

Universidad de **Cádiz**

Proyectos de fin de carrera de **Ingeniería Química**

Facultad: CIENCIAS

Titulación: INGENIERÍA QUÍMICA

Título: Diseño de un proceso de cogeneración
para una planta de fabricación de componen-
tes de automoción

Autor: Manuel NIETO PÉREZ

Fecha: Septiembre 2006

A photograph of a laboratory setting featuring several large glass reaction vessels (round-bottom flasks) mounted on a metal frame. The vessels are connected to a network of pipes and valves, typical of a chemical process laboratory. The background shows more laboratory equipment and a clean, organized workspace.



ÍNDICE GENERAL DEL PROYECTO FIN DE CARRERA

ÍNDICE DE LA MEMORIA.....2

▪	MEMORIA.....	7
▪	GRÁFICO PERT.....	223
▪	GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	226
▪	BIBLIOGRAFÍA.....	234

PLIEGO DE CONDICIONES235

PRESUPUESTO261

PLANOS280

▪	PLANO DE SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	
▪	IMPLANTACIÓN	
▪	DIAGRAMA DE FLUJO	
▪	DISTINCIÓN DE TUBERIAS	
▪	MEDICIONES	

ANEXOS DE CÁLCULOS.....281

1.	DISEÑO DE TANQUES.....	286
2.	DISEÑO DEL CONDENSADOR.....	309
3.	DISEÑO DE LA TORRE DE REFRIGERACIÓN.....	327
4.	DISEÑO DE LA CHIMENEA DE LA CALDERA DE RECUPERACIÓN.....	334
5.	INSTALACIÓN DE GAS NATURAL.....	347
6.	INSTALACIÓN DE AGUA DE PROCESO Y VAPOR.....	364
7.	DISEÑO DE LAS BOMBAS.....	400
8.	SELECCIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA.....	411
9.	RENDIMIENTO ELECTRICO EQUIVALENTE, AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA Y EFICIENCIA GLOBAL DEL SISTEMA.....	430
10.	TARIFA ELÉCTRICA Y DEL GAS NATURAL.....	435

MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

<u>1. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....</u>	<u>7</u>
<u>2. ESTUDIO DE MERCADO</u>	<u>7</u>
2.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	7
2.2. DESCRIPCIÓN DE LA COGENERACIÓN.....	10
2.2.1. Definición de cogeneración	10
2.2.2. Campos de aplicación de la cogeneración.....	12
2.2.3. Tipos de cogeneración.....	15
2.2.4. Entorno regulatorio de la cogeneración.....	16
2.2.5. Ventajas e Inconvenientes de la cogeneración.....	21
2.3. EVOLUCIÓN DE LA COGENERACIÓN Y PERSPECTIVAS FUTURAS DE CRECIMIENTO	24
2.3.1. Evolución de la cogeneración en España	24
2.3.2. Evolución de la cogeneración en la Industria de Automoción	35
<u>3. OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO.....</u>	<u>41</u>
3.1. OBJETO DEL PROYECTO	41
3.2. ALCANCE DEL PROYECTO	41
<u>4. OPCIONES DE VIABILIDAD.....</u>	<u>43</u>
<u>5. DESCRIPCIÓN DE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS.....</u>	<u>44</u>
5.1. COGENERACIÓN CON TURBINAS DE GAS	44
5.2. COGENERACIÓN CON TURBINAS DE VAPOR	47
5.3. COGENERACIÓN CON MOTORES ALTERNATIVOS DE COMBUSTIÓN INTERNA	50

5.4. COGENERACIÓN MEDIANTE CICLOS COMBINADOS.....	53
5.5 OTRAS TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN.....	56
<u>6. JUSTIFICACIÓN DE LA OPCIÓN ELEGIDA</u>	58
6.1. PARÁMETROS DE SELECCIÓN.....	58
6.2. MATRIZ DE DECISIÓN.....	59
6.3. CONCLUSIONES.....	61
<u>7. DEFINICIÓN DE LA PLANTA DE AUTOMOCIÓN.....</u>	63
7.1. PROCESO DE FABRICACIÓN.....	64
7.2. NECESIDADES TÉRMICAS DE LA FACTORÍA.....	71
7.3. NECESIDADES ELÉCTRICAS DE LA FACTORÍA.....	75
7.4. JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN	77
<u>8. LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA COGENERADORA.....</u>	79
8.1. SITUACIÓN.....	79
8.2. CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO	81
8.3. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS	81
8.4. COMUNICACIONES Y ACCESOS	83
8.5. DISPONIBILIDAD DE MANO DE OBRA.....	83
<u>9. MEMORIA DESCRIPTIVA</u>	84
9.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	84
9.2. EDIFICACIONES DE LA PLANTA	88
9.3. SELECCIÓN Y ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS.....	88
9.3.1. Selección de la turbina de gas	79
9.3.2. Selección del filtro para el aire de la turbina de gas	96

9.3.3. Selección de la caldera de recuperación.....	97
9.3.4. Selección de la turbina de vapor	100
9.3.5. Especificaciones del colector de vapor y chimenea	105
9.3.6. Especificaciones del desgasificador térmico	105
9.3.7. Especificaciones de los depósitos.....	105
9.3.8. Especificaciones de la torre de refrigeración.....	106
9.3.9. Especificaciones del sistema de tratamiento de agua.....	108
9.3.10. Sistema de control.....	110
<i>9.4. BALANCES DE MATERIA Y ENERGÍA.....</i>	<i>111</i>
<i>9.5. MODOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN.....</i>	<i>126</i>
<i>9.6. NECESIDADES DE PERSONAL</i>	<i>130</i>
9.6.1. Personal necesario y turnos de trabajo	130
9.6.2. Horarios.....	131
<u>10. INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL</u>	<u>132</u>
<i>10.1. NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA.....</i>	<i>132</i>
10.1.1. Dispositivos de Señalización	132
10.1.2. Dispositivos de Control.....	133
10.1.3. Dispositivos Sensores	134
10.1.4. Variables de Medida.....	135
<i>10.2. CONTROL DEL PROCESO</i>	<i>136</i>
10.2.1. Control de caudal	136
10.2.2. Control de nivel	137
10.2.3. Control de presión	138
10.2.4. Control de temperatura.....	139

11. ANÁLISIS DE LA MATERIA PRIMA 154

11.1. <i>COMBUSTIBLES PARA LAS PLANTAS DE COGENERACIÓN</i>	154
11.2. <i>COGENERACIÓN CON GAS NATURAL</i>	155
11.3. <i>EL GAS NATURAL LICUADO</i>	157
11.4. <i>GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA EN PLANTAS DE COGENERACIÓN</i>	165
11.5. <i>RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO</i>	168
11.6. <i>CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES DEL GAS NATURAL</i>	171
11.7. <i>PRECIOS DEL GAS NATURAL</i>	174
11.8. <i>VENTAJAS DEL GAS NATURAL RESPECTO DE OTROS COMBUSTIBLES</i>	177

12 ESTUDIO ECONÓMICO 178

12.1. <i>TÉCNICAS PARA EL ESTUDIO ECONÓMICO DE INVERSIONES EN COGENERACIÓN</i>	178
12.2. <i>COSTE ENERGÉTICO ACTUAL DE LA PLANTA DE AUTOMOCIÓN</i>	179
12.2.1. <i>Coste económico de la energía térmica</i>	179
12.2.2 <i>Coste económico de la energía eléctrica</i>	181
12.3 <i>INGRESOS DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN</i>	187
12.4 <i>GASTOS DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN</i>	191

13. ESTUDIO FINANCIERO	197
13.1. ESTIMACIÓN DEL CAPITAL FIJO.....	197
13.1.1 Plan de financiación del capital fijo.....	202
13.2. ESTIMACIÓN DEL CAPITAL CIRCULANTE	204
13.2.1. Plan de financiación del capital circulante	206
13.3. CUENTA DE RESULTADOS	211
13.4. PLAN DE TESORERIA	214
13.5. BALANCE.....	218
13.6. TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR)	220
13.7. VAN.....	221
13.8. RELACIÓN BENEFICIOS / COSTES.....	221
13.9. ANÁLISI DE SENSIBILIDAD.....	221
13.10. PLAZO DE RECUPERACIÓN O PAY-BACK.....	222
14. DETERMINACIÓN DE LA DURACIÓN TEMPORAL DEL PROYECTO.	
<u>GRÁFICO PERT/CPM.</u>	223
14.1. DEFINICIÓN ACTIVIDADES Y RELACIONES DE PRECEDENCIA..	224
14.2. GRÁFICO PERT.....	225
15. GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	226
16. BIBLIOGRAFÍA.....	234

1. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Conocido y analizado el proceso productivo que presenta la factoría en la actualidad, se puede ver cómo éste queda enmarcado dentro de los procesos en los cuáles una empresa utiliza energía eléctrica y térmica de forma tradicional e independiente, preocupándose únicamente de conseguir dicha energía, sin entrar en más detalles, pero el coste de la energía en este tipo de empresas tiene una repercusión muy importante en los gastos de explotación, pues el proceso productivo demanda un gran aporte de energía térmica en forma de vapor y de energía eléctrica, por lo que la eficiencia energética y su consecuente ahorro económico se convierten en un tema prioritario a la hora de modernizar y hacer más competitiva la empresa.

A la vista de todo esto, se propone la idea de instalar un sistema de cogeneración que trate de cubrir en la medida de lo posible, la totalidad de los requerimientos de demanda térmica y eléctrica de la factoría, lográndose un ahorro tal que permita la rentabilización de la instalación en un período razonable de tiempo. Además se reducirá el impacto ambiental al utilizar un menor y más limpio combustible (gas natural).

2. ESTUDIO DE MERCADO

2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS

La cogeneración no es un concepto nuevo, hace más de cien años que los europeos aprovechaban el calor residual de las centrales eléctricas. A finales del siglo XIX, el vapor era producido en las industrias para accionar las máquinas de vapor y generar así energía eléctrica. Tal y como hoy es conocida, se puede decir que la cogeneración se inició en Europa a finales del siglo pasado, extendiéndose desde allí a EEUU.

El crecimiento del sector industrial requería cantidades crecientes de energía eléctrica (los motores eléctricos eran cada vez más utilizados para el accionamiento de las máquinas) y como las redes de distribución de las compañías eléctricas estaban poco extendidas y la seguridad de suministro continuo presentaba escasa fiabilidad, las industrias tuvieron que generar su propia electricidad. Ello se llevó a cabo por dos métodos fundamentalmente: cogeneración en las propias factorías y mediante aprovechamiento de los saltos hidráulicos en las proximidades de las fábricas.

Si se refiere concretamente a la experiencia norteamericana, se puede decir que hacia 1900 la cogeneración suministraba alrededor de la mitad de toda la energía producida en EEUU. La construcción de centrales térmicas, la ampliación de las redes de distribución y el incremento de la seguridad de suministro, acompañado todo ello por una disminución progresiva de los precios de la electricidad condujeron a la disminución de la importancia de la cogeneración, que redujo su participación respecto a la electricidad consumida al 15% en 1950 y a menos del 4% en 1970.

El abatamiento de los combustibles para las centrales térmicas hizo que las inversiones en instalaciones de cogeneración se convirtieran en poco rentables, excepto en los casos en los que la factoría dispusiera de calores residuales o se encontrara aislada de las redes de distribución.

La industria del gas intentó relanzar la cogeneración para usos residenciales y comerciales a través de los equipos de energía total en el período 1960-1970 y consiguió realizar diversas instalaciones al final de la década. Pero aparecieron también numerosas barreras que impedían el desarrollo de la cogeneración. Entre otras podemos citar las siguientes:

- Los bajos precios de adquisición de la electricidad cogenerada ofrecidos por las compañías eléctricas.

- Las elevadas tarifas impuestas a los cogeneradores para el suministro de potencia de emergencia o potencia suplementaria.
- La preocupación existente por el riesgo de que las instalaciones de cogeneración se sometieran a la reglamentación de las distribuidoras de energía.
- Otra razón fundamental fue la aparición en el mercado de las calderas que, una vez montadas en fábrica, eran vendidas con un "package" de forma que el tiempo de instalación y el coste final se reducía de forma notable. Estas unidades fueron diseñadas para generar vapor a unas presiones demasiado bajas como para ser utilizado en la generación de electricidad de una manera eficiente.

Como consecuencia de todo esto, la tendencia en la industria se dirigió hacia la instalación de calderas para generar el vapor necesario para procesos y la compra a la red de la electricidad.

Todas estas barreras lograron, a principios de la década de los setenta, el desmantelamiento prácticamente total de las instalaciones de energía total. La crisis energética de 1973 provocó en el mundo industrializado y en particular en EEUU un estado general de alarma que dio lugar a la "National Energy Act" y dentro de ella, en 1978, a la "Public Utility Regulatory Policy Act" (PURPA). Esta norma establece los principios básicos para la compra de la electricidad producida por los cogeneradores y por los sistemas de generación de pequeña potencia.

Esto estimuló la iniciación de una carrera para la puesta en marcha de un elevado número de proyectos de cogeneración y de aprovechamiento de pequeños saltos hidráulicos; promovió el desarrollo de las denominadas granjas eólicas y en general, suscitó el interés por los proyectos de energías alternativas.

El estado actual se resume en los siguientes puntos principales:

- Se exige a las compañías eléctricas comprar y vender energía a los cogeneradores.
- Estos pueden conectarse a la red en paralelo y no se hallan sometidos a regulación.

Ante la necesidad de la diversificación y mejora de los rendimientos de la producción eléctrica, los órganos legislativos de numerosos países (USA, Holanda, Alemania, España entre otros) han aprobado leyes dirigidas a potenciar la instalación de plantas de cogeneración. Estas leyes regulan las relaciones entre los cogeneradores y las grandes compañías de electricidad, previendo los supuestos de venta de energía a la red por parte del cogenerador y de compra de energía en régimen de puntas o de emergencia.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LA COGENERACIÓN

2.2.1. Definición de cogeneración

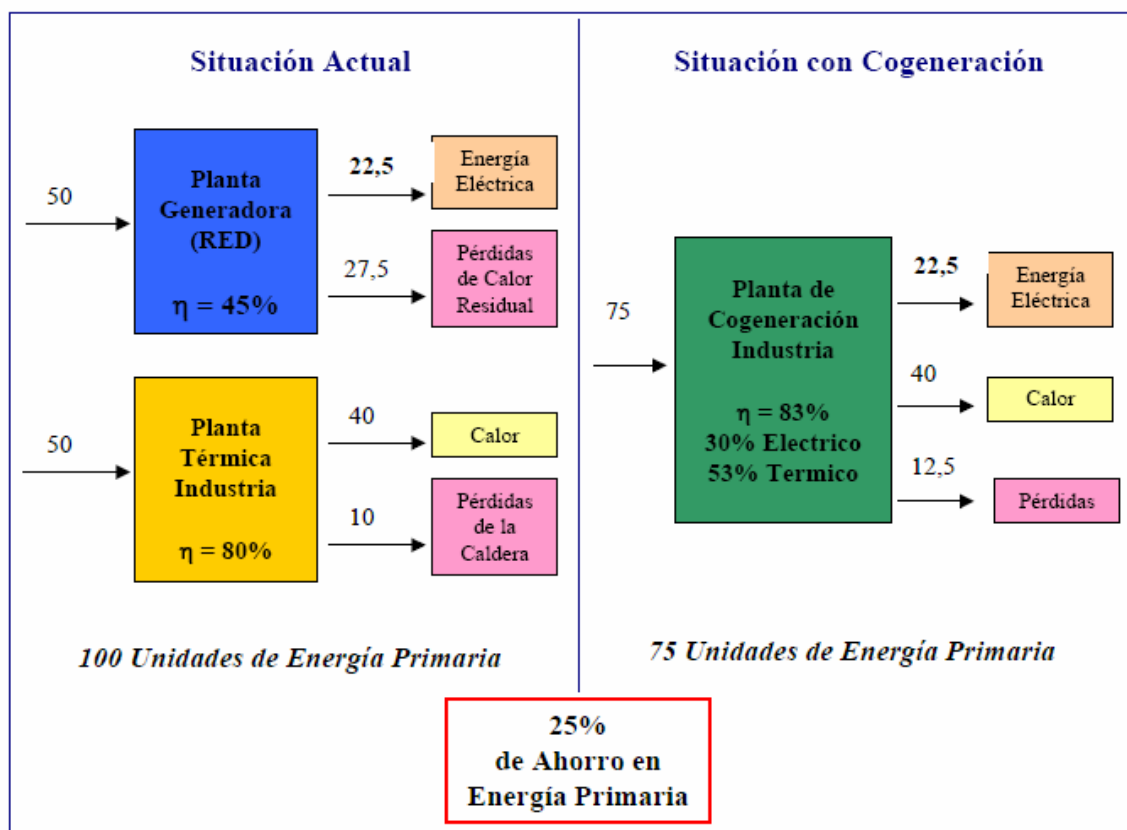
Se va a realizar a continuación una breve descripción de las principales tecnologías que pueden ser utilizadas en una instalación de cogeneración.

Cogeneración es la producción simultánea de energía mecánica y térmica, ambas utilizadas, a partir de una sola fuente de energía primaria. Su uso más común es la producción de electricidad y calor en diversas formas (vapor, agua caliente, gases calientes, etc.).

La eficiencia que se alcanza es superior a la que resulta de la generación eléctrica y térmica en forma separada e independiente, esquema en el cuál un usuario se provee de electricidad desde la red y la generación térmica se lleva a cabo in-situ.

No obstante, la energía mecánica que produce la cogeneración también puede usarse directamente para el accionamiento de compresores, bombas, u otro equipo mecánico, del mismo modo como se acciona un generador eléctrico.

Ahorro de Energía Primaria Producto de la Cogeneración



2.2.2. Campos de aplicación de la cogeneración

En forma simple, puede cogenerar todo consumidor de energía térmica que la utilice a una temperatura inferior a los 500°C. Así todos los consumidores de vapor, fluido térmico, agua caliente, o gases para secado son potenciales usuarios de

sistemas de cogeneración. También los grandes consumidores de frío pueden utilizar sistemas de cogeneración.

Típicamente, las industrias químicas, alimentarias, papeleras etc... son potenciales cogeneratoras, así como empresas del sector de fabricación de componentes de automoción.

También los grandes usuarios del sector terciario (centros comerciales, hospitales, complejos hosteleros...) tienen capacidad cogeneradora y en un próximo futuro, sin duda se desarrollarán sistemas de distribución de calor y frío en centros urbanos.

Otro aspecto a considerar al determinar la capacidad cogeneradora de un centro es su régimen de trabajo (horario de uso de calor) y las variaciones de la demanda a lo largo del día (modulación) y del año (estacionalidad) y sobre todo, su consumo absoluto anual ya que por debajo de ciertas cantidades los proyectos no suelen resultar económicos.

Los usuarios potenciales de una instalación de cogeneración deben reunir algunas de las siguientes condiciones:

- ✓ Producción / consumo continuo (más de 5.000 horas/año) .
- ✓ Carga térmica (calor y/o frío) regular durante el año.
- ✓ Consumo de vapor saturado entre 0,7 y 3 t/h.
- ✓ Consumo anual de combustible entre 3 y 10 Mte PCS.
- ✓ Consumo de agua caliente entre 80 y 130° C.
- ✓ Consumo de gases calientes entre 100° y 350° C.
- ✓ Consumo anual de fuel óleo entre 500 y 3000 t.
- ✓ Consumos eléctricos importantes y simultáneos a los consumos térmicos.
- ✓ Accesos fáciles y espacio suficiente para la ubicación de los equipos.

En cuanto a la rentabilidad de un proyecto depende de la inversión y de los ahorros económicos generados por la planta, por lo que además del tamaño y tipo de instalación hay que tener en cuenta el rendimiento eléctrico y térmico y los precios de la energía (electricidad y combustibles) .

Generalmente se considerarán proyectos rentables aquellos cuyo periodo de retorno simple de la inversión no supere los 5 años.

Diseño y operación de los sistemas de cogeneración:

Fase 1: Valoración inicial

- Nivel de duración de las cargas eléctricas y térmicas
- Medidas de ahorro energético que podrían ser implementadas
- Compatibilidad de las cargas térmicas con la tecnología de cogeneración
- Disponibilidad de espacio
- Posibilidad de interconexión con el sistema térmico y eléctrico
- Efectos que produciría la instalación del sistema de cogeneración

Fase 2: Estudio de viabilidad y selección de sistema

- Obtención de los perfiles de carga de las formas de energía que se necesitan
- Recolección de las tarifas de combustible y electricidad, así como las regulaciones legales al respecto.
- Selección de la tecnología de cogeneración que puede satisfacer las necesidades energéticas. Para cada posible tecnología:
 - Selección del número de unidades y la capacidad de cada una.
 - Selección del modo de operación
- Se elige el sistema con el mejor rendimiento

2.2.3. Tipologías de cogeneración

⇒ Según el origen de la fuente de energía del sistema de cogeneración, existen dos configuraciones posibles para realizar cogeneración:

1. *Cogeneración superior o de cabeza:* Los sistemas superiores de cogeneración, que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para mover un equipo tipo motores o turbinas para la generación de energía eléctrica en el primer escalón del proceso. A partir de la energía química del combustible se producen fluidos calientes que se destinan para generar la energía térmica resultante, el denominado calor residual en forma de vapor, agua caliente o gases calientes. Este calor es suministrado a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón del proceso. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250°C a 600°C.

2. *Cogeneración inferior o de cola:* En los sistemas inferiores la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer en primer lugar los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están frecuentemente asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos se utilizan calores residuales del orden de 300°C a 900°C, los que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

- ⇒ Según la conexión con generador eléctrico:
 - Sistemas aislados o en isla. No conectados a la red. Regulación de potencia y frecuencia generada a través del régimen de giro del grupo generador.

 - Sistemas integrados o interconectados. En paralelo a la red. Doble seguridad de suministro. Regulación más sencilla. Cumplimiento de condiciones técnicas y de rendimiento.

- ⇒ Según el motor utilizado:
 - Turbina de gas
 - Turbina de vapor
 - Ciclo combinado
 - Motor alternativo de combustión interna (M.A.C.I.)

2.2.4. Entorno regulatorio de la cogeneración.

La normativa actualmente existente sobre cogeneración arranca con la publicación de la Ley 82/1980 de 30 de diciembre sobre Conservación de la Energía, en la que se establecen las normas y principios básicos para potenciar las acciones encaminadas a una utilización más eficiente de la energía y en cuyo capítulo segundo se define al autogenerador y se regulan las relaciones entre éste y las compañías eléctricas.

Posteriormente a la publicación de esta ley, sigue un conjunto de Reales Decretos y Órdenes Ministeriales destinados al fomento de la autogeneración eléctrica.

El siguiente esquema recoge básicamente, en lo relativo a autogeneradores, los Decretos y Órdenes Ministeriales más relevantes:

- EUROPA:
 - Directiva sobre Liberalización del mercado de electricidad; y Directiva sobre liberación del mercado del gas natural.
 - Compromiso de reducción del 8% de la emisión de gases de efecto invernadero en el periodo 2008-2010 en el protocolo de Kyoto (1997).
 - Directiva sobre el fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil.

- ESPAÑA:
 - Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.
 - RD 2818/1998 de 13 de Diciembre sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
 - Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010.
 - Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012.

Ley 82/80	Medidas para el fomento de la autogeneración de energía eléctrica
RD 907/82	Fomento de la autogeneración de energía eléctrica
OM 7 julio 1972	Normas para la obtención de la condición de autogenerador eléctrico
OM 7 julio 1982	Regulación de las relaciones técnicas y

	económicas entre autogeneradores y empresas eléctricas
OM 8 abril 1983	Normas para la obtención de la condición de autogenerador eléctrico
OM 17 diciembre 1984	Concesión de subvenciones para fomento de inversiones en conservación de la energía
OM 5 septiembre 1985	Requerimientos técnicos para el acceso de Cogeneración y Renovables
RD 2366/1994	Primera regulación específica de Régimen especial P<100 MVA y fuentes de energía primaria: Renovables y Cogeneración)
Directiva 96/92/CE	Regulación vinculante para todo el sector eléctrico. Introduce la competencia.
Ley 54/1997	Transposición de la Directiva Europea en la legislación española: sistema liberalizado
RD 2818/1998	Adaptación de la regulación del Régimen Especial a la Ley 54/1997 (Primas)
RD-Ley 6/2000	Medidas para incrementar la competencia. Afectan también al Régimen Especial
RD 1955/2000	Regulación del acceso y conexión
RD 841/2002	Regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción

y
la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica.

Ley 82/1980: Sobre conservación de energía

1. Objeto: Establecer las normas y principios básicos, así como los incentivos para potenciar la autogeneración de energía eléctrica.

2. Definición de autogenerador: Se consideran autogeneradores de energía eléctrica a los titulares individuales o colectivos que reúnan las condiciones siguientes:
 - Que el fin primordial de sus actividades no sea el de producir energía eléctrica, pero obtengan o puedan obtener ésta por sus propios medios.
 - Que la producción de energía eléctrica se realice de forma que se reduzca un ahorro energético, dentro de las prioridades de la política energética actual.

3. Relaciones del autogenerador con las compañías eléctricas.
 - Derechos
 - Obligaciones
 - Compensaciones económicas

4. Beneficios

5. Infracciones y sanciones

Real Decreto 2818/1998

1. Definición

Centrales que combinan la producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético no eléctrico (Artículo 2.a del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre)

En la regulación española estas instalaciones se encuentran incluidas dentro de la categoría de autoprodutores (producción térmica asociada a actividades no eléctricas)

Para su consideración como autoprodutores deben satisfacer requisitos de rendimiento energético.

- Procedimiento de inclusión en régimen especial
- Condiciones de entrega de la energía
- Régimen económico
 - Retribución general al precio de mercado
 - Cogeneradores potencia igual o inferior a 10 MW recibirán un prima de 1,92 c€/kWh (3,20 PTA/kWh) durante 10 años
 - Cogeneradores entre 10 y 25 MW recibirán la prima anterior, reducida en proporción inversa a cada MW adicional sobre 10, durante el período transitorio definido en la Ley
 - Complemento por energía reactiva

Real Decreto-Ley 6/2000

- Ampliación del acceso al mercado del régimen especial:
 - Obligación de acceso a instalaciones mayores de 50 MW acogidas al Real Decreto 2366/1994, con prima de 1,5 PTA/kWh.
 - Acceso opcional al mercado para autoprodutores con potencia superior a 5 MW acogidos al Real Decreto 2366/1994 , con prima de 1,5 PTA/kWh.

- Regulación de la cesión de excedentes a los distribuidores:
 - Comunicación de excedentes previstos, con carácter obligatorio para cogeneradores con potencias mayores de 10 MW.
 - Penalización por desvíos respecto a previsiones para los cogeneradores.

- Nuevas formas de contratación:

Posibilidad de contratos de venta a comercializadores

2.2.5. Ventajas e inconvenientes de la cogeneración.

En general se pueden citar las siguientes ventajas e inconvenientes al comparar la cogeneración con los sistemas convencionales de generación de energía térmica y eléctrica.

Ventajas:

- ✓ Mayor eficiencia energética global (ciclo productivo).
- ✓ Contribución a la seguridad del suministro.
- ✓ Reduce las pérdidas en las redes (generación embebida).
- ✓ Menor necesidad de inversiones en red.
- ✓ La mayor eficiencia reduce la necesidad de combustibles importados. Ahorro de energía primaria.
- ✓ Disminuye emisiones a la atmósfera respecto a los demás sistemas térmicos de producir la energía eléctrica.
- ✓ Legislación favorable.

Se va a distinguir las ventajas para un país, las compañías eléctricas y el usuario:

PARA UN PAÍS

- **Ahorro de energía primaria:** Este ahorro es consecuencia, en los ciclos de cabecera, de la menor cantidad de combustible atribuible a la electricidad y en los ciclos de cola, debido al aprovechamiento de los calores residuales.
- **Mayor diversificación energética:** Esto es debido a que la cogeneración permite aprovechar calores residuales y combustibles derivados del proceso.
- **Disminución de la contaminación:** Es el resultado del menor consumo global de combustible, como consecuencia del mejor aprovechamiento de la energía en la generación de electricidad.
- **Ahorro económico:** Es imputable al menor coste en la generación y distribución de electricidad, respecto al de los sistemas convencionales.

PARA LAS COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS

- **Incremento en la garantía del suministro eléctrico**
- **Posibilidad de rebajar la potencia de reserva:** Como consecuencia del aumento de las instalaciones generadoras.
- **Utilización más económica de sus medios de producción:** Al sustituir la cogeneración a aquellas centrales con costes de generación más altos.

PARA EL USUARIO

- **Ahorro económico:** como consecuencia del menor coste de la electricidad autoconsumida y el beneficio adicional por la vendida.
- **Mayor garantía de suministro:** Ante un posible fallo de la red, puede seguir suministrando electricidad, al menos a los equipos considerados como críticos.

En cuanto a los inconvenientes, los principales son:

- ✓ Reducción del mercado para las compañías eléctricas.
- ✓ Inversión adicional.
- ✓ Aumento de la localización local.
- ✓ Normativa compleja.

PARA UN PAÍS

- **Normativa:** Es necesaria una reglamentación adecuada, para regular y resolver los numerosos posibles puntos conflictivos que pueden presentarse en las relaciones cogenerador-compañía eléctrica.

- **Infraestructura:** Se requiere una infraestructura adecuada para el correcto mantenimiento de las instalaciones.

PARA LAS COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS

- **Problemas en la regulación de la red:** La conexión en paralelo de los equipos del cogenerador con la red de distribución puede crear problemas de regulación de la red, debido a los intercambios de energía entre ambos y como consecuencia de los posibles fallos de suministro de los equipos del autogenerador.
- **Menor mercado:** El cogenerador reduce el suministro de la compañía eléctrica con su propio autoabastecimiento y con la posible venta a la red o a terceros.

PARA EL USUARIO

- **Inversión adicional** y además, en una actividad apartada de las líneas normales de actuación de la empresa. Por otra parte, el empresario se enfrenta con riesgos poco conocidos para él, como la evolución de los precios de la electricidad, etc.
- **Aumento de la contaminación local:** Como consecuencia del mayor consumo de combustibles en la propia factoría.

2.3. EVOLUCIÓN DE LA COGENERACIÓN Y PERSPECTIVAS FUTURAS DE CRECIMIENTO.

2.3.1. Evolución de la cogeneración en España.

La introducción, en los años 80 de nuevos tipos de motores como las turbinas de gas y los motores de combustión interna de fuel y de gas cuya relación E/V era

mucho más grande, permitió el desarrollo que la cogeneración ha tenido en Europa y en nuestro país durante la última década.

Las modernas plantas de cogeneración producen electricidad en cantidad suficiente para satisfacer las necesidades del centro que los ubica y en general producen excedentes que son vertidos a la red pública.

La legislación de todos los países Europeos, reconociendo los beneficios de la cogeneración para los sistemas eléctricos nacionales, ha impulsado esta tecnología a través de hacer obligatoria la compra de estos excedentes por las compañías eléctricas, a unos precios que permitan rentabilizar las inversiones.

Si se tienen en cuenta los principios de la política energética comunitaria que son: "incrementar la competitividad de las empresas, proteger el medio ambiente e incrementar la seguridad de abastecimiento", la utilización de la cogeneración supone un ahorro de energía significativo, que como consecuencia inmediata origina un aumento de la competitividad de las empresas, beneficia al medio ambiente y contribuye positivamente a la seguridad del suministro de energía.

En el ámbito comunitario, el Consejo de la Unión Europea presentó el 18 de Diciembre de 1997 una "Resolución relativa a una estrategia comunitaria, para el fomento de la producción combinada de electricidad y calor", donde establecía el objetivo indicativo de doblar la cantidad global de producción combinada de electricidad y calor para el año 2010, pasando de un 9% en el año 1994 a un 18% del total de la producción bruta de electricidad para el año 2010.

En consonancia con la política comunitaria, el apoyo público a la cogeneración en España se puso de manifiesto en el año 1991, con la publicación del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (P.A.E.E.), promovido por el Ministerio de Industria y Energía, en el cuál se fijaban unos objetivos de crecimiento de la cogeneración para el período 1991-2000, los cuáles han sido ampliamente superados.

Frente al futuro, la cogeneración ofrece tan importantes ventajas sobre cualquier otro sistema de producción de electricidad que parece tendrá asegurado su desarrollo por las siguientes razones:

- Es el proceso más eficiente y menos contaminante para producir electricidad a partir de gas natural y derivados del petróleo.
- Permite utilizar residuos para la producción eléctrica.
- Es el proceso más económico y que permite el empleo de suministros locales, ofreciendo importantes ventajas en las áreas donde se aplica.
- Sigue el concepto de "Producción Descentralizada" propugnado por las directrices europeas por sus indudables ventajas frente al obsoleto sistema de producción centralizada.

El desarrollo que ha experimentado la cogeneración en España durante esta década es, quizás el más espectacular dentro de la Unión Europea, pasando a representar del 3.3% de la producción eléctrica nacional en 1991 al 21% a finales del 2005.

En este subcapítulo se describe la evolución experimentada por la cogeneración hasta nuestros días así como sus perspectivas de crecimiento:

La cogeneración, tal y como la conocemos hoy en día, inició su despegue a finales de los ochenta alcanzando su máximo desarrollo a mediados de los noventa. En el **gráfico 1**, se muestra la tendencia que ha seguido la nueva potencia instalada en los sistemas de cogeneración (excluyéndose las aplicaciones de tratamiento de residuos).

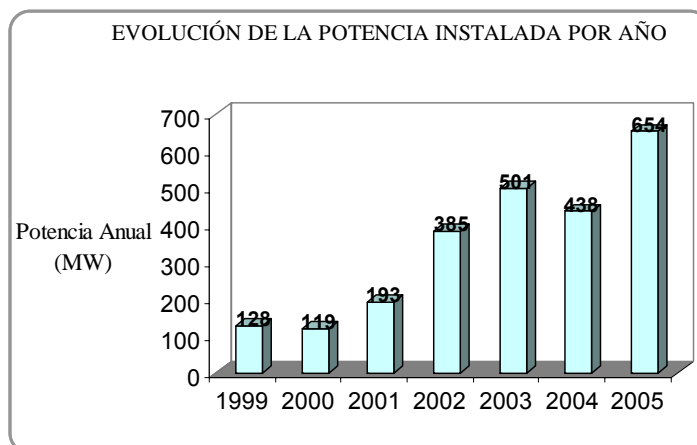


Gráfico 1; Fuente: Cogeneración.org / red eléctrica

La cifra de proyectos de cogeneración ejecutados asciende a 900, distribuidos en 820 plantas, asociados en su mayoría a centros industriales.

En el **gráfico 2** , se distribuyen los proyectos de cogeneración por CC.AA.. Así puede verse como las regiones donde más se ha extendido la cogeneración son aquellas que presentan un mayor tejido industrial. A esto se une, lógicamente, la disponibilidad de gas natural en las zonas más industrializadas y con mayor concentración de la población. De esta forma vemos como Cataluña, la Comunidad Valenciana y Galicia son las comunidades con mayor número de proyectos. Más de la mitad de las instalaciones operativas están en estas tres regiones, con una potencia instalada equivalente al 43% del total de España.

En cuanto al tamaño de los proyectos el 86% tiene una potencia instalada inferior a los 10 MW y cubren el 45% del total de la potencia instalada. El tamaño medio de una planta de cogeneración está en torno a los 6 MWe.

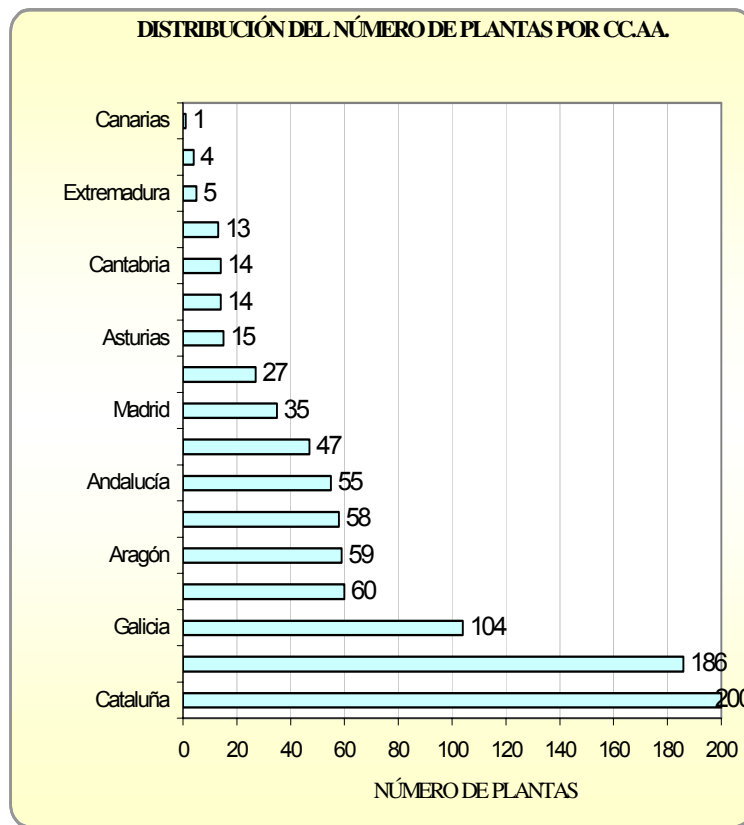
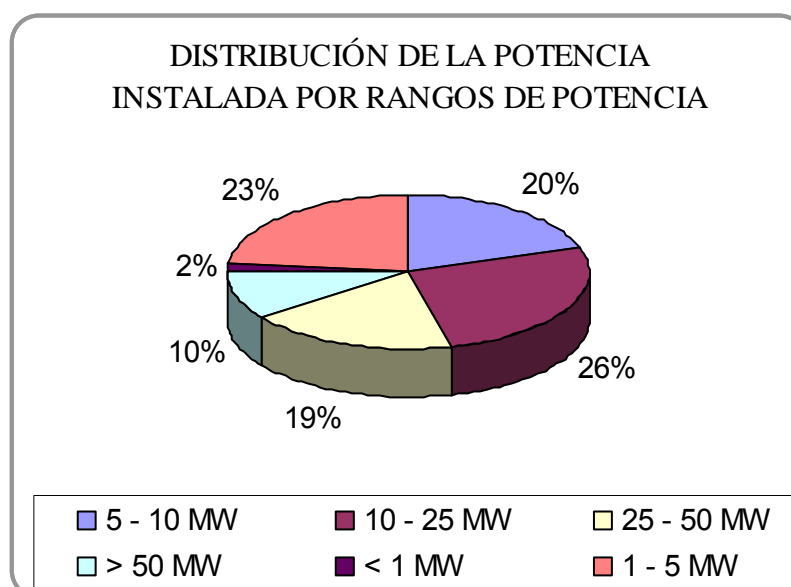
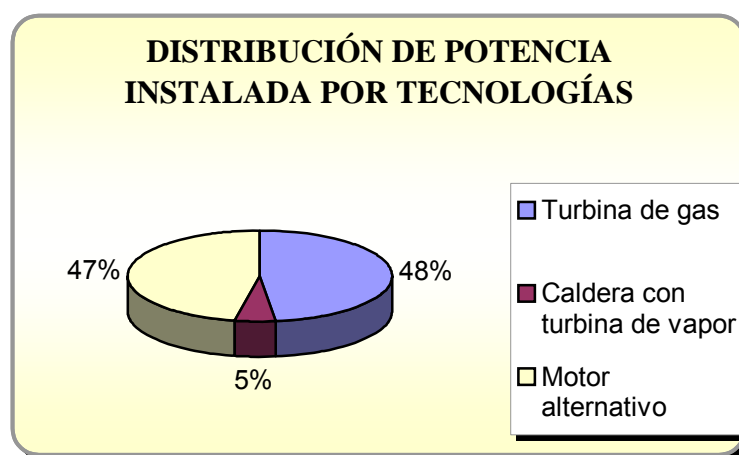


Gráfico 2



Fuente: Cogeneración.org / red eléctrica

Atendiendo a la tecnología empleada el motor alternativo predomina entre las instalaciones de cogeneración (76% del total de proyectos), debido a su mejor adaptabilidad a pequeñas potencias, reservándose las turbinas de gas para plantas mayores de 4 MW bien en ciclo simple o combinado o aplicaciones de secado con gran demanda de calor.



Fuente: Cogeneración.org / red eléctrica

En el **gráfico 3**, que muestra la distribución de proyectos según el combustible podemos ver que el 72% de las plantas usan gas natural, mientras que tan sólo el 25% queman fuel óleo y gasóleo. Esto da una idea de la importancia que tiene la disponibilidad de gas natural para los cogeneradores, y viceversa, la importancia que tiene para los suministradores de este combustible el sector de la cogeneración, el cual supone alrededor del 30% de sus ventas a clientes industriales.

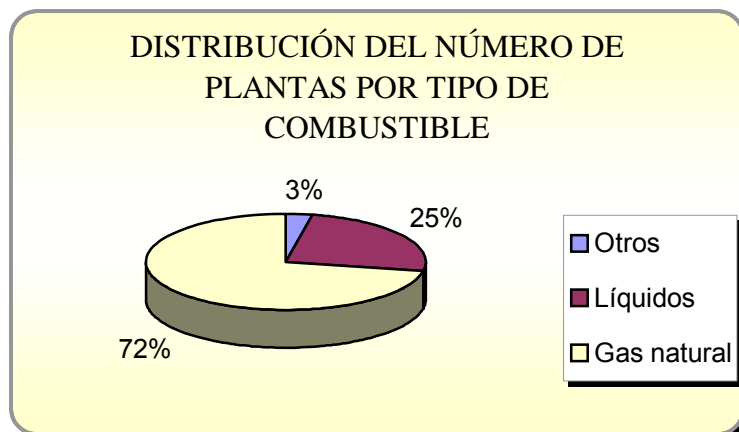


Gráfico 3

Fuente: Cogeneración.org / red eléctrica

Los 5.600 MW instalados en plantas de cogeneración representan, aproximadamente, la mitad de la potencia instalada en el régimen especial y un 10%% del total del parque eléctrico nacional (régimen ordinario + régimen especial).

Este grupo de plantas, incluidas dentro del Régimen Especial del sector eléctrico, sigue representando una parte importante en la cobertura de la demanda de energía eléctrica y así se ha considerado en el documento sobre Planificación Energética, elaborado por el Ministerio de Economía, para el período 2002-2011.

La siguiente tabla refleja la distribución de potencia instalada en cogeneración por sectores en España.

	2003	2004	2005
Extracción de Combustibles Sólidos	2	4	4
Extracción de Hidrocarburos, Serv.	7	7	7
Coquización	9	7	7
Refinerías	485	522	582
Extracción y Transf. Material Nuclear	0	0	0
Siderurgia	48	33	33
Producción de Metales No Férreos	11	26	26
Industria Química	541	584	744
Fabr. Otros Prod. Minerales No Metálicos	433	486	503
Extracción	104	104	112
Ind. Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	531	689	878
Textil, Vestido y Cuero	373	396	427
Ind. Papel y Cartón; Edición e Imprenta	534	579	654
Transf. Metálicos, Fab. Maquinaria	114	121	122
Otras Ramas Industriales	328	385	435
Transporte y Comunicaciones	5	5	5
Servicios, etc.	176	196	249
Varios	45	63	63
TOTAL	3.749	4.208	4.851

Fuente: red eléctrica

Factores que contribuyen a fomentar la cogeneración en España:

La cogeneración se presenta hoy en día como una interesante alternativa energética para la industria española. Se van a analizar en este subcapítulo los factores que influyen de manera fundamental en su fomento. Entre otros, se pueden destacar los siguientes:

- Las *tecnologías de cogeneración* son conocidas desde hace mucho tiempo, pero en los últimos años ha habido un gran avance en el **perfeccionamiento de equipos** existiendo en la actualidad gamas más completas, con **mejores rendimientos y altas fiabilidades**.
- Al avance importante en la utilización de estos equipos motores no es ajeno el fuerte desarrollo que está experimentando en España el **mercado del gas natural**. En la actualidad, las compañías suministradoras de gas natural están en disposición de asegurar su aprovisionamiento, calidad y precio.
- La evolución hasta la actualidad de la **política de precios**, fundamentalmente en lo que se refiere al gas natural y a la energía eléctrica.

Los sistemas de cogeneración que se implantan tienen, en el peor de los casos, una rentabilidad mínima asegurada, basada en su consumo específico mitad del equivalente al de la central convencional, rentabilidad mínima que los mantendría operativos ante una posible coyuntura desfavorable.

- En general, las instalaciones de cogeneración suponen una importante **reducción del impacto ambiental**, en comparación con los sistemas convencionales.

Además, aquellas instalaciones de cogeneración que utilizan el gas natural como combustible, tienen como ventaja adicional su emisión prácticamente nula,

tanto de óxidos de azufre como de partículas sólidas, siendo los óxidos de nitrógeno el único contaminante a controlar.

- El **marco legal** es otro factor que influye de manera decisiva en la implantación de la cogeneración. En este sentido es de destacar el apoyo decidido de la Administración Española, consciente de las ventajas que estas tecnologías aportan.

La cogeneración en España tiene su fundamento jurídico en la Ley 82/80, Ley de Conservación de la Energía, que posteriormente se ha desarrollado en diferentes Reales Decretos y Órdenes Ministeriales. Se puede concluir, de forma resumida, que la legislación española permite la autogeneración, autorizando a los titulares de las correspondientes instalaciones a autoproducir total o parcialmente sus necesidades eléctricas, debiendo abstenerse de ceder a terceros, distintos de las compañías eléctricas, los posibles excedentes.

Las compañías eléctricas están obligadas a su vez a absorber los posibles vertidos de electricidad excedentaria, debiendo pagar al autoproduccion la energía comprada según se establece en las correspondientes tarifas.

Se señala además que el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), sociedad estatal dependiente del Ministerio de Industria y Energía, como organismo encargado de la ejecución del Plan Energético Nacional (PEN), puso en marcha en 1985 dos programas relacionados con la sustitución energética, siendo uno de ellos específicamente de cogeneración.

La puesta en marcha del PAEE (Plan de Ahorro y Eficiencia Energética) con el objetivo de cogeneración proporciona a los inversores la confianza de que se mantendrán las condiciones estructurales, financieras, económicas, jurídicas y reglamentarias adecuadas.

- Un último factor a destacar por su decisiva influencia en la puesta en práctica de este tipo de instalaciones es el correspondiente a las **soluciones financieras** disponibles. En efecto, los sistemas de cogeneración comportan inversiones elevadas. No obstante, existen en la actualidad múltiples formas de financiación que facilitan la realización de los proyectos de cogeneración.

El futuro de la cogeneración: perspectivas de crecimiento.

Uno de los documentos más importantes que establece un objetivo de crecimiento de la cogeneración en Europa es la comunicación que presentó la Comisión, en octubre de 1997, al Consejo y al Parlamento Europeo donde se establecía una "Estrategia comunitaria para promocionar la producción combinada de calor y electricidad y eliminar los obstáculos a su desarrollo". Esta estrategia es aprobada por el Consejo el cuál reconoce que la cogeneración protege el medio ambiente y reduce la dependencia energética de forma satisfactoria desde un punto de vista económico.

El objetivo planteado por la Comisión es el de duplicar la aportación de la cogeneración a la producción de energía eléctrica, alcanzándose un 18% para el año 2010.

Si bien España se encuentra por encima de la media europea, en el porcentaje de producción eléctrica con cogeneración, aún estamos lejos de las cifras alcanzadas por países como Holanda, Dinamarca, Finlandia y Austria, donde ya se supera ampliamente, desde hace años, el objetivo comunitario antes mencionado.

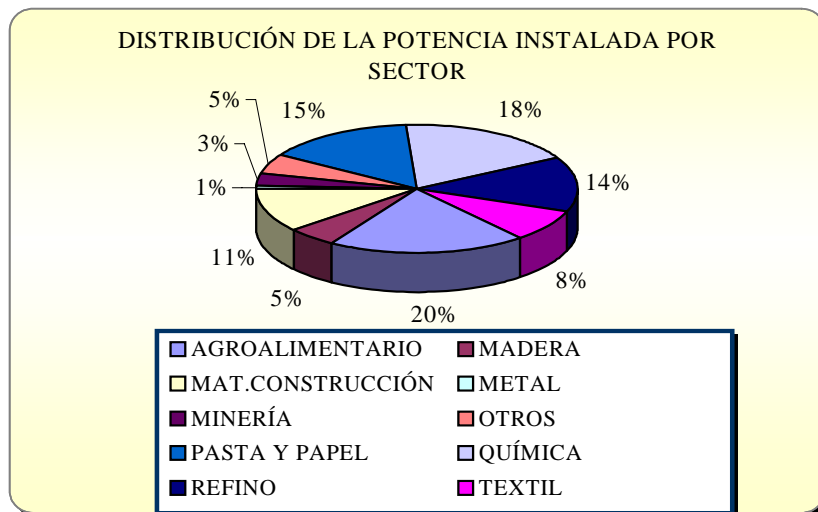
Las ventajas que implican los sistemas de cogeneración, en cuanto a ahorro de energía primaria, disminución del impacto ambiental, y otros citados anteriormente son motivos más que suficientes para tener en cuenta esta tecnología a la hora de planificar el futuro energético de un país. Y así se ha hecho en el documento sobre "Planificación y desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gasista, 2002-2011", elaborado por el Ministerio de Economía.

En este informe se prevé una aportación de la cogeneración a la cobertura de la demanda de energía eléctrica para el 2011 del 17%; aduciendo como razones para conseguirlo la ejecución del potencial existente, tanto en el sector industrial como en el terciario y residencial, debido a la mayor eficiencia de estos sistemas frente a los convencionales, incluidos los nuevos ciclos combinados, y a la reducción de los gastos de explotación.

2.3.2. Evolución de la cogeneración en la industria de automoción española

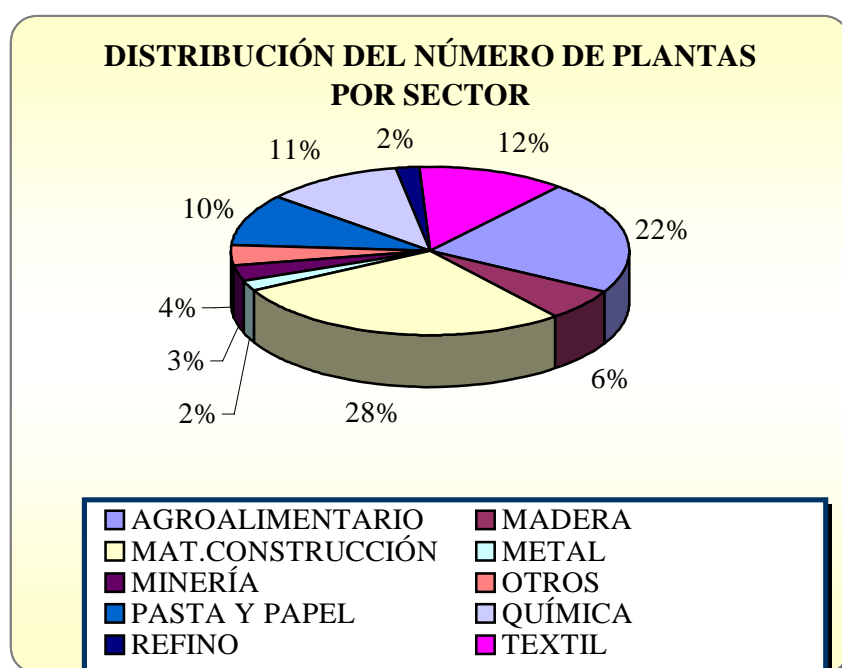
El sector automoción ha ocupado un lugar muy importante en el desarrollo de la cogeneración en España. Se va a comenzar con un estudio sectorial para ver la posición de las plantas de cogeneración propias de las fábricas con respecto al resto de sectores.

El **gráfico** muestra que el porcentaje de potencia de cogeneración instalada en España que corresponde a este sector es del 15% (datos del año 2004). Este es un valor importante, ocupando este sector el tercer lugar, inmediatamente después del sector agroalimentario, con el 20%, y del sector químico con el 18%, por delante del sector refino, con el 14%.



En la siguiente figura se presenta una distribución de las plantas también atendiendo al sector en el que se encuentran ubicadas. Según el número de plantas, los sectores más cogeneradores son los fabricantes de materiales para la construcción, fundamentalmente: cerámica estructural, azulejos y pavimentos, seguido de la industria agroalimentaria con un 22%, el sector de la pasta y del papel ocupa un quinto puesto con un 10%.

fuelle: red eléctrica



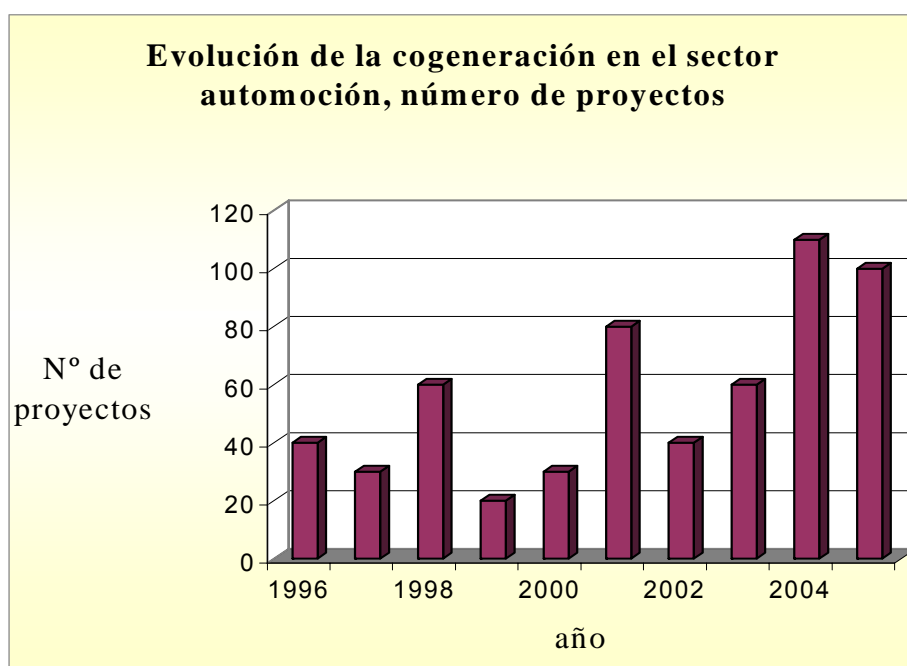
Como se ha dicho el sector automoción es uno de los que más ha invertido en cogeneración por sus altos costes energéticos.

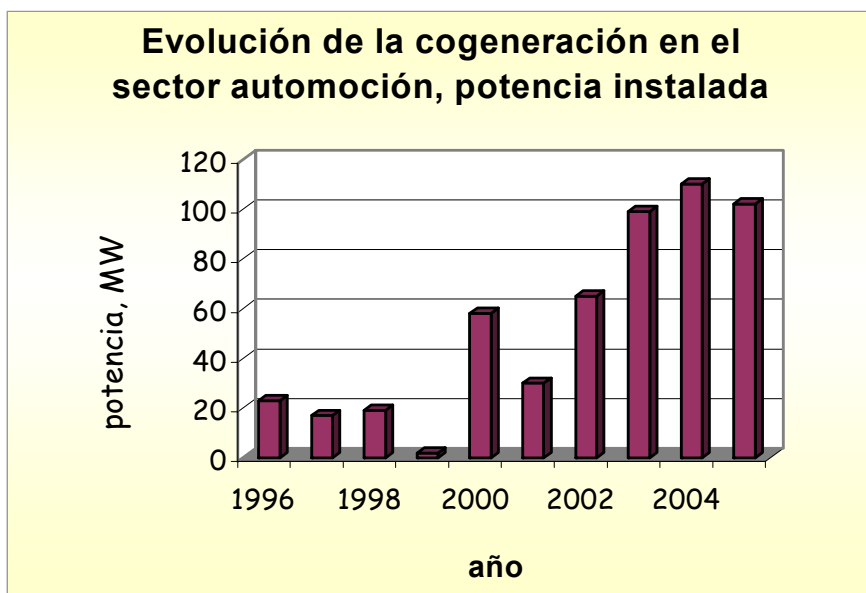
La UE se ha fijado para el 2010 el objetivo de que el 18% del total de la energía producida lo sea por cogeneración.

Los **gráficos siguientes** muestran el desarrollo en el tiempo de los proyectos de cogeneración en España en la industria automoción. Sus líneas generales siguen las mismas directivas que el desarrollo de la cogeneración en el sector global industrial. El factor determinante ha sido en todo momento el marco legislativo existente, que establecía no sólo las condiciones legales para la autorización de la instalación, sino también los factores económicos clave aplicables.

Este gran desarrollo de la cogeneración en el sector automoción es debido a las grandes necesidades simultáneas de energía eléctrica y de calor de proceso, es muy frecuente la necesidad de calor de bajo nivel de temperatura en operaciones de secado.

Fuente: red eléctrica





fuelle: red eléctrica

La fabricación de componentes de automoción requiere un alto empleo de energía tanto en forma térmica (cementación, inducción, recocido, revenido, temple, soldado, secado, cocción, refrigeración, calentamiento de baños, etc) como mecánica (prensado, fresado, desbarbado, embutido, granallado, laminado, mandrilado, rectificado, pulido, punteado, taladrado, torneado, bombeo, accionamientos, etc). La combinación de alta necesidad de vapor y electricidad hace ideales a estas fábricas para la instalación de equipos de cogeneración.

Casi todas las grandes fábricas de componentes de automoción en España disponen de equipos de cogeneración que cubren las necesidades eléctricas de la planta. Los excedentes vendidos a la red generan unos ingresos extras muy necesarios en épocas de crisis.

El **gráfico** muestra que la turbina de gas es el actuador usado con más frecuencia, suponiendo un 85% de la potencia instalada, repartiéndose

prácticamente a partes iguales el 15% restante entre los motores de gas y de fuel óleo.

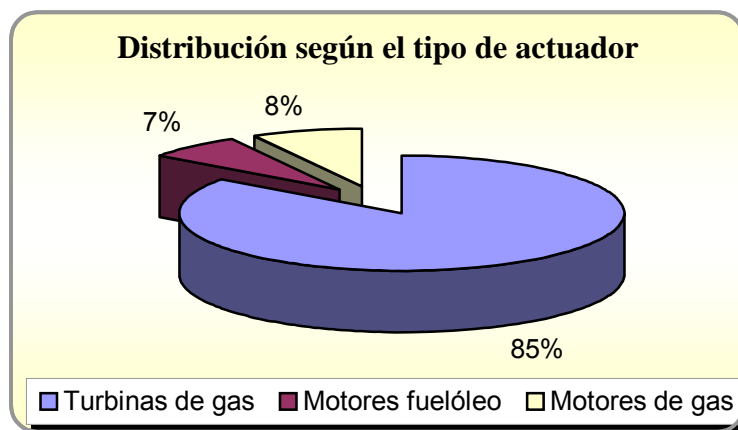


Gráfico 2

En el **gráfico 3** se observa la evolución a lo largo del tiempo de los distintos actuadores. De ella se deduce que la aplicación de los motores de fuel óleo parece responder a situaciones puntuales, mientras que la de los motores de gas está en crecimiento, probablemente por la expansión de la red de suministro de gas.

El **gráfico 4** presenta la distribución de las instalaciones de turbinas de gas en función de su potencia. Por número de instalaciones, destacan las de potencia inferior a 5 MWe, con una potencia media de 3,5 MWe. Por potencia instalada destacan claramente las del rango de 30 a 50 MWe, con una potencia media de 39,3 MWe.

El **gráfico 5** presenta el mismo tipo de información que el gráfico 4 relativa ahora a las instalaciones con motores de gas. Por número de instalaciones, hay un reparto muy uniforme entre los tamaños inferiores a 4 MWe. Por potencia instalada, preponderan las del rango de 2 a 4 MWe, con una potencia media de 3,1 MWe.

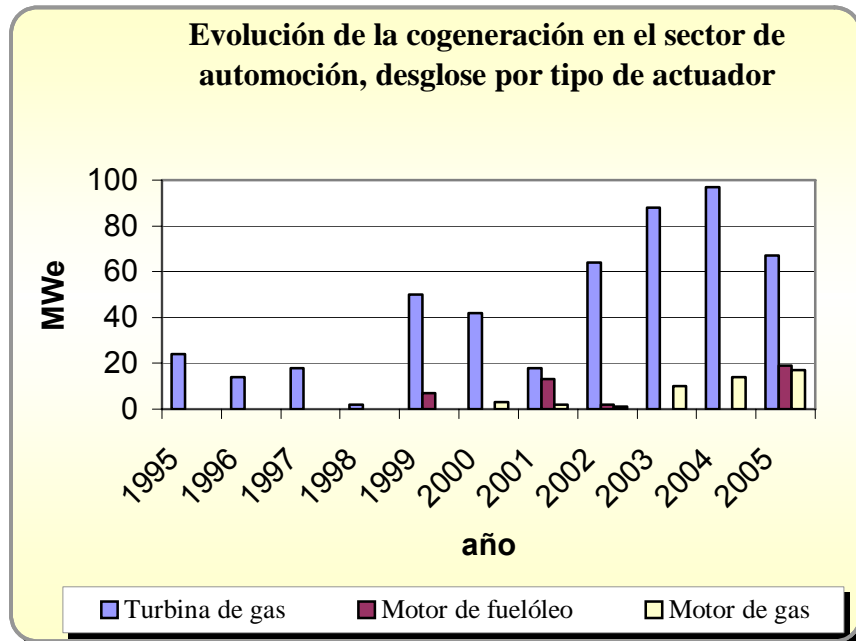


Gráfico 3

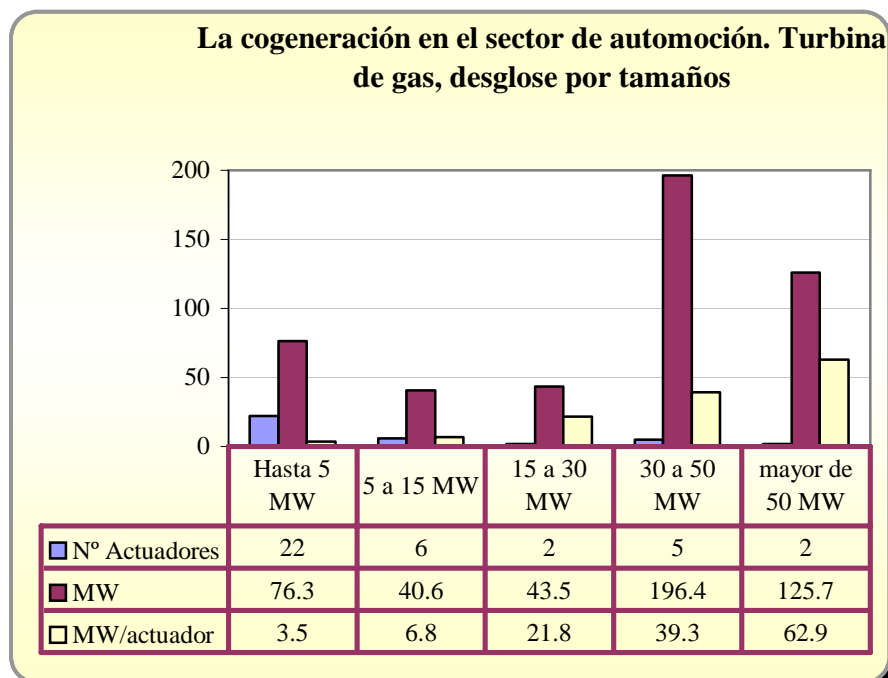


Gráfico 4

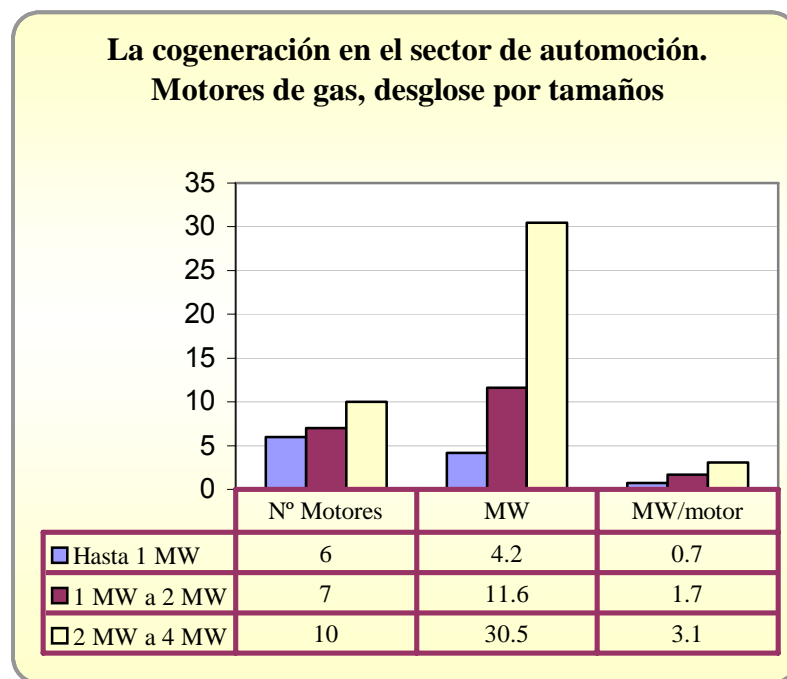


Gráfico 5

Se estima que en el sector automoción existe en torno a 350 empresas, de las que apenas una docena tienen una capacidad superior a las 100.000 Tm/año, siendo la mayor parte de tamaño mediano y pequeño. La dimensión media de las plantas españolas se sitúa sobre las 30.000 Tm/año.

En los últimos quince años, la industria automoción ha reducido el consumo de energía por tonelada producida en nuestro país hasta en un 60%, dependiendo de los procesos de fabricación. Y esto ha sido posible por la larga trayectoria del sector en el ahorro y valorización energética de sus residuos, tanto con la generación propia a partir de energías renovables como la instalación generalizada de plantas de cogeneración y el cambio a combustibles más limpios como el gas natural.

3. OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO

3.1. OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es, de acuerdo con los condicionantes fijados por el RD 2818/1998 diseñar una planta de cogeneración de energía, tras realizar previamente un exhaustivo análisis de los procesos productivos y energéticos requeridos por la factoría a la que abastecerá térmica y eléctricamente, y analizar la conveniencia o no, tanto desde el punto de vista energético y ambiental como económico, de su implantación. La factoría estará ubicada en el término municipal de la localidad gaditana de Puerto Real y se venderá a la red Sevillana el excedente eléctrico al precio establecido en dicho Real Decreto.

3.2. ALCANCE DEL PROYECTO

A continuación se especifican el alcance y los contenidos del proyecto planteado con el fin de conseguir que quede totalmente especificado:

- Queda incluido dentro del alcance del proyecto todas las dimensiones de todas las instalaciones y edificios que forman parte de la planta de cogeneración, como son nave de turbina de vapor, planta de tratamiento de aguas, los tanques, el edificio de oficinas y sala de control, el edificio de la estación de regulación y medida, los accesos, vías y espacios dedicados para la turbina de gas y caldera de recuperación de calor que se encuentran a la intemperie.
- Queda incluido dentro del alcance del proyecto y perfectamente diseñadas la red de agua de proceso y red de conducciones de vapor de la planta, así como el suministro de gas natural. Esto es, definidas y especificadas todas las tuberías y líneas de proceso de la planta, estableciendo sus dimensiones y condiciones de circulación de los fluidos por el interior de las mismas.

- Queda incluido dentro del alcance del proyecto las bases de diseño y los balances de materia y energía de la planta durante su funcionamiento, quedan establecidos con el objetivo de controlar la correcta operación de la misma.
- Queda incluido dentro del alcance del proyecto las necesidades de servicios auxiliares para el funcionamiento de la planta como son agua para refrigeración y planta de tratamiento de agua.
- Queda incluido dentro del alcance del proyecto los equipos a usar en el proceso, quedan descritos tanto desde el punto de vista de su estructura como de su diseño mecánico, sus condiciones de operación y su instalación.
- Queda incluido dentro del alcance del proyecto la instrumentación y control de la planta quedan establecidos para conseguir un control de todas las variables del proceso y un nivel de seguridad adecuado ante cualquier anomalía o emergencia que pueda surgir.
- Queda incluido dentro del alcance del proyecto el coste de implantación de la planta, quedando especificado en el presupuesto, en el que se determinan los costes de cada una de las partidas que componen el proyecto.
- Queda incluido dentro del alcance del proyecto el pliego de condiciones, donde se incluyen las condiciones que rigen la ejecución del proyecto, las calidades que han de tener los equipos y las cláusulas administrativas.
- Quedan incluidos dentro del alcance del proyecto los planos necesarios para la completa explicación y medición de las instalaciones de la planta, edificios, equipos, tuberías e instalaciones auxiliares.

4. OPCIONES DE VIABILIDAD

Son tres las opciones de viabilidad que se han tenido en cuenta en el estudio de viabilidad. Las tres alternativas buscan el mismo producto final (determinada energía eléctrica y térmica) cambiando la forma de conseguirlo.

La primera alternativa tiene como principales equipos una turbina de gas, una caldera de recuperación y una turbina de vapor, la segunda alternativa una turbina de gas y una caldera de recuperación de calor y la tercera y última alternativa una caldera de vapor y una turbina de vapor de acción.

- ❖ *1ª ALTERNATIVA*: Central de cogeneración de ciclo combinado con una turbina de gas, una caldera de recuperación de calor y una turbina de vapor a condensación.

- ❖ *2ª ALTERNATIVA*: Central de cogeneración con turbina de gas y caldera de recuperación de calor.

- ❖ *3ª ALTERNATIVA*: Central de cogeneración con turbina de vapor con extracción lateral.

5. DESCRIPCIÓN DE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS

5.1. COGENERACIÓN CON TURBINAS DE GAS

En el sistema de cogeneración con turbina de gas (véase figuras) el combustible es introducido en una cámara de combustión donde quemará.

Los productos de la combustión son introducidos en una turbina, donde su energía es convertida en energía mecánica, que a su vez puede ser transformada en energía eléctrica mediante un alternador. La energía residual, obtenida en forma de un flujo de gases calientes se puede utilizar para cubrir las demandas térmicas del proceso en su totalidad o parcialmente. Se trata, por tanto, de un ciclo de cabeza.

Los gases en la salida de la turbina tienen un gran nivel energético. La cogeneración consiste en aprovechar esta energía residual.

Tres maneras de obtener el Q útil:

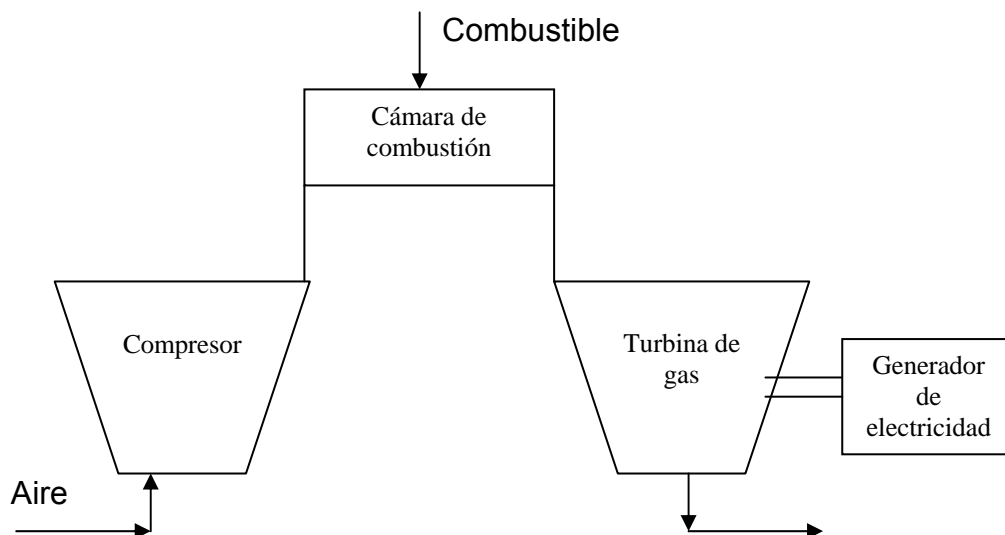
- Directamente de gases de escape ($T = 500-600^{\circ} \text{C}$).
- Gases de escape usados para producir vapor de media o baja P en una caldera de recuperación.
- De gases de escape tras una postcombustión.

Los tres tipos más comunes de cogeneración con turbinas de gas son los siguientes:

- ✓ Cogeneración en ciclo simple con generador de vapor por recuperación.
- ✓ Utilización directa de los gases.
- ✓ Inyección de vapor.

Dos tipos de turbinas más usuales:

- Turbinas aeroderivadas: de propulsión aérea reconvertidas. Buenos rendimientos debido a álabes cerámicos y refrigerados, soportan temperaturas elevadas (1500°C). Potencias hasta 500 MW. Arranque rápido pero menor vida útil.
- Turbinas de gas industriales: con mejoras para alcanzar eficiencias similares a las anteriores a menor T. inversión inicial más cara pero mantenimiento más barato. Potencias de hasta 250 MW. Pueden usar fuel como combustible.



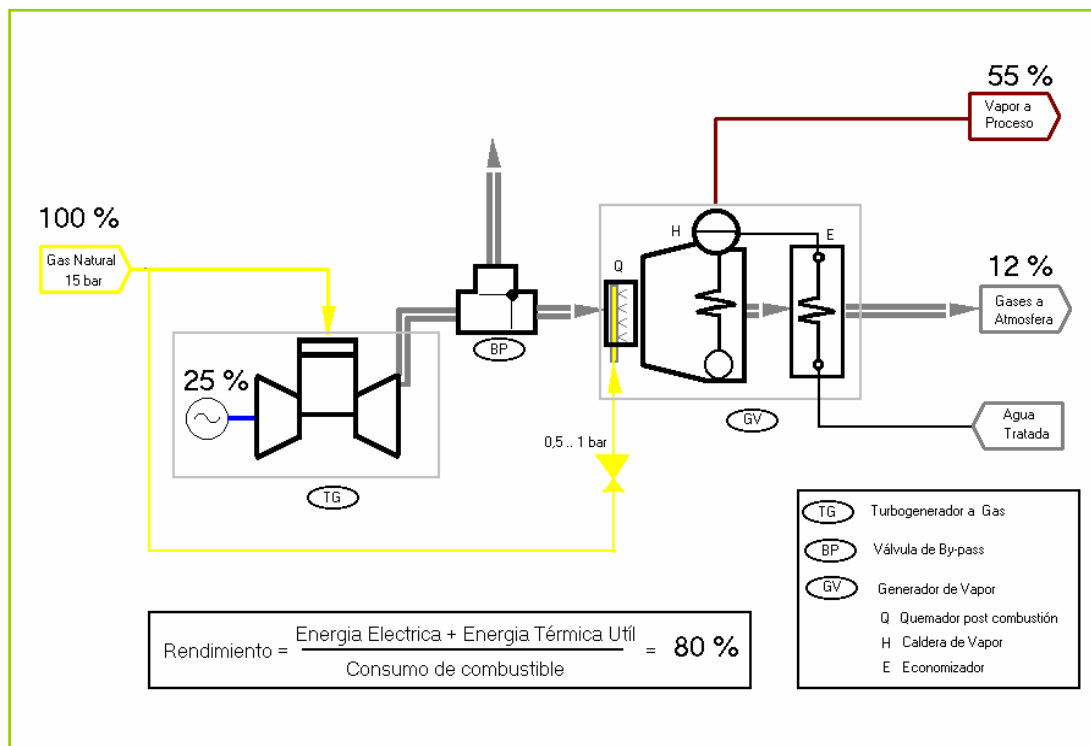
Las principales **ventajas** de la cogeneración con turbinas de gas son las siguientes:

- a) Amplio abanico de aplicaciones
- b) Alta fiabilidad (98,7 %)
- c) Alta temperatura de los gases de escape (450 a 550 °C)
- d) Rango de potencias entre 0.5 y 100 MW
- e) Gases con alto contenido de oxígeno, que permiten una postcombustión

- f) Puesta en marcha y cargas rápidas
- g) Coste de instalación por potencia instalada y de mantenimiento los más bajos.

Las **desventajas** más relevantes son :

- a) Limitaciones en los combustibles utilizables
- b) Vida de trabajo relativamente corta
- c) Paradas limitadas por reducción de vida útil
- d) Bajos rendimientos a carga parcial



COMBUSTIBLE USADO	TAMAÑO (MWe)	PHR	η_E	η
Gas natural (más usado)	De 0,25 a más de 50	De 1,5:1 a más de 5:1	Del 25 al 42%	Del 65 al 87%

5.2. COGENERACIÓN CON TURBINAS DE VAPOR

En el sistema de cogeneración con turbina de vapor (véase figuras) el combustible se introduce en una caldera de vapor. Este vapor, a alta presión, se expande en una turbina. De esta manera se obtiene energía mecánica en el eje de la turbina, utilizada para accionar un alternador. El vapor a baja presión y alta temperatura, resultante de la expansión dentro de la turbina, es aprovechable para procesos posteriores.

Los principales componentes de una instalación con turbina de vapor son : la caldera de generación de vapor, la turbina de vapor y los dispositivos de recuperación de calor.

Empleadas por grandes usuarios. Utilizan vapor a media-alta presión como calor útil. Se instalan para sustituir calderas obsoletas, cuando hay calor residual o el combustible disponible no se puede usar en otro tipo de motor. Potencias altas (decenas de MW). Coste de instalación y mantenimiento alto pero coste por potencia instalada menor que MACI y similar a ciclo combinado.

Dos tipos de turbinas:

Turbina de contrapresión:

- Calor útil: vapor expansionado en turbina hasta P (baja o media) de usuario.
- Sistema más sencillo y más utilizado.
- Únicas pérdidas en caldera.
- Muy útiles para trabajar a plena carga.

Turbina de condensación con extracción:

- P condensador menor que atmosférica para aumentar h_e .
- Q útil obtenido de extracciones de vapor de la turbina.

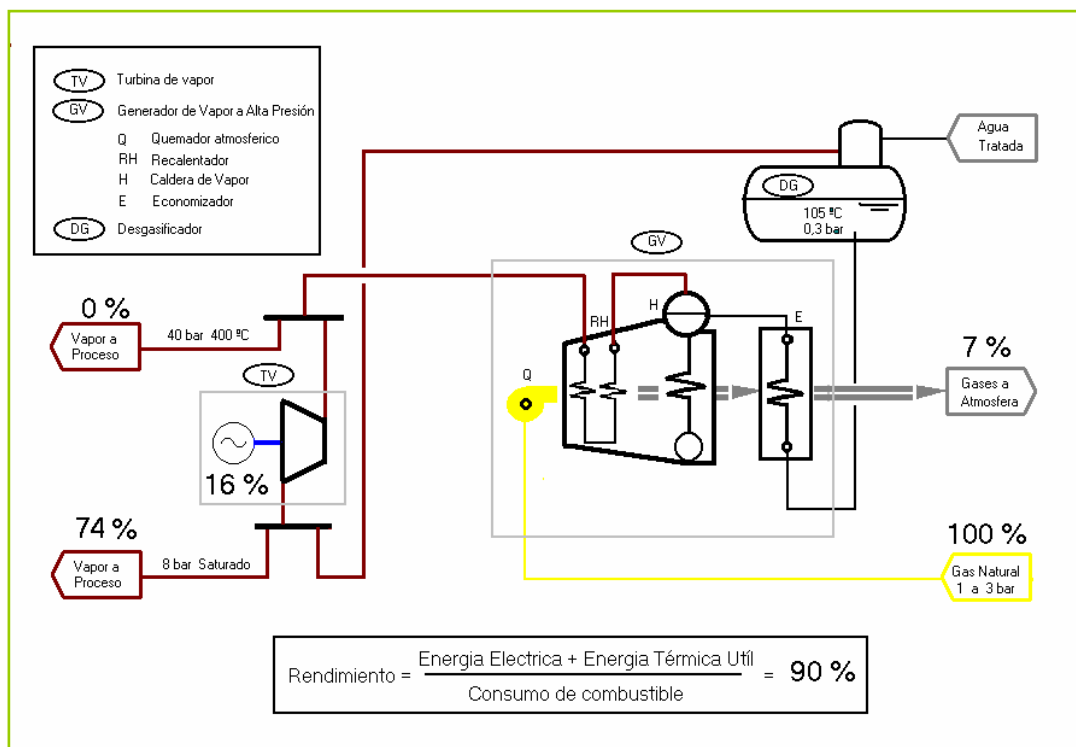
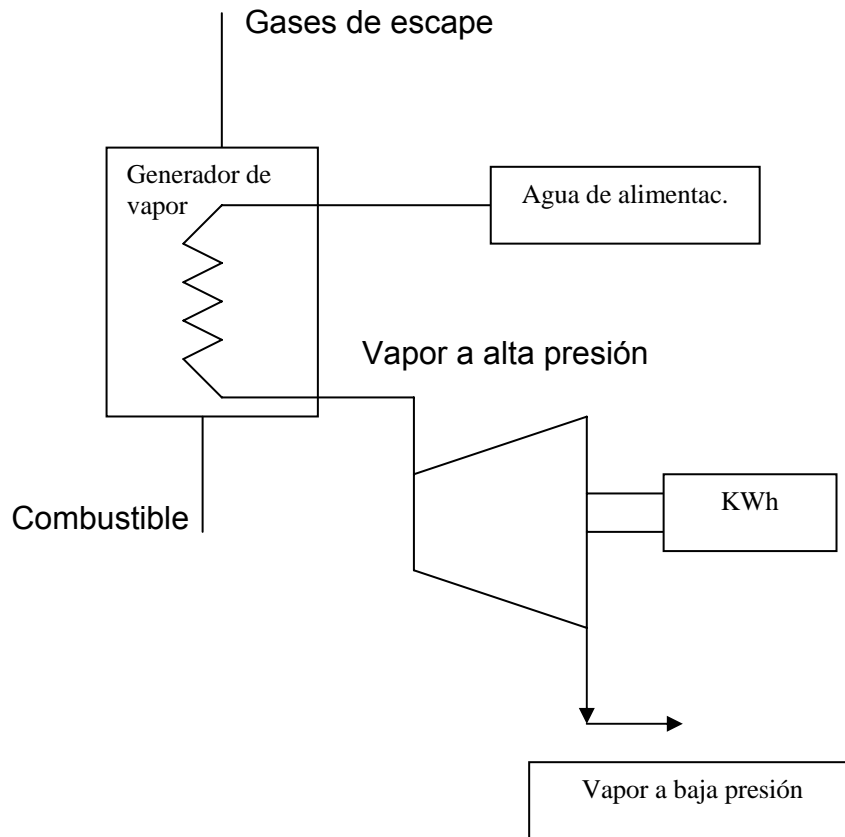
- Calor del condensador no aprovechable.
- Instalación más compleja por condensador y refrigeración del agua del condensador.
- Regulación de *relación calor-electricidad* con caudal de extracción (P y T).

Las principales **ventajas** de las turbinas de vapor para cogeneración son:

- a) Alta eficiencia global
- b) Alta seguridad
- c) Pueden utilizarse todo tipo de combustibles
- d) Larga vida de trabajo
- e) Amplio rango de potencias (0,5 MW a 1.500 MW)
- f) Sistemas muy probados (existe una gran experiencia)
- g) Idóneo para marcha continua y con carga elevada
- h) Fiabilidad suministro eléctrico elevada
- i) Rentabilidad económica: consumos de vapor de 5,5 Kg/KWh consumido y $W \geq 300$ KW durante 5000 h/año.
- j) Trabajan a menor P y T que centrales eléctricas: Q residual aprovechado y no hace falta η e elevado.
- k) No usan regeneradores

Las **desventajas**:

- a) Baja relación electricidad-calor (de 0,1 a 0,3)
- b) No se pueden alcanzar potencias eléctricas altas
- c) Alto coste de instalación
- d) Puesta en marcha lenta



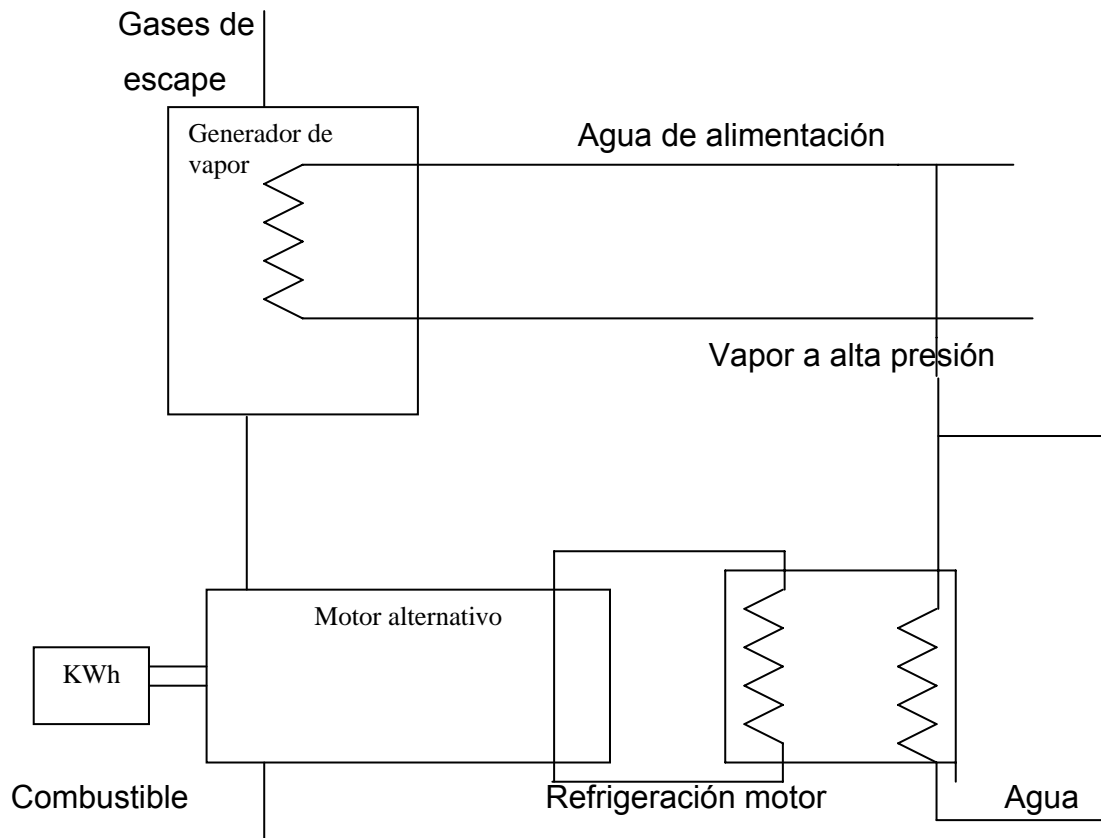
TIPO DE TURBINA	COMBUSTIBLE USADO	TAMAÑO (mwe)	PHR	η_e	η
turbina de contrapresión	cualquiera	De 1 a más de 100	De 3:1 a más de 8:1	Del 10 al 20%	Hasta el 80%
turbina de condensación	cualquiera	De 0,5 a 500	De 3:1 a más de 10:1	Del 7 al 20%	Hasta el 80%

5.3. COGENERACIÓN CON MOTORES ALTERNATIVOS DE COMBUSTIÓN INTERNA

Los motores de combustión interna son también utilizados en equipos de cogeneración. En aspecto de concepción, difieren poco de las turbinas de gas (generación de electricidad mediante alternador acoplado al eje del motor y aprovechamiento del calor de los gases de escape), pero hay importantes diferencias térmicas. Al final del capítulo se da una tabla comparativa entre los dos equipos cogeneradores.

Los motores tienen una eficiencia en la generación de energía eléctrica superior a la de las turbinas de gas, pero su rendimiento térmico es inferior (diferencia de temperaturas entre los gases de escape y los circuitos de refrigeración).

En los motores alternativos de combustión interna, el calor puede ser recuperado del sistema de lubricación, del sistema de enfriamiento y de los gases de escape. En los motores Diesel, también se puede recuperar calor del sistema de enfriamiento del aire de admisión. En la figura se observa un esquema general de una instalación de cogeneración con motor alternativo.



La **principal ventaja** de los motores alternativos de combustión interna en aplicaciones de cogeneración es la flexibilidad que presentan bajo variaciones de demanda, sin un aumento importante en el consumo específico del motor.

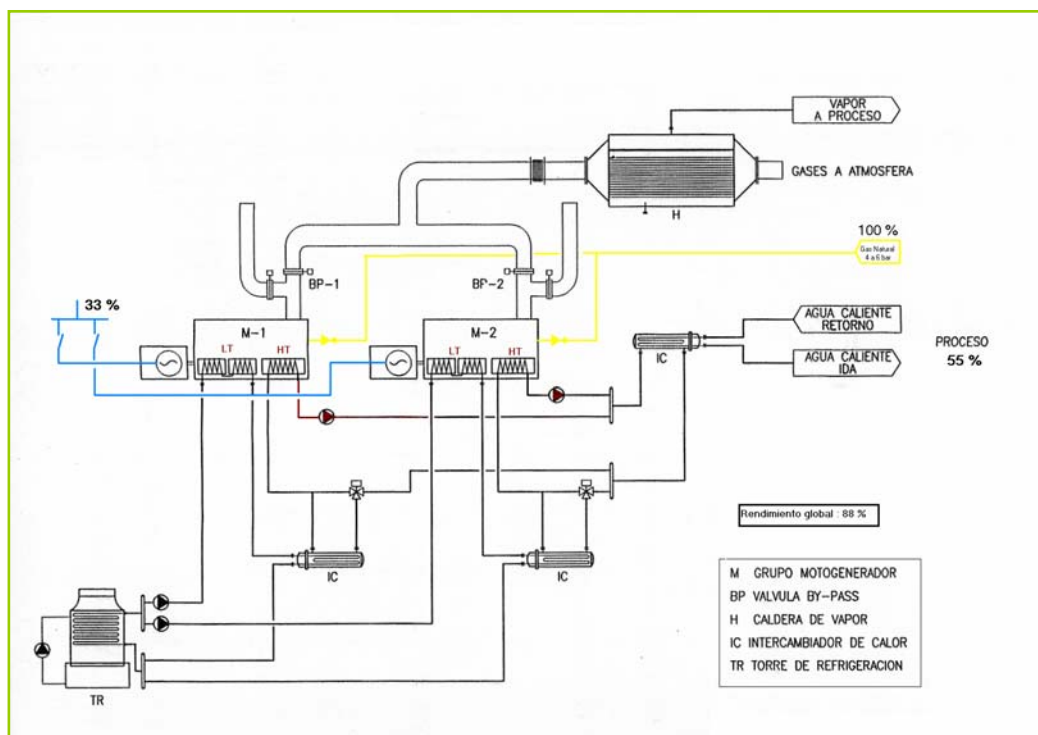
Otras ventajas son las siguientes:

- Buena relación electricidad/calor producido (de 1,2 a 2,4)
- Eficiencia eléctrica elevada
- Inversión más económica que en otras tecnologías
- Larga vida de trabajo

Las principales **desventajas** son:

- a) Alto coste de mantenimiento, aunque es poco especializado
- b) Energía térmica a baja temperatura (diferentes niveles energéticos)

Se muestra un ciclo simple en cabeza con motor alternativo ciclo OTTO.



TIPO DE MOTOR	COMBUSTIBLE USADO	TAMAÑO (MWE)	PHR	η_E	η
De ignición por compresión (Diesel)	Gas Biogas Gasoil Fueloil Naftalina	De 0,2 a 20	De 0,5:1 a 3:1	Del 35 al 45%	Del 65 al 90%
De ignición por chispa (Otto)	Gas Biogas Fueloil Naftalina	De 0,003 a 6	De 1:1 a 3:1	Del 25 al 43%	Del 70 al 92%

Comparación sistemas: T.G/MACI	TURBINAS DE GAS	MOTOR ALTERNATIVO
Rendimientos	20 a 36%	28 a 45%
Producción térmica	Gases a 500 °C aprox.	23% gases a 400 °C
		17% agua HT (90 °C)
		6% agua LT (45 °C)
Regulación	Mala	Buena
Demandas	Requiere régimen de demandas continuo	Capaz de adaptarse a demandas variables

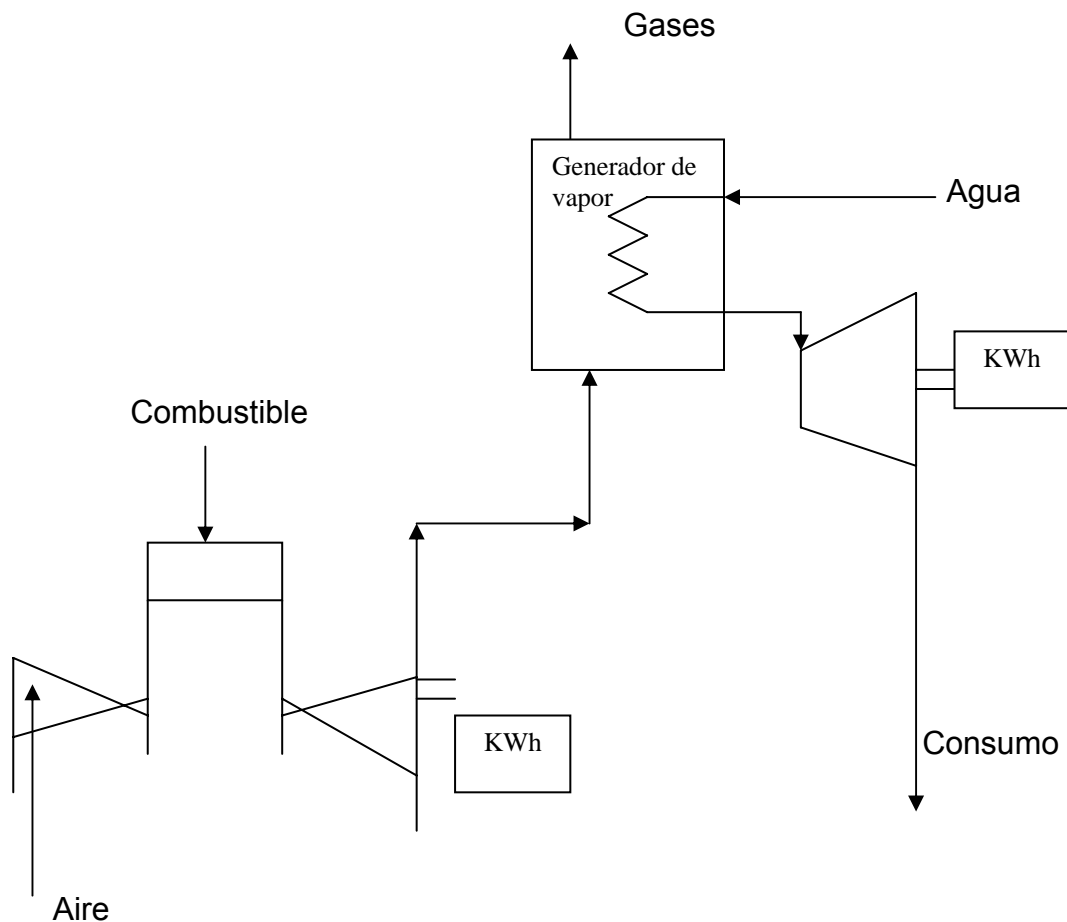
5.4. COGENERACIÓN MEDIANTE CICLOS COMBINADOS

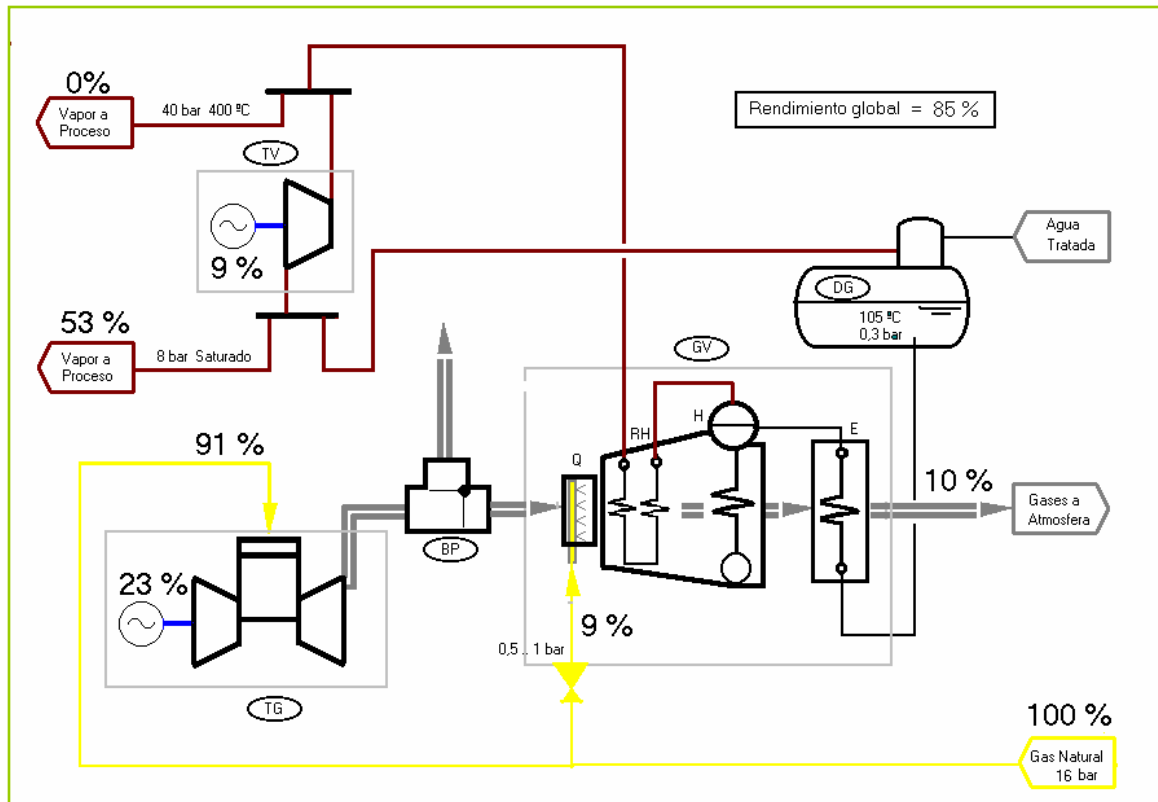
La tecnología del ciclo combinado en centrales de generación está basada en la combinación de turbinas de gas y turbinas de vapor, con la finalidad de aumentar el rendimiento de la instalación.

Con la combinación de la turbina de gas y la turbina de vapor, se aprovecha la temperatura de los gases de escape de la turbina de gas (que mueve un generador eléctrico) para generar vapor que acciona la turbina de vapor. La turbina de vapor acciona otro generador eléctrico conectado en paralelo con el de la turbina de gas, obteniendo en la salida vapor a baja presión con una energía térmica también utilizable. De esta manera se consigue una utilización integral de la energía y elevar el rendimiento térmico global.

El concepto de ciclo combinado se puede extender a la combinación de otras tecnologías, como por ejemplo un motor alternativo y una turbina de vapor. En la figura se muestra un esquema básico de un ciclo combinado con turbina de gas y de vapor.

Con ciclo combinado, el rendimiento térmico global resulta ligeramente inferior al del ciclo cogenerativo convencional con generador de vapor y turbina de contrapresión. La razón es la necesidad de trabajar con exceso de aire en la turbina de gas y el aumento de pérdidas mecánicas. A pesar de esto, el ciclo combinado resulta muy ventajoso porque en igualdad de condiciones se genera una cantidad mayor de energía eléctrica, lo que supone un ahorro de combustible.





Resumen:

- ✓ Relaciones entre 800 y 1800 kWh/10⁶ Kcal
- ✓ Rendimiento térmico global entre 74 y 78%
- ✓ Las potencias de las plantas pueden variar entre los 30 y 600 MW

COMBUSTIBLE USADO	TAMAÑO (MWe)	PHR	η_E	η
Gas Biogas Gasoil Naftalina Gases licuados del petroleo Fueloil	De 3 a más de 300	De 1:1 a más de 3:1	Del 35 al 55%	Del 73 al 90%

Comparación entre sistemas

Sistema	η_e	η_G	RCE	Costes de instalación y mant.	Coste por potencia instalada	Tipo de trabajo
Turbina de vapor	10-30	50-90	4-12	Altos	Intermedio	Procesos continuos y carga elevada
Turbina de gas	18-35	85-90	2-6	Más bajos	Más bajo	Procesos continuos y carga elevada
Ciclo combinado	50	70-80	0,5-1	Intermedios	Intermedio	Procesos discontinuos y carga parcial
M.A.C.I.	30-50	50-70	0,5-1	Más altos	Más alto	Procesos discontinuos y carga parcial

5.5. OTRAS TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN

En el campo de la cogeneración hay otras tecnologías, de las cuales algunas ya están totalmente desarrolladas y otras se encuentran en proceso de desarrollo.

- ✓ Motor Stirling. Este tipo de motor puede utilizar cualquier tipo de combustible ya que es un motor de combustión externa. Presentan varias ventajas sobre los motores alternativos de combustión interna: rendimiento térmico superior e impacto medioambiental menor, ya que, aparte de reducir las emisiones contaminantes, se pueden utilizar combustibles alternativos.

Las aplicaciones actuales de esta tecnología están centradas en plantas de pequeña potencia (sobre los 300 CV), pero las investigaciones van dirigidas a una obtención de potencias superiores (2000 CV).

- ✓ Ciclo de Rankine con fluido orgánico. Estos equipos están formados por un intercambiador de calor evaporador, una turbina y un sistema de control. En este caso, el combustible es un fluido orgánico. Estas instalaciones pueden llegar a recuperar calores residuales a 250 °C, con rendimientos que oscilan alrededor del 20%.

- ✓ Células de combustible. Son dispositivos para convertir directamente la energía de un combustible (hidrógeno o gas rico en hidrógeno) y un oxidante en energía eléctrica. Como en este proceso se desprende calor, también es aplicable la cogeneración. Los componentes básicos de un sistema de célula de combustible son: la célula, el subsistema de suministro de combustible (normalmente un procesador para producir hidrógeno), un convertidor eléctrico para modificar la energía eléctrica a una forma aceptable para el usuario. Las células se componen de dos electrodos separados por un electrolito. En general, en las células de combustible, el combustible se dirige hacia el ánodo poroso que está recubierto por un catalizador, por ejemplo platino, que hace que las moléculas de hidrógeno se disocien en iones y electrones. Estos iones pasan a través del electrolito al cátodo y los electrones crean una corriente por un hilo conductor que une los dos electrodos.

Las principales ventajas de las células de combustible son: alto rendimiento, incluido a baja temperatura y también a carga parcial, bajo nivel de emisiones nocivas, poco ruido, facilidad de instalación y modularidad. Los inconvenientes actuales son el elevado precio de fabricación, la seguridad en el almacenaje del hidrógeno y el gran volumen necesario de pilas de combustible para obtener potencias adecuadas.

- ✓ Bombas de calor. Pueden utilizarse en sistemas de cogeneración para aumentar la temperatura de algún calor residual, a fin de su utilización en los procesos.

6. JUSTIFICACIÓN DE LA OPCIÓN ELEGIDA

Para comparar las diferentes alternativas y poder seleccionar la mejor de todas ellas es necesario realizar una matriz de efectos en la que se valorarán los parámetros más importantes que intervienen en la ejecución de un proyecto de una Planta de Cogeneración.

6.1. PARÁMETROS DE SELECCIÓN.

Los parámetros que se han considerado son los siguientes:

- **Rentabilidad:** para medir este factor se utiliza la T.I.R. realizada para cada una de las alternativas. Este es el parámetro más importante ya que por muy interesante que sea una idea, si no es rentable no se puede llevar a cabo.
- **Eficiencia global:** La eficiencia global del sistema de cogeneración es un factor importante a considerar.
- **Inversión:** es la suma de los capitales fijo y circulante. Si la inversión del proyecto es muy elevada será más difícil de rentabilizar y más ayudas serán necesarias para poder financiarlo.
- **Ahorro de energía primaria:** hace referencia al ahorro de gas natural en el proceso productivo, en comparación con el que se requeriría para satisfacer la misma demanda de electricidad y calor, si ambas fueran producidas de forma convencional en instalaciones independientes.
- **Rendimiento eléctrico equivalente:** Es el consumo de combustible atribuible a la electricidad producida. Debe ser superior al 59% para

acogerse al RD 2818/1998. (En instalaciones con turbina de gas y turbina de vapor)

6.2. MATRIZ DE DECISIÓN.

Esta es la herramienta que permite seleccionar la mejor alternativa. Para ello se basa en los parámetros ya comentados. Los pasos a seguir son:

1. En primer lugar hay que determinar la importancia relativa de cada uno de los parámetros ya que no todos tienen el mismo valor. Para ello se asigna a cada factor un % sobre 100. Cuanto mayor sea el % mayor será su importancia.
2. Determinar el grado de cumplimiento del factor en cuestión por parte de cada una de las alternativas. Esto se realiza asignando un valor de 1 a 10, de modo que el valor 1 ó próximo significa que esa alternativa es muy desfavorable respecto a ese factor; lógicamente, un valor 10 ó cercano quiere decir que esa alternativa cumple muy satisfactoriamente ese parámetro.
3. Posteriormente se halla la importancia absoluta de cada parámetro para cada una de las alternativas multiplicando la importancia relativa de dicho factor por el valor asignado en el paso 2.
4. Por último se calcula el total para cada una de las alternativas mediante la suma de las importancias totales de cada parámetro. La alternativa cuyo total sea mayor será la opción elegida para realizar el proyecto.

A continuación se muestra la matriz de decisión para cada una de las alternativas:

Parámetro	Importancia relativa	CICLO COMBINADO	Importancia absoluta
Rentabilidad	30	9	270
Eficiencia global	15	9	135
Inversión	15	5	75
Rendimiento eléctrico equivalente	25	10	250
Ahorro de energía primaria	15	9	135
Total	100	---	865

Parámetro	Importancia relativa	TURBINA GAS	Importancia absoluta
Rentabilidad	30	7	210
Eficiencia global	15	8	120
Inversión	15	5	75
Rendimiento eléctrico equivalente	25	8	200
Ahorro de energía primaria	15	7	105
Total	100	---	710

Parámetro	Importancia relativa	TURBINA VAPOR	Importancia absoluta
Rentabilidad	30	0	0
Eficiencia global	15	5	75
Inversión	15	7	105
Rendimiento eléctrico equivalente	25	0	0
Ahorro de energía primaria	15	4	60
Total	100	---	240

6.3. CONCLUSIONES.

De acuerdo con los resultados del análisis técnico y económico, se propone instalar el sistema de cogeneración de la primera alternativa. Por tanto, la alternativa que se desarrollará en el proyecto será **"Central de cogeneración de ciclo combinado con una turbina de gas, una caldera de recuperación de calor y una turbina de vapor a condensación"**. A continuación se resumen algunas de las causas por las que se selecciona dicha alternativa.

- La alternativa más viable es la primera, ciclo combinado, ya que tiene el mejor resultado en la matriz de decisión.
- La primera alternativa tiene la mejor rentabilidad. (T.I.R.= 20,7%). Partiendo como imposición del promotor que el factor de rentabilidad económico que hace viable el desarrollo de una determinada alternativa sea una tasa interna de retorno superior al 15%, se puede ver en el apartado **"Tasa Interna de Retorno (TIR)"** del estudio económico del que,

dicha tasa supera las indicaciones del promotor, resultando la óptima para el desarrollo desde un punto de vista económico, que a fin de cuentas es el que determina o no la implantación o no de una alternativa.

- La primera alternativa es capaz de responder satisfactoriamente a cambios en la demanda eléctrica o térmica y a situaciones excepcionales de parada de alguno de los equipos principales.
- La tercera alternativa aunque hubiera obtenido el mejor resultado en la matriz de decisión nunca se llevaría a la práctica porque en su estudio económico-financiero se obtiene que no es viable, su tasa interna de retorno es negativa y eso no es posible.

7. DEFINICIÓN DE LA INDUSTRIA DE AUTOMOCIÓN

Actualmente la empresa está embarcada en un proceso de mejora y modernización de sus instalaciones, para intentar convertirla en una de las fábricas más automatizadas y avanzadas del sector, es por lo que, aprovechando esta iniciativa, se propone la idea de mejorar la instalación desde un punto de vista energético, económico y ambiental, mediante la implantación de una central de cogeneración de energía.

El objetivo de este apartado es determinar el aporte térmico y eléctrico que la Planta de Cogeneración debe aportar a dicha factoría.

7.1. PROCESO DE FABRICACIÓN

En este capítulo se presenta una breve descripción del proceso productivo y de sus instalaciones auxiliares, con el objetivo de destacar aquellos aspectos necesarios para una correcta interpretación del posterior análisis técnico.

ACTIVIDAD INDUSTRIAL Y CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN.

La industria de automoción ubicada en Puerto Real (Cádiz) se dedica a la fabricación de componentes del automóvil.

La producción actual y capacidad productiva de cada una de las divisiones se presenta a continuación.

Planta A

Esta planta fabrica cuatro sistemas de suspensión para automóviles, que son:

- Amortiguador convencional
- Amortiguador hidráulico con nivelación neumática

- Columna de suspensión
- Cartucho para columna de suspensión

El proceso de fabricación de todos ellos es semejante, siendo los materiales básicos de partida las bobinas de acero en redondo para producción de vástagos y los flejes para producción de tubos. A ambos productos se les irán acoplado diferentes piezas o elementos por procedimientos automáticos y una vez terminados se procederá al montaje de ambos subconjuntos para pasar posteriormente al montaje del producto final.

La producción de la planta A es de aproximadamente 10 millones de amortiguadores al año, lo que supone el 80% de su capacidad.

Esta planta está equipada de líneas automáticas de ensamblaje de los productos anteriormente mencionados, así como líneas flexibles para aplicaciones de bajo volumen y unas instalaciones separadas de cromado y de pintura (catafórica y electrostática). Como instalaciones de apoyo cabe destacar los laboratorios de metalurgia y materiales, desarrollo de ingeniería y el taller de fabricación de prototipos, entre otros.

Planta B

Esta planta se dedica a la fabricación de tres sistemas de transmisión y dirección, tales como:

- Semiejes motrices de dirección
- Columnas de dirección
- Direcciones de piñón-cremallera.

La maquinaria empleada en la fabricación de estas piezas, incorpora la más avanzada tecnología existente en el mercado. La producción varía según el producto

fabricado, siendo de 1.500 unidades coche / día de cremalleras, piñón y ejes de transmisión de potencia. En cuanto a las juntas homocinéticas, se producen alrededor de 4.500 unidades / día.

Planta C

Esta división fabrica rodamientos para automóviles integrados.

A diferencia de las demás instalaciones, la planta de rodamientos se caracteriza por la completa automatización de los procesos. Las piezas se trasladan mediante cintas transportadoras, tanto a nivel del suelo como en altura, con la ayuda de elevadores. El proceso está altamente automatizado por lo que la necesidad de operarios se reduce sensiblemente.

La producción es de aproximadamente de 7.700 piezas / día, correspondiente a 2.100.000 unidades de rodamientos al año.

Instalaciones auxiliares

La factoría dispone de zonas próximas entre sí, donde se encuentran ubicados los talleres destinados a reparación y mantenimiento mecánico y eléctrico de maquinaria, y posibles recuperaciones.

En una zona adyacente a éstos se encuentra el almacén de recambios, la matricería, destinada a mantenimiento central de tornos, afilado, pulido de matrices, etc, y la zona de manejo de chapa. En esta zona se efectúa el corte automático de chapa para la fabricación de piezas de recambio entre otras cosas. Para ello dispone de dos cizallas que cortan la chapa, una punzonadora, una plegadora para doblar la chapa en seco, una sierra, una cabina de soldadura para preparación de cestas y bandejas de los hornos y dos hornos pequeños, uno de revenido y otro de temple.

Existe además una sección que se encarga de suministrar aquellos servicios necesarios para el funcionamiento de las plantas como vapor, electricidad, aire comprimido, corgón, nitrógeno, ácidos, bases, disolventes, grasas, aceites, metanol, aguas, calefacción, aire acondicionado, sistemas contra incendios, planta de tratamiento, etc. Está compuesto de un edificio central y una serie de instalaciones a la intemperie.

MATERIAS PRIMAS

Las tres secciones de la fábrica no disponen de ninguna unidad para síntesis de las materias primas, que siempre se reciben semielaboradas. Para el proceso productivo compra diversos productos, fleje, alambre y los transforma en productos utilizados ampliamente en el sector de componentes del automóvil.

Las materias primas empleadas para la obtención de los diferentes componentes fabricados varían según el tipo de planta y el producto final obtenido.

Tipos de piezas compradas:

- Alambre, chapa. Acero 45,5%
- Piezas de plástico 8,6%
- Ensamblajes electrónicos 5,4%
- Ensamblajes mecánicos 0,9%
- Piezas mecánicas 42,3%
- Piezas de caucho 14,2%
- Materiales no férreos 2,2%
- Piezas para embalaje 4,7%

La obtención del producto final acabado exige la concurrencia de una serie de materias auxiliares que aportan al mismo la calidad deseada. Entre estas materias auxiliares caben destacar como más importantes:

- Pinturas
- Disolventes
- Desengrasantes sólidos y líquidos
- Agua destilada
- Taladrinas/aceites
- Grasas
- Embalajes madera / cartón
- Repuestos

PROCESOS

Planta A

Tiene tres zonas claramente diferenciadas de producción:

- Fabricación de amortiguadores
- Fabricación de columnas de suspensión y cartuchos
- Fabricación de piezas pequeñas

Por procesos la fabricación se puede subdividir en:

- Subconjunto vástago-pistón
- Subconjunto tubo-deposito
- Válvula de compresión
- Fabricación o estampado de vástagos
- Cromado de vástagos
- Fabricación de tubos
- Fabricación de piezas pequeñas

- Línea de pintura
- Pintura por cataforesis

Planta B

Se subdivide en dos secciones o departamentos diferenciados por los componentes que producen:

- El departamento de Front Wheel Drive (FWD) fabrica los semiejes motrices de transmisión
- El departamento de Rack & Pinion, las columnas de dirección y las direcciones de piñón cremallera.

Planta C

Esta planta fabrica rodamientos integrales de doble hilera para ruedas motrices y no motrices. El rodamiento integral está compuesto esencialmente por un eje y una carcasa. Al conjunto de eje y carcasa se le incorporan una serie de piezas que configuran el rodamiento final. Asimismo, los rodamientos fabricados son de dos tipos: con ABS o estandar.

Los procesos principales son:

- Proceso de fabricación del eje
- Proceso de fabricación de la carcasa
- Montaje del rodamiento integral

Los procesos que se utilizan para la obtención de todos estos productos se pueden resumir fundamentalmente en:

Procesos de mecanizado

- Desenrollado
- Brochado
- Chaflanado
- Embutición
- Fresado
- Laminado
- Mandrilado
- Prensado
- Pulido
- Punteado
- Refrentado
- Taladrado
- Granallado
- Torneado
- Rectificado
- Conformado
- Desbarbado
- Teflonado
- Estirado
- Soldado
- Ensamblado
- Estampado
- Forjado
- Superacabado

Tratamiento térmico:

- Temple
- Revenido
- Normalizado en horno
- Cementación
- Inducción
- Recocido

Tratamientos físico-químicos:

- Fosfatado
- Aceitado
- Lubricado
- Lavado
- Cromado
- Pasivado
- Decapado

7.2. NECESIDADES TÉRMICAS DE LA FACTORÍA

La factoría trabaja las 24 horas diarias todos los días del año, menos 8 días en Agosto y 7 días en Navidad, lo que hace un total de 8400 horas/año.

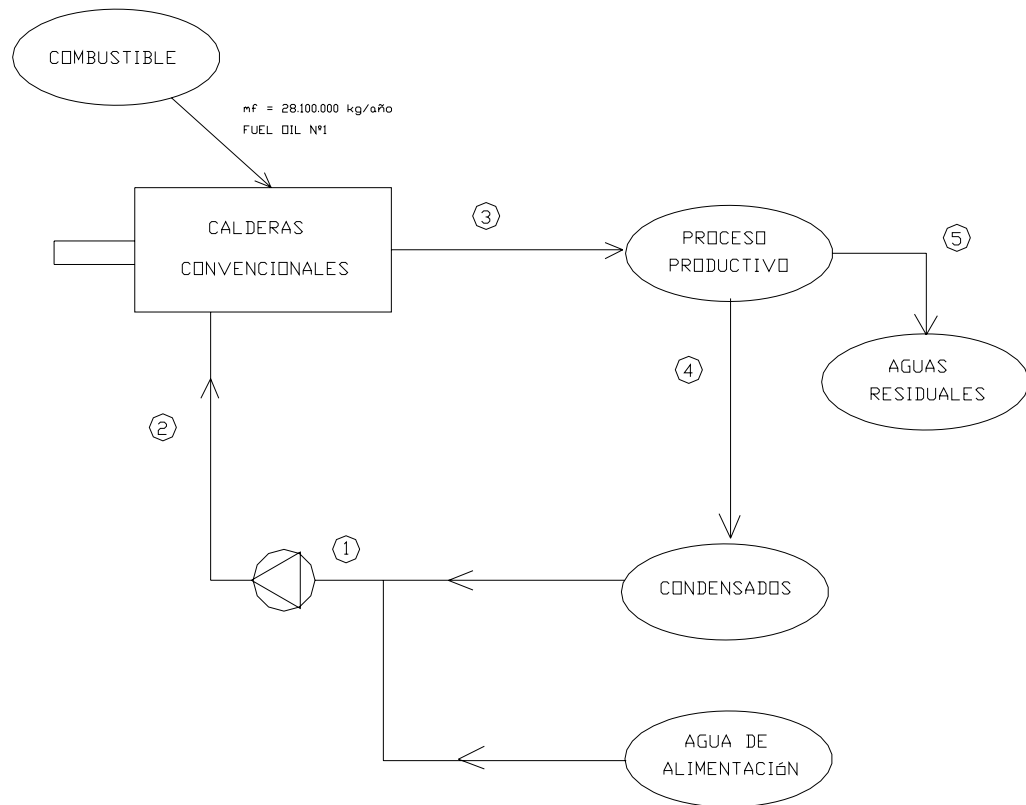
Días del año	Días paro	Horas/día	Horas/año
365	15	24	8.400

Las necesidades térmicas actuales de la fábrica son en forma de vapor a 5,5 bar y 170°C y vapor a 11 bar ligeramente recalentado. Esta demanda es prácticamente constante durante todos los días del año, salvo durante 90 horas al mes, período en que baja esta demanda debido a la parada de una de las dos líneas de fabricación de la planta C.

- Vapor 5,5 bar, _____ 42,2 Tn/h
- Vapor 5,5 bar, línea parada(90h/mes)_____ 22 Tn/h
- Vapor 11 bar _____ 50 Tn/día

Se ha visto grosso modo los diferentes procesos en los cuales tiene lugar un consumo de energía térmica. Se estudiará a continuación cómo es el ciclo empleado actualmente para la generación de esta energía térmica para posteriormente ver el consumo anual de combustible y el coste económico que conlleva este proceso energético.

En la siguiente figura se puede ver un esquema básico de cómo es el ciclo de generación de vapor utilizado para cubrir la demanda térmica de la factoría antes de instalar la Planta de Cogeneración.



A modo de síntesis, se puede decir que el proceso consiste en: la energía térmica (vapor) necesaria para el proceso productivo es generada, a partir del agua de alimentación y de los condensados, en dos generadores de vapor o calderas; y posteriormente será enviada a todas las fases del proceso productivo que requieran vapor. Finalmente, se generan unos residuos que van a depuración, así como una serie de condensados que vuelven a utilizarse en el ciclo de generación de vapor.

A continuación se ven con más detalle las características termodinámicas de los principales puntos en los que se divide el ciclo de generación de vapor.

Punto 1: Es un punto común en el cual convergen tanto los condensados procedentes del proceso de fabricación, como el agua que se emplea como alimentación adicional para las calderas.

Temperatura	35 °C
Presión	1,013 bar
Entalpía	146,538 KJ/Kg

Punto 2: Es similar al anterior con la única diferencia de que se ha elevado la presión del agua líquida hasta alcanzar la presión media de trabajo de las calderas. En este punto se tiene agua a presión con las siguientes propiedades:

Temperatura	35 °C
Presión	6 bar
Entalpía	146,538 KJ/Kg

Punto 3: La energía térmica empleada para las aportaciones de calor en el proceso productivo es vapor ligeramente recalentado con las siguientes características:

Temperatura	179 °C
Presión	5,5 bar
Entalpía	2767 KJ/Kg

Este vapor es generado en dos calderas convencionales cuyas características técnicas son las siguientes:

Sistema convencional	CALDERA 1	CALDERA 2
Fabricante	SADECA	SADECA
Tipo	PIROTUBULAR	PIROTUBULAR
Quemador	OERTLI	WEISHAUPT
Modelo	300VS2	MS8VZV
Año fabricación	1980	1972
Presión de prueba	8 Kg/cm ²	8 Kg/cm ²
Presión de trabajo	6 Kg/cm ²	6 Kg/cm ²
Producción nominal	35000 Kg/h	8500 Kg/h
Rendimiento térmico	86 %	86 %

El combustible utilizado en ambas calderas es Fuel-Oil N°1, cuyos poderes caloríficos son:

- ✘ Poder Calorífico Inferior: PCI = 9600 Kcal/Kg
- ✘ Poder Calorífico Superior: PCS = 10100 Kcal/Kg

Punto 4: Es un punto común en el que convergen todos los condensados del proceso de producción. Este dato no es fundamental a la hora de realizar un primer estudio energético así que se obviará por ahora.

Punto 5: Es el punto en el que vierten todos los residuos lodosos o no, consecuencia de los procesos productivos desarrollados por la industria de automoción.

El coste económico, en concepto de energía térmica, que conlleva todo el proceso de producción queda reflejado en el **apartado 12.4.** de la memoria y en el **anexo N°11.**

7.3. NECESIDADES ELÉCTRICAS DE LA FACTORÍA

En la siguiente tabla se puede ver la demanda de energía eléctrica que es necesaria para cubrir todo el proceso de producción que se lleva a cabo en la fábrica durante un año entero.

Mes	Punta (kWh)	Llano (kWh)	Valle (kWh)	E. Activa (Ea) (kWh)	E. Reactiva (Er) (kWhr)
Enero	1.924.000	5.753.000	3.899.000	11.576.000	5.606.513
Febrero	1.995.000	5.960.000	3.978.000	11.933.000	5.779.416
Marzo	1.995.000	5.960.000	3.978.000	11.933.000	5.779.416
Abril	1.995.000	5.960.000	3.978.000	11.933.000	5.779.416
Mayo	1.995.000	5.960.000	3.978.000	11.933.000	5.779.416
Junio	1.995.000	5.960.000	3.978.000	11.933.000	5.779.416
Julio	1.995.000	5.960.000	3.978.000	11.933.000	5.779.416
Agosto	1.528.000	5.318.000	3.517.000	10.363.000	5.019.030
Septiembre	1.995.000	5.960.000	3.978.000	11.933.000	5.779.416
Octubre	1.995.000	5.960.000	3.978.000	11.933.000	5.779.416
Noviembre	1.995.000	5.960.000	3.978.000	11.933.000	5.779.416
Diciembre	1.704.000	5.498.000	3.674.000	10.876.000	5.267.487
Total	23.111.000	70.209.000	46.892.000	140.212.000	67.907.774

Se considerará una demanda eléctrica constante para todos los meses del año debido a que las diferencias entre unos y otros meses es apenas apreciable. Así pues, las **necesidades eléctricas medias** de la factoría actualmente son 17.000 kW (se redondea al valor inmediatamente superior).

Se calcula a continuación la relación energía eléctrica/energía térmica:

$$\mathbf{E. Eléctrica} = 17000 \text{ kW} * 860 \text{ Kcal/kWh} * 8400 \text{ h/año} = 1,075 * 10^{11} \text{ Kcal/año} \mathbf{122808} \\ \mathbf{Kter/año}$$

$$\mathbf{E. Térmica} (7350 \text{ h/año}) = 42200 \text{ Kg/h} * (655,8 + (170 - 151,5) * 0,5) \text{ Kcal/Kg} + \\ 50000 \text{ Kg/día} * 664 \text{ Kcal/Kg} * (1/24) \text{ día/h} = 2,945 * 10^7 \text{ Kcal/h}$$

$$\mathbf{E. Térmica} (1050 \text{ h/año}) = 22000 \text{ Kg/h} * (655,8 + (170 - 151,5) * 0,5) \text{ Kcal/Kg} + \\ 50000 \text{ Kg/día} * 664 \text{ Kcal/Kg} * (1/24) \text{ día/h} = 1,6 * 10^7 \text{ Kcal/h}$$

$$\mathbf{E. Térmica} = 2,945 * 10^7 \text{ Kcal/h} * 7350 \text{ h/año} + 1,6 * 10^7 \text{ Kcal/h} * 1050 \text{ h/año} = \\ 2,333 * 10^{11} \text{ Kcal/año} = \mathbf{233258 Kter/año}$$

De aquí,

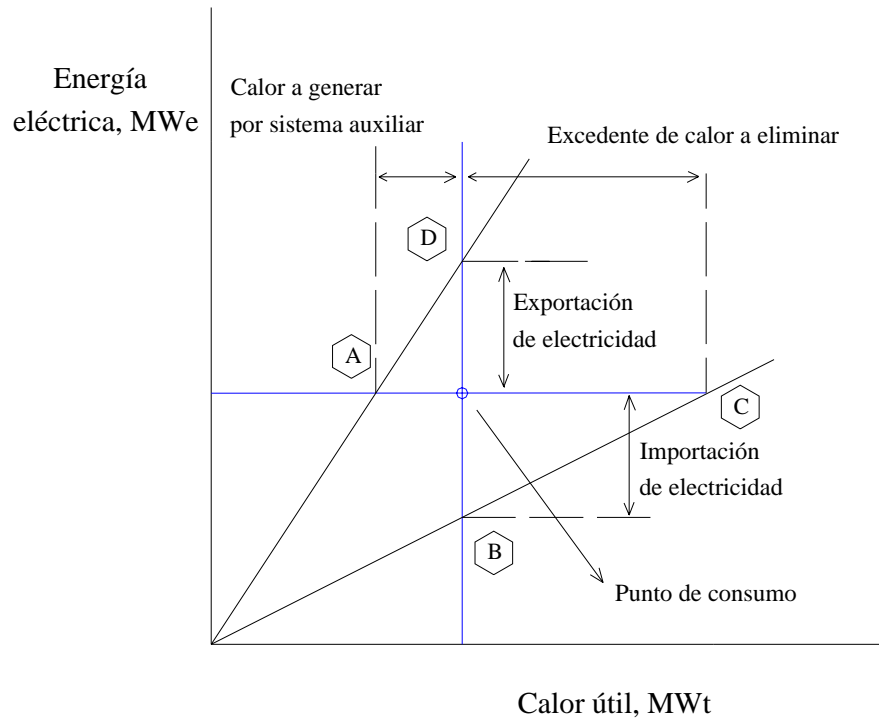
$$\mathbf{PHR (Power to Heat Rate)} = 122808 / 233258 = \mathbf{0.526}$$

7.4. JUSTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

En la siguiente figura se tiene representado la situación del centro consumidor en un punto en el cuál se informa de la necesidad de energía eléctrica y de calor útil para el proceso productivo de la fábrica.

Este mapa energético incluye dos rectas que contienen los puntos indicados como A y D, y como B y C. Estas dos rectas corresponden a dos tecnologías de cogeneración con relación E/C (relación de energía eléctrica y calor útil), mayor y menor que el centro consumidor respectivamente.

Los puntos anteriormente citados pueden resultar puntos de funcionamiento de la planta de cogeneración. Con base a la figura, se analizan cuatro casos.



Punto A: Requerimiento de sistema auxiliar de generación de calor útil

El sistema de cogeneración satisface la demanda eléctrica del centro, pero no llega a producir la energía térmica requerida, con lo que se precisa obtener la diferencia mediante un sistema auxiliar.

Los sistemas auxiliares más comunes son:

- Realizar un consumo extra de combustible aprovechando el contenido de oxígeno de los gases procedentes de la combustión, para así elevar la temperatura de éstos y poder tener un potencial energético mayor, para la producción de calor útil.

- Producir la energía necesaria mediante un sistema convencional de producción como puede ser una caldera.

Punto B: Importación de electricidad

Situación de la planta de cogeneración en la que se satisface la demanda térmica del centro pero se necesita comprar electricidad de la red, ya que el sistema implementado no produce la suficiente.

Punto C: Desperdicio de energía térmica

Es el caso más indeseable ya que, aunque la demanda eléctrica esta completa, se produce mayor calor útil que lo que el centro consumidor demanda, por lo que resulta que, si no se vende esta energía térmica (situación actualmente inviable), resulta una pérdida de energía.

Punto D: Exportación de electricidad

Este es el caso en que se obtiene el calor útil o energía térmica necesaria para el centro consumidor, pero se produce una cantidad de electricidad mayor a la demandada, con lo que se puede vender electricidad a la red.

Se intentará trabajar en el punto D porque será el más rentable desde un punto de vista económico, pero siempre dentro de lo exigido por la legislación para poder acogerse al Régimen Especial

8. LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA COGENERADORA

8.1. SITUACIÓN

La explotación de la planta de cogeneración se realiza en la factoría que posee la industria de automoción en el Polígono El Trocadero en Puerto Real (Cádiz).

El Polígono El Trocadero en Puerto Real (Cádiz) se localiza el SE de la península Ibérica, a una latitud de $36^{\circ} 30'$ N. Puede considerarse como una parte del area comprendida entre los paralelos $36^{\circ} 30'$ y $36^{\circ} 32'$ y los meridianos $6^{\circ} 11'$ y $6^{\circ} 15'$. Es una amplia zona de sedimentación, con abundantes marismas donde se distinguen una serie de caños o canales. Entre éstos, destaca el caño de El Trocadero (a 200 metros al sur de la factoría), que discurre paralelo al río San Pedro y enlaza con Cádiz por el puente Carranza y que acaba en Puerto Real. A medio recorrido, el caño de El Trocadero se encuentra perpendicularmente con el de La Cortadura (al este de la factoría), que conecta a su vez con el citado río.

La superficie que lo rodea está formado por marismas, salinas y dunas fijadas por coníferas y eucaliptales.

Actualmente las superficies marismeñas en estado natural que se conservan son pocas, puesto que la mayoría han sido transformadas en salinas. Aún así, aparecen dispersos retazos de marismas naturales entre los caños y las salinas. Las marismas del Trocadero, junto a las de los Toruños o las próximas a la desembocadura del caño de Santi Petri son las de mayor entidad en el conjunto de la bahía.

La mayoría de las marismas fueron transformadas en salinas en las que, tras la crisis de los años setenta, se abandonó su explotación en un 80%, sin que ello haya representado modificaciones importantes en su fisonomía.

Véase los **planos de situación y de emplazamiento**.

8.2. CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO.

La factoría se situó sobre los terrenos del Instituto Nacional de Urbanismo (INUR) hoy SEPES (Sociedad Estatal de Promoción y Equipamiento del Suelo) de Puerto Real (Cádiz), en lo que hasta ese momento eran marismas que se acondicionaron para su transformación en suelo industrial, conformando el Polígono Industrial “El Trocadero” del cuál ocupa las parcelas X y XI.

El terreno disponible es de 9500 m², por lo tanto sus características son idóneas para la construcción de la planta de las peculiaridades que se persiguen.

8.3. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

La provincia de Cádiz participa de las características climáticas propias del SO peninsular, clasificándose dentro del clima Mediterráneo subhúmedo de invierno templado. La proximidad de la masa acuática de la bahía y la topografía local, condicionan especialmente la climatología de la zona.

El perfil prácticamente horizontal del paisaje favoreciendo así la escasez de precipitaciones, mientras que las montañas de la provincia de Cádiz y del norte de Marruecos repercuten en la dirección y fuerza de los vientos. Los caracteres climáticos de la costa gaditana vienen determinados por la persistencia de los vientos de levante (seco) y poniente (húmedo) y su alternativa, influyendo en los registros de humedad relativa, que pueden presentar importantes oscilaciones en espacios cortos de tiempo.

La temperatura media anual del aire es de 18° C (media para el periodo 1990-2005 en el observatorio de INM en Cádiz). En invierno, el régimen térmico es suave, con temperaturas medias entre 10 y 12 a lo largo de todo el litoral. El mes de Enero registra una media de 12,7°C, con un mínimo absoluto para el periodo considerado de 1,5°C en Diciembre de 2004. En verano, las temperaturas medias oscilan entre

23 y 25, amortiguando la masa oceánica los efectos de la insolación. El observatorio de Cádiz registra un valor medio de 24,5°C en agosto, con un máximo absoluto de 43°C en 1998.

La cantidad media de horas de sol anual es de 3062,7, con una variación mensual que oscila las 170,2 horas/mes de diciembre y las 362,1 horas/mes de julio.

En esta región las lluvias son muy poco abundantes e irregulares. La media de las precipitaciones anuales es de 605,6 l/m². El período más lluvioso comprende a los meses de noviembre a febrero, contabilizándose un total de 77 días de lluvia al año. El mes más seco es julio (0,2 l/m²) y el mes más lluvioso diciembre (117,4 l/m²).

La proximidad del mar condiciona la elevada humedad relativa que se registra en el Observatorio de Cádiz. El valor medio anual es de 72%, oscilando entre el 69% (verano) y el 77% (invierno).

La evaporación anual es de 1778,2 mm, con un mínimo de 89,3 mm en enero y un máximo de 190,9 mm en julio.

La dirección e intensidad de los vientos locales es muy variable. Sin embargo, existe un claro predominio de las direcciones Este-Oeste. El viento del Este sopla con una frecuencia media del 13,6% y el viento del Oeste con una frecuencia del 12,3%. El porcentaje medio de días de calma es del 28,8%, alcanzando el 37% en enero, y siendo de sólo el 20% en julio. La velocidad media anual es de 17,7 km/h.

La siguiente tabla resume las condiciones ambientales:

Altitud (sobre nivel del mar)	5 m
Temperatura media	18 °C
Temperatura mínima	9 °C
Temperatura máxima	35 °C
Humedad relativa media	67 %

Humedad relativa máxima	80 %
Humedad relativa mínima	51 %
Velocidad máxima viento	40 km/h
Precipitación año normal	250 mm/año
Precipitación máxima anual	403 mm/año

8.4. ACCESOS Y COMUNICACIONES

Puerto Real es una ciudad que está bien comunicada como consecuencia de su situación costera y proximidad geográfica con tres capitales andaluzas: Cádiz, Sevilla y Málaga.

Por carretera, podemos llegar a la fábrica directamente por la carretera nacional 340 desviándose a la altura del núcleo urbano por una carretera secundaria que va desde el núcleo urbano hacia el polígono industrial.

También podemos llegar a El Trocadero por vía marítima. La extensa línea de costa y el puerto que comprende Cádiz y Puerto Real desempeñan un relativo peso específico en las operaciones transaccionales del comercio marítimo para suministro de materias primas y transporte de productos terminados para la fábrica a la que se va a incorporar la Planta de Cogeneración.

8.5. DISPONIBILIDAD DE MANO DE OBRA.

Se dispone de toda la mano de obra necesaria para las obras de ejecución de la Planta de Cogeneración por cuenta de contratistas. Por otro lado, una vez esté la planta en funcionamiento, se necesita fundamentalmente personal técnico superior y medio. Esto no presenta problema alguno puesto que Cádiz posee Universidad y recoge la titulación de Ingeniería Química (muy apropiada por sus conocimientos de procesos de transmisión de materia y energía, entre otros), y aparte, existen

numerosos centros que preparan técnicos de Formación Profesional idóneos para los cargos necesarios para el control y correcto funcionamiento de la planta.

9. MEMORIA DESCRIPTIVA

9.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La planta de cogeneración está basada en un **ciclo combinado** compuesto por **turbina de gas** y generador, **caldera de recuperación de calor** y **turbina de vapor**, la planta de cogeneración dispone de los sistemas auxiliares necesarios: **planta satélite de almacenamiento y posterior regasificación del gas natural licuado para su utilización como fuente de energía**, estación de regulación y medida que ajusta la presión al valor admisible de uso en el quemador, planta de tratamiento de agua, torre de refrigeración, sistema de aire comprimido y sistema de protección contra incendios.

El objetivo de este sistema de cogeneración, utilizando gas natural, es la producción simultánea de energía eléctrica y vapor que se factura a la fábrica. El excedente de la energía eléctrica se vende a Sevillana de Electricidad.

La secuencia de puesta en funcionamiento de la instalación eléctrica es la siguiente:

- ❖ La puesta en marcha de la Planta se hace con energía eléctrica comprada a la compañía.
- ❖ Una vez puesta en marcha se venden los excedentes a la red pública.

Un determinado caudal de aire atmosférico convenientemente filtrado es aspirado por el compresor de aire de la turbina de gas. El aire comprimido se introduce en la cámara de combustión de tipo anular en la que se utiliza como combustible el gas natural regasificado (introducido a una presión de 18 bar). Esta combustión aumenta la temperatura de los gases, los cuáles pasan a la turbina de expansión. En un primer escalón de alta presión, se retira la energía necesaria para el accionamiento del compresor. Posteriormente se expansionan en un segundo

escalón en el que se retira la energía disponible para el accionamiento del generador, que transforma la energía mecánica en eléctrica.

El sistema descrito constituye el sistema turbogenerador de gas. Este sistema se contempla con todos los servicios auxiliares requeridos para un correcto funcionamiento (filtro de aire, sistema de lubricación, sistema de ventilación, sistema de detección de incendios...)

Las condiciones de los gases al abandonar la turbina de gas (elevado caudal másico, a alta temperatura y con contenidos de oxígeno igualmente elevados) permiten su utilización para la generación de vapor en una caldera de recuperación y la modulación de la misma usando como combustible gas natural (sin necesidad de aportar aire ambiente).

De este modo en situaciones normales de trabajo los gases de escape de la turbina de gas al pasar por las diferentes partes de la caldera (sobrecalentador, evaporador y economizador) ceden parte de su energía al circuito agua-vapor, expulsándose posteriormente a través de la chimenea principal.

Si la cesión de calor de los gases a su paso por la caldera no es suficiente para alcanzar las producciones requeridas de vapor, el propio sistema de control de la caldera acciona el quemador auxiliar que eleva la temperatura de los gases a la entrada de la caldera hasta alcanzar un valor que permita la producción de vapor deseada. Están previstas situaciones en las que estando fuera de servicio la turbina de gas, la caldera opere independientemente.

La caldera se purga constantemente para evitar la acumulación de contaminantes en el interior de la misma y garantizar la calidad del vapor requerida. Por lo que la planta consta de un tanque purgador de purga continua para el vapor de alta presión y otro de purga discontinua para el de baja.

El vapor de alta presión producido en la caldera se conduce a los siguientes puntos:

- A la turbina de vapor para la producción de energía eléctrica.
- A la red de vapor de 11 bar de fábrica.
- En casos de demanda alta de vapor de 5,5 bar, directamente a su colector.

El vapor de baja presión se conduce al colector de vapor que se encarga de regular la demanda de vapor de fábrica a 5,5 bar.

La turbina de vapor dispone, por tanto, de una extracción y una inyección de vapor encargadas de mantener siempre satisfecha la demanda de vapor en fábrica.

El agua procedente de la planta de tratamiento se conduce junto con el agua condensada en la turbina de vapor al desgasificador térmico donde se produce su desgasificación mediante inyección de vapor (se toma de la red de baja presión y del tanque de purga continua). El conjunto se almacena en un depósito con capacidad suficiente para cubrir los cambios bruscos de demanda, en el cuál se mantiene constante la temperatura con objeto de evitar fluctuaciones en la alimentación a la caldera.

La planta de cogeneración dispone de una planta de tratamiento de agua encargada de tratar el agua procedente de un pozo para suministrar a la caldera (reponer el ciclo agua-vapor), torres de refrigeración y un excedente que vende a la fábrica de automoción.

Una vez expuestas estas ideas generales acerca del proceso se presenta a continuación y de forma resumida, las características más sobresalientes de los elementos principales que constituyen la instalación.

✓ Suministro de gas natural y estación de regulación y medida

Dado que actualmente la red de gasoductos de gas natural en España no llega al área de la bahía de Cádiz ha sido necesario instalar una planta satélite de almacenamiento y posterior regasificación del gas natural licuado (GNL) para su utilización como fuente de energía primaria en la propia planta de cogeneración.

Se trata de una planta de almacenamiento de GNL con dos puestos de descarga de camiones cisterna, tres depósitos horizontales criogénicos, equipo de bombeo doble necesario para elevar la presión a la exigida por los equipos consumidores y sistema de gasificación para gasificar el GNL mediante la utilización de vapor antes de salir hacia los puntos de consumo.

Existen dos consumidores potenciales de GN. Uno permanente y prácticamente fijo que es la turbina de gas y otro el quemador de postcombustión de la caldera que es un consumo variable y condicionado a la demanda de vapor.

Dado que las condicionantes de utilización del GN en los dos puntos de consumo anteriores es a presiones diferentes, se ha instalado una estación de regulación y medida (ERM) de GN que ajusta la presión y el caudal al valor admisible de uso en el quemador de la caldera de recuperación, que es 6 bar.

La alimentación de GN a la turbina de gas se hace directamente en las condiciones de salida de la planta de regasificación sin reducción de presión, que es 18 bar.

El módulo de medida de la ERM si bien no tiene actualmente una aplicación directa de tarificación con ENAGAS, ya que ésta factura por carga de cisterna en Huelva, se ha dejado instalado en previsión de la llegada en un futuro de la red de gasoductos.

La estación de regulación y medida (E.R.M.) es el conjunto de elementos que realizan fundamentalmente las funciones de regulación y control de caudal.

La *regulación* consiste en reducir y estabilizar la presión a un nivel adecuado. Esta función la realiza el regulador, que puede ser de acción directa con muelle, o con dispositivo amplificador o piloto. En esta alternativa se usarán reguladores de acción directa.

La tercera función es la de *medición del caudal*, para lo que van provistas de un contador de tipo turbina o pistones rotativos, que mide el caudal consumido la presión y temperatura de suministro, debiendo ser posteriormente corregido para conocer su valor en Nm³/h.

9.2. EDIFICACIONES DE LA PLANTA.

La Planta de Cogeneración se trata de una parcela rectangular, junto a la factoría de automoción, con una longitud de 97 m. y un fondo de 85 m., con una superficie 8245 m². Cuenta con todos los servicios urbanísticos.

La parcela donde se va a edificar tiene condición de suelo urbano industrial, cumpliendo la edificación proyectada con la normativa establecida para este tipo de plantas.

La distribución de superficies de los distintos espacios de la parcela destinada a cogeneración puede verse en el **plano de implantación general** y se resume en la siguiente tabla:

Superficie en planta ocupada por la nave o equipo en m²	
Edificio de Compresores de Gas Natural	141,5
Estación de Regulación y Medida	60
Sala de Depósitos de Gas Natural	29,7
Planta de Tratamiento de Agua	253
Nave de la Turbina de Vapor	383,7
Edificio Principal (Sala eléct., Aseos, Despachos, etc.)	302,4
Transformador de Servicios Auxiliares (intemperie)	36
Transformador de Fábrica (intemperie)	81
Transformador de Red (intemperie)	143
Torre de Refrigeración (intemperie)	297
Turbina de Gas (intemperie)	85,8
Caldera de Recuperación (intemperie)	136,5
Desgasificador Térmico (intemperie)	68
Colectores de Vapor (intemperie)	213,6

9.3. SELECCIÓN Y ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS

A continuación se seleccionarán los equipos principales más eficientes y fiables para la planta. Normalmente se establece primero el dimensionado y por último los equipos principales, pero los equipos afectan al dimensionado de manera que es un proceso iterativo:

1. Selección de los equipos.
2. Balances de materia y energía y dimensionado.
3. Ver que se ajustan a las necesidades de la planta.

Para la elección de los equipos principales de la planta de cogeneración hay que considerar los siguientes aspectos:

- a. Demandas térmica y eléctrica de la factoría
- b. Consideraciones legislativas (RD 2818/1998)

Selección de la turbina de gas

El objetivo de la turbina es transformar la energía de los gases producidos en la combustión en energía mecánica, parte de la cuál es utilizada por el compresor y auxiliares y el resto para el accionamiento del generador eléctrico.

En relación al tipo de turbina a usar, hay dos grandes familias de diseño: aeroderivadas e industriales.

⇒ Las aeroderivadas son más ligeras, con relaciones de compresión generalmente más elevadas, siendo muy frecuentes valores de 18:1 y han venido marcadas por las necesidades de disminución de peso, aumento de eficiencia, mayor flexibilidad de operación. Por las características de su servicio son aceptables paradas programadas para revisiones en plazos relativamente cortos. Esto ha llevado a relaciones de compresión y temperaturas de combustión más altas, lo que ha resultado en eficiencias ligeramente superiores a las de las turbinas industriales.

⇒ En el diseño de las turbinas industriales ha primado por encima de cualquier otra consideración la necesidad de aumentar la disponibilidad de la máquina, espaciando el tiempo entre paradas programadas. Esto ha resultado en

construir máquinas más pesadas, con mayor tolerancia para el uso de combustibles alternativos, mayor continuidad de operación y eficiencias ligeramente inferiores. El coste inicial es más elevado, pero su coste de mantenimiento es inferior. El nivel de ruido que genera este tipo de turbinas es inferior al de las aeroderivadas.

Hay una serie de datos fundamentales que caracterizan a una TG y que es necesario conocer para su posible elección. Indudablemente, la característica fundamental es la potencia. Los fabricantes especifican la potencia nominal de la turbina en las condiciones del ambiente estándar según normas ISO (1 bar y 15 °C) y considerando nulas las pérdidas de carga en la admisión y el escape.

A continuación se muestra un listado de algunos de los suministradores de turbinas de gas:

- ❖ ALSTOM POWER
- ❖ DRESSER - RAND
- ❖ IEC - CENTRAX
- ❖ MTU (representada por ANSELM MAYR, S.A.)
- ❖ PIGNONE ESPAÑA, S.A.
- ❖ SIEMENS - Westinghouse
- ❖ TURBOMACH, S.A.
- ❖ TURBOMECA Y GHH BORSIG (representada por PASCH Y CIA)

Se elige una turbina del suministrador MTU aeroderivada, marca General Electric, modelo LM2500, que, en condiciones ISO, tiene las siguientes características:

Potencia kWe	Cons.especif. KJ/kWh	Eficiencia %	Temp.gases °C	Flujo kg/s
22.371	10.418	36,4	525	69,4

En cuanto a las dimensiones:

Masa, kg	Longitud, m	Anchura, m	Altura, m
140.000	16,5	4,1	4,1

La turbina de gas se encontrará a la intemperie y se alimentará con gas natural.

Se describen a continuación los elementos principales de esta turbina con sus características más relevantes:

- ◆ Compresor
- ◆ Cámara de combustión
- ◆ Turbina propiamente dicha

Compresor

La relación de compresión para esta turbina es de 18:1.

CARACTERÍSTICAS	
Tipo	Aerodinámico de flujo axial
Stage	16
Relación de compresión	18
Presión entrada aire, bar	1
Temperatura entrada aire, °C	15
Presión salida aire, bar	18
Temperatura salida aire, °C	420
Rendimiento interno	0,9

Cámara de combustión

CARACTERÍSTICAS	
Tipo cámara combustión	Anular
Tipo de quemador	De difusión
Exceso de aire	50 %
Presión combustión, bar	18
Temperatura salida gases, °C	1190
Presión salida gases, bar	17
Relación aire/combustible	17,3

Turbina propiamente dicha

Consta de dos cuerpos diferenciados, el primer cuerpo produce la energía para mover el compresor y el segundo produce la energía eléctrica para la factoría y venta a Sevillana, por tanto, es este cuerpo el que consta del alternador.

PRIMER CUERPO :TURBINA ALTA PRESION	
Temperatura entrada gases, °C	1190
Presión entrada gases, bar	17
Temperatura salida gases, °C	801
Presión salida gases, bar	4

SEGUNDO CUERPO :TURBINA BAJA PRESION	
Temperatura entrada gases, °C	801
Presión entrada gases, bar	4
Temperatura salida gases, °C	525
Presión salida gases, bar	1
Caudal salida gases, kg/s	69,4
Stage	6
Velocidad del generador, rpm	3600
Frecuenc. generac. electricid., Hz	50
Potencia generada, kW	22.371
Factor potencia	0,85

Tensión, KV	11
Eficacia, %	36,4

El rendimiento isoentrópico para ambos cuerpos es aproximadamente del 70%

Generador

El generador debe ser capaz de convertir la energía mecánica de la turbina de vapor en energía eléctrica sin exceder los límites de temperatura permitidos en la recomendación de la IEC-34-1 para aislamiento de clase F y los límites de calentamiento serán los de la clase B.

Las características básicas se resumen en la siguiente tabla:

Tipo	Síncrono
Potencia nominal	5.044 KVA
Tensión	11 kV
Factor de potencia	0,95
Frecuencia	50 Hz
Velocidad	1.500 r.p.m.
Refrigeración	Aire/agua
Configuración eléctrica	Estrella

Selección del filtro para el aire en la turbina de gas

Existen varias posibilidades de filtrar los 69 Kg/s de aire de admisión a la turbina de gas. Se van a utilizar los *filtros de fibra GDS de Donaldson* en los que las partículas se depositan en la superficie del medio filtrante.

El sistema GDS tiene doble entrada por los dos lados, está provisto por capas de lluvia con paneles para la separación de la humedad lo cuál quita el 99,5% de las gotas. Incorpora también una malla contra insectos-aves. A continuación se tiene la serie de cartuchos de filtro que ofrecen una barrera de alta eficiencia (99,9%) contra polvo, polen, tierra y otras partículas del aire.

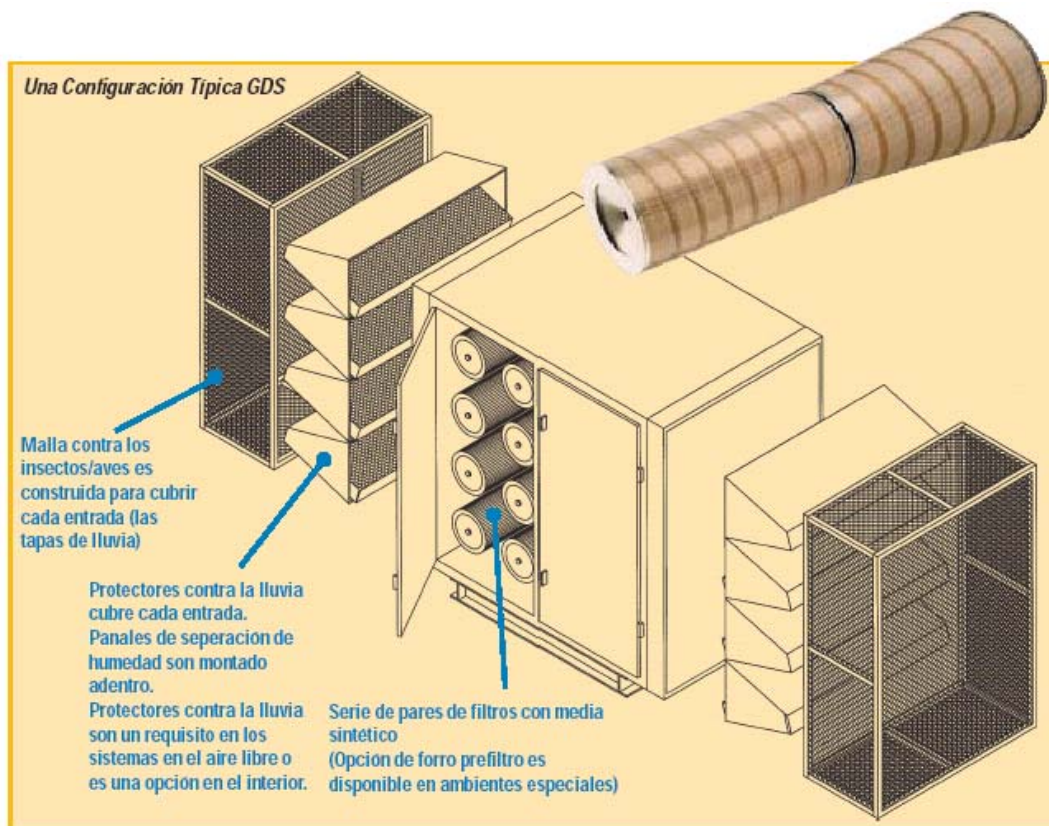
El filtro DGS está construido de un forro sintético registrado por Donaldson, el cuál ofrece una eficiencia muy alta y una vida extendida. La siguiente tabla resume el modelo de filtro seleccionado para la turbina de gas:

Modelo	Flujo de aire, Kg/s	Altura, m	Anchura, m	□P, mm H₂O
GGDS-AD52246-01	40 - 70	2,44	2,08	18 - 41

Se retienen partículas de hasta 1 □m.

Este mismo filtro será el que se considere para la segunda alternativa.

La siguiente figura representa un filtro de este modelo.

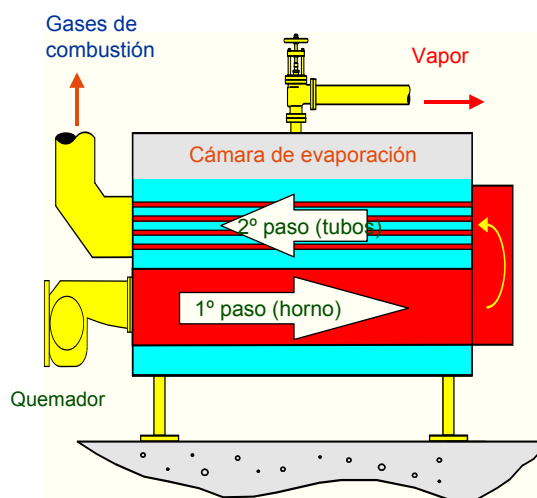


Selección de la caldera de recuperación

Este equipo recibe los gases calientes procedentes de la turbina, utilizando su entalpía para generar vapor. Básicamente las calderas de recuperación del calor de los gases de escape de una turbina pueden ser de dos tipos:

- Calderas pirotubulares o de tubos de gas
- Calderas acuotubulares

Las calderas pirotubulares están provistas de unos tubos a través de cuyo interior circulan los gases de combustión, estando rodeados de agua por el exterior. Estas calderas son adecuadas para instalaciones en las que la potencia de la TG es del orden de 1MW, la presión de trabajo es inferior a unos 20 bar y la capacidad de producción es menor de 30 Tn/h.



- Calor por el interior de los tubos
- Agua por el exterior de los tubos
- Para presiones máximas de 20 bar y consumos hasta 30 T/h
- Son económicas, de alto rendimiento y fácil mantenimiento.

En resumen:

En las calderas acuotubulares el agua y el vapor circulan por el interior de los tubos, mientras que los gases lo hacen por el exterior de los mismos. El siguiente cuadro resume sus características:

- Calor por el exterior de los tubos
- Agua por el interior de los tubos
- Son más seguras
- Se usan normalmente para presiones altas.

La caldera será acuotubular diseñada por Foster Wheeler Iberia, S.A. de tubos verticales y circulación natural, con los gases de escape circulando horizontalmente a través del banco de tubos del generador de vapor y con dos niveles de presión y un calentador de agua que va al desgasificador.

La envolvente será una carcasa de acero al carbono con rigidizadores.

La caldera recibe calor que proviene de los gases de escape de la turbina de gas que funcionará con gas natural y estará instalada a la intemperie.

La caldera de recuperación se optimizará para producir 42,3 Tn/h de vapor a 41,5 bar de presión y 402 °C para la turbina de vapor y 13,6 Tn/h de vapor a 6 bar a 173 °C para proceso, de forma que la suma total de vapor generado por la caldera en alta y baja presión sea de 55,9 Tn/h.

La temperatura del agua a la salida del desgasificador (agua de suministro a la caldera) será de 105 °C.

Los tubos del generador de vapor están conectados con el calderín superior que está dotado de todas las partes internas necesarias para mantener menos del 0,03% de humedad en el vapor saturado.

La caldera incorpora ventiladores de aire fresco para posibilitar su funcionamiento en los períodos de indisponibilidad de la turbina de gas.

Se presentan tubos de aletas en todos los haces de convección con excepción de los tubos que vayan a estar expuestos directamente a la radiación de la combustión que serán todos lisos.

Sus dimensiones medias son (véase **anexo A.9.** para las dimensiones de la chimenea principal):

Masa, kg	Longitud, m	Anchura, m	Altura, m
250.000	36	3,5	5,2

Selección de la turbina de vapor

La turbina de vapor solicitada será de condensación con extracción, apta para trabajar con vapor recalentado.

El vapor vivo será suministrado por una caldera que mantendrá las condiciones de presión y temperatura, debiendo regular la turbina de vapor las condiciones de escape para que el vapor a condensar reúna las condiciones de presión y temperatura requeridas.

La turbina de vapor operará en las siguientes condiciones de funcionamiento según las prestaciones de la turbina de gas y caldera para una temperatura media ambiental de 18 °C:

Turbina vapor	ALIMENTACIÓN	EXTRACCIÓN	ESCAPE
Caudal, Tn/h	42,3	30,5	11,8
Presión, bar	41	6	0,105
Temperatura, °C	402	185	46,8
Entalpía, KJ/Kg	3219	2816	2249
Entropía, KJ/KgK	6,757	6,835	7,1

Esta turbina producirá aproximadamente 5 MW

La tabla siguiente muestra las turbinas de vapor de menor potencia que tiene en el mercado el distribuidor Pasch y Cia para la marca KKK (Kuhnle, Kopp y Kausch).

Para saber si se trata de una turbina de condensación o de contrapresión, hay que ver el valor de la presión del vapor en el escape.

Muchas de esas turbinas se pueden hacer funcionar como turbinas de condensación y como turbinas de contrapresión.

Para la aplicación que se estudia se elige la turbina AFA6. El valor nominal de la potencia de esta turbina es de 5000 kW, con vapor de entrada a 41 bar y 450 °C. Estos valores son imposibles de alcanzar en la instalación estudiada, ya que el vapor entra a 402 °C.

Este hecho no implica que no se pueda trabajar con esta turbina, ya que los fabricantes disponen de unas curvas donde se ve la potencia que se puede obtener con la turbina en otras condiciones de entrada de vapor.

Modelo	BF3,5	BF4	AF3,5 AF4	AFA4 CFA4	AFA6	CFR3	CFR5
Accionamiento directo	si	si	no	si	si	si	si
Reductor integrado	no	no	si	si	si	si	si
Salida horizontal	si	si	si	si	si	si	si
Salida vertical	no	no	no	no	si	no	no
Potencia (KW)	45	270	850	2200/1600	5000	2200	5000
Revoluciones (r.p.m.)	4500	4500	10500	16000/10500	9600	22000	14000
Presión vapor entrada (bar)	100	46	100	40/125	41	65	65
Temperatura vapor entrada (°C)	500	500	500	450/530	450	480	460
Presión vapor salida (bar)	8	11	17	0,1/ 22	0,1-11	1-17	1-11

La turbina de vapor se tratará de una turbina multietapa con una sola carcasa de las siguientes características principales:

- ❖ Alta eficiencia durante todo el ciclo de vida
- ❖ Fácil mantenimiento, con acceso directo a los principales órganos mecánicos sin desmontaje de las tuberías, carcasa y otros.

- ❖ Grupo multiválvulas de regulación de caudal de aspiración, para optimizar el rendimiento con carga parcial.
- ❖ Construcción modular
- ❖ Velocidad normal de 9.600 r.p.m.
- ❖ Diámetro medio del rotor de 1220 mm.

Reductor de velocidad

El acoplamiento entre la turbina de vapor y el generador, se realizará mediante una caja de engranajes reductora de velocidad, que ajustará ésta a las 1500 r.p.m. necesarias en el generador síncrono.

Los acoplamientos turbina-reductor serán del tipo flexible, y entre reductor y generador de tipo rígido.

Generador

El generador debe ser capaz de convertir la energía mecánica de la turbina de vapor en energía eléctrica sin exceder los límites de temperatura permitidos en la recomendación de la IEC-34-1 para aislamiento de clase F y los límites de calentamiento serán los de la clase B.

Las características básicas se resumen en la siguiente tabla:

Tipo	Síncrono
Potencia nominal	5.044 KVA
Tensión	11 kV
Factor de potencia	0,95
Frecuencia	50 Hz

Velocidad	1.500 r.p.m.
Refrigeración	Aire/agua
Configuración eléctrica	Estrella

Condensador

El condensador de vacío será horizontal, dispuesto debajo de la turbina, pudiendo ir integrado en la bancada, o separado, y de las siguientes características (véase **anexo N°6**):

Disposición	Horizontal
Tipo	Carcasa-tubo
Nº Unidades	1
Vacío (bar)	0,105
Fuente de vacío	Eyectores de vapor
Fuente de vapor	Escape turbina
Condensado, Tn/h	11,8
Refrigeración	Agua torre
A, m ²	166,9
Número de tubos	192
L, m	5,73
d ₂ ,m (1 1/2", catal. 40)	0,04826
D bancada, m	0,8

Especificaciones del colector de vapor

La siguiente tabla resume las especificaciones para dicho colector, los cálculos se realizaron en el **anexo N°4**.

Geometría	Cilíndrica
Disposición	Horizontal
Capacidad, m ³	128,4
Material	Acero inox. AISI 304
Diámetro, m	4,34
Altura, m	8,68
Nº colectores	2

Especificaciones del desgasificador térmico

La siguiente tabla resume las especificaciones para el desgasificador, los cálculos se realizaron en el **anexo N°4**.

Geometría	Cilíndrica
Disposición	Horizontal
Capacidad, m ³	29,9
Material	Acero inox. AISI 304

Diámetro, m	2,67
Altura, m	5,34
Nº desgasificadores	1

Especificaciones del depósito de condensados

La siguiente tabla resume las especificaciones para el depósito de condensados, los cálculos se realizaron en el **anexo N°4**.

Geometría	Cilíndrica
Disposición	Vertical
Capacidad, m ³	28
Material	Acero inox. AISI 304
Diámetro, m	2,61
Altura, m	5,22
Nº depósitos	2

Especificaciones del tanque de almacenamiento de agua filtrada para suministro a la torre de refrigeración

La siguiente tabla resume las especificaciones para este tanque, los cálculos se realizaron en el **anexo N°4**.

Geometría	Cilíndrica
Disposición	Vertical
Capacidad, m ³	4,38
Material	Acero inox. AISI 304
Diámetro, m	1,41
Altura, m	2,815
Nº tanques	4

Especificaciones de la torre de refrigeración

El aporte de agua fría al condensador de la turbina de vapor se consigue mediante una torre de refrigeración, modelo RVC 870 de la firma Teva. Está fabricada en poliéster con fibra de vidrio y equipada con ventiladores centrífugos y silenciadores.

m_{agua}, Kg/s	875
t_{tope}, °C	38
t_{base}, °C	30
Calor disipado, KW	29260

El agua de refrigeración de la torre tiene su sistema de agua de aporte que se abastecerá del agua filtrada. Véase **anexo N°3**.

Geometría	Cilíndrica
Volumen, m ³	1202,26
Área, m ²	153,89

Material	Acero inox. AISI 304
Diámetro, m	14
Altura, m	7,81
Nº torres de refrigeración	1

Especificación del sistema de tratamiento de agua para abastecer a la planta de cogeneración y venta a fábrica de automoción. (Ver anexo de cálculos de la memoria N°8)

Después de una detallada exposición de los diferentes procesos de desalación actualmente existentes, tan sólo existen unos pocos procesos tecnológicamente viables actualmente a escala industrial: Evaporación súbita por efecto flash (MSF), destilación múltiple efecto (MED), termocompresión de vapor (TVC) y compresión de vapor mecánica (CV), ósmosis inversa (OI) y electrodiálisis (ED).

A modo de recopilación es conveniente realizar un análisis comparativo de las ventajas e inconvenientes de cada uno de estos métodos tecnológicamente avanzados para la producción de agua desalada. La tabla muestra la valoración de todos los métodos comentados anteriormente frente a ciertas características exigibles a un método desalador.

Característica	MSF	MED-TVC	CV	OI	ED
Tipo energía	térmica	térmica	eléctrica	eléctrica	eléctrica
Consumo energético primario (kJ/kg)	alto (>200)	alto/medio (150-200)	medio (100-150)	bajo (<80)	bajo (<30)
Coste instalaciones	alto	alto/medio	alto	medio	medio
Capacidad producción (m ³ /día)	alta (>50.000)	media (< 20.000)	baja (<5.000)	alta (>50.000)	media (<30.000)
Posibilidad ampliación	difícil	difícil	difícil	fácil	fácil
Fiabilidad de operación	alta	media	baja	alta	alta
Desalación agua de mar	sí	sí	sí	sí	no
Calidad agua desalada (ppm)	alta (< 50)	alta (< 50)	alta (< 50)	media (300-500)	media (<300)
Superficie terreno requerida de instalación	mucha	media	poca	poca	poca

A la vista de esta tabla, queda claro que la ósmosis inversa es en conjunto la tecnología más favorable, en base a su mejor precio de obtención del agua, su ampliabilidad si la demanda es creciente, su fiabilidad y costes de inversión.

Especificaciones del tanque de almacenamiento del agua tratada

El agua convenientemente tratada en la planta de tratamiento se acumula en este tanque para suministro a la planta de cogeneración. Las especificaciones para el tanque se han calculado en el **anexo N°4** y se resumen a continuación:

Geometría	Cilíndrica
Disposición	Vertical
Capacidad, m ³	65
Material	Acero inox. AISI 304
Diámetro, m	3,46
Altura, m	6,92
Nº tanques	4

Sistema de control

La instalación se completa con un sistema de control distribuido que controla el proceso de vapor y auxiliares, coordina las seguridades de la instalación conjunta, recibe información de las turbinas, permite una fácil explotación de la planta, registra los datos importantes de la misma y emite informes periódicos.

El sistema de control es redundante en procesadores, pantallas, teclados, impresoras y buses de comunicaciones. Con ello se consigue que el riesgo de fallo de la planta inducido por el sistema de control sea mínimo.

El sistema de control y la instrumentación asociada de la turbina de gas está basado en el sistema de control Mark V desarrollado por General Electric, que asume las funciones de control, seguridad y enclavamiento.

El esquema general de este sistema es el siguiente:

- Tres monitores en color de 20 pulgadas.
- Teclado industrial y de ingeniería.
- Sistema electrónico de supervisión redundante, capaz de visualizar los grupos de gráficos indicativos e interactivos necesarios, almacenar la información histórica, editar los resúmenes de datos significativos y otros informes de gestión, periódicamente y la posibilidad de actuación desde el teclado de todos los elementos significativos de la Planta.
- Autómata programable de control general y autómatas dedicados a cada uno de los equipos cuya complejidad lo requiere.
- Armarios de tarjetas de entrada y salida de datos y accesorios.
- Impresora de informes y gráficos.
- Impresora y monitor de alarmas.

Todo este conjunto está integrado en un pupitre de control auxiliado por un panel sinóptico provisto de indicadores luminosos y digitales para las medidas importantes. Este sinóptico permite en una ojeada captar con rapidez la situación de la planta.

9.4 BALANCES DE MATERIA Y DE ENERGÍA

A continuación se procede a realizar los balances de materia y de energía necesarios para poder caracterizar y dimensionar los equipos que intervienen en el proceso. Los cálculos están realizados en los anexos, por lo que a continuación se expone un resumen de los mismos.

Las suposiciones que se harán para los cálculos son las siguientes:

1. No se tienen en consideración las posibles transferencias de calor entre la caldera y el entorno.
2. Turbinas adiabáticas
3. El aire para la combustión y los gases producto de la combustión se comportan idealmente con los siguientes valores para C_p :

AIRE	P = 1 bar y T = 15 °C	P = 18 bar y T = 420 °C
C _p , KJ/Kg °C	1,03	1,19

GASES COMB.	P = 17 bar y T = 1190 °C	P = 4 bar y T = 801 °C	P = 1 bar y T = 525 °C
C _p , KJ/Kg °C	1,23	1,16	1,07

4. Las propiedades del agua líquida y del vapor de agua, se encuentran en sus tablas de propiedades termodinámicas.

✓ COMPRESORES DE GAS NATURAL

El **balance de materia** es una identidad $\Rightarrow m_{\text{combust. entrada}} = m_{\text{combustible salida}}$

$m_{\text{combustible}}$	1,315 Kg/s
--------------------------	------------

El **balance** general **de energía** es el siguiente:

$$\Delta \text{Entalpía} + \Delta \text{energía cinética} + \Delta \text{E.potencial} = \text{Calor} - \text{Trabajo}$$

Si la compresión es adiabática y se desprecian posibles modificaciones en las energías cinética y potencial $\Rightarrow \Delta \text{Entalpía} = \text{Trabajo}$

Según los cálculos realizados en el **anexo A.2**, se obtiene:

W, KJ/Kg	162,8
N, KW	214

✓ TURBINA DE GAS

Compresor de aire

El **balance de materia** es una identidad $\Rightarrow m_{\text{aire entrada}} = m_{\text{aire salida}}$

m_{aire}	68,25 Kg/s
-------------------	------------

El **balance** general **de energía** es el siguiente:

$$\Delta \text{Entalpía} + \Delta \text{E.cinética} + \Delta \text{E.potencial} = \text{Calor} - \text{Trabajo}$$

Si la compresión es adiabática y se desprecian posibles modificaciones en las energías cinética y potencial $\implies \square \text{Entalpía} = \text{Trabajo}$

Según los datos de la turbina, se tiene:

W, kJ/kg	406,3
N, kW	28035

Cámara de combustión

El **balance de materia** es el siguiente:

$$(\text{ENTRADA}) + (\text{GENERACIÓN}) = (\text{SALIDA}) + (\text{ACUMULACIÓN})$$

Si no existe acumulación, el balance se simplifica a:

$$(\text{ENTRADA}) + (\text{GENERACIÓN}) = (\text{SALIDA})$$

Lo que entra es la suma del gas natural y el aire. Lo que sale son los gases de combustión y el aire secundario.

Caudal aire	68,25 Kg/s
Caudal gas natural	1,315 Kg/s
Caudal gases de combustión	69,4 Kg/s

El **balance** general **de energía** es el siguiente:

$$Q_{\text{reacción combustión}} = m_{\text{combustible}} \cdot \text{PCI} = m_{\text{gases}} \cdot C_{p \text{ gases}} \cdot (T_{\text{final}} - T_{\text{inicial}})$$

M_{combustible}	1,315 Kg/s	
PCI	49234 KJ/Kg	
M_{gases}	69,4 Kg/s	
C_{p gases}	1,19 KJ/Kg °C (a 420 °C y 18 bar)	1,23 KJ/Kg °C (a 1190 y 17 bar)
T_{inicial}	420 °C para el aire	

Sustituyendo:

$$1,315 \cdot 49234 = 69,4 \cdot 1,21 \cdot (T_{\text{final}} - 420) \implies T_{\text{final}} = 1190 \text{ °C}$$

Turbina propiamente dicha

El **balance de materia** es:

$$m_{\text{gases entran a expandirse}} = m_{\text{gases salen de la expansión}}$$

m_{gases}	69,4 Kg/s
--------------------------	-----------

En cuanto al **balance de energía** se distinguirán dos cuerpos en la turbina, el primer cuerpo mueve el compresor y el segundo produce la energía eléctrica.

El balance general de energía es el siguiente:

$$\Delta \text{Entalpía} + \Delta \text{E.cinética} + \Delta \text{E.potencial} = \text{Calor} - \text{Trabajo}$$

Si la expansión es adiabática y se desprecian posibles modificaciones en las energías cinética y potencial $\implies \Delta \text{Entalpía} = \text{Trabajo}$

Se operará para un ciclo ideal de Brayton:

$$W_{\text{primer cuerpo turbina}} = W_{\text{compresor}} = 28035 \text{ KW} = m_{\text{gases}} \cdot C_{p_{\text{gases}}} \cdot (T_{\text{entrada}} - T_{\text{salida}})$$

Sustituyendo, para el primer cuerpo de la turbina, suponiendo un rendimiento para el compresor del 85% se tiene:

$$1,18 \cdot 28035 = 69,4 \cdot 1,23 \cdot (1190 - T_{\text{salida}}) \implies T_{\text{salida}} = 801 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$W_{\text{segundo cuerpo turbina}} = E_{\text{eléctrica producida}} = m_{\text{gases}} \cdot C_{p_{\text{gases}}} \cdot (T_{\text{entrada}} - T_{\text{salida}})$$

$$E_{\text{eléctrica producida}} = 69,4 \cdot 1,17 \cdot (801 - 525) ; E_{\text{eléctrica producida}} = 22371 \text{ KW}$$

Por último, se calcula el rendimiento del ciclo y se compara con el aportado por el fabricante.

$$\eta = \frac{(E_{\text{eléctrica producida}})}{Q_{\text{su min istrado}}} = 34,6 \%$$

Se puede calcular también las presiones a las que salen los gases de los distintos cuerpos de la turbina, según la siguiente ecuación:

$$1 + \frac{1}{\eta_c} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] = \frac{T_2}{T_1}$$

$$\text{Si } \eta_c = 0,7 \text{ y } k = 1,4 \implies P_{\text{salida primer cuerpo}} = 4 \text{ bar}$$

$$P_{\text{salida segundo cuerpo}} = 1 \text{ bar}$$

✓ DESGASIFICADOR TÉRMICO

Existen tres corrientes de entrada al desgasificador térmico que son:

- ❖ Vapor del tanque de purga continua.
- ❖ Agua precalentada en la caldera.
- ❖ Vapor de B.P.

La siguiente tabla resume las características de estas corrientes:

Procedencia	Tanque purga cont.	Caldera (agua líq.)	Caldera (vapor)
Caudal, Tn/h	0,109	56,97	1,01
Temperatura, °C	127	95	173
Presión, bar	2,5	2	6
Entalpía, KJ/Kg	2716,4	398,1	2788,7

El **balance de materia** es el siguiente:

$$(\text{ENTRADA}) + (\text{GENERACIÓN}) = (\text{SALIDA}) + (\text{ACUMULACIÓN})$$

Como no existe acumulación ni generación, el balance se simplifica a:

$$(\text{ENTRADA}) = (\text{SALIDA})$$

De modo que:

m_{salida}

58,089 Tn/h

El **balance de energía** es: \square Entalpía = 0

Obteniéndose para la corriente de salida que va a la caldera: (véase **anexo N°2**):

Caudal, Tn/h	58,089
Temperatura, °C	105
Presión, bar	1,2
Entalpía, KJ/Kg	444,9

✓ CALDERA DE RECUPERACIÓN

El **balance de materia** es:

$$m_{\text{gases TG}} + m_{\text{agua desgasificador}} + m_{\text{agua condensados}} = m_{\text{gases se pierden}} + m_{\text{vapor}} + m_{\text{agua condensados}} + m_{\text{gases salida}}$$

$m_{\text{gases TG}}$	69,4 Kg/s
$m_{\text{agua desgasificador}}$	58,089 Tn/h = 16,14 Kg/s
$m_{\text{gases se pierden}} = 0,05^* m_{\text{gases TG}}$	3,47 Kg/s
m_{vapor}	58,089 Tn/h = 16,14 Kg/s

De aquí:

$m_{\text{gases salida}}$	65,93 Kg/s
---------------------------	-------------------

El **balance** general **de energía** es el siguiente:

$$\Delta \text{Entalpía} + \Delta E.\text{cinética} + \Delta E.\text{potencial} = \text{Calor} - \text{Trabajo}$$

Si no existen pérdidas de calor, se desprecian posibles modificaciones en las energías cinética y potencial y como no se realiza trabajo, queda:

$$\Delta \text{Entalpía} = 0$$

$$m_{\text{gases TG}} * C_{p \text{ gases}} * (T_{\text{inicial}} - T_{\text{final}}) + m_{\text{agua desgasificador}} * h_{\text{agua desgasificador}} + m_{\text{agua condensados}} * h_{\text{agua condensados}} = m_{\text{agua entran desgasificador}} * h_{\text{agua entran desgasificador}} + m_{\text{vapor a 41 bar}} * H_{\text{vapor a 41 bar}} + m_{\text{vapor a 6 bar}} * H_{\text{vapor a 6 bar}} + m_{\text{purga}} * H_{\text{purga}}$$

Son conocidos los siguientes datos:

$m_{\text{gases TG}}$	65,93 Kg/s (se tiene en cuenta las pérdidas)
$C_{p \text{ gases}}$	1,07 KJ/Kg °C
$T_{\text{inicial gases}}$	525 °C
$m_{\text{vapor a 41 bar}}$	44,38 Tn/h = 12,33 Kg/s
$H_{\text{vapor a 41 bar y 402 °C}}$	3218,7 KJ/kg
$m_{\text{vapor a 6 bar}}$	13,6 Tn/h = 3,78 Kg/s
$H_{\text{vapor a 6 bar y 173 °C}}$	2788,7 KJ/Kg
$m_{\text{agua desgasificador}}$	58,089 Tn/h = 16,14 Kg/s

h agua desgasificador a 1,2 bar y 105 °C	444,9 KJ/Kg
m agua condensados	56,97 Tn/h = 15,83 Kg/s
H agua condensados a 2 bar y 61 °C	253,8 KJ/Kg
m agua entran desgasificador	56,97 Tn/h = 15,83 Kg/s
h agua entran desgasificador a 2 bar y 95 °C	398,1 KJ/Kg
m purga	0,109 Tn/h = 3,03*10 ⁻² Kg/s
H purga	2716,4 KJ/Kg

Se obtiene así una **temperatura de salida** para los gases de la caldera de recuperación de **95 °C**, temperatura que permite un buen salto térmico para la transmisión del calor.

✓ COLECTOR DE VAPOR

Existen tres corrientes de entrada al colector de vapor que son:

- ❖ Vapor de baja presión de la caldera de recuperación
- ❖ Extracción de vapor de la turbina de vapor.
- ❖ Vapor de B.P del by-pass

La siguiente tabla resume las características de estas corrientes:

Procedencia	Vapor BP	Extracción TV	Vapor AP by-pass
Caudal, Tn/h	12,59	30,5	0 *

Temperatura, °C	173	185	173
Presión, bar	6	6	6
Entalpía, KJ/Kg	2788,7	2816	2788,7

* En condiciones normales no existe aporte de vapor de baja presión by-pass al colector

El **balance de materia** es el siguiente:

$$(ENTRADA) + (GENERACIÓN) = (SALIDA) + (ACUMULACIÓN)$$

Como no existe acumulación ni generación, el balance se simplifica a:

$$(ENTRADA) = (SALIDA)$$

De modo que:

m salida	43,09 Tn/h
-----------------	-------------------

El **balance de energía** es: \square Entalpía = 0

Obteniéndose para la corriente de salida que va a fábrica: (véase **anexo N°2**):

Caudal, Tn/h	43,09
Temperatura, °C	181
Presión, bar	6
Entalpía, KJ/Kg	2807,6

✓ TURBINA DE VAPOR

El **balance de materia** es: $m_{\text{vapor entra a expandirse}} = m_{\text{vapor extraído}} + m_{\text{vapor al condensador}}$

$m_{\text{vapor entra a expandirse}}$	42,3 Tn/h
$m_{\text{vapor extraído}}$	30,5 Tn/h
$m_{\text{vapor al condensador}}$	11,8 Tn/h

El **balance general de energía** es el siguiente:

$$\Delta \text{Entalpía} + \Delta \text{Écinética} + \Delta \text{E.potencial} = \text{Calor} - \text{Trabajo}$$

Si la expansión es adiabática y se desprecian posibles modificaciones en las energías cinética y potencial $\implies \Delta \text{Entalpía} = \text{Trabajo}$

Se identifican las distintas corrientes en la turbina de vapor y se obtienen los KW producidos:

Caudal, Tn/h	Presión, bar	Temperat. °C	Entalpía, KJ/Kg	Entropía, KJ/Kg K
42,3	41	402	3219	6,757
30,5	6	185	2816	6,835
11,8	0,105	46,8	2249	7,1

Cálculo de la potencia generada

$$42,3 \frac{Tn}{h} \times 1000 \frac{Kg}{h} \times \frac{1}{3600} \frac{h}{s} (3219 - 2816) \frac{KJ}{Kg} + 11,8 \frac{Tn}{h} \times 1000 \frac{Kg}{h} \times \frac{1}{3600} \frac{h}{s} \times (2816 - 2249) \frac{KJ}{Kg} = 6594 KW$$

La turbina produce aproximadamente 6,6 MW, pero hay que tener en cuenta que este valor obtenido de potencia tan solo sirve para ver el orden de magnitud, ya que para obtener el valor real habría que aplicar rendimientos:

$$W_{\text{turbina real}} = W_{\text{turbina}} * \eta_{\text{eléctrico}} * \eta_{\text{mecánico del acoplamiento}}$$

$$W_{\text{turbina real}} = 6594 * 0,9 * 0,85 = 5044\text{KW}$$

✓ DEPÓSITO DE CONDENSADOS

Existen tres aportes distintos de agua a este depósito que se encuentra a 2 bar.

- ❖ Vapor condensado procedente del condensador de la turbina de vapor
- ❖ Condensados procedentes de la fábrica
- ❖ Agua de la planta de tratamiento

La siguiente tabla resume las características de estas corrientes:

Procedencia	Condensador	Fábrica	Planta tratamiento
Caudal, Tn/h	11,8	29,3	15,87
Temperatura, °C	46,8	90	18
Presión, bar	2	2	2
Entalpía, KJ/Kg	172	377	75

El **balance de materia** es el siguiente:

$$(\text{ENTRADA}) + (\text{GENERACIÓN}) = (\text{SALIDA}) + (\text{ACUMULACIÓN})$$

Como no existe acumulación ni generación, el balance se simplifica a:

(ENTRADA) = (SALIDA)

De modo que:

m_{salida}	56,97 Tn/h
---------------------	-------------------

El **balance de energía** es: $\Delta\text{Entalpía} = 0$

Obteniéndose para la corriente de salida que va a la caldera las siguientes características: (véase **anexo N°2**)

Caudal, Tn/h	56,97
Temperatura, °C	61
Presión, bar	2
Entalpía, KJ/Kg	253,8

✓ **CONDENSADOR**

A continuación se presentan los balances de energía del condensador de la turbina de vapor que interviene en el proceso. Para mayor detalle consultar el **anexo N°4**. Diseño térmico del condensador.

Corriente	Caudal (Tn/h)	Cp_{medio}(kJ/kg* K)	Tentrada, °C	Tsalida, °C
Agua refrigerac.	875	4,180	30	38
Vapor	11,8	1,9	46,8	46,8
Calor intercambiado: 6733 KW				

El vapor entra al condensador como mezcla líquido-vapor con título igual a 0,82 y sale como líquido saturado.

✓ TORRE DE REFRIGERACIÓN

El **balance de materia para el agua** que se realiza a la torre queda del siguiente modo:

$$L_{\text{tope}} + G \cdot Y_{\text{base}} = G \cdot Y_{\text{tope}} + L_{\text{base}}$$

$$L_{\text{agua evaporada}} = L_{\text{entrada}} - L_{\text{salida}} = G \cdot (Y_{\text{tope}} - Y_{\text{base}})$$

donde:

L: caudal de agua, kg/h.

$L_{\text{agua evaporada}}$: cantidad de agua que se pierde por evaporación en la torre

G: caudal de aire, kg/h.

Y: humedad absoluta del aire, $\text{Kg}_{\text{agua}} / \text{Kg}_{\text{aire seco}}$.

L_{tope}, Kg/h	874989
G , Kg/h	384780
$L_{\text{agua evaporada}}$, Kg/h	9042
L_{base} , Kg/h	865947
Y_{base} , $\text{Kg}_{\text{agua}}/\text{Kg}_{\text{aire seco}}$	0,0085
Y_{tope} , $\text{Kg}_{\text{agua}}/\text{Kg}_{\text{aire seco}}$	0,032

Considerando un elemento diferencial de la torre, el **balance de energía** resulta:

$$(L + dL) \cdot (h + dh) + G \cdot i = L \cdot h + G \cdot (i + di)$$

siendo:

h: entalpía del agua, kcal/kg.

dh: variación de la entalpía del agua en el elemento diferencial considerado.

i: entalpía del aire, kcal/kg_{aireseco}.

di: variación de la entalpía del aire en el elemento diferencial estimado.

Desarrollando:

$$d(Lh) = G \cdot di$$

Se va a considerar que es caudal de agua se mantiene prácticamente constante, pues la cantidad de agua evaporada es muy pequeña en comparación con el gran caudal de agua tratada, de este modo:

$$L \cdot Cp \cdot T_{\text{tope}} + G \cdot i_{\text{base}} = L \cdot Cp \cdot T_{\text{base}} + G \cdot i_{\text{tope}}$$

T_{tope}, °C	38
T_{base}, °C	30
i_{base}, kcal/kg_{aire seco}	8,71
i_{tope}, kcal/kg_{aire seco}	26,903

Véase los cálculos en el **anexo N°5: Diseño de la Torre de Refrigeración**

9.5. MODOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN

En función del estado de la turbina de gas y la de vapor se consideran 4 casos o modos de operación, que se convierten en 8 si se está en horas punta o en horas normales de demanda de energía eléctrica. Cada modo de operación a su vez contempla varios rangos de funcionamiento en función del caudal de vapor demandado por la fábrica y de las condiciones nominales de la planta. El siguiente cuadro muestra los distintos modos de operación de la planta:

Modo de función	Turbina de gas		Turbina de vapor		Demanda eléctrica	
	En servicio	Parada	En servicio	Parada	H. Punta	H. Normal
1		X		X	X	
2		X		X		X
3	X			X	X	
4	X			X		X
5	X		X		X	
6	X		X			X
7		X	X		X	
8		X	X			X

Si la turbina de gas está parada sólo es posible el funcionamiento del turbogruppo de vapor.

Si la turbina de vapor está fuera de servicio, no tiene sentido diferenciar entre horas normales y horas punta, siendo iguales los modos de operación 1 y 2 y los modos 3 y 4, de manera que el número de modos de operación finalmente se reduce a 6. Esto es así porque la variable "horas punta" sólo influye en el funcionamiento de la planta cuando la turbina de vapor está en servicio. Esto es debido a la rentabilidad en horas punta de consumir gas natural en el quemador de la caldera para aumentar

el caudal de vapor que va a la turbina de condensación, al objeto de aumentar la producción de energía eléctrica y por tanto la exportada. En horas normales, debe evitarse el consumo de gas natural en la caldera, salvo en el caso de que éste consumo sea necesario para cubrir la demanda de vapor de fábrica.

Modos de operación 1 y 2

Ni la turbina de gas ni la de vapor están funcionando por lo que en la caldera se produce vapor con el único fin de satisfacer la demanda de fábrica.

La máxima cantidad de vapor que se puede producir en esta situación es de 55,8 Tn/h (42,3 en A.P. y 13,5 en B.P.), lo cuál debe ser suficiente para suplir la máxima demanda de fábrica (52 Tn/h de media).

En cuanto a la mínima producción posible de la caldera, que garantiza en esta situación u estabilidad, es de 29,1 Tn/h (21,1 en A.P. y 8 en B.P.). Esto implica que en caso de que la demanda de fábrica sea inferior a esta cantidad, las válvulas tendrán que eliminar el exceso de vapor producido.

Modos de operación 3 y 4

La turbina de gas funciona junto con la caldera pero no la turbina de vapor. . Con este modo podemos obtener en la caldera hasta 55,9 Tn/h (42,3 en A.P. y 13,6 en B.P.). En caso que hubiera puntas de consumo superiores a esa cantidad, entraría en funcionamiento el lazo de quemador postcombustión o bien quemar algo más de gas natural.

El mínimo técnico para el funcionamiento de la caldera con recuperación es de 21,9 Tn/h de vapor (17,3 en A.P. y 4,6 en B.P.), con lo que en caso de demandas de consumo inferiores en fábrica, entrarían en funcionamiento las válvulas de venteo automáticas.

Modo de operación 5

Ambas turbinas (de gas y de vapor) están en operación y se está en horas normales en lo que se refiere al precio de la energía exportada. Por lo tanto, se pretende minimizar el gasto de gas natural en el quemador de caldera, esto es, sólo usar post-combustión cuando lo requiera la demanda de fábrica.

La turbina de gas estará al 100% de su carga y el divéter de la caldera permanecerá abierto al 100%, el estar la turbina de vapor funcionando. La cantidad de vapor producida con la turbina de gas al 100% y sólo recuperación es 55,9 Tn/h (42,3 en A.P. y 13,6 en B.P.). si se tiene en cuenta que el mínimo a condensación es de 3,7 Tn/h, se tiene un máximo de 52,2 para fábrica, con lo cuál se puede cubrir normalmente el consumo de fábrica sin recurrir a la post-combustión.

Para cubrir eventuales puntas de consumo de fábrica superiores a 52,2 Tn/h, habrá que arrancar la post-combustión.

Modo de operación 6

Ambas turbinas (de gas y de vapor) están operando y se está en hora punta en lo que se refiere al precio de la energía eléctrica exportada, por lo tanto, se pretende generar el máximo posible de energía eléctrica excedente para lo cuál el vapor que va a condensar en la turbina de vapor es máximo y no importa usar la post-combustión en la caldera.

En el caso en que la demanda de fábrica fuese nula o muy baja, el quemador de gas iría al 0% y se producirían 55,9 Tn/h de vapor (42,3 de A.P. y 13,6 en B.P.) y si tenemos en cuenta que el máximo que se puede condensar es 52 Tn/h, sobrarían 3,9 Tn/h que habría que ventear.

Modo de operación 7

Sólo está en operación la turbina de vapor junto con la caldera y se está en horas normales en lo que se refiere al precio de la energía eléctrica exportada, por lo que se pretende minimizar el gasto de gas natural en el quemador de caldera.

El lazo de regulación del quemador provocará el vapor necesario para fábrica.

Modo de operación 8

Sólo está en operación la turbina de vapor junto con la caldera pero se está en horas punta de demanda eléctrica, por lo que se pretende turbinar la mayor cantidad posible de vapor, para lo cuál se condensa lo máximo posible.

El lazo de regulación del quemador tenderá a ir al 100% para provocar el máximo vapor posible (exceso), que provocará el aumento en la condensación de la turbina y , por tanto, el aumento de la producción eléctrica.

La producción de vapor en estas condiciones será aproximadamente de 55,8 Tn/h (42,3 en A.P. y 13,5 en B.P.) con lo cuál se puede cubrir normalmente la demanda de fábrica y condensar el resto. No obstante, dado que la máxima condensación posible para la turbina de vapor considerada es de 52 Tn/h, en casos de demanda de fábrica casi nula habría que ventear algo de vapor o bien bajar el quemador para producir menos vapor.

9.6. NECESIDADES DE PERSONAL

9.6.1. Personal necesario y turnos de trabajo

La mano de obra directa necesaria es:

- *Dirección técnica*: 1 turno diario. Componiéndola un director técnico, un subdirector de ingeniería, catalogados ambos como técnicos superiores, y un auxiliar técnico, éste con consideración de técnico de grado medio.

- *Servicios generales*: Compuesto por un oficial de primera y un obrero.
 - ✘ Oficial de primera: 3 turnos al día.
 - ✘ Obrero: 1 turno al día.

- *Limpieza*: 1 turno diario. Compuesto por un limpiador.

En resumen debemos de contar con un total de personal:

- ❖ Técnicos superiores: 2 de un turno = 2
- ❖ Técnico de grado medio: 1 de un turno = 1
- ❖ Oficial de primera: 1 de tres turnos = 3
- ❖ Obrero: 1 de un turno = 1
- ❖ Limpiador: 1 de un turno = 1

9.6.2. Horarios

Los turnos tienen una duración de 8 horas.

Los tres turnos están repartidos de la siguiente forma:

- ❖ Primer turno: 6 h a 14 h
- ❖ Segundo turno: 14 h a 22 h
- ❖ Tercer turno: 22 h a 6 h

Los trabajadores que tienen un solo horario, repartirán las ocho horas entre la mañana y la tarde, de la forma:

- ❖ Mañana: 9 h a 14 h
- ❖ Tarde: 16 h a 19 h

10. INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

10.1. NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

El sistema de control es una de las partes más importantes en una instalación de cualquier tipo, ya que la buena marcha de la planta dependerá en el futuro de un buen diseño de control para cada una de las variables que intervienen en el proceso.

Para satisfacer cada lazo de control, se deben tener en cuenta los valores de los Puntos de Consigna, es decir, los valores por defecto en el diseño de cada aparato.

Se ha empleado una simbología estándar a la hora de definir cada lazo de control, que en todos los casos serán de tipo Realimentación y no anticipativo.

La Norma "Namur", ISA-S 5,1 – 1968, establece una serie de códigos que a continuación se resume para este Proyecto.

La denominación depende de dos factores: la función del instrumento o dispositivo y la variable de referencia. Por la función se asigna a cada instrumento, normalmente, una o dos letras, y por la variable de medida otra letra que se coloca delante de las (o la) anteriores.

Las letras empleadas para los diferentes instrumentos son:

10.1.1. Dispositivos de Señalización

Indicador. I. Señala visualmente el valor actual de distintas variables: temperatura, presión, caudal, nivel, etc.

Registrador: R. Imprime en un gráfico continuo la curva de valores de distintas variables a lo largo del tiempo.

Explorador: E. Es un aparato de medida. Se antepone la letra representativa del instrumento que haga la exploración: indicador, registrador, transmisor, etc.

Alarma alta: AH. Se produce por un exceso de valor de alguna de las variables.

Alarma baja: AL. Se produce por un defecto de valor de alguna de las variables.

10.1.2. Dispositivos de Control

La letra C supone la existencia de una válvula de control, cuya función principal es regularizar la magnitud de la variable que controla.

Indicador: IC. La indicación actúa en consecuencia sobre determinados elementos.

Registrador: RC. El registro actúa en consecuencia sobre determinados elementos.

Ciego: C. Solo ejerce funciones de control, sin señalar.

Válvula de Control: CV ó V. Puede especificarse más, utilizando la letra S: cuando la señal que recibe alcanza una cierta intensidad, abre o cierra un circuito eléctrico, lo que produce una señal o un cambio en la posición de algún elemento.

En la planta proyectada las variables que se manipulan en los lazos de control son caudales de corrientes de proceso. Para manipular estos caudales de corrientes líquidas y gaseosas el elemento final de control utilizado es la válvula de control o de regulación automática.

La válvula de control es el elemento final de un lazo de control. Su misión consiste en ejecutar las órdenes procedentes del controlador u otros instrumentos. Estos miden y controlan las variables de proceso como pueden ser la presión, la temperatura o el caudal, y según la desviación entre el dato real de la variable medida y la fijada, mandan una señal correctora a la válvula. Ésta cerrará o abrirá, interrumpiendo o dejando pasar el fluido, en función de la señal recibida.

Para seleccionar una válvula hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Datos primarios: propiedades del fluido, presión antes de la válvula, caída de presión en la válvula, temperatura y caudal del fluido.
- Datos secundarios: nivel de estanqueidad, características del caudal.
- Otros aspectos: cavitación, ruido, etc.

Los datos primarios son necesarios para el cálculo de la sección de paso de la válvula. Algunos, como la temperatura, tienen un papel adicional en la selección del material de cada una de las piezas que componen la válvula.

10.1.3. Dispositivos Sensores

Elemento Primario: P. Es el aparato de medida: termómetro, barómetro, flujómetro, etc.

Transmisor ciego: T. Recibe la señal del elemento primario o sensor, la modula y la transmite al instrumento receptor (indicador, registrador, controlador...).

Transmisor indicador: IT. Además de realizar la función de un transmisor, indica el valor de la señal transmitida: temperatura, presión, etc.

Relé o convertidor: Y. Se hace una distinción entre ambos, designando por relé al elemento emisor de una señal de la misma índole de la que recibe, aunque modulada o variada de intensidad; el convertidor (transductor) cambia la señal recibida: hidráulica a eléctrica, eléctrica a mecánica, neumática a hidráulica, etc.

10.1.4. Variables de Medida

Las letras empleadas son las siguientes:

Análisis: A. De distintas variables. Se incluyen en este símbolo todas las variables de análisis químico.

Llama: B. Relacionada con instrumentos detectores de llama, especialmente en hornos.

Voltaje o fuerza electromotriz: E.

Flujo o caudal: F.

Intensidad de corriente: I. Por ejemplo, de un motor.

Potencia: J.

Nivel: L. En tanque o depósito.

Humedad: M.

Par: O. Por ejemplo, de apriete en el cierre de una válvula.

Presión o vacío: P.

Temperatura: T.

Velocidad o frecuencia: S. De una máquina rotativa.

Notas:

- La letra H, como primera letra, indica un elemento de mando manual.
- La letra Z, como primera letra, indica posición y está relacionada con un interruptor que actúa ante determinados valores de medida.

- Las letras N e Y, como primeras letras, y las B y N como segundas letras, quedan libres.
- La letra X, queda sin clasificar.
- La letra S, como modificadora, se aplica sólo a elementos primarios o finales de protección en caso de emergencias, entendiéndose que se dan estas situaciones cuando las condiciones en el sistema quedan fuera de las previstas en funcionamiento normal y suponen un peligro para las personas o los equipos. Por ejemplo, PSV para nombrar válvulas de seguridad.
- La letra G, como segunda letra, se aplica a medidores de nivel de vidrio.
- La letra L, en segundo lugar, significa señalización luminosa en panel o local (luz).
- La letra B, como segunda letra, significa instrumento biestable.
- MZ representa un elemento final de mando motorizado (marcha o parada). Si el mando es neumático, se designará por NZ.

Una vez determinada la simbología para los lazos de control, se procederá a ver cada uno de los aparatos de la instalación y los elementos que son necesarios para controlarlos.

10.2. CONTROL DEL PROCESO

Para el control del proceso que tiene lugar en la planta de cogeneración, se va a actuar básicamente sobre cuatro variables, como son: caudal, nivel, presión, temperatura, y de la forma que se detalla a continuación.

10.2.1. Control de caudal

- **Objetivo:** control del caudal paso, entrada o salida de algún equipo o sección del proceso para el óptimo funcionamiento de la planta.

- **Variable medida:** caudal de la corriente que se quiere controlar.

- **Variable manipulada:** corriente sobre la que se quiere ejercer el control del caudal.

- **Elementos de control empleados**
 - **Elemento de medida:** medida de caudal con placa-orificio con toma en la tubería.
 - **Elemento de registro:** ordenador central de control de la planta. Registro del caudal que se quiere controlar.
 - **Elemento de control:** CPU instalado en el punto de medida.
 - **Elemento de manipulación:** válvula de control accionada por aire presión.

- **Elementos de seguridad**
 - **Alarma asociada:** FAL.

10.2.2. Control de nivel

- **Objetivo:** control del nivel en los distintos equipos de la planta.

- **Variable medida:** nivel de líquido en el interior de los equipos.

- **Variable manipulada:** corriente de entrada o salida de líquido de los equipos.

- **Elementos de control empleados**

- **Elemento de medida:** medida de nivel con medidor de presión diferencial con toma de baja situada en el techo de los equipos.
 - **Elemento de control:** CPU instalado en el punto de medida.
 - **Elemento de manipulación:** válvula de control accionada por aire presión.
- **Elementos de seguridad**
 - **Alarma asociada:** LAH/LAL.

10.2.3. Control de presión

- **Objetivo:** control de la presión en el interior del equipo.
- **Variable medida:** presión en el interior del equipo.
- **Variables manipuladas:**
 - Corriente de entrada al equipo.
 - Corriente de salida del equipo.
- **Elementos de control empleados**
 - **Elemento de medida:** medida de presión con medidor piezoeléctrico.
 - **Elemento de registro:** ordenador central de control de la planta. Registro de la presión de funcionamiento del equipo que se quiere controlar.

- **Elemento de control:** CPU instalado en el punto de medida.
- **Elemento de manipulación:** válvula de control accionada por aire presión.

- **Elementos de seguridad**

- **Alarma asociada:** PAH/PAL
- Interruptor de desconexión automática de las bombas de alimentación de corrientes y cierre de válvulas neumáticas de control de alimentación a los equipos para valores de presión superiores a los aconsejables.

10.2.4. Control de temperatura

- **Objetivo:** control de la temperatura en el interior de los equipos.
- **Variable medida:** temperatura de funcionamiento del equipo.
- **Variable manipulada:** corriente de fluido calefactor/refrigerante.
- **Elementos de control empleados**
 - **Elemento de medida:** medida de temperatura con termopar tipo J.
 - **Elemento de registro:** ordenador central de control de la planta. Registro de la temperatura del equipo.
 - **Elemento de control:** CPU instalado en el punto de medida.
 - **Elemento de manipulación:** válvula de control accionada por aire presión.

- **Elementos de seguridad**

- **Alarma asociada:** TAH/TAL.

A modo de ejemplo, se exponen a continuación los lazos de control proyectados para los equipos de la planta de cogeneración. Tóme

Turbina de Gas (TG)

- **Lazo de control nº 1: Caudal de gases de combustión hacia la caldera de recuperación.**
 - Variable controlada: Caudal de gases de escape.
 - Variable manipulada: Caudal de aire al compresor.

Se debe regular el caudal de gases de combustión (la corriente de salida de la turbina de gas) puesto que un caudal inferior al deseado podría ocasionar posteriormente graves problemas en el proceso y en otros equipos de la planta al no producirse el vapor suficiente en la caldera, necesiándose del quemador postcombustión o incluso aporte extra de gas natural a la caldera.

El caudal de gases se tomará de la tubería de salida de la turbina y se comparará con el valor prefijado por el controlador. Si excede del margen de tolerancia, se actuará aumentando el caudal de aire que entra en el compresor.

- **Lazo de control nº 2: Temperatura de los gases de escape**

- Variable controlada: Temperatura de los gases de combustión de escape de la turbina de gas.
- Variable manipulada: flujo de gas natural que se suministra a la cámara de combustión por la parte inferior.

La función de este lazo de control es evitar la salida de corriente de gases de combustión a una temperatura inferior a la estipulada para el buen funcionamiento de los equipos que siguen a la Turbina de Gas.

Este lazo de control tiene relación directa con el lazo anterior pues si se aumenta el caudal de aire como consecuencia de una necesidad de mayor caudal de gases de combustión éstos van a disminuir su temperatura de salida y el único modo de aumentarla es aportando mayor combustible a la cámara de combustión.

Ebullidor AP

- **Lazo de control nº 3: nivel de líquido en el ebullidor de alta presión.**

- Variable controlada: nivel de líquido en el ebullidor.
- Variable manipulada: caudal de agua alimentado al ebullidor.

El objetivo es mantener el nivel de líquido en el ebullidor dentro de unos determinados valores para evitar la inundación o el vaciado del mismo.

Se mide el nivel de líquido y el valor se compara con el prefijado por el controlador. Si no son similares, se actúa cerrando o abriendo la válvula que permite la entrada de agua en el ebullidor.

- **Lazo de control nº 4: concentración de sales en el calderín de alta presión.**
 - Variable controlada: conductividad del agua en el calderín de Alta Presión.
 - Variable manipulada: caudal de agua que entra al tanque de purga continua.

Se mide la señal procedente de la salida del conductivímetro y se compara con el valor prefijado por el controlador. Si el valor medido es inferior al prefijado no se actúa, mientras que si es superior actuará abriendo la válvula que permite la purga.

Ebullidor BP

- **Lazo de control nº 5: nivel de líquido en el ebullidor de baja presión.**
 - Variable controlada: nivel de líquido en el ebullidor.
 - Variable manipulada: caudal de agua alimentado al ebullidor.

Al igual que en el control del ebullidor de alta presión, el objetivo es mantener el nivel de líquido en el ebullidor dentro de unos determinados valores para evitar la inundación o el vaciado del mismo.

Se mide el nivel de líquido y el valor se compara con el prefijado por el controlador. Si no son similares, se actúa cerrando o abriendo la válvula que permite la entrada de agua en el ebullidor.

- **Lazo de control nº 6: concentración de sales en el calderín de baja presión.**
 - Variable controlada: conductividad del agua en el calderín de Alta Presión.
 - Variable manipulada: caudal de agua que entra al tanque de purga intermitente.

Se mide la señal procedente de la salida del conductivímetro y se compara con el valor prefijado por el controlador. Si el valor medido es inferior al prefijado no se actúa, mientras que si es superior actuará abriendo la válvula que permite la purga.

Torre de refrigeración (TR)

- **Lazo de control nº 7: temperatura de la corriente de salida de agua.**
 - Variable controlada: temperatura del agua que sale de la torre de refrigeración.
 - Variable manipulada: caudal de aire que entra por la parte inferior de la torre.

Se debe regular la temperatura de la corriente de salida de agua puesto que influye en el funcionamiento del condensador.

El valor de temperatura se tomará de la tubería de salida de agua y se comparará con el valor prefijado por el controlador. Si excede del margen de tolerancia, se actuará aumentando o disminuyendo el caudal de aire que se introduce en la torre de refrigeración.

- **Lazo de control nº 8: nivel de líquido en la parte inferior de la torre.**
 - Variable controlada: nivel de líquido en la parte inferior de la torre.
 - Variable manipulada: flujo de agua de los tanques de almacenamiento de agua filtrada que entra a la torre por la parte inferior.

La función de este lazo de control es evitar la salida de corriente de aire por la parte inferior de la torre, actuando el líquido como sello hidráulico.

- **Lazo de control nº 9: presión de la torre de refrigeración.**
 - Variable controlada: presión en la torre de refrigeración.
 - Variable manipulada: caudal de aire que entra en la torre.

Se debe controlar la presión existente en el interior de la torre de refrigeración puesto que es un parámetro que afecta en gran medida a la humedad del aire.

La señal se toma desde la torre de refrigeración y si el valor supera al prefijado por el controlador, se cierra la válvula de alivio para que el caudal de aire que se introduce en la torre sea menor y por tanto disminuya la presión.

Depósitos de condensados.

- **Lazo de control nº 10: nivel de condensados en los depósitos**
 - Variable controlada: nivel de condensados en el depósito de almacenamiento.
 - Variable manipulada: caudal de agua tratada que entra en el depósito.

Mediante este lazo se controla el nivel de agua en los 2 tanques de almacenamiento, de manera que al llenarse un depósito empieza a llenarse el siguiente.

- **Lazo de control nº 11: presión en los depósitos de condensados.**

- Variable controlada: presión en el interior del depósito.
- Variable manipulada: válvula de alivio.

La planta dispone de 2 depósitos de condensados por lo que cada uno llevará un lazo de control acoplado.

Se mide la presión en el interior del depósito y se compara con el valor prefijado por el controlador. Si el valor medido supera al fijado se actúa sobre la válvula de alivio para disminuir la presión.

Tanques de almacenamiento de agua tratada

- **Lazo de control nº12: nivel de agua tratada en los depósitos de almacenamiento.**

- Variable controlada: nivel de líquido en el depósito de almacenamiento.
- Variable manipulada: caudal de agua tratada que entra en el depósito.

Mediante este lazo se controla el nivel de agua en los 4 tanques de almacenamiento, de manera que al llenarse un depósito empieza a llenarse el siguiente y así sucesivamente.

- **Lazo de control nº 13: presión en los depósitos de almacenamiento.**
 - Variable controlada: presión en el interior del depósito de almacenamiento.
 - Variable manipulada: válvula de alivio.

La planta dispone de 4 depósitos de almacenamiento de agua tratada por lo que cada uno llevará un lazo de control acoplado.

Se mide la presión en el interior del depósito y se compara con el valor prefijado por el controlador. Si el valor medido supera al fijado se actúa sobre la válvula de alivio para disminuir la presión.

Tanques de almacenamiento de agua filtrada

- **Lazo de control nº14: nivel de agua de pozo filtrada en los tanques de almacenamiento.**
 - Variable controlada: nivel de líquido en el depósito de almacenamiento.
 - Variable manipulada: caudal de agua del pozo ya filtrada que entra en el depósito.

Mediante este lazo se controla el nivel de agua en los 4 tanques de almacenamiento, de manera que al llenarse un depósito empieza a llenarse el siguiente y así sucesivamente.

- **Lazo de control nº 15: presión en los depósitos de almacenamiento.**
 - Variable controlada: presión en el interior del depósito de almacenamiento.

- Variable manipulada: válvula de alivio.

La planta dispone de 4 depósitos de almacenamiento de agua tratada por lo que cada uno llevará un lazo de control acoplado.

Los tanques constan de una alimentación y de una salida de líquido del mismo, por lo general la salida del tanque casi siempre está impuesta por la maquinaria que le sigue y por las necesidades del proceso. El volumen del tanque es fijo, están diseñado para contener un volumen determinado, por lo que podemos expresar el volumen del tanque en función de la altura de líquido en el tanque, se tiene la siguiente ecuación..

$$\frac{dV}{dt} = F_e - F_s$$
$$A \cdot \frac{dh}{dt} = F_e - F_s$$

V Volumen (m³)
t Tiempo (s)
F_e Caudal de entrada (m³/s)
F_s Caudal de salida (m³/s)
A Sección transversal del tanque (m²)

No hay generación, la acumulación corresponde con la variación de volumen en función del tiempo, se tiene una ecuación diferencial con 4 incógnitas: A, h, Fe y Fs. Pero la sección transversal es un dato de diseño. El caudal de salida como se ha dicho viene impuesto, por lo que las únicas variables a controlar serían la altura y el caudal de entrada, en ningún momento la altura puede controlar el caudal de salida al ser una variable interna, por lo que la única variable controlable será el caudal de entrada, Fe.

Colector de vapor

- **Lazo de control nº16: caudal de vapor de baja presión a fábrica de automoción**

- Variable controlada: Caudal de vapor BP a factoría de automoción.
- Variable manipulada: caudal de vapor de AP purgado al colector.

Mediante este lazo se controla el caudal de vapor de baja presión que se suministra a la factoría de automoción, de manera que éste siempre cumpla las exigencias de dicha factoría.

- **Lazo de control nº 17: presión del vapor de baja presión que va a la factoría.**

- Variable controlada: presión del vapor de salida del colector.
- Variable manipulada: válvula de alivio.

La planta dispone de 2 colectores de vapor por lo que cada uno llevará un lazo de control acoplado.

Turbina de Vapor (TV)

- **Lazo de control nº 18: Caudal de vapor de alta presión de entrada.**

- Variable controlada: Caudal de vapor de entrada.
- Variable manipulada: Caudal de agua a la caldera desde el desgasificador térmico.

Se debe regular el caudal de vapor de entrada a la turbina de vapor, pues de éste va a depender directamente la energía eléctrica generada en dicha turbina, así pues, un caudal inferior al deseado podría ocasionar posteriormente graves pérdidas económicas al no producirse la suficiente energía eléctrica con la que se contaba en esta turbina e incluso problemas graves al no poderse aportar el caudal de extracción que requiere el colector de vapor.

El caudal de vapor se tomará de la tubería de salida de la caldera, en sus proximidades a la turbina (pasadas las bifurcaciones) y se comparará con el valor prefijado por el controlador. Si excede del margen de tolerancia, se actuará aumentando el caudal de agua que entra a la caldera de recuperación en su parte de alta presión.

- **Lazo de control nº 19: Temperatura del vapor de entrada a la turbina de vapor.**
 - Variable controlada: Temperatura del vapor de alta presión de salida de la caldera de recuperación.
 - Variables manipuladas:
 - ✓ Caudal de gases de combustión por chimenea by-pass.
 - ✓ Caudal de Gas Natural a la caldera.

La función de este lazo de control es evitar la entrada de vapor a la turbina de vapor a una temperatura inferior o superior a la estipulada para el buen funcionamiento del equipo.

Si aumenta la temperatura del vapor, se abrirá el paso de parte de los gases de combustión hacia la chimenea by-pass .

Si disminuye la temperatura del vapor, se abrirá la entrada de Gas Natural a la caldera y se quemará para aumentar la temperatura de los gases de combustión y así aumentar también el intercambio de calor en la caldera.

- **Lazo de control nº 20: Presión del vapor de entrada a la turbina de vapor.**
 - Variable controlada: Presión del vapor de alta presión de salida de la caldera de recuperación.
 - Variable manipulada: Bomba de agua desde el desgasificador térmico hacia la caldera de recuperación en su parte de alta presión.

La función de este lazo de control es evitar la entrada de vapor a la turbina de vapor a una presión inferior a la estipulada para el buen funcionamiento del equipo.

Desgasificador térmico

- **Lazo de control nº21: nivel de agua en el desgasificador térmico.**
 - Variable controlada: nivel de líquido en el desgasificador.
 - Variable manipulada: caudal de agua del depósito de condensados que entra en el depósito.
- **Lazo de control nº 22: presión en el desgasificador térmico.**
 - Variable controlada: presión en el interior del desgasificador térmico.

- Variable manipulada: válvula de alivio.

Se mide la presión en el interior del depósito y se compara con el valor prefijado por el controlador. Si el valor medido supera al fijado se actúa sobre la válvula de alivio para disminuir la presión.

- **Lazo de control nº 23: Temperatura de la corriente de salida del desgasificador térmico.**

- Variable controlada: Temperatura de la corriente de salida del DT.
- Variable manipulada: Caudal de vapor de baja presión purgado hacia el desgasificador.

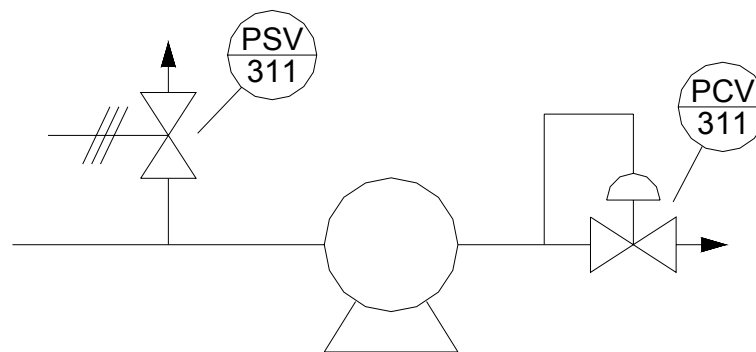
Se mide la temperatura en la corriente de salida del desgasificador térmico y se compara con el valor prefijado por el controlador. Si el valor medido es inferior al fijado se actúa sobre la válvula de entrada de vapor de baja presión para aumentar la temperatura.

Bombas

Para el control de bombas necesitamos controlar la presión a la salida de las mismas, para ello se coloca una válvula controladora, y el lazo utilizado será autorregulador de presión antes de la válvula con conexión de presión externa, toma la presión aguas arriba de la válvula y corrige la presión.

En cualquier caso se situará una válvula de alivio o de seguridad de paso recto antes de la entrada a la bomba para evitar sobrepresiones provenientes del un sistema previo.

En Figura se puede ver el sistema de control para las bombas, donde PCV es un contralor de válvula de presión y donde PSV es una válvula de seguridad para la presión.



Condensador

Para el control del condensador habrá que utilizar las fórmulas de intercambio calorífico. Las temperaturas de entrada y de salida están impuestas o han sido optimizadas, por lo que son datos de diseño, las únicas variables que se pueden modificar son los caudales de los fluidos caloríficos encargados de calentar o enfriar el sistema.

$$Q = F \cdot \rho \cdot Cp \cdot \Delta T$$

$$Q = A \cdot U \cdot \Delta T_{ml}$$

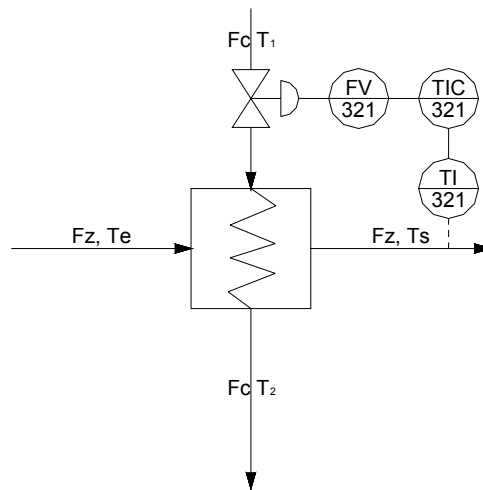
Q Calor transmitido (kcal/h)

F Caudal de fluido calorífico (m³/h)

ρ Densidad (kg/m³)

Cp Capacidad calorífica (kcal/kg·°C)

ΔT Incremento de temperatura ($^{\circ}\text{C}$)
 ΔT_{ml} Incremento de temperatura media logarítmica ($^{\circ}\text{C}$)
 A Área de intercambio calorífica (m^2)
 U Coef. global de transmisión de calor ($\text{kcal/h}\cdot\text{m}^2\cdot^{\circ}\text{C}$)



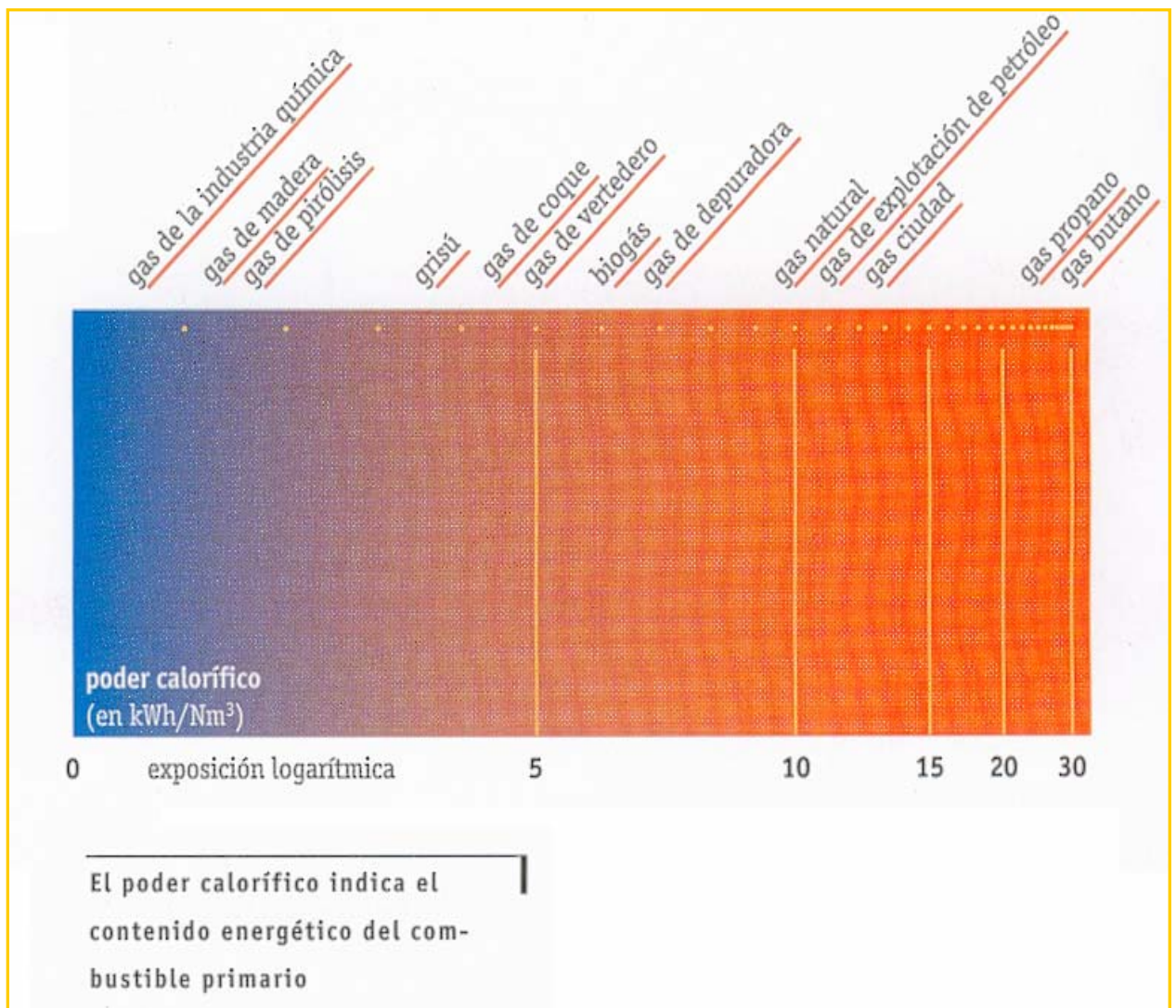
Lazo de control N° 24: Una vez alcanzado el estado estacionario la **temperatura del condensado**, que sería la variable que hay que controlar, debe de mantenerse estable frente a posibles perturbaciones de las corrientes de entrada, para ello, el se hace un lazo que regule la temperatura de las corrientes de salida de condensado actuando sobre el caudal de agua refrigerante.

FV es el controlador de válvula de caudal del agua refrigerante, TIC es un controlador indicador de temperatura y TI es un indicador de temperatura, de tipo resistencia basado en el aumento de la resistencia eléctrica con el calor. F_z será el caudal de vapor y condensado, T_e la temperatura de entrada y T_s la de salida, que debe coincidir, pues sólo se quiere realizar una condensación sin disminución del calor sensible. F_c es el caudal del agua refrigerante y T_1 y T_2 las temperaturas de entrada y de salida respectivamente.

11. ANÁLISIS DE LA MATERIA PRIMA

11.1. COMBUSTIBLES PARA LAS PLANTAS DE COGENERACIÓN

El combustible más extendido para las plantas de cogeneración y en especial para las plantas de cogeneración en la industria automoción es el gas natural, no obstante existen muchos otros que pueden usarse. El siguiente gráfico recoge los más interesantes en función del poder calorífico.



11.2. COGENERACIÓN CON GAS NATURAL

La tecnología de generación eléctrica con cogeneración de gas natural es una de las más eficientes y con menor impacto ambiental, y está ya ampliamente extendida en todo el mundo. Es prácticamente la única tecnología utilizada en los nuevos proyectos de generación eléctrica que se están instalando en los países desarrollados, y un sistema que permitirá ir sustituyendo a los tradicionales, con la consiguiente reducción de emisiones a la atmósfera.

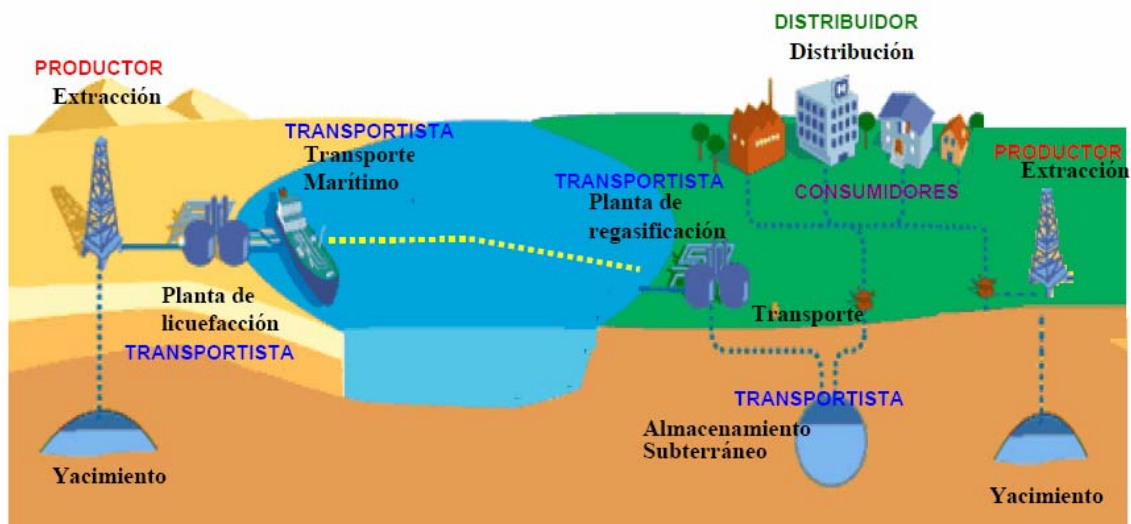
A todo ello hay que añadir su versatilidad, ya que el gas natural se puede emplear en el hogar, en el comercio y en la industria. Las nuevas aplicaciones de esta energía, como la cogeneración, la generación eléctrica con ciclos combinados y su uso como combustible para vehículos, están impulsando el consumo del gas natural, que está llamada a ser la energía del siglo XXI.

De este modo, el gas natural es la solución idónea al cambio climático que padece nuestro planeta y la única energía que puede hacer compatible el progreso económico e industrial con la preservación del medio ambiente.

El gas natural es un combustible más limpio que el carbón y el petróleo, ya que en su combustión produce de un 40 a un 45% menos dióxido de carbono que el carbón, y entre un 20 y un 30% menos que los productos derivados del petróleo. Otra de las características de esta energía es que no emite partículas sólidas ni cenizas en su combustión, y las emisiones de óxidos de nitrógeno son inferiores a las del carbón y los productos petrolíferos. Asimismo, las emisiones de dióxido de azufre son prácticamente nulas. Así se reconoce en los países con reglamentaciones estrictas para proteger el medio ambiente, donde el consumo de gas natural está creciendo en aplicaciones en las que se reduce la contaminación.

El gas natural se encuentra en el subsuelo y procede de la descomposición de materia orgánica atrapada entre estratos rocosos. Es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire, y se consume tal y como se extrae de la tierra.

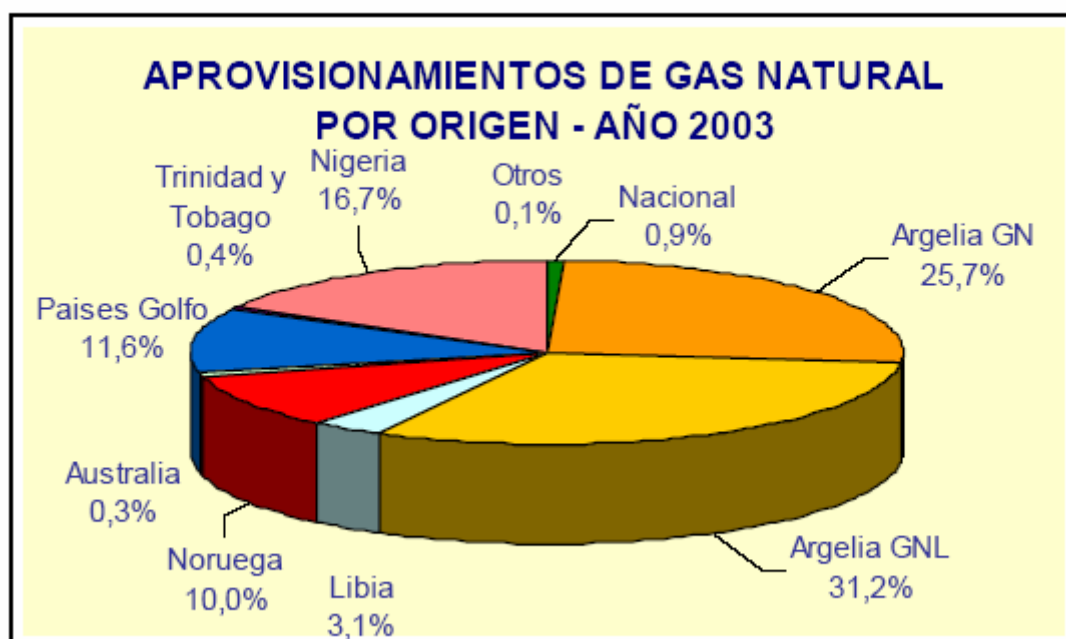
CADENA DEL GAS NATURAL



Periódicamente se descubren nuevos yacimientos y las técnicas de extracción permiten perforar cada vez a mayores profundidades.

Las principales reservas de gas natural están localizadas en Oriente Medio (40%) y la Comunidad de Estados Independientes (31%), donde destaca la Federación Rusa, que cuenta con un 85% de las reservas de esta área. Junto con

los países de la antigua URSS, destacan Irán y Qatar, que poseen cada uno más del 14% de las reservas de gas del mundo. La Europa de la OCDE posee el 4,8% de las reservas mundiales.



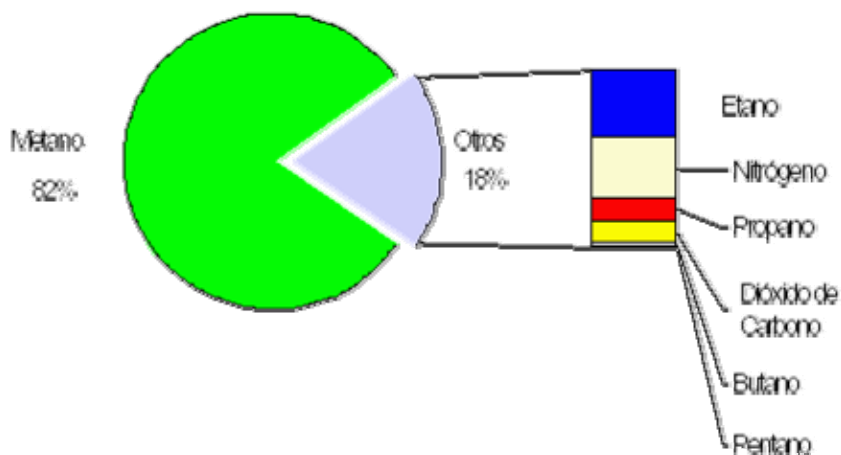
En España, el Ministerio de Economía, en su “Planificación y desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gasista 2002-2011”, prevé que la demanda de gas natural se multiplique por 2,2 en 2011, hasta alcanzar los 44 Bcm.

11.3 EL GAS NATURAL LICUADO

El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido enfriado hasta el punto que se condensa a líquido. Es la mejor alternativa para monetizar reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

Es un líquido criogénico. Como el proceso de licuefacción consiste en el enfriamiento del gas purificado mediante el uso de refrigerantes, el GNL es un líquido criogénico. El término “criogénico” significa baja temperatura, generalmente por debajo de -73°C . El GNL es un líquido puro, con una densidad de alrededor del 45% de la densidad del agua. Los contaminantes que se encuentran presentes se extraen para evitar que se congelen y dañen el equipo cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL y para cumplir con las especificaciones técnicas del gasoducto en el punto de entrega. Como resultado, el GNL está compuesto en su mayoría de metano.

Gas natural:



Gas natural licuado (GNL):



Proceso de licuefacción:

Los orígenes de la tecnología de la licuefacción del GNL aparecen alrededor de 1920 cuando las primeras técnicas de la licuefacción del aire fueron desarrolladas. El primer uso de GNL fue para recuperar helio de corrientes del gas natural. El proceso fue basado en la licuefacción de los hidrocarburos que tenían helio dejándolo en la fase gaseosa; después de que la extracción del helio el GNL era vaporizado y vendido como combustible.

En el pasado, el gas natural se consideraba un subproducto sin valor asociado con la extracción petróleo crudo, hasta que en 1920 se hizo evidente que era una valiosa fuente de combustibles, tales como propano y butano.

Es necesario eliminar componentes susceptibles de congelarse durante el proceso de enfriamiento (agua, CO₂, gases ácidos e hidrocarburos pesados), así como compuestos dañinos para las instalaciones (azufre y mercurio).

El proceso de Licuefacción está formado de las siguientes etapas:

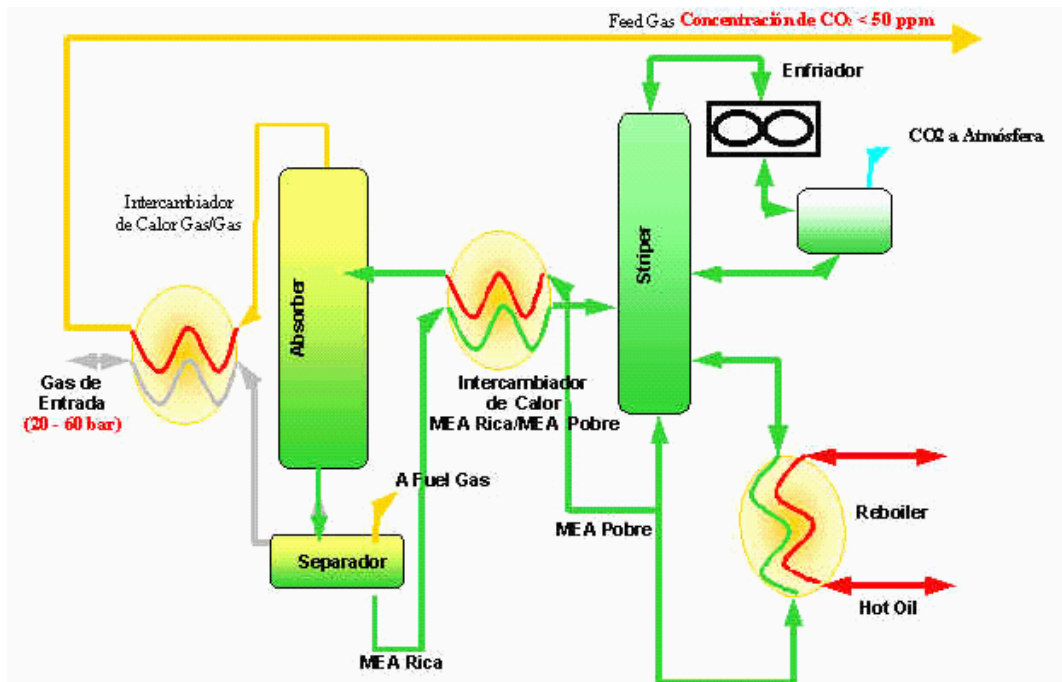
(i) Extracción de CO₂: Proceso de purificación del gas por adsorción del dióxido de carbono (CO₂) y el agua existente en el mismo, por medio de la aplicación de una corriente inversa de solución de mono-etanol-amina (MEA).

(ii) Deshidratación y filtrado: Se le extrae la humedad al gas hasta lograr valores menores a 1 ppm. Luego se realiza un filtrado para extraer trazas de mercurio y partículas sólidas, y además se produce la separación de los hidrocarburos pesados por condensación parcial.

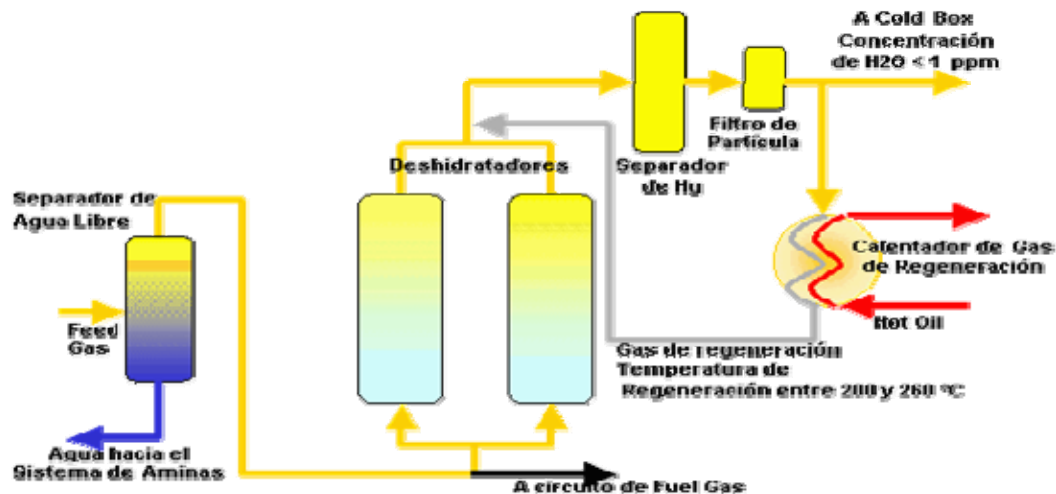
(iii) Licuefacción y almacenamiento: Se produce el enfriamiento necesario para su licuefacción. El GNL producido se envía al tanque de almacenamiento, el cuál lo mantiene a su temperatura de licuefacción, operando a una presión de 20 a 70 mbar. El GNL es almacenado en tanques de paredes dobles a presión atmosférica, que más bien es un tanque dentro de otro. El espacio anular entre las dos paredes del tanque está cubierto con un aislante. El tanque interno en contacto con el GNL, está fabricado de materiales especializados para el servicio criogénico y

la carga estructural creada por el GNL. Estos materiales incluyen 9% de acero, níquel y aluminio. El tanque exterior está fabricado generalmente de acero al carbono.

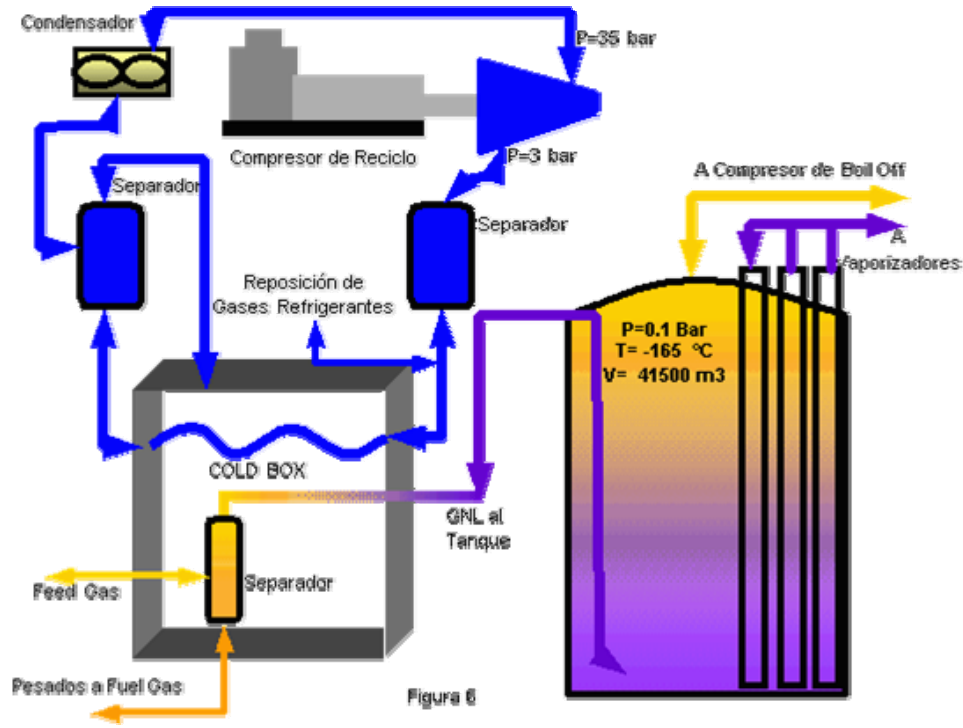
(i) Extracción de CO₂:



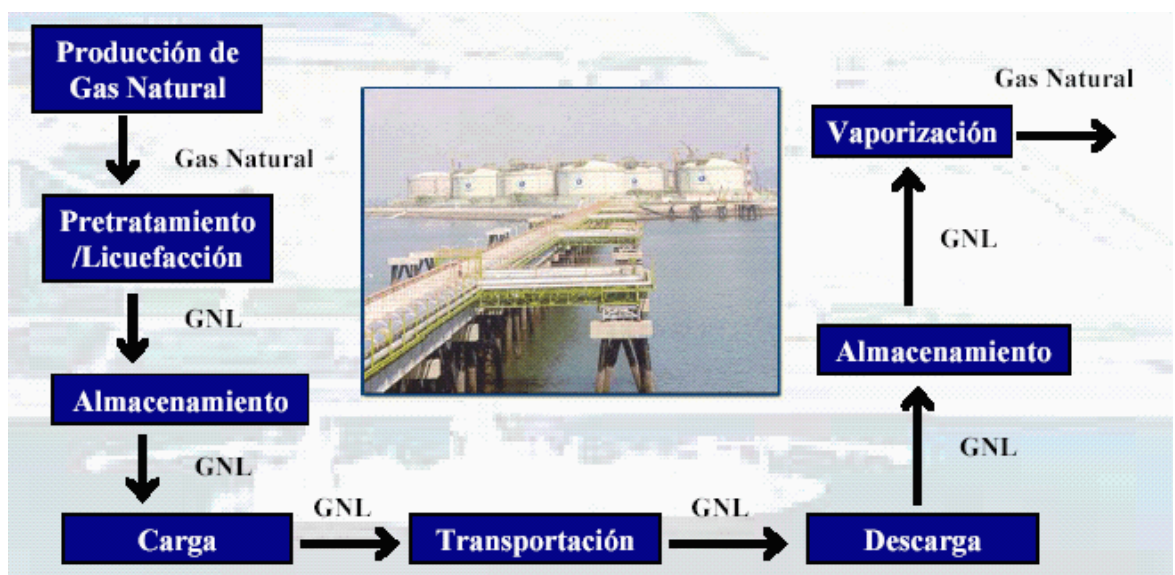
(ii) deshidratación y filtrado:



(iii) licuefacción y almacenamiento:



Para disponer de GNL se debe invertir en un número de diferentes operaciones o procesos relacionados entre sí:



Toda la cadena de producción y distribución de GNL esta diseñada para evitar fugas y prevenir incendios. Los riesgos más altos son su baja temperatura (criogénica) y su combustibilidad. Cualquier derrame de GNL se evapora rápidamente donde la condensación del vapor de agua en el aire crea una neblina. El GNL no se prende fácilmente, la llama no es muy fuerte, no humea y ésta no se extiende. El combate de un fuego de GNL es muy similar a uno de gasolina o Diesel, no hay peligro de explosión en lugares abiertos.

El gas natural se obtiene del subsuelo mediante perforaciones. Se encuentra en cavidades formadas por rocas impermeables.

Los países líderes productores de gas natural que comercializan GNL a los mercados mundiales son Argelia, Indonesia y Qatar. Sin embargo, muchas naciones juegan pequeños pero importantes roles como productores de gas natural y exportadores de GNL, tales como Australia, Nigeria, y Trinidad y Tobago. En tanto, países como Angola y Venezuela están procurando alcanzar su máximo potencial en el mercado mundial de GNL. Y otros como Arabia Saudita, Egipto e Irán, que tienen grandes reservas de gas natural, también podrían participar como exportadores de GNL.

El proceso de licuefacción reduce el volumen del gas natural unas 600 veces permitiendo el transporte en barcos. Proceso de transformar el gas natural a estado líquido enfriándolo a temperaturas cercanas a -161°C Las plantas que realizan este procedimiento se encuentran normalmente situadas en la costa.

Los barcos metaneros son los barcos mercantes más sofisticados y de más alta tecnología. Todos cuentan con doble casco y tienen habilitados uno o varios depósitos criogénicos que permiten mantener la carga a -161 grados. Éstos son reconocidos fácilmente porque la parte alta de los tanques son visibles encima de la cubierta. En función del aislamiento de los tanques, estos transportes pueden ser principalmente de dos tipos, ambos igualmente idóneos, de modo que resulta muy difícil distinguir el mejor:

- El diseño esférico (Tipo "Moss"): 52%. Los metaneros Kvaerner Moss incorporan varios depósitos contruidos en una aleación de aluminio y de forma esférica que a simple vista destacan sobre la cubierta.
- El diseño de membrana: 43%. Los metaneros de membrana se denominan así porque sus tanques disponen de una membrana de acero corrugado y expandible. Se distinguen porque en su cubierta sobresale una gran estructura, normalmente prismática.



El buque típico puede transportar alrededor de 125,000 –138,000 m³ de GNL, lo cuál se convierte entre 73,6 – 79,3 millones de m³ de gas natural. El buque típico mide 274 m. de longitud, alrededor de 42 m. de ancho y 10 m. de casco sumergido. Cuesta aprox. \$160 millones de dólares. El tamaño de esta embarcación es similar a la de un porta-aviones, pero significativamente más pequeño que un barco muy grande de transporte de petróleo ("VLCC"). Los transportadores de GNL son generalmente menos contaminantes que otras embarcaciones, porque utilizan gas natural y fuel-oil como fuente de energía para la propulsión.

En el terminal, el GNL en su estado líquido es bombeado a un tanque de almacenamiento y después es bombeado a alta presión a través de diferentes partes del terminal donde es calentado en un ambiente controlado.



Los tanques de almacenamiento del GNL tienen capacidades desde los 50,000 m³ hasta los 150,000 m³. El diámetro es del orden de los 60 a 70 metros. El GNL se calienta circulándolo por tuberías con aire a la temperatura ambiente o con agua de mar, o circulándolo por tuberías calentadas por agua. Una vez que el gas es vaporizado se regula la presión y entra en la red de gasoductos como gas natural. Una vez regasificado, la distribución del gas natural se realiza a través de la red de gasoductos.

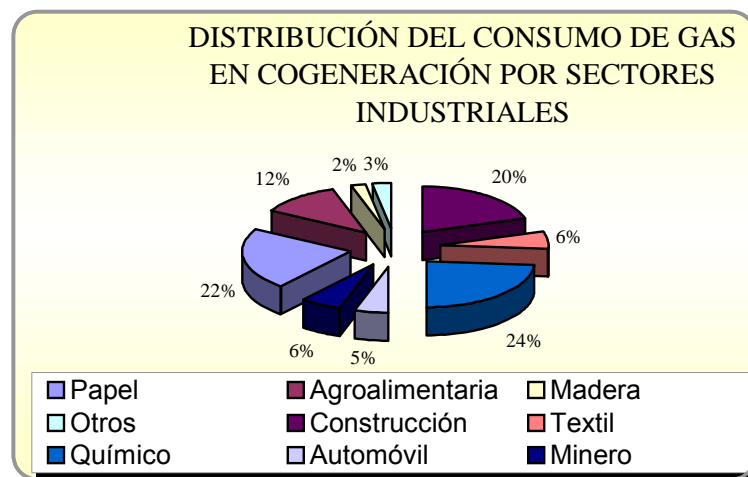
El GNL tiene el impacto más bajo en el ambiente dentro de todos los combustibles por su alto contenido de hidrógeno. Derrames de GNL se disipan en el aire y no contaminan el suelo o el agua. Como combustible vehicular reduce emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) en 70%, no produce compuestos de azufre o partículas. Para generación eléctrica las emisiones de dióxido de azufre, SO₂, son virtualmente eliminadas, y las emisiones de CO₂ son reducidas en 40%.

11.4 EL GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA EN PLANTAS DE COGENERACIÓN

El consumo de gas natural en plantas de cogeneración es muy importante, constituyendo alrededor de un 28% del consumo total industrial, incluido el gas natural licuado. Ya se estudió en capítulos anteriores que el 72% de las instalaciones de cogeneración usan este combustible, por esto a continuación se analizan sus propiedades.

La llegada del gas natural a la mayor parte de las zonas industrializadas de nuestra geografía y la creciente motivación sobre el impacto medioambiental son factores clave que han promovido el uso de esta fuente de energía primaria.

La siguiente figura analiza el consumo de gas en plantas de cogeneración por sectores industriales. Así podemos ver que los sectores más consumidores de gas natural son el químico, papeler y construcción (principalmente azulejero).



El gas natural es una sustancia de origen fósil, procedente de la descomposición de materia orgánica atrapada bajo la superficie terrestre en estratos que han impedido su liberación a la atmósfera.

Se encuentra en la Naturaleza en yacimientos subterráneos tanto terrestres como marinos, en forma de bolsas, asociadas o no a yacimientos de otros combustibles fósiles.

Está formado en su mayor parte por metano (en proporciones próximas al 90 % en volumen, dependiendo de la procedencia) y fracciones variables de hidrocarburos gaseosos más pesados (etano, propano, butano, pentano y hexano principalmente) y otros gases como nitrógeno y dióxido de carbono, en función de su origen y procesos a los que haya sido sometido. Es incoloro, no tóxico e inodoro, aunque se le añaden sustancias odorizantes para facilitar su detección en caso de fuga.

Los parámetros que definen la calidad del gas natural son:

➤ Composición molar

Cuadro 1.1.1: Composición molar del gas natural en España (%)

	Mínimo	Máximo
METANO	79,00	97,00
ETANO	0,10	11,40
PROPANO	0,05	3,70
BUTANO	0,01	0,70
PENTANO	0,01	0,30
HEXANO	0,05	0,29
NITRÓGENO	0,50	6,50
DIÓXIDO DE CARBONO	0,00	1,50
IMPUREZAS	AGUA	< 80mgr/m ³ (n)
	DERIVADOS DE AZUFRE	< 150 mgr/m ³ (n)

Fuente: Gas Natural

* (n): Condiciones normales de temperatura, 0 °C y presión, 1 atm.

- **Poder Calorífico Superior (PCS):** es el calor desprendido en la combustión completa de una unidad de volumen de gas considerando el agua producto de la reacción en estado líquido. Sus valores se encuentran típicamente en un rango de 9.000 – 11.000 kcal/m³ (10,45-12,8 KWh/m³).

- **Poder Calorífico Inferior (PCI):** análogo al anterior pero considerando el agua resultado de la combustión en estado vapor
- **Densidad.** La densidad absoluta del gas natural (GN) es función de su composición, que varía entre 0,75 y 0,85 kg/m³ y la del gas natural licuado (GNL) alrededor de 451 kg/m³ .Por tanto, un factor de conversión aceptado es la considerar 1m³ de GNL equivale a 580 m³ (n) de GN
- **Índice de Wobbe** (PCS/d^{0,5}) Indica la intercambiabilidad entre gases desde el punto de vista de la aplicación final.

En función del mismo se clasifican típicamente en tres familias:

- 1ª FAMILIA : Gas manufacturado (H₂ , CH₄ y CO₂) entre 22,4 y 24,8 MJ/m³ (entre 5.351 y 5.925 Kcal/m³). 6,23 y 6,89 KWh/m³
- 2ª FAMILIA : Gas natural, aire propanado entre 39,1 y 54,7 MJ/m³ (entre 9.341 y 13.067 Kcal/m³).10,86 y 15,19 KWh/m³
- 3ª FAMILIA : G.L.P. (butano y propano) entre 72,9 y 87,3 MJ/m³ (entre 17.415 y 20.855 Kcal/m³) 20,25 y 24,25 KWh/m³

➤ Especificaciones de calidad:

Cuadro 1.2.3. Especificaciones de calidad del gas natural

Características	Unidad	Mínimo	Máximo
Propiedades			
Poder calorífico superior (Hs)	MJ/m ³ (n)	36,92	47,74
	kW/m ³ (n)	10,26	13,26
Índice de Wobbe superior (Ws)	MJ/m ³ (n)	48,25	57,81
	kW/m ³ (n)	13,40	16,06
Contenido en gases inertes			
Nitrógeno	% molar	—	7,5
Dióxido de carbono	% molar	—	3,0
Contenido en azufre y agua			
S. total	mg/m ³ (n)	—	150
H ₂ O	mg/m ³ (n)	—	80

Fuente: NGTS.

Como se ha visto, las propiedades del gas natural intervienen en todas las actividades técnicas de las empresas relacionadas con combustibles gaseosos y GNL, desde el usuario final hasta la distribuidora, pasando por la ingeniería que realiza el diseño de una central térmica o de cogeneración.

Afecta concretamente a los cálculos para el diseño, seguridad, facturación energética, emisiones al medio ambiente, e incluso, al cumplimiento de índices legislativos como el rendimiento eléctrico equivalente, de ahí la importancia de calcularlas correctamente.

11.5 RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

Se entiende por reservas probadas aquellas que tienen una certeza superior al 90% de ser explotadas en las condiciones técnicas y económicas existentes en el momento de su evaluación.

A principios de 2005 las reservas probadas de gas natural se han estimado en 178,4 billones (1012) de m³, equivalentes aproximadamente a 160.560 Mtep. Esta cantidad supone una reducción de las mismas del 0,8%, en relación con el año anterior (179,9 billones de m³).

Con idéntica fecha, las de crudo de petróleo se estimaron en 158.700 Mtep, un 1,2% superiores a las del año anterior, siendo inferiores a las reservas de gas natural. Ubicándolas por zonas, las mayores reservas se encuentran en Oriente Medio, con 71,7 billones de m³ de gas natural, que representan aproximadamente un 40% de las reservas totales.

A continuación se encuentra Europa Oriental, dentro de la que se incluyen los países de la antigua Unión Soviética, y se estima que esta zona cuenta con 56,8 billones de m³, valor que representa aproximadamente un tercio de las reservas mundiales.

Gráfico 1.2.1. Evolución de las reservas probadas de petróleo y gas natural (miles de Mtep)

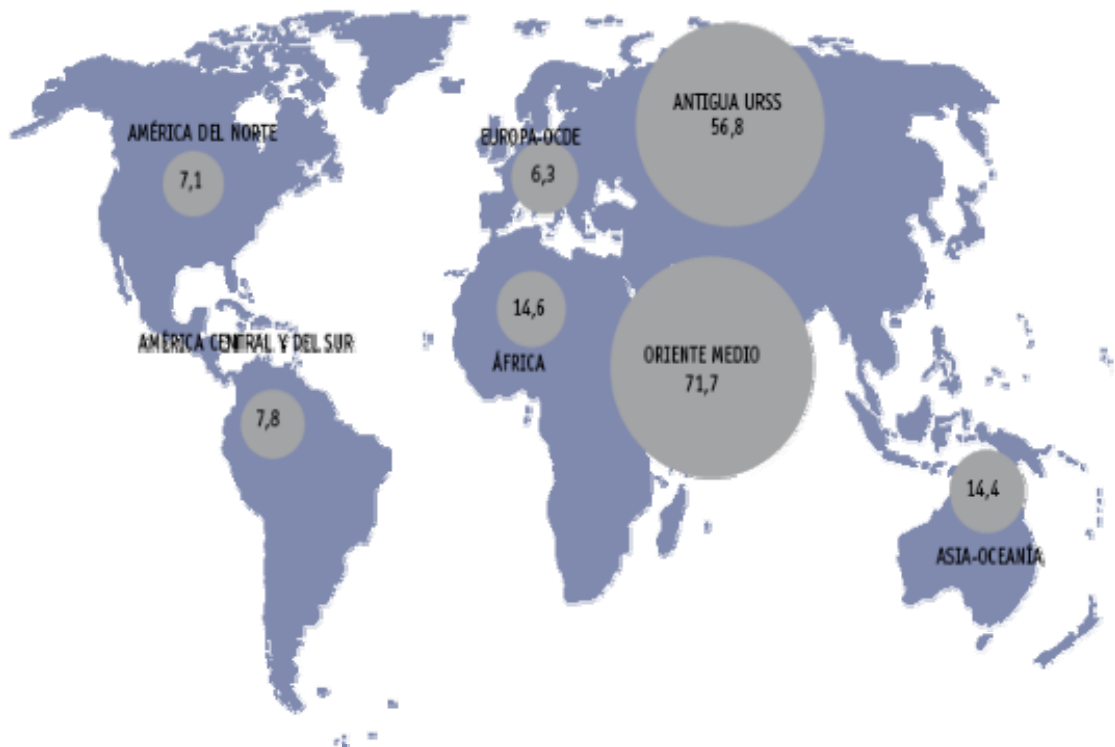
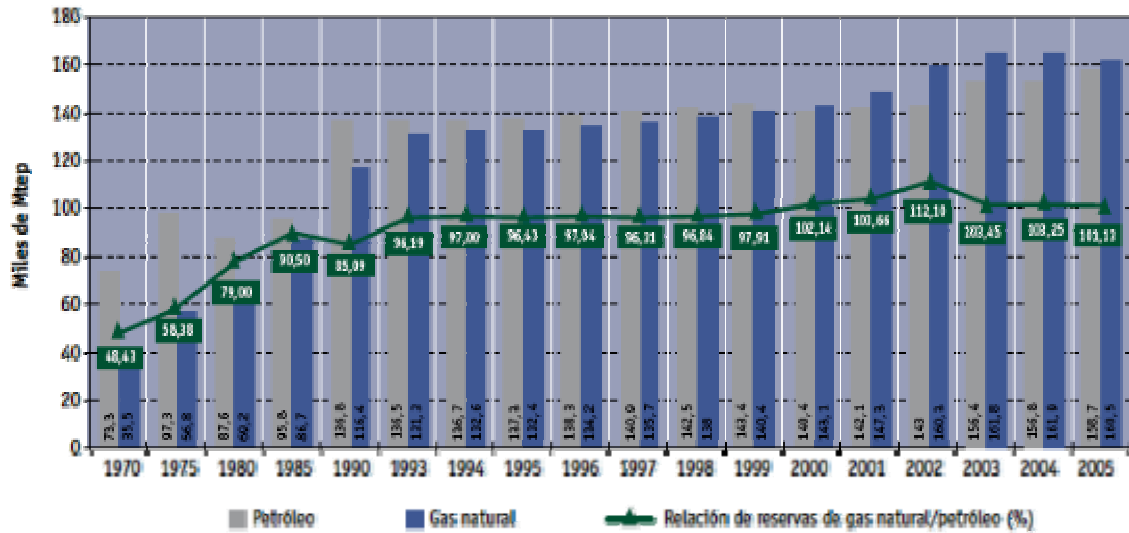
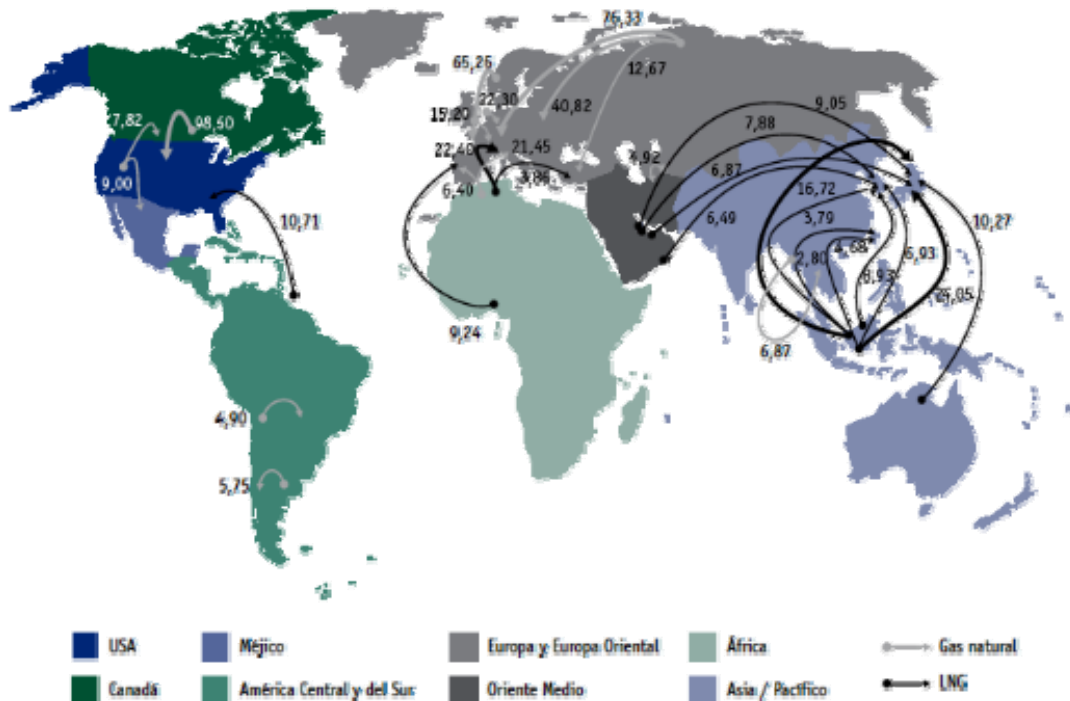


Gráfico 1.2.10. Mayores movimientos de gas natural y GNL en el mundo (bcm)



Gas

11.6 CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES DEL GAS NATURAL

De los combustibles fósiles el gas natural es el más limpio, al tiempo que se han desarrollado para su utilización final equipos y nuevas tecnologías con elevados rendimientos.

Su combustión, al igual que la del resto de combustibles fósiles produce principalmente CO_2 y vapor de agua. El motivo de la calificación de “más limpio” es debido a su composición química. La proporción hidrógeno/carbono es mayor que en el resto de combustibles:

- Gas natural (Metano): $\text{H/C} = 4/1 = 4$
- Petróleo (Decano): $\text{H/C} = 22/10 = 2,2$

- Carbón (Coroneno): $H/C = 12/24 = 0,5$

Esto conlleva unas emisiones de CO_2 producto de la combustión un 25-30 % menores que en el caso del petróleo, y un 40-50 % menores en el caso del carbón, por unidad de energía producida.

Teniendo en cuenta las altas eficiencias de los procesos de combustión del gas natural y las avanzadas tecnologías de recuperación de calor en los mismos, las proporciones de contaminación emitidas finalmente son aún menores. Además su estado gaseoso favorece la mezcla con el aire facilitando la combustión.

El efecto invernadero

Los gases originados por la actividad humana que provocan el calentamiento global del planeta por el conocido efecto invernadero son: CO_2 , CH_4 , NO_x , compuestos clorofluorocarbonados (CFC's) y vapor de agua. La contribución del CO_2 es la más importante (68%), seguida del metano con un 19 %. Este último es aún más potente que el CO_2 , pero sus moléculas tienen un periodo de vida en la atmósfera más corto.

Óxidos de azufre y nitrógeno

Los óxidos de nitrógeno (NO_x) y el dióxido de azufre (SO_2) son compuestos que, liberados en la atmósfera, producen la denominada lluvia ácida. Ésta tiene efectos en el medio ambiente tales como la deforestación o disminución significativa de determinadas especies animales en las zonas de alta concentración de dichos compuestos. De estos dos compuestos, el SO_2 es el que contribuye principalmente a la lluvia ácida.

El gas natural apenas contiene azufre en su composición y por lo tanto sus emisiones de SO_2 son insignificantes, sobre todo si se comparan con las derivadas

de la combustión de carbón y petróleo. En cuanto a las de los óxidos de nitrógeno son también menores, sobre todo con la utilización de tecnología de quemadores de bajo NOx .

Calidad del aire

Aparte de las menores emisiones de CO₂ , SO₂ y NOx que se acaban de comentar, el gas natural contiene una reducida cantidad de compuestos orgánicos volátiles, que son los principales responsables de la formación de nieblas urbanas y ozono a nivel del suelo. No produce cenizas, polvo ni residuos sólidos.

La Cumbre de Kyoto

Fue celebrada en diciembre de 1997, y en ella se asumieron, por todos los países firmantes de la misma, compromisos relacionados con la tarea de preservar el medio ambiente.

Entre las medidas se aprobó un protocolo destinado a limitar las emisiones de los gases causantes del efecto invernadero, y en particular del CO₂ y del metano. (Los gases considerados son el CO₂ , el CH₄ , N₂O, HFC, PFC y SF₆ , computados todos ellos en su equivalente en CO₂)

Los distintos Estados miembros de la Unión Europea han adquirido diferentes compromisos de reducción (o limitación del aumento) de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera en el período 2008-2012 sobre las cifras de 1990. Para la Unión Europea en su conjunto, el Protocolo ha establecido el objetivo de reducirlas en un 8% respecto a las de 1990. En el caso particular de España, dichas emisiones pueden aumentar hasta un 15 %.

Teniendo en cuenta las ventajas medioambientales del gas natural frente a otras materias primas, reflejadas con anterioridad en este mismo apartado, y la

actual tendencia y previsión de incremento de su utilización en la industria y sectores doméstico y comercial, se pone de manifiesto la importancia del gas natural en el cumplimiento de los objetivos de la Cumbre. En mayo de 2002 España ratificó el protocolo de Kyoto y la Unión Europea hizo lo mismo en junio.

En 2004 se ha comenzado en España la trasposición de toda la normativa europea anteriormente citada habiéndose publicado las siguientes medidas:

- Real Decreto-Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (*BOE* 28-08-04).
- Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de asignación de derechos de emisión para el período 2005-2007 (*BOE* 07-09-04).
- Resolución de 7 de septiembre de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y del Cambio Climático por la que se da publicidad al listado provisional de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto-Ley 5/2004 (*BOE* 10-09-04).
- Real Decreto 60/2005, de 21 de enero, por el que se modifica el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de asignación de derechos de emisión para el período 2005-2007 (*BOE* 22-01-05).
- Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (*BOE* 10-03-05).

11.7 PRECIOS DEL GAS NATURAL

Se distinguen dos grupos de tarifas de venta de gas natural: las de usos doméstico-comerciales y las de usos industriales.

Estas tarifas tienen carácter de máximas y son determinadas por el Ministerio de Economía. Sólo se señalarán las tarifas de venta del gas natural para usos industriales que es lo que interesa.

Tarifas de venta de gas natural para usos industriales

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, en su artículo 8, determinó que el Gobierno, mediante Real Decreto, aprobaría un sistema económico integrado del sector de gas natural, que modificaría el sistema vigente hasta entonces de cálculo de las tarifas industriales de gas natural basado en energías alternativas, por un sistema basado en costes.

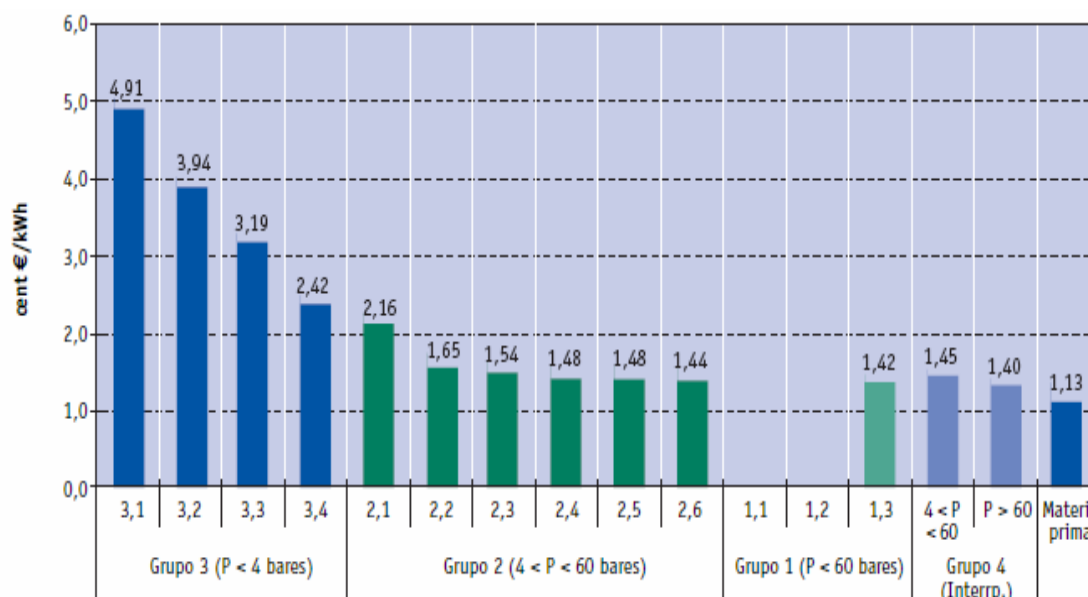
El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, en su capítulo IV, introdujo los criterios generales para la determinación de las tarifas, peajes y cánones, los elementos para el cálculo de dichos precios regulados y las nuevas estructuras de tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural.

Las tarifas, peajes y cánones de las nuevas estructuras, definidas en el mencionado Real Decreto 949/2001, entraron en vigor el 15 de febrero de 2002, momento en que los valores de dichos precios regulados fueron establecidos por las Órdenes ECO/302/2002 para las tarifas de venta y ECO/303/2002 para los peajes y cánones de gas natural.

A continuación se describe la evolución de precios, de tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural, registrada en 2005 respecto a los precios hasta entonces vigentes.

	Coste unitario de materia prima	
	Cmp (c€/kWh)	% variación Cmp
Orden ECO/33/2004	1,1225	
Resolución de 6 de abril de 2004	1,0876	-3,11%
Resolución de 8 de julio de 2004	1,1832	8,79%
Resolución de 15 de octubre de 2004	1,2546	6,03%
Tasa de variación acumulada enero-octubre de 2004		11,77%

Precio medio por tarifa de venta



Fuente: CNE.

Se distinguen las siguientes tarifas de venta de gas natural para usos industriales aplicadas en el año 2005: tarifas para suministros de carácter firme, de carácter interrumpible y suministros de carácter singular.

Los suministros de carácter *firme* son aquellos que garantizan a los usuarios un suministro continuo de gas, sin interrupciones salvo por causas de fuerza mayor.

Los suministros de carácter *interrumpible* (I) tienen una tarifa que se referencia al precio del fuelóleo como la tarifa General, y que sólo incluye un término variable por energía consumida. Según la Orden de 30 de septiembre de 1999, los usuarios de este tipo de tarifa deben tener una fuente alternativa de combustible de acceso inmediato para que las interrupciones no causen problemas y además consumir más de 10 M te/año o 30.000 te/día.

Por último, los suministros de carácter *singular* incluyen las tarifas denominadas “Centrales Térmicas” y “Materia Prima”. Por una parte, las primeras están destinadas a las centrales de generación eléctrica que empleen gas como

combustible y son negociadas entre las compañías suministradoras y los usuarios. Por otra parte, las tarifas de materia prima están dedicadas a aquellos usuarios que emplean el gas natural como materia prima dentro del producto final y no como combustible dentro del proceso de elaboración.

11.8. VENTAJAS DEL GAS NATURAL CON RESPECTO A OTROS COMBUSTIBLES

Estas ventajas se resumen en el siguiente cuadro:

VENTAJAS DEL **GAS NATURAL** CON RESPECTO A OTROS COMBUSTIBLES

- Mejor regulación y posibilidad de premezcla
- Exención de azufre (corrosión + contaminación)
 - Baja densidad
- Combustible canalizado y/o facilidad de transporte
 - Menores gastos de mantenimiento

12. ESTUDIO ECONÓMICO

12.1 TÉCNICAS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE INVERSIONES EN COGENERACIÓN.

El estudio económico de una Planta de Cogeneración puede hacerse desde dos puntos de vista diferentes:

- Considerar la Planta de Cogeneración como un sistema aislado de la fábrica existente. Dicha Planta de Cogeneración tiene una inversión inicial y unos ingresos anuales derivados de su venta de energía eléctrica excedente a la red y vapor y electricidad a la industria de automoción. Como costes tendrá los que provienen de la compra de energía primaria, en este caso, gas natural para la turbina de gas y la postcombustión de la caldera en la primera y segunda alternativas y para la caldera de producción de vapor para la tercera alternativa.
- Determinar el ahorro económico como consecuencia del cambio desde la situación original al sistema de cogeneración que se propone.

Será el primer método el que se utilice en el estudio económico que se realiza a continuación, no obstante se comenzará calculando los costes eléctricos y térmicos que existen en la situación inicial sin cogeneración para la factoría anfitriona comparándose con esos mismos costes después de instalar la planta de cogeneración, pues para la fábrica anfitriona supone un ahorro comprar su energía a la Planta de Cogeneración.

12.2 COSTE ENERGÉTICO ACTUAL DE LA INDUSTRIA DE AUTOMOCIÓN

En este apartado se verán cuáles son las necesidades energéticas totales para poder cubrir el proceso de producción a lo largo de un año, así como el coste económico que esto conlleva.

12.2.1. Coste económico de la energía térmica

El régimen de funcionamiento de las calderas es continuo de lunes a domingo durante 24 horas, aportando vapor según las necesidades del proceso productivo, y siendo un número total de horas anuales de funcionamiento de la factoría de automoción de 8.400 h/año.

Por otro lado, el consumo anual de combustible (desglosado por meses) para poder cubrir un año genérico de producción, es el que se refleja en la tabla siguiente. Si además se tiene en cuenta que el precio medio del fuel-oil nº1 para el año 2005 es de 0,37 €/kg, se sabrá tanto las necesidades energéticas como el coste de combustible necesario para cubrir actualmente el proceso de fabricación.

Se aconseja ver anexo N°11 “tablas del estudio económico”

Precio 0.37 €/Kg	Consumo (kg fuel-oil)
<i>Enero</i>	2.327.000
<i>Febrero</i>	2.350.000
<i>Marzo</i>	2.350.000
<i>Abril</i>	2.350.000
<i>Mayo</i>	2.350.000
<i>Junio</i>	2.350.000
<i>Julio</i>	2.350.000
<i>Agosto</i>	2.311.000
<i>Septiembre</i>	2.350.000

Octubre	2.350.000
Noviembre	2.350.000
Diciembre	2.312.000
Total	28.100.000

El coste económico, en concepto de energía térmica, que conlleva todo el proceso de producción queda reflejado en la última columna de la tabla, siendo la cantidad final a lo largo de un año de producción de:

$$\text{Precio Total Combustible} = P_{\text{fuel-oil}} = 10397 \text{ m€/año}$$

Este coste depende únicamente del consumo de combustible que tiene lugar en las calderas y del precio del mismo. En principio, aunque puede ser variable a lo largo del año, el precio del combustible viene fijado por los acuerdos entre las compañías productoras y el cliente para todo el año.

12.2.2 Coste económico de la energía eléctrica

Una vez conocida la cantidad de electricidad que es consumida en la fábrica (**apartado 7.2**), se estudiará en este apartado qué tipo de tarifa eléctrica es la que utiliza la empresa y cuál es el coste económico que conlleva dicho consumo.

En la actualidad, la empresa recibe toda la energía necesaria para su proceso de producción de la Compañía Sevillana de Electricidad, acogiéndose al régimen de suministro a tarifa. De entre los diversos tipos de tarifas eléctricas posibles, se acoge a una que posee las siguientes características:

Tarifa	3.3 (General mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV. LARGA Utilización)
Discriminación Horaria	Tipo 3. Zona 4
Potencia contratada	17000kW (un único maxímetro. Modo 2)

A la vista de los datos eléctricos y del tipo de facturación a la que se acoge la fábrica en la actualidad, se realizará un amplio estudio de los costes económicos que se derivan de la utilización de dicha energía eléctrica.

Los precios para la tarifa eléctrica se tomarán del REAL DECRETO 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005.

Las tarifas de energía eléctrica son de **estructura binomia** y están compuestas por un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, cuando proceda, por **recargos o descuentos** (también llamados complementos tarifarios) como consecuencia de la discriminación horaria, del factor de potencia, de la estacionalidad, de la interrumpibilidad. Además, a todo esto habrá que añadirle, cuando proceda, los recargos, costes especiales o **impuestos** correspondientes que indique el Gobierno.

En este estudio no se tendrá en cuenta el coste derivado del **alquiler de equipos** por ser esta cantidad ínfima en comparación con el resto de la factura eléctrica.

a) **Factura básica.** Como ya se ha indicado, la factura básica es de forma binomial y está compuesta por dos términos. El término de facturación de potencia, que será igual al producto de la potencia a facturar (P_f) por el precio del término de potencia (T_p) y el término de facturación de energía, que será el producto de la energía activa consumida durante el período de facturación considera (E_a) por el precio del término energía (T_e). La suma de ambos términos constituyen la factura básica (F_b)

$$F_b = P_f \cdot T_p + E_a \cdot T_e$$

Para determinar la potencia a facturar (P_f), se puede realizar atendiendo a uno cualquiera de los cinco modos que se describen en la Orden del Ministerio. En este caso, al tener contratada una sola potencia y medirla con un solo maxímetro (se lee y se pone a cero mensualmente), se acogerá al Modo 2; que indica que P_f se calcula de la siguiente manera:

- ✘ Si la potencia máxima demandada (la que registra el maxímetro) estuviera entre el +5% y -15% respecto de la contratada, entonces P_f sería la registrada por el maxímetro.
- ✘ Si fuera superior al 105%, P_f sería igual al valor registrado por el maxímetro más el doble de la diferencia entre el valor registrado por el maxímetro y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada.
- ✘ Si fuera inferior al 85%, la P_f sería igual al 85% de la potencia contratada.

Para determinar la energía a facturar (E_a) se tomará en todos los casos la energía consumida y medida por contador durante el período al que corresponda la facturación.

Por último, los precios de los términos de potencia y energía (T_p y T_e) vienen establecidos según la tarifa a la que se acoja la empresa. En este caso, la tarifa 3.3., que corresponde a tarifa general de LARGA utilización con tensión de acometida mayor a 72,5 kV y no superior a 145 kV, estos valores son:

Término de Potencia	$T_p = 9,809367 \text{ €/kW mes}$
Término de Energía	$T_e = 0,044112 \text{ €/kWh}$

b) **Complementos tarifarios.** Para la tarifa actual de la fábrica automoción sólo habrá que aplicar el complemento por energía reactiva y el complemento por discriminación horaria.

b.1.) **Complemento por energía reactiva (Kr%).** Está constituido por un recargo o descuento porcentual y se aplicará sobre la totalidad de la facturación básica. Se calculará por redondeo con una cifra decimal, y el valor porcentual Kr% a aplicar a la facturación básica (Fb) se determinará según la fórmula siguiente:

$$Kr\% = \frac{17}{\cos^2 \varphi} - 21$$

donde $\cos \varphi$ es el factor de potencia medio de la instalación que se calcula (redondeando en dos cifras decimales) mediante la fórmula.

$$\cos \varphi = \frac{E_a}{\sqrt{E_a^2 + E_r^2}}$$

siendo:

E_a = Cantidad de energía activa registrada por el contador, expresada en kWh.

E_r = Cantidad de energía reactiva registrada por el contador, expresada en kWh.

b.2.) **Complemento por discriminación horaria (CH).** Consistirá en un recargo o descuento que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CH = \frac{Tej}{100} \times \sum Ei \times Ci$$

en la que:

CH = Recargo o descuento, en €.

Ei = Energía consumida en cada uno de los períodos horarios definidos para cada tipo de discriminación horaria, en kWh.

Ci = Coeficiente de recargo o descuento según el tipo de discriminación elegido.

Tej = precio del término energía (Te) de la tarifa general de media utilización correspondiente a la tensión de suministro: **0,044112** €/kWh.

Los tipos de discriminación horaria a los que pueden optar los abonados, sin más limitaciones que las que se especifiquen en cada caso son cinco (ver Orden del MIE), cada uno de ellos con sus características correspondientes.

La factoría se acoge al tipo 3, consistente en discriminación horaria con contador de triple tarifa (se tendrá tres períodos horarios: punta, llano y valle), sin discriminación de sábados y festivos. Además, al estar la fábrica ubicada en Andalucía, pertenece a la zona de aplicación 4.

A continuación se detallan las características de este tipo de discriminación:

Período horario	Duración	Coeficiente Ci
Punta	Total: 4 horas/día Invierno: 18-22	+70

	Verano: 12-14; 18-20	
Llano	Total: 12 horas/día Invierno: 8-18; 22-24 Verano: 8-12; 14-18; 20-24	0
Valle	Total: 8 horas/día Invierno: 0-8 Verano: 0-8	-43

Señalar, por último, que los meses de invierno son: noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo; y los meses de verano: abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

- c) **Alquiler de equipos.** Como ya se indicó, por no ser relevante, no se tendrá en cuenta este concepto.
- d) **Impuestos.** Actualmente, este tipo de tarifa hay que agravarla con dos tipos de impuestos, según dictamina el Gobierno.

d.1.) **Impuesto sobre la electricidad (IE%).** El tipo de impuesto es del **4,947%**, y se aplica sobre la factura básica y los complementos tarifarios, multiplicando todo ello por el coeficiente **1,05113**.

$$IE\% = 4,947\% ((Fb + Complementos) * 1,05113)$$

d.2.) **Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA%).** Es un porcentaje del 16% que se aplica sobre la suma de todos los conceptos anteriores: factura básica, complementos tarifarios, alquiler de equipos e impuestos sobre la electricidad.

El coste monetario que se deriva del consumo anual de energía eléctrica en la fábrica de automoción es, entonces, el que se recoge en la tabla siguiente:

COSTES (€)	Factura Básica	Factura Complementos	Impuesto Eléctrico IE%	IVA%	Factura Final (€)
<i>Enero</i>	673.790	660.230	32.351	110.812963	803.394
<i>Febrero</i>	688.969	676.056	33.127	113.469175	822.652
<i>Marzo</i>	688.969	676.056	33.127	113.469175	822.652
<i>Abril</i>	688.969	676.056	33.127	113.469175	822.652
<i>Mayo</i>	688.969	676.056	33.127	113.469175	822.652
<i>Junio</i>	688.969	676.056	33.127	113.469175	822.652
<i>Julio</i>	688.969	676.056	33.127	113.469175	822.652
<i>Agosto</i>	620.037	601.833	29.490	101.01158	732.334
<i>Septiembre</i>	688.969	676.056	33.127	113.469175	822.652
<i>Octubre</i>	688.969	676.056	33.127	113.469175	822.652
<i>Noviembre</i>	688.969	676.056	33.127	113.469175	822.652
<i>Diciembre</i>	644.403	628.488	30.796	105.48547	764.770
Total	8.138.950	7.975.051	390.778	1.338.532	9.704.361

Se aconseja ver anexo N°11 de tablas del estudio económico.

12.4 INGRESOS DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN

Todos los datos tanto del estudio financiero como del estudio económico están expresados en miles de euros y todos los cálculos se han realizado considerando hasta céntimos de euro, pero han sido redondeados a centenas de euro para evitar excesivo número de decimales.

Para los distintos apartados del estudio económico se evaluará todo en un período de 10 años.

Como se verá, la inversión que requiere una instalación de cogeneración representa un fuerte gasto económico por esto hay que estudiarla muy bien para poder obtener un posterior ahorro económico.

Como adelanto, indicar que el cogenerador tiene como principal coste de producción el aprovisionamiento de gas, y como principal ingreso, la venta de electricidad excedente a la red, la venta de electricidad, vapor y agua desmineralizada a la empresa anfitriona.

En este primer apartado se estudiará la viabilidad o no de la alternativa analizando si los ingresos son o no superiores a los gastos y sólo en el caso afirmativo se realizará un estudio financiero y económico profundo, así aquella/s alternativa/s que verifiquen unos gastos superiores a los ingresos, serán rechazadas directamente, considerándose alternativas no viables, sin necesidad de realizar un el estudio financiero y económico.

Los ingresos de la Planta de Cogeneración se deben a las siguientes ventas:

- Venta de electricidad excedente a la red Sevillana.
- Venta de electricidad a la empresa automoción.
- Venta de vapor a baja presión a la automoción.
- Venta de vapor a alta presión a la automoción.
- Venta agua desalada a fábrica

La producción anual de electricidad es de 180953 Kter considerando que 122808 Kter son para autoconsumo en fábrica y que el 2% es para consumo eléctrico en la propia planta de cogeneración, la electricidad para venta a Sevillana es de 57240,24 Kter. El precio medio de la electricidad cogenerada es de 0,0649168 €/kWh para el año 2005 por lo que las ventas anuales a la red serán de:

$$0,0649168 \text{ €/kWh} * 57240,24 \text{ Kter} * 1162,79 \text{ kWh/Kter} = \mathbf{4320,757 \text{ m€/año}}$$

También se considerarán como ingresos los derivados de la venta de electricidad a la industria anfitriona y los de la venta de vapor a la misma.

La factoría de automoción trabaja las 24 horas diarias todos los días del año, menos 8 días en Agosto y 7 días en Navidad, lo que hace un total de 8400 horas/año.

Días del año	Días paro	Horas/día	Horas/año
365	15	24	8.400

Las necesidades térmicas actuales de la fábrica son en forma de vapor a 5,5 bar y 170°C y vapor a 11 bar ligeramente recalentado. Esta demanda es prácticamente constante durante todos los días del año, salvo durante 90 horas al mes, período en que baja esta demanda debido a la parada de una de las dos líneas de fabricación de la planta C.

- Vapor 5,5 bar, dos máquinas _____ 42,2 Tn/h
- Vapor 5,5 bar, una máquina (90h/mes) _____ 22 Tn/h
- Vapor 11 bar _____ 50 Tn/día

De modo que el volumen de vapor de baja y alta presión vendido a la fábrica es:

- Vapor de BP = 42,2 Tn/h * (8400 – 90 h/mes * 12 meses/año) + 22 Tn/h * 90h/mes * 12 meses / año = 332664 Tn/año
- Vapor de AP = 50 Tn/día * 1/24 día/h * 8400 h/año = 17500 Tn/año

La tarifa eléctrica para la venta a la empresa anfitriona es de 0,0649168 €/kWh (véase anexo N°10) y el precio del vapor para su venta a la empresa

anfitriona es 8,80 €/Ton (baja presión) y 13,20 €/Ton (alta presión), de aquí para el primer año:

0,0649168 €/kWh* 122808 Kter * 1162,79 kWh/Kter = 9270,11 m€/año

8,80 €/Tn * 332664 Tn/año = 2927,44 m€/año

13,20 €/Tn * 17500 Tn/año = 231 m€/año

En cuanto a la venta de agua desalada:

- Precio venta agua desalada a fábrica: 1,41 euro/m³
- Ingresos por venta de agua desalada: 479,40 m€/año
- Consumo agua desalada por fábrica automoción: 340.000 m³/año

La siguiente tabla resume estas ventas para los dos primeros años de actividad:

			<u>AÑO 1</u>	<u>AÑO 2</u>
Tarifa eléctrica venta a la red (Euros/kWh)			0,0649168	0,0662151
Tasa estimada de incremento de esa tarifa			0%	2%
Volumen anual de electricidad a la red (kWh)			66558379	66558379
Tasa estimada de incremento de ese volumen			0%	0%
Ingresos derivados de la venta a la red			4320,75	4407,17
Tarifa eléctrica fábrica automoción (Euros/kWh)			0,0649168	0,0662151
Tasa estimada de incremento de esa tarifa			0%	2%
Volumen anual electricidad fábrica (kWh)			142799914	142799914
Tasa estimada de incremento de ese volumen			0%	0%
Ingresos venta electricidad a la fábrica			9270,11	9455,51
Precio venta vapor BP fábrica (Euros/Ton)			8,80	9,064
Tasa estimada de incremento de ese precio			0%	3%
Volumen vapor BP consume la fábrica (Tons)			332664	332664
Tasa estimada de incremento de ese volumen			0%	0%
Precio venta vapor AP fábrica (Euros/Ton)			13,20	13,596

Tasa estimada de incremento de ese precio			0%	3%
Volumen vapor AP consume la fábrica (Tn)			17500	17500
Tasa estimada de incremento de ese volumen			0%	0%
Ingresos venta de vapor a la fábrica			3158,44	3253,20
Precio venta agua desalada a fábrica (Euros/m3)			1,41	1,452
Tasa estimada de incremento de ese precio			0%	3%
Volumen de agua desalada consume la fabrica (m3/año)			340000	340000
Tasa estimada de incremento de ese volumen			0%	0%
Ingresos venta agua desalada			479,40	493,68
Total Ingresos Operativos			17228,70	17609,56

12.4. GASTOS DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN

Se resumen en:

GASTOS DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1.- Costes de personal (mano de obra directa) 2.- Costes energéticos (de combustible y de electricidad) 3.- Costes de agua (materia prima) 4.- Amortización 5.- Costes de Estructura 6.- Costes de Comercialización (seguros) 7.- Costo Financiero a Largo Plazo 8.- Costo Financiero a Corto Plazo 9.- Impuestos
--	--

A continuación se calcularán los gastos que ya pueden ser calculados, el resto se irán determinando según se vayan obteniendo los datos necesarios para su cálculo.

1. Costes de personal.

- ✓ Personal necesario y turnos de trabajo

La mano de obra directa necesaria es:

- *Dirección técnica*: 1 turno diario. Componiéndola un director técnico, un subdirector de ingeniería, catalogados ambos como técnicos superiores, y un auxiliar técnico, éste con consideración de técnico de grado medio.

- *Servicios generales*: Compuesto por un oficial de primera y un obrero.
 - ✘ Oficial de primera: 3 turnos al día.
 - ✘ Obrero: 1 turno al día.

- *Limpieza*: 1 turno diario. Compuesto por un limpiador.

En resumen debemos de contar con un total de personal:

Técnicos superiores: 2 de un turno = 2
Técnico de grado medio: 1 de un turno = 1
Oficial de primera: 1 de tres turnos = 3
Obrero: 1 de un turno = 1
Limpiador: 1 de un turno = 1

✓ Horarios

Los turnos tienen una duración de 8 horas.

Los tres turnos están repartidos de la siguiente forma:

Primer turno: 6 h a 14 h
Segundo turno: 14 h a 22 h
Tercer turno: 22 h a 6 h

Los trabajadores que tienen un solo horario, repartirán las ocho horas entre la mañana y la tarde, de la forma:

Mañana: 9 h a 14 h

Tarde: 16 h a 19 h

✓ Costes de personal

Los costes de personal se calculan para un período de trabajo de un año. Hay que tener en cuenta que existen turnos diarios ya que la planta está funcionando las 24 horas del día.

Cargo	Sueldo base, €	Nº de trabajadores	Coste total, m€
Técnico Superior	24.000	2	48
Técnico Medio	21.000	1	21
Oficiales de 1ª	18.000	3	54
Obreros	9.000	1	9
Limpiadores	6.000	1	6

El coste total anual de personal asciende a **138 m€**

La formula para saber a cuánto ascenderá la mano de obra en cada año será:

$$\begin{cases} MO = 138 \cdot 1,015^{n-1} \\ n = 1 \dots 10 \end{cases}$$

MO: Mano de Obra (m€)

N: Número de año

Se ha supuesto un coeficiente de actualización de 1,5%.

<i>n</i>	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
MO	138,00	140,07	142,17	144,30	146,47	148,67	150,90	153,16	155,46	157,79

2. Costes energéticos.

- *Costes de combustible.*

El consumo de gas natural es de 427.311 Kter/año para la turbina de gas. **Sabiendo que el precio medio del gas natural licuado es de 0,0193204 euros/termia** (véase **anexo N°10.**), según contrato con la compañía suministradora de gas natural (Enagas), el coste del combustible es de:

$$427311 \text{ Kter/año} * 19,3204 \text{ euros/Kter} = \mathbf{8255,82 \text{ m€/año}}$$

(con gas natural vía gaseoducto al precio del año 2005: 7644,59 mEur/año)

También se considerará el consumo de gas natural para la caldera de recuperación como motivo de la post-combustión como un 1% del consumo anterior = **82,55 m€/año**

El coste total será la suma de los dos anteriores: **8338,37 m€/año.**

La formula para saber a cuánto ascenderá el coste de gas natural en cada año será:

$$\begin{cases} C_{\text{Gas Natural}} = 8338,37 \cdot 1,015^{n-1} \\ n = 1 \dots 10 \end{cases}$$

$C_{\text{Gas Natural}}$: Coste de Gas Natural (m€)

n: Número de año

Se ha supuesto un coeficiente de actualización de 1,5% para el precio de venta del gas natural.

<i>N</i>	<i>Año 1</i>	<i>Año 2</i>	<i>Año 3</i>	<i>Año 4</i>	<i>Año 5</i>	<i>Año 6</i>	<i>Año 7</i>	<i>Año 8</i>	<i>Año 9</i>	<i>Año 10</i>
<i>C_{Gas Natural}</i>	8338,37	8463,44	8590,40	8719,24	8850,03	8982,78	9117,52	9254,30	9393,10	9534,00

- *Costes de electricidad.*

El coste de electricidad se divide en 2:

- La energía eléctrica necesaria para los equipos de proceso.
- La energía eléctrica precisa para el alumbrado.

En la planta de cogeneración se produce la energía eléctrica necesaria para su funcionamiento. Se ha supuesto un 2% consumo eléctrico por la propia planta de cogeneración para servicios auxiliares del total de energía eléctrica producida.

Debido a todo esto el coste de la electricidad es **nulo**.

3. Costes de agua (materia prima).

En este caso hay que distinguir entre varios tipos de agua ya que tienen precios distintos.

Clase de agua	Precio, €/m³	Caudal, m³/h	Coste, m€/año
Agua potable	2,18	0,138	2,466

Agua de pozo	0	733	0
Coste total del agua: 2,466 m€/año			

La fórmula para saber a cuánto ascenderá el coste de agua potable para cada año será, igual que se vio con el coste de personal y el coste energético:

$$\begin{cases} C_{\text{Agua Potable}} = 2,18 \cdot 1,015^{n-1} \\ n = 1 \dots 10 \end{cases}$$

$C_{\text{Agua Potable}}$: Coste de Agua Potable (m€)

n: Número de año

Se ha supuesto un coeficiente de actualización de 1,5% para el precio de venta del agua potable.

N	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
$C_{\text{Agua Potable}}$	2,466	2,490	2,515	2,540	2,566	2,591	2,617	2,643	2,670	2,70

Se calcularán el resto de costes más adelante, cuando se determine el capital fijo.

Cientes

Los clientes se cobran con efecto a 3 meses, y corresponde a los ingresos por venta de electricidad a la red y de vapor, electricidad y agua desalada a la fábrica.

$$Cientes = Ingresos \cdot \frac{3}{12}$$

Cientes (m€)

$I_{V_{\text{zum0}}}$ Ingresos por ventas a la red y a la factoría de automoción (m€)

<i>n</i>	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Cientes	4307.18	4402.39	4499.80	4599.45	4701.38	4805.64	4912.29	5021.40	5133.01	5247.19

Proveedores

Se pagan con efecto a 3 meses, y corresponden a compra del gas natural y del agua potable.

$$Pr\ ovedores = (G\ gas\ natural + G\ agua\ potable) \cdot \frac{3}{12}$$

Proveedores (m€)

G gas natural: Gasto por compra de gas natural (m€)

G agua potable: Gasto por compra de agua potable (m€)

<i>n</i>	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Pro v	2085. 21	2116. 49	2148. 24	2180. 46	2213. 17	2246. 36	2280. 06	2314. 26	2348. 97	2384. 21

13. ESTUDIO FINANCIERO

Se considera un período de actividad de 10 años con coeficientes de actualización anuales. (los coeficientes de actualización se indican en la cuenta de resultados)

13.1. ESTIMACIÓN DEL CAPITAL FIJO.

El capital fijo es un gasto que se realiza antes de iniciar la actividad derivada de la puesta en marcha, y que permanece durante toda la vida de la actividad. Por tanto se puede definir el capital fijo como todos los bienes y derechos adquiridos por una sola vez durante la ejecución del proyecto y se utilizan a lo largo de su vida útil.

Es decir, que se considera como capital fijo no sólo el capital empleado en efectos físicos, como son la maquinaria, los aparatos, los edificios y los terrenos, etc., sino también las extracciones correspondientes a los estudios previos, en cuyos resultados se fundamenta la inversión, y además, los gastos de puesta a punto de la instalación una vez terminada.

El activo fijo material se diferencia por partidas homogéneas en los capítulos que vienen a continuación.

Capítulo 1: Terrenos.

La planta de cogeneración estará ubicada en el término municipal de Puerto Real, concretamente junto al polígono “El Trocadero” donde ya está situada la planta de automoción. Véase **plano de emplazamiento**.

Según los estudios realizados, para esta primera alternativa, se necesita una parcela con una superficie de 9.139 m². El valor del terreno en esta zona es de 17,5 €/m², por lo que la compra del terreno costará:

$$9139 \text{ m}^2 * 17,5 \text{ €/m}^2 = \mathbf{160 \text{ m€}}$$

Capítulo 2: Obra civil.

Se necesitan un total de 5 naves: una nave para la estación de regulación y medida, otra para la turbina de vapor, otra para la planta de tratamiento de agua, otra pequeña para el depósito de gas natural y una última para los compresores de gas natural (el precio total del m² de nave construida es de 240 €), el resto de equipos irán a la intemperie. También hay que incluir el coste de los despachos y sala de control y otros (el m² de éstos ronda los 540€) y el coste de las infraestructuras necesarias para los equipos que están a la intemperie.

- Naves de proceso.

E.R.M.	$60 \text{ m}^2 * 240 \text{ €/m}^2 = 14,4 \text{ m€}$
Turbina de vapor	$384 \text{ m}^2 * 240 \text{ €/m}^2 = 92,16 \text{ m€}$
Planta de tratamiento de agua	$253 \text{ m}^2 * 240 \text{ €/m}^2 = 60,72 \text{ m€}$
Depósito de gas natural	$30 \text{ m}^2 * 240 \text{ €/m}^2 = 7,2 \text{ m€}$
Compresores de gas	$142 \text{ m}^2 * 240 \text{ €/m}^2 = 34,08 \text{ m€}$

- Despachos y sala de control.

$$312 \text{ m}^2 * 450 \text{ €/m}^2 = 140,4 \text{ m€}$$

- Aseos y vestuarios

$$65 \text{ m}^2 * 480 \text{ €/m}^2 = 31,2 \text{ m€}$$

- Edificio eléctrico

$$185 \text{ m}^2 * 360 \text{ €/m}^2 = 66,6 \text{ m€}$$

- Infraestructuras: se estiman en 150 m€

De aquí, el **total** para la obra civil asciende a **596,76 m€**

Capítulo 3: Ingeniería.

Este capítulo incluye la maquinaria ,el control, etc. Corresponde a las partidas de equipos mecánicos e instalaciones.

- **Maquinaria.**

A continuación se detallan los precios de los equipos de proceso. Estos precios se han obtenido de los catálogos de los suministradores y de las páginas webs de los mismos.

Equipo de proceso	Coste unidad, m€	Nº unidades	Coste total, m€
Turbina de gas modelo LM 2500 de 22,37 MW de potencia de General Electric*	6700	1	6700
Caldera de recuperación de Foster Wheeler Iberia con dos niveles de presión y precalentador	1880	1	1880
Turbina de vapor AFA6 de Pasch y Cia de 5 MW de potencia**	1410	1	1410
Colector de vapor a 6 bar	37,79	2	75,58
Desgasificador térmico	33,59	1	33,59
Torre de refrigeración	242	1	242
Tanque de purga continua	10,5	1	10,5
Coste total de los equipos: 10351,67 m€			

* Incluye el costo de los equipos auxiliares que la turbina de gas requiere, tales como filtro de aire, sistema de control, sistema de lubricación, compresores de aire...

** Incluye el coste del condensador, sistema de lubricación, sistema de control y otros.

- **Instalaciones.**

En la tabla presentada a continuación se muestra el coste de cada una de las instalaciones principales a modo de resumen de lo expuesto anteriormente en el estudio técnico:

Instalación	Coste, m€
<i>Gas natural</i>	520,5
✓ Compresores de gas (2 unidades)	340,7
✓ ERM	155
✓ Depósito de gas natural	24,8
<i>Instalación eléctrica</i>	741,5
✓ Transformador de red	132,6
✓ Transformador de fábrica	125,2
✓ Transformador de servicios auxiliares	85,8
✓ Apararata trafos (20% transform.)	68,7
✓ Cuadros eléctricos	235
✓ Cableado (5% del total)	37
✓ Alumbrado	35
✓ Otros (3% del total)	22,2
Coste de las instalaciones indicadas: 1262 m€	

El resto de instalaciones se calculan en función del coste de la maquinaria y de las instalaciones ya calculadas.

- Tuberías de vapor y agua: 3% de la maquinaria.: 310,55 m€
- Instrumentación, válvulas y accesorios: 5% del resto de instalac. = 88,18 m€
- Servicios auxiliares: 50 m€.
- Bombas: 3% del resto de instalaciones = 52,91 m€

De aquí el coste total de las instalaciones asciende a **1763,64 m€**.

Luego el coste total de este Capítulo 3 valdrá:

$$C_{MAQUINARIA} + C_{INSTALACIONES} = 10351,67 + 1763,64 = 12155,31 \text{ m€}$$

Capítulo 4: Gastos de constitución, organización y gestión.

Este capítulo corresponde a una serie de partidas, que son las siguientes:

- Gastos generales
- Beneficio industrial
- Licencia de Obra
- Honorarios del Proyecto.
- Honorarios de Dirección de Obra

Se supondrá un **4% del capital fijo** para estudios previos, proyecto y dirección de obra y un coste de **150 m€** para el resto.

Capítulo 5: Puesta en marcha.

Se estima como el **5 % del capital fijo**.

El capital fijo se calcula mediante la expresión:

$$C.F. = C + 0,04 * C.F. + 0,05 * C.F.$$

siendo C: suma de todos los factores que no dependen del capital fijo (terrenos, obra civil, maquinaria, instalaciones, constitución, organización y gestión).= 13022 m€

$$\mathbf{C.F. = 14310 \text{ m€}}$$

13.1.1 Plan de financiación del capital fijo

Una vez determinado el capital fijo, se ha de hallar el modo de financiación, esto es, será necesario buscar y aplicar los fondos o recursos necesarios. Éstos tendrán tres orígenes: Subvenciones, préstamos y aportación propia. Se indica a continuación la cantidad de dinero que hay que aportar y los préstamos que hay que solicitar al banco para financiar el capital fijo.

- Aportación propia.

El capital mínimo a desembolsar es de 40% del capital fijo, por lo que resulta:

$$14310 * 0,4 = \mathbf{5724 \text{ m€}}$$

- Subvenciones.

Los proyectos para Régimen Especial y en concreto para instalación de Plantas de Cogeneración suelen obtener subvenciones de hasta un 10 %, no suelen ser mayores porque las inversiones a realizar son muy elevadas y un 10 % ya es una cifra considerablemente enorme en comparación con otras subvenciones. Se supone la concesión de una subvención igual al 1/15 de la inversión aprobada.

$$14310 * 1/15 = \mathbf{954 \text{ m€}}$$

- Mercado financiero.

El resto del capital fijo (**7632 m€**) se cubre con un crédito a largo plazo que tiene una duración de 10 años; el interés es del 3%; las comisiones de apertura y cierre del préstamo tienen una cuantía del 1% del valor del crédito y se devuelve con 2 años de carencia.

Al haber 2 años de carencia, los 2 primeros años no se devuelve nada del crédito y sólo se pagan los intereses correspondientes, por lo que el crédito se devuelve en 8 años. Cada año se pagan los intereses del dinero que queda por devolver. (véase tabla del préstamo a largo plazo).

		Datos	Año 1	Año 2	Año 3		Año 10
Capital fijo		14310					
Porcentaje que se financia con recursos propios		40%					
Porcentaje que se financia con subvención		6,67%					
Porcentaje que se financia con deuda		53,33 %					
Importe inicial de la deuda		7632					
Plazo de amortización (años)		10					
Principal a amortizar anualmente			0,00	0,00	954		954
Importe de la deuda a final de cada año		7632	7632	7632	6678		0,00
Tipo de interés de la deuda		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%		3,00%
Interés de apertura y cancelación		1%	1,00%				1,00%
Interés anual			305,28	228,96	228,96		104,94
Servicio a la deuda anual (Interés + principal)			305,28	228,96	1182,96		1058,94

Devolución de los años 3 a 10: $7632 / 8 = 954 \text{ m€}$

Intereses Año 1: $7632 * 0,01 + 7632 * 0,03 = 305,28 \text{ m€}$

Intereses Año 2: $7632 * 0,03 = 228,96 \text{ m€}$

.

Intereses Año 4: $(7632 - 954) * 0,03 = 200,34 \text{ m€}$

.

.

Intereses Año 10: $7632 * 0,01 + 954 * 0,03 = 104,94 \text{ m€}$

Véase **anexo 2.6.2.**

13.2. ESTIMACIÓN DEL CAPITAL CIRCULANTE.

Es la contabilización de aquellos recursos que son necesarios para la actividad, es el capital necesario para funcionar en unas condiciones determinadas. Se halla mediante la diferencia de 2 términos: Activo circulante y Pasivo circulante.

CAPITAL CIRCULANTE	=	ACTIVO CIRCULANTE 1.- <i>Caja-bancos</i> 2.- <i>Clientes</i> 3.- <i>Stock Materias Primas</i> 4.- <i>Stock Productos terminados</i> 5.- <i>Stock Productos en curso</i>	-	PASIVO CIRCULANTE 6.- <i>Proveedores</i>
-------------------------------	---	---	---	--

- Activo circulante.

Engloba los siguientes términos (**no existe stock**):

- **Caja-Bancos:** es la cantidad mínima de la que hay que disponer en caja y se calcula como un 5% del capital fijo.

$$14310 \text{ m€} * 0,05 = 715,5 \text{ m€}$$

- **Clientes:** es la cantidad de dinero que deben los compradores de la electricidad, cobrándose a los tres meses de su venta y también la

cantidad de dinero que se debe por la venta de vapor y agua desmineralizada.

			<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>
Ingresos derivados de la venta a la fábrica			12908	13202	13503
Ingresos derivados de la venta a la red			4320	4407	4495
Clientes año j-1			0	4307	4402
Clientes año j			4307	4402	4500
Clientes			4307	95	98

- Pasivo circulante.

Engloba el concepto de proveedores.

- **Proveedores:** es la cantidad de dinero que se debe a los suministradores de gas natural y de agua potable, pagándose a los tres meses.

Facturación gas natural año 1:

$$427311 \text{ Kter/año} * 19,32 \text{ €/Kter} * 3/12 = 2064 \text{ m€}$$

A esto se suma el gasto en gas post-combustión (1% del anterior) de modo que, el total de proveedores por gas natural asciende a 2084 m€.

Facturación agua potable año 1:

$$2,466 \text{ m€} * 3/12 = 0,6165 \text{ m€}$$

En resumen, se tiene para los tres primeros años:

			<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>

Facturación del gas natural			2084	2115	2148
Facturación del agua potable			0,616	0.626	0.635
Proveedores año j-1			0	2085	2116
Proveedores año j			2085	2116	2148
Proveedores			2085	31	32

Por todo ello el coste del capital circulante será:

Capital circulante = Activo circulante – Pasivo circulante

$$715,5 + 4307 - 2085 = \mathbf{2937 \text{ m€}}$$

El capital circulante es necesario para poder hacer frente al coste que supone el funcionamiento de la planta durante los primeros meses de actividad.

13.2.1. Plan de financiación del circulante

En este apartado se indica el préstamo que hay que solicitar al banco a corto plazo para financiar el capital circulante. Antes de iniciar este estudio se calcularán los gastos de de la Planta de Cogeneración que no se calcularon en el apartado de datos previos por falta de información.

Como ya se indicó, estos gastos se resumen en los siguientes:

GASTOS DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN	=	<ul style="list-style-type: none"> 1.- Costes de personal (mano de obra directa) 2.- Costes energéticos (de combustible y de electricidad) 3.- Costes de agua (materia prima) 4.- Amortización 5.- Costes de Estructura 6.- Costes de Comercialización (seguros) 7.- Costo Financiero a Largo Plazo 8.- Costo Financiero a Corto Plazo 9.- Impuestos
--	---	--

Los tres primeros ya se han calculado así como los gastos financieros a largo plazo, así que ahora se calcularán los restantes.

4. Amortización

No se hará distinción entre la amortización directa y la indirecta, de forma que se englobará en un único concepto de amortización y que será igual a la suma de las amortizaciones de los distintos conceptos que se afectados de la misma.

Los coeficientes máximos de amortización considerados, de acuerdo con la Orden de 27 de Marzo de 2005 publicada en el B.O.E. de 28 de Marzo de 2005, son:

Para maquinaria un 12% anual; para instalaciones un 10% y para obra civil un 3%. A estos valores no se les aplica el coeficiente de actualización.

Aunque en el caso de la maquinaria se puede aplicar un coeficiente máximo del 12%, se ha considerado un coeficiente del 10% de manera que los equipos quedarían amortizados en el período de estudio de 10 años.

- Maquinaria.

$$10351,67 * 0,10 = 1035,17 \text{ m€}$$

- Instalaciones.

$$1763,64 * 0,10 = 176,364 \text{ m€}$$

- Obra civil.

$$596,76 * 0,03 = 17,9 \text{ m€}$$

- Otros. (Incluye Estudios previos, Proyecto, Gestión, Puesta en marcha, etc).

$$1597,93 * 0,02 = 31,96 \text{ m€}$$

Por tanto, la amortización anual total es:

$$1035,17 + 176,364 + 17,9 + 31,96 = \mathbf{1261,4 \text{ m€}}$$

5. Costes de estructura

Están formados por:

- Costes de laboratorio: 6% de la mano de obra. = 8,52 m€
- Costes de mantenimiento: 293 m€
- Costes de administración: 1% de los gastos de energía = 83,38 m€
- Costes de suministro: 1% del capital fijo = 143,32 m€

Ascienden, por tanto, a **528,22 m€** (a actualizar)

$$\begin{cases} C_{e_{\text{laboratorios}}} = 6\% \cdot MO \\ C_{e_{\text{mantenimiento}}} = 293 \text{ m€} \\ C_{e_{\text{Administración}}} = 1\% \cdot \text{Gastos energía} \\ C_{e_{\text{suministro}}} = 1\% \cdot CF \cdot 1,015^{n-1} \\ n = 1 \dots 10 \end{cases}$$

$C_{e_{\text{Laboratorios}}}$ Coste de estructura por laboratorios (m€)

$C_{e_{\text{Suministros}}}$ Coste de estructura por suministros (m€)

$C_{e_{\text{Administración}}}$ Coste de estructura por administración (m€)

$C_{e_{\text{Mantenimiento}}}$ Coste de estructura por mantenimiento (m€)

n Número de año

N	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
$C_{e_{\text{Laboratorios}}}$	8,52	8,65	8,78	8,91	9,04	9,18	9,32	9,46	9,60	9,74
$C_{e_{\text{Suministros}}}$	143,32	145,47	147,65	149,87	152,11	154,40	156,71	159,06	161,45	163,87
$C_{e_{\text{Administración}}}$	83,38	84,63	85,90	87,19	88,50	89,83	91,18	92,54	93,93	95,34

Ce_{Mantenimiento}	293,00	297,40	301,86	306,38	310,98	315,64	320,38	325,18	330,06	335,01
Total	528,22	536,15	544,19	552,35	560,63	569,05	577,59	586,24	595,04	603,96

6. Costes de comercialización

Estos costes están formados por:

- Seguros: **240 m€** (a actualizar cada año)

Para poder financiar el capital circulante (2937 m€) hay que pedir un préstamo a corto plazo con un interés del 6%. Dada la condición de que en caja debe existir al menos un 5% del capital fijo, se calculará el período de devolución mínimo necesario.

Se va a suponer en primer lugar que el período de devolución es un año.

A) Ingresos:

	<u>Año 0</u>	<u>Año 1</u>
Ingresos derivados de la venta a la fábrica		12907
Ingresos derivados de la venta a la red		4320
Clientes año j-1		0
Clientes año j		4307
Explotación		12921

Facturación del gas natural		2084
Facturación del agua potable		0,616
Proveedores año j-1		0
Proveedores año j		2085
Proveedores		2085,21

Capital propio	"1"	5724
Subvenciones	"2"	954
Patrimonio		6678

Préstamo a largo plazo Capital Fijo menos 1 y 2	7632	0,00
Préstamo a corto plazo Capital Circulante	2937	-2937

Exigible	10569	-2937
TOTAL INGRESOS	17247	12069

B) Pagos:

Comercialización		240
Estructura		528,2
Costes fabricación (sin amortización)	fabr+personal+mat	
primas		8478,8
Gastos financieros	Del prest a corto y largo plazo	481,2
Costes ventas		9728,2

Inversiones	14310
--------------------	--------------

Impuestos	0,00
------------------	-------------

TOTAL PAGOS	14310	9728,2
--------------------	--------------	---------------

CAJA INICIAL	0	2937
CAJA PERÍODO	2937	2341
CAJA FINAL	2937	5278

Se observa como se tiene al final del año 1 una caja positiva y superior a la necesaria para funcionar el año siguiente. Por tanto, la devolución del préstamo a corto plazo se hará en un año.

Teniendo en cuenta que el interés es del 6% y que el préstamo se hace a un año, los intereses a pagar y la devolución será:

AÑO	1
------------	----------

DEVOLUCIÓN, m€	2937
INTERESES, m€	176,22

Estos costes formarán parte de los costes financieros del primer año.

13.3.1. CUENTA DE RESULTADOS

Hay que enfocarla como si de una “declaración de la renta” se tratase.

Ingresos

- Ventas brutas: Hay que considerar las ventas brutas de cada año.
 - ✓ Ingresos derivados de la venta a la red: corresponde a venta de electricidad a la red Sevillana.

VENTAS AÑO 1: $66558379 \text{ kWh} \cdot 0,06492 \text{ €/kWh} = 4320,75 \text{ m€}$

VENTAS AÑO 2: $4320,75 \cdot 1,02 = 4407,17 \text{ m€}$

VENTAS AÑO 3: Se hace exactamente igual, actualizando cada año un 2% el precio de venta de la electricidad cogenerada a la red, hasta el año 10.

- ✓ Venta de electricidad a la fábrica de automoción:

VENTAS AÑO 1: $142799914 \text{ kWh} \cdot 0,06492 \text{ €/kWh} = 9270,11 \text{ m€}$

VENTAS AÑO 2: $142799914 \text{ kWh} \cdot 0,06622 \text{ €/kWh} \cdot 1,02 = 9451,55 \text{ m€}$

VENTAS AÑO 3: Se hace exactamente igual, actualizando cada año un 2% el precio de venta así hasta el año 10.

- ✓ Ingreso por venta de vapor a baja presión a la fábrica de automoción:

VENTAS AÑO 1: $332664 \text{ Tn/año} * 8,80 \text{ €/Tn} = 2927,44 \text{ m€}$

VENTAS AÑO 2: $332664 \text{ Tn/año} * 8,80 \text{ €/Tn} * 1,03 = 3015,27 \text{ m€}$

VENTAS AÑO 3: Se hace exactamente igual, actualizando cada año un 3% el precio de venta del vapor de baja presión y así hasta el año 10.

- ✓ Ingreso por venta de vapor a alta presión a la fábrica de automoción:

VENTAS AÑO 1: $17500 \text{ Tn/año} * 13,20 \text{ €/Tn} = 231 \text{ m€}$

VENTAS AÑO 2: $17500 \text{ Tn/año} * 13,20 \text{ €/Tn} * 1,03 = 237,93 \text{ m€}$

VENTAS AÑO 3: Se hace exactamente igual, actualizando cada año un 3% el precio de venta del vapor de alta presión y así hasta el año 10.

Gastos

Hay que considerar los gastos que son deducibles.

- *Costes de Fabricación:* están formados por:
 - ✓ Mano de Obra : 138 m€ (a actualizar)
 - ✓ Materias Primas (agua) : 2,466 m€ (a actualizar)

- ✓ Gasto de fabricación: Combustible: 8338,88 m€ (a actualizar)
- ✓ Amortización (total) : 1261 m€ (no se actualiza)

- *Costes de Estructura:* incluye laboratorios, suministros, limpieza, seguridad, administración y mantenimiento : 528,22 m€ (a actualizar).
- *Costes de comercialización:* es igual a la suma de los gastos en descuentos, publicidad y seguros. Corresponden a un valor de 240 m€ por concepto de seguros y se actualizan a partir del año 2.

Resultado Operativo: diferencia entre Ventas Brutas y Gastos deducibles.

- *Gastos financieros:* será la suma de los gastos financieros del crédito a corto plazo y del crédito a largo plazo.

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
481,5	228,96	228,96	200,34	171,72	143,10	114,48	85,86	57,24	104,94

Resultado Antes de Impuestos (RAI): es la diferencia entre el Resultado Operativo y los Gastos Financieros.

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
6238.7	6733.4	6982.3	7266.6	7557.8	7856.3	8162.1	8475.5	8796.6	9049.4

Impuestos

35% del RAI

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
2183.5	2356.7	2443.8	2543.3	2645.2	2749.7	2856.7	2966.4	3078.8	3167.3

Beneficios

Diferencia entre el RAI y los impuestos. El beneficio disponible es lo que el promotor puede obtener. No se puede obtener nada más ya que el dinero de la

amortización no se puede tocar. El porcentaje de estos beneficios que se destinan a reservas y dividendos será impuesto por el promotor.

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
4055.1	4376.7	4538.5	4723.2	4912.6	5106.6	5305.4	5509.0	5717.8	5882.1

13.4 PLAN DE TESORERÍA

Se habla de pagos e ingresos en efectivo, en ella se reflejan los flujos de dinero.

En el Plan de Tesorería se incluye el AÑO 0 como el momento en que se realizan las inversiones sin que haya comenzado la actividad. Se explican los conceptos en los primeros años.

- **Ingresos**

- Explotación: Hay que considerar las ventas, en el año cero no hay ventas. Son los ingresos por la venta de electricidad a la compañía Sevillana y a la factoría y la venta de vapor a ésta última.

En cuanto a las Ventas, se ha de resaltar que en el AÑO 1, solo se cobran 9 meses de la electricidad y vapor que se vende. Para el resto de los años, se cobran 9 meses actualizados del año en cuestión y 3 meses con la actualización del año anterior.

$$\text{Explotación (año } j) = \text{Ventas (año } j) + \text{clientes año } (j-1) - \text{clientes año } j$$

$$\text{Ventas año 1 : } 12907 + 4320 = 17227 \text{ m€}$$

$$\text{Clientes año 0 : } 0 \text{ m€}$$

$$\text{Clientes año 1: } (12907 + 4320) * 3/12 = 4307 \text{ m€}$$

$$\text{Explotación año 1: } 17227 + 0 - 3220 = 12921 \text{ m€}$$

- Proveedores: es lo que se debe a los proveedores y se calcula teniendo en cuenta que al final de cada año, queda sin pagar tres meses (que se actualizan para todos los años a partir del segundo).

$$\text{Ingreso proveedores (año } j) = \text{proveedores año } (j) - \text{proveedores año } (j-1)$$

Gastos gas natural y agua potable año 1: 8338 m€ + 2,466 m€

Proveedores año 1: $(8338 + 2,466) * 3/12 = 2085$ m€

Proveedores año 0: 0 m€

Ingreso proveedores: 2085 m€

- Patrimoniales: Incluyen la Subvención y la Aportación Propia, sólo se considera en el año cero: $5724 + 954 = 6678$ m€
- Exigible a largo plazo: En el año cero se considera el crédito completo, al haber dos años de carencia se empieza devolver a partir del segundo año al ser dinero que hay que devolver se indica con el signo negativo.

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
0	0	- 954	- 954	- 954	- 954	- 954	- 954	- 954	- 954

- Exigible a corto plazo: Al igual que el caso de a largo plazo se ingresa el dinero del préstamo en el año cero y al devolverse en un año sólo se ve afectado el primer año, también con signo negativo al ser devolución.

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10

-2118,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
---------	---	---	---	---	---	---	---	---	---

- **Ingresos totales**: Es la suma de la explotación, patrimoniales, y los exigibles a corto y largo plazo. Para el año cero será la suma del capital fijo (14310m€) y del capital circulante (2937 m€). Se indica en la siguiente tabla los ingresos del plan de tesorería para el resto de años.

<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>	<u>Año 4</u>	<u>Año 5</u>	<u>Año 6</u>	<u>Año 7</u>	<u>Año 8</u>	<u>Año 9</u>	<u>Año 10</u>
16428	12888	17545	16979	17376	17782	18197	18622	19056	19501

- **Pagos**

- **Coste de Comercialización**: Seguros: 240 m€
- **Coste de Fabricación**: es el Gasto de fabricación considerado en la cuenta de resultados menos la amortización.
- **Coste de Estructura**: es el coste de estructura considerado en la cuenta de resultados.
- **Gasto Financiero**: intereses de los préstamos a corto y largo plazo, el de largo plazo también hay que considerar las comisiones de apertura y cancelación en el primer y décimo año.
- **Inversiones**: sólo se considera el global de las inversiones en el año cero.
- **Impuestos**: se pagan al comienzo del año siguiente al que se consideran así pues los impuestos se pagan los del año uno en el año

dos y así sucesivamente. Debido a esto se empiezan a considerar en el año 2.

- **Pagos totales**: es la suma de todos los gastos.

- **Caja inicial**: en el AÑO 0, es nula. En los años siguientes, es la Caja Final del año anterior.

- **Caja período**: es la diferencia entre los Ingresos y los Pagos. En el AÑO 0 coincide con el Capital Circulante.

- **Caja final**: es la diferencia entre Caja inicial y Caja periodo.

El plan de tesorería de esta primera alternativa se puede ver en el **anexo N°11.3**.

13.5 BALANCE

Consiste en el análisis de la situación de una empresa, en analizar el valor de lo que se posee al final del año económico cuantificándolo, esto es el activo, mientras que el pasivo es a quienes pertenecen todos estos bienes.

El Balance se caracteriza porque el Activo tiene que ser igual al Pasivo. De este modo se comprueba que todo el cálculo económico financiero es correcto. Por tanto, se van a analizar los conceptos de cada uno.

- **Activo**: este, a su vez, está formado por:

- Inmovilizado: es el Capital Fijo, dividido en Material (Terrenos, Obra Civil, Maquinaria e Instalaciones), Inmaterial (Estudios previos y Puesta en marcha), y Ficticio (Constitución). No varía a lo largo de los años. 14310 m€.
- Fondo de Amortización: es la suma de las amortizaciones de cada año y el anterior. Por tanto es la amortización acumulada, que se encuentra restando en el Activo.

AÑO 0: 0 m€

AÑO 1: - 1261,4 m€

AÑO 2: - 1261,4 * 2 = - 2522,8 m€

- Realizable:
 - Clientes: definido en el Capital Circulante, y que se actualiza para cada año.
- Disponible: corresponde a la Caja Final del Plan de Tesorería.

- **Pasivo**: en este caso corresponde a:

- Recursos Propios: es el Capital Propio y las Subvenciones.
- Exigible a Largo Plazo: Es lo que queda por devolver del préstamo a Largo Plazo cada año. Procede del Plan de Financiación.
- Exigible a Corto Plazo: comprende tres conceptos:
 - Crédito a Corto Plazo: es lo que queda por devolver del préstamo cada año.

- Proveedores: es lo que se debe a los proveedores al final de cada año, y por tanto, se actualiza.

- Impuestos: son los impuestos que hay que pagar, procedentes de la Cuenta de Resultados.

- Fondo de Beneficios: se calcula con el Beneficio Disponible de la Cuenta de Resultados, que se va acumulando. Así, cada año es:

AÑO 1: Benef. Disp. Año 1

AÑO 2: Benef. Disp. Año 1 + Benef. Disp. Año 2

13.6. TASA INTERNA DE RENTABILIDAD

Es el rédito de descuento que iguala el valor actual de los egresos con el valor futuro de los ingresos previstos, se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte. Si la tasa de rendimiento del proyecto – expresada por la TIR – supera a la tasa de corte, se le acepta; en caso contrario, se le rechaza.

-Capital fijo: es la inversión inicial: 14310 m€

-Beneficio disponible: es el beneficio disponible de la cuenta de resultados.

-Amortización: es la misma todos los años: 1261,4 m€

-Gastos financieros: son los intereses de los préstamos.

-Valor residual: se considera sólo en el año 10, y es el resultado del capital fijo menos la amortización por el número de años.

La TIR es una forma de calcular la rentabilidad, es el interés para el cuál todas las inversiones igualan al flujo de caja.

La fórmula de la TIR es:

$$A \cdot (1+i)^{10} = B \cdot (1+i)^9 + C \cdot (1+i)^8 + \dots + J \cdot (1+i) + K$$

La tasa de corte se estima en 15% de interés, se ha obtenido una tasa del **34 %** por lo que el proyecto es rentable desde el punto de vista económico.

13.7 V.A.N.

Es el Valor Añadido Neto y se define como el valor para el cuál el T.I.R. se anula. Indica la ganancia o rentabilidad neta generada por el proyecto. Valores del V.A.N. mayores que cero indican que la inversión comienza a ser rentable. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VAN = -k + R.A.I. \frac{(1+i)^n}{i(1+i)^n}$$

Donde:

K: Capital fijo: 14310 m€

R.A.I. Resultado antes de impuestos (calculado en la cuenta de resultados)

i: índice del T.I.R. : 0,34

n: número de años, en este caso, 10.

Se calculará por tanto el V.A.N. para cada año y se hará una media para calcular el V.A.N. a lo largo de los 10 años de estudio. En esta alternativa se obtiene, **V.A.N. = 5.533**

13.8 RELACIÓN BENEFICIOS/COSTES.

Corresponde al cociente entre los beneficios (Beneficio disponible de cada año) y los costes (costes de fabricación de cada año). Cuanto mayor sea este cociente para cada año, más interesa la financiación. En esta alternativa esta relación aumenta con los años y para los diez primeros se tiene una media de **0,45**.

13.9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad es similar a la cuenta de resultados. Para el análisis de sensibilidad se tienen en cuenta todos los costes y se determina el porcentaje de cada coste individual sobre el coste total de ese año. Así se tiene una idea de cómo influye cada coste sobre el total.

Si observamos la **tabla** adjunta podemos concluir:

- Requieren especial atención los costes de fabricación que representan un porcentaje de media anual en torno al 55%. Dentro de los costes de fabricación los que más influyen son los de combustible (86%) y la amortización (12%). Un aumento de estos costes llevaría consigo un aumento considerable de los costes totales.

13.3.8. PLAZO DE RECUPERACIÓN O PAY-BACK

El plazo de recuperación o pay-back es el tiempo que tarda en recuperarse el importe invertido. Para calcular este plazo de recuperación se han de ir sumando y restando los diferentes cobros y pagos por orden cronológico hasta que su suma sea igual al importe invertido. En este momento se habrá recuperado tal importe.

En las alternativas estudiadas se evalúa la inversión total inicial sumando el capital fijo y capital circulante, y se considera que el conjunto general de cobros y pagos viene dado por la caja del período que aparece en el plan de tesorería de cada una de las alternativas.

Para esta alternativa este plazo es de **4 años y 3 meses**.

También puede resultar interesante el cálculo del período de retorno de la aportación propia, que era de 5724 m€. En este caso se compara con el fondo de beneficios y se tiene un período de retorno de **2 años y 1 mes**.

13.3.1 CUENTA DE RESULTADOS. TABLA 1 DE 3.

A) Ingresos:	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Tarifa eléctrica venta a la red (Euros/kWh)	0,06492	0,06622	0,06754	0,06889	0,07027	0,07167	0,07311	0,07457	0,07606	0,07758
Tasa estimada de incremento de esa tarifa	0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Volumen anual de electricidad a la red (kWh)	66558379	66558379	66558379	66558379	66558379	66558379	66558379	66558379	66558379	66558379
Tasa estimada de incremento de ese volumen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ingresos derivados de venta a la red	4320,75	4407,17	4495,31	4585,22	4676,92	4770,46	4865,87	4963,19	5062,45	5163,70
Tarifa eléctrica empresa automoción (Euros/kWh)	0,06492	0,06622	0,06754	0,06889	0,07027	0,07167	0,07311	0,07457	0,07606	0,07758
Tasa estimada de incremento de esa tarifa	0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Volumen anual electricidad automoció (kWh)	142799914	142799914	142799914	142799914	142799914	142799914	142799914	142799914	142799914	142799914
Tasa estimada de incremento de ese volumen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ingresos venta electricidad automoción	9270,11	9455,51	9644,62	9837,51	10034,26	10234,95	10439,65	10648,44	10861,41	11078,64
Precio venta vapor 6 bar automoción (€/Tn)	8,800	9,064	9,336	9,616	9,904	10,202	10,508	10,823	11,148	11,482
Tasa estimada de incremento de ese precio	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Volumen vapor BP consume la automoció (Tn)	332664	332664	332664	332664	332664	332664	332664	332664	332664	332664
Tasa estimada de incremento de ese volumen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Precio venta vapor 41,5 bar automoció (€/Tn)	13,200	13,596	14,004	14,424	14,857	15,302	15,761	16,234	16,721	17,223
Tasa estimada de incremento de ese precio	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Volumen vapor AP consume la automoció (Tn)	17500	17500	17500	17500	17500	17500	17500	17500	17500	17500
Tasa estimada de incremento de ese volumen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ingresos venta de vapor	3158,44	3253,20	3350,79	3451,32	3554,86	3661,50	3771,35	3884,49	4001,02	4121,05
Precio venta agua desalada a fábrica (Euros/m3)	1,410	1,452	1,496	1,540	1,587	1,634	1,683	1,734	1,786	1,839
Tasa estimada de incremento de ese precio	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Volumen de agua desalada consume la fabrica (m3/año)	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000
Tasa estimada de incremento de ese volumen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ingresos venta agua desalada	479,40	493,68	508,49	523,75	539,46	555,64	572,31	589,48	607,16	625,38
TOTAL DE INGRESOS OPERATIVOS	17228,70	17609,56	17999,22	18397,79	18805,50	19222,55	19649,18	20085,60	20532,05	20988,77
clientes	4307,18	4402,39	4499,80	4599,45	4701,38	4805,64	4912,29	5021,40	5133,01	5247,19
a red	4320,75	4407,17	4495,31	4585,22	4676,92	4770,46	4865,87	4963,19	5062,45	5163,70
a fabrica	12907,95	13202,39	13503,90	13812,57	14128,58	14452,09	14783,30	15122,41	15469,59	15825,07

13.3.1 CUENTA DE RESULTADOS. TABLA 2 DE 3.

B) GASTOS:	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Precio del gas licuado (€/termia)	0,01932	0,01961	0,01990	0,02020	0,02051	0,02081	0,02113	0,02144	0,02176	0,02209
Precio del gas de post-combustión (€/termia)	0,01932	0,01961	0,01990	0,02020	0,02051	0,02081	0,02113	0,02144	0,02176	0,02209
Tasa estimada de incremento de esos precios	0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Volumen consumo de gas normal (Term)	427311000	427311000	427311000	427311000	427311000	427311000	427311000	427311000	427311000	427311000
Volumen consumo de gas de post-combustión	4273110	4273110	4273110	4273110	4273110	4273110	4273110	4273110	4273110	4273110
Tasa estim. de incremento de esos volúmenes	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gastos de fabricación (no gasto eléctrico)	8338,38	8463,45	8590,41	8719,26	8850,05	8982,80	9117,54	9254,31	9393,12	9534,02
Coste del personal	138,00	140,07	142,17	144,30	146,47	148,67	150,90	153,16	155,46	157,79
Tasa estimada de incremento de esos gastos	0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Coste de materias primas	2,466	2,503	2,541	2,579	2,617	2,657	2,696	2,737	2,778	2,820
Tasa estimada de incremento de esos gastos	0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Amortización	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40
Tasa estimada de incremento de esos gastos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Costes de producción	9740,24	9867,43	9996,52	10127,54	10260,54	10395,52	10532,53	10671,60	10812,75	10956,02
Costes de estructura	528,22	536,14	544,19	552,35	560,63	569,04	577,58	586,24	595,04	603,96
Tasa estimada de incremento de esos gastos	0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Seguros	240	243,60	247,25	250,96	254,73	258,55	262,43	266,36	270,36	274,41
Tasa estimada de incremento de esos gastos	0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
TOTAL GASTOS OPERATIVOS	10508,46	10647,17	10787,96	10930,85	11075,90	11223,11	11372,54	11524,21	11678,15	11834,40

proveedores (gas natural + agua)	2085,21	2116,49	2148,24	2180,46	2213,17	2246,36	2280,06	2314,26	2348,97	2384,21
gs natural	2084,59	2115,86	2147,60	2179,82	2212,51	2245,70	2279,39	2313,58	2348,28	2383,50
agua	0,6165	0,626	0,635	0,645	0,654	0,664	0,674	0,684	0,694	0,705
administracion	83,38	84,63	85,90	87,19	88,50	89,83	91,18	92,54	93,93	95,34
gastos sisn amortizacion	8478,84	8606,03	8735,12	8866,14	8999,14	9134,12	9271,13	9410,20	9551,35	9694,62

13.3.1 CUENTA DE RESULTADOS. TABLA 3 DE 3.

	<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>	<u>Año 4</u>	<u>Año 5</u>	<u>Año 6</u>	<u>Año 7</u>	<u>Año 8</u>	<u>Año 9</u>	<u>Año 10</u>
RESULTADO OPERATIVO	6720,24	6962,39	7211,26	7466,94	7729,60	7999,44	8276,64	8561,39	8853,90	9154,37
Porcentaje de incremento (%)		3,60	3,57	3,55	3,52	3,49	3,47	3,44	3,42	3,39
GASTO FINANCIERO	481,5	228,96	228,96	200,34	171,72	143,1	114,48	85,86	57,24	104,94
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	6238,74	6733,43	6982,30	7266,60	7557,88	7856,34	8162,16	8475,53	8796,66	9049,43
Porcentaje de incremento (%)		7,93	3,70	4,07	4,01	3,95	3,89	3,84	3,79	2,87
IMPUESTOS	2183,56	2356,70	2443,81	2543,31	2645,26	2749,72	2856,75	2966,44	3078,83	3167,30
BENEFICIO DISPONIBLE	4055,18	4376,73	4538,50	4723,29	4912,62	5106,62	5305,40	5509,09	5717,83	5882,13
Porcentaje de incremento (%)		7,93	3,70	4,07	4,01	3,95	3,89	3,84	3,79	2,87

ingresos	17228,70	17609,56	17999,22	18397,79	18805,50	19222,55	19649,18	20085,60	20532,05	20988,77
gastos	10508,46	10647,17	10787,96	10930,85	11075,90	11223,11	11372,54	11524,21	11678,15	11834,40

13.4. PLAN DE TESORERÍA. TABLA 1 DE 2 .

A) Ingresos:	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos derivados de la venta a laautomoción	12907,95	13202,39	13503,90	13812,57	14128,58	14452,09	14783,30	15122,41	15469,59	15825,07	
Ingresos derivados de la venta a la red	4320,75	4407,17	4495,31	4585,22	4676,92	4770,46	4865,87	4963,19	5062,45	5163,70	
Cientes año j-1	0	4307,18	4402,39	4499,80	4599,45	4701,38	4805,64	4912,29	5021,40	5133,01	
Cientes año j	4307,18	4402,39	4499,80	4599,45	4701,38	4805,64	4912,29	5021,40	5133,01	5247,19	
Explotación	12921,53	17514,35	17901,80	18298,15	18703,57	19118,29	19542,52	19976,49	20420,43	20874,59	
Facturación del gas natural	2084,00	8463,45	8590,41	8719,26	8850,05	8982,80	9117,54	9254,31	9393,12	9534,02	
Facturación de agua potable	0,616	2,50299	2,5405349	2,5786429	2,6173225	2,6565824	2,6964311	2,7368776	2,7779307	2,8195997	
Proveedores año j-1	0	2085,21	2116,49	2148,24	2180,46	2213,17	2246,36	2280,06	2314,26	2348,97	
Proveedores año j	2085,21	2116,49	2148,24	2180,46	2213,17	2246,36	2280,06	2314,26	2348,97	2384,21	
Proveedores	2085,21	31,28	31,75	32,22	32,71	33,20	33,70	34,20	34,71	35,23	
Capital propio	5724,00										
Subvenciones	954,00										
Patrimonio	6678										
Préstamo a largo plazo	7632	0,00	0,00	-954,00	-954,00	-954,00	-954,00	-954,00	-954,00	-954,00	-954,00
Préstamo a corto plazo	2937	-2937	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Exigible	10569	-2937	0,00	-954,00	-954,00	-954,00	-954,00	-954,00	-954,00	-954,00	-954,00
TOTAL INGRESOS	17247	12069,74	17545,62	16979,550	17376,37	17782,28	18197,49	18622,22	19056,69	19501,15	19955,82

clientes	4307,18	4402,39	4499,80	4599,45	4701,38	4805,64	4912,29	5021,40	5133,01	5247,19
a red	4320,75	4407,17	4495,31	4585,22	4676,92	4770,46	4865,87	4963,19	5062,45	5163,70
a fabrica	12907,95	13202,39	13503,90	13812,57	14128,58	14452,09	14783,30	15122,41	15469,59	15825,07
proveedores (gas natural + agua)	2085,21	2116,49	2148,24	2180,46	2213,17	2246,36	2280,06	2314,26	2348,97	2384,21
gs natural	2084,59	2115,86	2147,60	2179,82	2212,51	2245,70	2279,39	2313,58	2348,28	2383,50
agua	0,6165	0,626	0,635	0,645	0,654	0,664	0,674	0,684	0,694	0,705

13.4. PLAN DE TESORERÍA. TABLA 2 DE 2 .

B) Pagos:	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Comercialización	240	244	247	251	255	259	262	266	270	274	
Estructura	528,2	536,15	544,19	552,35	560,63	569,05	577,59	586,24	595,04	603,96	
Costes fabricación (sin amortización)	8478,84	8606,03	8735,12	8866,14	8999,14	9134,12	9271,13	9410,20	9551,35	9694,62	
Gastos financieros	481,2	228,96	228,96	200,34	171,72	143,1	114,48	85,86	57,24	104,94	
Costes ventas	9728,24	9615,14	9755,27	9869,83	9986,49	10105,27	10225,20	10348,30	10473,63	10677,52	
Inversiones	14310										
Impuestos	0,00	2183,56	2356,70	2443,81	2543,31	2645,26	2749,72	2856,75	2966,44	3078,83	
TOTAL PAGOS	14310	9728,24	11798,69	12111,97	12313,64	12529,80	12750,53	12974,92	13205,06	13440,07	13756,36

CAJA INICIAL	0	2937,00	5278,50	11025,43	15893,01	20955,74	26208,23	31655,18	37302,48	43154,11	49215,19
CAJA PERÍODO	2937,00	2341,50	5746,93	4867,58	5062,73	5252,49	5446,96	5647,29	5851,64	6061,08	6199,47
CAJA FINAL	2937,00	5278,50	11025,43	15893,01	20955,74	26208,23	31655,18	37302,48	43154,11	49215,19	55414,66

PAY BACK:

RECUPERACIÓN CAPITAL FIJO:

total ingresos	17247,00	12069,74	17545,62	16979,55	17376,37	17782,28	18197,49	18622,22	19056,69	19501,15	19955,82
total pagos	14310	9728,24	11798,69	12111,97	12313,64	12529,80	12750,53	12974,92	13205,06	13440,07	13756,36

13.5. BALANCE

A) ACTIVO:	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Material	12872,10	12872,10	12872,10	12872,10	12872,10	12872,10	12872,10	12872,10	12872,10	12872,10
Inmaterial	1287,90	1287,90	1287,90	1287,90	1287,90	1287,90	1287,90	1287,90	1287,90	1287,90
Ficticio	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Inmovilizado	14310	14310	14310	14310	14310	14310	14310	14310	14310	14310
Fondo de amortización	-1261,40	-2522,80	-3784,20	-5045,60	-6307,00	-7568,40	-8829,80	-10091,20	-11352,60	-12614,00
Realizable (clientes)	4307,18	4402,39	4499,80	4599,45	4701,38	4805,64	4912,29	5021,40	5133,01	5247,19
Disponible (caja final de tesorería)	5278,50	11025,43	15893,01	20955,74	26208,23	31655,18	37302,48	43154,11	49215,19	55414,66
TOTAL ACTIVO	22634	27215	30919	34820	38913	43202	47695	52394	57306	62358
B) PASIVO:										
Capital propio	5724	5724	5724	5724	5724	5724	5724	5724	5724	5724
Subvenciones	954	954	954	954	954	954	954	954	954	954
Recursos propios	6678	6678	6678	6678	6678	6678	6678	6678	6678	6678
Exigible a largo plazo	7632	7632	6678	5724	4770	3816	2862	1908	954	0
Crédito a corto plazo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proveedores	2085,21	2116,49	2148,24	2180,46	2213,17	2246,36	2280,06	2314,26	2348,97	2384,21
Impuestos	2183,56	2356,70	2443,81	2543,31	2645,26	2749,72	2856,75	2966,44	3078,83	3167,30
Exigible a corto plazo	4268,77	4473,19	4592,04	4723,77	4858,43	4996,08	5136,81	5280,70	5427,81	5551,51
Fondo de beneficios	4055,18	8431,91	12970,41	17693,69	22606,32	27712,94	33018,34	38527,43	44245,26	50127,39
TOTAL PASIVO	22634	27215	30918	34819	38913	43203	47695	52394	57305	62357
	0	0	0	0	0	-1	0	0	1	1
	4055,18	4376,73	4538,50	4723,29	4912,62	5106,62	5305,40	5509,09	5717,83	5882,13
	5229,47	5545,48041	5734,28057	5946,71939	6164,33406	6387,26975	6615,64654	6849,61954	7089,33903	7285,3306
		10774,9504	16509,231	22455,9504	28620,2844	12551,6038	13002,9163	13465,2661	13938,9586	14374,6696

13.6. T.I.R. sin financiación

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
_Capital Fijo	14310	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
_Capital Circul.	2937	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
_Amortización	0,00	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40	1261,40
_Intereses Créd.	0,00	481,2	228,96	228,96	200,34	171,72	143,1	114,48	85,86	57,24	104,94
_Beneficio Disp.	0,00	4055,18	4376,73	4538,50	4723,29	4912,62	5106,62	5305,40	5509,09	5717,83	5882,13
_Valor Residual	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1696
SUMA	17247	5797,78	5867,09	6028,86	6185,03	6345,74	6511,12	6681,28	6856,35	7036,47	8944,47
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K

$$A = \frac{B}{(i+1)^1} + \frac{C}{(i+1)^2} + \dots + \frac{K}{(i+1)^{10}}$$

TIR = 34 %

13.7. Relación Beneficios/Costes, V.A.N.

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
_Beneficios	0,00	4055,18	4376,73	4538,50	4723,29	4912,62	5106,62	5305,40	5509,09	5717,83	5882,13
_Costes	0,00	10508,46	10647,17	10787,96	10930,85	11075,90	11223,11	11372,54	11524,21	11678,15	11834,40
Benefic./Costes	0,00	0,39	0,41	0,42	0,43	0,44	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50
_CAPITAL FIJO (k)	-14310	-14310	-14310	-14310	-14310	-14310	-14310	-14310	-14310	-14310	-14310
_R.A.I		6238,74	6733,43	6982,30	7266,60	7557,88	7856,34	8162,16	8475,53	8796,66	9049,43
_V.A.N. Año i	0,00										

$$VAN = -k + R.A.I \frac{(1+i)^n}{i(1+i)^n}$$

MEDIA RELACION COSTES - BEBEBICIO S	0,45
---	------

15. DETERMINACIÓN DE LA DURACIÓN TEMPORAL DEL PROYECTO. GRÁFICO PERT/CPM.

El método PERT pretende poner de manifiesto las relaciones existentes entre las diversas tareas que componen un programa mostrando las limitaciones de orden temporal que surgen de las mismas. El método PERT es utilizado para la determinación de la fecha general de fin de un proyecto, así como para determinar las fechas de inicio y terminación de las tareas específicas que componen un proyecto, a fin de determinar aquellas tareas que si no se concluyen a tiempo de acuerdo con lo programado, podrían demorar la finalización del proyecto.

El proyecto se descompone en la ejecución de un conjunto de actividades o tareas que son las entidades que se programarán y controlarán.

La ejecución de las actividades no puede realizarse, en general, en un orden y forma cualquiera, sino que han de satisfacer un conjunto de restricciones o condicionantes, denominados ligaduras, que representan exigencias impuestas por factores en los que se pueden incluir:

-Tecnología: una actividad no puede terminar hasta que otras hayan terminado o llegado a cierto grado de tecnificación.

-Mano de obra: la plantilla de cierta especialidad es limitada, por lo que no pueden realizarse simultáneamente actividades que requieran dicha especialidad.

-Equipo: de forma general, una máquina no puede realizar dos actividades distintas de forma simultánea.

-Climatología: ciertos trabajos exteriores no pueden realizarse en determinadas épocas del año.

Para la realización de un gráfico de este tipo es clave conocer y determinar todas las actividades, así como sus predecesoras, es decir, aquellas actividades que deben ser necesariamente terminadas antes de comenzar la actividad en cuestión.

15.1. DEFINICIÓN DE ACTIVIDADES Y RELACIONES DE PRECEDENCIA.

En el caso del proyecto “Instalación de una Planta de Cogeneración en una fábrica papelera” , las actividades a tener en cuenta son las siguientes.

- A- Excavación y adecuación del terreno.
- B- Cimentación.
- C- Estructuras.
- D- Asfaltado de los exteriores.
- E- Electricidad.
- F- Fontanería.
- G- Solería.
- H- Cerramientos.
- I- Carpintería metálica.
- J- Cristalería.
- K- Pintura.
- L- Instalación de la maquinaria y tuberías de proceso. (turbinas, caldera de recuperación, líneas vapor, etc.). Pruebas.
- M- Montaje del laboratorio.
- N- Instalación del automatismo.
- O- Aparcamientos.
- P- Acabado, limpieza.

En la siguiente tabla se representan las diferentes actividades, las actividades de precedencia y el tiempo estimado para la realización de dichas actividades.

Actividad	Actividad precedente	Tiempo de realización,días
A	-	20
B	A	20

C	B	30
D	-	20
E	C	50
F	C	40
G	C	30
H	C	50
I	H	20
J	H	20
K	I,J	20
L	E, F, G	60
M	K	30
N	L	10
O	D	20
P	K, M, N, O	20

Posteriormente se calculará la ruta crítica, mediante el método de la revisión hacia delante, es decir, el cálculo de los tiempos próximos de iniciación y próximos de terminación. La ruta crítica establece la duración temporal del proyecto y establece las actividades críticas, que son aquellas que se deben ejecutar en el plazo programado si no se quiere que se vea alargada la duración del proyecto.

Observando el gráfico PERT construido para este Proyecto, (véase apartado siguiente), las rutas críticas vienen establecidas por las siguientes actividades:

Ruta crítica 1: A, B, C, H, J (I), K, M, P

Ruta crítica 2: A, B, C, E (F), L, N, P

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Agentes externos: productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica no nacionales que están debidamente autorizados para operar en el mercado de producción español.

Banda de regulación: es la banda de potencia que el sistema dispone para la regulación, con el objeto de mantener el equilibrio generación-demanda corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados.

Capacidad de intercambio comercial: es la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.

Capacidad térmica de la línea: máxima potencia que puede transportar una línea eléctrica sin incumplir las distancias de seguridad. Este valor depende de las características de la línea y de las características ambientales (temperatura, viento e insolación).

Ciclo combinado: tecnología de generación de energía eléctrica en la que el calor generado en la combustión de turbinas de gas se lleva a una cadera convencional o a un elemento recuperador de calor y se emplea para mover una turbina de vapor incrementando e rendimiento de proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor van acopados generadores eléctricos.

Comercializadores: son aquellas personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema. Adicionalmente, pueden realizar contratos de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial. A partir del 1 de enero de 2003 o cuando todos los consumidores tengan la condición de cualificados, también con productores nacionales en régimen ordinario.

Consumidores cualificados: consumidor que puede elegir suministrador de energía eléctrica. Según el Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio, a partir del 1 de enero de 2003 tienen la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica.

Consumos en bombeo: energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

Consumos en generación: energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.

Contratos bilaterales: contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor cualificado o un agente externo y un productor o agente externo, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.

Control de tensión: servicio complementario que tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte de forma que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

Demanda b.c. (barras de central): energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y del saldo de los intercambios internacionales. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

Desvíos de regulación: son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales programados y los intercambios internacionales físicos.

Energías renovables: son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen la mini-hidráulica, solar; eólica, residuos sólidos industriales y urbanos, y biomasa.

Energías no renovables: aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

Garantía de potencia: es una retribución que tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.

Generación con bombeo en ciclo cerrado: producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que ésta proviene de su elevación desde un vaso inferior

Gestión de desvíos: tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y demanda que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

Índice de producible hidráulico: cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.

Intercambios de apoyo: son programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos para garantizar las condiciones de seguridad del suministro de cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

Intercambios internacionales físicos: comprende todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un período determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.

Intercambios internacionales programados: son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos consecuencia del conjunto de transacciones programadas en el mercado o mediante contratos bilaterales.

Interrumpibilidad: derecho del transportista de suspender en todo o en parte el servicio que realiza debido a limitaciones que reducen la capacidad de la red, lo que solo se realiza si peligran la fiabilidad del sistema o existe una situación de emergencia.

Mercado de producción: es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercado diario e intradiario y los mercados de operación.

Mercado diario: es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Mercado intradiario: tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

Mercados de operación: tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Estos mercados son gestionados por RED ELÉCTRICA, como responsable de la operación del sistema.

Potencia instalada: potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

Potencia neta: potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.

Producción b.a. (bornes de alternador): producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador

Producción b.c. (barras de central): energías medidas en bornes de alternador deducidos los consumos en generación y bombeo.

Producción neta: producción de energía en b.a (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

Producibile hidráulico: cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las

detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

Programa base de funcionamiento (PBF): es el resultado de agregar al programa base de casación (programa resultante del mercado diario), la energía adquirida por los distribuidores al régimen especial y los contratos bilaterales ejecutados. Asimismo contiene el desglose de las producciones previstas por los grupos generadores. Este desglose es necesario como paso previo a la realización del análisis de seguridad del PBF.

Red de Transporte: conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

Régimen especial: instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial. Comprende la energía producida por todas las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre y al Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre.

Régimen ordinario: instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las mayores de 50 MW que pertenecen al régimen especial.

Regulación secundaria: servicio complementario que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, del intercambio con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Se retribuye por dos conceptos: banda de regulación y energía de regulación secundaria.

Regulación terciaria: servicio complementario que tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la acción manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de bombeo que la oferten al menor precio. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

Reservas hidroeléctricas de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se realice sin aportaciones naturales. Los embalses de régimen anual son aquellos en los que, supuesto el embalse a su capacidad máxima, el vaciado del mismo se realizaría en un período inferior a un año. Los de régimen hiperanual, son aquellos en los que el tiempo de vaciado es superior al año.

Restricciones en tiempo real: se derivan de situaciones de alerta debidas a indisponibilidades del equipo generador, de la red de transporte o a demandas diferentes de las supuestas en el análisis de seguridad que se efectúa sobre el PBE.

Restricciones técnicas PBF: con posterioridad al Programa Base de funcionamiento, se analizan los programas de producción de los grupos (unidades físicas) y los intercambios internacionales previstos a fin de garantizar que estos programas son compatibles con que el suministro de energía eléctrica se realiza con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad y, en su caso, se resuelven las restricciones técnicas. En caso de que se identifiquen restricciones técnicas, éstas se resuelven modificando (redespachando) los programas de producción, dando lugar a un programa técnicamente viable.

Servicios complementarios: servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte (en el futuro se desarrollará el servicio complementario de Reposición del servicio).

Tasa de disponibilidad de la red de transporte:

indica el porcentaje de tiempo total en que cada elemento de la red de transporte ha estado disponible para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).

TIM (Tiempo de interrupción medio): tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS (energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte), entre la potencia media del sistema peninsular.

- Master “Energía y eficiencia energética” CADEM 2005.
- Curso “Ahorro y Eficiencia Energética” de 20 h de duración organizado por la UCA en Julio de 2005.
- Curso “Viabilidad Económica del proyecto industrial” de 20 h de duración organizado por la FUECA en Marzo y Abril del 2000.
- “Pronostico económico en Química Industrial” VIAN ORTUÑO, 1991.
- “Manual del gas y sus aplicaciones”, SEDIGAS 1991.
- “Manual de eficiencia energética térmica en la industria”, Luís Alfonso Molina Igartua, CADEM 1994.
- “La combustión del gas natural en las calderas de vapor”, Virgilio Martínez Lombardo, ENAGAS, 1990.
- “Combustión y combustibles”, Ricardo García San José, EUROCOURSES 2001.
- “Manual técnico del agua”, DEGREMONT, 1979.
- “BP Statistical Review of World Energy June 2005”,
www.bp.com/statisticalreview
- Redvoltaire.com (noticias mundo energía)
- Enciclopedia Encarta 2005: “combustibles fósiles, petróleo y gas natural”
- “Vocabulario científico y técnico de la Real Academia de ciencias exactas, físicas y naturales”
- “Manual de instrucción Plantas Regasificadoras de Gas natural Licuado (GNL) Liquid Carbonic de España S.A. 2000.
- “Manual de Procesos Químicos en la industria”, McGraw Hill 1996.
- “Introducción a la ingeniería Química”, Badger Walter, L ; Banchemo, Julio T. Ed. Del Castillo.1965
- “Operaciones básicas de la ingeniería química” Ed. Martin.1964
- “Operaciones unitarias en Ingeniería Química”, McCabe, Warren; Smith, Julian; Harriot, Meter, Ed. McGraw, 1991.
- “Manual del Ingeniero Químico” Tomo II; Perry Robert, H. 1991.
- “Flujo de fluidos e intercambio de calor”, Levenspiel, O.
- “Diseño y simulación de procesos químicos”, Cohen, Leon

- “Diseño de recipientes para industrias de proceso”, Parte I, IV, V y VI, Sigales Pueyo, Bartomeu, Ingeniería Química, 1979.
- “Normativa diseño tuberías 2005”, Técnicas reunidas S.A.
- “Consideraciones económicas en el diseño de recipientes a presión”. Fino, A.F; Ingeniería Química 1973
- “La producción de energía mediante el vapor, el agua, el aire y los gases” Severns, W.H; Degler, H. E; Mites, J.C; Ed. Reverté S.A, 1974.
- “Técnicas de conservación energética en la industria” Tomo I y II, Molinos, F; Rodríguez, J.A.
- “Cambiadores de calor” Enciclopedia de la tecnología química, Gregory, Romano; Ed. Urmo 1996.
- “La cogeneración, aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos” J.M. Sala Lizarraga; Ecosostenible 2005.
-

PLIEGO DE CONDICIONES

PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

<u>1. CAPÍTULO PRELIMINAR. DISPOSICIONES GENERALES.....</u>	<u>237</u>
<u>2. DELIMITACIÓN DE FUNCIONES TÉCNICAS.....</u>	<u>240</u>
2.1. El director de obra	240
2.2. El constructor	241
2.3. Referencias y normativas	242

PLIEGO DE CONDICIONES PARTICULARES

<u>1. TURBOGENERADOR DE GAS</u>	<u>245</u>
<u>2. CALDERA DE RECUPERACIÓN</u>	<u>248</u>
<u>3. TURBOGENERADOR DE VAPOR</u>	<u>249</u>
<u>4. DEPÓSITOS DE ALMACENAMIENTO.....</u>	<u>251</u>
<u>5. INSTALACIÓN DE AGUA DE PROCESO/VAPOR</u>	<u>255</u>
<u>6. INSTALACIÓN DE GAS NATURAL</u>	<u>257</u>

PLIEGO DE CONDICIONES DE ÍNDOLE LEGAL

1. OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA258

2. RESPONSABILIDADES DEL CONTRATISTA.....258

3. LEYES LABORALES DE ACCIDENTES DE TRABAJO259

PLIEGO GENERAL DE CONDICIONES

1. CAPÍTULO PRELIMINAR. DISPOSICIONES GENERALES

El objeto del presente Pliego de Condiciones es la definición y precisión de las condiciones que regirán para el suministro y ejecución de la obra “**Planta de Cogeneración**”.

El presente pliego de condiciones define el conjunto de directrices, requisitos y normas aplicables al desarrollo de las obras a las que se refiere el proyecto del que forma parte. Contiene las condiciones técnicas normalizadas referentes a los materiales y equipos, el modo de ejecución, medición de las unidades de obra y, en general, cuantos aspectos han de regir en las obras comprendidas en el presente proyecto. El pliego de condiciones constituye el documento más importante desde el punto de vista contractual.

El contratista está obligado a ejecutar el proyecto según se especifica en el pliego de condiciones.

Del mismo modo, la administración podrá conocer de forma detallada las diferentes tareas que se desarrollarán durante la ejecución del proyecto.

Artículo 1º - El presente Pliego General de Condiciones tiene carácter supletorio del Pliego de Condiciones Particulares del proyecto.

Ambos, conjuntamente con los otros documentos requeridos en el Artículo 22 de la ley de Contratos del Estado y Artículo 63 del Reglamento General para la Contratación del Estado, forman el Proyecto Arquitectónico, y tienen por finalidad regular la ejecución de las obras fijando los niveles técnicos y de la calidad exigibles, precisando las intervenciones que corresponden, según contrato y con arreglo a la

Legislación aplicable a la Propiedad, al Contratista o constructor de la misma, sus técnicos y encargados, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

Las obras accesorias, entendiéndose por este nombre las que no pueden ser previstas en todos sus detalles, se construirán conforme vaya surgiendo la necesidad. Cuando su importancia lo exija, se realizarán proyectos adicionales que las definan. En casos de menor importancia, se seguirán las directrices que disponga el Director de obra.

Artículo 2º - Integran el contrato los siguientes documentos relacionados por orden de prelación en cuanto al valor de sus especificaciones en caso de omisión o aparente contradicción.

1º. Las condiciones fijadas en el propio documento de Contrato.

2º. Una Memoria que considerará las necesidades a satisfacer y los factores de carácter general a tener en cuenta.

3º. El Pliego Particular de Condiciones Técnicas y Económicas, que incluirá la descripción de las obras e instalaciones, especificaciones de los materiales y elementos constitutivos y normas para la ejecución de los trabajos, así como las bases económicas y legales que regirán en esa obra. Las condiciones de este Pliego Particular serán preceptivas y prevalecerán sobre las del Pliego General en tanto las modifiquen o contradigan.

4º. El presente Pliego General de Condiciones.

5º. Los Planos de conjunto y detalle necesarios para que la obra quede perfectamente definida.

6º. Un Estado de Mediciones previstas para las diferentes unidades de obra.

Asimismo quedan incluidas en este segundo apartado aquellas unidades que bien porque aún conociendo de antemano su futura necesidad, no se puede definir en proyecto; bien porque hayan sido olvidadas o porque sean imprevisibles, y que se incorporan al proyecto durante la realización de las obras.

7º. Plazos total y parciales de ejecución de la obra.

El presente proyecto se refiere a una obra de nueva construcción, siendo por tanto susceptible de ser entregada al uso a que se destina una vez finalizada la misma.

Las órdenes y instrucciones de la Dirección Facultativa de las obras se incorporan al Proyecto como interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones.

En cada documento, las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas y en los planos, la cota prevalece sobre la medida a escala.

2. DELIMITACIÓN DE FUNCIONES TÉCNICAS.

2.1. EL DIRECTOR DE OBRA

Artículo 3 - La junta rectora de la Propiedad designará al Ingeniero Director de Obra, representante de la propiedad frente al contratista, en quien recaerán las siguientes funciones:

a) Planificar, a la vista del proyecto, del contrato y de la normativa técnica de aplicación, el control de calidad y económico de las obras.

b) Redactar, cuando se requiera expresamente por el constructor, el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el plan de seguridad e higiene para la aplicación del mismo.

c) Efectuar el replanteo de la obra y preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión del Constructor.

d) Comprobar la adecuación de la cimentación proyectada a las características reales del suelo.

e) Ordenar, dirigir y vigilar la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de buena construcción.

f) Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impartir las instrucciones complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución.

g) Coordinar la intervención en obra de otros técnicos que, en su caso, concurran a la dirección con función propia en aspectos parciales de su especialidad.

h) Realizar o disponer las pruebas y ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva, de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al constructor, impartiéndole en su caso, las órdenes oportunas.

i) Realizar las mediciones de obra ejecutada, realizar y aprobar las certificaciones parciales, realizar y aprobar la certificación final de obra, y asesorar al promotor en el acto de la recepción.

j) Suscribir el certificado final de obra.

2.2. EL CONSTRUCTOR

Artículo 4 - El Constructor o Contratista habrá de proporcionar toda clase de facilidades al Director de obra, o a sus subalternos a fin de que estos puedan desempeñar su trabajo con la máxima eficacia. Específicamente corresponde al Constructor:

a) Organizar los trabajos de construcción, redactando los planes de obra que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.

b) Elaborar, cuando se requiera, el Plan de Seguridad e Higiene de la obra en aplicación del estudio correspondiente y disponer en todo caso la ejecución de medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observación de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo.

c) Suscribir con el Director de Obra el acta de replanteo de la obra.

d) Ostentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.

e) Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparados en obra y rechazando, por iniciativa propia o prescripción del Director de Obra, los suministros o prefabricados que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.

f) Custodiar el Libro de órdenes y seguimiento de la obra, y dar el enterado a las anotaciones que se practiquen en el mismo.

g) Facilitar al Director de Obra con antelación suficiente, los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.

h) Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.

i) Suscribir con el Promotor las actas de recepción provisional y definitiva.

j) Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

2.3 REFERENCIAS Y NORMATIVAS

Se tendrán como de obligado cumplimiento las siguientes normas y estándares:

- Código de construcción de recipientes a presión ASME, Sección VIII, División I. Se aplicarán las prescripciones de este código en los aspectos referentes a presiones y temperaturas de diseño, espesores de cuerpos y fondos, presiones de prueba, tests hidrostáticos y soldadura. Se aplicarán también las prescripciones de este código a las juntas.
- Norma ANSI B.36.10 para dimensiones de tuberías de acero al carbono y aleado soldadas y sin soldadura.
- Norma ANSI B.16.5 para clasificación presión – temperatura, bridas, válvulas bridadas y accesorios bridados de acero.
- Norma ANSI B.18.2 para espárragos y tuercas.
- Norma ANSI B.16.9 para accesorios de acero para soldar a tope.
- Norma ANSI B.16.11 para accesorios de acero para soldar a enchufe y roscados.
- Norma ANSI B.16.10 para la definición de dimensiones de válvulas bridadas.
- Norma ANSI B.16.34. para válvulas para soldar a tope.
- Norma API 600 para válvulas de compuerta.
- Norma API 602 para válvulas de compuerta de pequeña dimensión.
- Norma API 598 para inspección y prueba de válvulas.
- Norma API RP 520 para el dimensionamiento de válvulas de seguridad para recipientes a presión.

- Norma ASTM A-106 gr. B para tuberías de acero al carbono sin soldaduras.
- Norma ASTM A-234 WPB para accesorios de acero al carbono obtenidos de tubos para soldar a tope.
- Norma ASTM A-216 WCB para válvulas y accesorios bridados de acero al carbono fundido.
- Norma ASTM A-105 para bridas, válvulas y accesorios de acero al carbono forjado roscados y para soldar a enchufe.
- Norma ASTM A-194 gr. 2H para tuercas.
- Norma ASME SA-285 gr. C para cuerpos cilíndricos y fondos de recipientes.
- Norma ASME SA-179 para tubos de intercambiador de calor.
- Norma ASME SA-212 gr. B para placas tubulares de intercambiador de calor.

Además de la normativa de índole general aplicable a la ejecución del proyecto en cuestión ya citada se tendrán en cuenta:

- Reglamento Electrotécnico para B.T. e I.T.C.
- Reglamento Electrotécnico para A.T. e I.T.C.
- Reglamento de Verificaciones Eléctricas.
- Normas Tecnológicas del Ministerio de Fomento
- Ley de Prevención de Accidentes Laborales
- Ley de protección ambiental andaluza 7/94.
- Normas Básicas de la Edificación (NBE).
- Normas Tecnológicas (NTE).

PLIEGO PARTICULAR DE CONDICIONES

1.TURBOGENERADOR DE GAS

La planta de cogeneración cuenta con una turbina de gas que funciona a régimen continuo, la turbina está unida al alternador donde se producirá la energía eléctrica, los gases de escape serán aprovechados para generar vapor para proceso.

Se compone básicamente de:

- ✓ Conducto de admisión de aire y filtro de aire
- ✓ Compresor de aire axial
- ✓ Cámara de combustión
- ✓ Turbina axial
- ✓ Reductor (caja de engranajes)
- ✓ Generador síncrono
- ✓ Conducto de gases
- ✓ Sistema de alimentación de combustible
- ✓ Sistema de control, supervisión y mando
- ✓ Sistema de arranque
- ✓ Sistema de encendido
- ✓ Sistema de lubricación
- ✓ Sistema de aire de enfriamiento y sellado

Se elige una turbina del suministrador **MTU aeroderivada, marca General Electric, modelo LM2500**, que tiene las siguientes características:

<u>DEFINICIÓN DE CONDICIONES</u>		
	ISO	IN SITU
ALTITUD, m	0	5
TEMPERATURA, °C	15	18
HUMEDAD, %	60	67
CAÍDA DE PRESIÓN, mbar	4	4
CAÍDA MÁXIMA DE PRESIÓN, mbar	11	11
PÉRDIDAS EN LA ADMISIÓN, mm c.d.a.	0	50
PÉRDIDAS DE ESCAPE, mm c.d.a.	0	150
RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO	100 %	100 %
<u>DEFINICIÓN DE CONDICIONES TÉCNICAS</u>		
	ISO	IN SITU
POTENCIA ELÉCTRICA, KWe	22476	22371
CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIB., KJ/KWh	10385	10418
RENDIMIENTO ELÉCTRICO, %	36,26	36,4
CAUDAL MÁSSICO GASES SALIDA, Kg/s	69	69,4
TEMPERATURA GASES ESCAPE, °C	524,1	525
PRESIÓN DE SALIDA DE LOS GASES, bar	1,01	1
TIPO DE COMBUSTIBLE	Gas natural	Gas natural

Las características básicas del generador de esta turbina serán las siguientes:

Tipo	Síncrono
Potencia nominal	23548 KVA
Tensión	11 KV
Factor de potencia	0,95
Frecuencia	50 Hz
Velocidad nominal	1.500 r.p.m.
Refrigeración	Aire/agua
Protección	IP 54
Forma constructiva	B3
Excitación	Sin escobillas, regulación electrónica
Tiempo de recuperación	< 0,5 s
Configuración eléctrica	Estrella

El diseño, fabricación, materiales y ensayos del turbogenerador de gas objeto de la presente especificación, deberán estar en conformidad con las normas en vigor, completamente actualizadas.

La instalación y puesta en marcha se realizará según datos del fabricante

2.CALDERA DE RECUPERACIÓN

La caldera será de *Foster Wheeler Iberia* del tipo conducto aislado interiormente, con circulación natural, y con dos niveles de presión. La envolvente será una carcasa de acero al carbono con rigidizadores.

La caldera recibe calor que proviene de los gases de escape de la Turbina de Gas LM-2500 de General Electric que funcionará con gas natural.

La caldera de recuperación de Foster Wheeler Iberia se optimizará para producir 44,38 Tn/h de vapor a 41 bar(a) de presión y 402°C para la turbina de vapor y vapor de alta presión para la factoría de automoción, y 13,6 Tn/h de vapor a 6 bar(a) y 173 °C para el colector de vapor y ahí a proceso y para el desgasificador térmico, de forma que la suma total de vapor generado por la caldera en alta y baja presión sea de 57,98 Tn/h.

La temperatura del agua a la salida del desgasificador térmico será de 105°C. Se colocará un precalentador de agua/agua en la propia caldera de recuperación para elevar la temperatura del agua de reposición hasta 95 °C aproximadamente, siendo la temperatura de entrada del agua de reposición de 61 °C.

El diseño, fabricación, materiales y ensayos de la caldera de recuperación objeto de la presente especificación, deberán estar en conformidad con las normas en vigor, completamente actualizadas.

La instalación y puesta en marcha se realizará según datos del fabricante.

3.TURBOGENERADOR DE VAPOR

La turbina de vapor operará en las siguientes condiciones de funcionamiento según las prestaciones de la turbina de gas y caldera para una temperatura media ambiental de 18 °C:

	ALIMENTACIÓN	EXTRACCIÓN	ESCAPE
Caudal, Tn/h	42,3	30,5	11,8
Presión, bar	41	6	0,105
Temperatura, °C	402	185	46,8
Entalpía, KJ/Kg	3219	2816	2249
Entropía, KJ/Kg K	6,757	6,835	7,1

Para la aplicación que se estudia se elige la **turbina AFA6** que tiene en el mercado el **distribuidor Pasch y Cia** para la **marca KKK (Kuhnle, Kopp y Kausch)**. Se trata de una turbina de condensación con extracción a 6 bar(a), apta para trabajar con vapor sobrecalentado.

El vapor vivo será suministrado por la caldera de Foster Wheeler Iberia que mantendrá las condiciones de presión y temperatura, debiendo regular la turbina de vapor las condiciones de escape para que el vapor al condensador reúna las condiciones de presión y temperatura requeridas.

La siguiente tabla resume las características técnicas de este modelo:

Modelo	AFA6
Accionamiento directo	SI
Reductor integrado	SI
Salida horizontal	SI
Salida vertical	SI
Potencia (KW)	5000
Revoluciones (r.p.m.)	9600
Presión vapor entrada (bar)	41
Temperatura vapor entrada (°C)	450
Presión vapor salida (bar)	0,1-11

El diseño, fabricación, materiales y ensayos del turbogenerador de vapor objeto de la presente especificación, deberán estar en conformidad con las normas en vigor, completamente actualizadas.

La instalación y puesta en marcha se realizará según datos del fabricante.

4. DEPÓSITOS DE ALMACENAMIENTO

4.1. DESCRIPCIÓN DE CONTROLES, ENSAYOS Y PRUEBAS A REALIZAR

4.1.1. Generalidades

Los controles, ensayos y pruebas a realizar se ajustan al Reglamento de Aparatos a Presión del Ministerio de Industria y Energía, Real Decreto 1.244/1.979 a 4 de Abril.

4.1.2. Controles y ensayos durante la construcción

Por mediación de la Autoridad Inspectora, durante la construcción del aparato, se comprobará:

- Que el fabricante dispone del correspondiente Reglamento de Tipo y a su vez proporciona a la Autoridad Inspectora, los documentos, dibujos, planos debidamente registrados, para que durante la construcción del aparato, pueda éste ser inspeccionado cuantas veces se considere necesario, antes de efectuar la prueba de presión hidrostática definitiva.
- Que el aparato dispone de la correspondiente placa de características o placa timbre.
- Que los grados, nombre y espesores de los materiales.
- Que el acabado, especialmente las soldaduras u otras uniones, es correcto mediante inspección visual.
- Cuando sean necesarios, los certificados correspondientes a los tratamientos térmicos y pruebas de producción y cuando se apliquen, se efectuará el control de los materiales después de su conformación y tratamiento térmico.

- Los certificados correspondientes a las pruebas de cualificación de soldadores.
- En el caso de una construcción parcial previa, la correspondencia entre los certificados y los elementos estructurales.

4.1.3. Pruebas de presión

- Las pruebas de presión se realizan en la mayoría de los casos, con agua u otros líquidos no peligrosos, a temperaturas inferiores a 40°C.
- En el caso de recipientes con varios compartimentos a presión, cada uno de ellos debe someterse a la correspondiente prueba individual de presión.
- El requisito anterior puede dispensarse sólo en el caso de que la pared se encuentre entre los dos espacios a presión, se haya calculado para presión diferencial y las condiciones de manejo, aseguren que ningún espacio pueda encontrarse bajo presión, independientemente del otro espacio.
- Se comprobará que la presión indicada por el medidor de presión, coincide con la presión real a que está sometido el recipiente. Esta comprobación deberá efectuarse por los medios más adecuados.
- Se comprobará que el fabricante emplea personal experto y de confianza, en la preparación y ejecución de las pruebas de presión.
- En el caso de efectuar una prueba de presión hidrostática, se comprobará antes de efectuar el correspondiente control, que el recipiente se encuentre lleno de líquido prueba.

Para ello es necesario dejar abierta durante el proceso de llenado del recipiente, alguna abertura superior del mismo, para permitir la salida de todo el aire e impedir que queden en su interior bolsas de agua y aire.

Se comprobará a su vez, que el recipiente está soportado y arriostrado de forma tal que, las personas que vayan a efectuar la prueba hidrostática, quedan protegidas de todo peligro y el propio recipiente no puede sufrir ningún daño.

- Se comprobará que las paredes exteriores del recipiente, se mantienen secas durante la prueba hidrostática.

En el caso de que se efectúe la prueba hidrostática a temperatura inferior a 0°C, se comprobará si se han tomado las precauciones necesarias para estar seguros de que el contenido del recipiente, el medidor de presión y las tuberías de suministro, están perfectamente protegidas de las heladas.

- El recipiente debe encontrarse lleno de líquido y a la presión de timbre, antes de la llegada de la Autoridad Inspectora.

Una vez llega ésta, se irá incrementando el valor de presión de prueba.

- La presión de prueba se mantendrá durante el tiempo necesario para examinar el recipiente y observará si existen fugas o se producen deformaciones, especialmente en las juntas soldadas y sus zonas próximas y si las deformaciones producidas, en el caso de que las hubiera, son permanentes, especialmente en las superficies planas. Para ello es imprescindible, que durante esta prueba estén al descubierto y sin pintura todas las tuberías y juntas.

- En el caso de que la presión de prueba, se realice en un lugar distinto del lugar donde debe ir instalado el recipiente, debe indicarse en los documentos de aprobación correspondiente.

- En el caso de que los elementos de cierre proyectados para el recipiente, no hayan sido todavía suministrados en el momento de efectuar la correspondiente prueba de presión, pueden adaptarse materiales auxiliares, tales como bridas, tapas, cubiertas, tornillos, pernos, juntas, juntas soldadas suplementarias, etc.

Los materiales auxiliares y sus dimensiones, deben ser suficientes para soportar las tensiones a que será sometidos durante la prueba.

- Todos los materiales auxiliares desmontables, deben quitarse una vez efectuada la prueba de presión, para eliminar la posibilidad de un uso incorrecto de los mismos, durante el funcionamiento del recipiente.

- Que se emplearán los pernos más adecuados a cada tipo de tapas de cierre. Los pernos deberán adaptarse con cuidado, uniformemente y no más de lo que sea necesario para los propósitos de cierre.

En la operación de apriete de los pernos, solamente se usarán llaves dinamométricas o herramientas adecuadas. Quedará prohibido el uso de tubos, palancas, llaves de aletas y cierres compuestos por pernos en U.

- En las pruebas hidrostática, con presiones de prueba superiores a 100 bar y en pruebas neumáticas, debe tenerse en cuenta lo siguiente:

- Las pruebas de presión deberán realizarse en dependencias o lugares a los que sólo tenga acceso el personal de prueba durante el transcurso de la misma.

- En el caso de que no exista una dependencia o lugar adecuado, se tomarán las medidas de protección pertinentes para mantener la seguridad.

- Si es posible observar las variaciones de presión en el recipiente desde una distancia de seguridad o desde un punto protegido.

- Una inspección directa, solo deberá realizarse cuando el recipiente haya permanecido bajo la presión de prueba durante el tiempo suficiente.

- No está permitido pegar martillazos al recipiente mientras éste permanezca bajo presión.

- Se comprobará que el aparato va provisto de la correspondiente placa timbre, donde irán grabadas la presión de timbre, el número de registro del aparato y la fecha de la primera prueba.

- Se comprobará además que el aparato lleva una placa de identificación, en la que consten los siguientes datos:

- Nombre y/o razón social.
- Número de fabricación.
- Características principales.

5. INSTALACIÓN DE AGUA DE PROCESO/VAPOR

Para la instalación de vapor se tendrá en cuenta lo siguiente:

1. El montaje, tanto del generador, como de la red de distribución de vapor a los receptores, se efectuará de acuerdo con el vigente Reglamento de Recipientes a Presión, publicado en el BOE, Real Decreto 1244/79 del 4 de abril y las Instrucciones Técnicas Complementarias MIE AP-1 y MIE AP-2, por un instalador competente que se atenderá a las disposiciones recogidas en el mismo, así como cuantas indicaciones sean requeridas por la Delegación Provincial del Ministerio de Industria y Energía.

2. Los aparatos comprendidos en la instalación de vapor serán de tipo oficialmente registrado.

3. La puesta en marcha del generador, no se efectuará hasta que la Delegación de Industria no haya autorizado la instalación y puesta en servicio de las misma.

4. El usuario de la instalación se comprometerá a observar cuantos requisitos se requieran en el Reglamento, tales como, libro de registro legalizado donde consten fechas de las pruebas, revisiones, nombre del instalador, fecha de las instalaciones, modificaciones efectuadas o inspecciones de la Administración.

5. El usuario de la instalación se comprometerá a vigilar escrupulosamente el funcionamiento de los sistemas de alimentación de combustible, y cumplir periódicamente con cuantas revisiones efectúe la Delegación del Ministerio de Industria.

En cuanto a las tuberías se considerará:

Tuberías de acero al carbono en superficie

Según los casos se aplicará a ó b.

- a) Galvanizado en caliente por inmersión, previo tratamiento químico, según UNE 37501. Dos capas de pintura de acabado al cloro-caucho puro, INTA 164704 de 30 micras de espesor cada capa.
- b) Limpieza exterior mediante chorreado de arena SA 2^{1/2}. Imprimación rico en zinc hasta 50 micras, INTA 164705. Acabado poliuretano, de 35 micras de espesor cada capa, INTA 164704 A.

Tuberías de acero inoxidable en superficies:

Limpieza y decapado de soldaduras y no llevará ningún tipo de pintura.

Tuberías de acero al carbono enterradas:

Dos capas de imprimación de minio al cloro-caucho, de 35 micras de espesor cada capa, INTA 164705. Limpieza mediante chorreado de arena. Aplicación de epoxi-brea hasta un espesor medio de 250 micras.

6. INSTALACIÓN DE GAS NATURAL

Serán de aplicación la NTE-IGL “Instalaciones de G.L.P.”, NTE-IDG “Depósitos de gases licuados” y “Reglamento sobre instalaciones de almacenamiento de G.P.L.”. Se respetarán escrupulosamente las distancias de los depósitos al los paramentos interiores al foso donde se enterrarán y las de seguridad, medidas desde el centro de las arquetas de carga e inspección hasta las lindes y edificios colindantes. Estas distancias se han tenido en cuenta ya, por lo que bastará con instalar el depósito a las distancias reflejadas en planos.

Cada depósito tendrá dos accesos mediante arquetas con tapa de acero enrasada con el pavimento. Una contendrá la válvula de llenado y la otra los diferentes accesorios exigidos.

Las tuberías serán de acero según norma UNE 19041;19062 y de cobre duro según UNE 37116;37119.

PLIEGO DE CONDICIONES DE ÍNDOLE LEGAL

1. OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

El Contratista con carácter general viene obligado a ejecutar esmeradamente todas las obras que se le confían, así como a cumplir rigurosamente todas las condiciones estipuladas en este Pliego o en el Contrato, al igual que cuantas ordenes se le den verbalmente o por escrito por el Técnico Director de las obras.

2. RESPONSABILIDADES DEL CONTRATISTA

De la calidad y buena ejecución de las obras contratadas, el Contratista será el único responsable, no teniendo derecho a indemnización alguna por el mayor precio que pudieran costarle, ni por las erradas maniobras que cometiera durante la construcción, siendo a su cuenta y riesgo independientemente de la inspección que de ellas haya podido haber hecho el Técnico Director de obra.

El Contratista está obligado a adoptar todas las medidas de seguridad que las disposiciones vigentes preceptúan, para evitar en lo posible accidentes a los obreros o a los viandantes, en todos los lugares peligrosos de la obra.

Así mismo, será responsable ante los tribunales de los accidentes que por inexperiencia o descuido sobrevinieran en el curso de las obras, debiendo atenerse en todo a las normas de prudencia, así como a las disposiciones y Reglamentos de Policía de la materia.

3. LEYES LABORALES DE ACCIDENTES DE TRABAJO

El contratista viene obligado a cumplir rigurosamente todas las legislaciones vigentes, o que puedan dictarse en el curso de los trabajos.

Igualmente está obligado a tener a todo el personal a sus órdenes debidamente asegurado contra accidentes de trabajo, debiendo así probarlo si a ello fuera invitado por la Dirección Técnica o la Propiedad.

3.1. NORMATIVA LEGAL DE APLICACIÓN

El proyecto, objeto del estudio de seguridad, estará regulado a lo largo de su ejecución por los textos que a continuación se citan, siendo de obligado cumplimiento para las partes implicadas:

- Ley 31/1995. de 8 de noviembre, o Ley de Prevención de Riesgos Laborales, (B.O.E. Nº 269, de 10 de Noviembre).

- Real Decreto 1.627/1997, de 24 de Octubre de 1997, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de Construcción. (B.O.E: 25-10-97).

- Convenio Colectivo Provincial de la Construcción.

La presente Ingeniería certifica que este Pliego de Condiciones del Proyecto ha sido creado según la normativa vigente en cada uno de los correspondientes apartados, pudiendo ser implantado.

En Puerto Real (Cádiz), a Septiembre de 2006.

Fdo.: Manuel Nieto Pérez
Ingeniero Químico

PRESUPUESTO

FUENTE DE INFORMACIÓN DEL PRESUPUESTO.

El presupuesto que se presenta a continuación para el proyecto *“Planta de Cogeneración para una industria de automoción”* se ha basado en la base de precios FCBP del año 2005 que sirve como base oficial para las obras de la JUNTA DE ANDALUCIA , por redacción de epígrafes y referencias a normativa, ya que viene muy completa.

Se adjuntan dos informes:

- Informe de “Precios Descompuestos” donde aparecen todas las partidas desglosadas por conceptos y donde aparece también el importe de cada uno de éstos calculado como el producto de la cantidad por el precio unitario proporcionado por la mencionada base de precios de la junta.
- Informe de “Resumen de presupuesto general” donde se añaden a las mediciones anteriores (total de ejecución material), el dinero en concepto por contrata y honorarios del ingeniero químico autor de este proyecto, deduciéndose así el presupuesto final total.

Cantidad Ud Descripción Precio Importe

CAPÍTULO 1: OBRA CIVIL

EDIFICACIONES DE LA PLANTA

Superficie en planta ocupada por la nave o equipo en m²	
Edificio de Compresores de Gas Natural	141,5
Estación de Regulación y Medida	60
Sala de Depósitos de Gas Natural	29,7
Planta de Tratamiento de Agua	253
Nave de la Turbina de Vapor	383,7
Edificio Principal (Sala eléct., Aseos, Despachos, etc.)	302,4
Torre de Refrigeración (intemperie)	297
Turbina de Gas (intemperie)	85,8
Caldera de Recuperación (intemperie)	136,5
Desgasificador Térmico (intemperie)	68
Colectores de Vapor (intemperie)	213,6
Entrada Planta Cogeneración	50
Aparcamientos	100
Estructuras Y Cimentaciones Varias	70
Urbanización Y Varios	100
TOTAL m²	2293,83

1,000 m² Mano de Obra + Materiales Obra Civil 240 €

TOTAL CAPÍTULO 1 **550.519,31 €**

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
----------	----	-------------	--------	---------

CAPÍTULO 2 : EQUIPOS MECÁNICOS

EQUIPO DE VACIO

1,000	Ud	Equipo de vacio + Montaje e instalación	10.339,00	10.339,00
-------	----	---	-----------	-----------

TOTAL PARTIDA.....10.339,00 €

TURBOGENERADOR DE GAS

Turbogenerador de gas con turbina de gas MTU aeroderivada, marca General Electric, modelo LM 2500, equipada con alternador de 22,476 kW en condiciones ISO, sin escobillas, síncrono, trifásico a 50 Hz, 11 kV y cosfi = 0,95.

El turbogruppo de gas incluye:

- a) Conducto de admisión de aire y filtro de aire
- b) Compresor de aire axial
- c) Cámara de combustión
- d) Turbina axial
- e) Reductor (caja de engranajes)
- f) Generador síncrono
- g) Conducto de salida de gases de combustión
- h) Sistema de alimentación de combustible
- i) Sistema de control, supervisión y mando
- j) Sistema de arranque
- k) Sistema de encendido
- l) Sistema de lubricación
- m) Sistema de aire de enfriamiento y sellado

1,000	Ud	Turbogenerador de Gas	6.457.142,86	6.457.147,86
1,000	Ud	Montaje e instalación		322.857,14

TOTAL PARTIDA.....6.780.000,00 €

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
----------	----	-------------	--------	---------

CALDERA DE RECUPERACIÓN

Caldera de recuperación de calor de los gases de escape de la turbina de gas, de Foster Wheeler Iberia, del tipo conducto aislado interiormente, con circulación natural, y con dos niveles de presión, optimizada para producir 44,38 Tn/h de vapor a 41bar(a) de presión y 402°C y 13,6 Tn/h de vapor a 6 bar(a) y 173°C.

La caldera incluye:

- a) Chimenea principal
- b) Chimenea by-pass
- c) Ventiladores
- d) Cuadro de control
- e) Sistema neumático de purga continua e intermitente
- f) Válvulas de by-pass
- g) Sistema de alimentación continuo
- h) Válvulas, controles, y elementos de seguridad exigidos por el Reglamento de Aparatos a Presión.
- i) Montaje de interconexión mecánica y eléctrica

1,000	Ud	Caldera de Recuperación	1.790.476,19	1.790.476,19
1,000	Ud	Montaje e instalación		89.523,81

TOTAL PARTIDA.....1.880.000,00 €

TURBOGENERADOR DE VAPOR

Turbina de vapor de condensación, con extracción lateral a 6 bar(a), modelo AFA6 del distribuidor Pasch y Cia de la marca KKK (Kuhnle, Kopp y Kausch), equipada con alternador de 5,934 kVA, sin escobillas, síncrono, trifásico a 50 Hz, 11kV y $\cos \phi = 0,95$. Incluye condensador.

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
1,000	Ud	Turbogenerador de Vapor	1.342.857,14	1.342.857,14
1,000	Ud	Montaje e instalación		67.142,86

TOTAL PARTIDA.....1.410.000,00 €

TORRE DE REFRIGERACIÓN

Torre de enfriamiento de agua con relleno de PVC.
 Constituida por una carcasa de acero galvanizado en caliente.
 Dispone de ventilador de bajo nivel sonoro, difusores de poliéster reforzado con fibra de vidrio, cerramientos de fibrocemento, barandilla en todo el perímetro de la plataforma superior, escalera de acceso a dicha plataforma, deflectores en su parte inferior y piscina.

Dimensiones: 7,81 m altura (excluida la piscina)
 3,4 m profundidad piscina
 14 m diámetro

La estructura y accesorios están contruidos en Acero AISI 316.

1,000	Ud	Torre de enfriamiento	45.072,00	45.072,00
1,000	Ud	Montaje e instalación		1482,00

TOTAL PARTIDA.....46.554,00 €

DESGASIFICADOR TÉRMICO

Desgasificador térmico cilíndrico horizontal con cabezas laterales elipsoidales 1:1 de acero ASTM A285A , para eliminar el contenido de CO2 y O2 disuelto en el agua de alimentación a la caldera.

Dimensiones: Longitud carcasa: 4 m
 Radio carcasa y cabezas: 1,5 m
 Longitud cabezas: 1,5 m
 Capacidad geométrica total: 42,41 m³

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
1,000	Ud	Desgasificador térmico de 42 m3	12.182,00	12.182,00
1,000	Ud	Montaje e instalación		876,00

TOTAL PARTIDA.....13.058,00 €

COLECTOR DE VAPOR

Colector de vapor horizontal de cuerpo cilíndrico y cabezas elipsoidales 2:1, de 9 m de longitud y 4 m de diámetro.

Material: Acero inoxidable AISI 316.

2,000	Ud	Colector de Vapor de 257 m3	7.866,07	15.732,14
		Montaje e instalación incluido		

TOTAL PARTIDA..... 15.732,14 €

TANQUE DE AGUA FILTRADA

Tanque cilíndrico con fondo cónico y cabeza elipsoidal 2:1, de dimensiones 4,5 m de altura y 2 m de diámetro. Presenta boca de hombre de 24" con tapa que se fija herméticamente. El material del tanque es acero inoxidable AISI 316.

4,000	Ud	Tanque cilíndrico de 11,52 m3	1.672,73	6690,92
		Material y accesorios + montaje incluido		

TOTAL PARTIDA..... 6690,92 €

DEPÓSITO DE CONDENSADOS

Depósito cilíndrico con fondo cónico y cabeza elipsoidal 2:1 con una altura total de 6,25 m y un diámetro de 3 m. Posee boca de hombre de 24". El material del depósito es acero inoxidable AISI 316.

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
1,000	Ud	Tanque cilíndrico de 35,35 m3 Montaje e instalación incluido	4.464,23	8.928,46
			TOTAL PARTIDA.....	8.928,46 €

TANQUE DE AGUA TRATADA

Depósito cilíndrico con fondo cónico y cabeza elipsoidal 2:1, con una altura total de 9 m y un diámetro de 4 m. Posee boca de hombre de 24". El material del tanque es acero inoxidable AISI 316.

1,000	Ud	Tanque cilíndrico de 92,2 m3 Montaje e instalación incluido	3.377,23	13.508,92
			TOTAL PARTIDA.....	13.508,92 €

DEPÓSITO ACEITE LUBRICACIÓN TG

Depósito cilíndrico con el techo y el fondo plano, de 5 m de altura y de 2 m de diámetro. El material del depósito es acero inoxidable AISI 316.

1,000	Ud	Depósito cilíndrico de 15,71 m3	1.184,00	1.184,00
1,000	Ud	Material y accesorios montaje		184,23
			TOTAL PARTIDA.....	1.368,23 €

DEPÓSITO ACEITE LUBRICACIÓN TV

Depósito cilíndrico con el techo y el fondo plano de 2 m de altura y 1,5 m de diámetro. El material del depósito es acero inoxidable AISI 316.

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
1,000	Ud	Tanque cilíndrico de 3,53 m3	756,00	756,00
1,000	Ud	Montaje e instalación		184,23
TOTAL PARTIDA.....				940,23 €

DEPÓSITO AGUA DE POZO PARA PROCESO

Depósito cilíndrico con el techo y el fondo planos, de 9 m de altura y 8 m de diámetro. El material del depósito es acero inoxidable AISI 316.

1,000	Ud	Tanque cilíndrico de 452 m3	5.172,00	5.172,00
1,000	Ud	Montaje e instalación		257,92

TOTAL PARTIDA.....5.429,92 €

DEPÓSITO DE AGUA PCI

Depósito cilíndrico con el techo y el fondo planos de 4 m de altura y 3,5 m de diámetro. El material del depósito es acero inoxidable AISI 316.

1,000	Ud	Tanque cilíndrico de 38,5 m3	2.687,00	2.687,00
1,000	Ud	Montaje e instalación		193,23

TOTAL PARTIDA.....2.871,23 €

EQUIPOS DE BOMBEO

Equipos de bombeo de agua y vapor en la Planta de Cogeneración con accesorios antiretorno, válvulas, grifos y by-pass protectores. Empaquetadura de grafito y sello de caucho de butilo.

4,000	Ud	Bomba POZO, 5 C.V., 50 Hz, 2500 rpm	1.512,00	6.048,00
2,000	Ud	Bomba DAP, 1,5 C.V., 50 Hz, 1450 rpm	653,60	1.307,20
6,000	Ud	Bomba, 1 C.V., 50 Hz, 1450 rpm	536,00	3.216,00

Cantidad	Ud	Descripción		Precio	Importe
2,000	Ud	Bomba, 3 C.V., 50 Hz, 1450 rpm	907,20	1.814,40	
2,000	Ud	Bomba, 2 C.V., 50 Hz, 1450 rpm	722,00	1.444,00	
5,000	Ud	Accesorios + Montaje e instalación		1232,63	

TOTAL PARTIDA.....15.061,63 €

TOTAL CAPÍTULO 210.210.483,42 €

Cantidad Ud Descripción Precio Importe

CAPITULO 3: TUBERÍAS DE AGUA DE PROCESO Y VAPOR

TUBERIA ACERO AL CARB. AISI 333 1 1/2"

MI. Tubería de acero al carbono AISI 333 de 1 1/2", i/codos, manguitos y demás accesorios, totalmente instalada según normativa vigente.

30	M	Tubo acero al carb.AISI 333 1 1/2" DN 40	10,17	305,10
		AISLAMIENTO	6,65	159,60

TOTAL PARTIDA.....464,60 €

TUBERIA ACERO AL CARB. AISI 333 2"

MI. Tubería de acero al carbono AISI 333 de 2", i/codos, manguitos y demás accesorios, totalmente instalada según normativa vigente.

137,7	MI	Tubo acero al carb. AISI 333 2" DN 50	11,76	1.619,35
		AISLAMIENTO	9,69	1.174,43

TOTAL PARTIDA.....2793,78 €

TUBERIA ACERO AL CARB. AISI 333 2 1/2"

MI. Tubería de acero al carbono AISI 333 de 2 1/2", i/codos, manguitos y demás accesorios, totalmente instalada según normativa vigente.

122	MI	Tubo acero al carb.AISI 333 2 1/2"	12,07	1472,54
		AISLAMIENTO	8,26	1007,72

TOTAL PARTIDA.....2480,26 €

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
----------	----	-------------	--------	---------

TUBERIA ACERO AL CARB. AISI 333 3"

MI. Tubería de acero al carbono AISI 333 de 3", i/codos, manguitos y demás accesorios, totalmente instalada según normativa vigente.

9,0	MI	Tubo acero al carb.AISI 333 3"	12,65	113,85
		AISLAMIENTO	9,59	86,31

TOTAL PARTIDA.....200,16 €

TUBERIA ACERO AL CARB. AISI 333 3 1/2"

MI. Tubería de acero al carbono AISI 333 de 3 1/2", i/codos, manguitos y demás accesorios, totalmente instalada según normativa vigente.

77	MI	Tubo acero al carb.AISI 333 3 1/2"	12,65	974,05
		AISLAMIENTO	9,08	526,54

TOTAL PARTIDA.....1500,59 €

TUBERIA ACERO AL CARB. AISI 333 5"

MI. Tubería de acero al carbono AISI 333 de 5", i/codos, manguitos y demás accesorios, totalmente instalada según normativa vigente.

80,70	MI	Tubo acero al carb.AISI 333 5"	13,80	1113,66
		AISLAMIENTO	12,29	991,80

TOTAL PARTIDA.....2150,46 €

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
TUBERIA ACERO AL CARB. AISI 333 8"				
MI. Tubería de acero al carbono AISI 333 de 8", i/codos, manguitos y demás accesorios, totalmente instalada según normativa vigente.				
28,4	MI	Tubo acero al carb.AISI 333 8"	15,28	433,95
		AISLAMIENTO	13,05	370,60
			TOTAL PARTIDA.....804,55 €	
TUBERIA ACERO AL CARB. AISI 333 12"				
MI. Tubería de acero al carbono AISI 333 de 12", i/codos, manguitos y demás accesorios, totalmente instalada según normativa vigente.				
158,2	MI	Tubo acero al carb.AISI 333 12"	16,40	2594,48
		AISLAMIENTO	15,16	2398,31
			TOTAL PARTIDA.....4992,79 €	
TUBERIA ACERO AL CARB. AISI 333 24"				
MI. Tubería de acero al carbono AISI 333 de 24", i/codos, manguitos y demás accesorios, totalmente instalada según normativa vigente.				
5,6	M	Tubo acero al carb.AISI 333 24"	19,57	109,59
		AISLAMIENTO	22,58	126,45
			TOTAL PARTIDA.....236,04 €	
TOTAL CAPÍTULO 3			15.883,29 €	

Cantidad Ud Descripción Precio Importe

CAPÍTULO 4 : INSTALACIÓN DE GAS NATURAL

COMPRESOR DE GAS

Compresor de gas de disposición horizontal, de cilindros opuestos, de una etapa de compresión, con presión de aspiración de 6 bar(a), presión de descarga de 18 bar(a) y caudal 1,315 Kg/s, equipado con:

- Filtro de aspiración
- 2 llaves de bola para aislamiento en la aspiración y en el escape
- Dispositivo de regulación automática
- Refrigeración final
- Presostato de control
- Termostato de control

2,000	Ud	Compresor de gas (Instalación incluida)	342.850,00	685.700,00
-------	----	--	------------	------------

TOTAL PARTIDA.....685.700,00 €

ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDIDA

Estación de Regulación y Medida común diseñada para un caudal de 7.000 Nm³/h y una presión entre 30 y 50 bar.

Está constituida, entre otros, por los siguientes elementos:

- a) Filtro
- b) Regulador
- c) Válvula de seguridad
- d) Válvula de alivio
- e) Contador

1,000	Ud	Estación de Regulación y Medida	147.657,14	147.657,14
1,000	Ud	Montaje e instalación	147.657,14	7.3282,86

TOTAL PARTIDA.....155.040,00 €

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
----------	----	-------------	--------	---------

DEP. GAS NATURAL 51,6 M³

UD. Depósito de gas natural de 51.600 litros de capacidad (31476 Kg), enterrado, completo con su valvulería.

2,000	Ud	Depósito gas natural 51.600 litros instalación incluida	24.524,49	49.048,99
-------	----	---	-----------	------------------

TOTAL PARTIDA.....49.048,99 €

TOTAL CAPÍTULO 4898.329,22 €

Cantidad Ud Descripción Precio Importe

CAPÍTULO 5: INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

SISTEMA CONTROL-INFORMATIZACIÓN

Sistema de control distribuido que controla el proceso de vapor y auxiliares, coordina las seguridades de la instalación conjunta, recibe información de las turbinas, permite una fácil explotación de la planta, registra los datos importantes de la misma y emite informes periódicos.

El esquema general de este sistema es el siguiente:

- Panel sinóptico general de mosaico de ejecución mural para instalación en sala de control montado en paredes de 4.200x1.500 mm.
- Sistema electrónico de supervisión redundante, capaz de visualizar los grupos de gráficos indicativos e interactivos necesarios, almacenar la información histórica, editar los resúmenes de datos significativos y otros informes de gestión, periódicamente y la posibilidad de actuación desde el teclado de todos los elementos significativos de la planta.
- Tres monitores en color de 20 pulgadas.
- Teclado industrial y de ingeniería.
- Autómata programable de control general y autómatas dedicados a cada uno de los equipos cuya complejidad lo requiere.
- Armarios de tarjetas de entrada y salida de datos y accesorios.
- Impresora de informes y gráficos.
- Impresora y monitor de alarmas.

TOTAL PARTIDA..... 60.522,56

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
----------	----	-------------	--------	---------

INDICADORES-CONTROLADORES NIVEL

Indicador-controlador universal de nivel equipado con equipo programable de gama alta/media con gran estabilidad y precisión. Con selección de tipo de control. Alarmas absolutas, relativas y de rotura del sensor. Salida de control automática o manual 0/4...20 mA.

Ebullidor AP	1			
Ebullidor BP	1			
Torre Refrigeración	1			
Depósito Condensados	2			
TAAT	4			
TAAF	4			
Desgasificador Térmico	1			
14 Uds			185,51	2.597,14
			TOTAL PARTIDA.....	2.597,14

INDICADORES-CONTROLADORES TEMPERATURA

Indicador-controlador universal de temperatura equipado con equipo programable de gama alta/media con gran estabilidad y precisión. Con selección de tipo de control. Alarmas absolutas, relativas y de rotura del sensor. Salida de control automática o manual 0/4...20 mA. Medida la unidad instalada.

Turbina de Gas	1			
Torre Refrigeración	1			
Turbina de Vapor	1			
Desgasificador Térmico	1			
Condensador	1			

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
	5 Uds		199,18	995,9
TOTAL PARTIDA.....				995,90

INDICADORES-CONTROLADORES PRESIÓN

Indicador-controlador universal de presión equipado con equipo programable de gama alta/media con gran estabilidad y precisión. Con selección de tipo de control. Alarmas absolutas, relativas y de rotura del sensor. Salida de control automática o manual 0/4...20 mA. Medida la unidad instalada.

Torre de Refrigeración	1			
Depósitos Condensados	2			
TAAT	4			
TAAF	4			
Colector de Vapor	2			
Turbina de Vapor	1			
Desgasificador Térmico	1			
	15 Uds		194,78	2.921,70
TOTAL PARTIDA.....				2.921,70

INDICADORES-CONTROLADORES CAUDAL

Indicador-controlador universal de caudal equipado con equipo programable de gama alta/media con gran estabilidad y precisión. Con selección de tipo de control. Alarmas absolutas, relativas y de rotura del sensor. Salida de control automática o manual 0/4...20 mA. Medida la unidad instalada.

Turbina de Gas	1
Colector de Vapor	1
Turbina de Vapor	1

Cantidad	Ud	Descripción	Precio	Importe
	3 Uds		203,68	611,04
TOTAL PARTIDA.....				611,04

INDICADORES-CONTROLADORES CONCENTRACIÓN

Indicador-controlador universal de concentración equipado con equipo programable de gama alta/media con gran estabilidad y precisión. Con selección de tipo de control. Alarmas absolutas, relativas y de rotura del sensor. Salida de control automática o manual 0/4...20 mA. Medida la unidad instalada.

Ebullidor AP	1			
Ebullidor BP	1			
2 Uds			197,66	395,32
TOTAL PARTIDA.....				395,32

TOTAL CAPÍTULO 5 68.043,66 €

Código	Capítulo	Importe	%
1	OBRA CIVIL	550.519,31	4,68
2	EQUIPOS MECÁNICOS	10.210.483,42	86,94
3	TUBERÍAS DE AGUA DE PROCESO Y VAPOR	15.883,29	0,13
4	INSTALACIÓN DE GAS NATURAL	898.329,22	7,65
5	INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL	68.043,66	0,60

TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL.....11.743.258,90 €

13,00 % Gastos generales 1.526.623,00 €
 6,00 % Beneficio industrial..... 704.595,00 €
 SUMA DE G.G. y B.I..... 2.231.218,00 €
 16,00 % I.V.A..... 1.878.921,00 €

TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA.....15.853.397,00 €

TOTAL PRESUPUESTO GENERAL.....15.853.397,00 €

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de QUINCE MILLONES OCHOCIENTOS CINCUENTA Y TRES MIL TRESCIENTOS NOVENTA Y SIETE miles de EUROS.

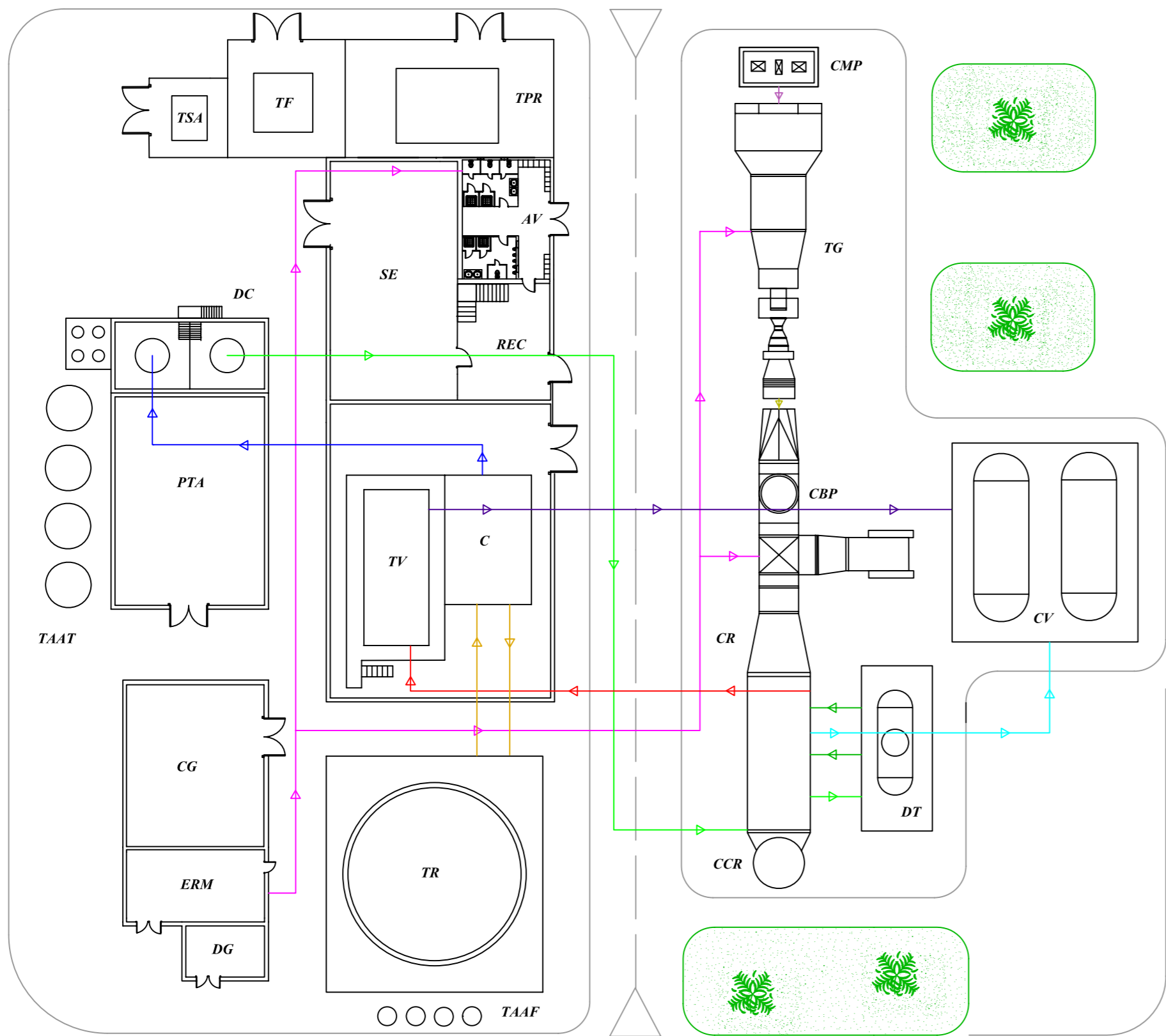
Puerto Real (Cádiz), a Junio de 2006.

EL INGENIERO QUÍMICO

PLANOS

Subestación Eléctrica
S = 323 m²

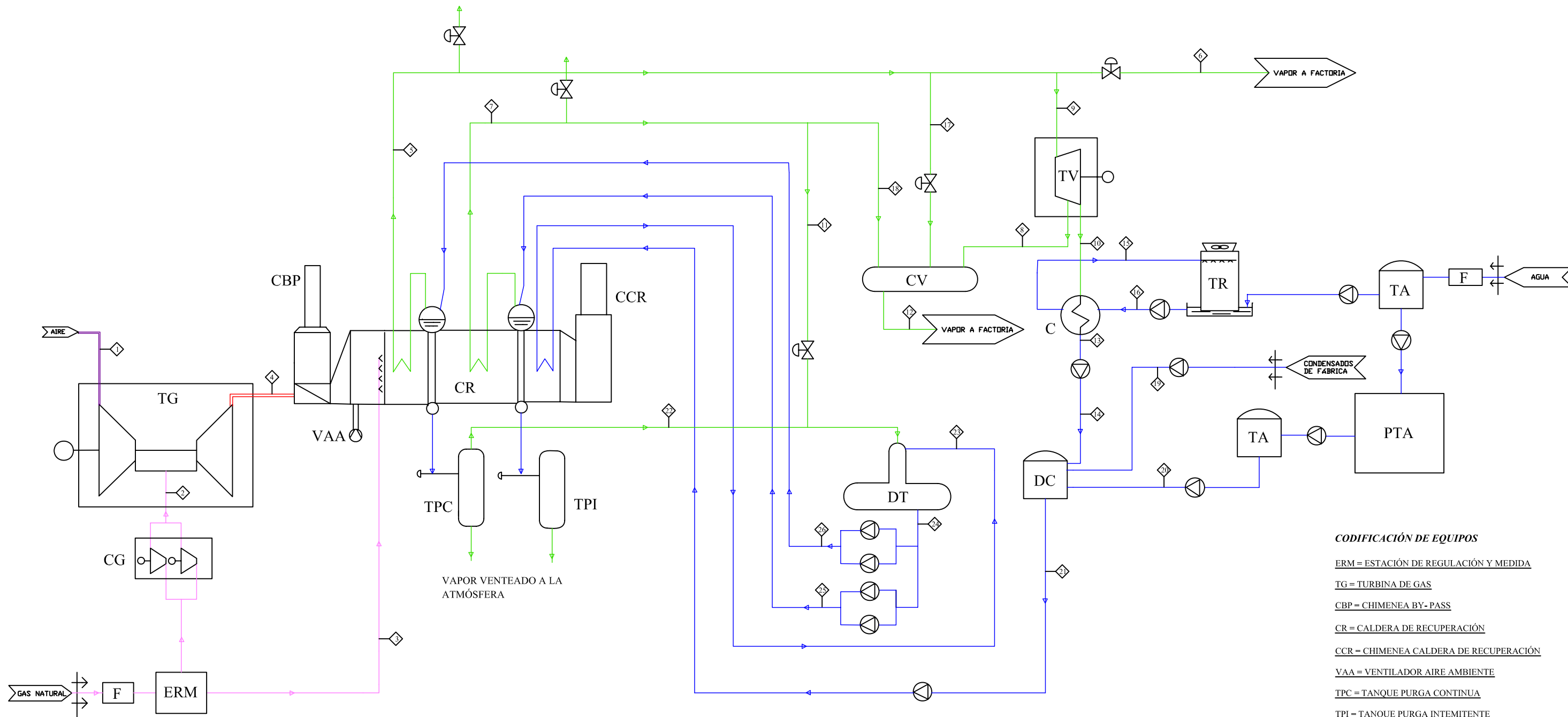
La subestación se encuentra a 200 metros en la dirección indicada por la flecha en esta misma posición



- AP. APARCAMIENTOS, S = 53 m²
- AV. ASEOS Y VESTUARIOS, S = 65 m²
- C. CONDENSADOR
- CBP. CHIMENEA BY-PASS
- CCR. CHIMENEA CALDERA DE RECUPERACIÓN
- CG. COMPRESORES DE GAS NATURAL, S = 141,5 m²
- CMP. COMPRESORES DE AIRE, S = 18 m²
- CR. CALDERA DE RECUPERACIÓN, S = 136,5 m²
- CV. COLECTORES DE VAPOR, S = 213,6 m²
- DC. DEPÓSITOS DE CONDENSADOS, S = 62,4 m²
- DG. DEPÓSITOS DE GAS NATURAL, S = 29,7 m²
- DT. DEGASIFICADOR TÉRMICO, S = 68 m²
- ERM. ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDIDA, S = 60 m²
- PTA. PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS, S = 253 m²
- REC. RECEPCIÓN, S = 63 m²
- SE. SALA ELÉCTRICA S = 184,6 m²
- TAAAF. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA FILTRADA A TR, S = 18,8 m²
- TAAT. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA TRATADA, S = 64 m²
- TF. TRANSFORMADOR DE FÁBRICA, S = 81 m²
- TG. TURBINA DE GAS, S = 85,8 m²
- TPR. TRANSFORMADOR PRINCIPAL A RED, S = 143 m²
- TR. TORRE DE REFRIGERACIÓN, S = 297 m²
- TSA. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES, S = 36 m²
- TV. TURBINA DE VAPOR, S = 383,7 m² (es el espacio de toda la nave)

- AIRE
- GASES DE COMBUSTIÓN
- GAS NATURAL
- VAPOR A ALTA PRESIÓN (41,5 bar)
- VAPOR A BAJA PRESIÓN (6 bar)
- CONDENSADOS
- AGUA DE LOS DEPÓSITOS DE CONDENSADOS (antes y después de ser precalentada en la caldera de recuperación).
- AGUA DE REFRIGERACIÓN (antes y después de condensar el vapor en el condensador).
- VAPOR EXTRAÍDO DE LA TURBINA DE VAPOR
- AGUA DEL DEGASIFICADOR TÉRMICO

Proyecto:	Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción		
Titulación:	INGENIERO QUÍMICO	UNIVERSIDAD DE CÁDIZ	
Autor:	MANUEL NIETO PÉREZ	Localización:	PUERTO REAL
Título:	IMPLANTACIÓN 1ª ALTERNATIVA	Fecha:	JUNIO 2006
Nº de plano:	1	Escala:	1:400
		Firma:	



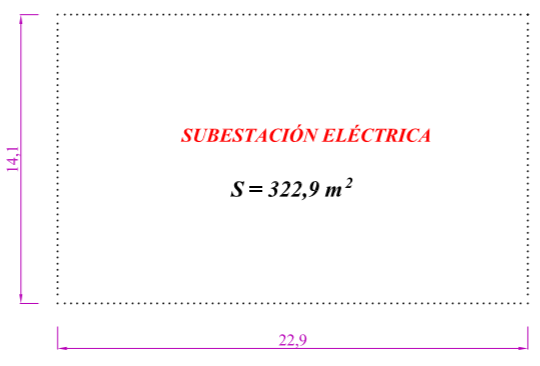
- CODIFICACIÓN DE EQUIPOS**
- ERM = ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDIDA
 - TG = TURBINA DE GAS
 - CBP = CHIMENEA BY-PASS
 - CR = CALDEIRA DE RECUPERACIÓN
 - CCR = CHIMENEA CALDEIRA DE RECUPERACIÓN
 - VAA = VENTILADOR AIRE AMBIENTE
 - TPC = TANQUE PURGA CONTINUA
 - TPI = TANQUE PURGA INTEMITENTE
 - DT = DESGASIFICADOR TÉRMICO
 - CV = COLECTOR DE VAPOR
 - TV = TURBINA DE VAPOR
 - DC = DEPÓSITO DE CONDENSADOS
 - C = CONDENSADOR
 - TR = TORRE DE REFRIGERACIÓN
 - TA = TANQUE DE ALMACENAMIENTO
 - F = FILTRO
 - PTA = PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA
 - CG = COMPRESORES DE GAS

- AGUA
- VAPOR
- GAS NATURAL
- AIRE
- GASES DE ESCAPE

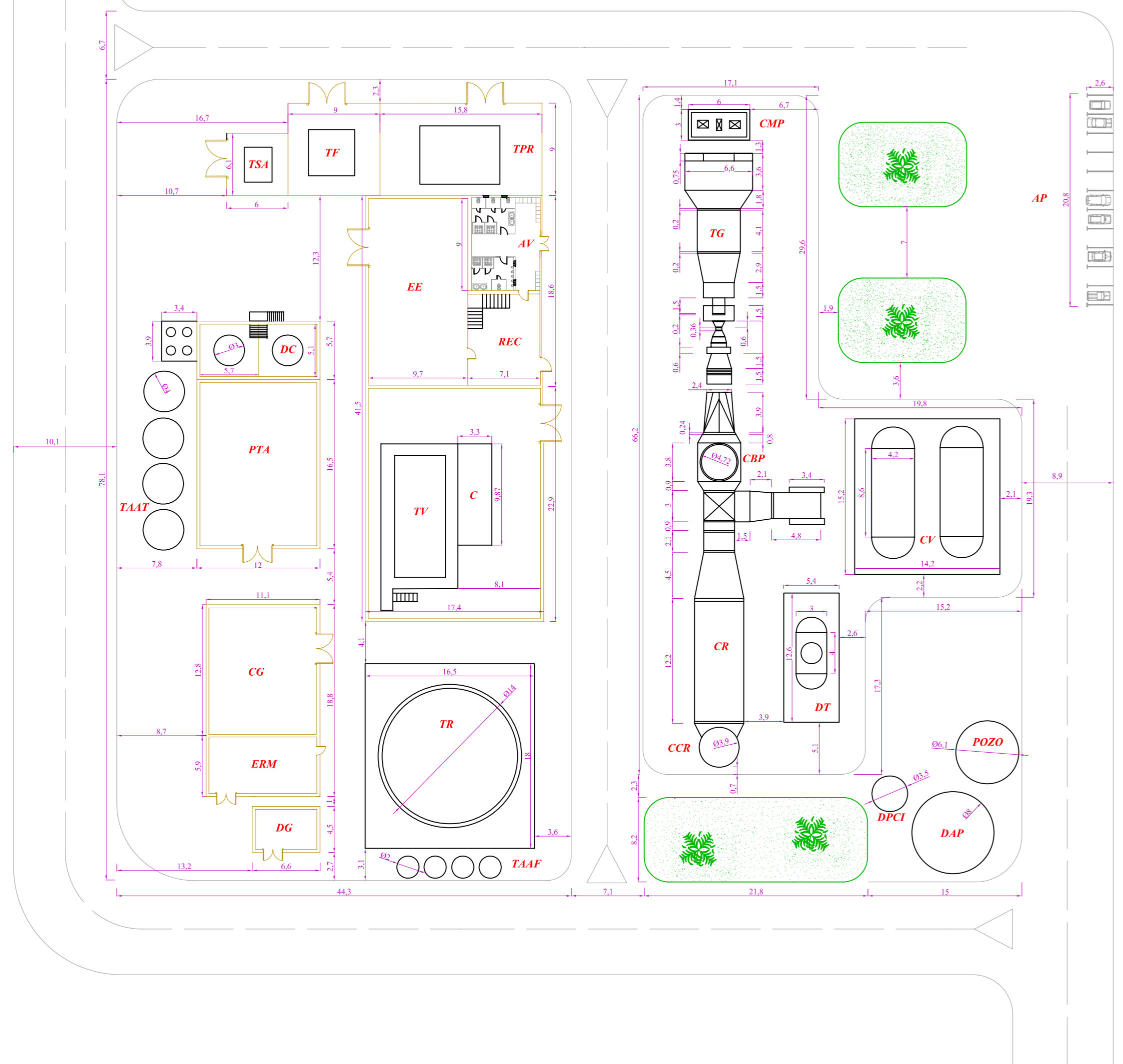
Corriente	Caudal, Kg/h	Presión, bar	Temperatura, °C	Entalpía, KJ/Kg
1 AIRE	245700	1	15	---
2 GAS NAT.	4734	18	121	---
3 GAS NAT.	0	3,5	18	---
4 GASES COMB.	249840	1	525	---
5 VAPOR	44380	41	402	3218,7
6 VAPOR	2083	11	187	2794,4
7 VAPOR	13600	6	173	2788,7
8 VAPOR	30500	6	185	2816
9 VAPOR	42300	41	402	3218,7
10 VAPOR	11800	0,105	46,8	2249
11 VAPOR	1010	6	173	2788,7
12 VAPOR	43090	6	181	2807,6
13 AGUA	11800	0,105	46,8	195

Corriente	Caudal, Kg/h	Presión, bar	Temperatura, °C	Entalpía, KJ/Kg
14 AGUA	11800	2	46,8	195,2
15 AGUA	874989	2,5	38	153
16 AGUA	874989	3	30	125,3
17 VAPOR	0	41	402	3218,7
18 VAPOR	12590	6	173	2788,7
19 AGUA	29300	2	90	377
20 AGUA	15870	2	18	75
21 AGUA	56970	2	61	253,8
22 VAPOR	109,1	2,5	127	2716,4
23 AGUA	56970	2	95	398,1
24 AGUA	58089	1,2	105	444,9
25 AGUA	13600	6	105	445,4
26 AGUA	44489	41	105	449

Proyecto: Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción			
Titulación: INGENIERO QUÍMICO		UNIVERSIDAD DE CÁDIZ	
Autor: MANUEL NIETO PÉREZ		Localización: PUERTO REAL	
Título: DIAGRAMA DE FLUJO		Fecha: JUNIO 2006	
Nº de plano: 2	Escala: S/E	Firma:	

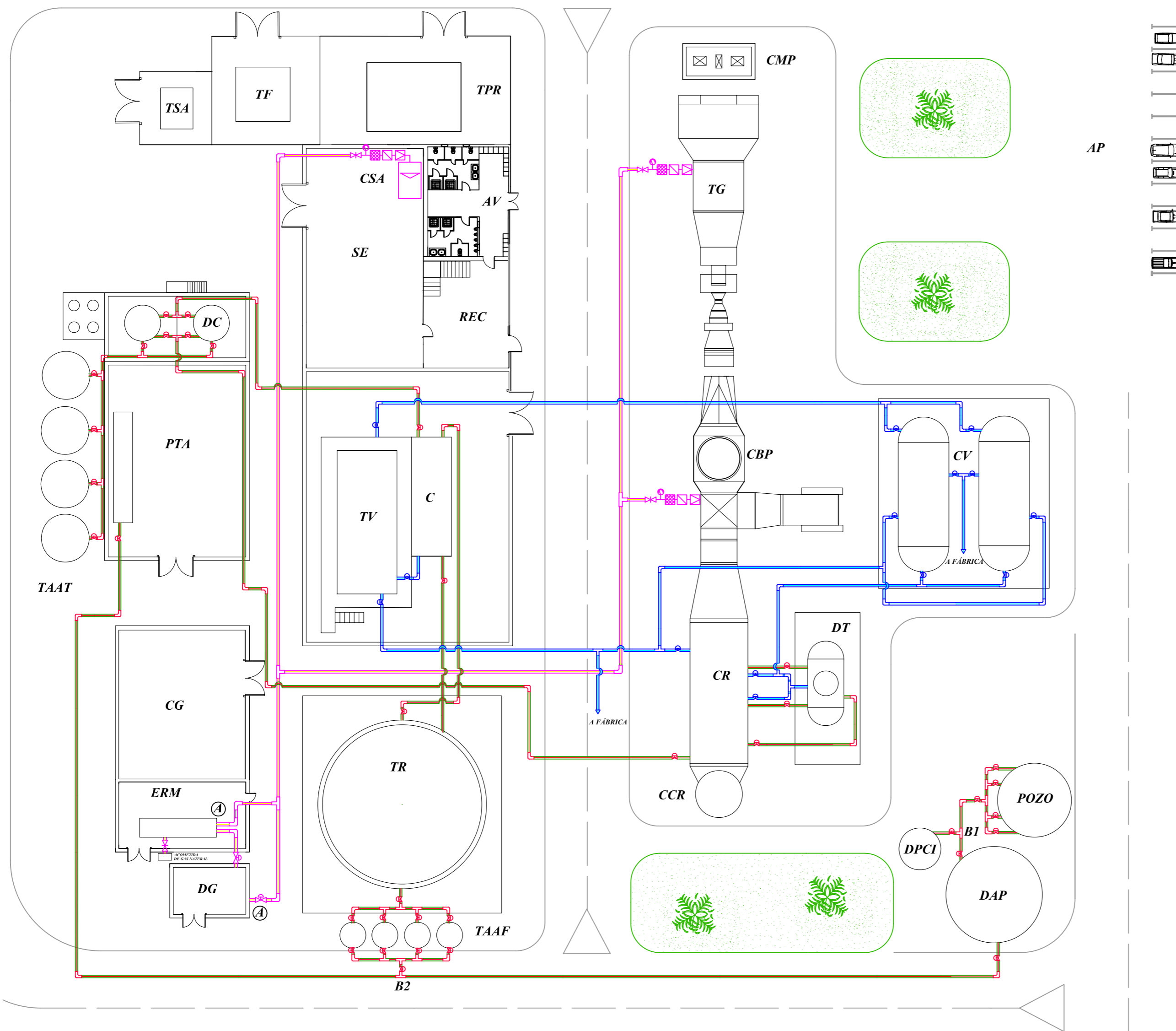


La subestación se encuentra a 200 metros en la dirección indicada por la flecha en esta misma posición



- AP. APARCAMIENTOS, $S = 54 \text{ m}^2$
- AV. ASEOS Y VESTUARIOS, $S = 64 \text{ m}^2$
- C. CONDENSADOR, $S = 32,6 \text{ m}^2$
- CBP. CHIMENEA BY-PASS, $S = 17,5 \text{ m}^2$
- CCR. CHIMENEA CALDERA DE RECUPERACIÓN, $S = 11,9 \text{ m}^2$
- CG. COMPRESORES DE GAS NATURAL, $S = 142,1 \text{ m}^2$
- CMP. COMPRESORES DE AIRE, $S = 18 \text{ m}^2$
- CR. CALDERA DE RECUPERACIÓN, $S = 136,5 \text{ m}^2$
- CV. COLECTORES DE VAPOR, $S = 215,8 \text{ m}^2$
- DAP. DEPÓSITO DE AGUA PARA PROCESO, $S = 50,27 \text{ m}^2$
- DC. DEPÓSITOS DE CONDENSADOS, $S = 68,4 \text{ m}^2$
- DPG. DEPÓSITOS DE GAS NATURAL, $S = 29,7 \text{ m}^2$
- DPCI. DEPÓSITO DE AGUA PARA PROTECCIÓN CONTRAINCENDIOS Y LAVADO, $S = 9,62 \text{ m}^2$
- DT. DESGASIFICADOR TÉRMICO, $S = 68 \text{ m}^2$
- ERM. ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDIDA, $S = 65,5 \text{ m}^2$
- PTA. PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS, $S = 198 \text{ m}^2$
- POZO. POZO (PROFUNDIDAD 10 m), $S = 29,22 \text{ m}^2$
- REC. RECEPCIÓN, $S = 68,1 \text{ m}^2$
- SE. SALA ELÉCTRICA, $S = 180,4 \text{ m}^2$
- TAAF. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA FILTRADA A TR, $S = 12,6 \text{ m}^2$
- TAAT. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA TRATADA, $S = 38,5 \text{ m}^2$
- TF. TRANSFORMADOR DE FÁBRICA, $S = 81 \text{ m}^2$
- TG. TURBINA DE GAS, $S = 85,8 \text{ m}^2$
- TPR. TRANSFORMADOR PRINCIPAL A RED, $S = 142,2 \text{ m}^2$
- TR. TORRE DE REFRIGERACIÓN, $S = 297 \text{ m}^2$
- TSA. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES, $S = 36,6 \text{ m}^2$
- TV. TURBINA DE VAPOR, $S = 398,4 \text{ m}^2$ (es el espacio de toda la nave)

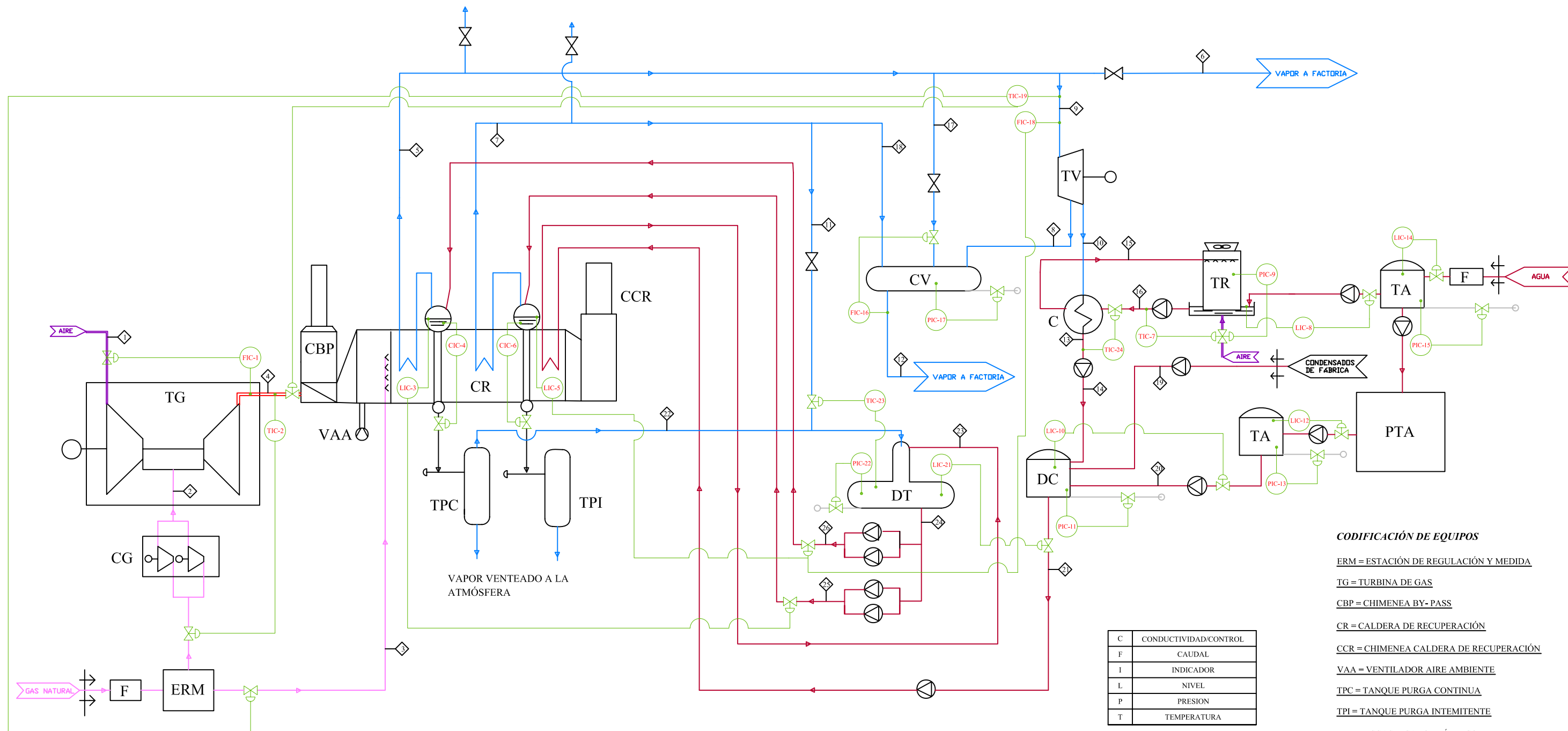
Proyecto: Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción		UNIVERSIDAD DE CÁDIZ	
Titulación: INGENIERO QUÍMICO		Localización: PUERTO REAL	
Autor: MANUEL NIETO PÉREZ		Fecha: JUNIO 2006	
Título: MEDICIONES IMPLANTACIÓN		Firma:	
Nº de plano: 3	Escala: 1:400		



- AP.** APARCAMIENTOS, $S = 54 \text{ m}^2$
- AV.** ASEOS Y VESTUARIOS, $S = 64 \text{ m}^2$
- C.** CONDENSADOR, $S = 32,6 \text{ m}^2$
- CBP.** CHIMENEA BY-PASS, $S = 17,5 \text{ m}^2$
- CCR.** CHIMENEA CALDERA DE RECUPERACIÓN, $S = 11,9 \text{ m}^2$
- CG.** COMPRESORES DE GAS NATURAL, $S = 142,1 \text{ m}^2$
- CMP.** COMPRESORES DE AIRE, $S = 18 \text{ m}^2$
- CR.** CALDERA DE RECUPERACIÓN, $S = 136,5 \text{ m}^2$
- CV.** COLECTORES DE VAPOR, $S = 215,8 \text{ m}^2$
- DAP.** DEPÓSITO DE AGUA PARA PROCESO, $S = 50,27 \text{ m}^2$
- DC.** DEPÓSITOS DE CONDENSADOS, $S = 68,4 \text{ m}^2$
- DG.** DEPÓSITOS DE GAS NATURAL, $S = 29,7 \text{ m}^2$
- DPCI.** DEPÓSITO DE AGUA PARA PROTECCIÓN CONTRAINCENDIOS Y LAVADO, $S = 15,90 \text{ m}^2$
- DT.** DESGASIFICADOR TÉRMICO, $S = 68 \text{ m}^2$
- ERM.** ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDIDA, $S = 65,5 \text{ m}^2$
- PTA.** PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS, $S = 198 \text{ m}^2$
- POZO.** POZO (PROFUNDIDAD 10 m), $S = 29,22 \text{ m}^2$
- REC.** RECEPCIÓN, $S = 68,1 \text{ m}^2$
- SE.** SALA ELÉCTRICA, $S = 180,4 \text{ m}^2$
- TAAF.** TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA FILTRADA A TR, $S = 12,6 \text{ m}^2$
- TAAT.** TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA TRATADA, $S = 38,5 \text{ m}^2$
- TF.** TRANSFORMADOR DE FÁBRICA, $S = 81 \text{ m}^2$
- TG.** TURBINA DE GAS, $S = 85,8 \text{ m}^2$
- TPR.** TRANSFORMADOR PRINCIPAL A RED, $S = 142,2 \text{ m}^2$
- TR.** TORRE DE REFRIGERACIÓN, $S = 297 \text{ m}^2$
- TSA.** TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES, $S = 36,6 \text{ m}^2$
- TV.** TURBINA DE VAPOR, $S = 398,4 \text{ m}^2$ (es el espacio de toda la nave)

	TUBERÍAS DE VAPOR
	TUBERÍAS DE AGUA
	TUBERÍAS DE GAS NATURAL

Proyecto: Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción		UNIVERSIDAD DE CÁDIZ	
Titulación: INGENIERO QUÍMICO			
Autor: MANUEL NIETO PÉREZ		Localización: PUERTO REAL	
Título: GENERAL DE TUBERÍAS		Fecha: JUNIO 2006	
Nº de plano: 4		Escala: 1:300	Firma:



- CODIFICACIÓN DE EQUIPOS**
- ERM = ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDIDA
 - TG = TURBINA DE GAS
 - CBP = CHIMENEA BY-PASS
 - CR = CALDERA DE RECUPERACIÓN
 - CCR = CHIMENEA CALDERA DE RECUPERACIÓN
 - VAA = VENTILADOR AIRE AMBIENTE
 - TPC = TANQUE PURGA CONTINUA
 - TPI = TANQUE PURGA INTEMITENTE
 - DT = DESGASIFICADOR TÉRMICO
 - CV = COLECTOR DE VAPOR
 - TV = TURBINA DE VAPOR
 - DC = DEPÓSITO DE CONDENSADOS
 - C = CONDENSADOR
 - TR = TORRE DE REFRIGERACIÓN
 - TA = TANQUE DE ALMACENAMIENTO
 - F = FILTRO
 - PTA = PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA
 - CG = COMPRESORES DE GAS

C	CONDUCTIVIDAD/CONTROL
F	CAUDAL
I	INDICADOR
L	NIVEL
P	PRESION
T	TEMPERATURA

Corriente	Caudal, Kg/h	Presión, bar	Temperatura, °C	Entalpía, KJ/Kg
1 AIRE	245700	1	15	---
2 GAS NAT.	4734	18	121	---
3 GAS NAT.	0	3,5	18	---
4 GASES COMB.	249840	1	525	---
5 VAPOR	44380	41	402	3218,7
6 VAPOR	2083	11	187	2794,4
7 VAPOR	13600	6	173	2788,7
8 VAPOR	30500	6	185	2816
9 VAPOR	42300	41	402	3218,7
10 VAPOR	11800	0,105	46,8	2249
11 VAPOR	1010	6	173	2788,7
12 VAPOR	43090	6	181	2807,6
13 AGUA	11800	0,105	46,8	195

Corriente	Caudal, Kg/h	Presión, bar	Temperatura, °C	Entalpía, KJ/Kg
14 AGUA	11800	2	46,8	195,2
15 AGUA	874989	2,5	38	153
16 AGUA	874989	3	30	125,3
17 VAPOR	0	41	402	3218,7
18 VAPOR	12590	6	173	2788,7
19 AGUA	29300	2	90	377
20 AGUA	15870	2	18	75
21 AGUA	56970	2	61	253,8
22 VAPOR	109,1	2,5	127	2716,4
23 AGUA	56970	2	95	398,1
24 AGUA	58089	1,2	105	444,9
25 AGUA	13600	6	105	445,4
26 AGUA	44489	41	105	449

- CONTROL
- AGUA
- VAPOR
- GAS NATURAL
- AIRE
- GASES DE ESCAPE

Proyecto:	Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción		
Titulación:	INGENIERO QUÍMICO	UNIVERSIDAD DE CÁDIZ	
Autor:	MANUEL NIETO PÉREZ	Localización:	PUERTO REAL
Título:	DIAGRAMA DE CONTROL	Fecha:	JUNIO 2006
Nº de plano:	5	Escala:	S/E

ANEXOS DE CÁLCULOS

ANEXOS DE CÁLCULO

ANEXO Nº1: DISEÑO DE TANQUES.....286

1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....	286
1.1. Geometría de los recipientes	286
1.2. Volumen de los recipientes	286
1.3. Presión de proyecto.....	287
1.4. Espesor de los recipientes	287
1.5. Material de construcción	288
1.6. Temperatura de proyecto	288
1.7. Elementos externos	289
1.8. Prueba hidráulica	289
2. CÁLCULO DE LOS RECIPIENTES.....	290
2.1. Volumen del recipiente ejemplo.....	290
2.2. Presión del proyecto.....	291
2.3. Espesor del recipiente ejemplo.....	292
2.4. Volumen del resto de recipientes	293
2.6. Resultados finales.....	305

ANEXO Nº 2: DISEÑO TÉRMICO DEL CONDENSADOR.....309

1. FUNDAMENTOS DEL DISEÑO TÉRMICO DE LOS CAMBIADORES DE CALOR.....	309
2. CONCEPTOS BÁSICOS EN EL DISEÑO DE CAMBIADORES DE CARCASA Y TUBOS.	311
2.1. Tubos.....	313

2.2. Carcasa	313
2.3. Consideraciones habituales de diseño	315
3. EVALUACIÓN DE COEFICIENTES DE TRANSMISIÓN DE CALOR Y DE PÉRDIDA DE CARGA.	316
3.1. Tubos.....	316
3.2. Carcasa.	318
4. CÁLCULO DEL CONDENSADOR.	321

ANEXO Nº 3: DISEÑO DE LA TORRE DE REFRIGERACIÓN.....326

1. INTRODUCCIÓN.....	326
2. BALANCE DE MATERIA.....	327
3. BALANCE DE ENERGÍA.....	327
4. CÁLCULO DE LAS DIMENSIONES DE LA TORRE DE REFRIGERACIÓN	328
5. CONSUMO DE ENERGÍA EN LA TORRE DE REFRIGERACIÓN	333

ANEXO Nº4: DISEÑO DE LAS CHIMENEAS DE LA CALDERA DE RECUPERACIÓN DE CALOR.....335

1. DEFINICIÓN DE TIRO	335
2. ECUACIONES PARA EL DISEÑO	335
2.1. Expresión para el tiro teórico.....	335
2.2. Expresión para el tiro real	336
3. DISEÑO DE LA CHIMENEAS	337
3.1. Chimenea principal	337
3.2. Chimenea by-pass.....	341

ANEXO Nº5: INSTALACIÓN DE GAS NATURAL..... 346

12.1. NORMATIVA Y REGLAMENTACIONES DE APLICACIÓN.....	346
12.2. DEPÓSITOS DE GAS NATURAL.....	346
12.3. CÁLCULO DE LA RED.....	353
12.3.1. Cálculo del diámetro de las tuberías.....	354
12.3.2. Cálculo del espesor de la tubería.....	355
12.3.3. Pérdida de carga	356
12.3.4. Dimensionado de las tuberías.....	357

ANEXO Nº6: INSTALACIÓN DE AGUA DE PROCESO Y VAPOR..360

1. CÁLCULO DEL DIÁMETRO ÓPTIMO.....	360360
2. CÁLCULO DE LA PÉRDIDA DE CARGA.....	361361
2.1. Cálculo de la pérdida de carga en líquidos.....	362362
2.2. Cálculo de la pérdida de carga en gases.	363363
3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE AGUA DE PROCESO.....	365
4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE VAPOR.....	374
5. CÁLCULO DEL AISLAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE VAPOR Y AGUA CALIENTE DE PROCESO.....	382
5.1. Cálculo de los coeficientes integrales de transmisión de calor	388
5.2. Cálculo de las pérdidas a través del espesor de aislante.....	388

ANEXO Nº7: DISEÑO DE LAS BOMBAS397

1. PRINCIPIOS TEÓRICOS.....	397
2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....	400
3. CÁLCULO DE LAS BOMBAS DE LA INSTALACIÓN DE AGUA DE PROCESO.....	402
4. CÁLCULO DE LAS BOMBAS DE LA INSTALACIÓN DE VAPOR.....	405

<u>ANEXO Nº8: SELECCIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA</u>	<u>408</u>
1. <i>MSF</i>	409
2. <i>MED</i>	411
3. <i>TVC</i>	413
4. <i>DESTILACIÓN SOLAR</i>	414
5. <i>CONGELACIÓN</i>	415
6. <i>FORMACIÓN DE HIDRATOS</i>	416
7. <i>DESTILACIÓN POR MEMBRANAS</i>	416
8. <i>CV</i>	417
9. <i>OSMOSIS INVERSA</i>	418
10. <i>ED</i>	422
11. <i>IO</i>	423

<u>ANEXO Nº9 : RENDIMIENTO ELÉCTRICO EQUIVALENTE, AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA Y EFICIENCIA GLOBAL DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN</u>	<u>426</u>
1. <i>INTRODUCCIÓN</i>	426
2. <i>BALANCE ENERGÉTICO ANUAL</i>	427
2.1. <i>Energía eléctrica generada</i>	427
2.2. <i>Consumo medio de energía primaria</i>	427
2.3. <i>Calor útil recuperado en la Planta de Cogeneración y que es aprovechado en la factoría</i>	428
3. <i>RENDIMIENTO ELÉCTRICO EQUIVALENTE</i>	429
4. <i>AHORRO DE COMBUSTIBLE</i>	430
5. <i>EFICIENCIA GLOBAL DEL SISTEMA</i>	430

ANEXO Nº10: TARIFA ELÉCTRICA Y TARIFA PARA EL GAS

<u>NATURAL</u>	<u>431</u>
1. TARIFA ELÉCTRICA.....	431
1.1. Precio final horario medio a efectos del art.24 del R.D 2818/1998.....	431
1.2. Primas a los cogeneradores R.D 2818/1998.....	432
1.3. Complemento por energía reactiva.....	433
2. TARIFA GAS NATURAL	434

ANEXO Nº1: DISEÑO DE TANQUES

1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

Para el cálculo de los tanques de almacenamiento de la planta de cogeneración se ha seguido el código API-ASME, para el diseño de tanques de almacenamiento que han de contener un líquido en su interior.

Todos los tanques de la planta están diseñados para contener líquidos en su interior, el desgasificador térmico también aunque con modificaciones en su estructura, pero al no ser incompatible con el diseño planteado se ha seguido el mismo diseño.

1.1 Geometría de los recipientes

- Cabeza: elipsoidal 2:1.
- Fondo: cónico.
- Carcasa: cilíndrica.

La carcasa está formada por virolas, soldadas unas a otras.

Algunos tanques son verticales y con esta estructura otros serán cilíndricos pero con fondos y cabeza planos y el desgasificador térmico será cilíndrico horizontal con cabezas elipsoidales 2:1.

1.2. Volumen de los recipientes

- $V_{\text{cilindro}} = \pi \cdot R^2 \cdot L$.
- $V_{\text{cabeza elipsoidal}} = (\pi \cdot D^2 \cdot h) / 6$
- $V_{\text{cono}} = 1/3 \cdot \pi \cdot R^2 \cdot h$

$$V_{\text{recipiente}} = V_{\text{cilindro}} + V_{\text{cabeza}} + V_{\text{cilindro}}$$

Se ha de tener en cuenta que los recipientes estarán llenos al 80 % a la hora de establecer sus dimensiones y que la relación entre altura y diámetro en la carcasa será de $D = 2/3 \cdot h$, que la cabeza será elipsoidal 2:1 ($2 \cdot h = R$) y que el fondo cónico cumplirá $\alpha = 45^\circ$ ($2 \cdot h = D$).

1.3. Presión de proyecto

La presión de proyecto para el diseño de los recipientes debe ser mayor que la máxima de

$$P > 1,1 \cdot \text{Presión máxima de operación}$$

$$P > \text{Presión máxima de operación} + 1 \text{ kg/cm}^2$$

1.4. Espesor de los recipientes

El espesor de cada una de las partes de los recipientes viene dado por las siguientes expresiones:

- $t_{\text{cilindro}} = (\gamma \cdot d \cdot r) / \tau_t \cdot E_s$
- $t_{\text{cabeza}} = (P \cdot D_e) / 2 \cdot \tau_t \cdot E_s + 1,8 \cdot P$
- $t_{\text{cono}} = (\gamma \cdot d^2 \cdot \text{tg} \alpha) / 4 \cdot \tau_t \cdot E_s \cdot \cos \alpha$

donde

γ = peso específico del producto almacenado, kg/cm^3 .

d = nivel máximo de producto almacenado, cm.

r = radio del cilindro, cono y cabeza elipsoidal, cm.

τ_t = tensión máxima admisible del material, kg/cm^2 .

E_s = eficiencia de soldadura según tipo de soldadura. Para junta soldada a tope en doble V y no examinada, toma valor de 0,7.

P = presión externa, kg/cm^2 .

D_e = Diámetro externo, cm.

α = semiángulo de la abertura del cono, °

Habrà que tener en cuenta la corrosi3n debido al producto almacenado y a los agentes externos, por lo que el espesor final serà:

- $t_{\text{cilindro}} = t_{\text{cilindro}} + t_{\text{corrosi3n}}$, mm
- $t_{\text{cabeza}} = t_{\text{cabeza}} + t_{\text{corrosi3n}}$, mm
- $t_{\text{cono}} = t_{\text{cono}} + t_{\text{corrosi3n}}$, mm

1.5. Material de construcci3n

El material que se ha escogido para la construcci3n de los recipientes es acero estructural ASTM A285A o bien acero inoxidable AISI 316, ya que ninguno de los productos contenidos es corrosivo, y tratando y protegiendo los tanques adecuadamente, es un material id3neo.

La tensi3n admisible del ASTM A285A es $3.160,5 \text{ kg/cm}^2 = \tau_a$

Por lo tanto la tensi3n màxima admisible del material es

$$\tau_r = \tau_a/n = 3.160,5/2 = 1.580,25 \text{ kg/cm}^2.$$

donde

n = coeficiente de seguridad = 2.

1.6. Temperatura de proyecto

La temperatura de proyecto serà:

$$T_{\text{trabajo}} + 20 \text{ } ^\circ \text{C}$$

1.7. Elementos externos

Todos los recipientes contarán de escaleras para su acceso, boca de hombre para su limpieza y acceso al interior, conexiones de entrada y salida de productos y orejetas para su izado y posible traslado.

Los recipientes de mayor capacidad dispondrán de plataformas superiores y anclajes para la sujeción de los mismos a los recipientes.

1.8. Prueba hidráulica

Antes de su puesta en operación, todos los recipientes deben ser comprobados sometiéndolos a una prueba hidráulica a una presión mayor que la de proyecto.

La presión de prueba hidráulica será

$$P_{\text{hidráulica}} = 1,5 \cdot P \cdot \tau_{\tau} / \tau_{\alpha\mu\beta}$$

donde

P = presión del proyecto.

τ_{τ} = tensión máxima admisible a temperatura de proyecto.

τ_{amb} = tensión máxima admisible a temperatura ambiente.

El recipiente debe soportar la presión hidráulica y se ha de verificar que la tensión máxima desarrollada en las paredes < 90 % del límite elástico del material.

2. CÁLCULO DE LOS RECIPIENTES

El cálculo se va a hacer de forma más detallada para un recipiente en concreto, pero todos los demás recipientes seguirían el mismo procedimiento de cálculo. Se va a calcular el tanque de almacenamiento de agua para suministro a la torre de refrigeración.

2.1. Volumen del recipiente ejemplo

En el proceso estudiado en el anexo correspondiente a la torre de refrigeración se calculó que aproximadamente el 1% del agua enfriada en la torre se evaporaba, por tanto, debe ser repuesta. El diseño de la torre de refrigeración se ha hecho para el caso más desfavorable que corresponde a una condensación de todo el vapor que se suministra a la turbina de vapor, sin embargo ahora se considerará el caso normal de funcionamiento que corresponde a la condensación de 11,8 Tn/h de vapor y, por tanto, del balance entálpico, 875Tn/h de agua de refrigeración

$875 \text{ Tn/h} \times 0,01 = 8,75 \text{ Tn/h}$ de agua debe suministrarse a la torre como agua de reposición.

Si se estima un tiempo de residencia en el tanque de 1 hora, la capacidad necesaria para el tanque es de:

$$8,75 \frac{\text{Tn}}{\text{h}} \times 1 \text{ h} \times 1 \frac{\text{m}^3}{\text{Tn}} = 8,75 \text{ m}^3$$

El recipiente ha de almacenar un volumen de $8,75 \text{ m}^3$ de agua, y sabiendo que el nivel del llenado del tanque es del 80 %, la capacidad geométrica del mismo habrá de ser $10,94 \text{ m}^3$, o bien superior.

Las dimensiones de la carcasa, fondo y cabeza serán, por tanto:

- Carcasa

$$L = 3 \text{ m}; R = 1 \text{ m} \rightarrow V_{\text{carcasa}} = \pi \cdot R^2 \cdot L = 9,42 \text{ m}^3.$$

- Cono

$$h = 1 \text{ m}; R = 1 \text{ m}; \alpha = 45^\circ \rightarrow V_{\text{cono}} = \frac{1}{3} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot h = 1,05 \text{ m}^3.$$

- Cabeza elipsoidal 2:1

$$h = 0,5 \text{ m}; R = 1 \text{ m} \rightarrow V_{\text{cabeza}} = \pi \cdot D^2 \cdot h / 6 = 1,05 \text{ m}^3.$$

$$V_{\text{Recipiente}} = V_{\text{carcasa}} + V_{\text{cono}} + V_{\text{cabeza}} = 9,42 + 1,05 + 1,05 = \mathbf{11,52 \text{ m}^3}.$$

Se estudia a continuación la utilización de varios tanques, en ese caso el tiempo de residencia del agua en cada uno se verá incrementado:

Número de tanques	Tiempo de residencia, h
2	2
3	3
4	4

Se utilizarán 4 tanques.

2.2. Presión del proyecto

La presión externa a la que están sometidos todos los recipientes es de 1,033 kg/cm². La presión interna debido al almacenamiento de los líquidos dentro de los recipientes dependerá del peso específico de cada producto almacenado y de la altura que alcanza dentro del recipiente.

2.3. Espesor del recipiente ejemplo

Para calcular el espesor de cada una de las partes del recipiente habrá que saber el valor del peso específico del líquido contenido. Habrá que tener en cuenta que la carcasa está constituida por 3 virolas, formadas por chapas curvadas y soldadas, de 1 m de anchura.

Los valores que toman las distintas variables son:

$$\gamma = 1000 \text{ kg/m}^3 = 1 \cdot 10^{-3} \text{ kg/cm}^3.$$

d = toma valores distintos en función de la parte del recipiente que se calcula.

$$r = 1 \text{ m} = 100 \text{ cm}.$$

$$\tau_t = 1.580,25 \text{ kg/cm}^2.$$

$$E_s = 0,7.$$

$$\text{Cos} \alpha = 0,707; \text{tg} \alpha = 1.$$

$$P = 1,033 \text{ kg/cm}^2.$$

- Carcasa

$$t_{\text{carcasa}} = \gamma \cdot d \cdot r / \tau_t \cdot E_s$$

- Virola 1 (Virola inferior) → $t = 0,036 \text{ cm} = 0,36 \text{ mm}$
- Virola 2 (Virola intermedia) → $t = 0,027 \text{ cm} = 0,27 \text{ mm}$
- Virola 3 (Virola superior) → $t = 0,018 \text{ cm} = 0,18 \text{ mm}$

- Cono

$$t_{\text{cono}} = (\gamma \cdot d^2 \cdot \text{tg} \alpha) / 4 \cdot \sigma_t \cdot E_s \cdot \text{cos} \alpha = 0,08 \text{ cm} = 0,80 \text{ mm}.$$

- Cilindro

$$t_{\text{cabeza}} = (P \cdot D_e) / 2 \cdot \sigma_t \cdot E_s + 1,8 \cdot P = 1,95 \text{ cm} = 19,5 \text{ mm}$$

Al espesor obtenido analíticamente habrá que sumarle el espesor debido a la corrosión, que se estima en 3 mm, por lo que los espesores finales de cada virola serán:

$$t_{f \text{ virola } 1} = t_{\text{virola } 1} + t_{\text{corrosión}} = 0,36 + 3 = 3,36 \text{ mm} == \mathbf{4 \text{ mm.}}$$

$$t_{f \text{ virola } 2} = t_{\text{virola } 2} + t_{\text{corrosión}} = 0,27 + 3 = 3,27 \text{ mm} == \mathbf{4 \text{ mm.}}$$

$$t_{f \text{ virola } 3} = t_{\text{virola } 3} + t_{\text{corrosión}} = 0,18 + 3 = 3,18 \text{ mm} == \mathbf{4 \text{ mm.}}$$

$$t_{f \text{ cono}} = t_{\text{cono}} + t_{\text{corrosión}} = 0,8 + 3 = 3,8 \text{ mm} == \mathbf{4 \text{ mm.}}$$

$$t_{f \text{ cabeza}} = t_{\text{cabeza}} + t_{\text{corrosión}} = 19,5 + 3 = 22,5 \text{ mm} == \mathbf{23 \text{ mm.}}$$

2.4. Volumen del resto de recipientes

Depósito de condensados

Existen tres aportes distintos de agua a este depósito que se encuentra a 2 bar.

- ❖ Vapor condensado procedente del condensador de la turbina de vapor
- ❖ Condensados procedentes de la fábrica
- ❖ Agua de la planta de tratamiento

La siguiente tabla resume las características de estas corrientes:

	Condensador	Fábrica	Planta tratamiento
Caudal, Tn/h	11,8	29,3	15,87
Temperatura, °C	46,8	90	18

P.F.C: Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción	ANEXOS DE LA MEMORIA	Página 294 de 434
---	-----------------------------	-------------------

Presión, bar	2	2	2
Entalpía, KJ/Kg	172	377	75

Nota: Las entalpías se han obtenido de la tabla A-7 agua líquida comprimida del libro TERMODINÁMICA Tomo II Mc Graw-Hill

Se plantea a continuación el balance entálpico para caracterizar la corriente de salida del depósito.

$m_{\text{salida}} = 56,97 \text{ Tn/h}$ que es el agua necesaria para aporte a la caldera.

$$11,8 \cdot 172 + 29,3 \cdot 377 + 15,87 \cdot 75 = 56,97 \cdot h_{\text{salida}}$$

$$h_{\text{salida}} = 253,8 \text{ KJ/Kg}$$

Se obtiene ahora la temperatura de esa corriente sabiendo que su presión es de 2 bar y su entalpía 253,8 KJ/Kg

De las tablas \longrightarrow $T = 61 \text{ }^\circ\text{C}$

Las características de esta corriente se resumen de la siguiente tabla:

Caudal, Tn/h	56,97
Temperatura, °C	61
Presión, bar	2
Entalpía, KJ/Kg	253,8

Si se estima un tiempo de residencia en el depósito de 30 minutos, la capacidad necesaria para el depósito es de:

$$15,83 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} \times 60 \frac{\text{s}}{\text{min}} \times 30 \text{ min} \times \frac{1 \text{ m}^3}{996 \text{ Kg}} = 28,6 \text{ m}^3$$

Si el recipiente es cilíndrico con diámetro = 1/2*altura

$$\begin{array}{l} \pi/4 \cdot D^2 \cdot H = 28,6 \\ D = 1/2 H \end{array} \quad \longrightarrow \quad \begin{array}{l} D = 2,63 \text{ m} \\ H = 5,26 \text{ m} \end{array}$$

Como un tiempo de residencia de 30 minutos es pequeño, se utilizarán dos depósitos de condensados de 28,6 m³ con el fin de disponer de, al menos, una hora de tiempo de respuesta en caso de algún fallo en el sistema aporte de condensados a estos depósitos.

Tanques de almacenamiento del agua tratada

4.1.3.1 Tanque de almacenamiento del agua tratada para depósito de condensados

Debe considerarse para el diseño que la planta de tratamiento de agua trabaja en discontinuo durante 12h/día y que la planta de cogeneración trabaja 24h/día y que el aporte de 15,87 Tn/h de agua tratada al depósito de condensados para suministro a la caldera debe hacerse en continuo.

Se calcula, en primer lugar, la producción necesaria por la planta de tratamiento para cubrir el suministro al depósito de condensados.

$$P \frac{m^3}{h} \times 1000 \frac{Kg}{m^3} \times 12 \frac{h}{día} = 15870 \frac{Kg}{h} \times 24 \frac{h}{día}$$

De aquí: $P = 31,74 \text{ m}^3/\text{h}$

Se calcula, a continuación, la cantidad total de agua que es necesario almacenar:

31740 - 15870 = 15870 Kg/h deben almacenarse

Como trabaja 12 h/día, se almacenarán al día 190,44 Tn = 190,44 m³, luego esta debe ser la capacidad del tanque. Puesto que es una capacidad elevada se pondrán 4 depósitos de almacenamiento cilíndricos para almacenar 60 m³ de agua cada uno (se sobredimensiona):

Si el recipiente es cilíndrico con diámetro = 1/2*altura

$$\begin{array}{l} \pi/4 * D^2 H = 60 \\ D = 1/2 H \end{array} \longrightarrow \begin{array}{l} D = 3,36 \text{ m} \\ H = 6,73 \text{ m} \end{array}$$

Nº depósitos	Capacidad, m ³	Geometría	Altura, m	Diámetro, m
4	60	Cilíndrica	6,73	3,36

Como el nivel de llenado es del 80 %, la capacidad geométrica del tanque mínima será 75 m³.

Ahora bien, no se ha considerado el caso en el que la turbina de vapor esté parada, pues en ese caso la planta de tratamiento debe suministrar también 11,8 Tn/h al depósito de condensados además de los 15,87 Tn/h anteriores.

Como la turbina de vapor está parada sólo esporádicamente para limpieza o por necesidad de reparación y durante periodos de tiempo cortos (del orden de 30 minutos) lo que se hará será aumentar la capacidad de producción de la planta de tratamiento en ese día a 33m³/h de modo que sobren 1,26*12 = 15,12 Tn ese día, suficientes para cubrir la demanda de agua en la caldera.

Como los tanques se sobredimensionaron existe capacidad suficiente para albergar esa cantidad más de agua tratada en esos casos esporádicos de limpieza o necesidad de reparación.

Tanque de almacenamiento del agua tratada para fábrica

Debe considerarse para el diseño que la planta de tratamiento de agua trabaja en discontinuo durante 12h/día, y que el aporte de 42 Tn/h de agua desmineralizada para uso industrial a la fábrica debe hacerse en continuo.

Se calcula, en primer lugar, la producción necesaria por la planta de tratamiento para cubrir el suministro al depósito de agua desmineralizada para la fábrica:

$$\text{De aquí: } P = 84 \text{ m}^3/\text{h}$$

Se calcula, a continuación, la cantidad total de agua que es necesario almacenar:

$$84000 - 42000 = 42000 \text{ Kg/h deben almacenarse}$$

Como trabaja 12 h/día, se almacenarán al día $504 \text{ Tn} = 504 \text{ m}^3$, luego esta debe ser la capacidad del tanque. Puesto que es una capacidad elevada se pondrán 4 depósitos de almacenamiento cilíndricos para almacenar 150 m^3 de agua cada uno (se sobredimensiona):

Si el recipiente es cilíndrico con diámetro = $1/2$ *altura

$$\begin{array}{l} \pi/4 \cdot D^2 \cdot H = 150 \\ D = 1/2 H \end{array} \quad \longrightarrow \quad \begin{array}{l} D = 4,54 \text{ m} \\ H = 9,14 \text{ m} \end{array}$$

Nº depósitos	Capacidad, m ³	Geometría	Altura, m	Diámetro, m
4	150	Cilíndrica	9,14	4,54

Desgasificador térmico

Existen tres corrientes de entrada al desgasificador térmico que son:

- ❖ Vapor del tanque de purga continúa.
- ❖ Agua precalentada en la caldera.
- ❖ Vapor de B.P.

La siguiente tabla resume las características de estas corrientes:

Procedencia	Tanque purga cont.	Caldera (agua líq.)	Caldera (vapor)
Caudal, Tn/h	0,109	56,97	1,01
Temperatura, °C	127	95	173
Presión, bar	2,5	2	6
Entalpía, KJ/Kg	2716,4	398,1	2788,7

Se plantea a continuación el balance entálpico para caracterizar la corriente de salida del depósito.

$m_{\text{salida}} = 58,089$ Tn/h que es el agua para aporte a la caldera para producir los 44,38 Tn/h de vapor a A.P. y 13,6 Tn/h de vapor a B.P, donde se incluyen purgas y el aporte de vapor de B.P. al desgasificador.

$$56,97 \cdot 398,1 + 0,109 \cdot 2716,4 + 1,01 \cdot 2788,7 = 58,089 \cdot h_{\text{salida}}$$

$$h_{\text{salida}} = 444,9 \text{ KJ/Kg}$$

Se obtiene ahora la temperatura de esa corriente sabiendo que su presión es de 1,2 bar y su entalpía 444,9 KJ/Kg

De las tablas \longrightarrow $T = 105 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Las características de esta corriente se resumen de la siguiente tabla:

Caudal, Tn/h	58,089
Temperatura, °C	105
Presión, bar	1,2
Entalpía, KJ/Kg	444,9

Si se estima un tiempo de residencia en el depósito de 30 minutos, la capacidad necesaria para el depósito es de:

$$16,14 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} \times 60 \frac{\text{s}}{\text{min}} \times 30 \text{ min} \times \frac{1}{954} \frac{\text{m}^3}{\text{Kg}} = 30,45 \text{ m}^3$$

Como se diseñará para un nivel de llenado del 80%, la capacidad geométrica mínima de cada depósito será de 38 m^3 .

Indicar también que la geometría del desgasificador es diferente a la del resto de tanques, será cilíndrico horizontal con los laterales elipsoidales 1:1 y dispondrá de todos los accesorios necesarios para su función (eliminar CO_2 y O_2 disueltos). No

obstante pese a sus particularidades, a efectos de cálculo de dimensionamiento, el procedimiento es similar al resto de tanques.

Depósitos de aceite de lubricación para las turbinas de gas y de vapor(DA)

El consumo de aceite por parte de las turbinas de la planta de cogeneración es, según datos de los fabricantes, General Electric y Pasch and Cia, respectivamente para la turbina de gas y de vapor, el siguiente:

	Consumo específico, g/kWh
Turbina de gas LM2500 de General Electric	0,6
Turbina de vapor AFA6, KKK de Pasch Cia	0,5

Fijando una autonomía de 30 días sin reposición de aceite, resulta lo siguiente:

$$kWh_{\text{producidos TG}} = 22371 \cdot 24 \cdot 30 = 16107120 \text{ kWh/mes}$$

$$kWh_{\text{producidos TV}} = 5044 \cdot 24 \cdot 30 = 3631680 \text{ kWh/mes}$$

Se determina ahora el consumo de aceite para cada turbina y considerando una densidad para el aceite de 850 Kg/m³, según especificaciones del aceite de lubricación indicadas en la presente memoria, el volumen de los depósitos necesarios.

	Consumo aceite, kg/mes	Volumen aceite
Turbina de gas LM2500	9664	11,37
Turbina de vapor AFA6	1816	2,14

Estos depósitos serán cilíndricos como el resto pero con fondo y tope planos, según se observa en su plano correspondiente y se dimensionarán para un 80% de nivel de llenado.

Estos depósitos serán cerrados e irán ubicados cerca de la turbina de gas y de vapor, respectivamente.

Depósito de agua de pozo para proceso(DAP)

Este depósito deberá albergar toda el agua necesaria para reposición de los tanques de agua de la torre de refrigeración y el agua para la planta de tratamiento, puesto que las bombas del pozo sólo funcionarán cada 8 horas y durante un período de una hora para garantizar la regeneración del pozo, este depósito deberá contener un volumen de:

- Agua torre refrigeración --- $32,55 \text{ Tn/h} * 8\text{h} = 260,4 \text{ Tn} = 260 \text{ m}^3$
- Agua planta de tratamiento --- $(15,87+42) \text{ Tn/h} * 8\text{h} = 463 \text{ Tn} = 463 \text{ m}^3$
- Volumen total --- 723 m^3

El nivel de llenado, en este caso, se supone del 90 %, de modo que la capacidad geométrica del tanque mínima será 804 m^3 .

Depósito de agua de pozo para protección contra incendios (DPCI)

Este depósito deberá albergar toda el agua necesaria para lavado de la planta y sus equipos y para suministro de agua a la mangueras de protección contra incendios. En este caso se supondrá un consumo de 30 Tn / día. Como las bombas del pozo sólo funcionarán cada 8 horas y durante un período de una hora para garantizar la regeneración del pozo, este depósito debería contener un volumen de:

$$\text{➤ } 30 \text{ Tn/día} * 1 \text{ día} / 24 \text{ h} * 8 \text{ h} = 10 \text{ Tn} = 10 \text{ m}^3$$

Pero esto sería así sólo si el consumo fuese homogéneo en todas las horas del día, sin embargo en este caso, habrá picos de consumo, así cuando se esté limpiando la planta, habrá un pico de consumo de modo que se dimensionará el tanque para almacenar el agua necesaria para un día completo, esto es, 30 Tn = 30 m³.

El nivel de llenado, en este caso, se supone del 80 %, de modo que la capacidad geométrica del tanque mínima será 37,5 m³.

Colector de Vapor

Existen tres corrientes de entrada al colector de vapor que son:

- ❖ Vapor de baja presión.
- ❖ Extracción de la turbina de vapor.
- ❖ Vapor de AP by-pass.

La siguiente tabla resume las características de estas corrientes:

Procedencia	Vapor BP	Extracción TV	Vapor AP by-pass
Caudal, Tn/h	12,59	30,5	0 *
Temperatura, °C	173	185	173
Presión, bar	6	6	6
Entalpía, KJ/Kg	2788,7	2816	2788,7

* En condiciones normales no existe aporte de vapor de baja presión by-pass al colector

$m_{\text{salida}} = 43,09$ Tn/h que cubre el vapor de 5,5 bar demandado por la fábrica para sus procesos de fabricación. Es un caudal ligeramente superior al demandado (42,2 Tn/h) para así cubrir posibles pérdidas y las diferencias de horas de funcionamiento.

Se plantea a continuación el balance entálpico:

$$12,59 \cdot 2788,7 + 30,5 \cdot 2816 = 43,09 \cdot h_{\text{salida}}$$

$$h_{\text{salida}} = 2807,6 \text{ KJ/Kg}$$

Se obtiene ahora la temperatura de esa corriente sabiendo que su presión es de 6 bar y su entalpía 2807,6 KJ/Kg

De las tablas \longrightarrow $T = 181 \text{ }^\circ\text{C}$

Las características de esta corriente se resumen de la siguiente tabla:

Caudal, Tn/h	43,09
Temperatura, °C	181
Presión, bar	6
Entalpía, KJ/Kg	2807,6

NOTA: El vapor suministrado a fábrica tiene una presión ligeramente superior a la especificada (5,5 bar) para vencer las caídas de presión del transporte. Se trata de un vapor recalentado. Al disminuir la presión también disminuye la temperatura del vapor, supongamos la caída de presión a entalpía constante, en ese caso $T_{5,5 \text{ bar}} = 170 \text{ °C}$

Para el diseño de este colector se considera el vapor de agua como un gas ideal, de modo que se cumple para éste: $P \cdot V = n \cdot R \cdot T$

$$P = 6 \text{ bar} = 600000 \text{ Pa}$$

$$n = 43,09 \text{ Tn/h} \cdot 1000 \text{ Kg/Tn} \cdot 1/3600 \text{ h/s} \cdot 1/18 \text{ Kmol/Kg} \cdot 1000 \text{ mol/Kmol} = 680,56 \text{ mol/s}$$

$$R = 8,314 \text{ J/mol K}$$

$$T = 181 + 273,15 = 454,15 \text{ K}$$

Se obtiene, sustituyendo los datos, $V = 4,28 \text{ m}^3/\text{s}$, si se estima un tiempo de residencia de 1 min, la capacidad necesaria para el colector es de $256,8 \text{ m}^3$.

Si el recipiente es cilíndrico horizontal con diámetro = $1/2 \cdot$ altura

$$\begin{array}{l} \pi/4 \cdot D^2 \cdot H = 256,8 \\ D = 1/2 \cdot H \end{array} \quad \longrightarrow \quad \begin{array}{l} D = 5,47 \text{ m} \\ H = 10,94 \text{ m} \end{array}$$

Se utilizarán mejor dos colectores de vapor de las siguientes dimensiones:

$$D = 4,34 \text{ m}$$

$$H = 8,68 \text{ m}$$

2.6. Resultados finales

Siguiendo el mismo procedimiento (indicado paso a paso) que para el diseño de los tanques de agua almacenada para suministro a la torre de refrigeración, se pueden resumir los resultados obtenidos en la siguiente tabla.

<u>Equipo</u>	<u>TAAF</u>	<u>DC</u>	<u>TAAT</u>
Producto almacenado	Agua filtrada	Condensados	Agua de la planta de tratamiento
Número de unidades	4	2	4
Capacidad geométrica (m³)	11,52	35,35	92,16
Capacidad útil (m³)	9,22	28,8	73,73
Volumen a almacenar (m³)	8,75	28,6	70
Altura total (m)	4,50	6,25	9
Diámetro (m)	2	3	4
Material	ASTM A285A	ASTM A285A	ASTM A285A
CARACTERÍSTICAS DE LA CARCASA			
Volumen carcasa (m³)	9,42	28,27	75,4
Altura carcasa (m)	3	4	6
Radio carcasa (m)	1	1,5	2
Anchura virola 1 (m)	1	1	2
Espesor virola 1 (mm)	4	4	5
Anchura virola 2 (m)	1	1	2
Espesor virola 2 (mm)	4	4	5
Anchura virola 3 (m)	1	1	2

Espesor virola 3 (mm)	4	4	4
Anchura virola 4 (m)	---	1	---
Espesor virola 4 (mm)	---	4	---
CARACTERÍSTICAS DE LA CABEZA			
Volumen cabeza (m ³)	1,05	3,54	8,38
Altura cabeza (m)	0,5	0,75	1
Radio cabeza (m)	1	1,5	2
Espesor (mm)	23	23	24
Presión operación (kg/cm ²)	1,033	1,033	1,033
CARACTERÍSTICAS DEL FONDO			
Volumen Fondo (m ³)	1,05	3,54	8,38
Altura fondo (m)	1	1,5	2
Radio fondo (m)	1	1,5	2
Espesor (mm)	4	5	7

<u>Equipo</u>	<u>DT</u>
Producto almacenado	Agua para suministro a caldera
Número de unidades	1
Capacidad geométrica (m ³)	42,41
Capacidad útil (m ³)	33,93
Capacidad nominal (m ³)	34
Longitud total (m)	7
Diámetro (m)	3
Material	ASTM A285A o Ac. Inox. AISI 316
CARACTERÍSTICAS DE LA CARCASA	
Volumen carcasa (m ³)	28,27
Longitud de la carcasa (m)	4
Radio carcasa (m)	1,5
Anchura virola 1 (m)	1

Espesor virola 1 (mm)	4
Anchura virola 2 (m)	1
Espesor virola 2 (mm)	4
Anchura virola 3 (m)	1
Espesor virola 3 (mm)	4
Anchura virola 4 (m)	1
Espesor virola 4 (mm)	4
CARACTERÍSTICAS DE LAS CABEZAS ELIPSOIDALES 1:1	
Volumen cabeza (m³)	7,07
Longitud cabeza (m)	1,5
Radio cabeza (m)	1,5
Espesor (mm)	23
Presión operación (kg/cm²)	1,033

<u>Equipo</u>	<u>DA - TG</u>	<u>DA - TV</u>
Producto almacenado	Aceite de lubricación a la turbina de gas	Aceite de lubricación a la turbina de vapor
Número de unidades	1	1
Capacidad geométrica (m³)	15,71	3,53
Capacidad útil (m³)	12,57	2,83
Capacidad nominal (m³)	13	3
Altura total (m)	5	2
Diámetro (m)	2	1,5
Material	ASTM A285A o Acero Inoxidable AISI 316	ASTM A285A o Acero Inoxidable AISI 316
CARACTERÍSTICAS DE LA CARCASA		
Anchura virola 1 (m)	2	1
Espesor virola 1 (mm)	4	4
Anchura virola 2 (m)	1	1

Espesor virola 2 (mm)	4	3
Anchura virola 3 (m)	1	---
Espesor virola 3 (mm)	4	---
Anchura virola 4 (m)	1	---
Espesor virola 4 (mm)	4	---

<u>Equipo</u>	<u>DAP</u>	<u>DPCI</u>
Producto almacenado	Agua de pozo para proceso	Agua de pozo para lavado, protección contraincendios y regado de plantas
Número de unidades	1	1
Capacidad geométrica (m³)	452	38,5
Capacidad útil (m³)	387	30
Capacidad nominal (m³)	390	30
Altura total (m)	9	4
Diámetro (m)	8	3,5
Material	ASTM A285A o Ac. Inox. AISI 316	ASTM A285A o Ac. Inox. AISI 316
CARACTERÍSTICAS DE LA CARCASA		
Anchura virola 1 (m)	4	1
Espesor virola 1 (mm)	5	4
Anchura virola 2 (m)	4	1
Espesor virola 2 (mm)	5	4
Anchura virola 3 (m)	1	1
Espesor virola 3 (mm)	4	4
Anchura virola 4 (m)	---	1
Espesor virola 4 (mm)	---	3

ANEXO Nº 2: DISEÑO TÉRMICO DEL CONDENSADOR.

1. FUNDAMENTOS DEL DISEÑO TÉRMICO DE LOS CAMBIADORES DE CALOR.

El diseño térmico de un cambiador de calor se basa en la realización de un balance de energía al mismo. Suponiendo que las pérdidas de calor hacia el exterior son despreciables y que la eficacia de la transmisión de calor es del 100%, el balance de energía a realizar es:

(Calor ganado por el fluido que se calienta) = (Calor perdido por el fluido que se enfría)

La cantidad de calor ganada o perdida por un fluido se puede calcular mediante la ecuación:

$$Q = m \times C_p \times (T_e - T_s)$$

donde:

Q: cantidad de calor intercambiada (ganada o perdida), kW.

m: caudal másico de fluido que se calienta o se enfría, kg/s.

C_p: capacidad calorífica del fluido, KJ/(kg °C).

T_e: temperatura de entrada del fluido en el cambiador, °C.

T_s: temperatura de salida del fluido en el cambiador, °C.

En caso de existir cambio de fase en alguno de los fluidos durante el intercambio de calor, la cantidad de calor intercambiada se halla mediante la ecuación:

$$Q = m \times [\lambda + C_p \times (T_e - T_s)]$$

siendo:

λ : calor latente de vaporización del fluido que cambia de fase, kJ/kg.

Desde el punto de vista de la cinética de intercambio de calor la ecuación general que regula el mismo, en cualquier equipo diseñado para este fin, es la siguiente:

$$A = \frac{Q}{U \times \Delta T_{ml}}$$

siendo:

A: superficie de intercambio de calor, m².

Q: cantidad de calor intercambiada, kW.

U: coeficiente global de transmisión de calor, W/(m² °C).

ΔT_{ml} : diferencia de temperaturas media logarítmica, °C.

Dado que la diferencia de temperatura entre el fluido frío y el fluido caliente no permanece constante a lo largo del cambiador, hay que utilizar la diferencia de temperaturas media logarítmica que es igual a:

$$\Delta T_{ml} = \frac{(T_{e_1} - T_{s_2}) - (T_{s_1} - T_{e_2})}{\ln \frac{T_{e_1} - T_{s_2}}{T_{s_1} - T_{e_2}}}$$

donde:

T_{e_1} y T_{s_1} : temperaturas de entrada y salida del fluido caliente, °C.

T_{e_2} y T_{s_2} : temperaturas de entrada y salida del fluido frío, °C.

El condensador de la turbina de vapor de la Planta de Cogeneración que se utiliza en el proceso es de superficie, de carcasa y tubos por lo que a continuación se muestra un resumen de los aspectos a considerar en el diseño de este equipo.

2. CONCEPTOS BÁSICOS EN EL DISEÑO DE CAMBIADORES DE CARCASA Y TUBOS.

El objetivo es calcular el área del cambiador necesaria para alcanzar la transferencia de calor especificada con la diferencia de temperaturas disponible.

Los pasos a seguir a la hora de diseñar el cambiador de calor (condensador) son:

1. Definición del objetivo: flujo de calor transferido, flujo de cada corriente y temperaturas.
2. Determinar todas las propiedades físicas necesarias: densidad, viscosidad, conductividad térmica, etc.
3. Decidir el tipo de cambiador a utilizar.
4. Seleccionar un primer valor para el diámetro de los tubos y velocidades de circulación por ellos según valores aconsejados y calcular los coeficientes individuales y con ellos el valor del coeficiente global de transmisión de calor.
5. Calcular la diferencia media de temperaturas.
6. Calcular el área requerida mediante la ecuación general de transmisión de calor.
7. Calcular el número de tubos y la longitud.
8. Decidir la disposición del cambiador

9. Hallar la caída de presión mediante las ecuaciones que se mostrarán posteriormente. Si no resulta satisfactoria, se repiten los pasos 7, 4 y ó 3.
10. Optimizar el diseño. Repetir los pasos 4-8 para determinar el cambiador más barato que cumpla los objetivos.(Caídas de presión, velocidades de circulación, longitudes habituales...)

El coeficiente global de transmisión de calor es el inverso de la resistencia a la transferencia de energía, que puede evaluarse como la suma de las resistencias

$$\frac{1}{U_2} = \frac{1}{h_2} + \frac{1}{h'_2} + \frac{d_2}{2 \times k} \times \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{d_2}{d_1 \times h_1} + \frac{d_2}{d_1 \times h'_1}$$

individuales:

siendo:

U_2 : coeficiente global de transmisión de calor externo, $W/(m^2 \text{ } ^\circ\text{C})$.

h_2 : coeficiente individual de transmisión de calor externo, $W/(m^2 \text{ } ^\circ\text{C})$.

h'_2 : coeficiente de ensuciamiento exterior, $W/(m^2 \text{ } ^\circ\text{C})$.

d_2 : diámetro externo de los tubos, m.

k : conductividad térmica de los tubos, $W/(m \text{ } ^\circ\text{C})$.

d_1 : diámetro interno de los tubos, $W/(m^2 \text{ } ^\circ\text{C})$.

h_1 : coeficiente individual de transmisión de calor interno, $W/(m^2 \text{ } ^\circ\text{C})$.

h'_1 : coeficiente de ensuciamiento interior, $W/(m^2 \text{ } ^\circ\text{C})$.

2.1. Tubos.

1. Dimensiones.

- diámetro: se emplean en el rango de 12 a 50 mm.
- espesor: se elige en función de la presión a soportar y de la corrosión.
- longitud: pueden tener desde 1,83 hasta 6,1 m.

2. Distribución.

Los tubos se disponen, en general, en una de las siguientes distribuciones:

- Triangular.
- Cuadrada.
- Cuadrada girada.

En este caso se ha elegido la distribución triangular por tener una mejor transferencia de calor.

3. Número de pasos por los tubos.

Se pueden realizar desde 1 hasta 16, seleccionando el número de tubos necesario para lograr la velocidad deseada del fluido que circula por su interior. En caso de realizar más de un paso por los tubos, la diferencia media de temperaturas se tiene que multiplicar por un factor F_t , que depende del número de pasos y debe ser siempre mayor a 0,75.

2.2. Carcasa.

1. Diámetro de la carcasa.

El diámetro debe ser seleccionado para que quede lo más ajustado posible a la bancada de tubos. El espaciado entre ambos depende del tipo de cambiador seleccionado.

2. *Diámetro de la bancada.*

Depende del número de tubos, de su distribución y del número de pasos ya que deben adaptarse a las placas de partición. Puede efectuarse una estimación mediante la ecuación empírica:

$$Db = d_2 \times \left(\frac{Nt}{k_1} \right)^{\left(\frac{1}{n_1} \right)}$$

donde:

Db: diámetro de la bancada, m.

d₂: diámetro exterior de los tubos, m.

N_t: número de tubos.

K₁ y n₁: coeficientes que dependen del número de pasos por los tubos y de la distribución seleccionada.

3. *Pasos por la carcasa.*

Aunque lo más frecuente es que los cambiadores de calor tengan un único paso por la carcasa, pueden utilizarse de 2 pasos cuando la diferencia de temperaturas sea desfavorable con un único paso.

4. *Placas deflectoras.*

Se emplean para dirigir el fluido que circula por la carcasa de forma cruzada a los tubos de modo que aumenta su velocidad y se mejora la transmisión de calor.

Las más habituales son de tipo segmentado y su dimensionado queda especificado con el parámetro *corte de placa*, que se define como la relación entre la

altura del segmento eliminado para formar la placa y el diámetro total del disco empleado.

Normalmente se utilizan placas con un corte del 25%.

5. *Acometidas de entrada y salida.*

Deben tener una forma acampanada para evitar inducir vibraciones en los tubos y prevenir una caída de presión excesiva.

2.3. Consideraciones habituales de diseño

❖ *Localización de cada fluido.*

Cuando no tiene lugar cambio de fase, se ha de localizar en los tubos el fluido que cumpla mayor número de las siguientes condiciones:

- El más sucio.
- El más corrosivo.
- El más caliente.
- El de mayor presión.
- El menos viscoso.
- El de menor velocidad de flujo.

❖ *Velocidades adecuadas en los tubos y en la carcasa.*

A continuación se muestran los valores típicos de los fluidos a su paso por el cambiador de calor.

- Líquidos por los tubos: 1-3 m/s para fluidos de proceso y 1,5-2,5 m/s para agua.

- Líquidos por la carcasa: 0,3-1 m/s.
- Gases y vapores: 10-40 m/s.

3. EVALUACIÓN DE COEFICIENTES DE TRANSMISIÓN DE CALOR Y DE PÉRDIDA DE CARGA.

Para poder calcular el coeficiente global de transmisión de calor hay que conocer primero los coeficientes individuales, tanto del lado de los tubos como del lado de la carcasa.

3.1. Tubos.

En caso de **régimen turbulento** ($Re > 2000$), las ecuaciones a considerar para el cálculo del coeficiente h_1 son:

$$Re = \frac{\rho \times u_t \times d_1}{\mu} = \frac{Gt \times d_1}{\mu}$$

siendo:

Re: nº de Reynolds es un parámetro adimensional que sirve para caracterizar las propiedades dinámicas del fluido.

ρ : densidad del fluido que circula por los tubos, kg/m^3 .

u_t : velocidad del fluido que circula por los tubos, m/s.

d_1 : diámetro interior de los tubos, m.

μ : viscosidad del fluido que circula por los tubos, $\text{Pa}\cdot\text{s}$.

Gt: densidad de flujo, $\text{kg}/(\text{s m}^2)$.

$$Pr = \frac{\mu \times Cp}{k_f}$$

donde:

Pr: nº de Prandtl es un parámetro que caracteriza las propiedades físicas del fluido.

Cp: capacidad calorífica del fluido que circula por los tubos, kJ/(kg °C).

k_f: conductividad térmica del fluido que circula por los tubos, W/(m °C).

$$Nu = C \times Re^a \times Pr^b \times \left(\frac{\mu}{\mu_w} \right)^c$$

Nu: parámetro adimensional que caracteriza la transferencia de calor en un fluido.

C: constante que puede tomar uno de los siguientes valores:

Gases: C = 0,021.

Líquidos no viscosos: C = 0,023.

Líquidos viscosos: C = 0.027.

a: constante de valor 0,8.

b : constante cuyo valor puede ser:

Enfriamiento: b = 0,3.

Calentamiento: b = 0,4.

c: constante de valor 0,14.

μ_w: viscosidad del fluido en la pared de los tubos, Pa*s.

Por último se puede hallar el coeficiente individual de transmisión de calor interno mediante la expresión:

$$hi = \frac{k * Nu}{d1}$$

Si el régimen es laminar, $Re < 2000$:

$$Nu = 1,86 \times (Re \times Pr)^{0,33} \times (d_1 / L)^{0,33} \times \left(\frac{\mu}{\mu_w} \right)^{0,14}$$

siendo:

L: longitud del cambiador de calor, m.

La **pérdida de carga** se calcula mediante la ecuación:

$$\Delta P_t = N_p \times \left[8 \times j_f \times \left(\frac{L}{d_1} \right) \times \left(\frac{\mu}{\mu_w} \right)^{-0,14} + 2,5 \right] \times \frac{\rho \times u_{t2}}{2}$$

donde:

ΔP_t : pérdida de carga, Pa.

N_p : nº de pasos por los tubos.

j_f : factor de fricción.

3.2. Carcasa.

Para calcular el **coeficiente de transmisión de calor interno** se sigue el método de Kern.

1. Cálculo del área disponible para el flujo cruzado.

$$A_s = \frac{(P_t - d_2)}{P_t} \times D_s \times l_b$$

siendo:

A_s : área de transmisión de calor de la carcasa, m².

Pt: paso de tubo, m.

$$Pt = 1,25 \times d_2$$

Ds: diámetro interior de la carcasa, m.

$$Ds = Db + e_b$$

e_b: espacio entre la bancada de tubos y la carcasa, m.

Db: diámetro de la bancada, m.

$$Db = d_2 * \left(\frac{N_{tubos}}{k_1} \right)^{1/n_1}$$

l_b: espacio entre baffles, m.

$$l_b = Ds / Nb$$

Nb: nº de baffles.

2. Cálculo de la densidad de flujo y de la velocidad.

$$Gs = \frac{Ms}{As} \qquad u_s = \frac{Gs}{\rho}$$

donde:

G_s: densidad de flujo del fluido que circula por la carcasa, kg/(s m²).

M_s: caudal másico del fluido que circula por la carcasa, kg/s.

u_s: velocidad del fluido que circula por la carcasa, m/s.

ρ: densidad del fluido que circula por la carcasa, kg/m³.

3. Cálculo del diámetro hidráulico equivalente.

Para distribución triangular de los tubos la ecuación se expresa del modo:

$$de = \frac{1,1}{d_2} \times (Pt^2 - 0,917 \times d_2^2)$$

4. Cálculo del número de Reynolds en la carcasa.

$$Re = \frac{\rho \times u_s \times d_e}{\mu} = \frac{Gs \times d_e}{\mu}$$

siendo:

d_e : diámetro equivalente, m.

μ : viscosidad del fluido que circula por la carcasa, Pa*s.

5. Lectura del factor de fricción, j_h , y evaluación del coeficiente de transmisión de calor externo.

$$Nu = j_h \times Re \times Pr^{0,33} \times \left(\frac{\mu}{\mu_w} \right)^{0,14}$$

$$h_2 = \frac{Nu \times k_f}{d_e}$$

donde:

j_h : factor de fricción que es función del número de Reynolds y del corte de placa.

μ_w : viscosidad del fluido en la pared de la carcasa, Pa*s.

k_f : conductividad térmica del fluido que circula por la carcasa, W/(m °C).

Una vez calculado el coeficiente h_2 , la **pérdida de carga** a través de la carcasa se calcula mediante la ecuación:

$$\Delta P_s = Np \left[8 \times jf \times \left(\frac{L}{l_b} \right) \times \left(\frac{D_s}{d_e} \right) \times \left(\frac{\mu}{\mu_w} \right)^{-0,14} \right] \times \frac{\rho \times u_s^2}{2}$$

siendo:

jf: factor de fricción que depende del número de Reynolds y del corte de placa.

4. CÁLCULO DEL CONDENSADOR.

En la siguiente tabla se pueden ver los resultados del dimensionado del condensador que interviene en el proceso. Se trata de un condensador de superficie.

Se diseñará siempre para el caso más desfavorable, esto es, el condensador se diseñará suponiendo que condensa el caudal máximo de vapor posible, esto corresponde al funcionamiento de ambas turbinas y hora punta de exportación de energía eléctrica.

DATOS

m _{tubos agua} , Tn/h	875
ρ _{tubos agua} , kg/m ³	1000
μ _{tubos agua} , Pa*s	7,87*10 ⁻⁴
μ _{tubos agua 46,8 °C} , Pa*s	6,62*10 ⁻⁴
K _{tubos agua} , W/(m °C)	0,622
C _p _{tubos agua} , J/(kg °C)	4181
H _{vapor título 0,82} , kJ/kg	2249
m _{vapor} , Tn/h	11,8
h _{líquido saturado} , KJ/Kg	195
ρ _{vapor título 0,82} , Kg/m ³	170
C _p _{vapor} , J/(kg °C)	1879

T_{ce} , °C	46,8
T_{cs} , °C	46,8
T_{fe} , °C	30
T_{fs} , °C	38
K_{acero} , W/(m °C)	16

NOTA: El vapor sale como mezcla líquido-vapor de la turbina de vapor a 0,105 bar. Si se reduce aún más la presión de operación en el condensador aumentaría la salida neta de trabajo en la turbina de vapor, sin embargo no se disminuye aún más esta presión porque existe la limitación del medio de enfriamiento, se permite normalmente una diferencia de temperatura de 10°C para la transferencia de calor efectiva y como la temperatura del agua de enfriamiento está entre 30 y 38 °C, la temperatura de condensación debe rondar los 48°C o superior y una presión inferior a 0,105 bar supondría temperaturas inferiores.

SUPOSICIONES

d_1 , m (3/4", catálog.40)	0,02093
d_2 , m (3/4", catálog. 40)	0,02667
Nº Pasos tubos	1
Nº Pasos carcasa	1
Velocidad agua, m/s	2,5

Para un vapor condensante se supone resistencia nula a la transmisión del calor por lo que el coeficiente individual correspondiente al vapor es infinito. En este caso para obtener el coeficiente global de transmisión de calor basta con calcular el

coeficiente individual correspondiente al agua, pues la resistencia opuesta por la pared también es conocida una vez seleccionemos el material (K del material se lee en tablas), esto simplificará mucho los cálculos.

RESULTADOS

Reynolds	66487
Prand	5,306
Nu	331,4
h_i , W/(m ² °C)	9817
U_2 , W/(m ² °C)	3014
Q, W	6732556
ΔT_{ml} , °C	12,37
A, m²	180,5
Número de tubos	174
L, m	iii 12,38 !!!

Se obtiene una longitud elevada (fuera del intervalo aconsejado) así que se cambian las suposiciones de partida, se aumenta el diámetro de los tubos (dentro del intervalo aconsejado) y se mantiene la velocidad de circulación.

SUPOSICIONES

d_1 , m (1 1/2", catal. 40)	0,04089
d_2 , m (1 1/2", catal. 40)	0,04826
Nº Pasos tubos	1

Nº Pasos carcasa	1
------------------	---

Velocidad agua, m/s	2,5
---------------------	-----

RESULTADOS

Reynolds	129892
Prand	5,306
Nu	566,3
h_i , W/(m ² °C)	8586
U_2 , W/(m ² °C)	2581,4
Q, W	6732556
ΔT_{ml} , °C	12,37
A, m²	210,8
Número de tubos	54
L, m	iii 25,7 !!!

Se obtiene una longitud aún mayor que queda muy alejada del intervalo recomendado para la longitud de los tubos, a favor se tiene que disminuye el número de tubos necesarios.

Se diseñará ahora disminuyendo el diámetro:

SUPOSICIONES

d_1 , m (1/2", catál. 40)	0,0158
d_2 , m (1/2", catál. 40)	0,02314

Nº Pasos tubos	1
Nº Pasos carcasa	1

Velocidad agua, m/s	2,5
---------------------	-----

RESULTADOS

Reynolds	50191
Prand	5,306
Nu	264,7
h_i , W/(m ² °C)	10387
U_2 , W/(m ² °C)	3026
Q, W	6732556
ΔT_{ml} , °C	12,37
A, m²	180
Número de tubos	272
L, m	9,87

Si se disminuye el diámetro se aumenta mucho el número de tubos pero la longitud de los tubos se aproxima al intervalo recomendado, no obstante el área de intercambio total necesaria es menor que para los otros dos casos, por tanto, se diseñará el condensador completo para esta última configuración con menor diámetro.

Las propiedades físicas de todos los compuestos se han obtenido a partir del Perry 6ª Edición y libro de Termodinámica Tomo II Mc Graw Hill. El diseño de los cambiadores y todos los parámetros que conllevan (factores de fricción, cortes de placa...) se han obtenido del volumen 6 del Coulson.

ANEXO Nº 3: DISEÑO DE LA TORRE DE REFRIGERACIÓN

1. INTRODUCCIÓN.

El proceso que tiene lugar en una torre de refrigeración consiste en poner en contacto en contracorriente la masa de agua a enfriar y una masa de aire. De este modo, el agua puede enfriarse hasta la temperatura del termómetro húmedo del aire, parámetro que depende de la temperatura del aire y de su humedad relativa.

En este caso es el agua caliente del condensador la que se bombea hacia la parte superior de la torre y se rocía con la corriente de aire. Cuando las gotas de agua caen bajo la influencia de la gravedad, una pequeña fracción del agua se evapora y enfría el agua restante. La temperatura y el contenido de humedad del aire aumentan durante el proceso. El agua enfriada se acumula en el fondo de la torre y se bombea de nuevo al condensador para recuperar el calor de desecho adicional. El agua de reemplazo debe añadirse al ciclo para sustituir el agua perdida por evaporación y por el arrastre del aire. Para minimizar la cantidad de agua que se lleva el aire se instalan mamparas deflectoras en las torres de enfriamiento húmedo encima de la sección de rociado y se aconsejan velocidades máxicas superficiales para el aire no muy elevadas.

La temperatura del termómetro húmedo se define como la temperatura estacionaria de no equilibrio que alcanza una pequeña masa de agua en el interior de una gran masa de aire cuando el sistema es adiabático.

2. BALANCE DE MATERIA

El balance de materia que se realiza a un elemento diferencial de la torre queda del siguiente modo:

$$(L + dL) + (G \times Y) = L + G \times (Y + dY)$$

donde:

L: caudal de agua, kg/h.

dL: cantidad de agua que se pierde por evaporación en el tramo diferencial considerado.

G: caudal de aire, kg/h.

Y: humedad absoluta del aire, $\text{kg}_{\text{agua}}/\text{kg}_{\text{aireseco}}$.

dY: variación de la humedad del aire en el tramo diferencial considerado.

3. BALANCE DE ENERGÍA

Considerando igualmente un elemento diferencial de la torre, el balance de energía resulta:

$$(L + dL) \times (h + dh) + G \times i = L \times h + G \times (i + di)$$

siendo:

h: entalpía del agua, kcal/kg.

dh: variación de la entalpía del agua en el elemento diferencial considerado.

i: entalpía del aire, $\text{kcal}/\text{kg}_{\text{aireseco}}$.

di: variación de la entalpía del aire en el elemento diferencial estimado.

4. CÁLCULO DE LAS DIMENSIONES DE LA TORRE DE REFRIGERACIÓN

La línea operativa de este sistema es:

$$i_{t_{tope}} - i_{t_{base}} = \frac{L \times Cl}{G} \times (t_{t_{tope}} - t_{t_{base}})$$

Cl: capacidad calorífica del agua, kJ/(kg °C).

t: temperatura del agua, °C.

tope: magnitud medida en el tope de la torre de refrigeración.

base: magnitud medida en la base de la torre de refrigeración.

En primer lugar hay que representar los datos de equilibrio del sistema aire-agua en un diagrama. Después se representa la línea operativa con los datos del problema pero antes hay que conocer la entalpía del aire en el tope de la columna ($i_{t_{tope}}$).

Para ello se traza una recta que parte desde el punto $(t, i)_{base}$ y es tangente a la curva de equilibrio o bien se traza la recta desde el punto base hasta el equilibrio llegando hasta el valor de la temperatura del agua en el tope de la columna ($t_{t_{tope}}$). De este modo se obtiene la línea operativa de pendiente máxima.

A continuación, sabiendo el valor de dicha pendiente se calcula el valor máximo de la entalpía del aire en el tope de la columna $(i_{t_{tope}})_{máx}$ despejando de la expresión:

$$\left(\frac{L \times Cl}{G} \right)_{máx} = \frac{i_{t_{tope máx}} - i_{t_{base}}}{t_{t_{tope}} - t_{t_{base}}}$$

La pendiente de la línea operativa se calcula suponiendo $G = 1,5 \text{ Gmín}$

Por último, se puede hallar el valor de i_{tope} despejando en la ecuación de la línea operativa.

La ecuación que permite determinar el volumen de la torre de refrigeración es:

$$V = \frac{G}{Ky \times a} \times \int_{i_{\text{base}}}^{i_{\text{tope}}} \frac{di}{i_i - i}$$

Para el cálculo de esta integral se supone ausencia de gradiente en la fase líquida de modo que $t_L = t_i$

$$Nt = \int_{i_{\text{base}}}^{i_{\text{tope}}} \frac{di}{i_i - i}$$

donde:

V: volumen de la torre de relleno, m^3 .

G: caudal másico del gas, kg/h .

$Ky \cdot a$: coeficiente volumétrico de transferencia de materia, $\text{kg}/(\text{m}^3 \text{ h})$.

i_i : entalpía del aire en la interfase del sistema aire-agua, kcal/kg .

Nt: número de unidades de transferencia.

Sabiendo el valor de la velocidad másica del gas se puede conocer el área de la torre de relleno y, por tanto, el diámetro y la altura de la misma. A continuación se presenta un resumen de los cálculos realizados.

Se diseñará con los datos correspondientes a la temperatura y humedad relativa del aire en invierno que es el caso más desfavorable, y para una condensación de todo el vapor que entra a la turbina, esto es, sin considerar extracción, pues aunque este no es caso normal de funcionamiento de la planta, la torre de refrigeración debe suministrar al agua suficiente para condensar el vapor de escape en este caso que corresponde a horas punta de demanda eléctrica y turbina de gas parada.

DATOS			
m_{agua} , Kg/h	$3,15 \cdot 10^6$ *	t_w , °C	13
t_{tope} , °C	38	t_{aire} , °C	15
t_{base} , °C	30	φ	0,8
$Ky \cdot a$, kg/(m ³ ·h)	800	G , kg/(h·m ²)	9000
RESULTADOS			
$i_{\text{topemáx}}$, kcal/kg	36	i_{tope} , kcal/kg	26,903
i_{base} , kcal/kg	8,71	$G / Ky \cdot a$, m ³	1731,25
$(L \cdot Cl/G)_{\text{máx}}$	3,41	Nt	0,694
L , kg/h	$3,15 \cdot 10^6$	V , m ³	1202,26
G_{min} , kg/h	923415,2	Área, m ²	153,89
$L \cdot Cl/G$	2,274	D, m	14
G , kg/h	$1,385 \cdot 10^6$	z, m	7,81

La torre tendrá un diámetro de 14 m y una altura de 7,81 m.

* El caudal de agua que hay que refrigerar se ha determinado del balance al condensador igualando el calor que hay que retirar del vapor para que condense al calor ganado por el agua y fijando el intervalo de temperatura para el agua:

$$42300 \cdot (2249 - 195) = m_{\text{agua}} \cdot (153 - 125,3)$$

P.F.C: Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción	ANEXOS DE LA MEMORIA	Página 331 de 434
---	-----------------------------	-------------------

Nota: Para el cálculo de la integral que determina N_t se indican los siguientes valores intermedios.

t_L	i	i_i	$1/(i_i - i)$
30	8,71	23,754	$6,65 \cdot 10^{-2}$
32,5	14,3	27,235	$7,731 \cdot 10^{-2}$
35	20	30,715	$9,333 \cdot 10^{-2}$
37,5	25,6	35,137	0,1049
38	26,903	36	0,1099

También se va a calcular el porcentaje de agua evaporada, para ello se obtiene en primer lugar la temperatura del aire a la salida de la torre según el método Mickley y a partir de aquí la humedad con la que sale el aire de modo que el agua evaporada será:

$$G^* (Y_{\text{salida}} - Y_{\text{entrada}})$$

Se observa al aplicar el método que el aire sale prácticamente saturado.

t entrada, °C	15
φ entrada	0,8
t salida, °C	32,5
i salida, kcal/kg	26,903
Y entrada	0,0085
Y salida	0,032

Entonces, el agua evaporada es:

$$1,385 \cdot 10^6 \cdot (0,032 - 0,0085) = 32547,5 \text{ Kg/h}$$

Esto equivale a un porcentaje de:

$$(32547,5 / 3,15 \cdot 10^6) \cdot 100 = \mathbf{1,033 \%}$$

Esta sería el agua que debe ser reemplazada.

Por otro lado se diseñaría también la piscina del fondo de la torre en el que el agua enfriada se acumula antes de volver a ser bombeada al condensador. La piscina se hace en hormigón y se instalan en ella las cimentaciones de la estructura de la torre. Es importante estudiar la capacidad de reserva de la piscina. La profundidad de la misma se establece normalmente fijando un tiempo mínimo, t , para que el sistema pueda funcionar sin caudal de retorno:

$$P = \frac{R}{S} \cdot t$$

P = Profundidad de la piscina, en metros

S = Superficie en planta, en m^2

R = Caudal de refrigeración, en m^3/h

t = tiempo, en horas

Por lo que las dimensiones de la piscina (para un caudal de $3150 \text{ m}^3/\text{h}$), y de la cimentación de la torre por lo tanto, serán de 154 m^2 de superficie y $3,4 \text{ m}$ de profundidad, con un tiempo de 10 minutos.

5. CONSUMO DE ENERGÍA EN LA TORRE DE REFRIGERACIÓN

En una torre de refrigeración de tiro mecánico, existen dos equipos fundamentales consumidores de energía: las bombas del agua de circulación y el ventilador de aire ambiente.

Las bombas del agua de circulación consumen energía con objeto de mover el agua contra las fuerzas de fricción y gravedad. La potencia de bombeo en el eje puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$P_b = \frac{L \cdot H}{367 \cdot \eta_b}$$

siendo:

P_b = Potencia de bombeo en el eje, KW

L = Caudal de agua de circulación, m³/h

H = Altura de bombeo total, m

η_b = Rendimiento de la bomba.

En este caso, para un rendimiento de la bomba del 65%, se obtiene:

$$P_b = \frac{3150 \cdot (7,81 + 3,4)}{367 \cdot 0,65} = 148 \text{ KW}$$

Por otro lado se impulsa aire, con las siguientes características:

	P.M.	p.e.	C _p	C _v	C _p / C _v
Aire	29	1.293	0.240	0.172	1.40

Se instalará un ventilador centrífugo de acero galvanizado.

La potencia de este motor se obtiene con la expresión:

$$W = \frac{Q \cdot \Delta P_t}{75}$$

W = Potencia de ventilación en el eje, CV

Q = Caudal de aire en la torre, 282,5 m³ /s

ΔP_t = Presión total contra la que opera el ventilador, 80 Kg /m²

La potencia consumida en ventilación será, 225 KW.

ANEXO Nº4: DISEÑO DE LAS CHIMENEAS DE LA CALDERA DE RECUPERACIÓN DE CALOR.

1. DEFINICIÓN DE TIRO

Se entiende por tiro la diferencia de presión necesaria para el funcionamiento de la caldera con el fin de poder arrastrar los gases de combustión hacia el exterior una vez hayan cedido su calor al agua para la producción de vapor. Se suele expresar en mm, cm o pulgada de agua.

El tiro puede ser de dos tipos:

- ❖ **Natural**: Se produce térmicamente, por diferencia de densidades.
- ❖ **Mecánico**: Se produce mediante la acción de inyectores de vapor o ventiladores.

Se diseñará para que sea suficiente con tiro natural y en función de las dimensiones obtenidas se concluirá si es o no aceptable prácticamente.

2. ECUACIONES PARA EL DISEÑO

2.1. Expresión para el tiro teórico

$$h = P_{\text{entrada caldera}} - P_{\text{base de la chimenea}}$$

Por otro lado:

$$P_{\text{base de la chimenea}} = P_{\text{atmósfera}} + \rho_g * g * H_g$$

$$P_{\text{entrada caldera}} = P_{\text{atmósfera}} + \rho_a * g * H_g$$

Siendo:

ρ_g = Densidad media de los gases de combustión en el interior de la chimenea, Kg/m³

ρ_a = Densidad media del aire exterior, Kg/m³

H_g = Altura geométrica de la chimenea, m.

g = Aceleración de la gravedad, m/s²

Para los gases del interior de la chimenea se toma una densidad media porque van a ir perdiendo temperatura a medida que ascienden por la chimenea y, por tanto, su densidad irá aumentando, esto es, no se puede considerar constante.

Si se considera que los gases de combustión y el aire se ajustan a la expresión para los gases ideales, se puede demostrar que:

$$\rho = 0,464 \cdot \frac{B(\text{mmHg})}{T(\text{K})}$$

Sustituyendo en la expresión para el tiro teórico, se obtiene:

$$h = 0,464 * B * g * H_g * (1/T_a - 1/T_g) \quad \text{N/m}^2$$

2.2. Expresión para el tiro real

El tiro real va a tener en cuenta también lo que se pierde en el conducto de humo al evacuar los gases de combustión.

$$h_R = h - \left(\frac{1}{2} + 2 \cdot f \cdot \frac{L + \sum L_e}{D} \right) \cdot U_g^2 \cdot \rho_g$$

Siendo:

f = coeficiente de fricción

L = Longitud de la chimenea (altura geométrica), m

L_e = Longitudes equivalentes, m

U_g = Velocidad media de los gases de combustión, m/s

ρ_g = Densidad media de los gases de combustión en el interior de la chimenea, Kg/m³

D = Diámetro de la chimenea, m

- Si $h_{real} > 0,8 \cdot h_{teórico}$ _____ Suficiente con el tiro natural
- Si $h_{real} < 0,8 \cdot h_{teórico}$ _____ Necesario suplementar el tiro natural con tiro mecánico.

3. DISEÑO DE LA CHIMENEAS

3.1. Chimenea principal

Para evacuar los gases de combustión de la caldera de recuperación se recomienda un tiro efectivo de 14 mm de agua. Se calcularán las dimensiones de la chimenea para que sea suficiente con el tiro natural. Los gases llegan según datos del fabricante y cálculos realizados, con una temperatura de 95 °C y un caudal de 65,93 Kg/s a la base de la chimenea que es de acero y que está conectada al cuerpo de la caldera con un codo recto de longitud equivalente igual a 10 diámetros. Se estimará un valor de f prácticamente constante e igual a 0,01625 y las siguientes condiciones ambientales: $B = 760$ mmHg y $T_a = 18$ °C.

La siguiente tabla resume los datos de partida:

Tiro efectivo, h_R , N/m ²	137,1
Temperatura gases base chimenea, °C	95
Material chimenea	Acero
Coefficiente de fricción, f	0,01625

Longitudes equivalentes *	$10 \cdot D + 0,1 \cdot H_g$
Presión, B, mm Hg	760
Temperatura aire ambiente, °C	18
Caudal de gases, Kg/s **	65,93

* Se ha contemplado la pérdida de presión por el codo recto y se ha sumado también un porcentaje de pérdidas por otros accesorios.

** Se considera un 5% de pérdidas del caudal inicial de gases de combustión que entra a la caldera.

3.1.1. Cálculo de la altura de la chimenea principal

Se necesita T_g (temperatura media de los gases de combustión), conocemos la temperatura en la base que es de 95 °C, como la chimenea es de acero, se cumple:

$$dT/dz = 2 \text{ °C/m} \longrightarrow T_g = T_{\max} - H_g$$

Por otro lado, como se dimensionará para que sea suficiente con el tiro natural:

$$h = h_R / 0,8 = 171,4$$

Sustituyendo en la siguiente expresión y operando:

$$H_g = \frac{h}{0,464 \cdot g \cdot B \cdot \left(\frac{1}{T_a} - \frac{1}{T_g} \right)}$$

Se obtienen las siguientes dos soluciones:

$H_g = 141,7 \text{ m}$ → Puede considerarse un poco excesiva

$$H_g = 32,3 \text{ m}$$

3.1.2. Cálculo del diámetro de la chimenea

Se calculará el diámetro para ambas alturas y al final se estudiarán los resultados eligiendo la que se considere la mejor solución. Se supone chimenea cilíndrica.

El diámetro se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$0,2 \cdot h = \left(\frac{1}{2} + 2 \cdot f \cdot \frac{L + \sum L_e}{D} \right) \cdot U_g^2 \cdot \rho_g$$

Todo se deja en función del diámetro el diámetro y se resume en la siguiente tabla:

Altura chimenea, m	141,7	32,3
f	0,01625	0,01625
ρ_g, kg/m³	1,557	0,991
L_e, m	$10 \cdot D + 14,17$	$10 \cdot D + 1,23$
U_g, m/s	$4 \cdot 65,93 / (\square \cdot D^2 \cdot \square_g)$	$4 \cdot 65,93 / (\square \cdot D^2 \cdot \square_g)$
$0,2 \cdot h$, N/m²	34,273	34,273

Se seguirá un proceso iterativo

Suponer $D \longrightarrow$ Calcular $0,2^*h \longrightarrow$ Comparar con el valor esperado

Para comenzar la iteración se fijará un intervalo de iteración para el diámetro.

Según los catálogos para un buen funcionamiento de la caldera se recomienda que la velocidad másica de los gases se encuentre entre 5000 kg/hm^2 y 20000 kg/hm^2 , entonces:

$$A_{\text{máxima}} = 65,93 \cdot 3600 / 5000 = 47,47 \text{ m}^2 \longrightarrow D_{\text{máximo}} = 7,77 \text{ m}$$

$$A_{\text{mínima}} = 65,93 \cdot 3600 / 20000 = 11,87 \text{ m}^2 \longrightarrow D_{\text{mínimo}} = 3,89 \text{ m}$$

D, m	$h - h_R, N/m^2 (H_g = 141,7 m)$	$h - h_R, N/m^2 (H_g = 32,3 m)$
3,89	42,08	29,16
7,77	1,84	1,72
5,50	8,64	7,04

A la vista de los resultados se puede concluir que:

- Una altura geométrica de $141,7 \text{ m}$ para la chimenea no es aceptable porque implica resultados analíticos no coherentes la temperatura media de los gases en la chimenea sería inferior a 0°C .
- Una altura geométrica de $32,3 \text{ m}$ permite la correcta evacuación de los gases sin la necesidad de tiro mecánico y cualquier diámetro entre $3,89 \text{ m}$ y $7,77 \text{ m}$ sería aceptable porque la diferencia entre el tiro teórico y el real

no superaría el límite establecido de $0,2 \cdot h$ y estarían en el intervalo recomendado de velocidades másicas.

- Por cuestión económica se elige el diámetro de 3,89 m, que es el menor.

Entonces la chimenea principal de la caldera de recuperación de calor será cilíndrica y tendrá las siguientes dimensiones:

Altura geométrica, m	32,3
Diámetro, m	3,89

3.2. Chimenea by-pass

Además de la chimenea normal de la caldera de recuperación para evacuación de los gases de combustión una vez se haya aprovechado su energía, es necesaria la provisión de una chimenea que actúa de by-pass de los gases justo a la entrada de la caldera y también necesario disponer de válvulas que al cerrarse aíslen la turbina de gas del resto de la instalación. Así, cuando la turbina arranca, la válvula principal de descarga permanece cerrada y la de by-pass abierta, de manera que los gases calientes salen por la chimenea. En funcionamiento normal, la válvula de descarga permanecerá abierta y la de by-pass cerrada.

Para evacuar los gases de combustión de la caldera de recuperación se recomienda un tiro efectivo de 14 mm de agua. Se calcularán las dimensiones de la chimenea para que sea suficiente con el tiro natural. Los gases de combustión salen de la turbina de gas con una temperatura de $525\text{ }^{\circ}\text{C}$ y un caudal de $69,4\text{ Kg/s}$ y cederían su energía al agua en la caldera para producir vapor y abastecer a la fábrica de automoción, pero si por las razones expuestas anteriormente es necesaria su evacuación sin el paso por la caldera se expulsarán por la chimenea by-pass,

luego estas condiciones (las de salida de la turbina de gas) serán las que se consideren en el diseño de esta chimenea.

La chimenea es también de acero y está conectada al cuerpo de la caldera con un codo recto de longitud equivalente igual a 10 diámetros. Se estimará un valor de f prácticamente constante e igual a 0,01625 y las siguientes condiciones ambientales: $B = 760$ mmHg y $T_a = 18$ °C.

La siguiente tabla resume los datos de partida:

Tiro efectivo, h_R , N/m ²	137,1
Temperatura gases base chimenea, °C	525
Material chimenea	Acero
Coefficiente de fricción, f	0,01625
Longitudes equivalentes *	$10 \cdot D + 0,1 \cdot H_g$
Presión, B , mm Hg	760
Temperatura aire ambiente, °C	18
Caudal de gases, Kg/s	69,4

* Se ha contemplado la pérdida de presión por el codo recto y se ha sumado también un porcentaje de pérdidas por otros accesorios.

3.2.1. Cálculo de la altura de la chimenea principal

Se necesita T_g (temperatura media de los gases de combustión), conocemos la temperatura en la base que es de 525 °C, como la chimenea es de acero, se cumple:

$$dT/dz = 2 \text{ } ^\circ\text{C/m} \longrightarrow T_g = T_{\max} - H_g$$

Por otro lado, como se dimensionará para que sea suficiente con el tiro natural:

$$h = h_R/0,8 = 171,4$$

Sustituyendo en la siguiente expresión y operando:

$$H_g = \frac{h}{0,464 \cdot g \cdot B \cdot \left(\frac{1}{T_a} - \frac{1}{T_g} \right)}$$

Se obtienen la siguiente solución:

$$H_g = 22,5 \text{ m}$$

3.2.2. Cálculo del diámetro de la chimenea

Se supone chimenea cilíndrica.

El diámetro se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$0,2 \cdot h = \left(\frac{1}{2} + 2 \cdot f \cdot \frac{L + \sum L_e}{D} \right) \cdot U_g^2 \cdot \rho_g$$

Todo se deja en función del diámetro el diámetro y se resume en la siguiente tabla:

Altura chimenea, m	22,5
f	0,01625
ρ_g, kg/m³	0,455
L_e, m	10*D + 2,25
U_g, m/s	4*69,4/(π *D ² * ρ_g)
0,2*h, N/m²	34,273

Se seguirá un proceso iterativo

Suponer D → Calcular 0,2*h → Comparar con el valor esperado

Para comenzar la iteración se fijará un intervalo de iteración para el diámetro.

Según los catálogos para un buen funcionamiento de la caldera se recomienda que la velocidad másica de los gases se encuentre entre 5000 kg/hm² y 20000 kg/hm², entonces:

$$A_{\text{máxima}} = 69,4 \cdot 3600 / 5000 = 49,97 \text{ m}^2 \longrightarrow D_{\text{máximo}} = 7,98 \text{ m}$$

$$A_{\text{mínima}} = 69,4 \cdot 3600 / 20000 = 12,49 \text{ m}^2 \longrightarrow D_{\text{mínimo}} = 3,99 \text{ m}$$

D, m	h - h_R, N/m² (H_g = 141,7 m)
3,99	69,51
7,98	5,92
4,72	34,273

A la vista de los resultados se puede concluir que:

- Una altura geométrica de 22,5 m permite la correcta evacuación de los gases sin la necesidad de tiro mecánico y cualquier diámetro igual o superior a 4,72 m e inferior a 7,98 m sería aceptable porque la diferencia entre el tiro teórico y el real no superaría el límite establecido de $0,2 \cdot h$ y estarían en el intervalo recomendado de velocidades másicas.
- Por cuestión económica se elige el diámetro más pequeño, esto es, 4,72 m.

Entonces la chimenea by-pass de la caldera de recuperación de calor será cilíndrica y tendrá las siguientes dimensiones:

<i>Altura geométrica, m</i>	<i>22,5</i>
<i>Diámetro, m</i>	<i>4,72</i>

ANEXO Nº5. INSTALACIÓN DE GAS NATURAL

5.1. *NORMATIVA Y REGLAMENTACIONES DE APLICACIÓN*

- Instrucción UNE 60.620 – 88. Instalaciones receptoras de gas natural para usos industriales.
- Instrucción UNU 60.309 – 83. Canalizaciones para combustibles gaseosos.
- Reglamentos de aparatos que utilizan combustibles gaseosos.
- Normas para la instalación de gas natural de la Compañía distribuidora.
- Instrucciones sobre documentación y puesta en servicio de las instalaciones reguladoras de gas.
- Reglamento de aparatos y recipientes a presión.
- Reglamento de instalaciones de gas en locales destinados a usos domésticos, colectivos o comerciales. Real Decreto 1853/1993.

5.2. *DEPÓSITOS DE GAS NATURAL*

5.2.1 Cálculo de las dimensiones de los depósitos

Se dimensiona para el consumo continuado de la turbina de gas y de la caldera de agua caliente a aseos y servicios durante 12 horas. Son depósitos de seguridad para el caso en que la compañía Gas Natural no pueda abastecer la planta de cogeneración por causas inevitables. El depósito deberá almacenar al menos :

$$12 \cdot 3600 \cdot (1,315 + 5,44 \cdot 10^{-4} + 0,14) = 62880 \text{ Kg.}$$

y vaporizar al menos :

$$1,315 + 5,44 \cdot 10^{-4} + 0,14 = 1,455 \text{ Kg/s} = 5240 \text{ Kg/h}$$

La cantidad de gas que se va a vaporizar en el depósito es :

$$V = \frac{K \cdot S \cdot (t_a - t_i)}{c}$$

Donde:

* **K** es el coeficiente de transmisión de las paredes del depósito. Este coeficiente de transmisión de las paredes del depósito enterrado puede considerarse de 20 kcal/h·m²·°C.

* **S** es la superficie mojada por el líquido, cuyo valor es $S = r \cdot S_t$:
valiendo $r = 0.339$ para el 20% de llenado y $r = 0.411$ para el 30%

* **t_a** la temperatura ambiente en que se encuentra el tanque es de 5°C, para depósito que se encuentran enterrados según la norma UNE 100.001.85.

* **t_i** es la temperatura a la que se encuentra el gas dentro del depósito a la presión considerada. Se puede obtener de un ábaco (" Diseño de instalaciones : Combustibles ", E.U.P. Málaga). Para una presión de 20 bar, el gas natural licuado se encuentra a -132°C.

* **c** es el calor latente de vaporización del gas, que para gas natural comercial es $c = 13,2 \text{ Kcal / Kg}$.

Se eligen 2 depósitos iguales. Se utilizarán depósitos cilíndricos con fondos semiesféricos de 3 m de diámetro y 5,3 de longitud (sin englobar los fondos). Por lo que la superficie que ofrece será de 78,23 m² y un volumen de 51,6 m³. Se elegirán depósitos enterrados para que se puedan cumplir las distancias de seguridad, que serán menores que las que se necesitan para los depósitos aéreos.

En resumen los depósitos seleccionados tienen las siguientes características:

Tipo de depósito	Cilíndrico con fondos semiesféricos
Número de depósitos	2
Diámetro, m	3
Longitud, m (sin considerar fondos)	5,3
Superficie, m²	78,23
Volumen, m³	51,6

La cantidad de gas natural licuado almacenado al 85% de la capacidad de los depósitos es, considerando una densidad del gas natural licuado a 20 °C de 610 Kg/m³, de 62952 Kg, que es suficiente para suministrar el gas natural necesario para 12 horas de funcionamiento de la planta. (Se considera la densidad a 20°C y no a otra temperatura por especificación de la normativa).

Por otro lado, el caudal vaporizado será:

$$V = \frac{K \cdot S \cdot (t_a - t_i)}{c} = \frac{10 \cdot 0,339 \cdot 78,23 \cdot (5 - (-132))}{13,2} = 2753 \text{ Kg / h}$$

Suficiente para el consumo previsto.

5.2.2. Descripciones de seguridad

Existen distintas normativas en cuanto a la seguridad de este tipo de instalaciones. Estas exigen unos requisitos mínimos en cuanto a distancias y forma de diseñarlas.

Clasificación

El volumen máximo permitido para un depósito de estas características es de 60 m^2 . Los depósitos de la planta de cogeneración tienen un volumen comprendido entre los 10 y 100 m^3 y están enterrados luego pertenecen a la clase E-2, cumpliendo que volumen máximo unitario por depósito es de 60 m^2 .

Por cuestiones de espacio cada depósito será dispuesto enterrado en un foso hecho con losas de hormigón armado prefabricadas resistentes al tráfico.

Condiciones exigidas de seguridad

La generatriz superior de cada depósito debe quedar entre 30 y 50 cm de la superficie.

Cada depósito distará de las paredes del foso que lo aloja 50 cm y 20 cm al fondo.

El foso se rellenará con arena de río debidamente compactada. Con el fin de evitar posibles acumulaciones de gas en el fondo de la fosa se instalará en una esquina un tubo buzo de 50 mm de diámetro interno, que llegue hasta el fondo y cortado en oblicuo en su extremo inferior y dotado de tapón superior, se le dará una pendiente al fondo del foso de al menos el 2%.

Las dimensiones mínimas del foso serán:

Longitud, m	$L + 1 \text{ m}$	9,3 m
Ancho, m	$D + 1 \text{ m}$	4 m
Alto, m	$D + 0,5 \text{ m}$	3,5 m

Siendo L la longitud del depósito y D su diámetro.

Las válvulas del depósito y los aparatos de control se protegerán con una tapa de registro y arqueta, impidiéndose el estacionamiento de vehículos sobre la misma.

La boca de carga estará dotada de un dispositivo de llenado de doble cierre, uno de los cuales será de retención y estará situado siempre en el interior del depósito. El otro podrá ser manual. La tubería que une la boca de carga con el depósito será de al menos 40 mm. de diámetro y se dispondrá una derivación con tapón ciego próxima a la toma de fase líquida del depósito para un eventual vaciado del mismo.

Se instarán en cada depósito: indicadores de medida continua y lectura directa, de nivel máximo de llenado, manómetro (en el bloque de servicio) y válvulas de seguridad (para la fase gas) y de fase líquida.

Protección contra incendios

Al estar clasificados los depósitos como E-2, se exige un kilogramo de polvo químico seco por cada metro cúbico de volumen del depósito, con un mínimo de dos extintores de 12 kg colocados en lugares fácilmente accesibles. Se colocarán en las

proximidades del depósito en un armario metálico. Se ubicarán 2 carros de polvo ABC de 50 Kg cada uno.

Señalización

Se colocarán carteles indicadores con los textos “GAS INFLAMABLE”, “PROHIBIDO FUMAR Y ENCENDER FUEGO”, que se situarán en la proximidad de los depósitos. La superficie del depósito se señalará indicando “Prohibido estacionar”.

Características del depósito

La presión máxima de trabajo del depósito será de 20 bar, con una presión de prueba de 26 bar. El grado de llenado de los depósitos no excederá del 85% de su volumen, considerando la masa específica del producto líquido a almacenar a 20°C. Estarán homologados por el Ministerio de Industria.

Válvulas de seguridad

Las válvulas de seguridad estarán taradas a 20 bar. Los depósitos enterrados de más de 20 m³ deberán llevar al menos dos válvulas de seguridad, de manera que la capacidad de descarga del conjunto, quedando una válvula en reserva, sea capaz de evacuar el caudal de descarga. Estarán conectadas mediante un dispositivo que pueda dejar fuera de servicio cualquiera de las válvulas, acoplando automáticamente la de reserva.

El caudal mínimo de descarga que deben suministrar las válvulas de seguridad debe ser tal que la presión en el interior de los depósitos no llegue a sobrepasar en un 20% la presión de apertura de las mismas, ver fórmulas siguientes.

$$Y = 1,2 \cdot \sqrt{1 - \frac{P}{785}} = 1,2 \cdot \sqrt{1 - \frac{20}{785}} = 1,185$$

$$G = \frac{10,6552 \cdot S_i^{0,82}}{Y} = \frac{10,6552 \cdot 78,23^{0,82}}{1,185} = 320,93$$

Y Coeficiente de corrección (adim.)

P Presión de tara (bar)

G Caudal de descarga (m³/min)

S_i Superficie del depósito (m²)

Como el depósito se encuentra enterrado el caudal de descarga podrá reducirse un 30%, siempre que los depósitos no se descubran sin ser vaciados previamente, disminuido en un 30% el caudal del gas es de 224,65 m³/min.

Distancias mínimas de seguridad

Los dos depósitos enterrados pertenecen a la clasificación E-2 y las distancias mínimas de seguridad pueden verse en la tabla siguiente.

Referencia	Distancia de seguridad, m
Espacio libre alrededor de la proyección sobre el terreno del depósito	0.8
Distancia al cerramiento	5
Distancia a muros o paredes ciegas (RF-120)	2.5
Distancia a límites de propiedad, abertura de inmuebles, focos fijos de inflamación, motores de explosión, vías públicas, férreas o fluviales, proyección de líneas aéreas de alta tensión, equipos eléctricos no protegidos, sótanos, alcantarillas y desagües.	5

Distancia a edificios de uso docente, uso sanitario, de hospedaje, de culto, de esparcimiento o espectáculo, de acuartelamientos, de centros comerciales, museos, bibliotecas, o lugares de exposición públicos. Estaciones de servicio (bocas de almacenamiento y puntos de distribución).

10

5.3. CÁLCULO DE LA RED

Para realizar el cálculo y diseño de la red de Gas Natural, se debe conocer una serie de datos previos referentes a éste que se indican a continuación:

Metano CH ₄	91,53 % vol.
Etano C ₂ H ₆	7,10 % vol.
Propano C ₃ H ₈	0,71 % vol.
Nitrógeno N ₂	0,56 % vol.
Butano C ₄ H ₁₀	0,05 % vol.
Oxígeno O ₂	0,05 % vol.
Poder calorífico inferior	49234 KJ/Kg
Poder calorífico superior	54208 KJ/Kg
Presión de alimentación al quemador TG	18 bar
Presión de alimentación al quemador CR	2,5 bar
Presión de alimentación a la caldera de servicios auxiliares	1 bar
Densidad relativa	0,6291

P.F.C: Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción	ANEXOS DE LA MEMORIA	Página 354 de 434
---	-----------------------------	-------------------

Factor de compresibilidad	0,9974
Densidad real	0,7709 Kg/m ³
Peso molecular	18,18 g/mol

También se deben conocer los caudales, que se exponen a continuación:

Equipo	Consumo, Kg/s	Consumo, m³N/h
Turbina de gas	1,315	6141
Caldera de recuperación en postcombustión	0,14	654
Caldera de servicios auxiliares	$5,44 \cdot 10^{-4}$	3
Total	1,4555	6798

5.3.1 Cálculo del diámetro de las tuberías

Para el cálculo del diámetro interior mínimo de las tuberías de la instalación se parte de los siguientes datos:

- El caudal máximo de gas (Q), expresado en m³N/h.
- La presión absoluta mínima garantizada de la instalación (P), expresada en bar.
- El factor de compresibilidad (Z), que toma el valor 0,9974 en este caso.
- La velocidad de circulación (V), expresada en m/s.

Para alta y medias presiones se aconseja una velocidad entre 5 y 15 m/s, pudiendo ser algo mayor en la acometida y siendo la optima unos 10 m/s.

Se hallará el diámetro de las tuberías de la instalación de gas natural mediante la fórmula siguiente:

$$D = \sqrt{\frac{378 \cdot Q \cdot Z}{P \cdot V}}$$

Válida considerando que el gas circula en el interior de las tuberías en condiciones estándar, a 15 °C. Donde D es el diámetro de la canalización en mm.

5.3.2 Cálculo del espesor de la tubería

El cálculo del espesor necesario de tubo se puede realizar mediante la fórmula que se indica a continuación:

$$e = \frac{P \cdot d}{2 \cdot \sigma_e} \cdot \frac{1}{F \cdot C}$$

en la que:

- e es el espesor de cálculo del tubo, mm;
- P es la presión de cálculo o máxima presión de servicio, en bar.
- d es el diámetro exterior del tubo en mm;
- σ_e es el límite elástico mínimo, 241 N/mm²
- F es el coeficiente de cálculo correspondiente a la categoría de emplazamiento.
- C es el factor de eficacia de la soldadura.

Cuando el espesor obtenido por la fórmula anterior sea inferior al indicado en la siguiente tabla, el espesor a considerar es el obtenido por la citada tabla.

Diámetro nominal DN	Diámetro exterior teórico mm	Espesor mínimo mm
25	33,7	2,6
32	42,4	2,6
40	48,3	2,6
50	60,3	2,77
80	88,7	3,18
100	114,3	3,18
125	139,7	3,58
150	168,3	3,58
200	219,1	3,6
250	273,0	4,0
300	323,9	4,0
350	355,6	4,5
400	406,4	4,5
450	457,0	5,0
500	508,0	5,6
550	559,0	5,6
600	610,0	5,6
650	660,4	6,35
700	711,2	7,14
750	762,0	7,92

5.3.3 Pérdida de carga

Realizado el cálculo del diámetro interior de la tubería, es necesario comprobar que la pérdida de carga en la instalación permite el funcionamiento correcto de los equipos.

Esta comprobación se realiza mediante la fórmula de Renouard simplificada que se expone a continuación, que es válida para cualquier presión, siempre que, el

cociente del caudal, expresado en m³N/h, y el diámetro, expresado en mm, sea inferior a 150 para el caso del gas natural.

$$P_1^2 - P_2^2 = 51,5 \cdot s \cdot L \cdot \frac{Q^{1,82}}{D^{4,82}}$$

Donde:

- P₁ y P₂ : Son las presiones absolutas al principio y final de la canalización, en bar.
- L : Longitud de tubería total más accesorios, en m. El valor que se aplica en la fórmula es el valor real incrementado en un 20%, con objeto de tener en cuenta los accesorios.
- s: Densidad ficticia media, que para el gas natural es de 0,629.
- D : Diámetro interior de la tubería en m.
- Q : Caudal de gas en condiciones normales, m³N/h.

La pérdida de carga será tal, que la presión en la entrada, del grupo de regulación o de los equipos de consumo, sea la suficiente y necesaria para el funcionamiento correcto de dichos equipos.

5.3.4. Dimensionado de las tuberías

El procedimiento de cálculo será el siguiente: a partir del caudal y teniendo en cuenta las limitaciones de la velocidad, se calcula el diámetro. A partir de éste se calcula el espesor de la tubería y por último la caída de presión, si ésta es inadmisibile se supondrá una velocidad de circulación menor y se volverá a calcular el diámetro para este nuevo caso, así hasta que la caída de presión sea razonable.

Las tuberías serán de acero reforzado estirado y serán enterradas. Se colocará un conector dieléctrico.

Los resultados son los de la siguiente tabla

TRAMO	Caudal, m ³ N/h	tramo, m	accesorios, m	total, m	P ₁ , bar	Velocidad, m/s	Diámetro interior, mm	Espesor, mm	P ₂ , bar	% caída presión
Tramo A-B	6798	13,2	2,64	15,84	20	10	113,20	11,74	19,98	0,08
Tramo B-C	6795	41,2	8,24	49,44	20	10	113,18	11,74	19,95	0,24
Tramo B - Caldera Servicios auxiliares	3	48,4	9,68	58,08	20	10	2,38	0,25	13,66	31,72
Tramo C - Caldera de recuperación	654	2	0,4	2,4	20	10	35,11	3,64	19,99	0,05
Tramo C - Turbina de Gas	6141	28	5,6	33,6	20	10	107,59	11,16	19,97	0,17

El tramo B – Caldera de Servicios Auxiliares debe ser recalculado para una velocidad de circulación menor, pues es inadmisibile una caída de presión tan elevada en el tramo, si se supone una velocidad de circulación de 5 m/s, se tiene:

TRAMO	Caudal, m ³ N/h	tramo, m	accesorios, m	total, m	P ₁ , bar	Velocidad, m/s	Diámetro interior, mm	Espesor, mm	P ₂ , bar	% caída presión
Tramo B - Caldera Servicios auxiliares	3	48,4	9,68	58,08	20	5	3,36	0,35	18,97	5,15

El resultado ahora si es aceptable.

En resumen las dimensiones de las tuberías de Gas Natural normalizadas son:

TRAMO	Diámetro nominal DN
Tramo A-B	DN 100
Tramo B-C	DN 100
Tramo B - Caldera Servicios auxiliares	DN 25
Tramo C - Caldera de recuperación	DN 32
Tramo C - Turbina de Gas	DN 100

Para el tramo que va desde la acometida hasta la Estación de Regulación y Medida se utilizará una tubería de DN 100, pues sus datos de diseño serían los mismos que los del tramo A-B.

La conexión entre la Estación de Regulación y Medida y los depósitos de gas natural, se realizará con una tubería de DN 50.

ANEXO 6: INSTALACIÓN DE AGUA DE PROCESO Y VAPOR

En este documento se diseñarán las tuberías de la red de vapor y de la red de agua de proceso.

Las líneas de vapor y de agua caliente estarán aisladas térmicamente con coquillas compuestas de fibras concéntricas impregnadas con sustancias aislantes.

1. CÁLCULO DEL DIÁMETRO ÓPTIMO

En primer lugar hay que conocer la velocidad del fluido que circula por el interior de cada tramo de tubería. Inicialmente se da un valor para cada tipo de fluido que está basado en la experiencia. Estos valores no deben ser sobrepasados ya que se producirían problemas mecánicos en las tuberías tales como golpes de ariete, cavitación, etc.

Conforme al Reglamento de Aparatos a Presión en la I.T.C. correspondiente a Tuberías para Fluidos Relativos a Calderas, se sabe que los diámetros de las tuberías serán tales que las velocidades máximas de circulación del fluido no sobrepasará los límites exigidos de 60 m/s para el vapor recalentado y de 50 m/s para el vapor saturado.

A título orientativo, las velocidades medias de circulación de fluidos por el interior de tuberías son:

Fluido	Velocidad, m/s	Fluido	Velocidad, m/s
Agua en general	1 a 3	Gases a baja presión	3 a 10
Agua caliente	2 a 3	Gases a alta presión	5 a 15
Compuestos químicos	0,5 a 3	Aire comprimido	3 a 10
Fluidos viscosos, aceites, alquitranes	1 a 2	Vapor saturado	10 a 25
		Vapor recalentado	30 a 60

El proceso de cálculo se basa en el conocimiento del caudal del fluido a transportar, y fijando una velocidad de circulación del fluido por el interior de la tubería, se calcula la sección de tubería circular y su diámetro según las siguientes fórmulas:

$$v = \frac{Q}{S} \Rightarrow D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v}}$$

Donde:

D: diámetro mínimo de la tubería, m.

Q: caudal volumétrico del fluido que circula por el interior de la tubería, m³/s.

v: velocidad del fluido basada en la experiencia, m/s.

Posteriormente se elige el diámetro normalizado más próximo (siempre mayor del calculado) mediante el catálogo existente en el “Manual del Ingeniero Químico”, Perry, 6ª Ed.

Por último hay que calcular la velocidad real de paso del fluido mediante la ecuación anterior utilizando el valor del diámetro normalizado. Con ello se comprueba que dicha velocidad no sea superior a los límites antes mencionados.

2. CÁLCULO DE LA PÉRDIDA DE CARGA.

La pérdida de carga es un fenómeno que se produce como consecuencia de la fricción existente entre la tubería y el fluido que pasa a su través.

El cálculo de la pérdida de carga que se produce en una conducción es necesario para poder realizar el diseño de las bombas, pero también para comprobar que el diámetro que se ha elegido es el correcto ya que si dicha pérdida de carga es muy elevada hay que aumentar el diámetro de la conducción.

2.1. Cálculo de la pérdida de carga en líquidos.

Para el cálculo de las pérdidas de carga en una tubería por la que circula un líquido se utiliza la ecuación de Fanning, expresada en metros de columna de líquido (m.c.l.):

$$\Delta H = \frac{4 \times f \times L}{D} \times \frac{v^2}{2 \times g}$$

$$L = L_t + L_{eq}$$

siendo:

f: coeficiente de fricción adimensional.

L: longitud total de tubería, m.

L_t: longitud del tramo de tubería, m.

L_{eq}: longitud equivalente de los accesorios, m.

v: velocidad del fluido, m/s.

D: diámetro de la tubería, m.

g: aceleración de la gravedad, m/s².

En la ecuación de Fanning hay que tener en cuenta que la longitud que se utiliza no es simplemente la del tramo de tubería. Esto se debe a que cada conducción lleva una serie de accesorios (válvulas, codos, T, ensanchamientos, ...) que también producen una pérdida de carga. Dicha pérdida de carga se puede contabilizar en metros gracias a los ábacos que permiten su cálculo en función del diámetro de la conducción.

El coeficiente de fricción, f , es un parámetro que depende de las propiedades físicas del fluido (reflejadas a través del N° de Reynolds) y su valor es:

- Si el régimen de circulación es laminar, $Re < 2000$:

$$f = \frac{16}{Re}$$

$$Re = \frac{\rho \times v \times d}{\mu}$$

siendo μ la viscosidad del fluido, en Pa*s.

- Si el régimen es de transición ($2000 < Re < 4000$) ó turbulento ($Re > 4000$), el factor de fricción se puede leer en el diagrama de Moody. Para ello es necesario conocer la rugosidad relativa de la tubería, ϵ/d , que depende del tipo de material. En el caso del acero inoxidable, $\epsilon = 0,006$ cm.

2.2. Cálculo de la pérdida de carga en gases.

Para el cálculo de las pérdidas de carga en una tubería por la que circula un gas se utiliza la siguiente expresión, considerando que la temperatura permanece constante durante todo el tramo de tubería:

$$\frac{Pm}{2RT} (P_1^2 - P_2^2) = \frac{G^2}{\alpha} \times \ln \frac{P_1}{P_2} + 2f \times \frac{G^2 L}{D}$$

siendo:

Pm: peso molecular del gas, kg/kmol.

R: constante de los gases perfectos = 8.314 J/(kmol K).

T: temperatura del gas, K.

P₁: presión en el punto inicial del tramo, Pa.

P₂: presión en el punto final del tramo, Pa.

G: velocidad másica, kg/(s m²).

$$G = \frac{M}{\frac{\pi}{4} \times D^2}$$

M: caudal másico, kg/s.

α: factor adimensional que depende de la velocidad del gas.

Flujo laminar: α = 0,5

Flujo turbulento: α = 1.

f: coeficiente de fricción (ya definido anteriormente).

L: longitud de la tubería considerando la pérdida de carga causada por los accesorios, m.

D: diámetro de la tubería, m.

Conociendo la presión existente en el punto inicial, P_1 , se puede calcular la presión en el punto final, P_2 , despejando en la expresión anterior.

Por tanto, la pérdida de carga de cada tramo será la diferencia de presiones existente entre los puntos inicial y final de dicho tramo.

La caída de presión que tiene lugar en las tuberías de vapor de la planta de cogeneración se calculará de acuerdo a esta expresión, considerando el vapor como gas.

3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE AGUA DE PROCESO.

Se indican a continuación los equipos de origen y destino de la línea, los caudales de las corrientes y las longitudes de tubería, en las instalaciones de distribución de agua de proceso. Las longitudes representadas no corresponden a tramos rectos, sino que comprenden también cambios de dirección para adaptar el diseño al volumen de las naves.

Para llevar a cabo el diseño de las tuberías que forman las distintas líneas de proceso es necesario dividir las líneas en tramos, los cuales serán divisiones de línea que conectarán unos equipos con otros. Estos tramos son independientes unos de otros por lo que también lo serán sus cálculos.

La nomenclatura de cada tramo de tubería se realizará en función de los equipos que comunican. Por ejemplo, el tramo que une los tanques de almacenamiento de agua tratada (TAAT) con los depósitos de condensados (DC), recibe el nombre TAAT - DC.

Las tuberías serán de **acero al carbono AISI 333**.

TRAMO	ORIGEN	DESTINO	CAUDAL (Tn/h)	LONGITUD (m)
POZO – B1	Pozo	Bifurcación 1	397	6,6
B1 - DPCI	Bifurcación 1	Depósitos protección contra incendios y lavado	10	2,4
B1 - DAP	Bifurcación 1	Depósito de agua de proceso	387	2,4
DAP – B2	Depósito de agua de proceso	Bifurcación 2	48,42	52,5
B2 – TAAF	Bifurcación 2	Tanques de agua filtrada	32,55	1,1
B2 – PTA	Bifurcación 2	Planta de tratamiento de agua	15,87	68,1
TAAT - DC	Tanque de almacenamiento de agua tratada	Depósitos de condensados	15,87	8,5
CF - DC	Tanques de condensados de fábrica	Depósitos de condensados	29,3	122
C - DC	Condensador de la turbina de vapor	Depósitos de condensados	11,8	24
DC - CR	Depósitos de condensados	Caldera de recuperación	56,97	58
CR - DT	Caldera de recuperación	Desgasificador térmico	56,97	13
DT – B3	Desgasificador térmico	Bifurcación hacia caldera	58,089	6
B3 – CR (1)	Bifurcación 3	Caldera de recuperación	13,6	8

P.F.C: Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción	ANEXOS DE LA MEMORIA	Página 367 de 434
---	-----------------------------	-------------------

B3 – CR (2)	Bifurcación 3	Caldera de recuperación	44,489	9
-------------	---------------	-------------------------	--------	---

Se considerará un 10% más de la longitud del tramo en concepto de válvulas, codos, etc.

A continuación se resume en tablas las propiedades físicas de las corrientes de agua para cada tramo. (Datos obtenidos del Perry)

Tramos POZO – B1, B1 – DPCI, B1- DAP, DAP-B2, B2- TAAF y B2- PTA.

Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad	Cp, J/Kg°C
18 °C	1 bar	75 KJ/Kg	998,6 Kg/m ³	8,57*10 ⁻⁴ Pa*s	4180

Tramo TAAT - DC

Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad	Cp, J/Kg°C
18 °C	2 bar	75 KJ/Kg	998,6 Kg/m ³	8,63*10 ⁻⁴ Pa*s	4178

Tramo CF - DC

Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad	Cp, J/Kg°C
90 °C	2 bar	377 KJ/Kg	965,3 Kg/m ³	3,52*10 ⁻⁴ Pa*s	4216

Tramo C – DC

Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad	Cp, J/Kg°C
46,8 °C	2 bar	172 KJ/Kg	989,4 Kg/m ³	6,14*10 ⁻⁴ Pa*s	4182

Tramo DC – CR

Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad	Cp, J/Kg°C
61 °C	2 bar	253,8 KJ/Kg	982,7 Kg/m ³	6,71*10 ⁻⁴ Pa*s	4190

Tramo CR – DT

Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad	Cp, J/Kg°C
95 °C	2 bar	398,1 KJ/Kg	961,9 Kg/m ³	2,75*10 ⁻⁴ Pa*s	4223

Tramo DT – B3

Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad	Cp, J/Kg°C
105 °C	1,2 bar	444,9 KJ/Kg	958,4 Kg/m ³	1,50*10 ⁻⁴ Pa*s	4237

Tramo B3 – CR (1)

Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad	Cp, J/Kg°C
105 °C	6 bar	445,4	958,4 Kg/m ³	2,34*10 ⁻⁴ Pa*s	4224

Tramo B3 – CR (2)

Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad	Cp, J/Kg°C
105 °C	41,5 bar	449	958,4 Kg/m ³	2,34*10 ⁻⁴ Pa*s	4226

A continuación se calcularán los diámetros requeridos de las tuberías escogiendo un material para éstos (acero comercial) y proponiendo unas velocidades de entrada que cumplan con la normativa (2 - 3 m/s para agua caliente y 1 - 3 m/s para agua en general).

Tramo	Q, m ³ /s	V _{máx} , m/s	D _{mín} , “	Tamaño nominal, “	D _{int} , cm	D _{ext} , cm	V _{real} , m/s
POZO – B1	0,1103	3	0,216	10	25,451	27,31	2,17
B1 - DPCI	2,78*10 ⁻³	3	0,034	1 1/4	3,505	4,216	2,88
B1 - DAP	0,1075	3	0,214	10	25,451	27,31	2,11
DAP – B2	0,01345	3	0,076	3	7,793	8,890	2,82
B2 – TAAF	9,04*10 ⁻³	3	0,062	2 1/2	6,271	7,303	2,93
B2 – PTA	4,41*10 ⁻³	3	0,043	2	5,250	6,033	2,04
TAAT-DC	4,12*10 ⁻³	3	1,65	2	5,250	6,033	2,03
CF-DC	8,43*10 ⁻³	3	2,35	2 1/2	6,271	7,303	2,66
C-DC	3,31*10 ⁻³	3	1,48	1 1/2	4,089	4,826	2,90
DC-CR	1,58*10 ⁻²	3	3,22	3 1/2	9,012	10,16	2,55

P.F.C: Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción	ANEXOS DE LA MEMORIA	Página 370 de 434
---	-----------------------------	-------------------

CR-DT	$1,614 \cdot 10^{-2}$	3	3,26	3 1/2	9,012	10,16	2,60
DT-B3	$1,65 \cdot 10^{-2}$	3	3,29	3 1/2	9,012	10,16	2,66
B3-CR (1)	$3,94 \cdot 10^{-3}$	3	1,61	2	5,250	6,033	1,94
B3-CR (2)	$1,226 \cdot 10^{-2}$	3	2,84	3	7,793	8,890	2,69

Siendo:

$V_{\text{máx}}$: Velocidad máxima de circulación del fluido (agua de proceso).

$D_{\text{mín}}$: Diámetro mínimo de la tubería, en pulgadas.

Tamaño Nominal: Tamaño normalizado de la tubería.

D_{int} : Diámetro interno de la tubería.

D_{ext} : Diámetro externo de la tubería.

V_{real} : Velocidad de circulación del fluido.

Se calcularán seguidamente las caídas de presión para comprobar que el diámetro que se ha elegido es el correcto. Se realizará como ejemplo el cálculo detallado del tramo TAAT – DC y para el resto se indicarán sólo los resultados en una tabla.

$$\text{Caudal volumétr. que circula por el tramo} = Q = \frac{14800}{3600 \cdot 998,6} = 4,12 \cdot 10^{-3} \frac{m^3}{s}$$

$$\text{Longitud equival. del tramo} = L_{eq} = 8,5 + (0,10) \times 8,5 = 9,35 \text{ m}$$

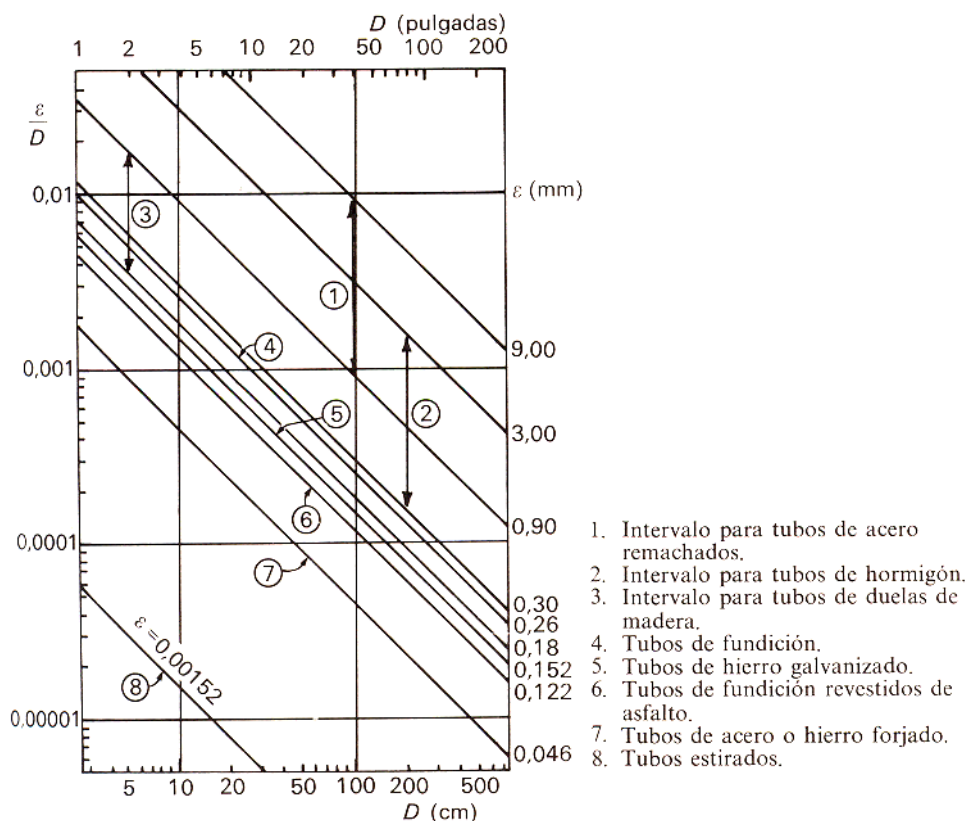
Se calcula el diámetro aproximándolo al más cercano comercial a partir de la distribución de velocidades conforme con el Reglamento definida anteriormente.

$$\text{Velocidad del tramo} = 3 \text{ m/s} \Rightarrow v = \frac{Q}{s} = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} \cdot D^2} \Rightarrow D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v}} \rightarrow D = 2''$$

El material de construcción de las tuberías será un acero comercial. Para este material, la rugosidad vale $\varepsilon = 0,046$

$$\left(\frac{\varepsilon}{D}\right) = 0,001$$

Como puede observarse en la siguiente figura, bajando en vertical con el diámetro en pulgadas escogido hasta cortar la línea 7 "tubos de acero o de hierro forjado".



Rugosidades relativas equivalentes de varios tubos comerciales.

Se calcula ahora el número de Reynolds:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} = \frac{998,6 \cdot 2,03 \cdot 0,0508}{8,63 \cdot 10^{-4}} = 119327$$

Conocida la rugosidad relativa, se puede calcular el factor de fricción f con el Gráfico de Moody o con la ecuación de Chen. En este diseño se ha utilizado la Ecuación de Chen, obteniéndose:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0 \cdot \text{Log} \left\{ \frac{1}{3.7065} \cdot \left(\frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5.0452}{Re} \cdot \text{Log} \left[\frac{1}{2.8257} \cdot \left(\frac{\varepsilon}{D} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}} \right] \right\} \rightarrow f = 0,0055$$

Factor que permite estimar la caída de presión por rozamiento en el tramo escogido, utilizando la Ecuación de Fanning:

$$\Delta P = 2 \cdot f \cdot \frac{L_{eq}}{D} \cdot \rho \cdot v^2 \rightarrow \Delta P = 8331,5 Pa$$

Por tanto, la caída de presión por unidad de longitud en el tramo será:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{8331,5}{9,35} = 891,1 \frac{Pa}{m \text{ de tubería}}$$

Y a partir de la caída de presión, estimar la presión a la entrada y a la salida de la tubería del tramo escogido:

$$P_i = P(\text{entrada}) = 2 \text{bar} = 200000 Pa$$

$$P_f = P(\text{salida}) = 200000 - 8331,5 = 191668,5 Pa$$

Procediendo del mismo modo para el resto de tramos, se elabora la siguiente tabla:

Tramo	Tamaño nominal, “	V_{real} , m/s	L_{total} , m	Re	ϵ/D	f	ΔP , Pa
POZO – B1	10	2,17	7,26	642971	0,0018	0,0058	1553
B1 - DPCI	1 1/4	2,88	2,64	117673	0,0131	0,01	12488
B1 - DAP	10	2,11	2,64	626649	0,0018	0,0058	536
DAP – B2	3	2,82	57,75	256058	0,0059	0,0081	95324
B2 – TAAF	2 1/2	2,93	1,21	213871	0,0073	0,0086	2839
B2 – PTA	2	2,04	74,91	124624	0,0088	0,0092	108805
TAAT-DC	2	2,03	9,35	119327	0,001	0,0055	8331,5
CF-DC	2 1/2	2,66	134,2	463207	0,0007	0,0047	140365,9
C-DC	1 1/2	2,90	26,4	178044	0,0012	0,0055	61877
DC-CR	3 1/2	2,55	63,8	332002	0,0005	0,0045	41272,7
CR-DT	3 1/2	2,60	14,3	808486	0,0005	0,0043	8995,2
DT-B3	3 1/2	2,66	6,6	1510911	0,0005	0,0043	4329,6
B3-CR (1)	2	1,94	8,8	208063	0,001	0,0053	6623,3
B3-CR (2)	3	2,69	9,9	839534	0,0006	0,0045	8109,1

4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE VAPOR.

Se indican a continuación los equipos de origen y destino de la línea, los caudales de las corrientes y las longitudes de tubería, en las instalaciones de distribución de vapor. Las longitudes representadas no corresponden a tramos rectos, sino que comprenden también cambios de dirección para adaptar el diseño al volumen de los equipos y naves.

Para llevar a cabo el diseño de las tuberías que forman las distintas líneas de proceso es necesario dividir las en tramos, los cuales serán divisiones de línea que conectarán unos equipos con otros. Estos tramos son independientes unos de otros por lo que también lo serán sus cálculos.

Al igual que para la instalación de agua de proceso, la nomenclatura de cada tramo de tubería se realizará en función de los equipos que comunican. Por ejemplo, el tramo que une la turbina de vapor (TV) con los colectores de vapor (CV), recibe el nombre TV - CV.

Las tuberías serán de **acero al carbono AISI 333**.

TRAMO	ORIGEN	DESTINO	CAUDAL (Tn/h)	LONGITUD (m)
CR – B4	Caldera de recuperación	Bifurcación 2	13,6	4,4
B4 – B5	Bifurcación 2	Bifurcación 3	1,01	3,2
B4 – CV	Bifurcación 2	Colector de vapor	12,59	24
CR – B6	Caldera de recuperación	Bifurcación 4	44,38	4,3
B6 – CV	Bifurcación 4	Colector de vapor	42,3*	47,4
B6 – B7	Bifurcación 4	Bifurcación 5	42,3	6,8
B7 – TV	Bifurcación 5	Turbina de vapor	42,3	22,2
B7 – Fab	Bifurcación 5	Fábrica	2,083	118

CV – Fab	Colector de vapor	Fábrica	43,09	106
TV – CV	Turbina de vapor	Colector de vapor	30,50	52,2
TV – C	Turbina de vapor	Condensador	11,80	5,6
TPC – B5	Tanque de purga continua	Bifurcación 3	0,1091	6

* En condiciones normales por este tramo no habrá paso alguno de vapor, para para su diseño se considera el caso en que la turbina de vapor esté parada y el caudal de 42,3 Tn/h que irían como alimentación a ésta pasan por este tramo directamente al colector de vapor.

Se considerará un 10% más de la longitud del tramo en concepto de válvulas, codos, etc.

A continuación se resume en tablas las propiedades físicas de las corrientes de vapor para cada tramo. (Datos obtenidos del Manual del Ingeniero Químico, 7ª Ed. Perry)

Tramo CR – B4

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Sobrec. BP	173 °C	6 bar	2788,7 KJ/Kg	3,02 Kg/m ³	14,2*10 ⁻⁶ Pa*s

Tramo B4 – B5

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Sobrec. BP	173 °C	6 bar	2788,7 KJ/Kg	3,02 Kg/m ³	14,2*10 ⁻⁶ Pa*s

Tramo B4 – CV

P.F.C: Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción	ANEXOS DE LA MEMORIA	Página 376 de 434
---	-----------------------------	-------------------

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Sobrec. BP	173 °C	6 bar	2788,7 KJ/Kg	3,02 Kg/m ³	14,2*10 ⁻⁶ Pa*s

Tramo CR – B6

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Sobrec. AP	402 °C	41 bar	3218,7 KJ/Kg	22,8 Kg/m ³	16,6*10 ⁻⁶ Pa*s

Tramo B6 – CV

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Sobrec. AP	402 °C	41 bar	3218,7 KJ/Kg	22,8 Kg/m ³	16,6*10 ⁻⁶ Pa*s

Tramo B6 – B7

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Sobrec. AP	402 °C	41 bar	3218,7 KJ/Kg	22,8 Kg/m ³	16,6*10 ⁻⁶ Pa*s

Tramo B7 – TV

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Sobrec. AP	402 °C	41 bar	3218,7 KJ/Kg	22,8 Kg/m ³	16,6*10 ⁻⁶ Pa*s

P.F.C: Diseño de un proceso de cogeneración para una planta de fabricación de componentes de automoción	ANEXOS DE LA MEMORIA	Página 377 de 434
---	-----------------------------	-------------------

Tramo B7 – Fáb

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Sobrec. MP	187 °C	11 bar	2794,4 KJ/Kg	5,88 Kg/m ³	14,9*10 ⁻⁶ Pa*s

Tramo CV – Fáb

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Sobrec. BP	181 °C	6 bar	2807,6 KJ/Kg	2,87 Kg/m ³	14,1*10 ⁻⁶ Pa*s

Tramo TV – CV

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Sobrec. BP	185 °C	6 bar	2816 KJ/Kg	2,82 Kg/m ³	14,1*10 ⁻⁶ Pa*s

Tramo TV – C

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Saturado BP	46,8 °C	0,105 bar	2249 KJ/Kg	0,068 Kg/m ³	9,89*10 ⁻⁶ Pa*s

Tramo TPC – B5

Tipo Vapor	Temperatura	Presión	Entalpía	Densidad	Viscosidad
Saturado BP	127 °C	2,5 bar	2716,4 KJ/Kg	1,34 Kg/m ³	13*10 ⁻⁶ Pa*s

A continuación se calcularán los diámetros requeridos de las tuberías escogiendo un material para éstos (acero comercial) y proponiendo unas velocidades de entrada que cumplan con la normativa (30-60 m/s para vapor sobrecalentado y 10-25 m/s para vapor saturado).

Tramo	Q, m ³ /s	V _{diseño} , m/s	D _{mín} , m	Tamaño nominal, “	D _{int} , cm	D _{ext} , cm	V _{real} , m/s
CR – B4	1,25	50	0,178	8	20,272	21,91	38,7
B4 – B5	9,29*10 ⁻²	50	4,86*10 ⁻²	2	5,250	6,033	42,9
B4 – CV	1,16	50	0,17	8	20,272	21,91	35,9
CR – B6	0,54	50	0,117	5	12,819	14,13	41,84
B6 – CV	0,514	50	0,114	5	12,819	14,13	39,83
B6 – B7	0,514	50	0,114	5	12,819	14,13	39,83
B7 – TV	0,514	50	0,114	5	12,819	14,13	39,83
B7 – Fab	9,84*10 ⁻²	50	0,05	2	5,250	6,033	45,46
CV – Fab	4,17	50	0,326	14	33,28	35,56	47,9
TV – CV	3	50	0,276	12	30,323	32,39	41,5
TV – C	48,2	25	0,56	24	57,452	60,96	18,4
TPC – B5	2,26*10 ⁻²	25	3,39*10 ⁻²	1 1/2	4,089	4,826	17,2

Siendo:

V_{diseño}: Velocidad de diseño de circulación del fluido (vapor).

D_{mín}: Diámetro mínimo de la tubería, en pulgadas.

Tamaño Nominal: Tamaño normalizado de la tubería.

D_{int} : Diámetro interno de la tubería.

D_{ext} : Diámetro externo de la tubería.

V_{real} : Velocidad de circulación del fluido.

Se calcularán seguidamente las caídas de presión para comprobar que el diámetro que se ha elegido es el correcto. Se realizará como ejemplo el cálculo detallado del tramo TV – CV y para el resto se indicarán sólo los resultados en una tabla.

$$\text{Caudal volumétr. que circula por el tramo} = Q = \frac{30500}{3600 \cdot 2,82} = 3 \frac{m^3}{s}$$

$$\text{Longitud equival. del tramo} = L_{eq} = 52,2 + (0,10) \times 52,2 = 57,42 \text{ m}$$

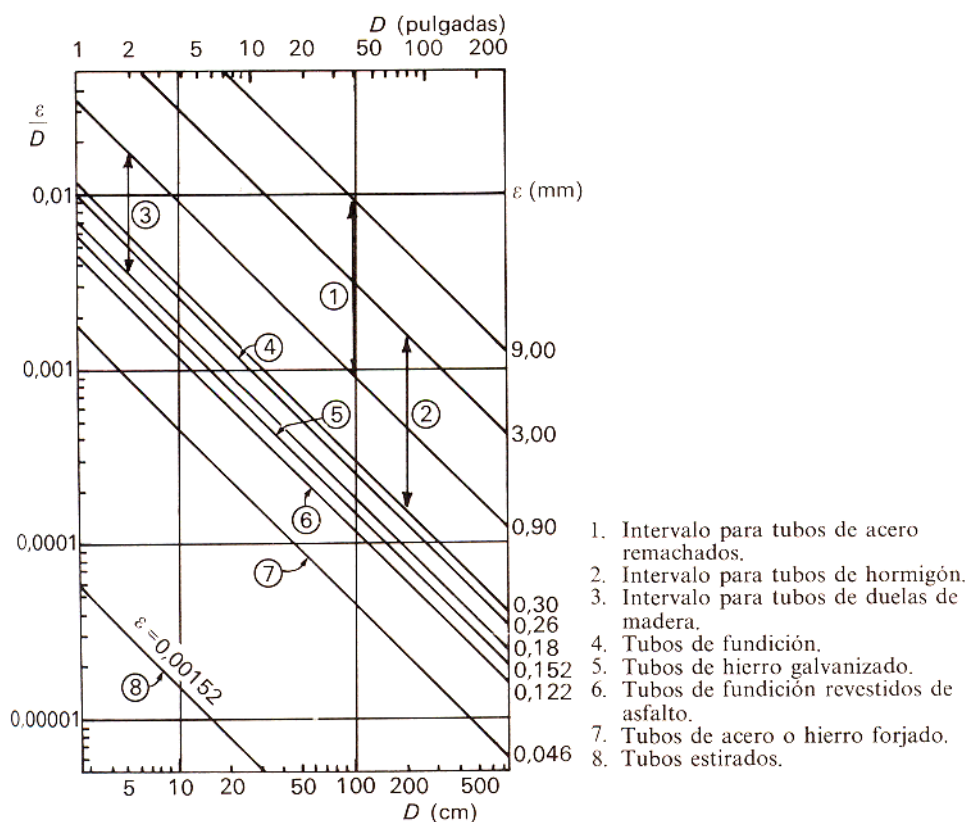
Se calcula el diámetro aproximándolo al más cercano comercial a partir de la distribución de velocidades conforme con el Reglamento definida anteriormente.

$$\text{Velocidad del tramo} = 50 \text{ m/s} \Rightarrow v = \frac{Q}{s} = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} \cdot D^2} \Rightarrow D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v}} \rightarrow D = 12''$$

El material de construcción de las tuberías será un acero comercial. Para este material, la rugosidad vale $\epsilon = 0,046$

$$\left(\frac{\epsilon}{D} \right) = 0,00015$$

Como puede observarse en la siguiente figura, bajando en vertical con el diámetro en pulgadas escogido hasta cortar la línea 7 “tubos de acero o de hierro forjado”.



Rugosidades relativas equivalentes de varios tubos comerciales.

Se calcula ahora el número de Reynolds:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} = \frac{2,82 \cdot 41,5 \cdot 0,30323}{14,1 \cdot 10^{-6}} = 2516809$$

Conocida la rugosidad relativa, se puede calcular el factor de fricción f con el Gráfico de Moody o con la ecuación de Chen. En este diseño se ha utilizado la Ecuación de Chen, obteniéndose:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4,0 \cdot \text{Log} \left\{ \frac{1}{3,7065} \cdot \left(\frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5,0452}{Re} \cdot \text{Log} \left[\frac{1}{2,8257} \cdot \left(\frac{\varepsilon}{D} \right)^{1,1098} + \frac{5,8506}{Re^{0,8981}} \right] \right\} \rightarrow f = 0,0034$$

Factor que permite estimar la caída de presión por rozamiento en el tramo escogido, utilizando siguiente ecuación (se va a considerar el vapor como un gas):

$$\frac{Pm}{2RT} (P_1^2 - P_2^2) = \frac{G^2}{\alpha} \times \ln \frac{P_1}{P_2} + 2f \times \frac{G^2 L}{D}$$

Antes de calcular la caída de presión se debe calcular G y α , pues el resto de parámetros que intervienen en ella ya son conocidos.

$$G = \frac{30500/3600}{(\pi/4) \cdot (0,30323)^2} = 117,3$$

$$\alpha = 1 \text{ (Rég. Turbulento)}$$

Por tanto, la presión al final del tramo (P_2) será:

$$\frac{18}{2 \cdot 8,314 \cdot 458} (600000^2 - P_2^2) = \frac{117,3^2}{1} \times \ln \frac{600000}{P_2} + 2 \cdot 0,0034 \times \frac{117,3^2 \cdot 52,2}{0,30323}$$

$P_2 = 599994 \text{ Pa} = 5,99994 \text{ bar}$ (La caída de presión es prácticamente nula)

Procediendo del mismo modo para el resto de tramos, se elabora la siguiente tabla:

Tramo	Tamaño nominal, “	V_{real} , m/s	L_{total} , m	Re	ϵ/D	f	G, Kg/m ² s	α	P ₂ , bar
CR – B4	8	38,7	4,84	1668500	0,0002	$3,59 \cdot 10^{-3}$	117	1	599999
B4 – B5	2	42,9	3,52	479000	0,0009	$4,96 \cdot 10^{-3}$	129,6	1	599996
B4 – CV	8	35,9	26,4	1547781	0,0002	$3,6 \cdot 10^{-3}$	108,4	1	599996
CR – B6	5	41,84	4,73	7366693	0,00036	$3,91 \cdot 10^{-3}$	955,2	1	4099980
B6 – CV	5	39,83	52,14	7012796	0,00036	$3,91 \cdot 10^{-3}$	910,4	1	4099799
B6 – B7	5	39,83	7,48	7012796	0,00036	$3,91 \cdot 10^{-3}$	910,4	1	4099971
B7 – TV	5	39,83	24,42	7012796	0,00036	$3,91 \cdot 10^{-3}$	910,4	1	4099906
B7 – Fab	2	45,46	129,8	845392	0,0009	$4,89 \cdot 10^{-3}$	267,3	1	1099673
CV – Fab	14	47,9	116,6	3244753	0,00014	$3,31 \cdot 10^{-3}$	137,6	1	599984
TV – CV	12	41,5	57,42	2516809	0,00015	$3,37 \cdot 10^{-3}$	117,3	1	599994
TV – C	24	18,4	6,16	72693	0,00008	$4,91 \cdot 10^{-3}$	12,6	1	10499
TPC – B5	1 1/2	17,2	6,6	72495	0,001	$5,75 \cdot 10^{-3}$	23,1	1	249999

Las caídas de presión son nulas prácticamente.

5. CÁLCULO DEL AISLAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE VAPOR Y AGUA CALIENTE DE PROCESO

Se utilizarán como aislantes térmicos, elementos rígidos de fibras concéntricas impregnadas con resinas sintéticas a partir de melamina, denominados “coquillas”, material aislante de lana de roca, manta Roclaine 315 de 110 Kg/m³ o similar. Este aislante se recubrirá con chapa de aluminio de 0,5 mm de espesor.

La necesidad del aislamiento de las tuberías no sólo se justifica en términos económicos de ahorro de calor, sino también por el hecho de que al ser mucho mayores las pérdidas caloríficas en tuberías no aisladas, la condensación en la tuberías de vapor también será más elevada, con lo que al final se acumulará

condensado con el consiguiente peligro de golpes de ariete y humidificación por arrastre de partículas de vapor circundante.

Además de las razones técnicas ya descritas, existen otras normas de seguridad para operarios, que obligan a aislar las tuberías. Las normas específicas a seguir vienen indicadas en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Artículo 125, y en el RD 1490/1975 sobre medidas a adoptar en edificaciones para reducir el consumo de energía.

Se considerará la temperatura ambiente de 18°C y la del agua de proceso o vapor dependerá del tramo que se considere, indicándose ésta en la siguiente tabla.

Tramo	Fluido	T ^a , °C
TAAT - DC	Agua tratada	18
CF - DC	Condensados de fábrica	90
C - DC	Condensado de la turbina de vapor	46,8
DC - CR	Agua de proceso	61
CR - DT	Agua de proceso	95
DT - B3	Agua de proceso	105
B3 - CR (1)	Agua de proceso	105
B3 - CR (2)	Agua de proceso	105
CR - B4	Vapor sobrecalentado 6 bar	173
B4 - B5	Vapor sobrecalentado 6 bar	173
B4 - CV	Vapor sobrecalentado 6 bar	173
CR - B6	Vapor sobrecalentado 41 bar	402
B6 - CV	Vapor sobrecalentado 41 bar	402
B6 - B7	Vapor sobrecalentado 41 bar	402
B7 - TV	Vapor sobrecalentado 41 bar	402
B7 - Fab	Vapor sobrecalentado 11 bar	187

CV – Fab	Vapor sobrecalentado 6 bar	181
TV – CV	Vapor sobrecalentado 6 bar	185
TV – C	Vapor saturado 0,105 bar	46,8
TPC – B5	Vapor saturado 2,5 bar	127

Al tener diversos tramos de tubería, cada uno con un diámetro y una longitud, ser realizará el cálculo del espesor de aislante independientemente a cada tramo. Los accesorios de las redes se aislarán con el mismo espesor que las conducciones correspondientes.

El aislamiento térmico de las instalaciones, aparatos y equipos viene reglamentado según la norma *UNE 100.171. Aislamiento térmico. Materiales y colocación*. Los espesores mínimos (mm) que se deben emplear para el aislamiento térmico de conducciones y aparatos están indicados en la siguiente tabla de la mencionada norma en función del diámetro y la temperatura del fluido caliente.

Diámetro exterior (mm)	Temperatura del fluido (°C)			
	40 - 65	66 - 100	101 - 150	151 - 200
$D \leq 35$	20	20	30	40
$35 < D \leq 60$	20	30	40	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40	50
$90 < D \leq 140$	30	40	50	50
$140 < D$	30	40	50	60

Para temperaturas superiores a éstas se supondrá un espesor mínimo de 70 mm.

Estas tablas de espesores están dadas para diferentes temperaturas de fluido, con un material de referencia de conductividad térmica igual a 0,4 W/mK a 20 °C y condiciones estándar del ambiente interior y exterior. Los espesores indicados

en la tabla deben considerarse los mínimos admisibles. Para materiales de conductividad térmica diferente de la de referencia, el nuevo espesor e' mínimo se calculará en función del antiguo espesor con unas ecuaciones dadas en la norma. En este proyecto será suficiente con los datos de la tabla porque el material aislante seleccionado tiene una conductividad térmica de 0,4 W/mK.

Lo que se hará será:

- 1) Calcular el espesor mínimo de aislante según norma.
- 2) Limitar las pérdidas en las conducciones a 35 W/m y ver si este espesor mínimo es aceptable. La temperatura superficial máxima contra riesgos de contactos accidentales se fijará en 60 °C según indicaciones de la norma.

Las pérdidas de calor vienen dadas por la siguiente expresión:

$$\left(\frac{dQ}{dt} = 2 \cdot \pi \cdot \frac{\Delta T}{\frac{1}{R_1 \cdot h_1} + \frac{\text{Ln}\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}{K_{ac}} + \frac{\text{Ln}\left(\frac{R_3}{R_2}\right)}{K_c} + \frac{\text{Ln}\left(\frac{R_4}{R_3}\right)}{K_{al}} + \frac{1}{R_4 \cdot h_2}} \right)$$

Donde:

(dQ/dt) Cantidad de calor por unidad de tiempo, W/m

ΔT Diferencia de temperatura, °C

R_1 Radio interior del tubo, m

R_2	Radio exterior del tubo, m
R_3	Radio del tubo + aislante, m
R_4	Radio del tubo + aislante + chapa aluminio, m
h_1	Coefficiente integral de transmisión de calor vapor de agua-tubo, W/m^2K
h_2	Coefficiente integral de transmisión de calor vapor de aire-aislante, W/m^2K
K_{ac}	Coefficiente de conductividad térmica del acero, W/mK
K_c	Coefficiente de conductividad térmica de las coquillas, W/mK
K_{al}	Coefficiente de conductividad térmica del aluminio, $W/m^{\circ}C$

De modo que el calor se transmite desde la tubería hacia el exterior por convección dentro de ésta, por conducción a través del acero de la tubería y del aislante y el aluminio que recubre la tubería, y por último, por convección fuera de ésta.

Todos tramos se dimensionaron en los apartados anteriores de modo que aquí se expondrá un resumen de los resultados finales en cuanto a dimensiones y características termodinámicas se refiere.

Tramo	Q, m ³ /s	Tamaño nominal, “	D _{int} , cm	D _{ext} , cm	V _{real} , m/s	Temperatura, °C	Re
TAAT-DC	4,12*10 ⁻³	2	5,250	6,033	2,03	18	119327
CF-DC	8,43*10 ⁻³	2 1/2	6,271	7,303	2,66	90	463207
C-DC	3,31*10 ⁻³	1 1/2	4,089	4,826	2,90	46,8	178044
DC-CR	1,58*10 ⁻²	3 1/2	9,012	10,16	2,55	61	332002
CR-DT	1,614*10 ⁻²	3 1/2	9,012	10,16	2,60	95	808486
DT-B3	1,65*10 ⁻²	3 1/2	9,012	10,16	2,66	105	1510911
B3-CR (1)	3,94*10 ⁻³	2	5,250	6,033	1,94	105	208063
B3-CR (2)	1,226*10 ⁻²	3	7,793	8,890	2,69	105	839534
CR – B4	1,25	8	20,272	21,91	38,7	173	1668500
B4 – B5	9,29*10 ⁻²	2	5,250	6,033	42,9	173	479000
B4 – CV	1,16	8	20,272	21,91	35,9	173	1547781
CR – B6	0,54	5	12,819	14,13	41,84	402	7366693
B6 – CV	0,514	5	12,819	14,13	39,83	402	7012796
B6 – B7	0,514	5	12,819	14,13	39,83	402	7012796
B7 – TV	0,514	5	12,819	14,13	39,83	402	7012796
B7 – Fab	9,84*10 ⁻²	2	5,250	6,033	45,46	187	845392
CV – Fab	4,17	14	33,28	35,56	47,9	181	3244753
TV – CV	3	12	30,323	32,39	41,5	185	2516809
TV – C	48,2	24	57,452	60,96	18,4	46,8	72693
TPC – B5	2,26*10 ⁻²	1 1/2	4,089	4,826	17,2	127	72495

Se calculará el espesor mínimo según la norma:

Tramo	Espesor mínimo, mm
TAAT-DC	0
CF-DC	30

C-DC	20
DC-CR	30
CR-DT	40
DT-B3	50
B3-CR (1)	40
B3-CR (2)	40
CR – B4	60
B4 – B5	50
B4 – CV	60
CR – B6	70
B6 – CV	70
B6 – B7	70
B7 – TV	70
B7 – Fab	50
CV – Fab	60
TV – CV	60
TV – C	60
TPC – B5	40

Ahora se calculará el espesor necesario para que no existan unas pérdidas de calor superiores a 35 W/m, sabiendo que la temperatura máxima superficial en el tramo debe de ser de 60 °C. Los cálculos se harán sólo para un tramo a modo de ejemplo y el resto para el resto de tramos se expondrán sólo los resultados finales.

Ejemplo: Tramo CR- DT

5.1. Cálculo de los coeficientes integrales de transmisión de calor

5.1.1. Cálculo del coeficiente agua-tubo (h_1).

Se trata de una circulación forzada de agua por el interior de un tubo.

Determinado el número de Reynolds (Re), se establecerá el régimen de circulación.

$$Re = 808486 > 2000 \Rightarrow \text{Régimen de circulación turbulento.}$$

Se observa que se cumple también que $L > 60D$:

$$L = 14,3 \text{ m} > 60 \cdot (0,1016) = 6,096 \text{ m} \Rightarrow L > 60D$$

Estos condicionantes implican que se puede utilizar la siguiente expresión para el cálculo perseguido:

$$Nu = 0.023 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.3} \cdot \left(\frac{\eta}{\eta_{pared}} \right)^{0.14}$$

Donde se desprecia la relación de viscosidad por ser régimen turbulento, aproximándose el coeficiente corrector de Nu a la unidad.

A continuación se calculan los 3 números adimensionales participantes en la ecuación propuesta para el cálculo de h_1 , el dato del número de Prandtl se obtiene del Perry 7ªEd.

$$Pr = \frac{\nu}{\frac{k}{\rho \cdot C_p}} = \frac{\nu \cdot \rho \cdot C_p}{k} = 1,32$$

Donde:

ν Viscosidad cinemática (m^2/s)

K Conductividad térmica del vapor de agua (W/m°C)

Cp Calor específico del vapor de agua (KJ/Kg°C)

ρ Densidad del vapor de agua (Kg/m³)

Pr Número de Prandtl (adimensional)

Luego:

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,3} = 0,023 \cdot (808486)^{0,8} \cdot (1,32)^{0,3} = 1331$$

Y de la definición del número de Nusselt:

$$Nu = \frac{h_1 \cdot D_i}{k} \rightarrow h_1 = \frac{Nu \cdot k}{D_i} = \frac{1331 \cdot 0,48}{0,09012} = 7089 \frac{W}{m^2 \cdot C}$$

Donde:

h_1 Coeficiente integral de transmisión de calor (W/m²°C)

K Conductividad térmica del vapor de agua = 0,48 W/m°C

D_i Diámetro interior de la tubería (m)

Nu Número de Nusselt (adimensional)

Luego finalmente, se obtiene que el coeficiente integral de transmisión de calor vapor de agua-tubo tiene un valor de $h_1 = 7089 \text{ W/m}^2\text{°C}$.

5.1.2. Cálculo del coeficiente aire-aislante (h_2).

Se considera que la transmisión de calor entre el aire y el aislante se realiza por convección natural. Se trata de un fluido exterior a un cilindro horizontal. En este caso se puede aplicar la siguiente expresión:

$$Nu = 0.53 \cdot Gr^{0.25} \cdot Pr^{0.25}$$

Con la siguiente condición:

$$10^3 < Gr \cdot Pr < 10^9$$

Siendo el número de Prandtl del aire a temperatura ambiente $Pr = 0,695$, y estando definido el número de Grashoff (Gr) como:

$$Gr = \frac{D_e^3 \cdot g \cdot \Delta T \cdot \beta}{\nu^2}$$

Donde, para una temperatura media de la capa exterior y la ambiente de 60°C y 18°C , las características del aire y las otras variables resultan ser:

$$g \quad 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$D_e \quad (0,1016 + e) \text{ m \{Diámetro externo más espesor de aislante\}}$$

$$\beta \quad 3,1 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

$$\nu \quad 1,78 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\Delta T \quad (60-18)^\circ\text{C}$$

$$k \quad 0,028 \text{ W/m}^\circ\text{C}$$

Por lo que en principio, para un espesor mínimo de aislante de $e = 40 \text{ mm}$, Gr toma un valor de:

$$Gr = \frac{D_e^3 \cdot g \cdot \Delta T \cdot \beta}{\nu^2} = \frac{(0,1016 + 0,04)^3 \cdot 9,81 \cdot (60 - 18) \cdot 3,1 \cdot 10^{-3}}{(1,78 \cdot 10^{-5})^2} = 11445368$$

Comprobando la condición inicial de aplicabilidad de la expresión:

$$Gr \cdot Pr = (11445368) \cdot (0,695) = 7954530 \Rightarrow 10^3 < Gr \cdot Pr < 10^9$$

Se observa que el producto de los números adimensionales cumple con las condiciones requeridas, por lo que se pasa a calcular h_2 a partir de la expresión de Nu :

$$Nu = 0,53 \cdot Gr^{0,25} \cdot Pr^{0,25} = 0,53 \cdot (11445368)^{0,25} \cdot (0,695)^{0,25} = 28,15$$

Luego:

$$Nu = \frac{h_2 \cdot D_e}{k} \rightarrow h_2 = \frac{Nu \cdot k}{D_e} = \frac{28,15 \cdot 0,0240}{0,1016 + 0,04} = 4,77 \frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C}$$

Luego finalmente, se obtiene que el coeficiente integral de transmisión de calor aislante-aire tiene un valor de **$h_2 = 4,77 \text{ W/m}^2\text{C}$** .

5.2. Cálculo de las pérdidas a través del espesor de aislante

Una vez determinados los coeficientes, se procede a la aplicación de la ecuación mostrada en el apartado del presente Anexo para conocer las pérdidas reales que tienen lugar. Los datos a sustituir son:

$$\Delta T \quad (60-18)^\circ\text{C}$$

$$R_1 \quad 0,04506 \text{ m}$$

$$R_2 \quad 0,0508 \text{ m}$$

$$R_3 \quad (e + 0,0508) \text{ m}$$

$$R_4 \quad (e + 0,0508 + 0,0005) \text{ m}$$

$$h_1 \quad 7089 \text{ W/m}^2\text{C}$$

$$h_2 \quad 4,77 \text{ W/m}^2\text{C}$$

$$K_{ac} \quad 58 \text{ W/m}^\circ\text{C}$$

$$K_c \quad 0,04 \text{ W/m}^\circ\text{C}$$

Puesto que la chapa de aluminio de muy pequeño espesor se va a despreciar su efecto en el cálculo.

Aplicando la expresión para unas pérdidas máximas de 35 W/m:

$$\left(\frac{dQ}{dt} = 2 \cdot \pi \frac{\Delta T}{\frac{1}{R_1 \cdot h_1} + \frac{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}{K_a} + \frac{\ln\left(\frac{R_3}{R_2}\right)}{K_c} + \frac{1}{R_3 \cdot h_2}} \right) \rightarrow R_3 = 0,0597 \text{ mm}$$

Y esto se traduce en un espesor de 8,9 mm. Luego será suficiente con el espesor mínimo de 40 mm obtenido según la norma.

Para los 40 mm de espesor de aislante el calor realmente cedido es 16 W/m. Este calor es cedido al exterior a expensas de la disminución de temperatura del agua. Haciendo un balance de calor se calcula la variación de temperatura que sufre el agua en concepto de estas pérdidas calculadas:

$$Q = m_{\text{agua}} \cdot C_p \cdot \Delta T \Rightarrow \Delta T = \frac{Q}{m_{\text{agua}} \cdot C_p} = \frac{16 \cdot 14,3}{15,825 \cdot 4223} = 3,43 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}$$

Lo que quiere decir que el agua no pierde apenas temperatura cuando recorre la red CR-DT.

Este proceso se repetirá para el resto de tramos de agua caliente de proceso y de vapor y los resultados son:

TRAMO	Re	Pr	Nu ₁	k	h ₁	Gr	Nu ₂	h ₂	Espesor, mm
CF – DC	463207	1,34	856	0,54	7371	4408909	22,17	5,17	4,32 < 30
C – DC	178044	4,21	562	0,63	8653	1282150	16,28	5,73	0,4 < 20
DC – CR	332002	3,89	903	0,62	6211	9187718	26,64	4,86	9,04 < 30
CR – DT	808486	1,32	1331	0,48	7087	11445368	28,15	4,77	8,86 < 40
DT – B3	1510911	1,55	2303	0,31	7921	14045513	29,62	4,69	8,70 < 50
B3 – CR(1)	208063	1,83	495	0,68	6418	4071294	21,74	5,20	1,91 < 40
B3 – CR(2)	839534	1,83	1512	0,68	13198	8633735	26,23	4,88	6,75 < 40
CR – B4	1668500	1,11	2255	0,032	324	87643456	46,82	4,03	28,08 < 60
B4 – B5	479000	1,11	831	0,032	434	5414032	23,34	5,08	1,53 < 50
B4 – CV	1547781	1,11	2124	0,032	305	87643456	46,82	4,03	28,07 < 60
CR – B6	7366693	1,37	7881	0,050	2777	38031064	38,00	4,32	15,06 < 70
B6 – CV	7012796	1,37	7576	0,050	2670	38031064	38,00	4,32	15,06 < 70
B6 – B7	7012796	1,37	7576	0,050	2670	38031064	38,00	4,32	15,06 < 70
B7 – TV	7012796	1,37	7576	0,050	2670	38031064	38,00	4,32	15,06 < 70
B7 – Fab	845392	1,16	1327	0,035	761	5414032	23,34	5,08	1,6 < 50
CV – Fab	3244753	1,1	3829	0,031	334	289378728	63,12	3,64	51,15 < 60
TV – CV	2516809	1,09	3116	0,031	297	228083739	59,47	3,72	45,77 < 60
TV – C	72693	0,894	172	0,021	96	982543567	85,68	3,07	73,43 > 60
TPC – B5	72495	1,033	180	0,027	101	2771608	19,74	5,37	29,66 < 40

TRAMO	m, Kg/s	Cp, J/Kg°C	Espesor, mm	Longitud total, m	Pérdidas reales, W	T, °C
CF – DC	4,41	4216	30	134,2	2013	0,11
C – DC	8,14	4182	20	26,4	269	7,9*10 ⁻³
DC – CR	3,28	4190	30	63,8	1212	8,8*10 ⁻²
CR – DT	15,83	4223	40	14,3	228	3,41*10 ⁻³

DT – B3	16,14	4237	50	6,6	92	$1,35 \cdot 10^{-3}$
B3 – CR(1)	3,78	4224	40	8,8	105	$6,58 \cdot 10^{-3}$
B3 – CR(2)	12,36	4226	40	9,9	148	$2,83 \cdot 10^{-3}$
CR – B4	3,78	2381	60	4,84	103	0,0114
B4 – B5	0,28	2381	50	3,52	34	0,0515
B4 – CV	3,50	2381	60	26,4	561	0,0674
CR – B6	12,33	3825	70	4,73	66	0,0014
B6 – CV	11,75	3825	70	52,14	729	0,0162
B6 – B7	11,75	3825	70	7,48	105	0,0023
B7 – TV	11,75	3825	70	24,42	342	0,0076
B7 – Fab	0,58	2589	50	129,8	1271	0,8487
CV – Fab	11,97	2354	60	116,6	3644	0,1293
TV – CV	8,47	2327	60	57,42	1663	0,0843
TV – C	3,28	1895	75	6,16	199	0,0320
TPC – B5	0,03	2158	40	6,6	63	0,9570

A la vista de los resultados se puede concluir que los espesores de aislante serán los indicados como mínimos por la norma y que estos espesores garantizarán un aislamiento excepcional de modo que la temperatura del agua caliente de proceso apenas sufrirá variación de temperatura.

ANEXO Nº7: DISEÑO DE LAS BOMBAS

Entre todas las clases de bombas existentes en el mercado, se han elegido las **bombas centrífugas** construidas en acero inoxidable. Estas bombas poseen gran cantidad de aplicaciones en todo tipo de procesos industriales y se utilizan siempre que el proceso técnico lo permite debido a su bajo coste de compra, operación y mantenimiento, además de ser las que mejor se adaptan a todo tipo de procesos gracias a su gran variedad de tamaños.

1. PRINCIPIOS TEÓRICOS.

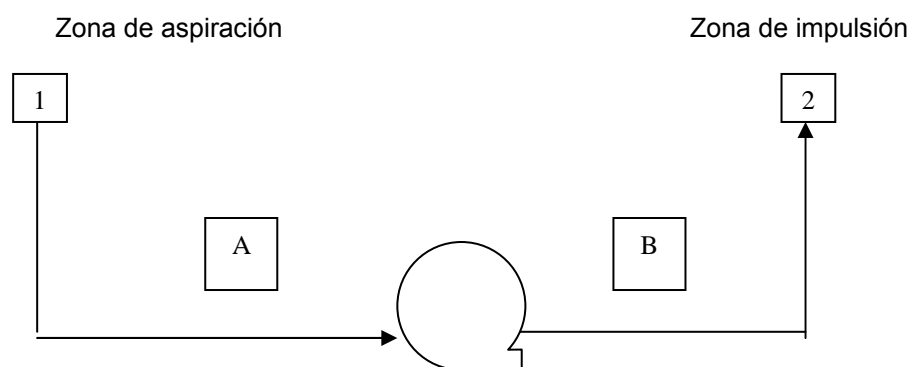
En primer lugar hay que definir una serie de conceptos relacionados con el diseño de las bombas:

- **Altura total de aspiración:** es la presión a la entrada de la bomba. Se obtiene mediante la suma algebraica de la altura estática de aspiración (distancia de la superficie libre del líquido al eje de la bomba), presión existente sobre el líquido y pérdidas de carga por rozamiento en la tubería de aspiración. Los dos primeros términos pueden ser positivos o negativos mientras que el último es siempre negativo.
- **Altura total de impulsión:** es el resultado de sumar algebraicamente la altura estática de impulsión, la pérdida de carga en el tramo de impulsión y la presión sobre el líquido en el punto de recepción.
- **Carga:** es la diferencia entre las alturas totales de impulsión y de aspiración, en definitiva, la energía que hay que suministrar al fluido.
- **Carga neta positiva de aspiración (NPSH):** representa la altura neta positiva de aspiración. En este punto es necesario diferenciar entre 2 conceptos:

- $NPSH_r$: es la carga neta positiva de aspiración requerida. Depende del diseño de la bomba y equivale a la energía necesaria para llenar la parte de aspiración de la misma y vencer las pérdidas por rozamientos y aumento de velocidad desde la conexión de aspiración hasta el punto donde se incrementa la energía.
- $NPSH_{dis}$: es la carga neta positiva de aspiración disponible. Representa la energía del líquido en el punto de aspiración de la bomba por encima de la energía del líquido debida a su presión de vapor, es decir, es la diferencia entre la presión a la entrada de la bomba y la tensión de vapor del fluido a la temperatura de funcionamiento. Siempre debe cumplirse: $NPSH_{dis} > NPSH_r$.

Con el propósito de evitar la aparición de burbujas de vapor, fenómeno que podría ocasionar que la bomba entrase en cavitación, la $NPSH_{dis}$ debe ser siempre lo mayor posible.

Todos los conceptos definidos se explican a continuación aplicando la ecuación de Bernouilli a las diferentes partes del siguiente dibujo:



$$g(z_2 - z_1) + \frac{P_2 - P_1}{\rho} + \frac{v_2^2}{2\alpha_2} - \frac{v_1^2}{2\alpha_1} + \sum F_{tubería} + \sum F_{accesorios} = W, J/Kg$$

Al aplicar la ecuación de Bernoulli en la zona de aspiración (entre los puntos 1 y A), considerando que la elevación del eje de la bomba es nula ($z_A=0$) y dado que la sección de la tubería es constante, la ecuación de continuidad determina que $v_1 = v_A$, resulta:

$$\frac{P_A - P_1}{\rho \times g} - z_1 + h_{fs} = 0$$

De la expresión anterior se puede deducir la altura total de aspiración, en m.c.l.:

$$\frac{P_A}{\rho \times g} = \frac{P_1}{\rho \times g} + z_1 - h_{fs}$$

Teniendo en cuenta la presión de vapor se obtiene la carga neta positiva de aspiración disponible $NPSH_{dis}$:

$$NPSH_d = \frac{P_A - P_v}{\rho \times g} = \frac{P_1 - P_v}{\rho \times g} + z_1 - h_{fs}$$

Este parámetro ha de ser siempre positivo y con un valor lo más alto posible para evitar la cavitación. De este modo, cuando la bomba está en carga ($z_1 > 0$), la cavitación es más difícil que si se encuentra en succión ($z_1 < 0$).

Aplicando la ecuación de Bernoulli en la zona de impulsión (entre los puntos B y 2) con las mismas condiciones que antes, se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{P_2 - P_B}{\rho \times g} + z_2 + h_{fs} = 0$$

La altura total de impulsión se calcula del modo:

$$\frac{P_B}{\rho \times g} = \frac{P_2}{\rho \times g} + z_2 + h_{fs}$$

Finalmente, si se aplica la ecuación de Bernoulli a la bomba (entre los puntos A y B), se tiene:

$$\frac{P_A - P_B}{\rho \times g} + h_{fs} = \Delta h$$

Si se considera que el rozamiento interno de la bomba está incluido dentro del rendimiento de la misma, resulta que la energía que hay que comunicar al fluido es la diferencia entre las alturas totales de impulsión y de aspiración.

Para la elección del modelo de bomba más adecuado se siguen los siguientes pasos:

- ✓ Una vez que se conoce la carga de la bomba y con el caudal de circulación del fluido, se va a la curva Q-H, extrayendo el valor del diámetro del rodete y el rendimiento de la bomba.
- ✓ Con el valor del diámetro del rodete y el caudal, se lee el consumo de la bomba en la curva de potencia.
- ✓ Por último hay que comprobar que $NPSH_{dis} > NPSH_r$. Para ello, conociendo el diámetro del rodete y el caudal, se lee la $NPSH_r$ en la curva correspondiente.

Pero en este anexo se va a calcular exclusivamente la potencia necesaria para la bomba. Es decir no se realizará lo indicado anteriormente.

2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.

Para el cálculo de las distintas bombas de la instalación hay que conocer en cada caso las características de la instalación, el fluido a bombear y sus características, así como el caudal a bombear.

En la secuencia de cálculo se fija una velocidad de circulación del fluido por el interior de la tubería y se selecciona un tipo de tubería. A continuación, mediante la ecuación de Bernoulli, se calcula la pérdida de carga de la instalación y por último se calcula la potencia de la bomba.

Este tipo de cálculo es un proceso analítico, aunque también se podría haber llevado a cabo el cálculo mediante las curvas características de las bombas.

➤ **Cálculo de la tubería.**

En principio se fija una velocidad, la recomendada según el tipo de fluido, este cálculo se realizó en el anexo de tuberías, para seleccionar el tipo de tubería. Conocido el caudal de fluido que circula por cada tramo de la tubería y con esta velocidad se obtuvo el área óptima de la tubería y con ésta el diámetro de la misma para cada tramo.

En las tablas de tuberías normalizadas de acero inoxidable se cogía el diámetro nominal inmediatamente superior al diámetro calculado.

Una vez conocidas las características de la tubería se recalculaba el valor de la velocidad de circulación del fluido por el interior de la tubería seleccionada.

➤ **Cálculo de la pérdida de carga.**

Para el cálculo de la pérdida de carga en la conducción se utiliza la ecuación de Bernoulli:

$$g(z_2 - z_1) + \frac{P_2 - P_1}{\rho} + \frac{v_2^2}{2\alpha_2} - \frac{v_1^2}{2\alpha_1} + \sum F_{tubería} + \sum F_{accesorios} = W, J/Kg$$

Teniendo en cuenta la ecuación de continuidad, cuando se trate de un fluido cuya densidad permanezca constante y como la sección de la tubería es constante en toda su longitud, $v_1 = v_2$, lo que significa que se simplifican los dos términos de energía cinética.

➤ **Potencia de la bomba.**

La potencia de la bomba se calcula como:

$$N_b = \frac{W \cdot Q \cdot \rho}{\eta} = \frac{W \cdot m}{\eta}$$

Siendo:

W = Caída de presión, (J/Kg).

Q = Caudal volumétrico a bombear.

ρ = Densidad del fluido a bombear.

m = Caudal másico a bombear.

η = Eficacia de la bomba (62,5%).

La eficacia de la bomba se encuentra en un rango comprendido entre un 60-65% y el rendimiento del motor eléctrico adosado a ella en torno al 80%.

3. CÁLCULO DE LAS BOMBAS DE LA INSTALACIÓN DE AGUA DE PROCESO.

En primer lugar se expone una tabla resumen del cálculo de tuberías para esta instalación.

Tramo	Tamaño nominal, “	V _{real} , m/s	L _{total} , m	Re	ε/D	f	ΔP _{tubería+accesorios} , Pa
POZO-B1	10	2,17	7,26	642971	0,0018	0,0058	1553
B1 - DPCI	1 1/4	2,88	2,64	117673	0,0131	0,01	12488
B1 - DAP	10	2,11	2,64	626649	0,0018	0,0058	536
DAP – B2	3	2,82	57,75	256058	0,0059	0,0081	95324
B2 -TAAF	2 1/2	2,93	1,21	213871	0,0073	0,0086	2839
B2 – PTA	2	2,04	74,91	124624	0,0088	0,0092	108805
TAAT-DC	2	2,03	9,35	119327	0,001	0,0055	8331,5
CF-DC	2 1/2	2,66	134,2	463207	0,0007	0,0047	140365,9
C-DC	1 1/2	2,90	26,4	178044	0,0012	0,0055	61877
DC-CR	3 1/2	2,55	63,8	332002	0,0005	0,0045	41272,7
CR-DT	3 1/2	2,60	14,3	808486	0,0005	0,0043	8995,2
DT-B3	3 1/2	2,66	6,6	1510911	0,0005	0,0043	4329,6
B3-CR (1)	2	1,94	8,8	208063	0,001	0,0053	6623,3
B3-CR (2)	3	2,69	9,9	839534	0,0006	0,0045	8109,1

A continuación se calculará la potencia de las bombas necesarias para cada tramo. Teniendo en cuenta la ecuación de continuidad, como se puede considerar que para el agua de proceso en cada tramo la densidad permanece constante y como la sección de la tubería es también constante en toda su longitud, $v_1 = v_2$, se simplifican los dos términos de energía cinética, de modo que, la ecuación de Bernouilli queda así:

$$g(z_2 - z_1) + \frac{P_2 - P_1}{\rho} + \sum F_{tubería+accesorios} = W, J/Kg$$

Para algunos tramos $P_2 = P_1$, pues, lo único que se pretende con la bomba es vencer la caída de presión por fricción con la tubería y debida a los accesorios y vencer la diferencia de alturas.

La siguiente tabla resume todos los datos del tramo y el cálculo de la potencia de la bomba necesaria.

Tramo	$\Delta P_{\text{tubería+accesorios}}$, Pa	$\Delta P_{\text{tubería+accesorios}}$, J/Kg	z_2 , m	z_1 , m	P_2 , Pa	P_1 , Pa	W, J/Kg
TAAT-DC	8331,5	8,34	4	0	200000	100000	147,72
CF-DC	140365,9	145,41	4	0	200000	100000	288,24
C-DC	61877	62,54	4	0	200000	10500	293,31
DC-CR	41272,7	42	8	4	200000	200000	81,24
CR-DT	8995,2	9,35	5	8	120000	200000	< 0
DT-B3	4329,6	4,52	0	5	120000	120000	< 0
B3-CR (1)	6623,3	6,91	8	0	600000	120000	586,2
B3-CR (2)	8109,1	8,46	8	0	4150000	120000	4291,8

Como se puede observar en dos de los tramos en los que se habían previsto la necesidad de bombas no son necesarias de modo que estos tramos funcionarán por circulación natural.

Se calculará ahora la potencia de las bombas:

Ubicación	W, J/Kg	m, Kg/s	Nb, W	Nb, C.V.	Número de bombas	Nb, C.V. Instalada (Tiene en cuenta rendimientos)
POZO			13502	18,13	4	5
POZO – B1	121,7	110,3	13409	18		
B1 - DPCI	12,45	2,78	34,61	0,05		
B1 - DAP	0,54	107,5	58,05	0,08		
DAP			1788	2,38	2	1,5
DAP – B2	95,32	13,45	1282	1,7		
B2 – TAAF	2,84	9,04	25,7	0,04		
B2 – PTA	108,81	4,41	480	0,64		

Tramo	W, J/Kg	m, Kg/s	Nb, W	Nb, C.V.	Nb, C.V. Instalada (Tiene en cuenta rendimientos)
TAAT-DC	147,72	4,111	607,3	0,814	1
CF-DC	288,24	8,139	1898,7	2,546	3
C-DC	293,31	3,278	961,5	1,289	2
DC-CR	81,24	15,528	1261,5	1,691	2
B3-CR (1)	586,2	3,778	2214,5	2,970	3
B3-CR (2)	4291,8	11,75	80686	108,2	125

4. CÁLCULO DE LAS BOMBAS DE LA INSTALACIÓN DE VAPOR.

Antes de nada se expone una tabla resumen del cálculo de tuberías para esta instalación.

Tramo	Tamaño nominal, "	V _{real} , m/s	L _{total} , m	Re	ε/D	f	G, Kg/m ² s	α	P ₂ , bar
CR – B4	8	38,7	4,84	1668500	0,0002	3,59*10 ⁻³	117	1	599999
B4 – B5	2	42,9	3,52	479000	0,0009	4,96*10 ⁻³	129,6	1	599996
B4 – CV	8	35,9	26,4	1547781	0,0002	3,6*10 ⁻³	108,4	1	599996
CR – B6	5	41,84	4,73	7366693	0,00036	3,91*10 ⁻³	955,2	1	4099980
B6 – CV	5	39,83	52,14	7012796	0,00036	3,91*10 ⁻³	910,4	1	4099799
B6 – B7	5	39,83	7,48	7012796	0,00036	3,91*10 ⁻³	910,4	1	4099971
B7 – TV	5	39,83	24,42	7012796	0,00036	3,91*10 ⁻³	910,4	1	4099906
B7 – Fab	2	45,46	129,8	845392	0,0009	4,89*10 ⁻³	267,3	1	1099673
CV – Fab	14	47,9	116,6	3244753	0,00014	3,31*10 ⁻³	137,6	1	599984
TV – CV	12	41,5	57,42	2516809	0,00015	3,37*10 ⁻³	117,3	1	599994
TV – C	24	18,4	6,16	72693	0,00008	4,91*10 ⁻³	12,6	1	10499
TPC – B5	1 1/2	17,2	6,6	72495	0,001	5,75*10 ⁻³	23,1	1	249999

A continuación se calculará la potencia de las bombas necesarias para cada tramo. Teniendo en cuenta la ecuación de continuidad, como se puede considerar que para el vapor en cada tramo la densidad permanece constante y como la sección de la tubería es también constante en toda su longitud, $v_1 = v_2$, se simplifican los dos términos de energía cinética, de modo que, la ecuación de Bernoulli queda así:

$$g(z_2 - z_1) + \frac{P_2 - P_1}{\rho} + \sum F_{tubería+accesorios} = W, J/Kg$$

Pero también se calculó en el **anexo N°11** que la caída de presión es despreciable, de modo que:

$$g(z_2 - z_1) + \frac{P_2 - P_1}{\rho} = W, J/Kg$$

Para algunos tramos $P_2 = P_1$, en este caso, lo único que se pretende con la bomba es vencer la diferencia de alturas.

La siguiente tabla resume todos los datos del tramo y el cálculo de la potencia de la bomba necesaria.

Tramo	z_2 , m	z_1 , m	P_2 , Pa	P_1 , Pa	$W, J/Kg$
CR – B4	4	0	600000	600000	39,24
B4 – B5	0	0	600000	600000	0
B4 – CV	7,5	4	600000	600000	34,34
CR – B6	7,5	4	4150000	4150000	34,34
B6 – CV	7,5	7,5	600000	4150000	< 0
B6 – B7	0	7,5	4150000	4150000	< 0
B7 – TV	2,5	0	4150000	4150000	24,53

B7 – Fab	0	0	1100000	4150000	< 0
CV – Fab	0	7,5	550000	600000	< 0
TV – CV	7,5	2,5	600000	600000	49,05
TV – C	2	2,5	10500	10500	< 0
TPC – B5	0	0	250000	250000	0

Como se puede observar en muchos de los tramos en los que se habían previsto la necesidad de bombas no son necesarias de modo que estos tramos funcionarán por circulación natural.

Se calculará ahora la potencia de las bombas:

Tramo	W, J/Kg	m, Kg/s	Nb, W	Nb, C.V.	Nb, C.V. Instalada (tiene en cuenta rendimientos)
CR – B4	39,24	3,78	140,77	0,2	1
B4 – CV	34,34	3,50	120,19	0,16	1
CR – B6	34,34	12,33	423,41	0,57	1
B7 – TV	24,53	11,75	288,23	0,39	1
TV – CV	49,05	8,47	415,45	0,56	1

ANEXO Nº8: SELECCIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA:

Las instalaciones de la fábrica de componentes de automoción utilizan un volumen muy importante de agua para los distintos procesos de producción.

Existe estimación de los consumos o caudales en cada una de las plantas. El total medio a lo largo del año para agua de uso industrial es de 1000 m³/día.

Se va a estudiar la viabilidad, técnica y económica, de ampliar la capacidad de la planta de tratamiento de agua propia de la planta de cogeneración, para cubrir el agua para uso industrial de la fabrica de automoción.

La producción de agua tratada seria la necesaria para abastecer a la planta de cogeneración (380 m³/día) más la necesaria para cubrir las necesidades de la fabrica de automocion (1000 m³/dia).

La calidad del producto final tendrá que ser adecuada según la norma UNE 9.075-85. La misma tanto para la planta como para la fábrica.

El agua industrial proviene de la extracción hecha de un pozo situado en el interior de la planta, en el que dada la proximidad de la costa se extrae agua salada.

En cuanto al sistema de tratamiento existen numerosas posibilidades, a continuación se realiza un estudio de los métodos más importantes atendiendo al concepto de desalación:

La desalación es el proceso de separación de sales de una disolución acuosa, pero que puede ampliarse al proceso de separación del agua de las sales, ya que existen tecnologías que realizan este proceso y el fin último a perseguir es la separación de ambos componentes para el uso humano del agua dulce producto. En castellano existe también la acepción “desalinizar” para describir el mismo proceso, gramaticalmente correcta pero proveniente de otro proceso de naturaleza diferente al que se estudia aquí: “desalinización” es el proceso de lavado y drenaje de suelos salinizados por efectos del riego de aguas de naturaleza salobre. De ahora en

adelante, sólo se utilizará la acepción “desalar” para abordar el fenómeno que nos interesa en este estudio: disminuir el contenido salino de las aguas para su posterior uso.

Como anteriormente se mencionó, en la desalación se puede separar el agua de las sales ó viceversa. Por lo tanto la primera clasificación de los métodos de desalación se atenderá a la forma de separación de sales y agua. Las siguientes clasificaciones se harán según el tipo de energía utilizada para el proceso, y finalmente por el proceso físico de la desalación. La tabla 4.1 muestra dicha clasificación de los métodos existentes:

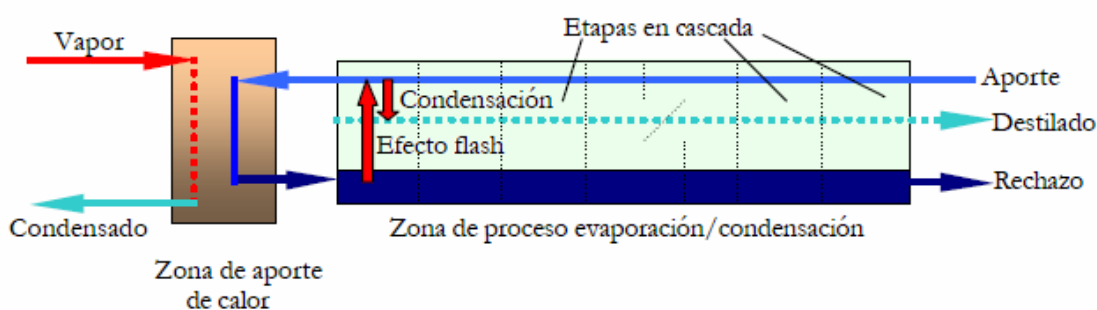
Separación	Energía	Proceso	Método
Agua de sales	Térmica	Evaporación	Destilación súbita (flash)
			Destilación multiefecto
			Termocompresión de vapor
			Destilación solar
	Cristalización	Congelación	
		Formación de hidratos	
	Filtración y evaporación	Destilación con membranas	
Mecánica	Evaporación	Compresión mecánica vapor	
	Filtración	Ósmosis Inversa	
Sales de agua	Eléctrica	Filtración selectiva	Electrodialisis
	Química	Intercambio	Intercambio iónico

DESTILACIÓN SÚBITA POR EFECTO FLASH (MSF).

El proceso de destilación súbita por efecto flash es el primer proceso desalador por destilación digno de mencionar. La desalación obtenida por destilación consiste en evaporar agua para conseguir vapor que no contiene sales (éstas son volátiles a partir de 300° C): el vapor se condensa posteriormente en el interior ó exterior de los tubos de la instalación. Los sistemas desaladores suelen funcionar por debajo de la presión atmosférica, por lo que necesitan un sistema de vacío (bombas ó eyectores), además de extracción del aire y gases no condensables.

La utilización de una cámara flash permite una evaporación súbita (y por lo tanto de carácter irreversible) previa a su posterior condensación. Generalmente, la

cámara flash se sitúa en la parte baja de un condensador de dicho vapor generado en la cámara inferior. Por lo tanto, la recuperación de calor necesario para la evaporación se obtiene gracias a la unión sucesiva de etapas en cascada a diferente presión, y es necesario el aporte mínimo de la condensación de un vapor de baja o media calidad proveniente de una planta de generación eléctrica. La figura 4.1 muestra el esquema típico de una planta de evaporación súbita por efecto flash (Multi Stage Flash Distillation, MSF).



Como veremos posteriormente es el proceso evaporativo más ampliamente utilizado en el mundo, de implantación masiva sobre todo en Oriente Medio. Ello se debe a varias razones:

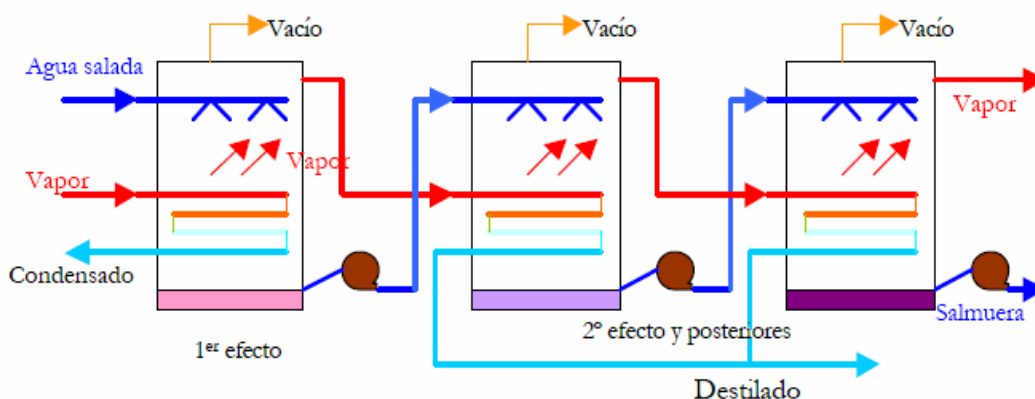
- Es especialmente válido cuando la calidad del agua bruta no es buena (alta salinidad, temperatura y contaminación del agua aportada).
- Su acoplamiento con plantas de potencia para formar sistemas de cogeneración es muy fácil y permite una gran variabilidad de rangos de operación en ambas plantas.
- Su robustez en la operación diaria frente a otros procesos de destilación es notoria.
- La capacidad de las plantas MSF es mucho mayor que otras plantas destiladoras (ver anexo 1), en virtud a la cantidad de etapas conectadas en cascada sin problemas de operación.

Sin embargo, las plantas MSF tienen un grave inconveniente. Su consumo específico, definido como la cantidad de energía consumida para producir 1 m³ de

agua desalada, es de los más altos de los procesos estudiados. A este consumo contribuyen el consumo térmico proveniente de la planta productora de electricidad, más alto que otros procesos de destilación debido al efecto flash; y el consumo eléctrico debido al gran número de bombas necesarias para la circulación de los flujos de planta. Además de su alto coste de operación, su coste de instalación no es más bajo que otros procesos de desalación.

DESTILACIÓN POR MÚLTIPLE EFECTO (MED).

Al contrario que en el proceso MSF por efecto flash, en la destilación por múltiple efecto (MED) la evaporación se produce de forma natural en una cara de los tubos de un intercambiador aprovechando el calor latente desprendido por la condensación del vapor en la otra cara del mismo. Una planta MED (Multi-Effect Distillation) tiene varias etapas conectadas en serie a diferentes presiones de operación (ver figura 4.2), dichos efectos sucesivos tienen cada vez un punto de ebullición más bajo por el efectos de dicha presión. Esto permite que el agua de alimentación experimente múltiples ebulliciones, en los sucesivos efectos, sin necesidad de recurrir a calor adicional a partir del primer efecto. El agua salada se transfiere luego al efecto siguiente para sufrir una evaporación y el ciclo se repite, utilizando el vapor generado en cada efecto. Normalmente también existen cámaras flash para evaporar una porción del agua salada que pasa al siguiente efecto, gracias a su menor presión de operación.



La primera etapa se nutre de vapor externo de un sistema recuperativo, una turbina de contrapresión (ó extracción de una de condensación). Un condensador final recoge el agua dulce en la última etapa precalentando el agua de aportación al sistema. Por lo tanto las plantas MED también conforman sistemas de cogeneración al igual que las MSF consumiendo una porción de energía destinada a priori a la producción eléctrica.

La destilación por múltiple efecto no es un proceso solamente utilizado para la desalación. La industria azucarera utiliza constantemente destiladores de múltiple efecto, aunque en este caso el propósito no es obtener destilado sino concentrar mezclas de otra naturaleza a la estudiada aquí.

La capacidad de este tipo de plantas suele ser más reducida que las MSF (nunca suele superar los 15.000 m³/día) (Al-Shammiri y Safar, 1999), aunque ello se debe mas a razones de índole política que operativa: las MSF más grandes se instalan en Oriente Medio y las mayores MED están instaladas en las islas del Caribe para abastecer de agua estas zonas de gran presión turística. También es verdad que el número máximo de efectos conectados en serie raramente es mayor de 15, a excepción de las MED con múltiples efectos integrados en cada uno de ellos, llegando en este caso a un número total de más de 50.

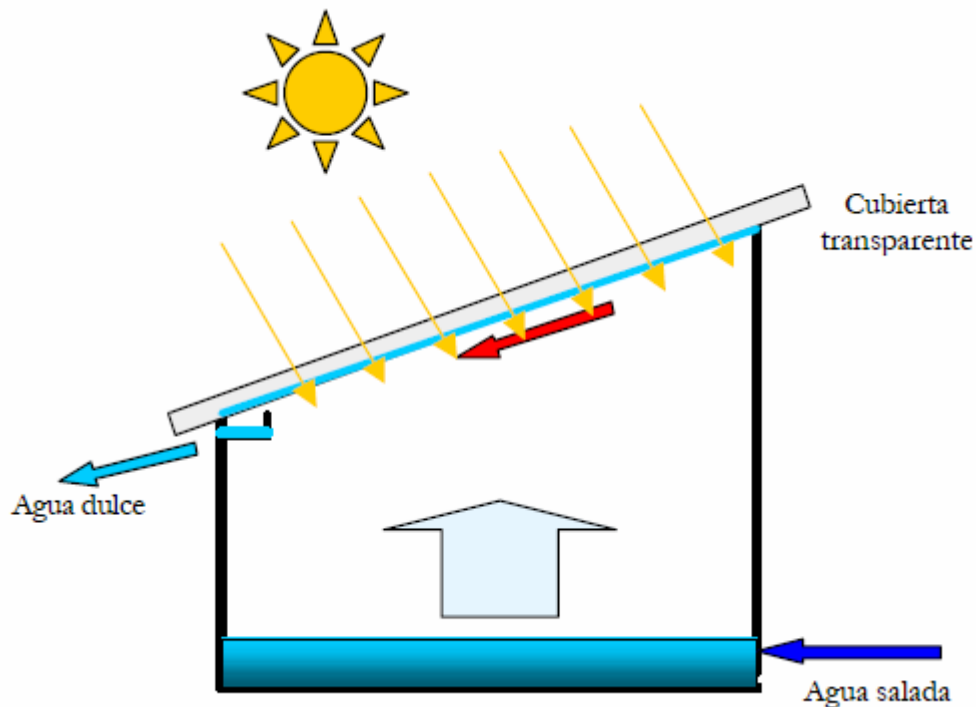
Sin embargo, tienen un mejor rendimiento global con respecto a una MSF: el GOR (ver anexo 1 para su definición) de este tipo de plantas puede llegar a 15 sin ningún problema, reduciendo por lo tanto el consumo específico de este proceso respecto de una planta MSF con idénticas capacidades. Ello se debe principalmente a la irreversibilidad asociada al proceso de separación flash que aparece en los procesos MSF. Además el consumo eléctrico es menor que la MSF ya que necesita menos bombas de circulación al no existir recirculación de salmuera. Ello implica que el peso de este proceso en el contexto mundial de la desalación es mucho menor que el de las MSF ó la ósmosis inversa (OI) que se comentará posteriormente.

individualmente ya que el consumo de energía de la planta se realiza por un equipo diferente.

DESTILACIÓN SOLAR

La energía solar es el método ideal para producir agua en zonas áridas y muy aisladas del resto de poblaciones. A pesar de tener un coste energético nulo y escasa inversión necesaria, su baja rentabilidad reside en su escasa producción por metro cuadrado de colector al destilarse tan sólo unos litros al día en el caso de condiciones climatológicas favorables. Por lo tanto no se han desarrollado a gran escala en lugares con un consumo elevado de agua dulce.

Hay varias formas de producir agua dulce usando la energía solar, en este párrafo nos ceñiremos a la destilación por colectores (ver figura). El principio básico es el del efecto invernadero: el sol calienta una cámara de aire a través de un cristal transparente, en cuyo fondo tenemos agua salada en reposo. Dependiendo de la radiación solar y otros factores como la velocidad del viento (que enfría el vidrio exterior), una fracción de esta agua salada se evapora y se condensa en la cara interior del vidrio. Como dicho vidrio está colocado inclinado, las gotas caen en un canal que va recogiendo dicho condensado evitando que vuelvan a caer en el proceso de condensación a la lámina inferior de salmuera. Aunque pueden utilizarse técnicas de concentración de los rayos solares apoyándose en lentes ó espejos (parabólicos ó lisos), no suelen compensar las mayores pérdidas de calor que ello acarrea y su mayor coste económico.



Pero la energía solar también puede ser la fuente de energía de un proceso de destilación, incluso de producción eléctrica para pequeñas instalaciones de ósmosis inversa. Por ejemplo, el uso de colectores de concentración parabólicos (PTC) puede usarse en procesos MSF ó MED dependiendo del coste de los colectores, que son los que determinan la producción de agua por metro cuadrado de PTC (de media producen 10 m³ de agua dulce por m² de colector) y factores climáticos tales como el porcentaje del día en que la planta consume energía solar (factor solar SF) (García, 1999; García, Palmero y Gómez, 1999). Como se puede ver el gran problema de estas instalaciones es que no evita la instalación convencional para producir agua dulce en circunstancias climatológicas adversas.

CONGELACIÓN

Este proceso consiste en congelar el agua y recoger los cristales de agua pura formados para fundirlos y obtener un agua dulce independientemente de la concentración del agua inicial. Aunque pueda parecer un proceso muy sencillo tiene

problemas de adaptación para su implantación a escala industrial, ya que el aislamiento térmico para mantener el frío y los mecanismos para la separación de los cristales de hielo deben mejorarse para que este proceso sea algún día competitivo, así como adaptar la tecnología a intercambiadores de frío. No se ofrecen datos del consumo específico de este proceso porque sólo existen experimentos de pequeña escala no extrapolables a la realidad.

El proceso de congelación es un fenómeno natural que se contempla con mucha facilidad en nuestro Planeta, como se indicó en el apartado 2, alrededor del 70% del agua dulce está contenida en los polos terrestres. La utilización de hielo de los polos para el consumo humano es muy poco conveniente para la conservación del equilibrio térmico del Planeta.

FORMACIÓN DE HIDRATOS.

Es otro método basado en el principio de la cristalización, que consiste en obtener, mediante la adición de hidrocarburos a la solución salina, unos hidratos complejos en forma cristalina, con una relación molécula de hidrocarburo/molécula de agua del orden de 1/18 (Torres, 1999).

Al igual que el anterior proceso, su rendimiento energético es mayor que los de destilación, pero conlleva una gran dificultad tecnológica a resolver en cuanto a la separación y el lavado de los cristales que impiden su aplicación industrial.

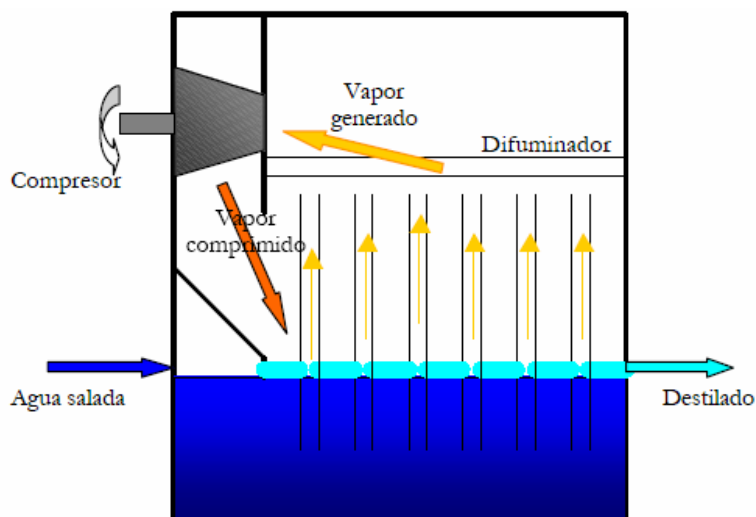
DESTILACIÓN POR MEMBRANAS

Es un proceso combinado de evaporación y filtración. El agua salada bruta se calienta para mejorar la producción de vapor, que se expone a una membrana que permite el paso de vapor pero no del agua (membrana hidrófoba). Después de atravesar la membrana el vapor se condensa, sobre una superficie más fría, para producir agua desalada. En estado líquido, esta agua no puede retroceder atravesando la membrana por lo que es recogida y conducida hacia la salida.

Desgraciadamente, este proceso sólo ha sido desarrollado a nivel de laboratorio por varios grupos de investigación científica (uno de ellos español, de la Universidad de Málaga; García y Florido, 2000), aunque sus perspectivas son francamente esperanzadoras.

COMPRESIÓN MECÁNICA DE VAPOR (CV).

En la compresión mecánica de vapor (CV) evapora un líquido, en este caso el agua salada, en un lado de la superficie de intercambio, y se comprime lo suficiente para que condense en el otro lado y pueda mantenerse el ciclo de destilación de agua salvando las pérdidas del proceso y la elevación de la temperatura de ebullición del agua salada respecto a la pura (Boiling Point Elevation, BPE).



En la figura podemos ver el esquema de un compresor de vapor acoplado a un intercambiador de tubos verticales (VTE) de una única etapa, simplificando todos los elementos auxiliares podemos ver que el vapor interior de los tubos es comprimido a presión atmosférica en torno a 0.2 bares (un sobrecalentamiento de unos 5° C) en un compresor volumétrico especial para trasegar vapor. El vapor ligeramente sobrecalentado se condensa en el exterior de los tubos del intercambiador, siendo recogido por una bomba en su parte inferior. Como puede observarse, si el proceso fuera ideal sólo deberíamos vencer la BPE para mantener

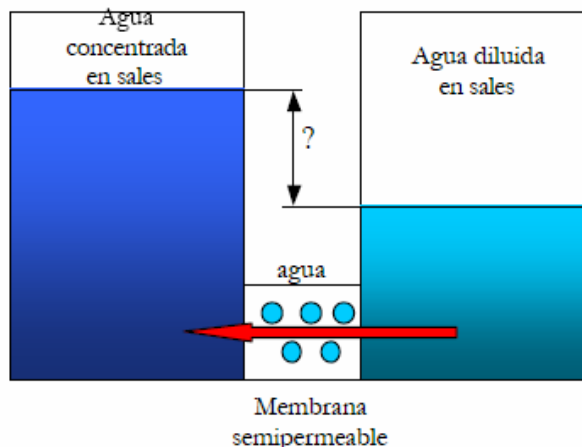
el proceso, aunque no es posible realmente (hay pérdidas de calor y presión, fricciones en las bombas de circulación, etc); en todo caso el consumo específico de estas instalaciones es el más bajo de los procesos de destilación: normalmente el consumo eléctrico equivalente está sobre los 10 kWh/m³ (la mitad que una planta MSF).

Aunque su consumo específico es con mucho el menor de las instalaciones de destilación, tiene un gran inconveniente: la inexistencia de compresores volumétricos de vapor de baja presión de tamaño suficiente para una producción considerable. Así no se conocen unidades CV mayores de 5.000 m³/día, y estos compresores sólo permiten un máximo de 3 etapas a diferentes presiones conectadas en cascada (si fueran necesarias más etapas harían falta instalar nuevos compresores). Normalmente existen intercambiadores de precalentamiento del agua de aporte con el destilado y la salmuera tirada al mar (como el número de etapas es reducido hay que recuperar la energía de salida de la salmuera), ayudados por una resistencia eléctrica en los arranques, así como todos los dispositivos de tratamiento de agua anteriores y posteriores al proceso de destilación.

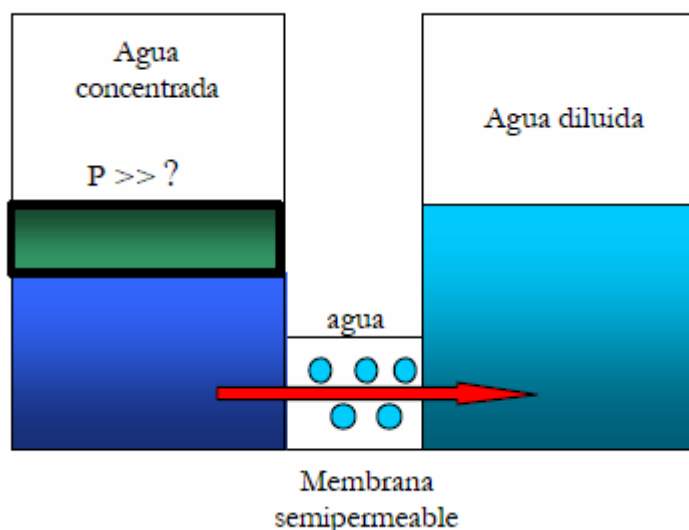
Finalmente, reseñar que la compresión mecánica de vapor es un proceso muy utilizado en la industria, generalmente en procesos de concentración de la industria alimentaria (zumos, quesos, etc.) (Monasterio, Hernández y Saiz, 1993).

OSMOSIS INVERSA

La ósmosis es un proceso natural que ocurre en plantas y animales. De forma esquemática (figura 4.6) podemos decir que cuando dos soluciones con diferentes concentraciones se unen a través de una membrana semipermeable (es decir, permite el paso de agua pero no de sales), existe una circulación natural de la solución menos concentrada para igualar las concentraciones finales, con lo que la diferencia de altura obtenida (suponemos los recipientes de cada soluto al mismo nivel inicial) se traduce en una diferencia de presión, llamada osmótica.



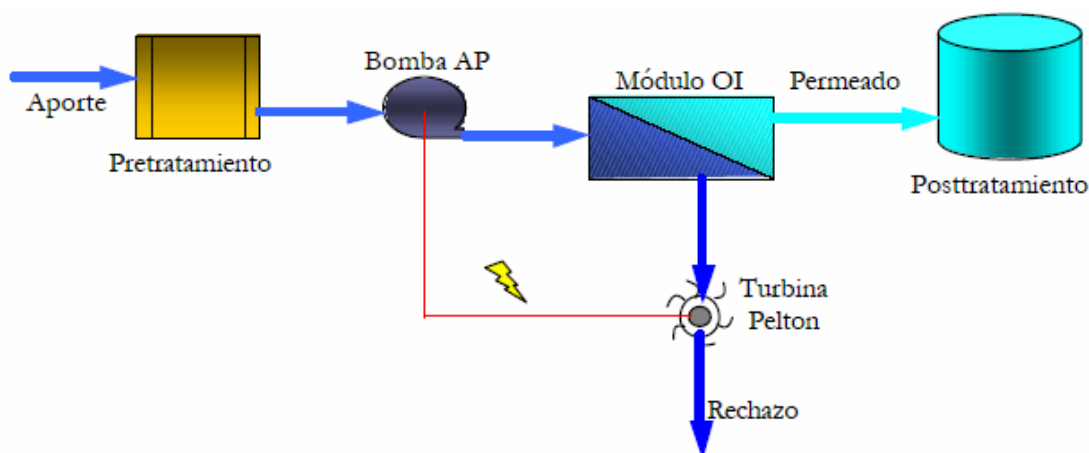
Sin embargo aplicando una presión externa que sea mayor a la presión osmótica de una disolución respecto de otra, el proceso se puede invertir, haciendo circular agua de la disolución más concentrada y purificando la zona con menor concentración, obteniendo finalmente un agua de pureza admisible, aunque no comparable a la de procesos de destilación. Por eso es altamente recomendable para la filtración de aguas salobres, en las que la sal a rechazar es mucho menor que en aguas marinas. La cantidad de perneado depende de la diferencia de presiones aplicada a la membrana, sus propiedades y la concentración del agua bruta, y la calidad del agua permeada suele estar en torno a los 300- 500 ppm de TDS, cifra un orden de magnitud mayor al agua obtenida en un proceso de evaporación.



Una membrana para realizar osmosis inversa debe resistir presiones mucho mayores a la diferencia de presiones osmóticas de ambas soluciones. Por ejemplo un agua bruta de 35.000 ppm de TDS a 25°C tiene una presión osmótica de alrededor de 25 bar, pero son necesarios 70 bar para obtener permeado). Además deber ser permeable al agua para permitir el flujo y rechazar un porcentaje elevado de sales. Sin embargo no se puede considerar la OI como un proceso de filtración normal, ya que la dirección de flujo del agua bruta es paralela y no perpendicular como un caso cualquiera de filtración.

Ello implica que tan sólo una parte del agua bruta de alimentación pasa realmente a través de la membrana (un proceso de filtración lo haría en su totalidad), y que no se acumulen sales en la membrana al arrastrarse por el agua bruta que no pasa por la membrana.

El proceso de ósmosis inversa es tan simple que a priori solo son necesarias las membranas que filtren el contenido salino y el equipo presurizador. Pero una planta de OI es mucho más compleja que una agrupación de módulos y una o varias bombas, por ejemplo las membranas se ensucian muy fácilmente con la operación continuada y necesita un pretatamiento intensivo (mucho mayor que en los procesos de destilación), que comprende entre otros (ver figura):



- Clorado para reducir la carga orgánica y bacteriológica del agua bruta.
- Filtración con arena para reducir la turbidez.

- Acidificación para reducir el pH y limitar la formación de depósitos calcáreos.
- Inhibición con polifosfatos de la formación de sulfatos de calcio y bario.
- Declorado para eliminar el cloro residual.
- Cartuchos de filtrado de partículas requeridos por los fabricantes de membranas.
- Microfiltración (MF) y ultrafiltración (UF) en el caso de aplicaciones industriales muy específicas ó en reutilización de aguas residuales (ver apartado 10 para su descripción).

Estos procesos no son específicamente de desalación, por lo que no se incluyen en este apartado.

El postratamiento en una planta de este tipo sólo suele ser un tratamiento complementario para conseguir las condiciones de potabilidad requeridas. En el apartado 5 del informe se incluyen detalles de dichos tratamientos. El proceso de ósmosis inversa es predominante en nuestro país. Las razones de su imposición con respecto a otras tecnologías son las siguientes:

- El consumo eléctrico específico de una instalación de ósmosis inversa es el menor de los estudiados hasta ahora (6-8 kWh/m³), pero se puede aprovechar la energía contenida en la salmuera rechazada a alta presión para rebajar esa cifra hasta por debajo de 3 kW·h/m³. Ello supone un coste económico menor de 25 ptas/m³, considerando un coste de la electricidad de 8 ptas/kWh.
- Al ser un proceso de filtración, el coste energético depende de la concentración del agua bruta, cosa que no ocurre en las tecnologías de evaporación.
- Permite una adaptabilidad mayor que otras plantas a una ampliación de su capacidad si la demanda es creciente en la zona.
- Los costes de inversión de una instalación de OI están por debajo de otras tecnologías de destilación.

Sin embargo, las limitaciones tecnológicas asociadas a las membranas con algunos tipos de aguas marinas impide su implantación total en el resto del mundo.

ELECTRODIÁLISIS (ED).

Este proceso permite la desmineralización de aguas salobres haciendo que los iones de diferente signo se muevan hacia zonas diferentes aplicando campos eléctricos con diferencias de potencial aplicados sobre electrodos, y utilizando membranas selectivas que permitan sólo el paso de los iones en una solución electrolítica como es el agua salada.

El proceso puede verse más claramente en la figura 4.9, donde los iones van a los compartimentos atraídos por los electrodos del signo contrario, dejando en cubas paralelas el agua pura y en el resto el agua salada más concentrada. **Es un proceso que sólo puede separar sustancias que están ionizadas y por lo tanto su utilidad y rentabilidad está sólo especialmente indicada en el tratamiento de aguas salobres ó reutilización de aguas residuales**, con un consumo específico y de mantenimiento comparable en muchos casos a la ósmosis inversa (De Armas, Pérez y von Gottberg, 1999).

En algunas ocasiones, la polaridad de los ánodos y cátodos se invierte alternativamente para evitar el ensuciamiento de las membranas selectivas al paso de dichos iones. En este caso se habla de electrodiálisis reversible (EDR).

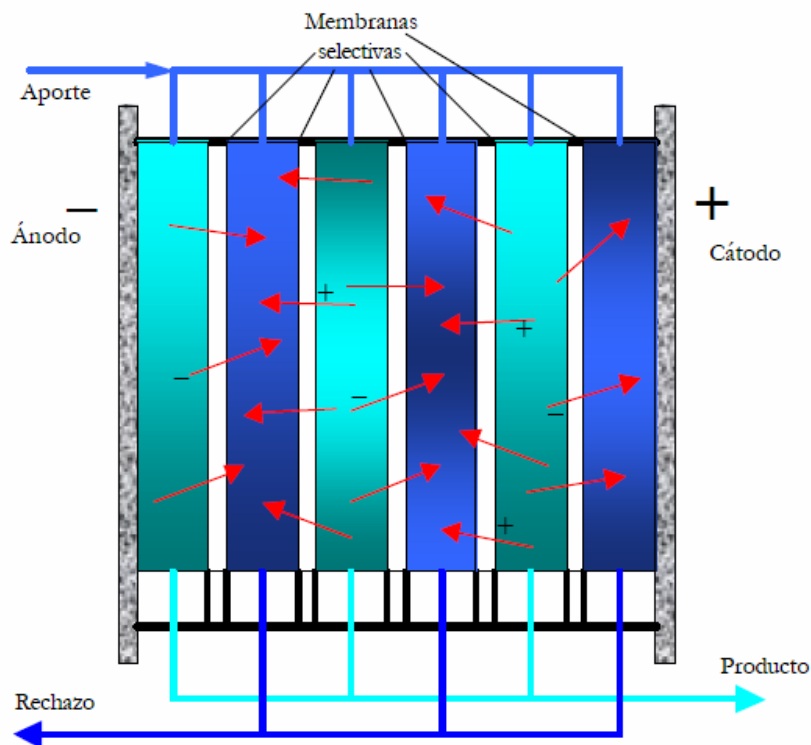


Figura 4.9. Proceso de electrodiálisis.
Fuente: Elaboración propia.

INTERCAMBIO IÓNICO

Las resinas de intercambio iónico son sustancias insolubles, que cuentan con la propiedad de que intercambian iones con la sal disuelta si se ponen en contacto. Hay dos tipos de resinas: aniónicas que sustituyen aniones del agua por iones OH^- (permutación básica), y resinas catiónicas que sustituyen cationes por iones H^+ (permutación ácida).

La desmineralización por intercambio iónico proporciona agua de gran calidad si la concentración de sal es menor de 1 gr/l. Por lo tanto se utiliza para acondicionar agua para calderas a partir de vapores recogidos o acuíferos, o en procesos industriales con tratamiento de afino. Las resinas normalmente necesitan regeneración con agentes químicos para sustituir los iones originales y los fijados en la resina, y terminan por agotarse. Su cambio implica un coste difícilmente asumible para aguas de mar y aguas salobres.

Conclusiones:

Después de una detallada exposición de los diferentes procesos de desalación actualmente existentes, tan sólo existen unos pocos procesos tecnológicamente viables actualmente a escala industrial: Evaporación súbita por efecto flash (MSF), destilación múltiple efecto (MED), termocompresión de vapor (TVC) y compresión de vapor mecánica (CV), ósmosis inversa (OI) y electrodiálisis (ED).

A modo de recopilación es conveniente realizar un análisis comparativo de las ventajas e inconvenientes de cada uno de estos métodos tecnológicamente avanzados para la producción de agua desalada. La tabla 4.2 muestra la valoración de todos los métodos comentados anteriormente frente a ciertas características exigibles a un método desalador.

Característica	MSF	MED-TVC	CV	OI	ED
Tipo energía	térmica	térmica	eléctrica	eléctrica	eléctrica
Consumo energético primario (kJ/kg)	alto (>200)	alto/medio (150-200)	medio (100-150)	bajo (<80)	bajo (<30)
Coste instalaciones	alto	alto/medio	alto	medio	medio
Capacidad producción (m ³ /día)	alta (>50.000)	media (< 20.000)	baja (<5.000)	alta (>50.000)	media (<30.000)
Posibilidad ampliación	difícil	difícil	difícil	fácil	fácil
Fiabilidad de operación	alta	media	baja	alta	alta
Desalación agua de mar	sí	sí	sí	sí	no
Calidad agua desalada (ppm)	alta (< 50)	alta (< 50)	alta (< 50)	media (300-500)	media (<300)
Superficie terreno requerida de instalación	mucha	media	poca	poca	poca

A la vista de esta tabla, queda claro que **la ósmosis inversa es en conjunto la tecnología más favorable, en base a su mejor precio de obtención del agua, su ampliabilidad** si la demanda es creciente, **su fiabilidad y costes de inversión**. Tan sólo la calidad del agua es peor que el resto de tecnologías, si no se contempla la posibilidad de añadir un segundo paso para reducir esa concentración salina residual tras un único paso por las membranas.

En nuestro caso, la planta de tratamiento de agua prevista en el proyecto tendrá las siguientes características:

El agua industrial es suministrada de un pozo y sufre un proceso de acondicionamiento hasta poder ser utilizada en la planta, este proceso se resume a continuación:

En primer lugar se procede a la filtración. Esta agua es la que se suministra para la torre de refrigeración. Una vez filtrada se envía a la planta de tratamiento, que incluye, pretratamiento, desalación por ósmosis inversa y afino del agua por medio de electrodesionización en continuo.

En el pretratamiento inicialmente el agua se somete a un proceso de *decantación lastrada*, que consiste en un proceso compacto de clarificación físico-química, por floculación-decantación, que elimina los contaminantes bacteriológicos, la turbidez, los sólidos en suspensión y otros contaminantes. El agente floculante empleado es FeCl_3 .

A continuación el agua se somete a un proceso de *filtración* mediante un sistema de filtros multicapa.

Una vez pretratada, el agua se somete a un proceso de *desmineralización* mediante un tratamiento de dos pasos de *ósmosis inversa*.

El tratamiento se completa con una fase final de afino mediante un proceso de *electrodesionización* en continuo. Este proceso se basa en la combinación de membranas de intercambio iónico, que bajo la influencia de un campo eléctrico permiten eliminar los iones del agua.

El agua desmineralizada es enviada finalmente al tanque de agua tratada de donde sale agua al depósito de condensados para retorno al proceso. Esta agua tratada sale con una cantidad inferior a 200 ppm de sales.

ANEXO Nº9 : RENDIMIENTO ELÉCTRICO EQUIVALENTE, AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA Y EFICIENCIA GLOBAL DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo en primer lugar, es la determinación del rendimiento eléctrico equivalente de la instalación de la Planta de Cogeneración de acuerdo con el Real Decreto 2818/1998, en el cual se establece cual es el rendimiento eléctrico equivalente que han de cumplir las instalaciones de cogeneración para poder acogerse al Régimen Especial regulado en dicho Real Decreto.

El rendimiento eléctrico equivalente de la instalación se determinará por la siguiente fórmula:

$$Ree = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}}$$

en la que:

Q = consumo de energía primaria, con referencia al poder calorífico inferior del combustible utilizado

V = unidades térmicas de calor útil demandado por la industria para sus procesos de producción

E = energía eléctrica generada medida en bornas del alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 Kcal

Este rendimiento eléctrico equivalente (según el Real Decreto) deberá tomar los siguientes valores mínimos según el tipo de tecnología:

- Motores a gas 55 %
- Motores quemando combustibles líquidos 56 %
- Turbinas de gas y de vapor..... 59 %

2. BALANCE ENERGÉTICO ANUAL

Se suponen para todos los cálculos:

Temperatura ambiente, °C	18
Disponibilidad planta cogeneración, %	93,6
Funcionamiento planta cogeneración, h/año	8200

2.1. Energía eléctrica generada

- Potencia eléctrica media en bornas del generador TG22371 KW
- Potencia eléctrica media en bornas del generador TV5044 KW

De aquí, la energía eléctrica generada durante 7675 h/año, correspondiente a una disponibilidad del 93,6 % sobre 8.200 h/año, es:

$$(22.371 + 5.044) \text{ KW} \cdot 7675 \text{ h/año} \cdot 860 \text{ (Kcal/h)/KW} \cdot 10^{-6} \text{ Kter/Kcal} = \underline{\underline{180953 \text{ Kter/año}}}$$

2.2. Consumo medio de energía primaria

- Consumo específico de combustib. T.G10418 KJ/KWh

$$10418 \frac{KJ_{comb}}{KWh} * 22371 \frac{KJ}{s} * \frac{1}{3600} \frac{KWh}{KJ} * 7675 \frac{h}{año} * 860 \frac{h}{KW} * 10^{-6} \frac{Kcal}{Kcal} = 427311 \frac{Kter}{año}$$

2.3. Calor útil recuperado en la Planta de Cogeneración y que es aprovechado en la factoría.

Las necesidades térmicas actuales de la fábrica son en forma de vapor a 5,5 bar y 170°C y vapor a 11 bar ligeramente recalentado. Esta demanda es prácticamente constante durante todos los días del año, salvo durante 90 horas al mes, período en que baja esta demanda debido a la parada de una de las dos líneas de fabricación de la planta C.

- Vapor 5,5 bar, dos máquinas _____ 42,2 Tn/h
- Vapor 5,5 bar, una máquina (90h/mes) _____ 22 Tn/h
- Vapor 11 bar _____ 50 Tn/día

$$\text{E. Térmica (7350 h/año)} = 42200 \text{ Kg/h} * (655,8 + (170 - 151,5) * 0,5) \text{ Kcal/Kg} + 50000 \text{ Kg/día} * 664 \text{ Kcal/Kg} * (1/24) \text{ día/h} = 2,945 * 10^7 \text{ Kcal/h}$$

$$\text{E. Térmica (1050 h/año)} = 22000 \text{ Kg/h} * (655,8 + (170 - 151,5) * 0,5) \text{ Kcal/Kg} + 50000 \text{ Kg/día} * 664 \text{ Kcal/Kg} * (1/24) \text{ día/h} = 1,6 * 10^7 \text{ Kcal/h}$$

$$\text{E. Térmica (total)} = 2,945 * 10^7 \text{ Kcal/h} * 7350 \text{ h/año} + 1,6 * 10^7 \text{ Kcal/h} * 1050 \text{ h/año} = 2,333 * 10^{11} \text{ Kcal/año} = \underline{233258 \text{ Kter/año}}$$

Ahora bien, a esta energía térmica habrá que restarle lo que se devuelve a la planta de cogeneración como condensados de fábrica.

El retorno de condensados es aproximadamente del 70% a una temperatura de 90 °C (entalpía 90 Kcal/Kg), entonces, la energía térmica devuelta es:

$$\begin{aligned} \text{E. Térmica (7350 h/año)} &= 42200 \text{ Kg/h} * 0,7 * 90 \text{ Kcal/Kg} + \\ &50000 \text{ Kg/día} * 0,7 * 90 \text{ Kcal/Kg} * (1/24) \text{ día/h} = 2,79*10^6 \text{ Kcal/h} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{E. Térmica (1050 h/año)} &= 22000 \text{ Kg/h} * 0,7 * 90 \text{ Kcal/Kg} + \\ &50000 \text{ Kg/día} * 0,7 * 90 \text{ Kcal/Kg} * (1/24) \text{ día/h} = 1,517*10^6 \text{ Kcal/h} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{E. Térmica (total)} &= 2,79*10^6 \text{ Kcal/h} * 7350\text{h/año} + 1,517*10^6 \text{ Kcal/h} * 1050\text{h/año} = \\ &2,21*10^{10} \text{ Kcal/año} = \underline{22100 \text{ Kter/año}} \end{aligned}$$

La energía térmica demandada por la factoría de automoción para sus procesos de producción, será:

$$(233258 - 22100) = \underline{211158 \text{ Kter/año}}$$

3. RENDIMIENTO ELÉCTRICO EQUIVALENTE

$$R_{Ee} = \frac{180953}{427311 - \frac{211158}{0,9}} = 93\%$$

Que es superior al 59% requerido en el Real Decreto 2818/1998.

4. AHORRO DE COMBUSTIBLE

Por otro lado, se comparará el consumo de combustible en la planta de cogeneración con el que se requeriría para satisfacer esa misma demanda de electricidad y calor, si ambas fueran producidas de forma convencional en instalaciones independientes, esto es, en una central de potencia de rendimiento eléctrico η_e y en una caldera de rendimiento η_b .

Así pues, el **ahorro de combustible**, expresado en unidades de energía, es:

$$\Delta F = \frac{V}{\eta_b} + \frac{E}{\eta_e} - Q = 284247 \frac{\text{Kter}}{\text{año}}$$

Lo que supone un **40 % de ahorro de energía primaria**.

NOTA: Se supone $\eta_b = 0,9$ y $\eta_e = 0,4$

5. EFICIENCIA GLOBAL DEL SISTEMA

Por último se determina la eficiencia global del sistema de cogeneración, según la siguiente expresión:

$$\eta_{global} = \frac{E + V}{Q}$$

Sustituyendo se obtiene $\eta_{global} = 0,92$

ANEXO Nº10: TARIFA ELÉCTRICA Y TARIFA PARA EL GAS NATURAL.

1. TARIFA ELÉCTRICA

La retribución que los productores reciben por la cesión de la energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción en Régimen Especial es la siguiente:

$$R = P_m + Pr \pm ER$$

Siendo:

P_m : precio final horario medio (precio a efectos del art.24 del RD 2818/1998)

Pr : Prima correspondiente dependiendo del grupo al que pertenezcan, según el artículo 2 del RD 2818/1998.

ER : complemento por energía reactiva, que será aplicado a la suma de P_m y Pr .

1.1. Precio final horario medio a efectos del art.24 del DR 2818/1998

Año 2005	Cent.€/kWh
<i>Enero</i>	5,076
<i>Febrero</i>	5,477
<i>Marzo</i>	6,408
<i>Abril</i>	5,162
<i>Mayo</i>	5,251

<i>Junio</i>	7,029
<i>Julio</i>	7,466
<i>Agosto</i>	6,006
<i>Septiembre</i>	6,551
<i>Octubre</i>	5,995
<i>Noviembre</i>	6,510
<i>Diciembre</i>	7,676
TOTAL	6,242

1.2. Primas a los cogeneradores RD 2818/1998

Las primas que reciben las plantas de cogeneración acogidas al RD 2818/1998 dependen de la potencia instalada y se revisan anualmente en función del precio del gas, del precio de la electricidad para consumidores sin capacidad de elección y de la variación interanual de los tipos de interés. El RD 1436/2002 establece las primas 2003 para cogeneración y la base de la revisión.

Potencia instalada, MW	Prima (€/kWh)	Percepción de prima
< 10	0,021276	Los diez primeros años de explotación
10 < P < 25	0,021279*(40-P)/30	Hasta fin de CTCs (29 nov.2007)
25 < P < 50	0	---

1.3. Complemento energía reactiva

El complemento por energía reactiva está constituido por un recargo o descuento porcentual y se aplica sobre la cantidad total de la facturación básica.

El complemento por energía reactiva que interviene en el cálculo de la retribución a los cogeneradores acogidos al RD 2818/1998, es el considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas, con la diferencia de que si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora es superior a 0,9 el complemento será un abono para el productor y, si fuera inferior, un descuento.

El RD 2818/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes, establece en su art.2 apto.c el método de cálculo del valor porcentual K_r a aplicar sobre la facturación, que depende del $\cos \varphi$, cuyo método de cálculo también se fija.

La tabla adjunta, por tanto, corresponde a los valores de $\cos \varphi$ particulares y cualquier valor distinto no se corresponde con un descuento o recargo calculado por interpolación lineal.

Cos φ	Abono (%)	Descuento (%)
1,00	4,0	
0,95	2,2	
0,90	0,0	0,0
0,85		2,5
0,80		5,6
0,75		9,2
0,70		13,7

- $\cos \varphi = 1$
- $P_m = 6,242 \text{ cent.€/kWh}$
- Complemento del 35% a la empresa anfitriona
- **Las tres alternativas van a tener una potencia instalada superior a 25 MW luego no existirá prima en la retribución de modo que las tarifas no difieren entre ellas.**

De aquí:

$$R = 6,49168 \text{ cent.€/kWh}$$

Y el precio para la empresa anfitriona (industria automoción):

$$R = 8.4267 \text{ cent.€/kWh}$$

2. TARIFA DE GAS NATURAL

Según la **Orden ITC/3321/2005 de 26 de octubre de 2005** la tarifa industrial para suministros de **gas natural licuado** efectuados a partir de plantas terminales de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL, es **de 0,0193204 euros/termia** según contrato con la compañía suministradora de gas natural (Enagas)

