



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE BOMBEO EN
CENTRALES TERMOSOLARES

Autor: José Delgado-Iribarren Guerrero

Director: Jaime González Rodríguez

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Optimización de sistemas de bombeo en centrales termosolares
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2020/2021 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: José Delgado-Iribarren Guerrero

Fecha: 19/ 07/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Jaime González Rodríguez

Fecha: 19/ 07/2021

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. José Delgado-Iribarren Guerrero

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Optimización de sistemas de bombeo en centrales termosolares, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción

de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 19 de Julio de 2021

ACEPTA

Fdo

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE BOMBEO EN CENTRALES TERMOSOLARES

Autor: José Delgado-Iribarren Guerrero

Director: Jaime González Rodríguez

Madrid

Agradecimientos

En primer lugar me gustaría agradecer a mi tutor por todo el empeño que ha puesto con este proyecto, su plena disponibilidad en cualquier momento que se le ha requerido y por su enorme paciencia conmigo en todo momento.

Además, ha sido capaz de transmitirme muchísimos conocimientos, y a pesar de los tiempos difíciles que corren de pandemia, todas las reuniones y revisiones con él han sido impecables, como si no hubiera pandemia. Él ha sido mi principal fuente de información durante todo el proyecto y me ha proporcionado siempre toda la información que necesitaba en todo momento.

Estoy muy agradecido de haber podido hacer este proyecto con él.

También agradecer a Acciona la posibilidad de hacer este proyecto, en colaboración con ellos.

No me quería olvidar tampoco en estas circunstancias de todas las personas que han trabajado desde la universidad para que en estas circunstancias todos los proyectos puedan hacerse con total normalidad, superando todas las dificultades que supone la no presencialidad.

Por último agradecer a toda mi familia, que siempre ha estado ahí, incluso en los momentos más difíciles aguantándome y dándome apoyo con todos mis proyectos.

OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE BOMBEO EN CENTRALES TERMOSOLARES

Autor: Delgado-Iribarren Guerrero, José.

Director: González Rodríguez, Jaime.

Entidad Colaboradora: Acciona

RESUMEN DEL PROYECTO

Con este proyecto se ha logrado conocer que la configuración del sistema de bombeo óptima en una central termosolar, depende mucho del caudal que tenga llevar la central y del tipo de bomba que se elija para cada caso, adaptándose mejor un tipo de bombas a unas centrales y otras a otra serie de centrales, dependiendo de los caudales de operación.

Palabras clave: Centrales Termosolares de receptor central o de torre, Bombas, Eficiencia, Configuraciones de bombeo, Sales fundidas

1. Introducción

Este Proyecto trata de averiguar la configuración óptima para cada grupo de bombas presentes en las centrales termosolares de torre de sales fundidas. En concreto se van a estudiar las bombas de agua de alimentación, las bombas de condensado, las bombas de sales frías y las bombas de sales calientes.

2. Definición del Proyecto

Para llevar a cabo el proyecto se han seguido una serie de pasos. En primer lugar antes de empezar es importante conocer el funcionamiento de una planta termosolar de receptor central. El funcionamiento es muy parecido al de casi cualquier otra central, tiene un ciclo de Rankine, con una turbina de vapor que genera electricidad. La peculiaridad de estas centrales con respecto a una central térmica convencional, es la ausencia de la caldera. En vez de una caldera estas plantas presentan un sistema generador de vapor y una torre o receptor central por donde circulan las sales frías provenientes del tanque de “sales frías” a 290°C, y en la propia torre se calientan para después almacenarlas en el tanque de sales calientes a 565°C.

Las sales salen del tanque de sales calientes y se dirigen al sistema generador que actúa como caldera, donde se calienta el agua del ciclo de Rankine.

Las sales frías salen del tanque de sales frías impulsadas por las bombas de sales frías y del de sales calientes por las de sales calientes. El agua llega al sistema generador de vapor impulsado por las bombas de agua de alimentación y al salir de aquí se dirige a la expansión en la turbina, donde a su salida se recoge en el condensador y de ahí se encargan las bombas de condensado de llevarlas de nuevo al desaireador donde será nuevamente recogida por las bombas de agua de alimentación para llevarla de nuevo al SGV.

De todas estas bombas van a estudiar sus distintas disposiciones y configuraciones (2x100, 3x50, 4x25, 5x33...), para realizar la comparativa económica entre todas ellas y obtener la configuración óptima.

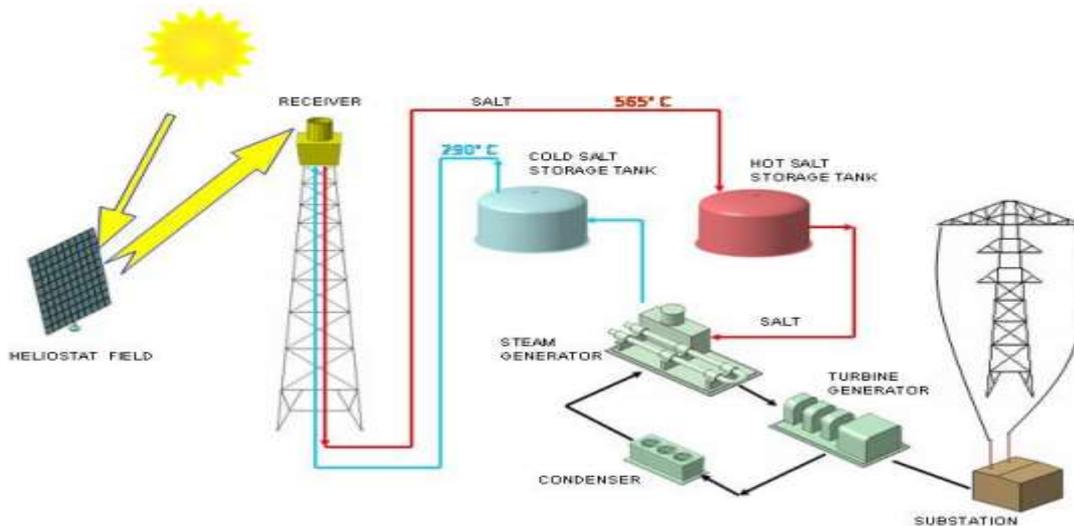


Figura 1. Funcionamiento de una Central Termoslar de Torre

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Se ha elaborado un modelo, que va a permitir obtener el consumo y la producción de la central en función de las distintas configuraciones. Para ello se ha utilizado previamente un modelo de simulink que ya tenía acciona, pero ha habido que configurar las distintas entradas y salidas.

Este modelo, a partir de los distintos consumos de las bombas, saca en un fichero Excel la producción diaria de la central termosolar de atacama, que es la que se ha utilizado como ejemplo para realizar todo este estudio.

Las entradas de los consumos de las bombas se han sacado gracias a las curvas de las distintas bombas seleccionadas obtenidas con flowserve. De esta herramienta se han obtenido principalmente las curvas caudal-consumo de cada configuración de bombas.

Con las producciones de la central, los precios de compra y venta de la electricidad (obtenido de un promedio de todas las horas de los años 2018 y 2019) y los precios de las bombas (obtenidos de la base de datos de acciona), ya se puede realizar la comparativa económica.

4. Resultados

Tras realizar numerosas simulaciones con este modelo, se ha obtenido la comparativa económica de las distintas configuraciones, que es la que se muestra a continuación.

	Precio total	Producción	Cosnumo Offline	Dif precio con conf. Base	Dif producción	Dif consumo offline	VAN Ingresos	Resultado
SSFF 5x25%	\$4.670.969	799,46 GWh	5,57 GWh	\$72.475	4,10 GWh	-0,24 GWh	\$2.760.039	\$2.687.564
SSFF 5X25% Sin Var.	\$2.940.129	798,97 GWh	5,60 GWh	-\$1.658.364	3,61 GWh	-0,20 GWh	\$2.428.827	\$4.087.191
SSFF 4x33%	\$4.598.493	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
SSFF 3x50%	\$4.743.435	798,72 GWh	5,63 GWh	\$144.941	3,36 GWh	-0,17 GWh	\$2.250.112	\$2.105.171
SSSFF 3x50% Sin Var.	\$2.667.608	798,32 GWh	5,68 GWh	-\$1.930.886	2,96 GWh	-0,12 GWh	\$1.964.413	\$3.895.299
SSCC 3x50%	\$2.284.265	795,04 GWh	5,80 GWh	\$538.759	-0,32 GWh	0,00 GWh	-\$205.691	-\$744.451
SSCC 2x100%	\$1.745.505	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
SSCC 2x100% Sin Var.	\$1.500.731	795,05 GWh	5,81 GWh	-\$244.775	-0,32 GWh	0,00 GWh	-\$201.877	\$42.897
COND 3x50%	\$259.647	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
COND 2x100%	\$219.628	795,35 GWh	5,87 GWh	-\$40.019	-0,02 GWh	0,06 GWh	-\$50.230	-\$10.211
AA 3x50%	\$2.357.271	794,10 GWh	5,60 GWh	\$361.355	-1,26 GWh	-0,21 GWh	-\$672.435	-\$1.033.790
AA 2x100%	\$1.995.916	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
AA 2x100% Sin Var.	\$1.233.687	794,50 GWh	6,63 GWh	-\$381.115	-0,87 GWh	0,82 GWh	-\$1.075.934	-\$694.820

Tabla 1. Comparativa Económica de las distintas configuraciones

5. Conclusiones

Tras este estudio se pueden obtener las siguientes conclusiones.

En primer lugar y la más importante, es que la configuración óptima para esta central es la siguiente:

- Bombas de condensado en la configuración 3x50%
- Bombas de agua de alimentación en configuración 2x100% y con variador
- Bombas de sales calientes en configuración 2x100% SIN variador
- Bombas de sales frías en configuración 5x25% SIN variador

También se puede concluir que la configuración óptima depende mucho de la eficiencia de las bombas seleccionadas para cada configuración. Así por ejemplo se supone que a priori las Bombas de sales calientes en configuración 3x50% deberían arrojar una mejor producción que en 2x100%, debido al ahorro que suponen las primeras para cargas parciales. Sin embargo, dado que presentan una eficiencia mucho menor las primeras, no suponen ningún ahorro energético.

La eficiencia de las bombas, también depende del caudal que lleven las bombas, así cuanto más cerca están del punto de caudal máximo para el cual se han diseñado las bombas mejor será la eficiencia y este punto dependiendo de la bomba se puede ajustar más o menos al punto de máxima eficiencia. Así hay que buscar para cada caudal la bomba que presente mejores eficiencias con esos caudales. Por este motivo podemos encontrar bombas con una configuración de 4x33% que arrojen una peor producción que las de 3x50% debido a que el caudal que deben llevar en un caso u otro se “ajusta” mejor o está más cerca del punto de máxima eficiencia dependiendo de la bomba.

Finalmente también se puede concluir que el uso del variador permite producir más energía, dado que permite ajustar el consumo de las bombas a las distintas cargas requeridas, aunque debido a su elevado precio no siempre son rentables.

PUMPING SYSTEMS OPTIMIZATION IN THERMOSOLAR PLANTS

Author: Delgado-Iribarren Guerrero, José.

Supervisor: González Rodríguez, Jaime.

Collaborating Entity: Acciona

PROJECT ABSTRACT

This project has shown that the optimum configuration of the pumping system in a solar power tower plant depends greatly on the flow that the plant has to carry and the type of pump chosen for each case, with one type of pump being better suited to some plants and others to other plants, depending on the operating flow rates.

Keywords: Solar power tower plants, Pumps, Efficiency, Pumping configurations, Molten salts

1. Introduction

This project aims to find out the optimum configuration for each group of pumps present in molten salt power plants. Specifically, feedwater pumps, condensate pumps, cold salt pumps and hot salt pumps will be studied.

2. Project Definition

In order to carry out the project, a series of steps have been followed. First of all, before starting, it is important to know how a central receiver solar power plant works. The operation is very similar to that of almost any other power plant, it has a Rankine cycle, with a steam turbine that generates electricity. The peculiarity of these plants compared to a conventional thermal power plant is the absence of a boiler. Instead of a boiler, these plants have a steam generator system and a tower or central receiver through which the cold salts from the "cold salts" tank circulate at 290°C, and in the tower itself they are heated and then stored in the hot salts tank at 565°C.

The salts leave the hot salts tank and are directed to the generator system that acts as a boiler, where the Rankine cycle water is heated.

The cold salts leave the cold salt tank driven by the cold salt pumps and the hot salt tank by the hot salt pumps. The water reaches the steam generator system driven by the feed water pumps and when it leaves here it goes to the expansion in the turbine, where it is collected in the condenser and from there the condensate pumps take it back to the deaerator where it will be collected again by the feedwater pumps to take it back to the SGV.

The different arrangements and configurations of all these pumps (2x100, 3x50, 4x25, 5x33...) will be studied in order to make an economic comparison between all of them and obtain the optimum configuration.

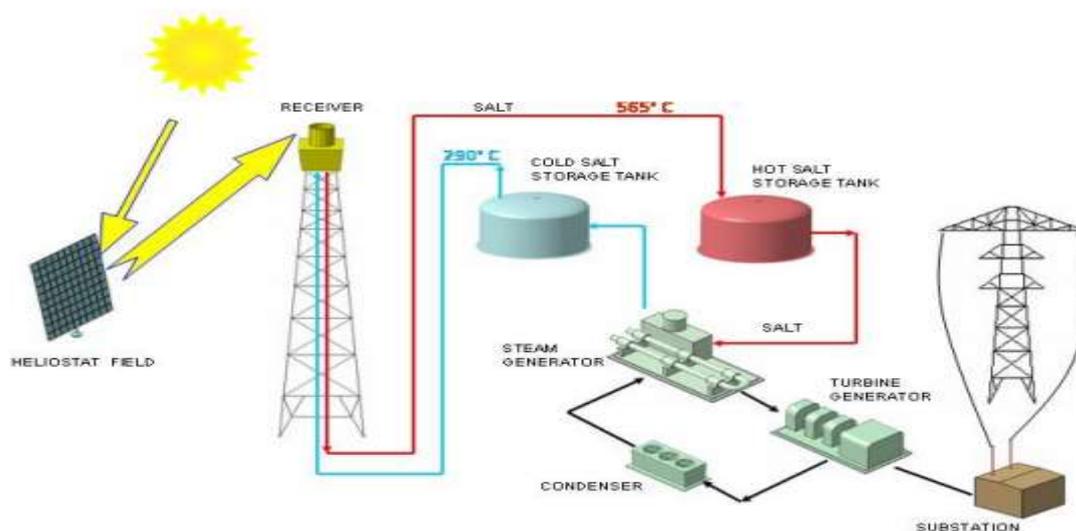


Figure 1. Operation of a Solar Power Tower plant

3. System/ Model / Tool Description

A model has been developed, which will allow the consumption and production of the plant to be obtained according to the different configurations. To do this, a simulink model was previously used which already had acciona, but the different inputs and outputs had to be configured.

This model, based on the different pump consumptions, produces an Excel file with the daily production of the Atacama solar thermal power plant, which is the one used as an example to carry out this study.

The pump consumption inputs have been obtained thanks to the curves of the different selected pumps obtained with flowserve. The flow-consumption curves for each pump configuration were obtained from this tool.

With the power plant productions, the purchase and sale prices of electricity (obtained from an average of all the hours of the years 2018 and 2019) and the pump prices (obtained from the acciona database), the economic comparison can now be made.

4. Results

After carrying out numerous simulations with this model, the economic comparison of the different configurations has been obtained and is shown below.

	Total Price	Production	Offline Consumption	Diff. With basic price	Production diff.	Offline Consumption Diff	NPV Incomes	Results
CCSS 5x25%	\$4.670.969	799,46 GWh	5,57 GWh	\$72.475	4,10 GWh	-0,24 GWh	\$2.760.039	\$2.687.564
CCSS 5X25% Sin Var.	\$2.940.129	798,97 GWh	5,60 GWh	-\$1.658.364	3,61 GWh	-0,20 GWh	\$2.428.827	\$4.087.191
CCSS 4x33%	\$4.598.493	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
CCSS 3x50%	\$4.743.435	798,72 GWh	5,63 GWh	\$144.941	3,36 GWh	-0,17 GWh	\$2.250.112	\$2.105.171
CCSS 3x50% Sin Var.	\$2.667.608	798,32 GWh	5,68 GWh	-\$1.930.886	2,96 GWh	-0,12 GWh	\$1.964.413	\$3.895.299
HHSS 3x50%	\$2.284.265	795,04 GWh	5,80 GWh	\$538.759	-0,32 GWh	0,00 GWh	-\$205.691	-\$744.451
HHSS 2x100%	\$1.745.505	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
HHCC 2x100% Sin Var.	\$1.500.731	795,05 GWh	5,81 GWh	-\$244.775	-0,32 GWh	0,00 GWh	-\$201.877	\$42.897
COND 3x50%	\$259.647	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
COND 2x100%	\$219.628	795,35 GWh	5,87 GWh	-\$40.019	-0,02 GWh	0,06 GWh	-\$50.230	-\$10.211
FW 3x50%	\$2.357.271	794,10 GWh	5,60 GWh	\$361.355	-1,26 GWh	-0,21 GWh	-\$672.435	-\$1.033.790
FW 2x100%	\$1.995.916	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
FW 2x100% Sin Var.	\$1.233.687	794,50 GWh	6,63 GWh	-\$381.115	-0,87 GWh	0,82 GWh	-\$1.075.934	-\$694.820

Table 1. Different configurations Economic comparison

5. Conclusions

The following conclusions can be drawn from this study.

First and foremost, the optimal configuration for this plant is as follows:

- Condensate pumps in configuration 3x50%.
- Feed water pumps in 2x100% configuration and with variator.
- Hot salt pumps in 2x100% configuration WITHOUT variator
- Cold salt pumps in 5x25% configuration WITHOUT variator

It can also be concluded that the optimal configuration depends very much on the efficiency of the pumps selected for each configuration. For example, it is assumed that a priori the hot salt pumps in 3x50% configuration should give a better production than in 2x100%, due to the savings that the former provide for partial loads. However, given that the former have a much lower efficiency, they do not represent any energy savings.

The efficiency of the pumps also depends on the flow rate of the pumps, so the closer they are to the maximum flow point for which the pumps have been designed, the better the efficiency, and this point can be adjusted more or less to the point of maximum efficiency, depending on the pump. Thus, for each flow rate, it is necessary to look for the pump with the best efficiency at those flow rates. For this reason, we can find pumps with a 4x33% configuration that give a worse production than those with a 3x50% configuration because the flow that they must carry in one case or another "adjusts" better or is closer to the point of maximum efficiency depending on the pump.

Finally, it can also be concluded that the use of the variator allows more energy to be produced, given that it allows the consumption of the pumps to be adjusted to the different loads required, although due to their high price they are not always profitable.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	14
1.1 Motivación del Proyecto	14
1.2 Estado de la Cuestión	15
1.3 Objetivos del Proyecto	15
1.4 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	16
1.5 Metodología de Trabajo	16
1.6 Recursos a Emplear	18
Capítulo 2. Descripción de las Centrales Termosolares de Torre	19
2.1 Evolución de las Centrales Termosolares de Torre	21
2.2 Partes de una Central Termosolar de Torre	23
2.2.1 Sistema Colector	23
2.2.2 Sistema Receptor	24
2.2.3 Sistema Generador de Vapor	28
2.2.4 Sistema de Almacenamiento Térmico	28
2.2.5 Sistema Maestro de Control	28
2.2.6 Sistema de Seguimiento de Calor Eléctrico	29
2.2.7 Sistema de Generación de Energía Eléctrica	30
2.2.8 Balance de Planta (BOP)	30
Capítulo 3. Introducción a las Bombas	31
3.1 Introducción a las Bombas Centrífugas	31
3.1.1 Funcionamiento	31
3.1.2 Partes de una Bomba Centrífuga	31
3.1.3 Aplicaciones	33
3.1.4 Variables	34
Capítulo 4. Grupos de Bombeo	35
4.1 Bombas de Condensado	36
4.2 Bombas de Agua de Alimentación	38
4.3 Bombas de Sales de Frías	39

Capítulo 5. Sistema Desarrollado ¡Error! Marcador no definido.

Capítulo 6. Análisis de Resultados..... ¡Error! Marcador no definido.

Capítulo 7. Conclusiones y Trabajos Futuros..... 57

Capítulo 8. Bibliografía..... ¡Error! Marcador no definido.

Índice de figuras

Figura 1. Funcionamiento de una Central Termoslar de Torre	III
Figura 1. Esquema de una central termosolar de torre	19
Figura 2. Esquema de los ciclos de una central termosolar de torre	20
Figura 3. Campo de helióstatos de la central Gemasolar en Sevilla.....	24
Figura 4. Detalle del recorrido de las sales por el receptor	26
Figura 5. Recorrido serpenteante de las sales entre paneles adyacentes	27
Figura 6. Flujo seguido por las sales en el receptor.....	27
Figura 7. Diseño de carcasa de difusor.....	32
Figura 8. Diseño con carcasa de voluta	32
Figura 9. Partes de una Bomba Centrífuga.....	33
Figura 10. Esquema del ciclo Rankine	35
Figura 11. Detalle del sistema de condensado ciclo de Rankine.....	36
Figura 12. Funcionamiento de un Aerocondensador.....	37
Figura 13. Bombas de Agua de Alimentación.....	38
Figura 14. Diagrama T-S del ciclo de Rankine Analizado.....	40
Figura 15. Datos de entrada requeridos en flowserve	45
Figura 16. Curvas Caudal-Altura-Eficiencia y Caudal-Potencia Bombas de Condensado 3x50%.....	46
Figura 17. Curvas Caudal-Altura-Eficiencia y Caudal-Potencia Bombas de Sales Frías 5x25%.....	48
Figura 18. Modelo de Simulink de la central Termosolar de Atacama.....	51
Figura 19. Curva Caudal-Eficiencia Bomba de Sales Frías 4x33%	57
Figura 20. Curva Caudal-Eficiencia Bomba de Sales Frías 3x50%	58

Índice de tablas

Tabla 1. Comparativa Económica de las distintas configuraciones	IV
Tabla 1. Hoja de datos Bombas de Condensado	41
Tabla 2. Hoja de datos Bombas Agua de Alimentación.....	42
Tabla 3. Hoja de Datos Bombas de Sales Calientes	43
Tabla 4. Hoja de Datos Bombas de Sales Frías	44
Tabla 5. Consumos Bombas de Condensado 3x50%	47
Tabla 6. Consumos Bombas de Condensado 2x100%	47
Tabla 7. Consumos de las Bombas de Sales Frías en configuración 5x25%	50
Tabla 8. Consumos de las bombas sin variador	50
Tabla 9. Consumo de las bombas con variador	50
Tabla 10. Producción y consumos obtenidos con el modelo de simulink.....	52
Tabla 11. Precios Bombas y Variadores.....	54
Tabla 12. Diferencias de precios y consumos de las distintas configuraciones	55
Tabla 13. Consumo Bombas Agua de Alimentación 2x100%	59

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En las centrales termosolares, la extracción de calor depende de mover sales fundidas hacia un receptor, y para ello se cuenta con bombas específicas de sales fundidas además de los grupos de bombeo típicos del ciclo de Rankine. La configuración del sistema de bombeo en estas centrales siempre suele ser redundante, es decir si se quieren mover $100 \text{ m}^3/\text{h}$, se instalan dos bombas que muevan $100 \text{ m}^3/\text{h}$ (a esto se le denomina configuración $2 \times 100\%$), de manera que si se rompe una de las dos bombas, la central pueda seguir funcionando. En otras ocasiones, cuando la central trabaja muchas horas a la mitad de carga, para mover $100 \text{ m}^3/\text{h}$, se emplean 3 bombas de $50 \text{ m}^3/\text{h}$ (configuración $3 \times 50\%$). De esta forma la central puede operar con solo una bomba en funcionamiento mucho más pequeña que la empleada en la configuración $2 \times 100\%$, suponiendo esto un importante ahorro energético. En esta línea y para ahorrar energía también se pueden instalar bombas con variador de velocidad, mucho más caras de instalar pero que permiten perfectamente optimizar el uso de la energía. Esta configuración será interesante para centrales termosolares que trabajen con mucha variabilidad de carga. El análisis técnico-económico de este proyecto va a permitir extraer conclusiones de la configuración óptima para cada grupo de bombas. En concreto en este proyecto se van a estudiar distintas configuraciones de bombeo Para centrales termosolares de torre de sales fundidas.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Llegados a este punto de la carrera he podido estudiar numerosas asignaturas y temas, sin embargo, siempre ha habido asignaturas que me suscitaban un mayor interés y motivación que otras. Este es el caso de todas las asignaturas relacionadas con el mundo de la energía y de las centrales de energía eléctrica. Esta atracción me lleva a escoger un proyecto de fin de máster de especialidad eléctrica y relacionado con plantas energía eléctrica.

Además a día de hoy hay muy pocos estudios realmente elaborados (por no decir ninguno) acerca de las distintas configuraciones de bombeo en centrales termosolares. Con este estudio se va a tratar de establecer unos límites acerca de cual puede ser la configuración más conveniente en cada caso, en función de la variabilidad de carga que pueda experimentar una central.

La decisión final vendrá determinada por el impacto económico y técnico que pueda tener una configuración u otra a lo largo de la vida útil de la central.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Tal y como se acaba de mencionar, no hay excesivos estudios robustos acerca de la optimización del bombeo en centrales termosolares, a lo cual se le va a tratar de dar una solución en este proyecto.

Hasta ahora las configuraciones de la disposición de las bombas en las centrales termosolares, venía dada por “la configuración de centrales anteriores” o por “lo que el cliente solicitaba”, y de ahí el interés de este proyecto.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos que se pretenden alcanzar con este proyecto, son los siguientes:

- Poder realizar una comparativa económica para las diferentes configuraciones de cada grupo de bombeo (bombas de condensado, bombas de agua de alimentación, bombas de sales frías, bombas de sales calientes y bombas de refrigeración).
- Obtener una configuración del sistema de bombeo óptimo para plantas termosolares de torre.
- Desarrollar un modelo simple que permita estimar para cada una de las configuraciones de bombeo, el consumo eléctrico que van a tener a lo largo de la vida útil de la central.

1.4 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

La elaboración de este proyecto contribuye a lograr los siguientes objetivos de desarrollo sostenible (ODS):

- *Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna:* como este proyecto trata de optimizar una parte de las plantas termosolares siendo estas centrales que obtienen electricidad a partir de energías renovables, persiguiendo así una manera sostenible y no contaminante de obtener energía.
- *Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos:* Como se ha dicho este proyecto, persigue hacer más eficientes las centrales termosolares, las cuales evitan millones de toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera. A medida que estas plantas sean más eficientes se contribuirá en mayor medida a evitar estas emisiones que se producen en otro tipo de centrales y que dan lugar al cambio climático.
- *Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación:* Al mismo tiempo que en este proyecto contribuye a evitar emisiones y promover una fuente de energía sostenible, también se trata de un proyecto de innovación. Como se ha mencionado anteriormente, no hay excesivos proyectos de esto en concreto, por lo que se trata de algo nuevo e innovativo.

1.5 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para llevar a cabo este trabajo, se han establecido las siguientes pautas o pasos a seguir hasta conseguir los objetivos finales del proyecto.

- Hacer un estudio sobre las centrales termosolares de torre, con sus partes principales y sus características.
- Llevar a cabo un estudio en mayor profundidad las bombas de estas identificando sus usos, las variables a considerar para el estudio definitivo y como se relacionan entre ellas (TDH, NPSHr, NPSHd, caudal, consumo hidráulico, consumo eléctrico).
- Sacar un listado de las bombas que se quieren estudiar e identificar para que se va a usar cada una de ellas (bombas de condensado, bombas de agua de alimentación, bombas de sales frías y bombas de sales calientes).
- Para cada grupo de bombas, definir varias configuraciones posibles (2x100% sin variador, 3x50% sin variador, 3x50% con variador...) y a partir del balance de cada una de ellas, hacer una hoja de datos simple de cada una de las bombas que incluya los datos relativos a la presión de aspiración (P_a), la presión de descarga (P_d), TDH ($((P_d - P_a) / (\text{dens} * g))$), caudal, densidad del fluido y temperatura del fluido.
- Desarrollar un modelo simple que permita estimar para cada una de las opciones el consumo eléctrico que van a tener a lo largo de la vida de la central. Para esta parte se van a emplear unos modelos de Simulink que tiene Acciona.
- Para cada configuración obtenida anteriormente, ponerle un precio. Este precio se obtendrá de datos de otros proyectos anteriores, junto con la colaboración de algún fabricante de bombas.
- Finalmente, con el precio y el consumo eléctrico de cada configuración se podrán hacer comparativas de unas con otras y llegar a una configuración de planta óptima.

1.6 RECURSOS A EMPLEAR

Durante el desarrollo del trabajo se van a emplear distintos recursos, como el paquete de Microsoft office (Word, Excel y PowerPoint), así como otras herramientas no tan comunes como Matlab (Simulink), con un modelo que dispone Acciona para realizar las simulaciones necesarias.

Para la selección de bombas se utilizarán herramientas del fabricante de bombas Flowserve.

Para comprender mejor el ciclo de Rankine y ver el estado de la planta se ha empleado un programa denominado Termograf.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS CENTRALES

TERMOSOLARES DE TORRE

Las centrales termosolares de torre generan energía eléctrica a partir de los rayos del sol. Esto se consigue mediante la concentración de la radiación solar en una torre en la cual se dispone de un intercambiador de calor (receptor central). El sistema emplea miles de espejos seguidores solares, denominados helióstatos que reflejan la radiación solar incidente sobre el receptor central. Estas centrales tienen un comportamiento idóneo para potencias instaladas de entre 10 y 100 MW.

El proceso de generación de electricidad en centrales termosolares se consigue de forma “parecida” a como se obtiene en centrales térmicas convencionales: se tiene una caldera - en este caso en vez de ser una caldera de carbón se tiene el receptor de la torre- donde se calienta un fluido de trabajo.

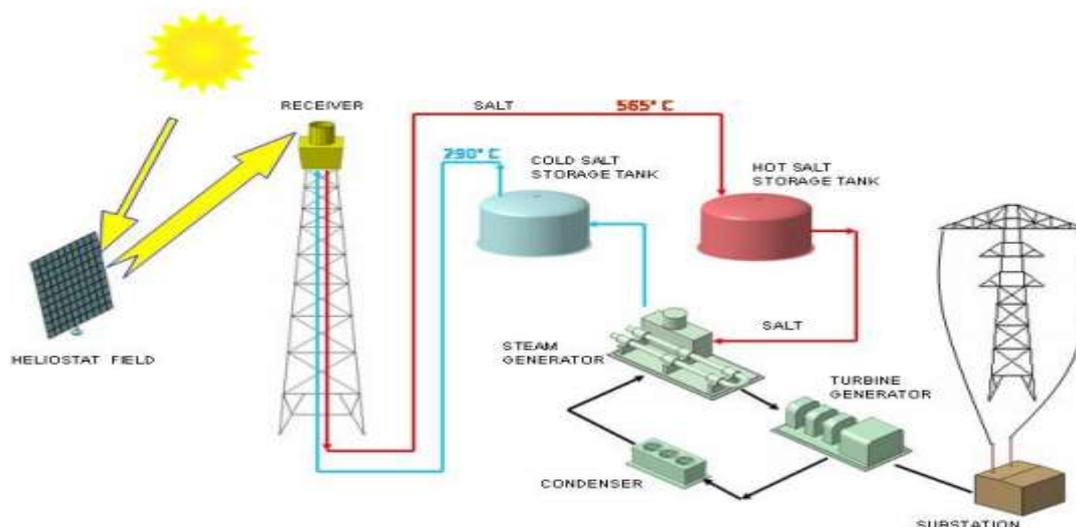


Figura 2. Esquema de una central termosolar de torre

Sin embargo a diferencia de las centrales térmicas convencionales y tal y como se puede apreciar en la *Figura 2*, en las centrales termosolares se dispone de un almacenamiento térmico. Este almacenamiento permite guardar en forma de energía térmica parte de la radiación recibida para usarla en momentos que interese para producir electricidad. Esto logra hacer estas plantas más gestionables, aporta estabilidad al mantener la producción en momentos de variabilidad y confiere libertad para diseñar plantas con un factor de capacidad mayor.

El funcionamiento por tanto de las centrales termosolares es distinto al de otras centrales eléctricas y consiste en emplear dos ciclos distintos. Por un lado, se dispone del ciclo del almacenamiento térmico en el cual se emplea una sal fundida como fluido de trabajo en el receptor central. Esta sal se bombea desde un tanque “frío” a 288°C al receptor, donde se calienta a 565°C para volver a un tanque caliente donde se almacena. Cuando es necesario que la planta genere, las sales fundidas del tanque caliente se bombean a un sistema de generación de vapor, siendo aquí donde se produce “la integración” de ambos ciclos. Del generador de vapor, las sales calientes vuelven enfriadas al tanque frío desde donde iniciaran este ciclo de nuevo cuando sea requerido. Por el generador de vapor también se hará pasar el segundo ciclo que va a consistir en un ciclo de Rankine convencional.

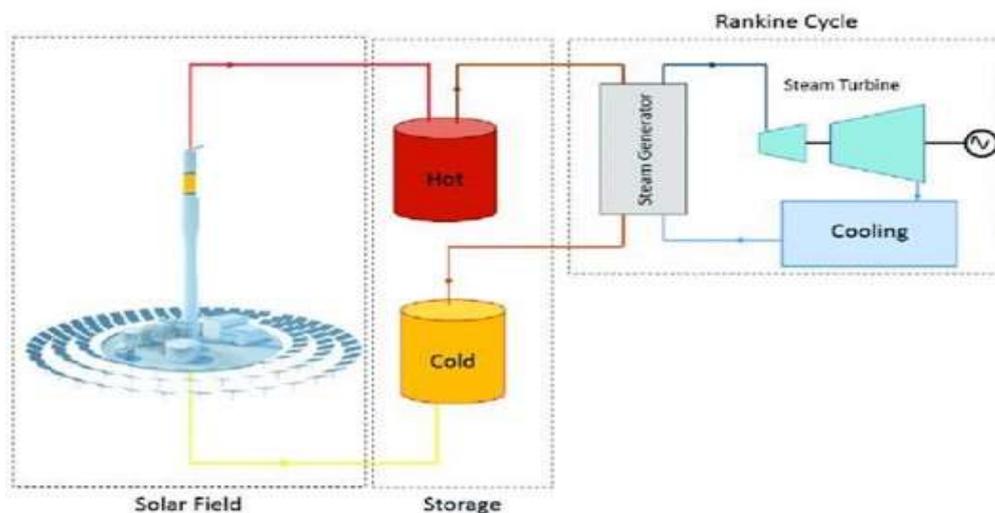


Figura 3. Esquema de los ciclos de una central termosolar de torre

2.1 EVOLUCIÓN DE LAS CENTRALES TERMOSOLARES DE TORRE

Para comprender un poco mejor el funcionamiento y las partes de una central termosolar, es interesante estudiar la evolución a lo largo de los años de esta tecnología. En el año 1982 empieza a operar la primera central termosolar de torre: la planta “Solar One”.

Se trataba de una planta en la cual el agua directamente se convertía en vapor en el receptor central, de donde se dirigía directamente a la turbina de vapor de un ciclo convencional de Rankine. Dada esta configuración de la planta en la cual el generador de la turbina estaba directamente conectado al receptor solar, cuando pasaban las nubes se interrumpía la generación de electricidad, interrumpiendo así el vertido de energía a la red, algo muy poco deseable y menos si se pretendía hacer de esta tecnología una parte importante del suministro total de la red. Esta planta tenía un pequeño sistema de almacenamiento que evitaría este efecto con el paso de las nubes, pero que apenas se usaba y era muy poco efectivo.

Este sistema consistía en almacenar el calor del sol en unos tanques rellenos de piedras y arena y usando aceite como fluido de intercambio. En cambio, este sistema presentaba una serie de limitaciones: el sistema de almacenamiento era muy complejo, termodinámicamente era ineficiente, el fluido de trabajo era inflamable y la necesidad de producir vapor en el receptor hacía que este tuviera que trabajar a muy altas presiones, teniendo que construir unos tubos demasiado gruesos para ello, lo cual limitaba la transferencia del calor del sol al vapor. Todo esto llevó a la destrucción de esta planta en 1988.

Como solución a estos problemas nace el proyecto “solar two”, gracias al uso de sales fundidas y de un sistema de almacenamiento térmico independiente al ciclo de Rankine. Ahora las sales fundidas conferían una capacidad mucho mayor de almacenamiento de energía y no se requiere de un sistema de intercambio de calor entre el almacenamiento y los sistemas de captación de energía. Además otra ventaja de estas nuevas plantas es la reducción de sus dependencia de la radiación solar pudiendo solventar los problemas de

intervalos nubosos, y permitiendo tener plena disponibilidad de la energía durante la noche o incluso 24 horas al día.

Después de Solar Two hubo un parón en la construcción de nuevos proyectos, hasta que surge Solar 3, que finalmente termina llamándose Gemasolar. Gemasolar es una central de 19MW construida en Sevilla por una UTE (Unión Temporal de Empresas) formada por dos empresas españolas, Sener y Cobra que combina las dos tecnologías anteriores. Esta central permite almacenar hasta 600 MWh permitiéndole funcionar 24/7 durante todo el verano.

Tras Gemasolar la siguiente es la central Crescent Dunes Solar construida en Tonopah (Nevada). Fue construida por la empresa española Cobra. La central se puso en marcha y en el primer año de operación se rompió el tanque de sales calientes, tras repararlo se volvió a romper y acaba de ser arrancada de nuevo tras la construcción de un nuevo tanque.

Después de esta viene Noor III. Planta construida por Sener junto con la empresa china Sepco3 en Ouazarzate (Marruecos). Esta planta lleva ya 2 años en operación.

Luego en China han empezado a desarrollar múltiples proyectos entre los cuales se encuentra Luneng, una planta construida por una empresa China con ingeniería y tecnología de Abengoa.

La siguiente es la central Cerro Dominador en Atacama (Chile), cuya puesta en marcha ha tenido lugar la primera mitad de 2021. Este proyecto ha sido construido por una UTE entre Abengoa y Acciona.

En la actualidad se encuentra en construcción otra planta termosolar de torre en Dubai, denominada Dewa IV.

2.2 PARTES DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE TORRE

Antes de comenzar a examinar a fondo las bombas de estas centrales, que es en lo que realmente consiste este proyecto, se van a estudiar las distintas partes de estas centrales para después ubicar mejor la colocación y disposición de las bombas.

Dentro de una central termosolar de torre, podemos encontrar los siguientes subsistemas:

- Sistema colector (CS)
- Sistema receptor (RS)
- Sistema generador de vapor (SGS)
- Sistema de almacenamiento térmico (SAT)
- Sistema de control maestro (SCM)
- Sistema de seguimiento de calor eléctrico (EHTS)
- Sistema de generación de energía eléctrica (EPGS)
- Balance de planta (BOP)

2.2.1 SISTEMA COLECTOR

El sistema colector (CS), del inglés Collector System, contiene el campo de colectores solares y helióstatos que reflejan y concentran la radiación solar sobre el sistema receptor. Entre los principales elementos de este sistema, podemos encontrar los siguientes elementos: unos espejos con seguimiento solar en dos ejes (helióstatos), los controladores de los helióstatos (HCs), un sistema de control de los helióstatos (HAC) y un enlace de comunicaciones entre los HCs y el HAC.

Aunque el HAC se incluye dentro del sistema colector, reside en el centro de control manteniendo todo el control sobre el sistema colector. La interfaz de operación e interacción se hará a través del DCS (Distributed Control System).



Figura 4. Campo de helióstatos de la central Gemasolar en Sevilla

2.2.2 SISTEMA RECEPTOR

El sistema receptor (RS), del inglés Receiver System, convierte la radiación solar redirigida en energía térmica. El receptor central, que es una pared cilíndrica de tubos que actúan como intercambiadores de calor, calienta las sales fundidas de nitrato procedentes del tanque frío de 290°C a 565°C e incluye las tuberías, válvulas y controles asociados, así como los requisitos de la interfaz del software del sistema de control.

En el RS podemos encontrar los siguientes componentes: el receptor, las bombas de sales frías, el tanque de entrada y el tanque de salida. El sistema receptor se instala en la parte superior de la torre.

En el funcionamiento normal del RS las sales fundidas procedentes del tanque frío, entran al tanque de entrada del receptor por la tubería de elevación, pasa por uno de los 2 circuitos de paneles, pasa por el tanque de salida del receptor y finalmente abandona el sistema por la

tubería de bajada. Este flujo se puede apreciar en la

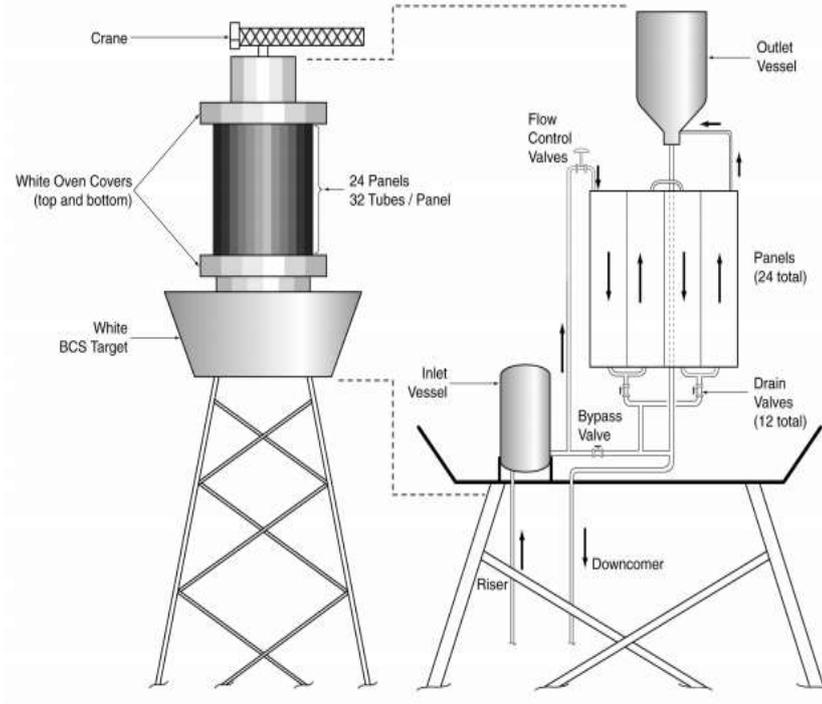


Figura 5 donde claramente se muestra el camino seguido por el flujo en el receptor, también se muestra las tuberías de drenaje y de bypass.

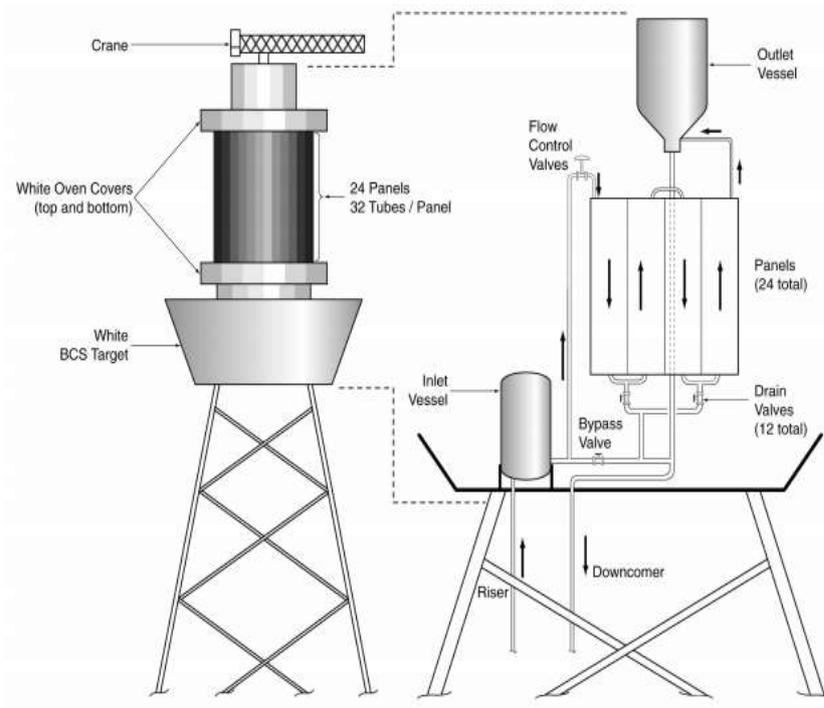


Figura 5. Detalle del recorrido de las sales por el receptor

El flujo seguido por las sales dentro del receptor es el siguiente: entran al receptor por los dos paneles que están más al norte (paneles E1 y W1). De ahí fluyen de manera serpenteante por los 6 paneles adyacentes a estos, a la altura de la línea este-oeste cruzan de un lado del receptor al otro y completan el camino por los otros 6 paneles adyacentes, saliendo por los paneles que están más al sur (paneles E12 y W12). Este camino serpenteante seguido por las sales se puede ver con más claridad en la Figura 6 y en la Figura 7. Esta será la disposición seguida para las plantas ubicadas en el hemisferio norte, en el hemisferio sur, el flujo de las sales será al revés, entrando por los paneles situados más al sur y saliendo por aquellos que están situados más al norte. El número de paneles dependerá de cada central, los ejemplos aquí mostrados se corresponden con la información pública disponible de la Solar Two.

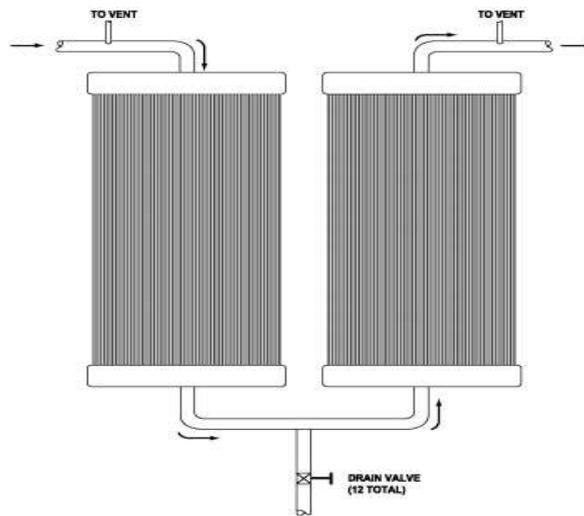


Figura 6. Recorrido serpenteante de las sales entre paneles adyacentes

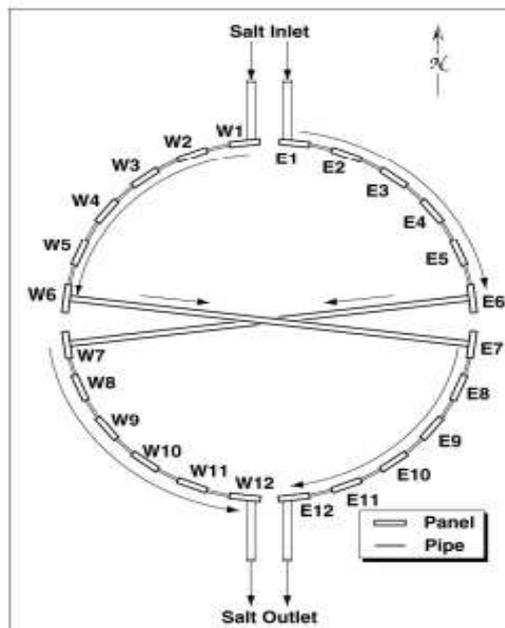


Figura 7. Flujo seguido por las sales en el receptor

2.2.3 SISTEMA GENERADOR DE VAPOR

El sistema generador de vapor (SGS), del inglés Steam Generator System, va a ser la parte de la central encargada de producir vapor sobrecalentado en las condiciones requeridas por la turbina y los sistemas auxiliares de vapor, usando la energía térmica procedente de las sales de nitrato previamente calentadas en el sistema receptor.

El SGS consta de los siguientes componentes: unos intercambiadores de calor de carcasa y tubos, como el sobrecalentador, el recalentador, el evaporador, el precalentador, un calderín de vapor, un mezclador del calderín de vapor y sendas bombas de agua de alimentación al evaporador y al precalentador del SGS.

2.2.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

El sistema de almacenamiento térmico (SAT), está compuesto por los tanques de sales fríos y calientes, que almacenan las sales a diferentes temperaturas. En el tanque caliente se almacenan sales a 565°C procedentes del sistema receptor, de ahí pasan al sistema generador de vapor y se almacenan de nuevo en el tanque frío a 290°C.

2.2.5 SISTEMA MAESTRO DE CONTROL

El sistema de control maestro (SCM), es el sistema encargado de controlar y monitorizar todos los procesos y funciones de la planta termosolar, para todos los equipos del sistema a través de todos los estados y transiciones en respuesta a las consignas del operador. El SCM está compuesto por tres grandes subsistemas: un DCS, el HAC (sistema de control de los helióstatos) y el ADAS (Sistema administrativo y de análisis de datos). Las funciones del SCM unifican todos los sistemas de la planta en una sola base de datos común que abarca el CS, el RS, el SAT, el SGS, el EHTS y el BOP.

El DCS consiste en una interfaz hombre-máquina (HMI): consolas de operador, servidores de red de ordenadores personales redundantes, servidor de red, controladores lógicos

programables (PLC) redundantes, dispositivos de entrada/salida (E/S) remotos del PLC, históricos de datos y comunicaciones de red, periféricos y software.

El HAC consta de procesadores HAC redundantes (PCs), histórico de datos, hardware y software del sistema de calibración de heliostatos (BCS). La interfaz HMI del HAC se realiza a través del DCS.

Los Sistemas Administrativos y de Análisis de Datos (ADAS) están vinculados al DCS y al HAC con acceso de sólo lectura y consisten en el Sistema de Información de Gestión (MIS), el Sistema de Control y Mantenimiento de Materiales (MCMS) y los sistemas administrativos, periféricos y software de la central termosolar de torre.

2.2.6 SISTEMA DE TRACEADO ELÉCTRICO

El sistema de traceado eléctrico (EHTS), del inglés Electric Heat Tracing System, proporciona protección contra la congelación de sales de nitrato a todos los equipos y componentes del proceso. Se trata de resistencias que calientan las tuberías y/o equipos cuando éstas se encuentran en temperaturas donde existe riesgo de congelación de sales.

El control del sistema EHTS se realizará a través de PLCs dedicadas que finalmente se comunican con el DCS. El EHTS es un sistema de proceso crítico y forma parte del sistema de control. El EHTS es necesario en todos los equipos que funcionen con sales de nitrato.

2.2.7 SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El sistema de generación de energía eléctrica (EPGS), del inglés Electric Power Generation System, convierte la energía del vapor de agua en energía eléctrica que se vierte a la red. Este sistema está compuesto por: una turbina-generator, desgasificador, condensador, sistema de alimentación y las bombas y equipo de rotación asociado a todos estos componentes.

2.2.8 BALANCE DE PLANTA (BOP)

El BOP (balance of plant) está compuesto por todos aquellos sistemas auxiliares que forman parte de una central termosolar, que son imprescindibles para el correcto funcionamiento, pero que no forman parte del resto de sistemas. El BOP alberga muchísimos componentes de las plantas termosolares, entre los cuales cabe destacar algunos como el sistema de puesta a tierra de la central, la protección contra rayos, sistemas de tratamiento de aguas, el sistema de refrigeración del agua, sistemas de protección contra incendios, el sistema de seguridad de la planta...Por tanto, el BOP está compuesto por toda una serie de sistemas muy heterogéneos, que asisten a los sistemas principales.

Capítulo 3. INTRODUCCIÓN A LAS BOMBAS

3.1 *INTRODUCCIÓN A LAS BOMBAS CENTRÍFUGAS*

Una bomba centrífuga es un tipo de bomba hidráulica que sirve para transformar la energía mecánica de un impulsor o rodete en energía cinética o de presión de un fluido incompresible. Por lo tanto, la bomba centrífuga convierte la energía con la que es accionada, en este caso mecánica, en energía hidráulica.

3.1.1 *FUNCIONAMIENTO*

El impulsor es el componente clave de una bomba centrífuga y está formado por una serie de paletas curvadas denominadas álabes que normalmente se encuentran entre dos discos (un impulsor cerrado). El fluido entra en el impulsor o rodete que gira rápidamente a lo largo de su eje y es expulsado por la fuerza centrífuga, a través de las puntas de los álabes del impulsor. El impulsor, está conectado mediante un eje de transmisión a un motor que gira a gran velocidad (normalmente entre 500 y 5000 rpm). El movimiento de rotación del impulsor acelera la salida del fluido a través de los álabes del impulsor hacia la carcasa de la bomba.

3.1.2 *PARTES DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA*

Entre las principales partes de una bomba centrífuga, podemos encontrar las siguientes:

- **Carcasa:** Parte que protege a todos los mecanismos internos que permiten el accionar de la bomba.
- **Entrada y Salida:** conductos por donde circula el agua. El de entrada se conoce como tubería de aspiración y el de salida como tubería de impulsión.
- **Impulsor o rodete:** Dispositivos usados para impulsar el agua contenida en la carcasa. Están formados por una serie de álabes de diversas formas que giran dentro

de una carcasa circular. El rodete va unido solidariamente al eje y es la parte móvil de la bomba.

- **Difusor o Voluta:** las bombas centrífugas pueden ser de carcasa en forma de voluta o de difusor. En una carcasa de voluta, el impulsor está desplazado, creando un embudo curvo con una sección transversal creciente hacia la salida de la bomba. En el caso de las de difusor, el difusor está formado por unos álabes fijos divergentes, que al incrementarse la sección de la carcasa, la velocidad del agua irá disminuyendo lo que contribuye a transformar la energía cinética en energía de presión, mejorando el rendimiento de la bomba.
- **Eje:** Elemento que sostiene el impulsor para que gire sobre este con la fuerza del motor. Según la posición del eje en bombas de eje horizontal y bombas de eje vertical.
- **Cojinetes o rodamientos:** Piezas que sostienen adecuadamente el eje del impulsor
- **Motor:** componente fundamental de la bomba centrífuga que permite mover el eje y a su vez el impulsor para conseguir el movimiento del agua. Según su potencia, podrá movilizar más agua en menos tiempo.

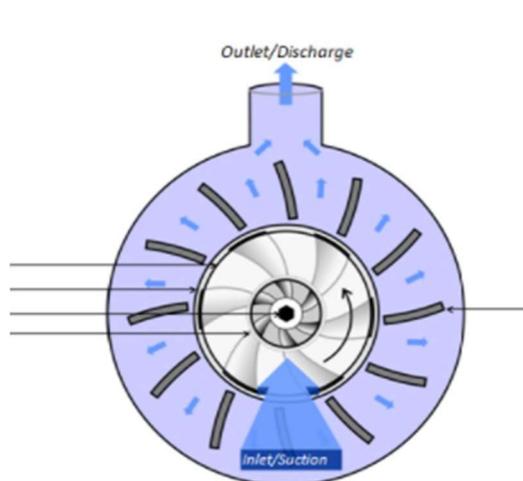


Figura 8. Diseño de carcasa de difusor

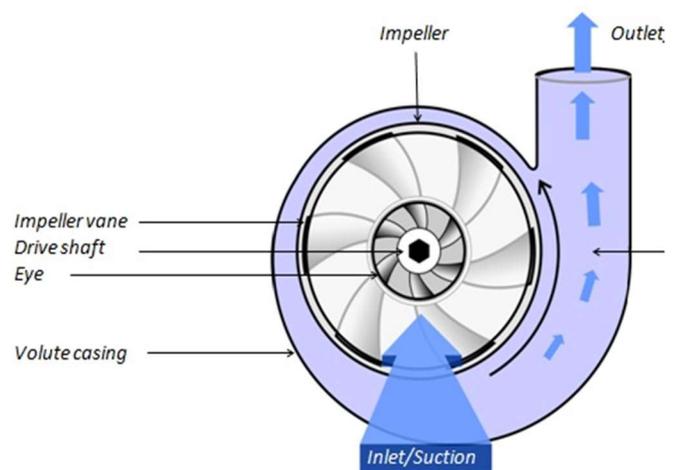


Figura 9. Diseño con carcasa de voluta

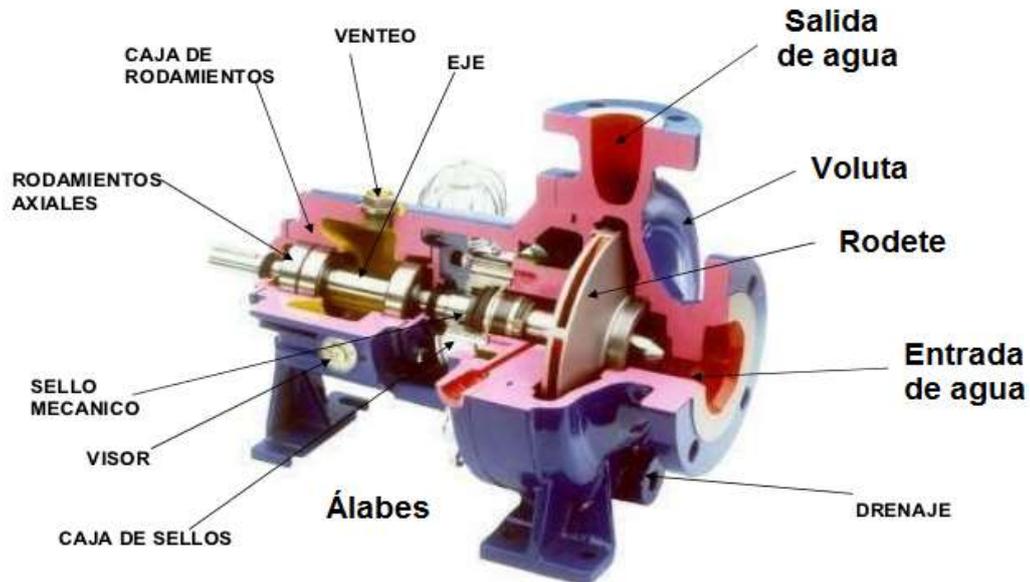


Figura 10. Partes de una Bomba Centrífuga

3.1.3 APLICACIONES

En cuanto a sus usos, las bombas centrífugas tienen numerosas aplicaciones en diversas industrias. Se usan a menudo en refinerías de petróleo y plantas de energía como es el caso que nos aplica en este proyecto. También son la bomba preferida para aplicaciones de agua municipal. Se usan para mover el suministro de agua general desde la tubería de presión en los casos en que se requiere una pequeña o ninguna elevación de succión.

También se pueden usar para aplicaciones de alimentación de calderas, gestión de aguas residuales, protección contra inundaciones, drenaje e irrigación.

Las bombas centrífugas también tienen numerosas aplicaciones de construcción. Se utilizan para proporcionar servicio de refuerzo en los hogares, se usan en sistemas de rociadores de protección contra incendios o también se pueden usar para sistemas de drenaje y aire acondicionado.

Las industrias químicas y de procesos utilizan bombas centrífugas para aplicaciones tales como productos químicos, pinturas, productos petroquímicos, productos farmacéuticos, celulosa, hidrocarburos, producción de alimentos, bebidas y refinado de azúcar.

3.1.4 VARIABLES

Para poder escoger correctamente las bombas, antes es necesario conocer las distintas variables que intervienen en estas, como son el consumo eléctrico, el consumo hidráulico, el caudal... y como se relacionan entre ellas. Estas variables serán fundamentales para el posterior estudio de las configuraciones. Entre las variables de las bombas que se van a considerar están: el TDH, NPSHd, NPSHr, el caudal, el consumo eléctrico y el consumo hidráulico.

- TDH: (Total Dynamic head). Es la parte dinámica de la energía mecánica total disponible de un líquido. Se calcula como presión de aspiración menos presión de impulsión entre densidad por gravedad.
- NPSHd: (Net Positive Suction Head disponible). Es la diferencia entre la presión en el centro de la sección de entrada de la bomba y la presión de vapor, expresado como una diferencia de alturas en m.
- NPSHr: (Net Positive Suction Head requerido) Cuando la presión de entrada cae las burbujas de cavitación comienzan a aparecer en la bomba. Para evitar condiciones de cavitación inadmisibles, se requiere un valor mínimo de NPSH, que se indica (en m) en las curvas de NPSHr. Por tanto $NPSHd > NPSHr$.
- Caudal: medido m^3/s es la cantidad de fluido que circula por la bomba.
- Consumo eléctrico: energía eléctrica consumida por la bomba.

Capítulo 4. GRUPOS DE BOMBEO

Una vez conocido el funcionamiento de las centrales termosolares de torre, y también conocido el funcionamiento y las características de las bombas que son parte esencial de estas, ahora se va a entrar a conocer más en profundidad los principales grupos de bombeo presentes en las centrales termosolares para continuar con los objetivos del proyecto.

Dentro de las centrales termosolares de torre, que son las que se están estudiando en este caso se pueden distinguir diferentes grupos de bombas en función de donde estén situadas en la central y de su función. Así se pueden distinguir 5 tipos distintos de grupos de bombas:

- Bombas de condensado
- Bombas de agua de alimentación.
- Bombas de sales calientes
- Bombas de sales frías

A continuación, se hablará con un poco más de detalle de cada una de ellas.

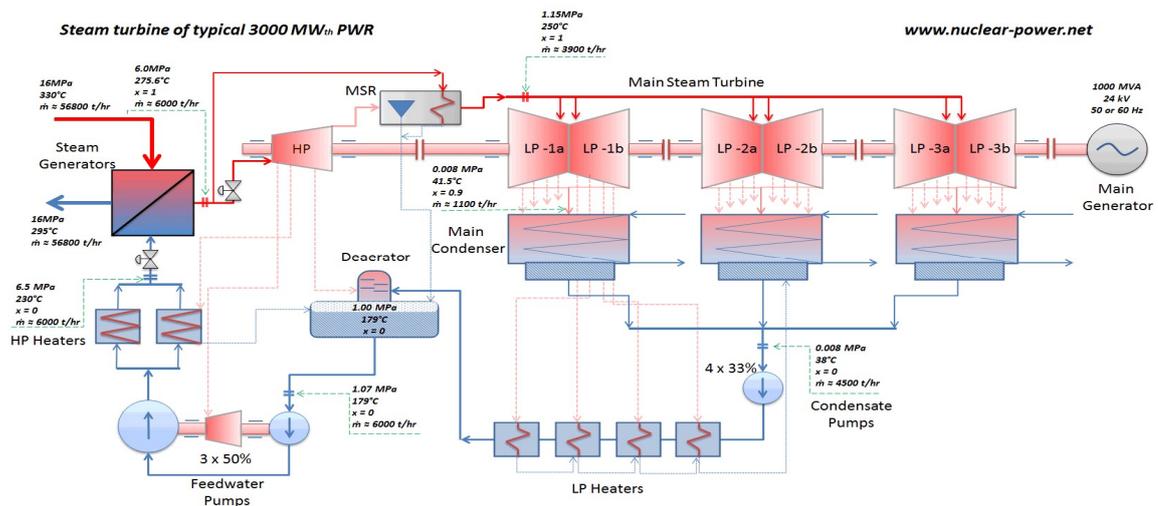


Figura 11. Esquema del ciclo Rankine

En la *Figura 11*, se muestra de forma esquemática un ciclo de Rankine, en el cual se pueden apreciar las bombas de condensado y las bombas de agua de alimentación, el resto de bombas no se aprecian en esta figura dado que no forman parte como tal del propio ciclo de Rankine, sino que son bombas del “ciclo de las sales” de la central termosolar.

4.1 BOMBAS DE CONDENSADO

En la *Figura 12*, que se muestra a continuación, se pueden observar con más detalle las bombas de condensado. Estas bombas se encargan tal y como se ve en la figura de recoger el vapor de agua condensado en los condensadores procedente de la salida de la turbina de vapor y mandarlo a través de los precalentadores de baja presión al desgasificador. En este esquema se presentan las bombas condensado están dispuestas en una configuración 4x33%, lo cual es una configuración interesante pero no tiene porque ser la más óptima para las centrales de estudio, algo que se averiguará más adelante.

Los precalentadores de baja presión, son unos intercambiadores de tipo tubo-carcasa, donde se va a calentar el agua impulsada por las bombas de condensado utilizando para ello vapor de agua extraído en diferentes etapas de la expansión de turbina.

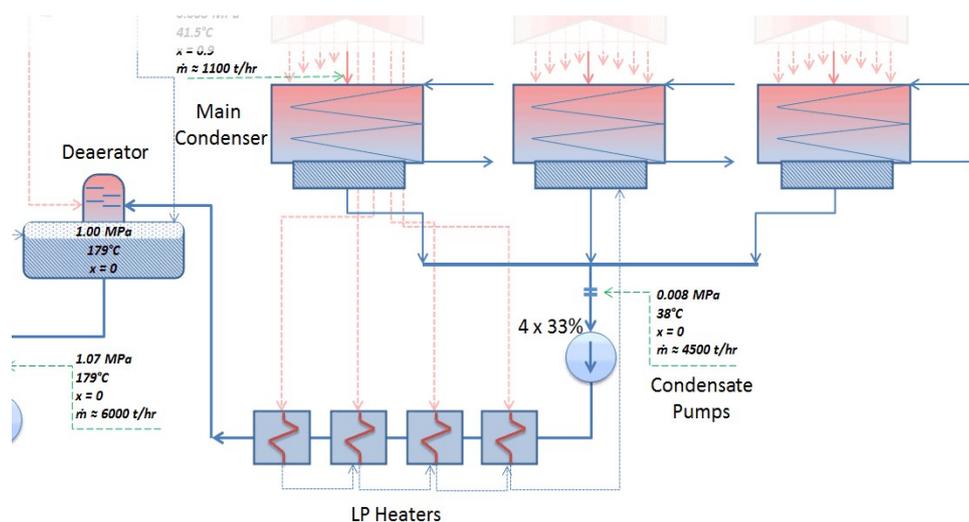


Figura 12. Detalle del sistema de condensado ciclo de Rankine

El desgasificador es un tanque en el cual se elimina el oxígeno disuelto en el agua que es necesario para reducir la oxidación de los diferentes elementos de la planta. Del desgasificador, el agua se va a dirigir hacia las bombas de agua de alimentación, de las cuales se va a hablar más adelante.

En cuanto a los condensadores estos pueden ser o bien de superficie con torres de refrigeración que toman el agua de embalses y ríos para la condensación del vapor de agua o bien pueden ser aerocondensadores. Estos últimos son la tendencia actual en los últimos años y ya se venían usando en climas más bien áridos donde el agua es un bien escaso.

Estos aerocondensadores, como su propio nombre indica no emplean agua para la condensación, sino que enfrían el vapor del ciclo por medio de una corriente de aire seca. Además, estos sistemas eliminan los problemas de mantenimiento asociados al agua a costa de aumentar la temperatura del foco frío.

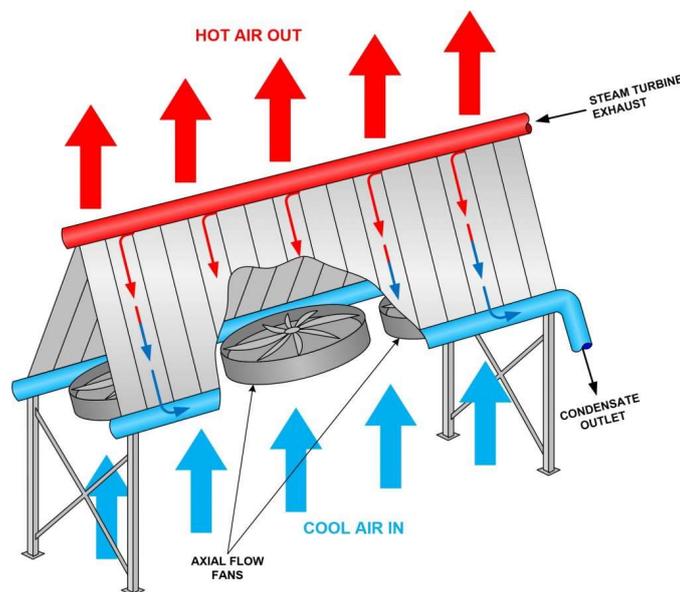


Figura 13. Funcionamiento de un Aerocondensador

4.2 BOMBAS DE AGUA DE ALIMENTACIÓN

Las bombas de agua de alimentación como ya se ha dicho anteriormente, recogen el agua del desgasificador para impulsarla a través de los precalentadores de alta presión (donde al igual que en los precalentadores de baja presión, se calienta el agua con vapor de extracciones intermedias de las turbinas de alta presión) al sistema de generación de vapor.

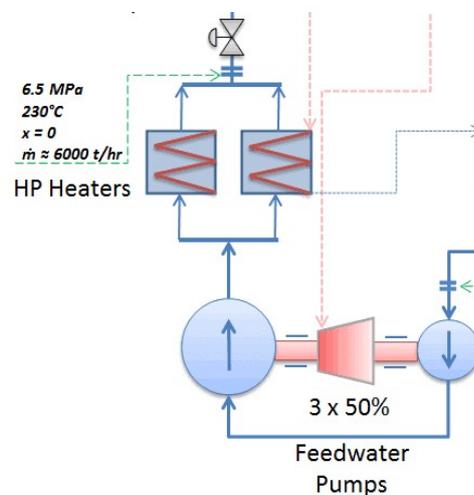


Figura 14. Bombas de Agua de Alimentación

Generalmente el grupo de bombas de agua de alimentación presenta una configuración de 3x50%, es decir 3 bombas en paralelo con una capacidad del 50% del flujo másico que se debe bombear en condiciones nominales. Esto no quiere decir que finalmente se vaya a elegir esta configuración para las bombas de agua de alimentación, ya que como se ha mencionado ya en diversas ocasiones se va a hacer un estudio exhaustivo para elegir la configuración óptima.

4.3 BOMBAS DE SALES DE FRÍAS

Las bombas de sales frías son las encargadas de bombear las sales desde el tanque de sales frías a 290°C al receptor solar donde se calientan gracias a la energía térmica aportada por los helióstatos del campo solar hasta 565°C. Estas bombas son claves en el correcto funcionamiento de las plantas termosolares ya que, de no circular este caudal de sales por el receptor, en pocos segundos los tubos que lo componen se fundirían.

El caudal que van a tener que bombear estas bombas es variable a lo largo del día y del año, dependiendo de la radiación solar y de la posición del sol. Por lo tanto estas bombas suelen tener variador de velocidad. Además los caudales por estas bombas van a ser bastante grandes, por lo que entre esto y que son bombas muy importantes las configuraciones que se van a estudiar en este caso incluyen un gran número de bombas.

La configuración original es de 4x33%, pero también se van a estudiar las posibilidades de 3x50% y de 5x25%.

4.4 BOMBAS DE SALES CALIENTES

Las bombas de sales calientes son las encargadas de bombear las sales desde la salida del receptor central a 565°C hasta el sistema generador de vapor, donde va a ceder todo su calor a una corriente de agua enfriándose las sales de nuevo y retornando al tanque de sales frías, mientras que el agua con toda la energía transferida se convierte en vapor sobrecalentado.

Las configuraciones a estudiar en este tipo de bombas van a ser de 2x100% y 3x50%.

Las bombas encargadas de esos incrementos de presión son las bombas de condensado (entre los puntos 5 y 6), y las bombas de agua de alimentación (entre los puntos 11 y 12). Sin embargo y como se ha mencionado antes estas no son las únicas bombas que se van a estudiar, también se van a estudiar las de sales frías y las de sales calientes. De todas ellas se han elaborado unas hojas de datos a partir del balance de la planta cuando esta está operando al 100% de su carga, y de ahí se han sacado diversos valores.

5.1 BOMBAS DE CONDENSADO

PUMP DATA SHEET			
BOMBAS DE CONDENSADO	Quantity 2	Size	2x100%
Fluid Pumped	Water		
Fluid Characteristics	Liquid		
Pump integration	Pumps connected in parallel		
Normal temperature		°C	52
Viscosity at normal temperature		cP	0,529
Density at normal temperature		kg/m ³	987,09
Vapor pressure at maximum temperature		bara	0,136
Operation discharge pressure		bara	17,80
Operation suction pressure		bara	0,64
Design head (TDH)		m	177,20
Shut-off head		m	230,36
Design NPSHd Available		m	5,22
NPSH Required		m	4,72
Normal operation flow		m ³ /h	282,1
Design flow		m ³ /h	310,3
Runout flow		m ³ /h	338,48
Minimum continuous recirculation flow		m ³ /h	

Tabla 2. Hoja de datos Bombas de Condensado

Todos los datos que aparecen en la tabla anterior, se van a emplear para dimensionar las bombas de condensado que se van a utilizar. En este caso se trata de una configuración de las bombas de condensado de 2x100%, que no es la única configuración de estudio de este tipo de bombas, sino que tal y como se ha mencionado antes también se estudia la configuración de 3x50%. Sin embargo, para no saturar esta memoria de tablas, tan solo se

adjunta la tabla de datos de una de las dos configuraciones de estudio, ya que para la otra configuración la tabla de datos es exactamente igual, solo que los caudales van divididos por dos ya que en el caso de 2x50% cada bomba bombea la mitad del caudal nominal.

Para el resto de bombas, se va seguir el mismo patrón en esta memoria.

5.2 BOMBAS DE AGUA DE ALIMENTACIÓN

PUMP DATA SHEET			
BOMBAS AGUA DE ALIMENTACIÓN	Quantity 2	Size	2x100%
Fluid Pumped		Water	
Fluid Characteristics		Liquid	
Pump integration		Pumps connected in parallel	
Normal temperature		°C	178
Viscosity at normal temperature		cP	0,181
Density at normal temperature		kg/m ³	889,13
Vapor pressure at maximum temperature		bara	7,29
Operation discharge pressure		bara	147,60
Operation suction pressure		bara	11,48
Design head (TDH)		m	1560,59
Shut-off head		m	2028,76
Design NPSHd Available (NPSHdisp = (Pasp-Pv)/ro*g)		m	48,04
NPSH Required (NPSHd > NPSHr + 0,5)		m	47,54
Normal operation flow		m ³ /h	376,5
Design flow		m ³ /h	414,2
Runout flow		m ³ /h	451,86
Minimum continuous recirculation flow		m ³ /h	

Tabla 3. Hoja de datos Bombas Agua de Alimentación

Nuevamente las dos configuraciones de estudio son las mismas que para las bombas de condensado: 2x100% y 3x50%. En la tabla de encima se ha adjuntado el caso de 2x100%, pero nuevamente en el caso de 3x50% la hoja de datos sería exactamente la misma salvo los caudales que se dividen por 2.

Tanto en las bombas de condensado como en las de agua de alimentación, el fluido del que se estudian las propiedades es el agua, siendo las sales el fluido de estudio para el cual se

obtendrán sus propiedades en el caso de las bombas de sales frías y las bombas de sales calientes.

5.3 BOMBA DE SALES CALIENTES

PUMP DATA SHEET			
BOMBAS DE SALES CALIENTES	Quantity 2	Size	2x100%
Fluid Pumped	Water		
Fluid Characteristics	Liquid		
Pump integration	Pumps connected in parallel		
Normal temperature		°C	565
Viscosity at normal temperature		cP	1,14351
Density at normal temperature		kg/m ³	1728,43
Vapor pressure at maximum temperature		bara	0
Operation discharge pressure		bara	7,39
Operation suction pressure		bara	1,03
Design head (TDH)		m	37,53
Shut-off head		m	48,79
Design NPSHd Available ($NPSH_{disp} = (P_{asp} - P_v) / \rho \cdot g$)		m	6,05
NPSH Required ($NPSH_d > NPSH_r + 0,5$)		m	5,55
Normal operation flow		m ³ /h	1325,7
Design flow		m ³ /h	1458,3
Runout flow		m ³ /h	1590,85
Minimum continuous recirculation flow		m ³ /h	

Tabla 4. Hoja de Datos Bombas de Sales Calientes

Al igual que en los dos grupos anteriores de bombas aquí se han elaborado las hojas de datos de las configuraciones 2x100% y 3x50%. Como se ha mencionado ya en repetidas ocasiones para el caso de 3x50% los flujos de esta configuración se dividirán por 2 para obtener los caudales de cada una de las bombas.

5.4 BOMBAS DE SALES FRÍAS

PUMP DATA SHEET			
BOMBAS DE SALES FRÍAS	Quantity	3	Size 3x50%
Fluid Pumped	Water		
Fluid Characteristics	Liquid		
Pump integration	Pumps connected in parallel		
Normal temperature		°C	292
Viscosity at normal temperature		cP	3,46
Density at normal temperature		kg/m ³	1902,97
Vapor pressure at maximum temperature		bara	0
Operation discharge pressure		bara	57,85
Operation suction pressure		bara	0,93
Design head (TDH)		m	304,89
Shut-off head		m	396,36
Design NPSHd Available ($NPSH_{disp} = (P_{asp} - P_v) / \rho \cdot g$)		m	4,99
NPSH Required ($NPSH_d > NPSH_r + 0,5$)		m	4,49
Normal operation flow		m ³ /h	1599,1
Design flow		m ³ /h	1759,0
Runout flow		m ³ /h	1918,95
Minimum continuous recirculation flow		m ³ /h	

Tabla 5. Hoja de Datos Bombas de Sales Frías

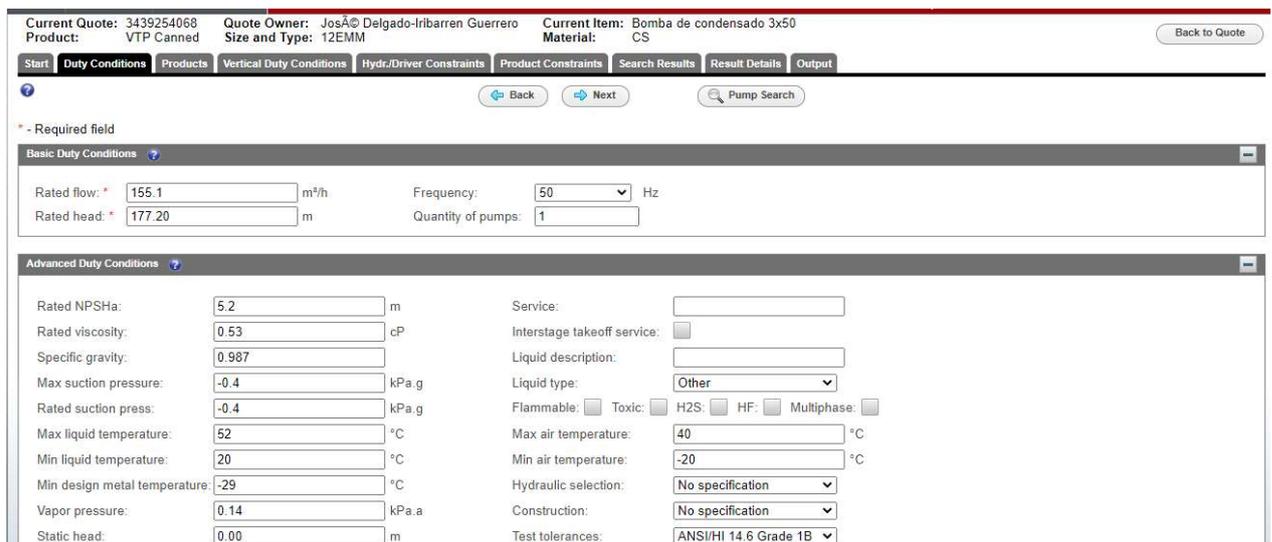
En este caso las configuraciones a estudiar son ligeramente distintas a las anteriores, y se han elaborado hojas de datos para las configuraciones 3x50%, 4x33% y 5x25%, pero al igual que con las otras bombas tan solo se adjunta una de ellas ya que el resto son exactamente iguales variando únicamente los caudales.

En este caso para la configuración 4x33%, el caudal por cada una de estas bombas será el caudal nominal que deben llevar estas bombas en total (no confundir con el de la tabla de arriba, que al ser configuración de 3x50%, cada bomba solo lleva la mitad del caudal nominal), dividido por 3. En el caso de las de 4x25% los caudales por cada una de ellas, serán los de la tabla 4, multiplicados por 2 (100 % del caudal) y dividido entre 4 (25% del caudal cada una), quedando aún así una bomba redundante de las mismas características que las otras 4, por si alguna de estas fallara.

Capítulo 6. ELECCIÓN DE LAS BOMBAS

6.1 SELECCIÓN DE LAS BOMBAS

Una vez se tienen las hojas de datos con las principales variables de cada bomba, ya se pueden dimensionar y obtener las bombas exactas que se necesitan. Para ello se ha empleado la herramienta online Affinity disponible en la web de Flowserve, en la cual tienes que introducir todos los datos y condiciones referentes a las bombas que te interesa.



Current Quote: 3439254068 Quote Owner: JosÁ© Delgado-Iribarren Guerrero Current Item: Bomba de condensado 3x50
Product: VTP Canned Size and Type: 12EMM Material: CS [Back to Quote](#)

Start Duty Conditions Products Vertical Duty Conditions Hydr./Driver Constraints Product Constraints Search Results Result Details Output

Back Next Pump Search

* - Required field

Basic Duty Conditions

Rated flow: * 155.1 m³/h Frequency: 50 Hz
Rated head: * 177.20 m Quantity of pumps: 1

Advanced Duty Conditions

Rated NPSHa: 5.2 m Service:
Rated viscosity: 0.53 cP Interstage takeoff service:
Specific gravity: 0.987 Liquid description:
Max suction pressure: -0.4 kPa.g Liquid type: Other
Rated suction press: -0.4 kPa.g Flammable: Toxic: H2S: HF: Multiphase:
Max liquid temperature: 52 °C Max air temperature: 40 °C
Min liquid temperature: 20 °C Min air temperature: -20 °C
Min design metal temperature: -29 °C Hydraulic selection: No specification
Vapor pressure: 0.14 kPa.a Construction: No specification
Static head: 0.00 m Test tolerances: ANSI/HI 14.6 Grade 1B

Figura 16. Datos de entrada requeridos en flowserve

En Affinity se rellenan unas pestañas como esta para cada bomba donde se especifican la mayoría de datos adquiridos en el apartado anterior. Una vez rellenos todos los requerimientos de cada bomba, la herramienta te da a elegir entre una serie de bombas que cumplan con los requisitos especificados, de las cuales siempre se ha elegido la que cumpla todos los requisitos y además tenga la mayor eficiencia. Una vez seleccionada la bomba es el propio programa el que te saca una hoja de datos muy detallada con todas las características de las bombas.

6.2 CÁLCULO DE LOS CONSUMOS DE CADA BOMBA

También de flowserve, obtenemos las curvas caudal-altura-eficiencia y caudal-potencia, de cada bomba, las cuales se van a utilizar a continuación para conocer los consumos de cada bomba en los distintos niveles de carga. En la *Figura 17*, se muestran todas estas curvas en una bomba de condensado empleada en configuración 3x50. Si nos fijamos en la *Tabla 2*, se puede ver que el caudal nominal de operación de esta bomba al 100% de carga, coincide con el triángulo rojo y son exactamente $155 \text{ m}^3/\text{h}$ (o lo que es lo mismo $310/2$, que es como aparece en la tabla). De la misma forma se puede comprobar como el TDH nominal son unos 178 m , lo cual coincide con los $177,2 \text{ m}$ de la *Tabla 2*.

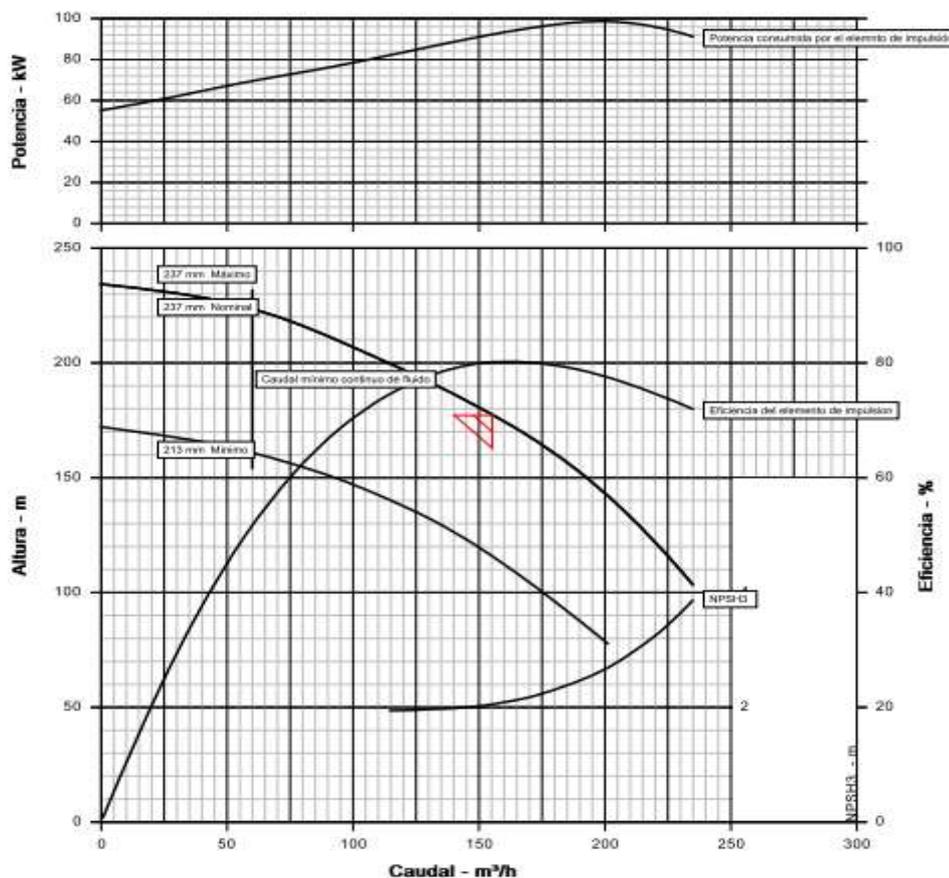


Figura 17. Curvas Caudal-Altura-Eficiencia y Caudal-Potencia Bombas de Condensado 3x50

De esa misma figura, pero en este caso de la curva caudal-potencia, se pueden sacar los consumos de las bombas cuando no están operando al 100% de carga. Cuando operan por ejemplo a un 50% de carga el caudal que deben bombear las dos bombas (recordar que se está explicando el caso de 3 bombas del 50% de caudal nominal cada una), es de 160 m³/h, en este caso con una sola bomba operando casi al 100% de su capacidad es suficiente, y para conocer lo que está consumiendo en ese momento, entramos a la curva caudal-potencia con 160 m³/h y vemos que el consumo es de 93 kW. Este mismo procedimiento es el que se lleva a cabo, para conocer el consumo de todas las bombas en sus distintas cargas, siempre y cuando no lleven variador. A continuación se presentan los resultados de los consumos de las bombas de condensado, con las distintas configuraciones.

Bombas de Condensado 3x50%			
Load %	Caudal [m ³ /h]	Nº Bombas	Consumo [kWe]
10%	47,4	1	70,00
25%	87,9	1	75,00
50%	159,7	1	93,00
75%	222,1	2	160,00
100%	283,6	2	178,00

Tabla 6. Consumos Bombas de Condensado 3x50%

Para el caso de 2x100% en bombas de condensado el proceso es exactamente el mismo, pero por simplificar la memoria se van a mostrar únicamente los consumos. Todos estos consumos, van a servir como entrada a un modelo que va a calcular la producción total de la planta pero que se explicará más adelante.

Bombas de Condensado 2x100%			
Load %	Caudal [m ³ /h]	Nº Bombas	Consumo [kWe]
10%	47,35	1	135,00
25%	87,93	1	135,00
50%	159,73	1	145,00
75%	222,09	1	161,00
100%	283,55	1	180,00

Tabla 7. Consumos Bombas de Condensado 2x100%

Para el resto de bombas el método de cálculo es ligeramente distinto, porque para todas las demás en todas las configuraciones van a ser con variador o sin variador. En caso de que las configuraciones no lleven variador, entonces la forma de calcular el consumo será idéntica a la expuesta anteriormente, pero si incluyen variador entonces, el consumo se calcula de forma ligeramente distinta. Se va a poner un ejemplo del cálculo del consumo de las bombas de sales frías en configuración 5x25%.

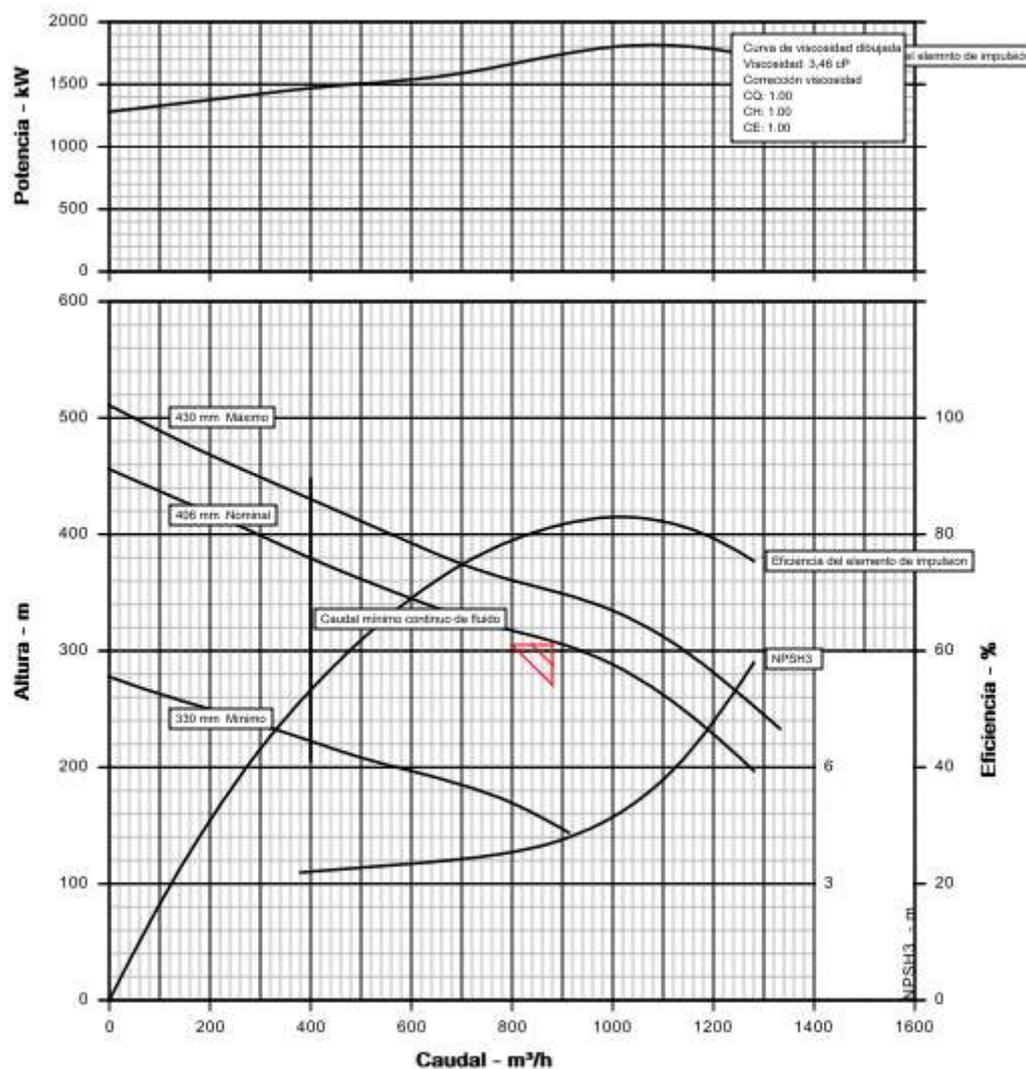


Figura 18. Curvas Caudal-Altura-Eficiencia y Caudal-Potencia Bombas de Sales Frías 5x25%

El variador, permite funcionar a la bomba a velocidades distintas a la nominal, por eso cuando no hay variador se entra directamente a la curva Caudal-Potencia para obtener el consumo. En este caso se va a calcular un consumo proporcional al nominal para los distintos caudales, en función de la altura requerida por la bomba en cada momento (en cada nivel de carga), es decir el TDH requerido en cada momento. A continuación se expone un ejemplo muy simple de este cálculo.

Supóngase que se quiere obtener el consumo de las bombas de sales frías en configuración 5x25%, cuando la central funciona a un 75% de carga. En ese caso, el caudal que circulará por las bombas de sales frías será un 75% del caudal a plena carga, en este caso son 2397 m³/h, y tal y como se puede ver en la *Figura 18*, el caudal máximo para cada una de estas bombas es de 880 m³/h, por lo tanto se necesitarán 3 bombas que lleven aproximadamente 800 m³/h cada una. Para este caudal la altura que pueden levantar a velocidad nominal (TDH nominal se ha llamado en esta tabla), es de 320 m, consumiendo en este caso 4950 kW (ambos datos obtenidos de las curvas de la *Figura 18*), pero como la altura necesaria a superar es ligeramente inferior a esta (TDH requerido), para lo cual se emplea el variador, entonces el consumo será ligeramente inferior pudiéndose obtener de la siguiente manera:

$$Cons = Cons.Sin Variador * \frac{TDHreq}{TDHnom} = 4950 * \frac{307,8}{320} = 4761,24 kW < 4950 kW$$

Dónde el TDH requerido o la altura necesaria que tiene que levantar la bomba es:

$$TDH = \frac{(Pdesc - Pasp)}{densidad * g} = \frac{(59,56 - 2,1) * 10^5}{1902,97 * 9,81} = 307,8 m$$

Nótese que las presiones se multiplican por 10⁵ para pasar de bar a kPa, la densidad es la densidad de las sales frías expresada en kg/m³, y g es la aceleración de la gravedad: 9,81 m/s².

Siguiendo este mismo procedimiento para todos los caudales y todas las configuraciones se obtienen todos los consumos de las bombas como el obtenido en la *Tabla 8*.

BOMBAS DE SALES FRÍAS 5X25% CON Y SIN VARIADOR									
Load %	P desc [bar]	P asp [bar]	Nº Bombas	Caudal x bomba	TDH req [m]	TDH nom [m]	Caudal [m³/h]	Consumo Sin Variador [kWe]	Consumo con Variador [kWe]
10%	57,84	2,10	1	320	298,58	380	319,7	1500,00	1178,62
25%	58,01	2,10	1	799	299,49	320	799,3	1650,00	1544,27
50%	58,60	2,10	2	799	302,65	320	1598,6	3300,00	3121,13
75%	59,56	2,10	3	799	307,80	320	2397,8	4950,00	4761,24
100%	60,88	2,10	4	799	314,87	320	3197,11	6600,00	6494,15

Tabla 8. Consumos de las Bombas de Sales Frías en configuración 5x25%

Así, una vez explicado como se obtienen los consumos de las distintas configuraciones de bombas, se han elaborado sendas tablas, donde se presentan cada uno de los consumos.

CONSUMOS SIN VARIADOR [kW]									
Load	BCOND_3x50	BCOND_2x100	BAA_3x50	BAA_2x100	BSSCC_3x50	BSSCC_2x100	BSSFF_5x25	BSSFF_4x33	BSSFF_3x50
10%	70	135	-	1400	-	280	1500	-	2600
25%	75	135	-	1500	-	280	1650	-	2600
50%	93	135	-	1700	-	280	3300	-	3200
75%	160	135	-	1800	-	300	4950	-	5800
100%	178	135	-	1900	-	320	6600	-	6400

Tabla 9. Consumos de las bombas sin variador

CONSUMOS CON VARIADOR [kW]									
Load	BCOND_3x50	BCOND_2x100	BAA_3x50	BAA_2x100	BSSCC_3x50	BSSCC_2x100	BSSFF_5x25	BSSFF_4x33	BSSFF_3x50
10%	-	-	312	532	130	183	1179	1991	2168
25%	-	-	374	578	114	160	1544	2114	2212
50%	-	-	758	717	125	158	3121	4273	3104
75%	-	-	1195	1151	261	218	4761	6518	5410
100%	-	-	1960	1793	322	279	6494	7422	6459

Tabla 10. Consumo de las bombas con variador

Hay algunos casos en los que no se han estudiado ambos casos (con y sin variador), eso es porque de cara al resultado final no afecta, ya que en ningún caso de esos la presencia del variador o no va a ser determinante. En el caso de las bombas de condensado, al tratarse de un consumidor relativamente pequeño, se desestima la necesidad de utilizar variadores de velocidad.

Capítulo 7. EJECUCIÓN Y RESULTADOS

7.1 EJECUCIÓN DEL MODELO DE SIMULINK

Una vez se tienen todos los consumos detallados por bomba y configuración se procede a ejecutar un modelo de Simulink de Acciona que simula un año de producción de la Central Termosolar Cerro Dominador. Lo que nos va a interesar de este modelo son solo algunas entradas y salidas.

Lo más importante del modelo es introducirle los consumos de las bombas presentados anteriormente, además de estas entradas, el modelo tiene otro gran número de entradas pero que no son de interés para este proyecto.

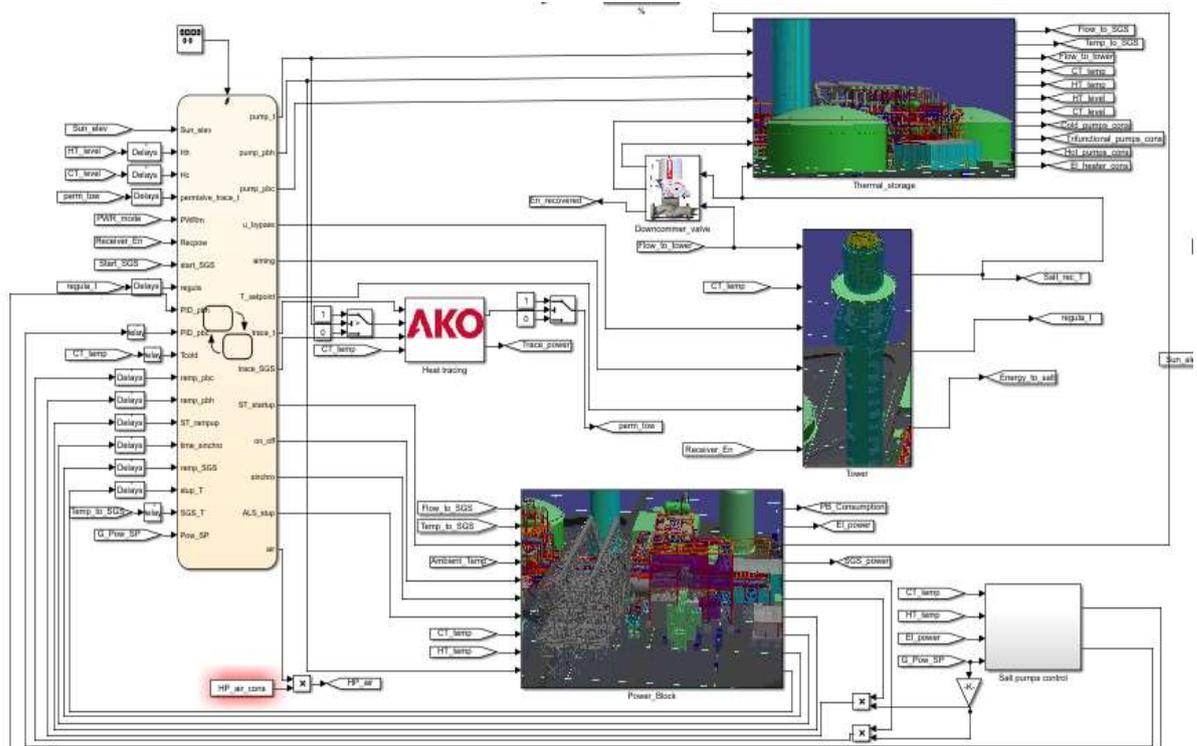


Figura 19. Modelo de Simulink de la central Termosolar de Atacama

Con estas entradas el modelo ofrece numerosas salidas, entre ellas la producción diaria de la central, los consumos de las bombas, consumos offline y otros consumos que tampoco son de interés en este proyecto.

7.2 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Todas estas salidas el modelo las escribe en un fichero Excel, del cual se han extraído los datos que más interesan y se presentan a continuación.

	Producción Eléctrica Anual	Consumo Offline
Sales frías 5x25%	799,46 GWh	5,57 GWh
Sales frías 5X25% Sin Variador	798,97 GWh	5,60 GWh
Sales frías 4x33%	795,36 GWh	5,81 GWh
Sales frías 3x50%	798,72 GWh	5,63 GWh
Sales frías 3x50% Sin Variador	798,32 GWh	5,68 GWh
Sales calientes 3x50%	795,04 GWh	5,80 GWh
Sales calientes 2x100%	795,36 GWh	5,81 GWh
Sales calientes 2x100% Sin Variador	795,05 GWh	5,81 GWh
Condensado 3x50%	795,36 GWh	5,81 GWh
Condensado 2x100%	795,35 GWh	5,87 GWh
Agua alimentación 3x50%	794,10 GWh	5,60 GWh
Agua alimentación 2x100%	795,36 GWh	5,81 GWh
Agua alimentación 2x100% Sin Variador	794,50 GWh	6,63 GWh

Tabla 11. Producción y consumos obtenidos con el modelo de simulink

En esta tabla se presentan dos columnas: la producción eléctrica anual y el consumo offline.

La producción eléctrica anual se refiere a la producción neta de la planta en un año, es decir lo que se produce en las turbinas menos los consumos de la central que incluyen los de las bombas. Esto va a ser la cantidad de energía que final de año produce la planta y se puede vender.

En cuanto al consumo offline, se refiere a los consumos de la central en momentos en los que esta no está produciendo electricidad, es decir esta energía hay que comprarla a la red, porque la planta no puede producirla.

En la *Tabla 11*, aparecen resaltados varios “casos”, y si se presta un poco de atención se puede apreciar que en todas las configuraciones resaltadas la producción y el consumo es el mismo en todas ellas. Esto es porque en verdad es el mismo caso, es decir el caso base con respecto del cual se va a variar una configuración cada vez. Es decir, se parte de la premisa de que la central tiene la siguiente configuración:

- Bombas de condensado en la configuración 3x50%
- Bombas de agua de alimentación en configuración 2x100% y con variador
- Bombas de sales calientes en configuración 2x100% con variador
- Bombas de sales frías en configuración 4x33% con variador

El resto de casos son variando únicamente un grupo de bombas, y si se tiene una configuración distinta por ejemplo de sales frías, las únicas que cambian con respecto al caso base serán las bombas de sales frías, manteniéndose el resto de configuraciones igual. Así por ejemplo el caso de sales frías de 5x25% se ha simulado con las siguientes configuraciones:

- Bombas de condensado en la configuración 3x50%
- Bombas de agua de alimentación en configuración 2x100% y con variador
- Bombas de sales calientes en configuración 2x100% con variador
- *Bombas de sales frías en configuración 5x25% con variador*

Además de las producciones y los consumos, para poder evaluar correctamente la configuración más idónea se necesitan también los precios de las bombas y los precios de compra y venta de la electricidad.

Los precios de las bombas se han obtenido de una base de datos que tiene Acciona, de dónde también se han obtenido los precios de los variadores, para poder hacer las comparativas.

En cuanto al precio de la energía eléctrica -precio de venta y precio de compra van a ser el mismo-, este se ha obtenido del regulador del sistema de Chile, ya que es ahí donde se ha realizado el estudio de la planta.

Para obtener el precio se ha calculado un promedio del precio de la electricidad de todos los días de los años 2018 y 2019 sin incluir el año 2020 debido a la situación extraordinaria de la pandemia del COVID-19. Tras ese año en 2021 se ha experimentado una tendencia al alza de los precios, por lo que para años futuros se va a considerar una inflación del precio de la electricidad del 3%.

En cuanto al precio de la electricidad se ha considerado que está actualmente en 53,66 \$/MWh. Aunque el precio de la electricidad fluctúa en función de las horas, como la central goza de almacenamiento térmico, se puede decir que está permanentemente vertiendo electricidad a la red, por lo que el precio medio de todas las horas del día es representativo para este caso.

Con todo esto, los precios obtenidos son los siguientes:

	Precio por bomba (incluye variador salvo condensado)	Precio total	Precio Variadores (TOTAL)
Sales frías 5x25%	\$934.194	\$4.670.969	\$1.730.839
Sales frías 5x25% Sin Variador		\$2.940.129	
Sales frías 4x33%	\$1.149.623	\$4.598.493	\$1.845.232
Sales frías 3x50%	\$1.581.145	\$4.743.435	\$2.075.827
Sales frías 3x50% Sin Variador		\$2.667.608	
Sales calientes 3x50%	\$761.422	\$2.284.265	\$183.581
Sales calientes 2x100%	\$872.753	\$1.745.505	\$244.775
Sales calientes 2x100% Sin Variador		\$1.500.731	
Condensado 3x50%	\$86.549	\$259.647	
Condensado 2x100%	\$109.814	\$219.628	
Agua alimentación 3x50%	\$785.757	\$2.357.271	\$571.672
Agua alimentación 2x100%	\$997.958	\$1.995.916	\$762.229
Agua alimentación 2x100% Sin Variador	\$616.843	\$1.233.687	

Tabla 12. Precios Bombas y Variadores

7.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Finalmente con todo lo anterior se hace un análisis de que configuración es más conveniente desde el punto de vista económico. Para ello se hace una comparación de como resultaría una configuración u otra respecto a la configuración base.

	Precio total	Producción	Cosumo Offline	Dif precio con conf. Base	Dif producción	Dif consumo offline	VAN Ingresos	Resultado
SSFF 5x25%	\$4.670.969	799,46 GWh	5,57 GWh	\$72.475	4,10 GWh	-0,24 GWh	\$2.760.039	\$2.687.564
SSFF 5x25% Sin Var.	\$2.940.129	798,97 GWh	5,60 GWh	-\$1.658.364	3,61 GWh	-0,20 GWh	\$2.428.827	\$4.087.191
SSFF 4x33%	\$4.598.493	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
SSFF 3x50%	\$4.743.435	798,72 GWh	5,63 GWh	\$144.941	3,36 GWh	-0,17 GWh	\$2.250.112	\$2.105.171
SSSFF 3x50% Sin Var.	\$2.667.608	798,32 GWh	5,68 GWh	-\$1.930.886	2,96 GWh	-0,12 GWh	\$1.964.413	\$3.895.299
SSCC 3x50%	\$2.284.265	795,04 GWh	5,80 GWh	\$538.759	-0,32 GWh	0,00 GWh	-\$205.691	-\$744.451
SSCC 2x100%	\$1.745.505	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
SSCC 2x100% Sin Var.	\$1.500.731	795,05 GWh	5,81 GWh	-\$244.775	-0,32 GWh	0,00 GWh	-\$201.877	\$42.897
COND 3x50%	\$259.647	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
COND 2x100%	\$219.628	795,35 GWh	5,87 GWh	-\$40.019	-0,02 GWh	0,06 GWh	-\$50.230	-\$10.211
AA 3x50%	\$2.357.271	794,10 GWh	5,60 GWh	\$361.355	-1,26 GWh	-0,21 GWh	-\$672.435	-\$1.033.790
AA 2x100%	\$1.995.916	795,36 GWh	5,81 GWh	\$0	0,00 GWh	0,00 GWh	\$0	\$0
AA 2x100% Sin Var.	\$1.233.687	794,50 GWh	6,63 GWh	-\$381.115	-0,87 GWh	0,82 GWh	-\$1.075.934	-\$694.820

Tabla 13. Diferencias de precios y consumos de las distintas configuraciones

Partiendo de que en la configuración base, se producen 795,36 GWh, y de los respectivos precios de las bombas que aparecen en la tabla, se estudian otras configuraciones para cada caso y se analiza la diferencia de precio que hay entre instalar al principio una configuración u otra, y lo que se ingresaría o se dejaría de ingresar en función de la producción de la planta con esa configuración.

Por seguir con el ejemplo que se ha mencionado antes de la configuración de 5x25%, en este caso la diferencia del precio de las bombas a la hora de instalarlas al principio de la vida de

la planta es de \$72.475, es decir instalar este tipo de bombas sería \$72.475 más caro que las de 4x33%. Sin embargo, si vemos la diferencia de producción de la planta cada año entre un caso y el otro, la diferencia resulta ser de 4,10 GWh más producidos por la nueva configuración. Además, los consumos offline en este nuevo caso son 0,24 GWh menos, lo cual supone en total una “producción” anual de 4,34 GWh más en esta nueva configuración. Esto se traduce en un incremento de ingresos cada año, que al cabo de 25 años (descontando el valor del dinero de cada año hasta el día de hoy), supone un ingreso de \$2.760.039 más. Con lo cual, si a esto se le resta la diferencia de precio al instalarse las bombas, claramente el resultado es que interesa más tener una configuración de 5x25% frente a una de 4x33%.

Para el resto de casos, presentados en la *Tabla 13*, se ha hecho exactamente lo mismo llegando así a los números de la columna de la derecha del todo donde se especifica la diferencia de precios con respecto al caso base.

Con todos los resultados se puede concluir que la configuración óptima es la siguiente:

- Bombas de condensado en la configuración 3x50%
- Bombas de agua de alimentación en configuración 2x100% y con variador
- Bombas de sales calientes en configuración 2x100% SIN variador
- Bombas de sales frías en configuración 5x25% SIN variador

Esta configuración supone un ahorro al cabo de 25 años de **\$4.130.088**.

Aunque la configuración óptima sea la mencionada anteriormente, en plantas donde la configuración planeada sea la “configuración base”, cambiar únicamente las bombas de sales frías ya que en las de sales calientes la diferencia es de apenas \$40.000, lo cual no supone una gran suma de dinero al cabo de 25 años para una instalación como esta.

Capítulo 8. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

8.1 CONCLUSIONES

Una conclusión que se puede sacar de este estudio tiene que ver con la selección de bombas que funcionen cerca del punto de máxima eficiencia. Por ejemplo, en el caso de sales frías cabría pensar que para el caso 4x33% la planta va a producir más que en el caso de 3x50% debido a que hay más variedad de caudales y por tanto para caudales más pequeños van a consumir menos las bombas de 4x33% y que el máximo caudal que debe llevar la bomba está más cerca del punto de máxima eficiencia.

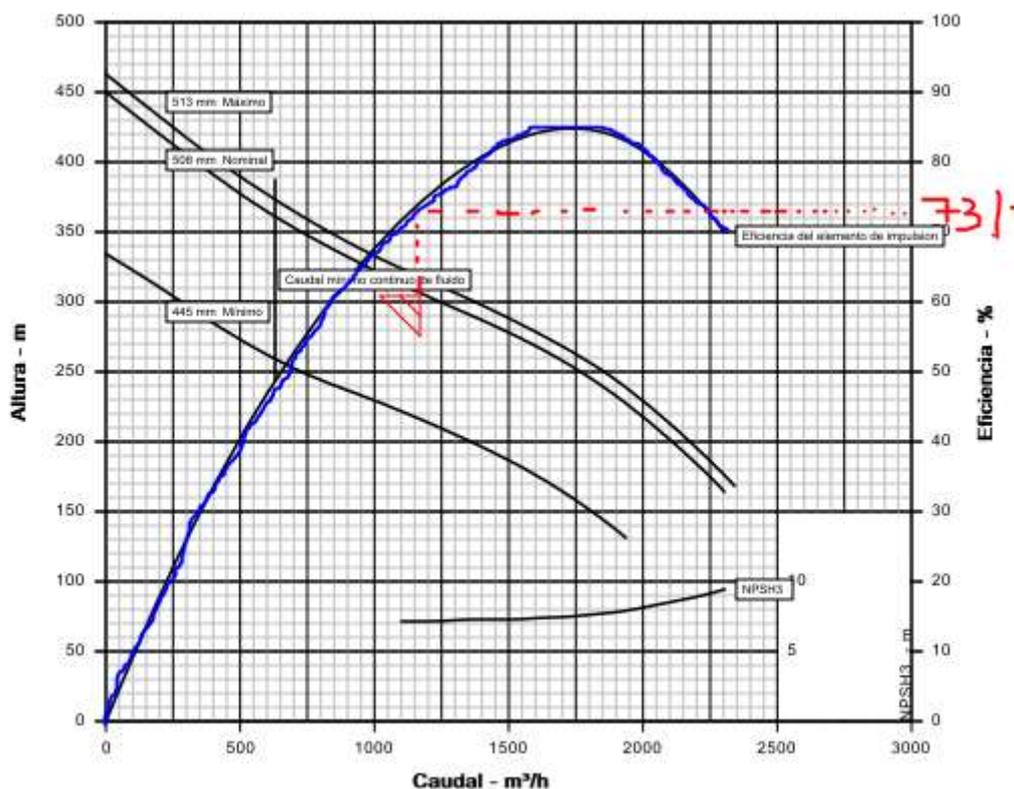


Figura 20. Curva Caudal-Eficiencia Bomba de Sales Frías 4x33%

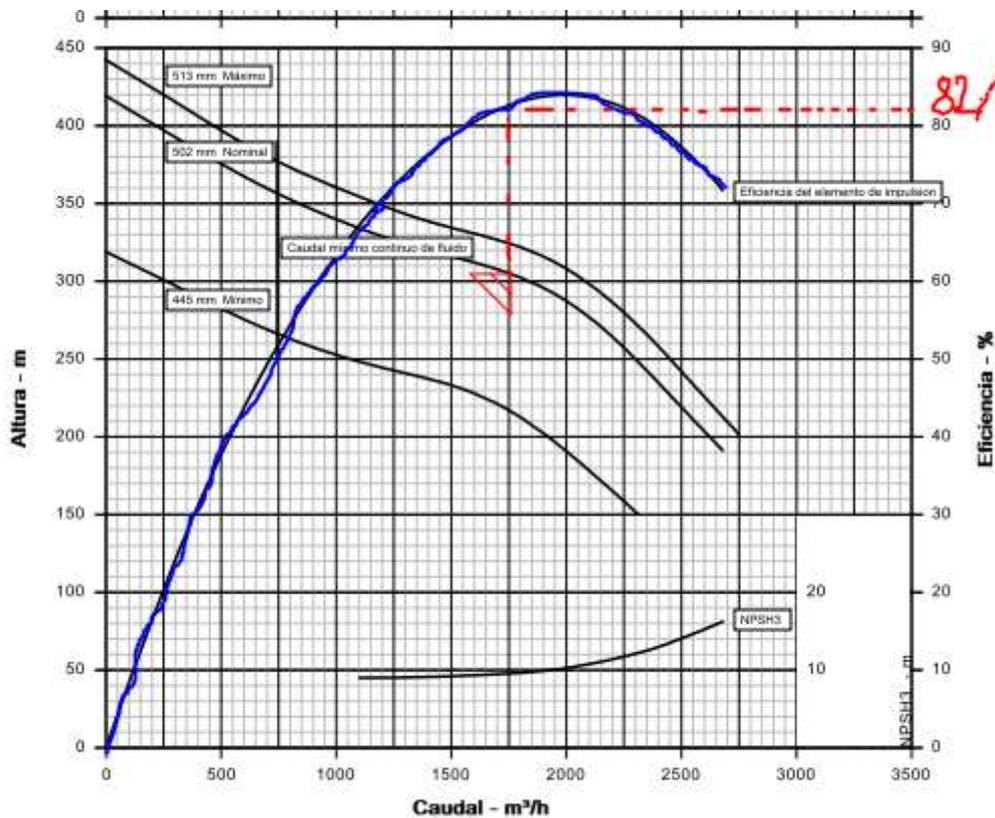


Figura 21. Curva Caudal-Eficiencia Bomba de Sales Frías 3x50%

Sin embargo, si observamos estas dos últimas figuras vemos que el caudal de operación está mucho más cerca del punto de máxima eficiencia en el segundo caso, por lo tanto las bombas de 3x50% van a consumir menos que las de 4x33% en el punto de operación normal, que es el que más se repetirá a lo largo del año.

Esto se ve con claridad en la *Tabla 10*, dónde si comparamos las dos columnas de la derecha del todo vemos como claramente los consumos son mucho mayores en el caso de 4x33%. Esto tiene su explicación en las figuras anteriores y en lo explicado justo antes de este párrafo.

En caso de encontrar bombas en las que cambien la eficiencia, podríamos estar hablando de un resultado distinto. También si los caudales de operación fueran distintos y por ejemplo

en el caso de 4x33% el caudal máximo resultara ser en torno a 1750 m³/h, los resultados también serían claramente distintos.

Con lo cual la conclusión que se puede sacar de aquí, es que para esta central en concreto y con las bombas proporcionadas por este proveedor la configuración 4x33% no es adecuada, e interesa más una configuración de 3x50% que una de 4x33%, en incluso más que esta una de 5x25%, pero esto son conclusiones puntuales para esta central, lo cual no quiere decir que en otras centrales esto vaya a ser definitivo.

El hecho de que las configuraciones 3x50% y 5x25% arrojen resultados similares, refuerza la idea de que lo que mayor peso tendrá será que la bomba seleccionada tenga una alta eficiencia cerca del punto nominal, y por tanto el tipo de configuración debe orientarse en ese sentido para cada central en concreto.

Otra conclusión que se puede sacar de este estudio es el uso del variador. El variador va a permitir ajustar mejor el consumo al caudal deseado, sobre todo cuando hay grandes variaciones de caudal y este está lejos del punto de máxima eficiencia. Para ver esto más claro se va a explicar el ejemplo de las bombas de agua de alimentación en concreto, que aunque ya se ha explicado con anterioridad la forma de obtener los consumos, con esta explicación se va a tratar de comprender mejor el uso del variador.

BOMBAS AGUA DE ALIMENTACIÓN 2X100%							
Load %	TDH req [m]	TDH nom [m]	Nº Bombas	Caudal x Bomba	Caudal [m ³ /h]	Consumo sin VAR[kWe]	Consumo con VAR [kWe]
10%	779	2050	1	79,05	79,05	1400	532,00
25%	790	2050	1	130,16	130,16	1500	578,05
50%	835	1980	1	228,20	228,20	1700	716,92
75%	1202	1880	1	299,70	299,70	1800	1150,85
100%	1585	1680	1	380,61	380,61	1900	1792,56

Tabla 14. Consumo Bombas Agua de Alimentación 2x100%

En este caso hay mucha variedad del caudal entre cargas parciales y el 100% de carga, además la bomba suele estar sobredimensionada para cubrir casos excepcionales como la

operación en bypass, por lo que como se puede apreciar en la tabla se ahorran unos cuantos kW a todas las cargas usando el variador. En cambio, si se vuelve a la *Tabla 8*, se puede ver como para sales frías el uso del variador apenas modifica los consumos. Esto es debido a que al haber varias bombas en paralelo, pueden actuar como si dispusiéramos de un variador discreto con tantas velocidades como bombas tengamos.

En el caso de 5x25%, para prácticamente todas las cargas parciales las bombas tienen que llevar 800 m³/h cada una y volviendo a la *Figura 18*, se puede observar como este caudal está muy cerca del punto de operación de caudal máximo, y por tanto las bombas presentan una gran eficiencia.

Lo razonado hasta aquí nos permite llegar a otra conclusión: para los casos de sales frías los variadores son excesivamente caros, y sin ellos ya las bombas se adecuan bastante bien a los caudales en cargas parciales, por lo que ya sin el variador presentan buenas eficiencias, lo cual no quiere decir que con el variador produzcan menos. Sin embargo haciendo el cálculo, de lo que cuesta el variador, por el extra de energía que se produciría la instalación de este no merece la pena, al no ser rentable. El único motivo por el que merecerá la pena utilizar variadores en las bombas de sales frías es que los motores tienen mucha potencia y el variador permite hacer un arranque suave, además permite controlar mucho mejor el llenado de la torre y otras circunstancias de proceso no contempladas en este estudio; sin embargo es una conclusión clara que pueden estudiarse alternativas para evitar incluir un variador por bomba cuando está claro que no se amortiza su coste.

Para las bombas de condensado vemos que los resultados son muy similares con una configuración 2x100% y una 3x50%, por lo tanto desde el punto de vista de consumos ambas configuraciones son válidas y deben tenerse en cuenta otras consideraciones a la hora de decantarse por uno u otra.

Para las bombas de agua de alimentación volvemos a ver que la configuración 2x100% ha permitido elegir bombas con algo más de eficiencia que la de 3x50%, lo que decanta la balanza en favor de la opción 2x100%. En caso de igualarse las eficiencias, al obtenerse el

ahorro por medio del variador de velocidad, seguiría compensando la configuración 2x100%. Solamente merecerá la pena aumentar el número de bombas en caso de que para una central en concreto esto permita seleccionar una bomba más eficiente.

8.2 TRABAJOS FUTUROS

Para conocer con mayor seguridad que tipo de configuración de bombas interesa más en las centrales, habrá que hacer un análisis mucho más exhaustivo y detallado, algo que resulta inabarcable para un proyecto como este.

Como se ha mencionado en las conclusiones gran parte de estos resultados vienen influenciados por las eficiencias de las bombas, no tanto por el tipo de configuración. Lógicamente a mayor eficiencia mayores producciones y mejores resultados, pero eso es un estudio que habría que realizar simultáneamente al realizado en este proyecto.

Además, los precios de las bombas no son exactamente los proporcionados por el fabricante tal y como se pretendía en un principio, sino que se han obtenido de una base de datos de Acciona, lo cual es más que representativo, pero no exacto.

De cara al futuro, también se pueden alternar todos los tipos de configuraciones y obtener las producciones de todas las posibles configuraciones combinadas entre sí, de cara a sacar conclusiones más robustas, aunque con este estudio es suficiente para obtener la configuración óptima.

También se podrían probar otras configuraciones como por ejemplo 4x33% en agua de alimentación y sin variador, o 4x33% en bombas de condensado y en sales calientes... Hay numerosas configuraciones y combinaciones posibles más que se pueden estudiar, pero que lógicamente debido a la duración y extensión de este proyecto no ha sido posible estudiar.

Al haber pocos estudios e investigaciones relacionados con este tema, una vez que se empieza a estudiarlo se abren numerosos posibles estudios adicionales o incluso

ampliaciones de este, como puede ser una mayor comparativa de precios entre distintos fabricantes y distintas bombas.

Para un futuro también se podría incluir un estudio de las bombas de refrigeración, algo que no ha sido posible en este proyecto.

Tal y como se ha mencionado en las conclusiones, al haber infinitas posibilidades de configuraciones, precios de compra y venta de electricidad, precios de las bombas dependiendo de la eficiencia y del fabricante, diferentes caudales en cada planta... Todo esto puede hacer que en cada central interese un tipo de configuración u otra, siendo una la más óptima a lo mejor para la Central Termosolar Cerro Dominador en Chile pero no serlo para la central termosolar de Sevilla. Así lo más idóneo en caso de ser posible, sería un estudio previo a la construcción de cada central que determine la configuración más idónea.

Finalmente, en caso de que en alguna central no muy antigua, la diferencia de producción entre unas configuraciones y otras sea abismal, se podría incluso llegar a estudiar si merece la pena sustituir o eliminar o añadir alguna bomba.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- I. *Cindex*. (5 de Junio de 2018). Obtenido de <http://www.cindex.com.mx/bombas/los-mejores-usos-para-bombas-centrifugas/#:~:text=Se%20usan%20para%20mover%20el,contra%20inundaciones%20C%20drenaje%20e%20irrigaci%C3%B3n>.
- II. Connor, N. (23 de 09 de 2019). *Thermal Engineering*. Obtenido de <https://www.thermal-engineering.org/>
- III. *Coordinador eléctrico nacional de Chile*. (Julio de 2021). Obtenido de <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/costo-marginal-real/>
- IV. *flowserve*. (2021). Obtenido de https://flowserve.bigmachines.com/commerce/display_company_profile.jsp
- V. Gregory J. Kolb, H. E. (2001). *An evaluation of molten-salt power towers*. Albuquerque, Nuevo México, California.
- VI. *Inoxmin*. (3 de Diciembre de 2018). Obtenido de <https://www.inoxmim.com/blog-c/que-es-una-bomba-centrifuga>
- VII. *Michael Smith Engineers*. (2021). Obtenido de <https://www.michael-smith-engineers.co.uk/resources/useful-info/centrifugal-pumps>
- VIII. *OPEXenergy*. (Última visita). Obtenido de http://www.opex-energy.com/termosolares/sistemas_planta_termosolar.html
- IX. *Seguas*. (Última visita). Obtenido de <https://www.seguas.com/bombas-centrifugas-instalaciones-hidraulicas/>

- X. Zavoico, A. B. (2001). *Solar power tower design basis document*. Albuquerque, Nuevo México, California.