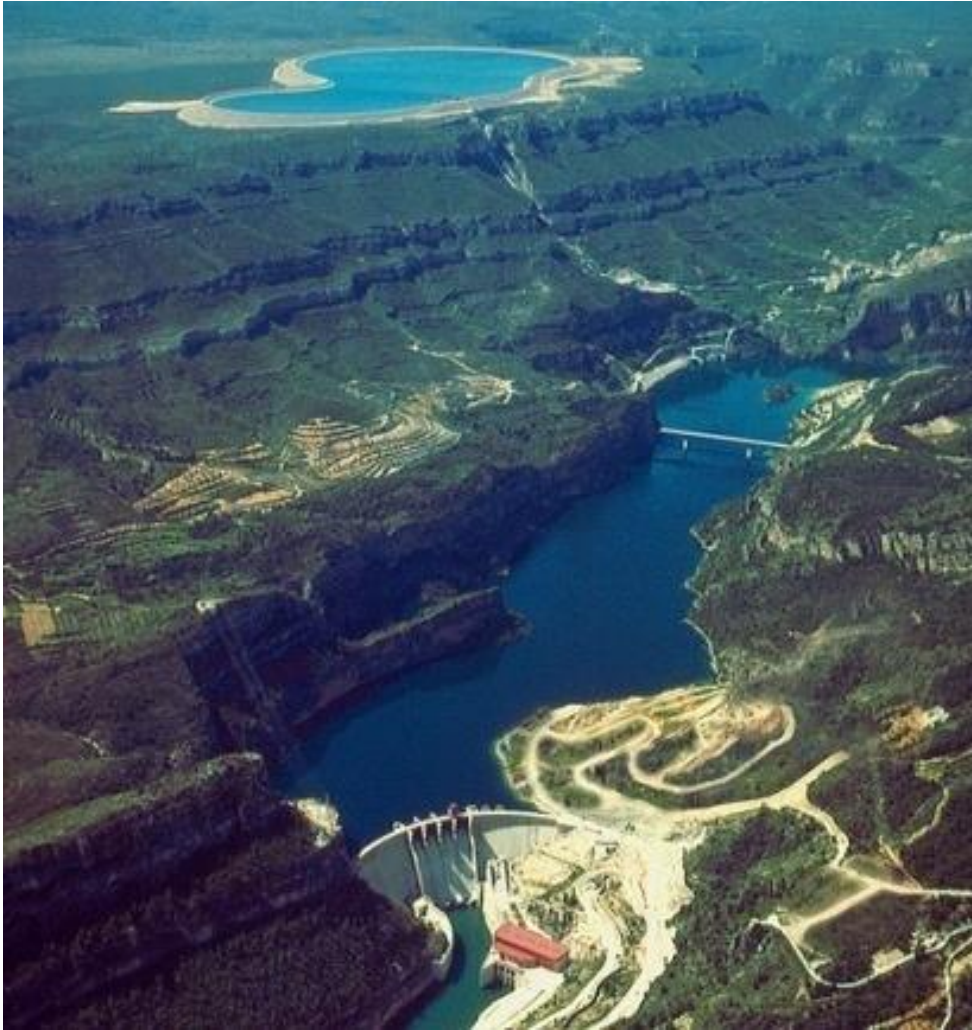


Figura 3. Central hidráulica reversible de Cortes-La Muela. Fuente: Energías Renovables.

### 3.2.2. Según la potencia

Atendiendo a la clasificación administrativa, es decir, la que hacen las administraciones públicas de acuerdo con la legislación actual (RD 413/2014<sup>†</sup>), se pueden dividir en dos grupos según si la potencia instalada es menor de 10 MW (Grupo b.4) o mayor de 10 MW (Grupo b.5). No obstante, se ha optado por añadir un tercer grupo para grandes potencias, tal y como recomiendan profesionales del sector (TECH España, 2021):

- Minihidráulica
- Centrales hidráulicas convencionales
- Grandes centrales hidráulicas

---

<sup>†</sup> Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

### 3.2.2.1. Minihidráulica

Aquellas con potencia inferior a los 10 MW. Es la modalidad que se ha puesto más de moda en los últimos años. Esto se debe a su buena integración paisajística que supone un menor impacto visual y, por tanto, conlleva una menor oposición social. Se evita la construcción de grandes embalses y se aprovechan caudales pequeños que de otra forma se desperdiciarían. Existen diferentes tecnologías de aprovechamiento.

Existe un caso particular de centrales conocidas como microcentrales, y son aquellas que poseen potencias inferiores a 100 kW.

### 3.2.2.2. Centrales hidráulicas convencionales

Aquellas entre 10 y 50 MW. Son centrales de mayor tamaño que implican la regulación de grandes volúmenes de agua. Por ello, siempre cuentan con embalse, lo que les da más flexibilidad de operación.

### 3.2.2.3. Grandes centrales hidráulicas

Aquellas con potencias superiores a los 50 MW. Dentro de este grupo, también se puede hablar de macrocentrales, siendo aquellas que cuentan con más de 1000 MW de potencia instalada. La mayor central hidroeléctrica del mundo es la de Tres Gargantas, en China, que cuenta con 22,5 GW de potencia instalada.

## 3.2.3. Según el salto de agua

A menudo la magnitud del salto puede determinar el tipo de instalación hidráulica requerida (Moreno et al., 2022).

### 3.2.3.1. Salto de pequeña altura

Cuando el salto es menor de 15 metros. Se dan en terrenos llanos con ausencia de desniveles y grandes pendientes. Normalmente no requieren de embalses y la alimentación del agua a la central se hace directamente o mediante canales de derivación.

### 3.2.3.2. Salto de mediana altura

Cuando el salto es mayor o igual a 15 metros y menor de 50 metros. Es la categoría intermedia entre el salto de pequeña altura y el salto de gran altura.

### 3.2.3.3. Salto de gran altura

Cuando el salto es mayor o igual a 50 metros. Se dan en zonas montañosas y llevan asociado un gran embalse de recarga anual o interanual. La alimentación a la turbina se realiza por medio de tubería forzada.

### 3.3. Elementos de una central hidroeléctrica

A continuación, se explicarán de forma ordenada y detallada cada uno de los elementos que conforman una central hidroeléctrica, haciendo hincapié en aquellos que forman parte de las centrales con embalse, objeto de interés, dada la naturaleza del presente proyecto.

En la Figura 4, se presenta un esquema típico de una central a pie de presa con el objeto de que el lector se hacer una idea general de todo lo que se hablará en adelante.

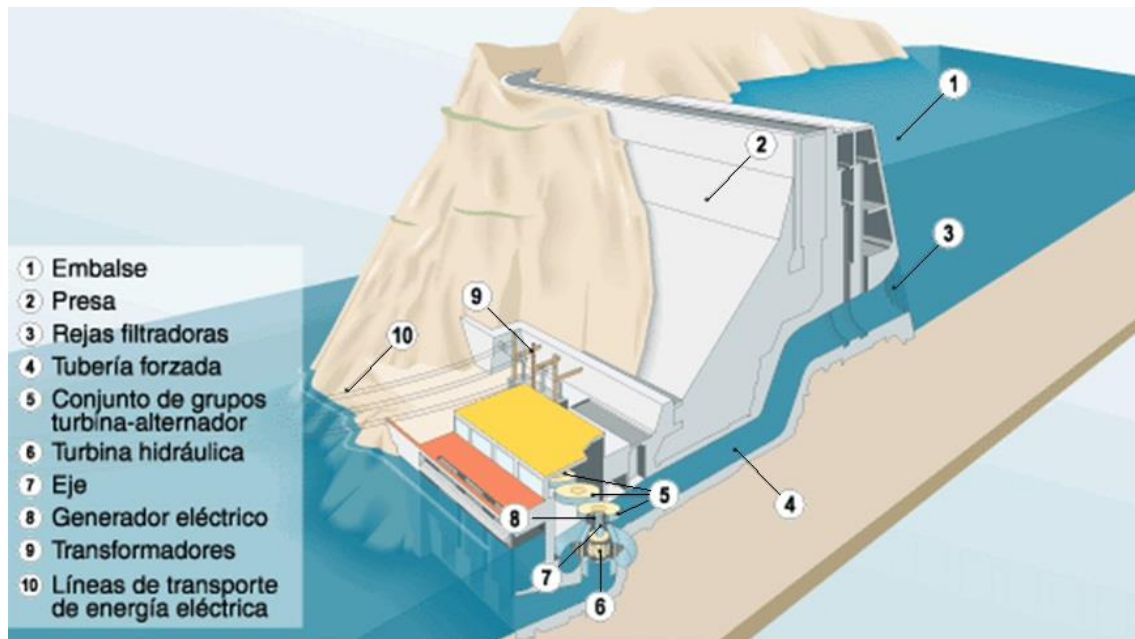


Figura 4. Esquema de una central hidroeléctrica a pie de presa. Fuente: Global Electricity.

#### 3.3.1. Elementos de retención y almacenaje de agua

##### 3.3.1.1. Presa

El elemento de retención por excelencia empleado en las centrales hidroeléctricas es la presa. Esta consiste en una estructura de hormigón de grandes dimensiones (hasta varios cientos de metros de longitud y de altura), localizada aguas arriba de la turbina y el resto de la instalación hidroeléctrica, y que permite formar un embalse por acumulación del agua. Debe soportar las fuerzas hidrostáticas e hidrodinámicas de la masa de agua que retiene. Concretamente, está sometida a tres tipos de esfuerzo:

- El empuje del agua y los sedimentos.
- La depresión existente debido a la circulación del agua a través de los materiales permeables que hay bajo la presa.
- El peso propio de la presa.

Mediante el empleo de presas es posible almacenar agua y elevar el nivel en el embalse, regulando los caudales de agua vertidos aguas abajo y aumentando el salto hidráulico con el que trabajará la turbina. Se suelen clasificar en varios grupos (Dolores, 1992):

- Presa de gravedad

Está fabricada en hormigón, debido a que debe poseer gran peso. En ella, la fuerza ejercida por el agua es contrarrestada por las grandes fuerzas de fricción debidas al propio peso de la estructura de hormigón que supone la presa. Pueden tener alturas de hasta 40 metros en terrenos suaves y hasta 300 metros en terrenos firmes y rocosos.



Figura 5. Presa de hormigón por gravedad. Fuente: Sandoval (2018).

- Presa de arco o de bóveda

También fabricada en hormigón. Como su propio nombre indica, posee forma de arco. Esto es así para poder transmitir el empuje del agua hacia los estribos laterales de la presa y estos, a las laderas del valle sobre el que se asienta. El material de la presa trabaja a compresión y se emplea mucho menos material que en las presas gravitacionales.



Figura 6. Presa de hormigón de arco doble. Fuente: iAgua.

- Presa de contrafuertes

Sigue el mismo principio que las presas de gravedad, resistir el empuje del agua mediante fricción con el suelo. Sin embargo, en este caso se hace añadiendo al muro transversal principal una serie de contrafuertes aguas abajo. Así se logra una estabilidad similar, pero empleando menores cantidades de material.



Figura 7. Presa de hormigón de contrafuertes. Fuente: Sandoval (2018).

- Presa mixta

Aquella en la que se combinan varios tipos para que contribuyan en conjunto y, cada uno parcialmente, a la estabilidad de la presa.

- Presa de materiales sueltos

No está fabricada en hormigón sino, como su propio nombre indica, en materiales naturales, es decir, escollera, grava, arena, limo o arcilla. Carecen de una sustancia conglomerante y, en su lugar, son sometidos a procedimientos de compactación mecánica.



Figura 8. Presa de materiales sueltos. Fuente: Sociedad Española de Presas y Embalses.

### 3.3.1.2. Azud

El otro elemento de retención utilizado, en este caso en las centrales de agua fluyente, es el azud. Son estructuras de hormigón, ladrillo o incluso rocas que permiten elevar solo ligeramente el nivel del agua para así desviar parcialmente el caudal del río hacia la central y poder turbinarlo. No solo se usa con fines energéticos, sino que también se utiliza para realizar tomas de agua para riego.

### 3.3.2. Elementos de evacuación controlada de caudales

Son los elementos que cumplen la función de prevenir y evitar el desbordamiento de la presa en épocas de avenidas de agua. Básicamente, permiten controlar y regular los niveles de agua en el embalse. Se agrupan en:

- Aliviaderos en superficie

Emplean compuertas de diferentes tipos colocadas generalmente sobre la presa para permitir total o parcialmente el paso del agua o impedirlo. Se dividen en:

- Compuerta vertical. Consiste en una chapa metálica robusta que se hace ascender o descender verticalmente.
  - De tajadera. Sin ruedas. Por medio de unas ranuras guías perforadas en el hormigón de los pilares laterales.
  - De vagón. Con ruedas laterales
- Compuerta de segmento circular (taintor).
- Sin compuerta. En ellos, cuando el agua alcanza cierto nivel comienza a aliviar por rebose.

- Desagües

Conformados por tuberías que atraviesan la presa y están situados en el fondo de esta.

### 3.3.3. Elementos de captación y conducción del agua

#### 3.3.3.1. Obra de toma

La obra de toma es una estructura que suele estar situada sobre la propia presa o azud y que permite desviar parte del caudal hacia la central. Además de la propia estructura de hormigón, generalmente, suele disponer de rejillas, desarenadores u otros sistemas que impidan la entrada de objetos extraños de mayor o menor tamaño, tales como troncos, piedras, peces, etc. (Dolores, 1992).

Uno de los puntos más importantes a tener en cuenta a la hora de diseñar una obra de toma es la minimización de las pérdidas de carga, que suponen pérdidas de energía y por tanto de rendimiento en el proceso global de conversión de energía. Estas pérdidas de carga se dan principalmente en la entrada del agua debido al bloqueo u obturación de la boca (Fernández & Robles, 2011).

La obra de toma puede anteponerse a un canal de derivación o a una tubería forzada, en cuyo caso se considera que esta es la cámara de carga, que se explicará más adelante.



Figura 9. Obra de toma con barrera sónica de peces en la central hidroeléctrica de Nalón (Asturias). Fuente: Alnus (2005).

### 3.3.3.2. Canal de derivación

En ocasiones, la central hidroeléctrica no se encuentra en el pie de una presa, sino a una distancia considerable del embalse y, por tanto, es necesario conducir el agua hasta ella. Cuando esta conducción se lleva a cabo a presión atmosférica, con tramos de la misma al aire libre, la infraestructura sobre la que circula el agua se conoce por el nombre de canal de derivación.

### 3.3.3.3. Túnel de derivación

Si esta misma conducción del agua desde la obra de toma es llevada a cabo a cierta presión y por tanto dentro de un conducto cerrado, en lugar de canal de derivación se denomina túnel de derivación.

### 3.3.3.4. Cámara de carga

La cámara de carga recibe el agua desde el canal de derivación o directamente desde la obra de toma y desde ella se conduce hacia la tubería forzada, que la dirige a las turbinas. Al estar cerradas y no poseer superficie libre, es en estas cámaras donde la energía potencial del agua se transforma en energía de presión.



Como ya se ha comentado, si hay túnel en lugar de canal, puede no ser necesaria la existencia de una cámara de carga.

### 3.3.3.5. Tubería forzada

Es el conducto intermedio entre la cámara de carga y la/s turbina/s. Es uno de los elementos más importantes en una central hidroeléctrica, ya que de su durabilidad depende a menudo la de esta. Trabaja con agua a alta presión y, en ocasiones, puede verse sometida a importantes sobreesfuerzos debido a golpes de ariete o depresiones. Por ello, se fabrican con materiales de muy alta resistencia, normalmente de acero o fundición.

### 3.3.4. Turbina hidráulica

La turbina hidráulica es la máquina motriz clave en el proceso de conversión de la energía cinética del agua en energía mecánica.

Existen diferentes tipos que se suelen clasificar atendiendo a distintos criterios. Por un lado, la disposición de su eje puede ser horizontal o vertical. Pero sin duda, la clasificación más comúnmente aceptada es la que posee como criterio el grado de reacción o, lo que es lo mismo, cómo el agua mueve el eje de la turbina (Figura 10).

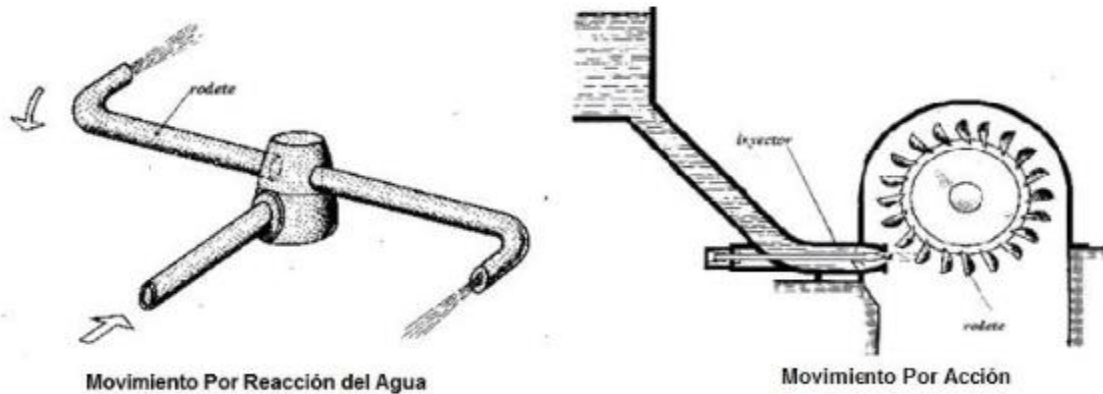


Figura 10. Ejemplos de turbinas de reacción (izqda..) y de acción (dcha.). Fuente: Área Tecnología.

Así, se agrupan en:

- Turbinas de acción. En ellas, la energía del agua a la salida del distribuidor es puramente cinética, ya que al pasar a través de una aguja el diámetro se estrecha y toda la energía potencial se transforma en cinética. Así el fluido, en su recorrido a través del rodete se encuentra a presión atmosférica. Los principales modelos que se incluyen dentro de esta categoría se presentan a continuación:
  - Pelton
  - Ossberger o Banki-Michell
  - Turgo

- Turbinas de reacción: En este caso, la energía del agua a la salida del distribuidor no es puramente cinética, sino que es en parte cinética y en parte de presión. La velocidad del agua es menor que en las turbinas de acción pero poseen una presión superior a la atmosférica y se encuentran completamente sumergidas en agua. Los modelos más conocidos son:
  - Francis
  - Kaplan

Toda turbina está generalmente formada por los siguientes elementos (Brusa & Guarnone, 2004):

- La tubería de entrada, que recoge el agua.
- Órgano de guardia. Es la válvula que permite o impide el paso al grupo hidráulico. Son válvulas de tipo mariposa o válvulas esféricas. En algunos casos excepcionales (en grupos de grandes dimensiones), podría estar equipado en su lugar con una compuerta.
- Cámara espiral o caracol. Puede existir o no.
- El antedistribuidor. Es fijo y orienta inicialmente el flujo del agua.
- El distribuidor. Permite regular el caudal de agua al tiempo que cumple la función de transformar parcial o totalmente la energía de presión en energía cinética. Puede estar equipado con álabes directrices móviles en toda su periferia (Francis y Kaplan) o bien estar compuesto de una o varias toberas (Pelton).
- Los álabes, paletas o cucharas, que son los componentes de la turbina que reciben el empuje del agua y transmiten el movimiento de rotación a todo el rodete.
- El rodete, que es la parte móvil sobre la que se montan los álabes y que transmite la energía mecánica de rotación al eje.
- La tubería de desagüe (en turbinas de acción) o el difusor (en turbinas de reacción), por donde sale el agua hacia el cauce del río.

A continuación, se realizará una descripción más en detalle de los modelos de turbina mencionados, explicando aspectos como su diseño, sus rangos de trabajo en cuanto a caudales, salto hidráulico y potencias, y algunas peculiaridades de interés.

#### 3.3.4.1. Turbina Francis

El modelo Francis es la turbina hidráulica más utilizada en la actualidad debido a su polivalencia y adaptabilidad a muy diversas condiciones. Está constituida por una serie de álabes unidos por sus extremidades externas a una corona envolvente (Figura 11). Puede poseer entre 16 y 21 palas, todas ellas de muy poco espesor (Ramírez Vázquez, 1996).



Figura 11. Álabes de turbina Francis. Fuente: Hydro Power Plant (HPP).

La corriente de agua es dirigida hacia la entrada de la turbina por una tubería con forma de voluta (Figura 12). Entra radialmente en la turbina, interacciona con esta y sale por el conocido como tubo de aspiración paralela al eje.

Al circular el agua se genera una diferencia de presión entre ambas caras del álabe, generando así una fuerza de sustentación que hace rotar la turbina. Sin embargo, esta no es la única fuerza responsable del movimiento.

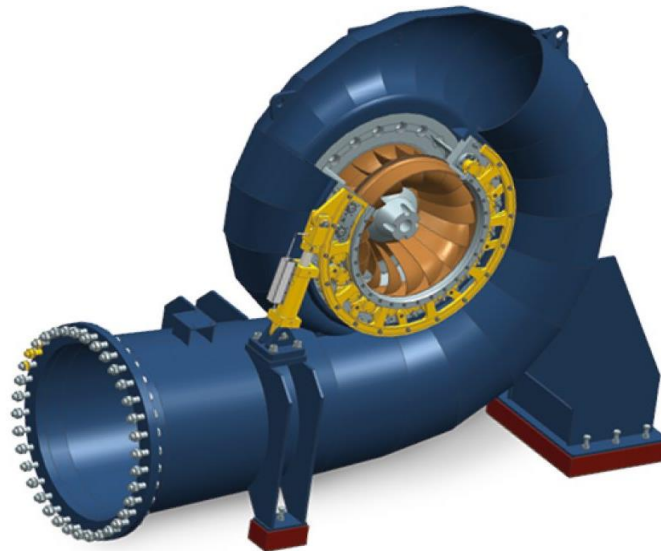


Figura 12. Turbina Francis. Fuente: B&V Ingeniería.

Se utilizan saltos hidráulicos medios, desde 40 m hasta 500 m, y para grandes caudales, de 1 a 1000 m<sup>3</sup>/s. En cuanto a la potencias que puede desarrollar, estas van desde los 100 kW hasta los 1000 MW (Blair, 2016).

### 3.3.4.2. Turbina Kaplan

Las turbinas Kaplan son una evolución de las turbinas Francis, en este caso capaces de alcanzar muy altas velocidades de giro con un rozamiento mínimo. Para ello, se reduce el número de álabes y se suprime la corona exterior del rodete, dejando el extremo de los álabes libre y sin unir (Figura 13). Así es que su forma recuerda a las hélices de propulsión de los buques y, por ello, a menudo se incluyen dentro de un grupo de turbinas conocidas como turbinas de hélice libre (Albrecht & Lana, 1962).



Figura 13. Montaje de una turbina Kaplan. Fuente: Fabricante IMPSA.

En las turbinas Kaplan, el flujo de agua entra paralelo al eje y sale, igualmente, paralelo al eje. Es por eso por lo que se les considera turbinas puramente de reacción, ya que toda la energía transmitida al rodete se lleva a cabo por medio de una fuerza sustentación.

Se utilizan para pequeños saltos hidráulicos, de 5 m a 70 m, y para caudales importantes, de 1 a 1000 m<sup>3</sup>/s. En cuanto a la potencias que puede desarrollar, estas van desde los 100 kW hasta los 100 MW (Blair, 2016).

### 3.3.4.3. Turbina Pelton

Es el modelo más famoso y utilizado de turbina de acción. Consta de un rodete o rueda motriz al que van acopladas una serie de palas en forma de cuchara sobre las que impactan los chorros de agua, que son proyectados tangencialmente sobre el rodete por una o más toberas o inyectores (Figura 14). Cada tobera presenta una pieza en su interior llamada aguja que cumple la función de válvula, regulando el caudal del chorro con un simple movimiento de avance (cierre) o retroceso (apertura) (Ramírez Vázquez, 1996).



Figura 14. Turbina Pelton. Fuente. Fotografía propia.

Se utilizan para grandes saltos hidráulicos, desde 140 m hasta 2000 m, y para caudales pequeños, de entre 0,5 y 50 m<sup>3</sup>/s. En cuanto a la potencias que puede desarrollar, estas van desde los 100 kW hasta los 200 MW (Blair, 2016).

En el pasado, se disponían con eje horizontal (Figura 15), por su facilidad constructiva. Actualmente, es más habitual que se opte por eje vertical, de tal forma que se puedan separar por alturas (o niveles) la turbina y el alternador. Así, en caso de inundación, la máquina eléctrica, que es uno de los componentes más caros, no se verá afectada.

Cabe comentar un detalle relativo al diseño de la turbina. Cuando el salto hidráulico no es muy grande se tiende a utilizar más inyectores para aumentar la velocidad de giro de la turbina y con ello del alternador, sabido que para la misma potencia, el precio de un alternador suele ser menor cuanto mayor sea la velocidad de giro de este, ya que requerirá un menor número de pares de polos (Ramírez Vázquez, 1996) (Figura 16).

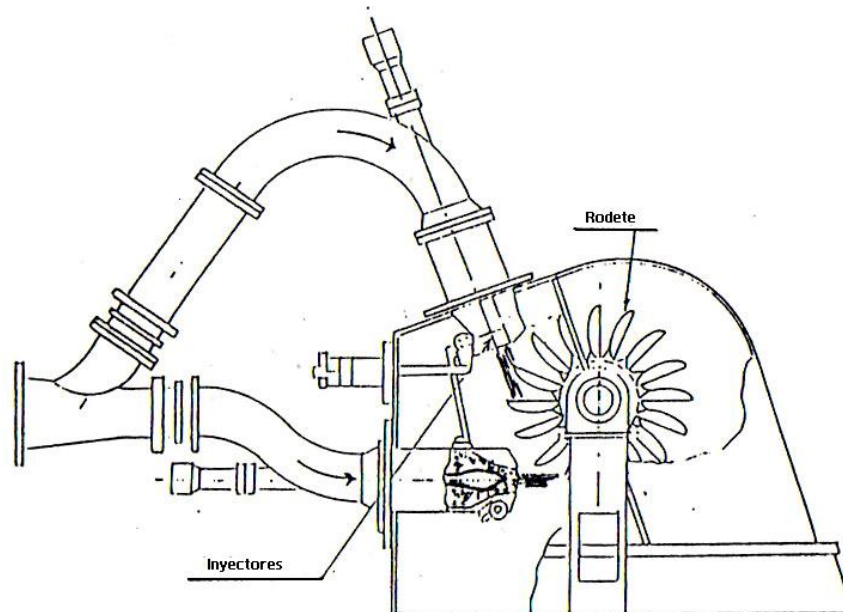


Figura 15. Esquema de una turbina Pelton de eje horizontal con doble tobera.  
Fuente: Rayo (2007).

Desde el punto de vista constructivo, se utilizan rodetes fabricados en una sola pieza para pequeñas potencias y cucharas o álabes desmontables unidos mediante tornillos para grandes potencias. Se hace así para que, en caso necesario, sea posible la sustitución de los álabes individualmente. Se hace así para que, en caso necesario, sea posible la sustitución de los álabes individualmente en lugar de un reemplazo total del rodete (Ramírez Vázquez, 1996).

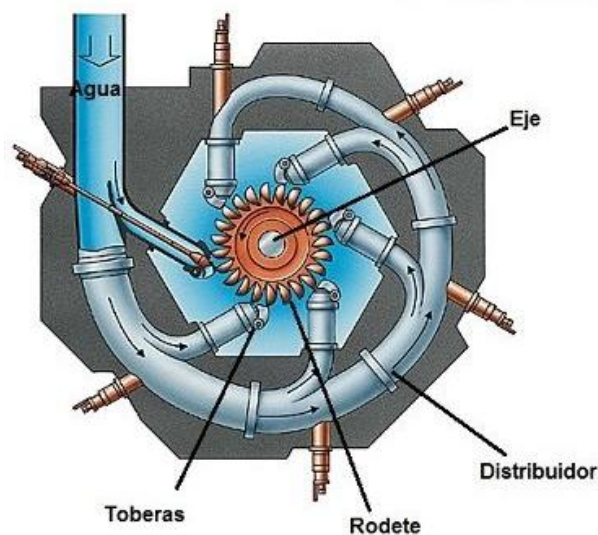


Figura 16. Esquema de una turbina Pelton de eje vertical con seis toberas.  
Fuente: AreaTecnología.

### 3.3.4.4. Turbina Ossberger

La turbina de flujo cruzado Ossberger utiliza un rotor en forma de tambor que se asemeja a una jaula de ardilla (Figura 17). Una sección de tobera rectangular dirige el flujo de agua contra las paletas curvadas que van montadas sobre el rodete cilíndrico. Un álabe guía situado a la entrada de la turbina controla la cantidad de flujo de agua que atraviesa la turbina (Blair, 2016).

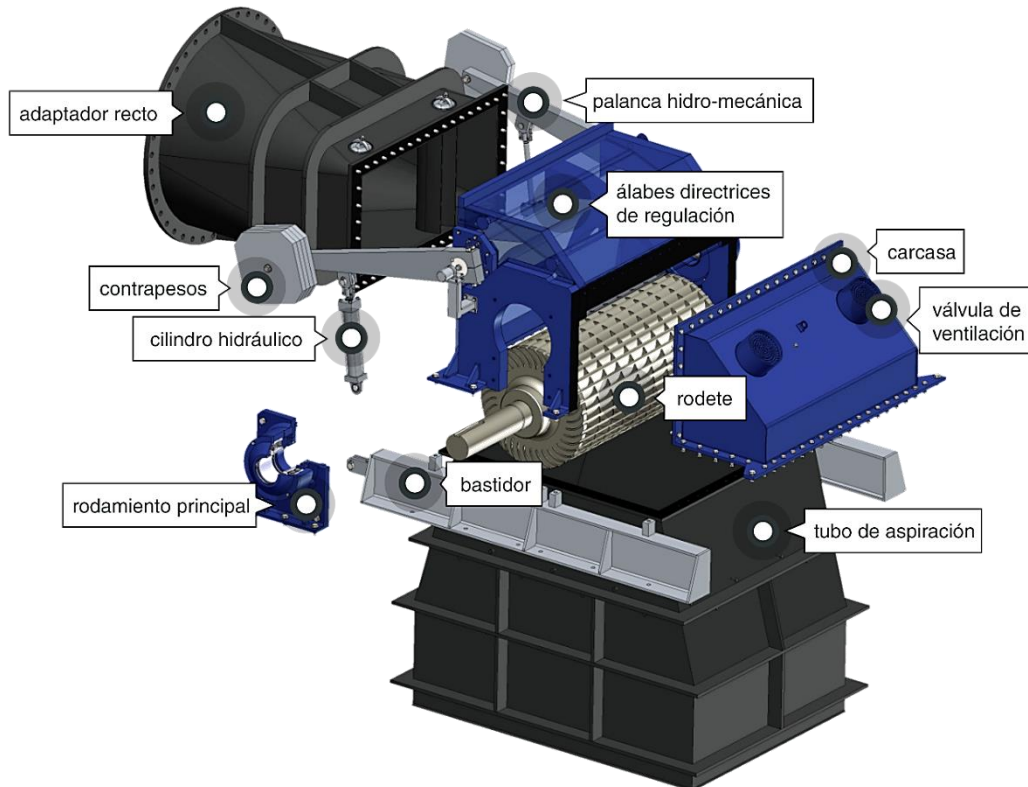


Figura 17. Esquema de una turbina Ossberger. Fuente: Fabricante Ossberger

Se utilizan para pequeños saltos hidráulicos, de entre 2,5 y 200 m y para caudales también bajos, entre 0,04 y 17 m<sup>3</sup>/s. Por ello, desarrolla potencias, bajas de entre 15 y 6000 kW (Ossberger Company, 2022).

### 3.3.4.5. Turbina Turgo

La turbina Turgo es, como ya se ha mencionado y al igual que las turbinas Pelton y Ossberger, una turbina de acción pura. Aunque similar a la Pelton, la morfología de sus álabes varía considerablemente (Figura 18).

Además, el chorro de agua impacta oblicuamente (20°) al plano perpendicular al eje, en lugar de paralelo a este como ocurre en aquella y se distribuye entre varias cucharas en lugar de incidir únicamente sobre una (Hauser Vavra, 2011).

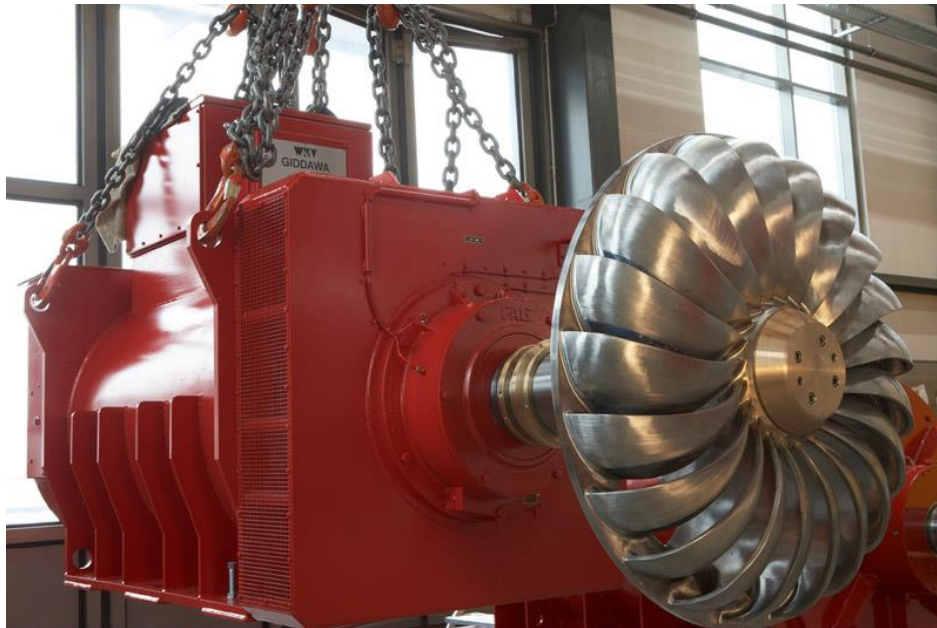


Figura 18. Turbina Turgo. Fuente: Fabricante Wasserkraft Volk AG.

Al poseer menor diámetro permite una mayor velocidad angular para igual velocidad lineal en la periferia. Esto favorece el acoplamiento al generador que en ocasiones se puede realizar sin necesidad de colocar un multiplicador de velocidad intermedio. El rendimiento es algo inferior al de la turbina Pelton pero también menos sensible a variaciones de caudal (Hauser Vavra, 2011).

Poseen unos rangos de funcionamiento parecidos a los de las turbinas Ossberger. Se utilizan para pequeños saltos hidráulicos de entre 5 y 100 m y para caudales de entre 0,5 y 5 m<sup>3</sup>/s. Igualmente, desarrolla potencias bajas de entre 10 y 500 kW (Blair, 2016).

### 3.3.5. Elementos mecánicos

#### 3.3.5.1. Sistema multiplicador

Es un elemento opcional cuya función es elevar la velocidad de giro a cambio de reducir el par motor. El mecanismo consta de dos ruedas dentadas y una cadena de eslabones articulados. Esta solución permite el montaje de alternadores de un solo par de polos. La principal ventaja de ello radica en el hecho de que el conjunto de alternador simple y multiplicador supone un menor coste que un único alternador multipolar.

#### 3.3.5.2. Eje de transmisión

Es un elemento rígido de sección circular encargado de transmitir la potencia procedente de la turbina al rotor del generador eléctrico. Para ello, estos dos componentes se montan en cada uno de sus extremos. Se fabrica en acero de alta resistencia.



### 3.3.5.3. Cojinetes

Son componentes que se colocan a lo largo del eje de transmisión, en dos o más posiciones, para restringir el movimiento de este y del resto de componentes que están montados sobre él. Permiten un movimiento rotativo y, a veces, también lineal, pero en ningún caso permiten un movimiento transversal.

### 3.3.6. Generador eléctrico de alterna o alternador

Un generador eléctrico es una máquina rotativa que transforma la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (f.e.m.). Este sistema está basado en la ley de Faraday.

Esta ley afirma que, al mover una espira en el interior de un campo magnético, se genera entre los bornes de la misma una diferencia de potencial. Sin embargo, en la práctica, en lugar de girar una espira dentro de un campo magnético, resulta más fácil constructivamente hacer girar el campo magnético dentro de la espira (Figura 19).

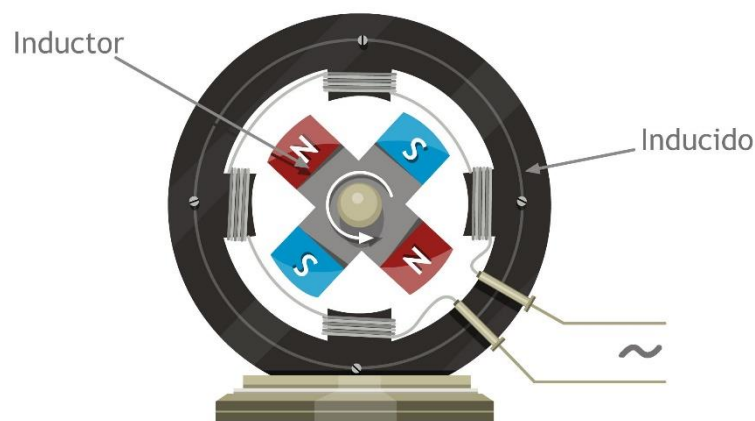


Figura 19. Esquema de un generador eléctrico monofásico. Fuente: Hergoros.

Si en lugar de una única espira se colocan en la circunferencia tres espiras desfasadas entre sí 120 grados sexagesimales se obtiene un generador eléctrico trifásico del que se obtienen como resultado tres ondas sinusoidales desfasadas 120 grados en el tiempo (Figura 20).

Para generar el campo magnético, en lugar de utilizar un imán permanente que no permitiría variar la intensidad de campo magnético y, por tanto, la tensión en bornes del generador, se utiliza un electroimán, en el que no existe tal inconveniente, dado que por medio de la variación de la intensidad de corriente continua se puede variar la intensidad de campo.

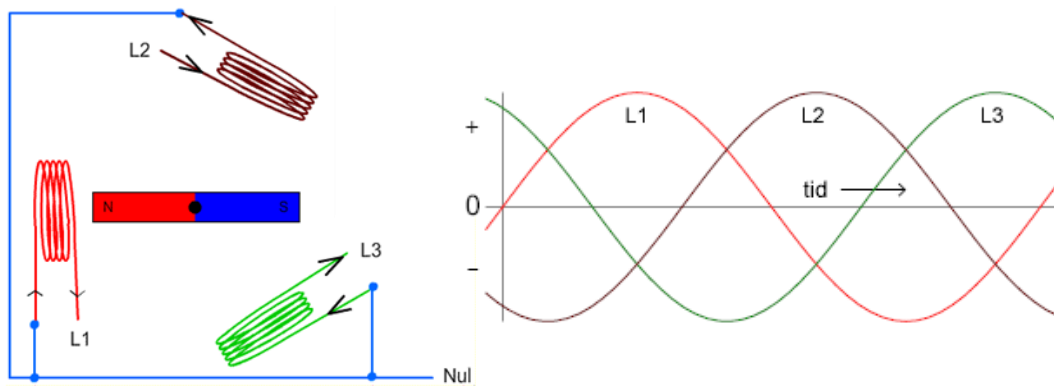


Figura 20. Esquema de un generador trifásico y ondas senoidales generadas. Fuente: EDP.

### 3.3.6.1. Componentes

A continuación, se enumeran y explican cada uno de los componentes que, generalmente, formarán parte de un generador eléctrico trifásico síncrono (Ramírez Vázquez, 1996):

#### - Rotor

Es la parte móvil del generador que está unida al eje común. Constituye el núcleo magnético y está formado por los polos inductores, que poseen unos arrollamientos de material conductor por los que circula la corriente de excitación y que están rodeados por un aislamiento. Además, presenta unos canales longitudinales de ventilación para refrigeración.

#### - Estátor

Es la parte no móvil o estática (de ahí su nombre) del generador. En él se encuentra el cableado por el que circulará y se evacuará la electricidad generada. Está rodeado por una carcasa de protección y posee además una caja de bornas para la conexión de la línea eléctrica.

#### - Soportes

Para la sujeción y correcta alineación del rotor se emplean cojinetes lisos o de deslizamiento.

#### - Equipos de excitación

Antiguamente, se utilizaban generadores de corriente continua (excitatrices) acoplados sobre el mismo eje del grupo para generar la corriente continua que se inyecta al rotor para excitar el alternador.

Actualmente, las excitatrices están en desuso y, en su lugar, se emplean equipos de excitación estática. En ellos, en primer lugar, se cede corriente continua desde unas baterías (cebado) al rotor, y cuando el alternador tiene tensión en bornas alimenta a un transformador para bajar la tensión y, a continuación, un rectificador convierte esta corriente alterna en continua.

### 3.3.7. Sistemas de regulación y control

Los principales sistemas de regulación y control son:

- Regulador de turbina
- Regulador de tensión
- Autómata de control de grupo

#### 3.3.7.1. Regulador de turbina

También denominado regulador de velocidad-carga. Es el encargado de regular la velocidad del grupo desde parado hasta alcanzar la velocidad nominal. Una vez acoplado el grupo, es el encargado de regular la carga que genera este.

En el pasado, se realizaba empleando un mecanismo mecánico o electromecánico. En la actualidad, se utilizan algoritmos programados en un autómata.

#### 3.3.7.2. Regulador de tensión

Es el encargado de regular la tensión generada por el alternador del grupo. Una vez acoplado, es el encargado de regular la potencia reactiva que absorbe o entrega a la red. Este mecanismo se emplea para mantener la tensión de la red dentro de un rango de valores admisible.

#### 3.3.7.3. Autómata de control de grupo

Se trata de un PLC (*Programmable Logic Controller*) que controla las secuencias de arranque y parada y las vigilancias mientras el grupo está operando. Para ello, recibe información de multitud de sensores de campo, ejecuta la lógica del programa y envía la información de salida a los actuadores. También realiza las variaciones de carga en función de las solicitudes externas, que pueden proceder de la operación local o remota desde los despachos de gestión de energía de la compañía eléctrica.

## **4. Montaje del simulador de la central hidroeléctrica de La Malva**

---

La segunda parte del presente Trabajo Fin de Máster ha tenido un carácter práctico, y ha consistido, como bien indica su nombre, en el montaje y la puesta en marcha de un equipo simulador de un grupo de una central hidroeléctrica, concretamente, de la central hidráulica de La Malva, ubicada en el concejo de Somiedo, en Asturias.

En este capítulo, se realizará, en primer lugar, una breve descripción técnica de la central hidroeléctrica de La Malva. A continuación, se describirá paso a paso y con gran detalle cada una de las fases de montaje del equipo. Este proceso se puede dividir en 8 etapas.

1. Identificación y clasificación de los diferentes elementos y dispositivos que componen el simulador.
2. Diseño de los circuitos eléctricos de potencia y de control.
3. Diseño preliminar y replanteo de cada uno de los dispositivos.
4. Mecanizado de la placa de montaje del armario eléctrico y colocación de los distintos componentes sobre la placa y sobre la superficie del armario eléctrico.
5. Conexión de todos los elementos.
6. Chequeo del correcto conexionado.
7. Programación del PLC y puesta en marcha del simulador.

Al final de este capítulo, se explicará con detalle cómo funciona el simulador y se presentará un presupuesto de este.

## 4.1. Glosario

A continuación, se presenta el vocabulario técnico que se empleará más frecuentemente a lo largo de este apartado.

- Puntera preaislada. Elemento que se coloca y se prensa en cada uno de los extremos de un cable para garantizar un correcto conexionado y aislamiento. Tiene forma de punta hueca y se emplea, generalmente, para unir distintos dispositivos eléctricos. Se identifican mediante un código de colores que depende de la sección y el número de cables a empalmar.
- Terminal de horquilla preaislado. Cumple la misma función que la puntera preaislada, diferenciándose únicamente en la forma. Se emplea en dispositivos como motores
- Ferrule identificativo. Pieza de plástico amarilla en corona con forma de U que se coloca en ambos extremos de cada cable para identificar donde está conectado el extremo opuesto.
- Marcadores de bornas. Es una etiqueta con un número grabado que se coloca sobre cada dispositivo para identificarlo.
- Carril DIN. Perfil metálico atornillado sobre el cuadro eléctrico que permite el acoplamiento directo de dispositivos mediante encaje.

- Canal o canalí. Pieza alargada de plástico que se coloca alrededor del cuadro eléctrico y en el interior, entre las diferentes filas. Cumple la función de almacenamiento y protección de cable, así como una función estética.

## 4.2. Central hidroeléctrica de La Malva

La central hidroeléctrica de la Malva es propiedad de la empresa EDP. Está ubicada sobre el río Somiedo, a la altura de Pola de Somiedo (Asturias), lo que corresponde con la cuenca hidrográfica Norte (Narcea - Nalón). Se abastece de los Lagos de Somiedo cuya capacidad total es de 7 Hm<sup>3</sup>.

La puesta en funcionamiento de los dos primeros grupos tuvo lugar en 1917, siendo complementada por otros dos nuevos en 1924. Cada uno cuenta con una turbina Pelton de la marca Escher Wyss con inyector horizontal y, en conjunto, suman 9,14 MW de potencia, lo que supone una producción anual media de 38 GWh (EDP España, 2022).



Figura 21. Interior de la central hidroeléctrica de la Malva. Fuente: Patrimonio Industrial de Asturias.

## 4.3. Identificación y clasificación de dispositivos

El simulador está dividido en dos partes bien diferenciadas. Por un lado, está la maqueta que simula la turbina y el alternador de la central hidroeléctrica y, por otro, se encuentra el cuadro de mando desde el cual se monitoriza el funcionamiento de la central y se actúa sobre el sistema.

El núcleo de este proyecto consiste, de hecho, en el montaje de todo el cuadro eléctrico, tanto del circuito de mando como del circuito de potencia. Este va a tener como soporte o estructura principal el pupitre metálico que se muestra en la Figura 22, el cual fue fabricado por la empresa COEMA, con sede en Gijón.

En él, se observan ya mecanizados los huecos y las ranuras donde irán alojados los dispositivos que permitirán interactuar con el sistema, tanto los de entrada como los de salida. A su vez, este pupitre se ha subdividido en tres zonas:

- La parte superior. Una bandeja subvertical desmontable donde se colocarán los visores que permitirán conocer en todo momento el estado del sistema. Desde los voltímetros hasta el zumbador (o timbre), pasando por frecuencímetro e incluso el sincronoscopio.
- La parte inferior. Una lámina horizontal no desmontable (mesa) ligeramente inclinada sobre la que se colocarán aquellos componentes con los que el usuario podrá interactuar. Básicamente, está compuesto por interruptores, pulsadores y conmutadores, muchos de los cuales también cumplen la función de señal luminosa (piloto).
- La placa de montaje. Consiste en una lámina metálica lisa que se colocará dentro del pupitre y sobre la que se montarán todos aquellos elementos necesarios para el funcionamiento del simulador pero que no requieren de la interacción con el usuario, es decir, componentes intermedios por los que pasarán las señales eléctricas y que conectarán los dispositivos de entrada y los dispositivos de salida.



Figura 22. Pupitre metálico que dará soporte a todo el cuadro eléctrico. Fuente: fotografías propias.

La fabricación de la maqueta, sin embargo, queda fuera del alcance de este trabajo y, por ello, fue directamente cedida por la empresa EDP, tras su fabricación por parte de la empresa Forcon, con sede en Belmonte de Miranda. Está hecha en madera e incluye una turbina Pelton a escala que, aparentemente, se encuentra unida a un generador eléctrico mediante un eje metálico que recorre la maqueta de un extremo al otro. Este supuesto generador eléctrico está oculto bajo una cubierta protectora que, en realidad, esconde un motor trifásico asíncrono con dos pares de polos de la marca Siemens, modelo 1LA7060-4AB10, de 0,12 kW que funciona en condiciones nominales a 230/400 V (triángulo/estrella) y 1350 rpm.



Figura 23. Maqueta del simulador. Fuente: fotografía propia.

La existencia de este motor permite simular el funcionamiento de la central sin necesidad de emplear agua, lo que requeriría un alto grado de estanqueidad y hermetismo en la maqueta, lo que complica mucho su construcción. En su lugar, el control de este motor permitirá simular el aumento o la reducción de la velocidad de giro de la turbina en diferentes situaciones y fases de la puesta en marcha.

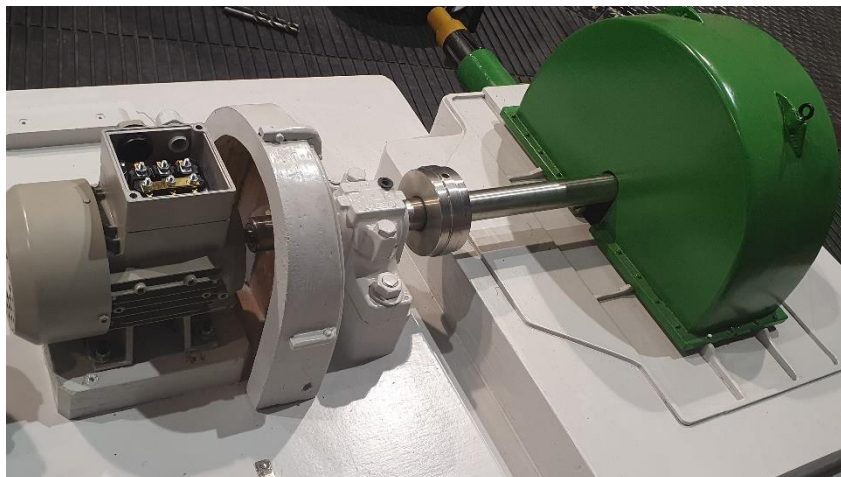


Figura 24. Motor de la maqueta descubierto. Fuente: fotografía propia.

A continuación, se procederá a identificar todos y cada uno de los dispositivos que formarán parte del simulador.



### 4.3.1. Cuadro eléctrico interno

Consiste en una lámina metálica de 1125 mm de largo y 875 mm de ancho, que va atornillada en el interior del pupitre metálico y a la cual se fijan gran parte de los dispositivos que conformarán este (Figura 25).

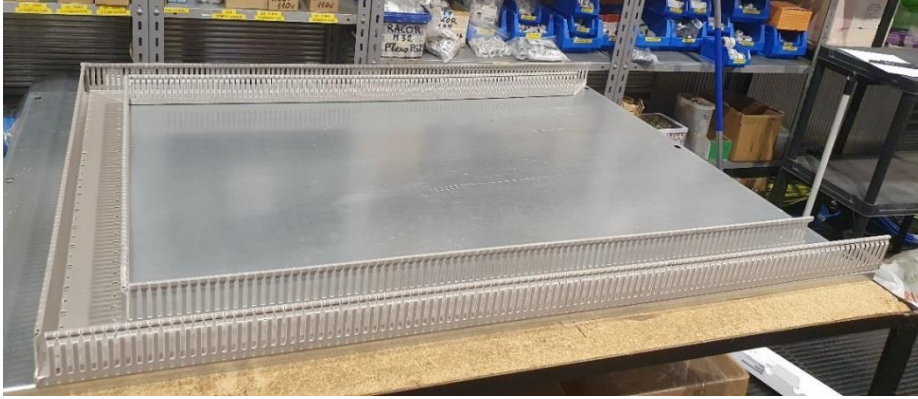


Figura 25. Placa interna de acoplamiento con los canalés. Fuente: fotografía propia.

A continuación, se realizará una breve explicación de cada uno de los elementos que irán acoplados a ella.

#### 4.3.1.1. Autómata programable (PLC)

De acuerdo con la definición IEC 61131, se trata de una máquina electrónica con capacidad para ser programada y que ha sido diseñada para ser utilizada en un ambiente industrial (hostil). Usa una memoria programable que hace factible el almacenamiento interno de instrucciones orientadas al usuario, para implantar soluciones específicas tales como funciones lógicas, temporizaciones, secuencias, recuentos y funciones aritméticas, con objeto de controlar, mediante entradas y salidas digitales y analógicas, diferentes tipos de máquinas y procesos.

El PLC empleado en este proyecto es un SIMATIC S7-300 de la marca Siemens (Figura 26), que se ha identificado con el número 1. A él se han acoplado cuatro tarjetas o módulos, también de la marca Siemens, que se corresponden de izquierda a derecha con:

- Tarjeta de entradas digitales (1.1.). Modelo 6ES7321-1BL00-0AA0 con 32 pines.
- Tarjeta de salidas digitales (1.2.). Modelo 6ES7322-1BL00-0AA0 con 32 pines.
- Tarjeta de entradas analógicas (1.3.). Modelo 6ES7331-7KF02-0AB0 con 8 pines.
- Tarjeta de salidas analógicas (1.4.). Modelo 6ES7332-5HF00-0AB0 con 8 pines.

Cabe señalar que en la Figura 26 únicamente aparecen 3 de los 4 módulos mencionados. No obstante, en fotografías posteriores se observarán ya los 4 módulos montados sobre el cuadro eléctrico.



Figura 26. Autómata lógico programable (PLC) cerrado (izqda.) y abierto (dcha.). Fuente: fotografías propias.

#### 4.3.1.2. Interruptor-seccionador

Se ha seleccionado un interruptor-seccionador de intensidad nominal 12 A, modelo V02 de la marca Schneider Electric, identificado con el número 2 (Figura 27). Este elemento cumple la función de separar mecánicamente el circuito eléctrico de su alimentación, entre otros, para garantizar la seguridad de quien vaya a trabajar sobre él. Permite apertura y cierre manuales.



Figura 27. Seccionador con y sin ruleta. Fuente: fotografías propias.

#### 4.3.1.3. Interruptores automáticos o magnetotérmicos

De acuerdo con la norma IEC 947-3, un interruptor automático es un aparato mecánico de conexión con capacidad para tolerar, establecer e interrumpir corrientes en un circuito en condiciones normales, teniendo en cuenta las condiciones especificadas de sobrecarga durante el servicio, así como para soportar durante un tiempo determinado e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas, como en el caso de sobrecarga o cortocircuito. En definitiva, es un elemento que permite abrir el circuito de forma automática cuando las condiciones de funcionamiento se salen de unos rangos establecidos y, por tanto, puede existir peligro de daño a los componentes que se encuentran aguas abajo. También permite el cierre y la apertura manuales.

En este proyecto los interruptores automáticos empleados son:

- 1 unidad iC60N de 10 amperios, de la marca Schneider (Id. 3), colocada inmediatamente a continuación del seccionador.
- 1 unidad iK60N de 6 amperios, de la marca Schneider (Id. 4), colocada antes del variador de frecuencia y de algunos dispositivos de salida.
- 1 unidad iC60N de 4 amperios, de la marca Schneider (Id. 5), colocada antes de la fuente de alimentación.
- 4 unidades iC60N de 2 amperios, de la marca Schneider (Id. 6, 7, 8 y 9), colocadas a la salida de la fuente de alimentación, antes de las líneas de alimentación a  $\pm 24$  V.

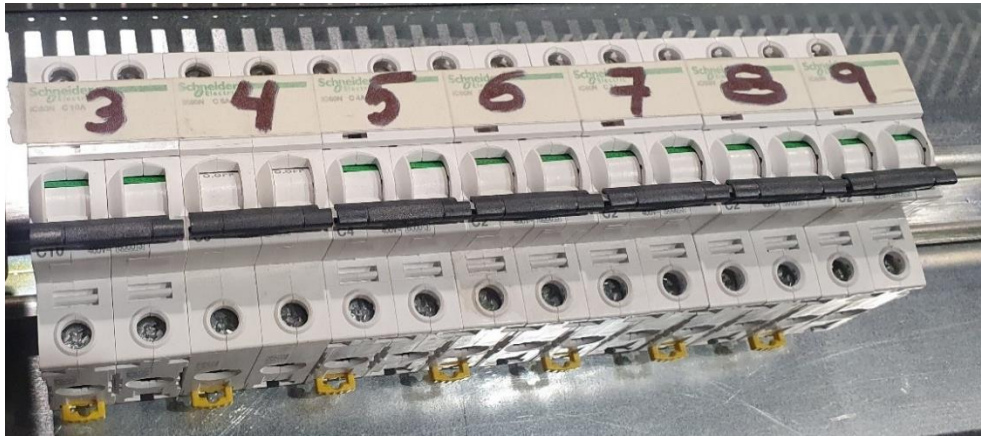


Figura 28. Interruptores automáticos colocados sobre un raíl. Fuente: fotografías propias.

#### 4.3.1.4. Relés

Es un dispositivo eléctrico que funciona como un interruptor, es decir, es accionado eléctricamente para controlar el paso de la corriente eléctrica en otro circuito gracias a una bobina que posee en su interior y que abre o cierra unos contactos asociados. Como se puede observar en la Figura 29, el tipo de relé empleado es el C3-A 30 X, serie MRC de la marca RELECO. Concretamente, se han utilizado tres unidades, que se han identificado con los números 17, 18 y 19.

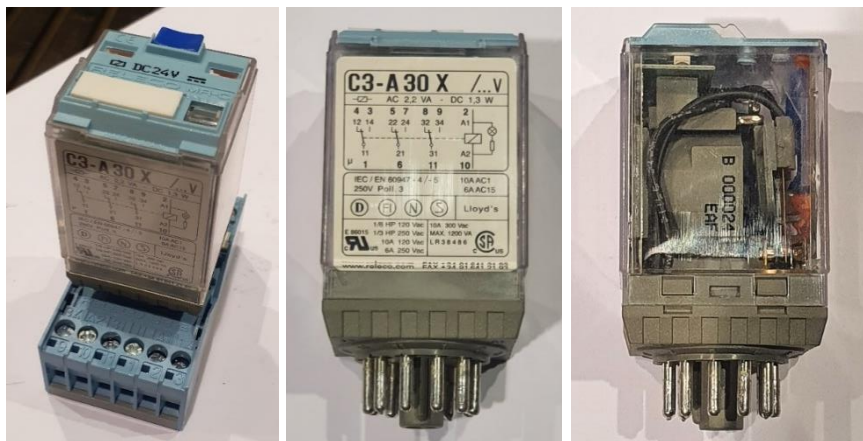


Figura 29. Relé. Fuente: fotografías propias.

#### 4.3.1.5. Fuente de alimentación

El modelo de fuente de alimentación utilizado ha sido el SIMATIC PS307 de la marca Siemens, concretamente la versión 6ES7307-1KA02-0AA0 (Figura 30). Este dispositivo permite una transformación de corriente alterna monofásica 120/230 V y 50-60 Hz a corriente continua con una tensión de salida de  $\pm 24$  V y sirve como alimentación al PLC y al resto de los dispositivos que se encuentran aguas abajo y requieren de una fuente de corriente continua. Se ha identificado con el número 20.



Figura 30. Fuente de alimentación. Fuente: fotografías propias.

#### 4.3.1.6. Variador de frecuencia

El variador de frecuencia, como su propio nombre indica, permite variar la onda sinusoidal entrante para dar como producto otra onda sinusoidal saliente con diferente frecuencia. Este se emplea, básicamente, para regular la velocidad de giro del motor que forma parte de la maqueta y simular así diferentes estados y escenarios de operación de la central hidroeléctrica. En este proyecto, el modelo utilizado ha sido un Synamics V20 de la marca Siemens (Figura 31), concretamente la versión 6SL3210-5BB11-2UV1, que permite pasar de corriente alterna monofásica a corriente alterna trifásica. Se ha identificado con el número 21.



Figura 31. Variador de frecuencia.  
Fuente: fotografías propias.

#### 4.3.1.7. Transformador de medida de corriente

Es un dispositivo que permite medir la intensidad de corriente que circula por un cable aislando al circuito de medida del circuito de potencia. El modelo empleado en este proyecto posee una relación 5:5, lo cual quiere decir que la misma intensidad que circule por el circuito de potencia será la que circule por el secundario. Se ha identificado con el número 22.

Debido al propio funcionamiento del variador de frecuencia, a la salida de este, la onda de tensión no tiene una forma senoidal, sino cuadrada. Sin embargo, la onda de intensidad sí se comporta de forma más próxima a una onda senoidal debido a la impedancia del motor. La intensidad que circula por el secundario de transformador de intensidad se hará circular por una resistencia, generando una diferencia de potencial en bornas de la resistencia. Esta tensión se adapta por medio de unos transformadores de potencia de relación adecuada para conseguir obtener los 220 V que requiere el sincronoscopio.



Figura 32. Transformador de corriente.  
Fuente: fotografía propia.

#### 4.3.1.8. Transformadores de potencia

Se han empleado dos pequeños transformadores de potencia (Figura 33) para poder elevar la tensión procedente del transformador de corriente. Se han identificado con los números 23 y 24.

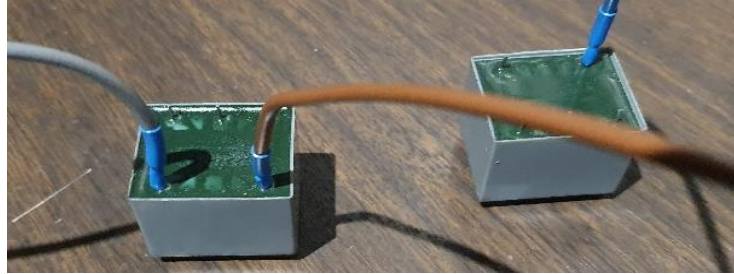


Figura 33. Transformadores de potencia. Fuente: fotografía propia.

#### 4.3.1.9. Resistencias

Su cometido es también ajustar los valores de tensión a ambos lados de los transformadores, provocando cierta caída de tensión. Los valores de las resistencias son los adecuados para poder obtener la tensión de 220 V en bornas del sincronoscopio.

Además, otra función de las resistencias es la de convertir una señal analógica de intensidad en otra de tensión por medio de la conocida Ley de Ohm. Esto resulta muy útil cuando se tiene que hacer llegar una señal de intensidad desde la tarjeta de salidas analógicas del PLC hasta un dispositivo de salida que funciona con valores de tensión.

#### 4.3.1.10. Bornas de conexión

Los bornas de conexión, también llamados en conjunto bornero, son las piezas que permiten realizar de forma fiable y segura la conexión eléctrica de dos cables diferentes. Los modelos utilizados son de la marca Phoenix Contact.

En este proyecto, se han empleado principalmente por razones de comodidad en el montaje y por organización, para conectar cables procedentes del cuadro eléctrico, de la bandeja superior o de la mesa inferior entre sí. Además, se han utilizado bornas de diferentes colores para distinguir los principales cables, aunque la mayor parte son de color gris. Concretamente, se han colocado un total de 60 bornas organizados en 6 regleteros o grupos diferentes:

- Grupo X1 (7 bornas). Alimentación principal de simulador y motor y puesta a tierra.
- Grupo X2 (14 bornas). Alimentaciones en alterna y en continua de los dispositivos de entrada y salida situados fuera del cuadro eléctrico.
- Grupo X3 (14 bornas). Señales digitales procedentes de dispositivos de entrada.
- Grupo X4 (10 bornas). Señales digitales dirigidas a dispositivos de salida.
- Grupo X5 (9 bornas). Señales analógicas dirigidas a dispositivos de salida.
- Grupo X6 (6 bornas). Conexiones entre relés y conmutadores.

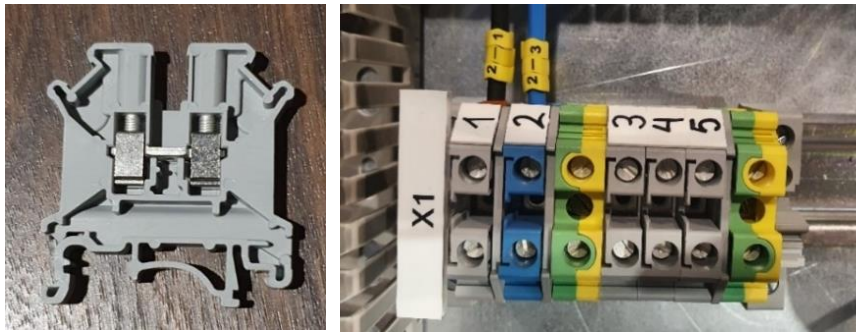


Figura 34. Borna individual y regletero X1. Fuente: fotografías propias.

### 4.3.2. Bandeja superior del pupitre de control

Como ya se ha comentado, en esta bandeja se colocarán los elementos que permitirán visualizar y monitorizar el estado del sistema o, dicho de otro modo, los dispositivos de salida. Se incluyen cinco pantallas digitales, un sincronoscopio, una pantalla LCD y un claxon.



Figura 35. Bandeja superior del pupitre de control. Fuente: fotografías propias.

#### 4.3.2.1. Sincronoscopio con relé de sincronismo incorporado

El modelo utilizado es el SQ0204 de la marca ISKRA (Figura 36), que se ha identificado con el número 102. El sincronoscopio es un dispositivo que permite comparar el desfase entre la onda de red y la onda del grupo de generación para elegir el momento idóneo para acoplar el grupo a la red, es decir, cuando ambas ondas se encuentran en fase. Este sincronoscopio, además, lleva un relé de sincronismo incorporado. Este relé cierra un contacto normalmente abierto (NO) cuando se dan las condiciones de sincronismo.



Figura 36. Sincronoscopio. Fuente: Fotografía propia.

#### 4.3.2.2. Voltímetros de panel digital

Para la medida y visualización de la tensión alterna, tanto del grupo de generación como de la red, se han empleado dos voltímetros digitales con pantalla LCD modelo APM-VOLT-APN de la marca Trumeter. Estos se han identificado con los números 101 (tensión de red) y 104 (tensión de grupo).



Figura 37. Voltímetro APM-VOLT-APN de Trumeter. Fuente: fotografías propias.



#### 4.3.2.3. Frecuencímetros de panel digital

Para la medida y visualización de la frecuencia de la onda sinusoidal, tanto del grupo de generación como de la red, se han empleado otros dos dispositivos similares a estos, pero diferentes entre sí, que se han identificado con los números 103 (frecuencia de red) y 105 (frecuencia de grupo).

Para la visualización de la frecuencia de red se ha empleado el modelo de frecuencímetro APM-FREQ-ANN, que mide directamente este parámetro. Sin embargo, para la visualización de la frecuencia de grupo se ha empleado, en lugar de otro frecuencímetro, un voltímetro idéntico al explicado en el apartado anterior, que recibirá desde la tarjeta de salidas analógicas una señal de tensión de 0 a 10 V con la información de dicha frecuencia.

#### 4.3.2.4. Vatímetro de panel digital

Para la medida y visualización de la potencia eléctrica generada por el grupo hidráulico y vertida a la red, se ha empleado un dispositivo idéntico a los utilizados como voltímetros, modelo APM-VOLT-APN de la marca Trumeter. Nuevamente, la potencia generada por el grupo estará determinada por la señal analógica enviada desde la tarjeta de salidas analógicas del PLC que, a su vez, dependerá del tiempo que se actúe sobre el regulador de carga, que mandará una señal digital al PLC. Este se ha identificado con el número 108.

#### 4.3.2.5. Velocímetro

Es una pantalla LCD con entrada analógica donde se mostrará la velocidad de giro de la turbina del simulador. El parámetro que mide en representación de la velocidad es la tensión. Se identifica con el número 106.

#### 4.3.2.6. Zumbador

Es un pequeño elemento sonoro que emitirá un sonido agudo e intermitente cuando el grupo se dispare debido a algún error, como, por ejemplo, un acoplamiento inadecuado. El modelo utilizado es el SB5-KSB de Schneider. Se identifica con el número 107.



Figura 38. Zumbador. Fuente: fotografía propia.

### 4.3.3. Mesa inferior del pupitre de control

En la mesa inferior del pupitre metálico se han colocado principalmente los dispositivos de entrada de señal, es decir, aquellos que permiten enviar órdenes y actuar sobre el simulador. No obstante, algunos poseen una doble función de entrada y salida de información al poseer señales luminosas. A continuación, se detallan cada uno de ellos.



*Figura 39. Mesa inferior del pupitre metálico para colocación de dispositivos de entrada. Fuente: fotografías propias.*

#### 4.3.3.1. Conmutadores luminosos de mando y señal

Se han utilizado dos conmutadores de mando y señalización de la marca Gave, concretamente el modelo tricolor MT 113213. Su función es la de controlar, supervisar y señalar la posición de discordancia de los disyuntores.

Los dos conmutadores permiten abrir y cerrar dos contactos:

- Alimentación del sistema de excitación. Llamado interruptor de campo
- Acoplamiento del grupo a la red. Llamado interruptor de grupo.

Este tipo de conmutadores posee dos posiciones estables, una en vertical y otra en horizontal, que se corresponden con los estados de contacto abierto y de contacto cerrado, no respectivamente. Sin embargo, al mover desde una posición estable a la otra, no se produce cambio alguno en el estado interno del conmutador. Para poder llevarlo desde el estado de contacto abierto a contacto cerrado (o viceversa) es necesario realizar un pequeño giro extra para alcanzar una posición inestable que cierra (o abre) los contactos.



*Figura 40. Conmutador de mando y señalización tricolor MT de la marca Gave. Fuente: fotografía propia.*

Además, una gran ventaja de este modelo es que cuenta con una señalización luminosa que permite saber si el disyuntor es concordante o discordante con la posición que muestra el mando del conmutador.

Concretamente, el código de colores es el siguiente:

- Con el mando abierto y la luz de color verde indica que tanto el interruptor-seccionador como los contactos están abiertos.
- Con el mando cerrado y la luz de color rojo verde indica que tanto el interruptor-seccionador como los contactos están cerrados.
- Con el mando cerrado y la luz de color ámbar indica que el interruptor-seccionador está cerrado, pero en cambio, los contactos están abiertos.
- Con el mando abierto y la luz de color ámbar indica que el interruptor-seccionador está abierto, pero en cambio, los contactos están cerrados.



Figura 41. Algunas posiciones y estados del conmutador. Fuente: sitio web oficial de Gave.

#### 4.3.3.2. Pulsadores con señal luminosa

También se han empleado tres pulsadores con señal luminosa monocolor de la marca Schneider Electric. Cada uno está compuesto de un piloto luminoso y un pulsador simple independientes. Dos de ellos son de color rojo y el tercero de color verde. Estos se emplean para lo siguiente:

- Pulsador rojo 1. Sirve de alarma cuando se realiza alguna acción inadecuada sobre el la central. En ese caso, se enciende la luz roja y parpadea hasta que se acciona el pulsador, lo que se conoce como rearme. Se identifica con el número 112.
- Pulsador verde. Permite la apertura del órgano de guardia, la válvula que permite o impide el paso de agua desde la tubería forzada hacia el distribuidor. Cuando se pulsa, la luz verde comienza a parpadear durante 5 segundos, que es el tiempo que tardaría la válvula en abrirse completamente. Una vez pasa este tiempo, la luz deja de parpadear y se queda estable. Este pulsador se identifica con el número 115.
- Pulsador rojo 2. Permite el cierre del órgano de guardia. De la misma forma, cuando se pulsa, la luz roja comienza a parpadear durante 5 segundos, que es el tiempo que tardaría la válvula en cerrarse completamente. Una vez pasa este tiempo, la luz deja de parpadear y se queda estable. Este pulsador se identifica con el número 116.



Figura 42. Pulsadores verde y rojo. Fuente: Schneider Electric.

#### 4.3.3.3. Conmutadores de giro de tres posiciones

Se han utilizado dos conmutadores de giro de tres posiciones de la marca Entrelec (Figura 43). Cada uno de ellos se emplea para simular:

- La regulación de carga. Básicamente, simula el avance o retroceso de la aguja que regula el caudal de agua que entra en la turbina desde el distribuidor. Identificado con el número 114.
- La regulación de campo. Simula la variación de corriente entrante en el equipo de excitación del rotor que permite reducir o aumentar la intensidad de campo magnético. De ello depende directamente la tensión de grupo a la que se va a generar. Identificado con el número 110.



*Figura 43. Conmutador de giro de tres posiciones. Fuente: fotografías propias.*

#### 4.3.3.4. Piloto

También se ha colocado una luz blanca que indica si el grupo está disponible para entrar en funcionamiento (Figura 44). Este piloto se enciende cuando el grupo está parado y preparado para empezar a generar. Se identifica con el número 115.



*Figura 44. Piloto luminoso blanco. Fuente: Schneider Electric.*

## 4.4. Circuitos eléctricos

El simulador consta de dos circuitos eléctricos: el circuito de potencia y el circuito de mando.

El circuito de potencia es el que alimenta al motor trifásico de la maqueta y está formado por las protecciones (seccionador e interruptores automáticos), el variador de frecuencia y el propio motor. Posee tensiones de 220 V y, en principio, admitirá flujos de potencia nominales de 0,12 KW.

El circuito de mando y señalización es el que permite, interaccionar con el simulador usando los dispositivos de entrada para actuar sobre él y los dispositivos de salida para extraer información y tener conocimiento del estado del sistema. La parte más importante de este circuito es el autómata, del que ya se ha hablado y que se puede considerar el cerebro del simulador. Además, la información ofrecida por los terminales auxiliares del variador de frecuencia y que es enviada a través de este circuito también resulta imprescindible.

En el Anexo I, se presentan los planos eléctricos en detalle.

## 4.5. Diseño preliminar y replanteo de los dispositivos

### 4.5.1. Diseño y organización previos del pupitre

Una vez identificados y catalogados todos los dispositivos necesarios para realizar el montaje del simulador, se ha procedido a planificar la disposición de los dispositivos sobre el mismo.

#### 4.5.1.1. Cuadro eléctrico

En primer lugar, se explicará cómo se ha distribuido el cuadro eléctrico (Figura 45). Se ha optado por dividirlo en cuatro niveles o filas, donde se colocarán cada uno de los dispositivos,

En la primera fila, se situarán el seccionador, todos los interruptores y los relés. Es decir, se trata de aquellos dispositivos encargados de cerrar o abrir circuitos para dejar pasar o no la corriente eléctrica.

En la segunda fila, se localizarán el autómata o PLC, con sus tarjetas de entradas y salidas, la fuente de alimentación, el variador de frecuencia y el transformador de medida de corriente. En resumen, los componentes más importantes y de mayor tamaño del cuadro.

La tercera fila se dejará vacía para permitir que, si en el futuro se desea, sea posible la ampliación y mejora del simulador añadiendo nuevas opciones y configuraciones mediante la instalación de nuevos componentes.

Por último, la cuarta fila estará dedicada exclusivamente a las bornas, donde se unirán de una forma clara y ordenada todos los cables procedentes del cuadro eléctrico, de la bandeja superior y de la mesa inferior. Igualmente, permitirá la conexión del simulador a un enchufe para su propia alimentación y del cuadro de mando a la maqueta.

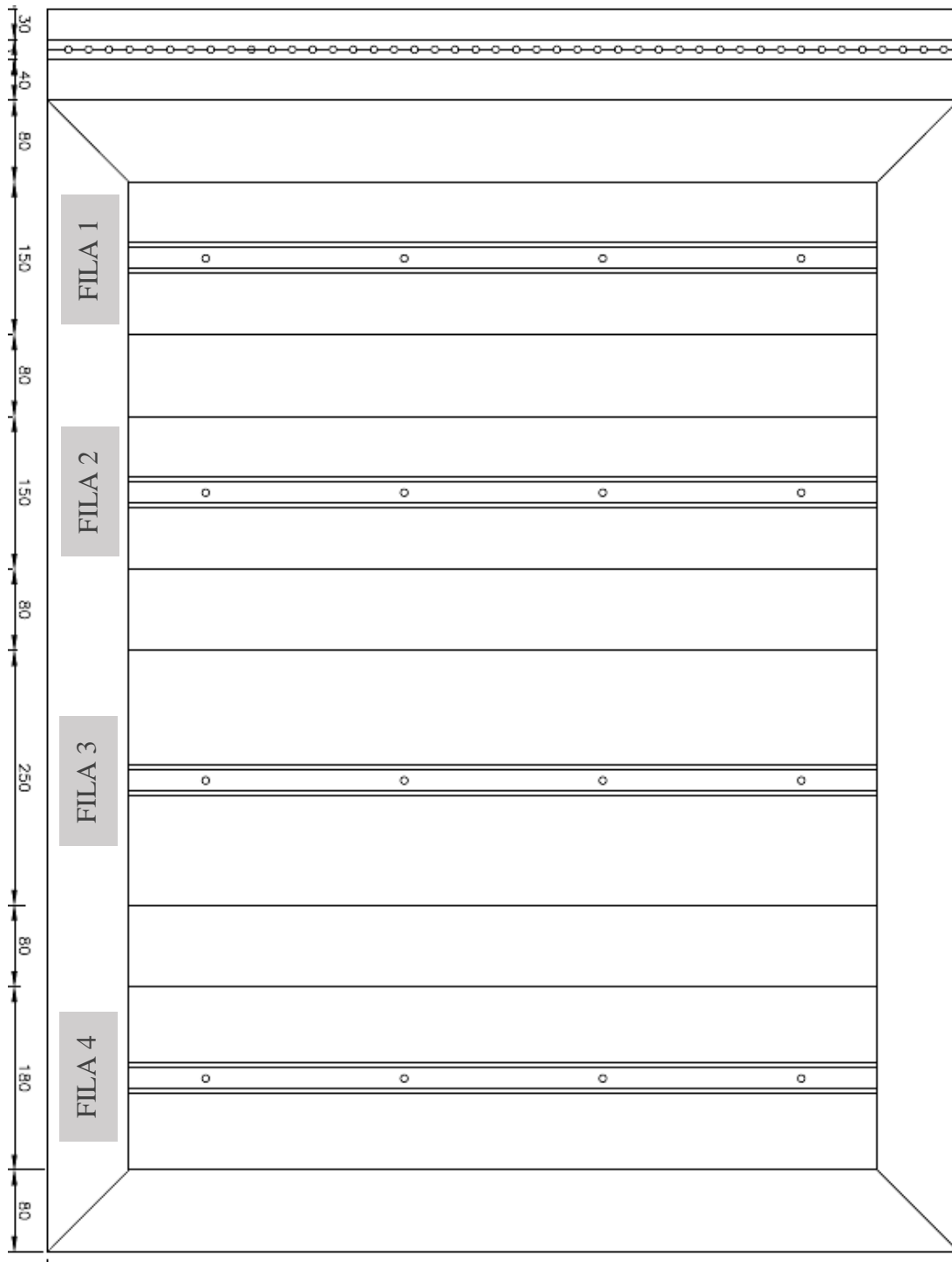


Figura 45. Esquema de montaje del cuadro eléctrico.

### 4.5.1.2. Bandeja superior y mesa inferior

En cuanto a los dispositivos que permiten la interacción del usuario con el simulador y que van unidos bien a la bandeja superior, bien a la mesa inferior, también se ha hecho un diseño previo al montaje. Se ha decidido, por razones de comodidad, colocar los principales elementos de salida de información (pantallas, sincronoscopio y zumbador) sobre la bandeja superior y aquellos dedicados a la entrada de información en el sistema (pulsadores y conmutadores) sobre la mesa inferior.

Así, la organización de la superficie del pupitre metálico quedaría tal y como se muestra en la Figura 46.

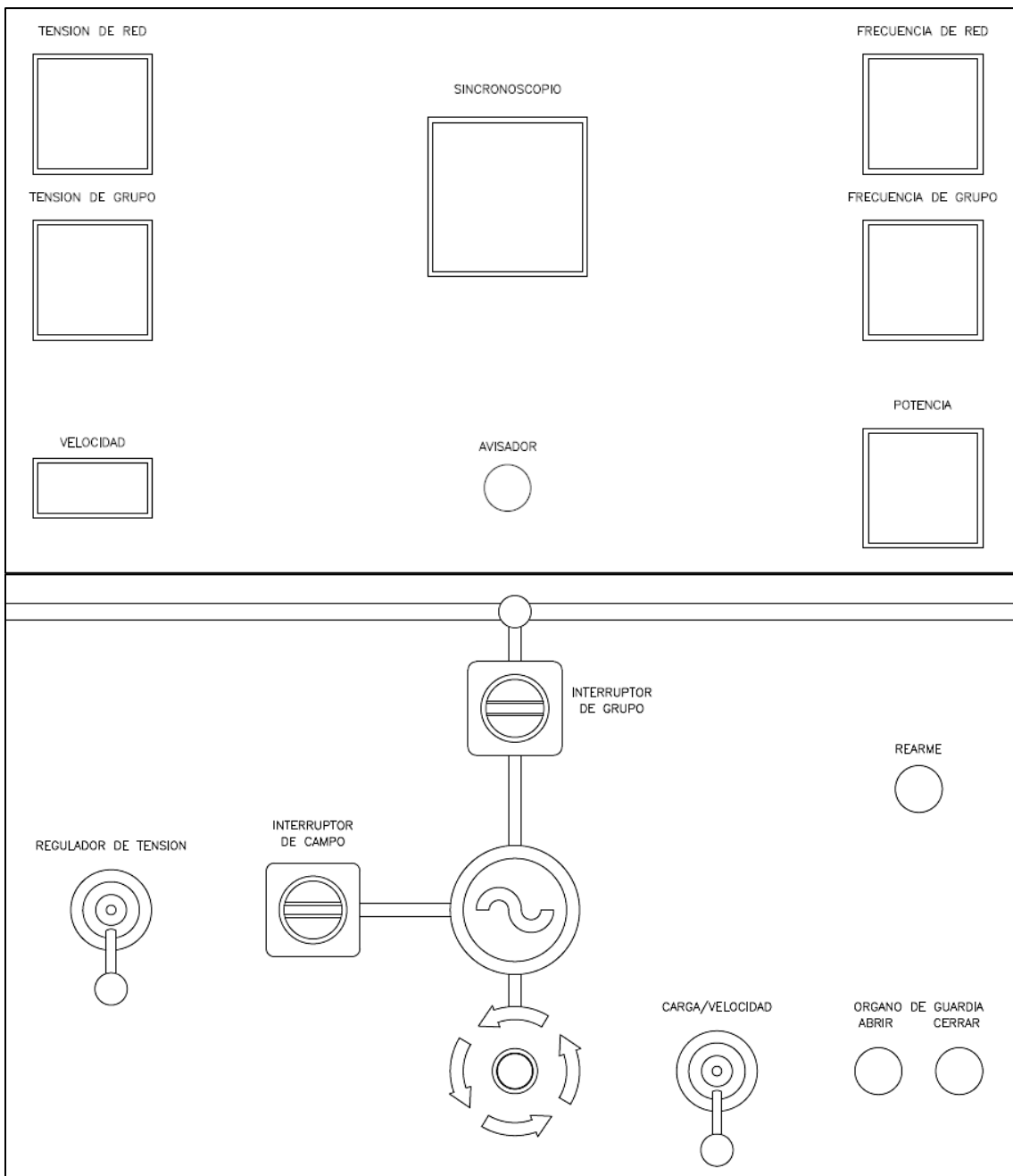


Figura 46. Diseño de la bandeja superior y de la mesa inferior.



## 4.5.2. Colocación de componentes

### 4.5.2.1. Cuadro eléctrico

Una vez definida la distribución de los componentes sobre el cuadro, se ha procedido a colocar cada uno de ellos sobre el mismo.



Figura 47. Cuadro eléctrico con carriles y canaletas, preparado para montaje de componentes. Fuente: fotografía propia.

Para ello, se ha mecanizado la lámina metálica y se han colocado sobre ella los respectivos carriles DIN metálicos para acoplamiento, así como las canaletas para almacenaje y protección del cableado (Figura 47).



Figura 48. Cuadro eléctrico con algunos dispositivos montados, sin cablear. Fuente: fotografía propia.

A continuación, se ha empezado a unir los dispositivos a los carriles (Figura 48), respetando en todo momento la distribución definida anteriormente.

#### 4.5.2.2. Superficie del pupitre

Igualmente, se han colocado los dispositivos de salida y entrada sobre la bandeja superior y la mesa inferior empleando la tornillería incluida por los fabricantes.



Figura 49. Superficie del pupitre con dispositivos. Fuente: propia.

#### 4.5.3. Conexión de dispositivos

Con todos los dispositivos ya colocados sobre el cuadro y el resto del pupitre, se ha pasado a la fase de cableado, consistente en unir todo tal y como se indica en los esquemas mediante cables.

Para ello, se han empleado 2 secciones de cable diferentes, en función del nivel de intensidad de corriente que se prevé podrá circular por dicho conductor y colores distintos, dependiendo de la función del cable en cuestión.:

- Cable azul de 4 mm<sup>2</sup> de sección: neutro de alimentación general -AC.
- Cable negro de 4 mm<sup>2</sup> de sección: fase de alimentación general +AC.
- Cable rojo de 1,5 mm<sup>2</sup> de sección. Alimentación +24 V DC.
- Cable negro de 1,5 mm<sup>2</sup> de sección. Alimentación -24 V DC.
- Cable verde-amarillo de 1,5 mm<sup>2</sup> de sección: puesta a tierra.
- Cable azul de 1 mm<sup>2</sup> de sección: distintos circuitos de mando y señal (comunicaciones con PLC, conexiones entre dispositivos, etc.).

Además, se han etiquetado todos los cables con ferrules con el objeto de facilitar futuras tareas de mantenimiento o ampliación del simulador. Y para lograr una correcta terminación de los cables y evitar desconexiones o falsos contactos se han empleado punteras de empalme. Por motivos de organización y estética, se han unido diferentes grupos de cables mediante bridas.

#### 4.5.3.1. Cuadro eléctrico

En la Figura 50, se muestra cómo ha quedado el cuadro eléctrico una vez finalizada su fase de cableado.

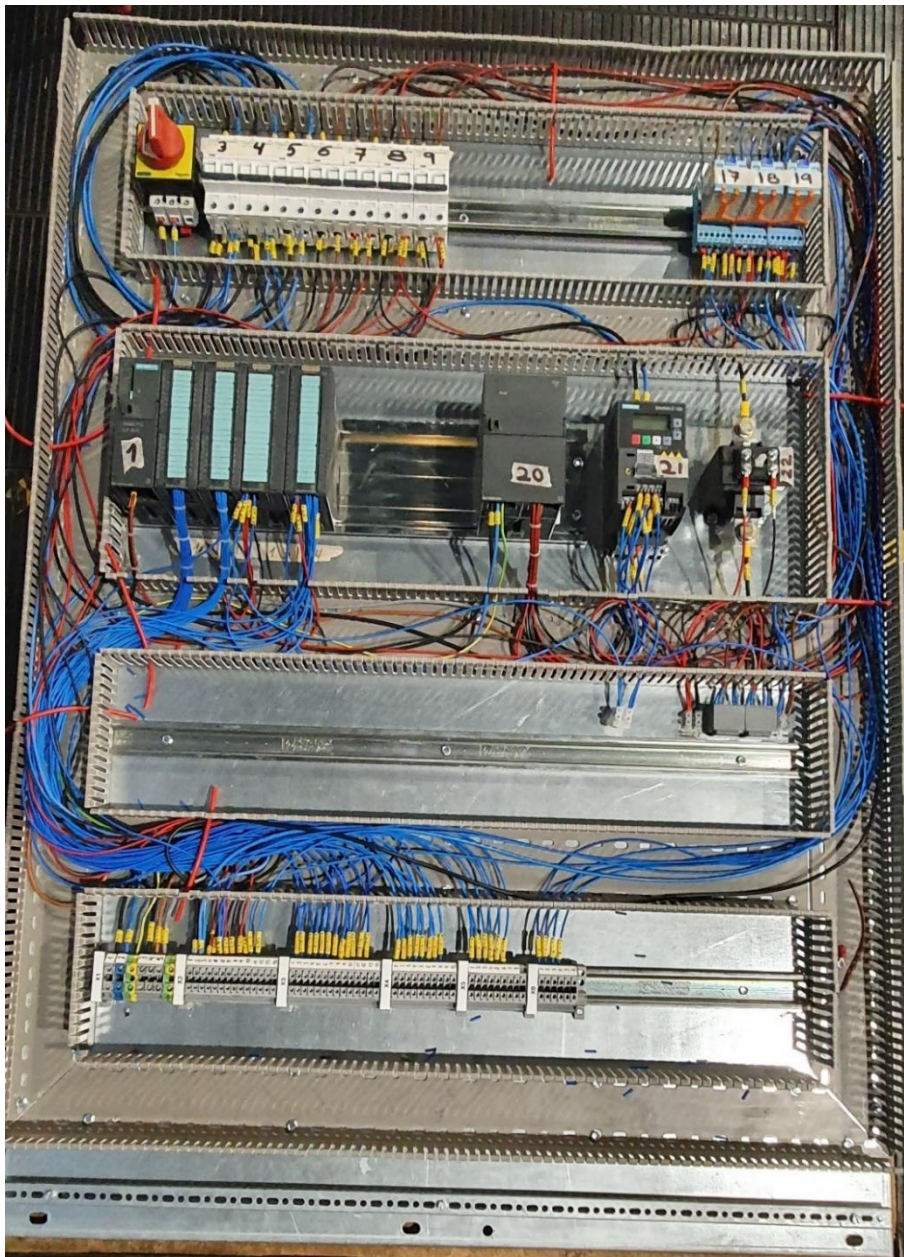


Figura 50. Cuadro eléctrico cableado. Fuente: fotografía propia.

Ahora sí, se ha procedido a introducir el cuadro eléctrico dentro del pupitre y a unirlo a este por medio de tornillos y tuercas.

#### 4.5.3.2. Bandeja superior

De la misma forma que se ha hecho con el cuadro eléctrico, se ha cableado la bandeja. Para ello, antes se ha desmontado del pupitre, por razones de comodidad y maniobrabilidad. Además, se ha añadido una canaleta auxiliar para recoger, agrupar y organizar todos los cables. En la Figura 51, se muestra este conexionado. Cabe mencionar, que en esta figura no aparece el velocímetro, debido a que en aquel momento aún no se había recibido. En imágenes posteriores se podrá ver ya montado sobre la bandeja.

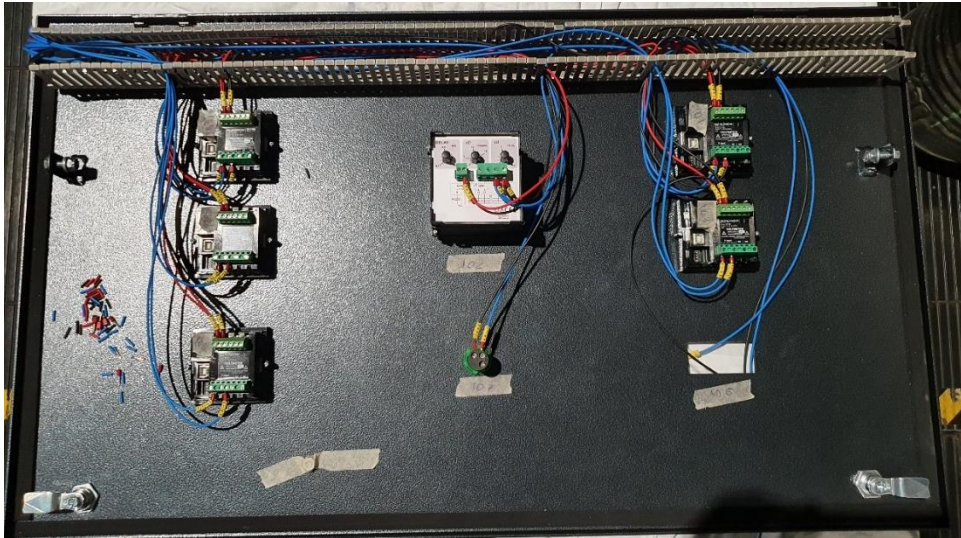


Figura 51. Cableado de la bandeja superior. Fuente: fotografía propia.

#### 4.5.3.3. Mesa inferior

Igualmente, se cableó la mesa inferior, empleando también una canaleta auxiliar (Figura 52).

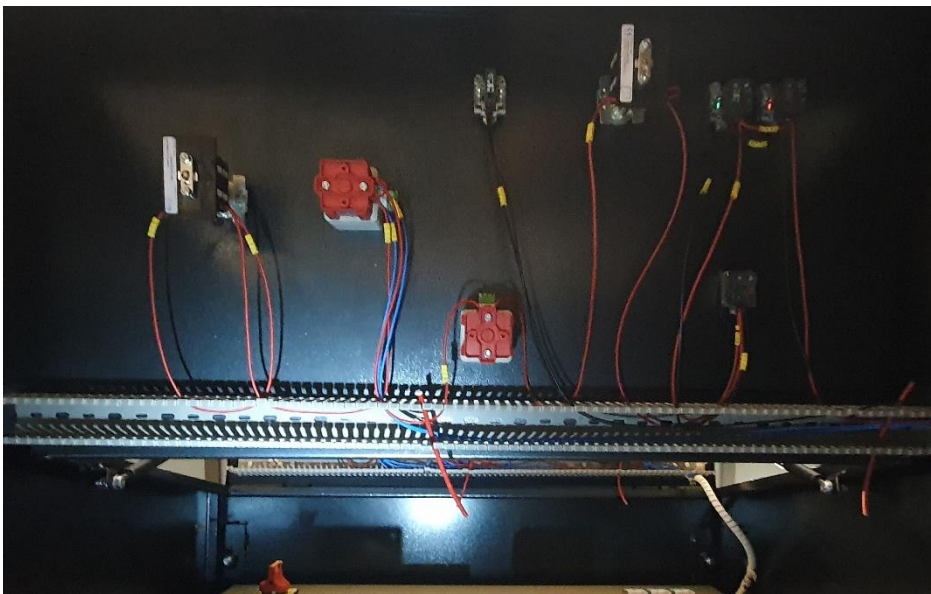


Figura 52. Cableado de la mesa inferior. Fuente: fotografía propia.

#### 4.5.3.4. Simulador al completo

Finalmente, se han unido las tres partes en que se divide el simulador entre sí llevando cables desde la bandeja y desde la mesa, mediante organizadores de cables espirales (coloquialmente conocidos como churros), hasta los bornas de conexión eléctrica situados en la última fila del cuadro.

En la Figura 53, se pueden apreciar los cables que salen de la mesa y de la bandeja hacia el cuadro, recogidos mediante agrupadores y bridas.

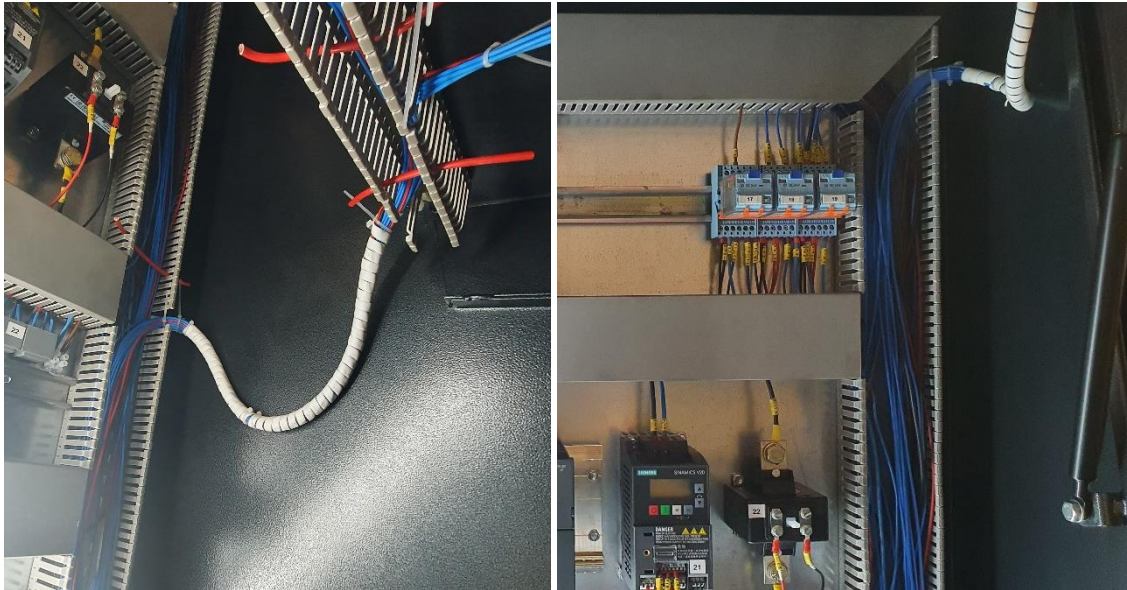


Figura 53. Organizadores espirales de la mesa (izqda.) y la bandeja (dcha.). Fuente: fotografías propias.

Por su parte, en la Figura 54, se observan las bornas de conexión montadas sobre la última fila del cuadro eléctrico y donde se unen los cables procedentes de diferentes partes del simulador.

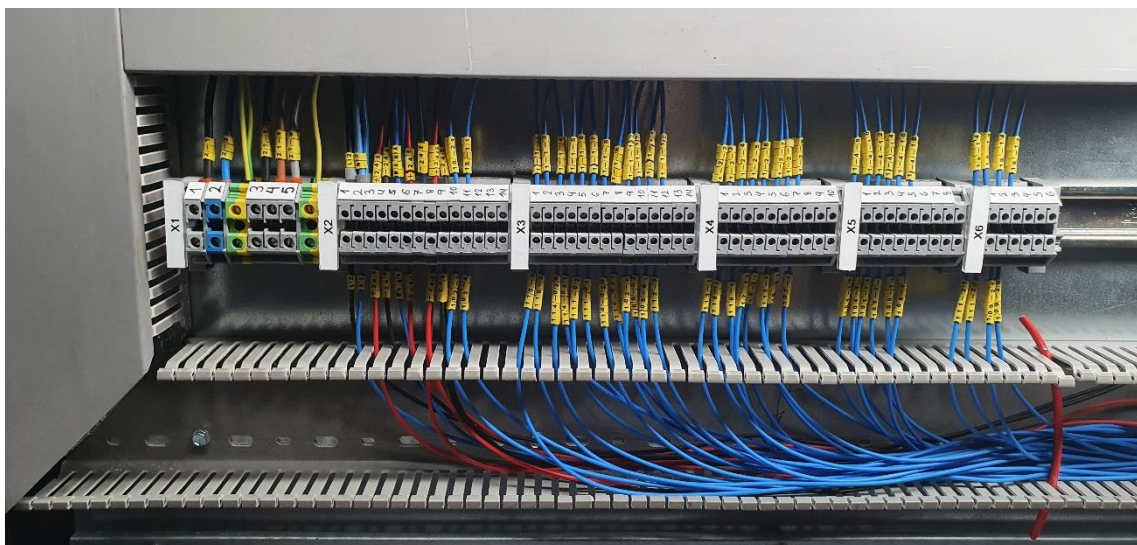


Figura 54. Bornas de conexión entre las diferentes partes del simulador montados y cableados. Fuente: fotografías propias.

Finalmente, en la Figura 55, se muestran dos fotografías del pupitre metálico, tanto abierto (fotografía de la izquierda) como cerrado (fotografía de la derecha), una vez finalizado el montaje y cableado de todos sus componentes, previamente a su puesta en marcha. Cabe mencionar que se han añadido etiquetas con los nombres de cada dispositivo y pegatinas para mejorar la experiencia del usuario con el simulador y facilitar el aprendizaje.

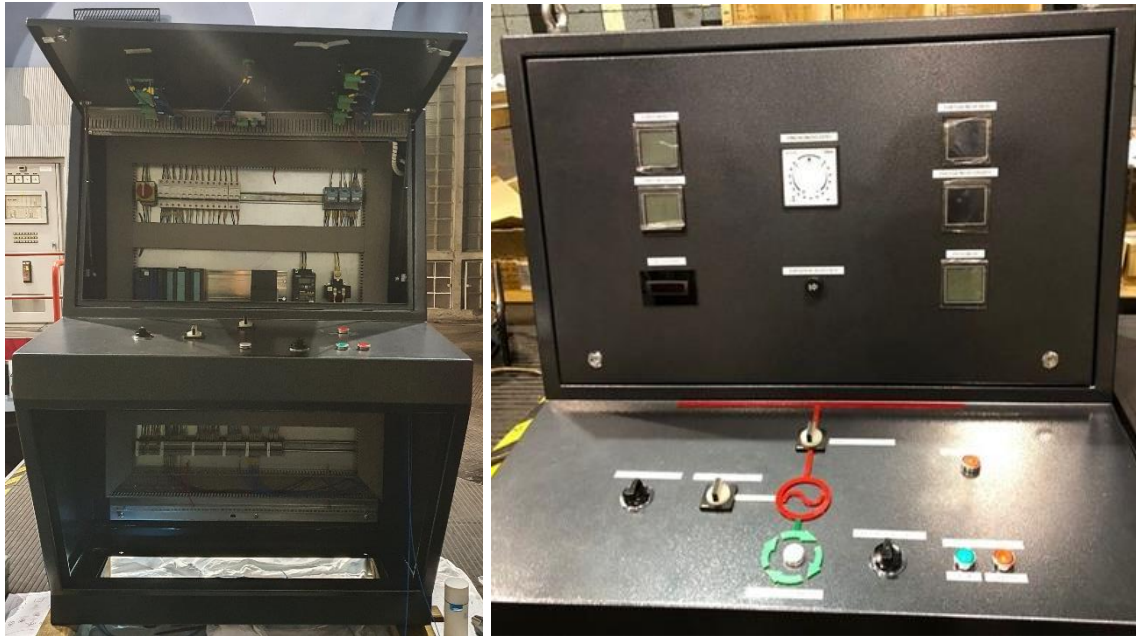


Figura 55. Pupitre metálico montado y decorado. Fuente: fotografías propias.

#### 4.5.4. Chequeo del correcto conexionado

Resulta habitual y lógico que, durante el montaje de un sistema en el que se emplean un elevado número de cables y en el que se presentan una gran cantidad de contactos se cometan errores humanos o incluso existan defectos en los dispositivos.

Por ello, antes de dar por finalizado todo lo relativo al hardware, es necesario comprobar la continuidad de los propios cables, la existencia de uniones adecuadas de cables diferentes a través de elementos conectores y, sobre todo, la correcta distribución de cables sin errores de intercambios de posición entre unos y otros.

Este procedimiento se conoce con el nombre de timbrado y se ha realizado empleando un polímetro. Con él, se va siguiendo el plano eléctrico hoja por hoja, línea por línea, chequeando conexiones y detectando fallos.

Como era de esperar se han encontrado algunos errores que han sido corregidos in situ, bien sustituyendo cables o bien redistribuyendo algunos de los ya existentes.

## 4.6. Puesta en marcha del simulador

Una vez finalizado el montaje físico del simulador llega el momento de la puesta en marcha. A lo largo de esta fase, se sigue una serie de pasos para poner en funcionamiento la máquina:

1. Programación del PLC
2. Ajuste del variador de frecuencia
3. Ajuste de las pantallas digitales

### 4.6.1. Programación del PLC

El primer paso de la puesta en marcha es introducir el código que ejecutará la simulación en el autómatas. Para ello, primero se ha creado el código, que está escrito en Ladder, un lenguaje de contactos específico empleado por Siemens en sus autómatas. Luego, se ha conectado el PLC a un ordenador empleando un cable específico de Siemens y, por medio del software propio de la marca, se ha cargado dicho programa,

Este código se puede observar en detalle en el Anexo II.

### 4.6.2. Ajuste del variador de frecuencia

Es necesario realizar un ajuste previo del variador de frecuencia. Para ello, se deben introducir los valores de la placa del motor. Entre otros, la tensión nominal, el tipo de conexión (estrella o triángulo), el factor de potencia, la frecuencia de trabajo y la potencia del motor. Cabe mencionar que está conectado en estrella, porque de esa forma se comporta como un filtro inductivo, reduciendo el ruido en la señal y permitiendo que funcione el sincronoscopio.

Un variador de frecuencia se puede controlar de distintas formas, empleando alguna de sus muchas configuraciones. En este proyecto, se ha utilizado para el control de la frecuencia de salida del variador una de sus entradas analógicas (terminal AI1G2), que recibe información desde la salida analógica del PLC. El rango de valores asignado es 0-100 Hz para una entrada de 0-10 V.

La salida analógica del variador (terminal AO1G2), por su parte, emite una señal de corriente de 0 a 20 mA, pero dado que tanto el PLC como el medidor de revoluciones requieren una señal de tensión de 0 a 10 V, se ha conectado una resistencia 500  $\Omega$  en paralelo para hacer esta transformación.

El embalamiento está controlado mediante un contacto de un relé externo, en el que se conectan dos terminales del variador (DI1 y 24V). Este relé se excita mediante una salida digital del PLC.

### 4.6.3. Ajuste de pantallas digitales

Cada una de las pantallas digitales de la marca Trumeter que se mencionaron anteriormente han sido ajustadas mediante el software propio del fabricante (Figura 56), para definir los rangos de valores con su máximo y su mínimo, las unidades a mostrar (V, Hz o MW), así como los diferentes códigos de colores que indicaran si los valores son demasiado altos, demasiado bajos o son los correctos.

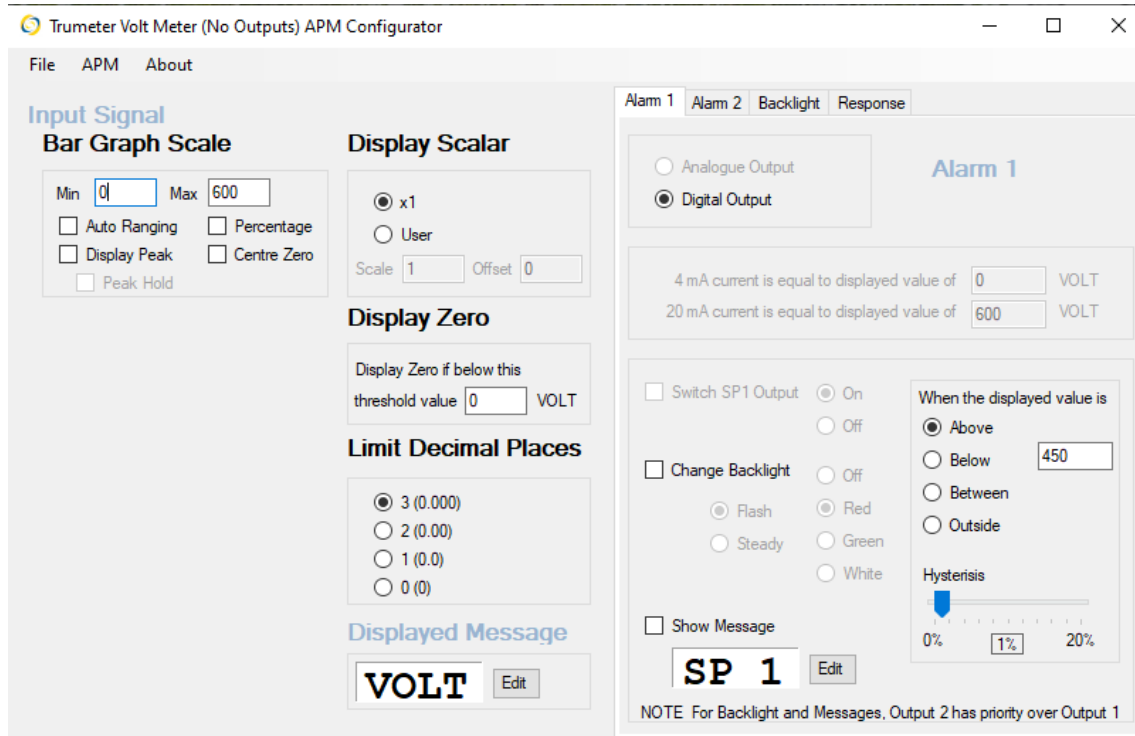


Figura 56. Interfaz del software de configuración de Trumeter. Fuente: captura de pantalla.

Como singularidad, al tratarse de un simulador, la frecuencia de grupo es mostrada mediante un voltímetro que recibe una tensión continua desde una salida analógica del PLC. Así, es necesario configurar este voltímetro para que simule ser un frecuencímetro y que, a vistas del usuario, mida la frecuencia de generación. Para ello, se ajusta de tal forma que, para 10 V en la entrada, se muestren 100 Hz en la pantalla y, por tanto, la frecuencia de 50 Hz se muestre cuando se envíe una señal de 5 V. Para lograr esto, se selecciona en la opción de *Display Scalar* un multiplicador de 10 definido por el usuario.



Figura 57. Frecuencímetro de red (izqda.) y de grupo (dcha.) sin configurar. Fuente: fotografías propias.



## 4.7. Descripción del funcionamiento del simulador

Una vez finalizadas las operaciones de montaje y puesta en funcionamiento del equipo solo queda explicar detalladamente cómo funcionará.

En primer lugar, partiendo del equipo apagado, se debe conectar el enchufe a red y cerrar los contactos del seccionador y los siete interruptores automáticos. A partir de este momento, se podrá observar cómo los dispositivos de salida ya se encienden y el PLC empezará a ejecutar el código, siempre y cuando la CPU de este se encuentre también encendida.

Además, sobre la mesa inferior se verán encendidos y fijos el piloto blanco y el piloto rojo de cierre del órgano de guardia. El primero indica que el grupo se encuentra disponible para empezar a generar. El segundo, que el órgano de guardia, es decir, la válvula que permite o impide el paso del agua desde la tubería forzada hacia el distribuidor de la turbina, se encuentra cerrado a la espera de que se dé la orden de apertura. Para abrirlo, hay que presionar el pulsador verde, tras lo cual se observará cómo el piloto de este se ilumina y empieza a parpadear durante cinco segundos, simulando el proceso de apertura del órgano de guardia que, lógicamente, no es inmediato. Pasado este intervalo de tiempo, el piloto verde se mantendrá encendido y fijo, indicando que la válvula ya está abierta y, por tanto, que el agua ya ha pasado al distribuidor.

Sin embargo, el agua todavía no ha llegado al rodete de la turbina porque la aguja está completamente introducida en el inyector y, por tanto, este se encuentra cerrado. Para abrirlo es necesario girar el conmutador de velocidad-carga en sentido horario (ABRIR inyector). A partir de este momento, ya se observa como la velocidad de giro del eje deja de ser cero y empieza a aumentar, tanto más cuanto más tiempo se mantenga accionado el interruptor. Para reducir velocidad basta con girar en sentido antihorario (CERRAR inyector).

Una vez se encuentra el eje girando a más del 90% de la velocidad nominal, en este caso 540 revoluciones por minuto (la nominal es 600 rpm), ya es posible cerrar el interruptor de campo para que el equipo de excitación comience a inyectar corriente al rotor. Así, se empieza a generar el campo magnético en este y, por tanto, ya también se empezará a ver tensión en bornas del generador, permitiendo regular la tensión para acoplar el generador a red. Cuanta más intensidad se haga circular por el electroimán del rotor, mayor será la intensidad del campo magnético generada y, dado que la variación de flujo magnético vista por las espiras conductoras del estátor será mayor también, aumentará la tensión entre bornas (ley de Faraday). Cabe mencionar que, al cerrar el contacto del interruptor de campo, se aprecia un frenado del eje debido al efecto del campo magnético.

Una vez se cierra el interruptor de campo, ya es necesario empezar a regular simultáneamente tensión y frecuencia para acercarlas lo máximo posible a los parámetros

de red. Se debe subir carga para llegar a la velocidad nominal, y a medida que se va subiendo, se podrá ver cómo aumentan la frecuencia y la tensión de grupo. Sin embargo, al aumentar intensidad de campo se aumenta la tensión, pero se reduce la frecuencia, debido nuevamente al frenado provocado por el efecto del campo magnético.

Una vez los parámetros son similares, se debe mirar al sincronoscopio para poder acoplar a red en el momento en que coincidan las fases de las ondas de tensión de red y de grupo. Cuanto más se aproxime la frecuencia de grupo a la de red, más despacio girará la luz del sincronoscopio y más fácil será acoplar el grupo a red sin que se dispare.

Cuando la luz pase por la flecha indicativa de fase del sincronoscopio se girará el interruptor de grupo y, a partir de entonces, si todo se ha hecho correctamente, el grupo quedará acoplado a red. Desde este momento, la velocidad de giro se mantendrá constante (simulando las 600 rpm de velocidad nominal de la máquina real) ya que los generadores síncronos giran siempre a la velocidad de sincronismo que es fijada por la red.

Para variar la potencia entregada a la red, se actuará sobre el regulador de carga que, como ya se ha comentado, permite abrir o cerrar el inyector. Por su parte, aunque este parámetro no se muestra en el simulador, en una situación real el regulador de campo permitiría variar la cantidad de potencia reactiva entregada o consumida.

Otra posibilidad de simulación sería que el acoplamiento no fuera correcto (con misma tensión, frecuencia y fase). En ese caso, se simula un disparo del grupo, es decir, una desconexión automática de la red y apertura del interruptor de campo, así como el cierre del órgano de guardia. Además, en el momento del disparo se produce un embalamiento de la turbina por encima de la velocidad nominal debido a que ya no alimentará una carga y, por tanto, trabajará en vacío, aunque gradualmente irá reduciendo su velocidad debido a que ya no entrará agua en la turbina. Sobre el pupitre, se encenderá el piloto de rearme de disparo intermitentemente hasta que se pulse para volver a rearmarlo y parpadeará el piloto de cierre de órgano de guardia.

## 4.8. Presupuesto

Finalmente, se ha realizado un presupuesto detallado que recoge los costes de todos los materiales empleados para la construcción del simulador y que se recogen en la Tabla 1. Como se puede observar, el coste total del simulador ha sido de 12.938,08 €.

Tabla 1. Presupuesto del simulador.

		Elemento	Coste unitario	Unidades	Coste
En cuadro eléctrico	1	CPU del PLC	632,14 €	1	632,14 €
	2	Tarjeta de 32 entradas digitales	339,53 €	1	339,53 €
	3	Tarjeta de 32 salidas digitales	462,41 €	1	462,41 €
	4	Tarjeta de 8 entradas analógicas	655,53 €	1	655,53 €
	5	Tarjeta de 8 salidas analógicas	972,41 €	1	972,41 €
	6	Micro memory card	90,40 €	1	90,40 €
	7	Interruptor-seccionador	48,38 €	1	48,38 €
	8	Interruptor automático 10 A	50,10 €	1	50,10 €
	9	Interruptor automático 6 A	52,05 €	1	52,05 €
	10	Interruptor automático 4 A	66,98 €	1	66,98 €
	11	Interruptor automático 2 A	66,98 €	4	267,92 €
	12	Relé	23,49 €	3	70,47 €
	13	Fuente de alimentación	186,28 €	1	186,28 €
	14	Variador de frecuencia	102,43 €	1	102,43 €
	15	Transformador de medida corriente	61,36 €	1	61,36 €
	16	Transformador de potencia	10,20 €	2	20,40 €
	17	Resistencias	0,05 €	3	0,15 €
	18	Bornes de conexión	0,50 €	60	30,00 €
	19	Perfil de soporte o raíl	7,50 €	4	30
En bandeja superior	20	Sincronoscopio	328,40 €	1	328,40 €
	21	Voltímetro digital	74,85 €	5	374,25 €
	22	Frecuencímetro digital	100,93 €	1	100,93 €
	23	Velocímetro LCD	84,99 €	1	84,99 €
	24	Zumbador	58,74 €	1	58,74 €
En mesa inferior	25	Conmutador luminoso de mando y señal	260,90 €	2	521,80 €
	26	Piloto luminoso blanco	21,97 €	1	21,97 €
	27	Pulsador luminoso verde	52,32 €	1	52,32 €
	28	Bloque luminoso rojo	52,32 €	2	104,64 €
	29	Conmutador de giro de 3 posiciones	397,30 €	2	794,60 €
Otros	30	Cable (m)	0,10 €	250	25,00 €
	31	Pequeño material auxiliar y de montaje	100 €	1	100,00 €
	32	Punteras	-	-	-
	33	Ferrules	-	-	-
				<b>Subtotal</b>	<b>6.706,58 €</b>
General	34	Pupitre de mando metálico	1.250,00 €	1	1.250,00 €
	36	Maqueta del grupo hidráulico	4.885,00 €	1	4.885,00 €
	37	Motor eléctrico trifásico Siemens	96,50 €	1	96,50 €
				<b>TOTAL</b>	<b>12.938,08 €</b>

## **5. Conclusiones**

---

Tras la realización del presente trabajo fin de máster, se han podido extraer una serie de ideas, aprendizajes y sugerencias de mejora que se exponen a continuación a modo de conclusiones.

1. Las centrales hidroeléctricas son una gran solución a los problemas derivados de la mayor integración de fuentes renovables de carácter intermitente en el mix energético y que resultan cada vez más comunes. De hecho, aquellas centrales que disponen de embalse se comportan como baterías gigantes, almacenando el agua procedente de las aportaciones de los ríos de su cuenca. En el caso de las centrales hidroeléctricas reversibles o de bombeo, es posible gestionar los momentos de carga y descarga mediante el trasvase de agua entre los embalses superior e inferior, recibiendo energía procedente de la red eléctrica o vertiendo energía sobre ella.

2. La rápida respuesta que ofrecen este tipo de centrales (de unos pocos minutos) les permite ofertar en el mercado de regulación secundaria y obtener unas ganancias superiores a las que conseguirían ofertando en el mercado primario.

3. La principal dificultad encontrada durante el montaje del simulador ha sido lograr un correcto funcionamiento del sincronoscopio. Se ha podido comprobar la alta sensibilidad de este dispositivo frente al ruido en la onda de tensión entrante. Teniendo en cuenta que la onda de intensidad que llega al motor posee una forma senoidal mucho más perfecta que la de tensión, se ha empleado un transformador de intensidad junto con una resistencia para poder transmitir una onda de tensión casi perfecta y así dar solución al problema presentado.

4. El simulador de la central hidroeléctrica de La Malva fabricado como resultado del presente trabajo fin de máster funciona correctamente, según lo esperado, e imitando con un buen nivel de detalle la operación real de una central de este tipo.

5. El aprendizaje mediante simuladores u otros equipos similares en paralelo con material didáctico textual se vuelve más eficaz y permite asentar mejor el conocimiento adquirido. Yo mismo he sido testigo de ello.

6. Como primera sugerencia de mejora para futuros trabajos, se propone añadir en la bandeja superior, junto a la pantalla que muestra la potencia activa del grupo, otra pantalla que simule y muestre la potencia reactiva entregada o absorbida de la red. La variación de este parámetro una vez acoplado a la red se lleva a cabo actuando sobre el regulador de campo.

7. Como segunda sugerencia de mejora para futuros trabajos, se propone añadir en la bandeja superior una pantalla LCD en la que se muestre el tiempo transcurrido desde el encendido del simulador y que indique, una vez acoplado correctamente el grupo, el tiempo total empleado para lograrlo. Esta sugerencia nace de la opinión de que, al cronometrar este proceso de acoplamiento, se añade una motivación para mejorar e incluso una pizca de diversión a ojos del usuario del simulador.

## **6. Referencias bibliográficas**

---

Albrecht, K., & Lana, I. (1962). Hidráulica, motores hidráulicos y bombas. La escuela del técnico mecánico (3ª, Vol. 5). Labor S.A.

APPA Hidráulica (2022). Tecnología y tipos de centrales hidroeléctricas. APPA Renovables. <https://www.appa.es/appa-hidraulica/tecnologia-hidraulica/>

AreaTecnología (2022). Centrales hidroeléctricas. [https://www.areatecnologia.com/electricidad/central-hidroelectrica.html#Clasificaci%C3%B3n\\_seg%C3%BA\\_n\\_Potencia\\_de\\_las\\_Centralas\\_Hidr%C3%A1ulicas](https://www.areatecnologia.com/electricidad/central-hidroelectrica.html#Clasificaci%C3%B3n_seg%C3%BA_n_Potencia_de_las_Centralas_Hidr%C3%A1ulicas)

Blair, T. (2016). Hydraulic Turbines. En *Energy Production Systems Engineering* (pp. 123-130). <https://doi.org/10.1002/9781119238041.ch5>

Brusa, A., & Guarnone, E. (2004). Energía minihidráulica. Confederación de Consumidores y Usuarios (CECU). <https://cecu.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/4%20minihidraulica.htm>

Dolores, J. (1992). Centrales hidroeléctricas. Universidad Autónoma Metropolitana.

EDP España (2022). Central Hidráulica de La Malva. EDP España. <https://espana.edp.com/es/la-malva>

Expo Energía. (2017). Historia: Energía Hidráulica. <https://www.exposolucionesenenergia.com/blog/historia-energia-hidraulica.php?m=>

Fernández, I., & Robles, A. R. (2011). Centrales de generación de energía eléctrica: Centrales Hidráulicas [Universidad de Cantabria]. <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1160/course/section/1407/bloque-energia-III.pdf>

González Arias, A. (2022). Cambio climático y fuentes renovables de energía. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.23521.79205>

Hauser Vavra, K. S. M. (2011). Caracterización de turbina hidráulica tipo Turgo para microgeneración [Proyecto Fin de Carrera, Universidad de Chile]. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/104103>

Huang, K., Luo, P., Liu, P., Kim, J. S., Wang, Y., Xu, W., Li, H., & Gong, Y. (2022). Improving complementarity of a hybrid renewable energy system to meet load demand by using hydropower regulation ability. *Energy*, 248, 123535. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123535>

Iberdrola (2016). Agua y producción de energía eléctrica. Las centrales convencionales. Agua y sostenibilidad en los procesos productivos. [https://www.um.es/documents/3456781/3691285/Iberdrola\\_Mulero.pdf/2cdb1b06-9f7f-4f8c-a77e-7e7f2e049938](https://www.um.es/documents/3456781/3691285/Iberdrola_Mulero.pdf/2cdb1b06-9f7f-4f8c-a77e-7e7f2e049938)

- International Energy Agency (IEA) (s. f.). Hydropower Special Market Report. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/4d2d4365-08c6-4171-9ea2-8549fabd1c8d/HydropowerSpecialMarketReport\\_corr.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/4d2d4365-08c6-4171-9ea2-8549fabd1c8d/HydropowerSpecialMarketReport_corr.pdf)
- International Energy Agency (IEA) (2016). Water Energy Nexus. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e4a7e1a5-b6ed-4f36-911f-b0111e49aab9/WorldEnergyOutlook2016ExcerptWaterEnergyNexus.pdf>
- International Energy Agency (IEA) (2021). Renewables 2021—Analysis and forecast to 2026.
- Jjunju, E., Killingtveit, Å., & Hamududu, B. (2022). 6.13—Hydropower and Climate Change. En T. M. Letcher (Ed.), *Comprehensive Renewable Energy (Second Edition)* (pp. 259-283). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00111-4>
- Karki, P., & Taylor, R. M. (2022). 6.01—Hydropower Volume Introduction. T. M. Letcher (Ed.), *Comprehensive Renewable Energy (Second Edition)* (pp. 1-13). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00095-9>
- Moreno, C., Cisneros, C., Morales Salas, J., Piloto-Rodríguez, R., Oliva Merencio, D., Leyva, L. V., Hernández, J., Pereda Reyes, I., Stolik, D., & Dania, G. C. (2022). Capítulo 9: Energía hidráulica. Fuentes renovables de energías. Cubasolar.
- Ossberger Company (2022). Sitio web oficial. <https://www.ossberger.de/es/casa/>
- Quintero, M., & Cerrato, C. (2018). Métodos preventivos para un funcionamiento seguro y eficaz en las centrales hidroeléctricas. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.14979.14885>
- Ramírez Vázquez, J. (1996). Máquinas motrices: Generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad (8.ª ed.).
- Rayo, J. (2007). Generación eléctrica a partir del transporte hidráulico de sólidos en presión. [https://www.researchgate.net/publication/257652847\\_GENERACION\\_ELECTRICA\\_A\\_PARTIR\\_DEL\\_TRANSPORTE\\_HIDRAULICO\\_SOLIDOS\\_EN\\_PRESION](https://www.researchgate.net/publication/257652847_GENERACION_ELECTRICA_A_PARTIR_DEL_TRANSPORTE_HIDRAULICO_SOLIDOS_EN_PRESION)
- Sandoval Erazo, W. (2018). Capítulo 3: Presas de hormigón sobre roca. Diseño de obras hidrotécnicas. EDIESPE.
- Sandoval Erazo, W. (2018). Capítulo 1: Presas y Embalses. . Diseño de obras hidrotécnicas. EDIESPE. [https://www.researchgate.net/publication/326560488\\_Capitulo\\_1\\_Presas\\_y\\_Embalses](https://www.researchgate.net/publication/326560488_Capitulo_1_Presas_y_Embalses)
- SIEMENS Stiftung (2018). Central eléctrica de agua fluyente. Centro de Recursos Educativos Abiertos (CREA). <https://crea-portaldemedios.siemens-stiftung.org/central-electrica-de-agua-fluyente-102359>



Soria, E. (2008). Hidráulica. Energías Renovables e Iberdrola. [https://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/productos/pdf/cuaderno\\_HIDRAULICA.pdf](https://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/productos/pdf/cuaderno_HIDRAULICA.pdf)

TECH España (2021). Tipos de centrales hidroeléctricas por su potencia. TECH España - School of Engineering. <https://www.techtitute.com/ingenieria/blog/tipos-centrales-hidroelectricas-potencia>

Tefera, W. M., & Kasiviswanathan, K. S. (2022). A global-scale hydropower potential assessment and feasibility evaluations. *Water Resources and Economics*, 38, 100198. <https://doi.org/10.1016/j.wre.2022.100198>

Wasserkraft Volk AG Company (2022). <https://www.wkv-ag.com/es/hoja-inicial.html>