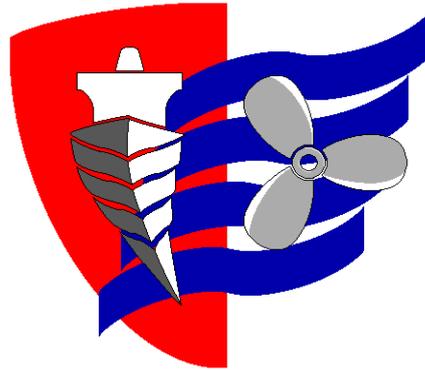


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



*Trabajo Fin de Grado*

**DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA  
INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN CON  
TURBINA DE GAS**

**Conceptual design of a cogeneration gas turbine**

Para acceder al Título de Grado en  
**INGENIERÍA MARÍTIMA**

Autor: Teresa Caramés Bartolomé

Oct- 2012

## Agradecimientos

*Al profesor D.José Isla por su inestimable apoyo, por sus consejos y su paciencia, a los demás profesores del curso de adaptación al grado en Ingeniería marítima por su incuestionable dedicación y a mi padre por enseñarme a amar el conocimiento y cumplir un sueño.*

## INDICE GENERAL

1	MEMORIA.DOCUMENTO 1	
1	Antecedentes	4
1.1	Elementos de una planta de cogeneración	5
1.2	Antecedentes históricos	6
1.3	Tipos de cogeneración	7
1.4	Características de una planta de cogeneración	11
1,5	Aplicaciones de la cogeneración	11
1.6	Componentes de una planta de cogeneración	11
2	Objeto del proyecto	12
3	Peticionario y promotor	12
4	Situación y emplazamiento de la instalación	13
5	Clasificación de la actividad y de la industria	13
6	Normativa legal y legislación aplicable	13
7	Descripción del proceso	18
8	Descripción de las instalaciones	19
9	Justificación de la solución adoptada	20
9.1	Análisis energético	20
9.2	Necesidades de energía térmica	20
9.3	Balance energético y rendimientos	21
10	Descripción del proceso de cogeneración	22
11	Descripción de los equipos de la instalación	23
11.1	Grupo alternador y equipos auxiliares	23
11.2	Sistema de aire de combustión	27
11.3	Sistema de filtración	28
11.4	Sistema de gases de escape	28
11.5	Reductor de velocidad	28
11.6	Generador eléctrico	28
11.7	Otros elementos	29
11.8	Caldera de recuperación y equipos auxiliares	30
11.9	Quemadores postcombustión	35
11.10	Conductos	36

11.11	Distribuidor de gases	37
11.12	Chimenea	37
12	Sistema de Distribución de gases	38
12.1	Características del gas suministrado	38
12.2	Descripción de las instalaciones	39
12.2.1	Condiciones de diseño	40
13	Estación de regulación y medida	41
13.1	Conducciones	43
13.2	Zona de filtración de gas	44
13.3	Zona de calentamiento del gas y regulación de la temperatura	45
13.4	Intercambiador de calor	46
13.5	Calderas	47
13.6	Zonas de regulación de presión	47
13.7	Zona de medición de caudal	49
13.8	Corrector electrónico	50
13.9	Puesta a tierra	50
14	Instalación eléctrica	51
14.1	Descripción de los equipos	52
14.2	Transformador de servicios auxiliares	58
14.3	Red de tierras	59
14.4	Instalaciones eléctricas	60
14.4.1	Celdas de 11KV	60
14.4.2	Baterías y cargadores	63
14.4.3	Cuadro de alimentación de la planta de cogeneración	63
14.4.4	Cableado de la instalación	63
14.4.5	Línea subterránea desde el parque de transformación hacia el punto de interconexión	64
14.4.6	Sistema de medida, control y protección	65
15	Condiciones de operación	67
15.1	Funcionamiento en condiciones normales	67
15.2	Funcionamiento en condiciones especiales	68
15.2.1	Puesta en marcha de la instalación eléctrica	68
15.3	Operaciones de sincronismo	69

15.3.1	Sincronizar el alternador de la turbina con la red	69
15.3.2	Desincronización con la red	69
15.4	Funcionamiento en isla	69
16	Presupuesto	70
17	CALCULO TERMICO. DOCUMENTO 2	71
18	CALCULO DE CHIMENEAS.DOCUMENTO 3	80
19	CALCULO DE LA DISTRIBUCION DE GAS.DOCUMENTO 4	89
20	CALCULO ELECTRICO.DOCUMENTO 5	109
21	ESTUDIO DE IMPCTO AMBIENTAL.DOCUMENTO 6	142
22	PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS	149
23	PRESUPUESTO	171

## 1. Antecedentes

Algunas industrias españolas presentan una elevada demanda de energía térmica además del consumo de energía eléctrica en todas las máquinas implicadas en sus procesos industriales. Ante esta situación, las directivas de las empresas han tomado la decisión de implantar instalaciones de cogeneración con la finalidad de reducir los costes energéticos de la planta.

La cogeneración es el proceso industrial por el que se produce conjuntamente energía eléctrica y térmica por parte del usuario, obteniéndose un elevado rendimiento energético de la instalación. Por lo tanto, es una técnica que tiene por finalidad permitir la satisfacción de las necesidades energéticas a sus usuarios, con un coste inferior al obtenido cuando se consigue de forma independiente la electricidad y los combustibles.

Además de lo anterior, la cogeneración ofrece otra serie de ventajas, más difícilmente evaluables, pero que son de importante consideración:

a) Emplazamiento: Las centrales energéticas permiten la generación de energía eléctrica en diferentes puntos de la geografía española, por lo que, además de suponer un ahorro en la necesidad de implantación de nuevas centrales, se evita la decisión de elegir un entorno para la ubicación de la central.

b) Medio ambiente: Como para conseguir la misma cantidad de electricidad, el rendimiento es mayor en una central de cogeneración que en una central térmica convencional, se consume una menor cantidad de combustible y por lo tanto, se reduce el nivel de emisiones al ambiente.

c) Disminución de pérdidas en el transporte: Esto ocurre porque mediante un sistema de cogeneración se produce la energía donde se consume, evitando así los grandes transportes de las centrales convencionales en los que la ubicación se decide en muchos casos por cuestiones ecológicas y no de mercado.

d) Diversificación energética: Se siguen las directrices nacionales y comunitarias en ese aspecto.

e) Costes de operación y mantenimiento: Al quedar integradas en los sistemas energéticos en uso de los centros industriales, no se requiere otro

personal que el ya habituado a las propias instalaciones, y su gestión no supone un esfuerzo adicional al que se venía realizando. El coste extra se limita a gastos de mantenimiento y reposición del equipamiento correspondiente.

f) Competitividad empresarial: Permite incrementar la competitividad de la industria española en el exterior, frente a la de otros países en los que los costes energéticos tienen una incidencia menor en los costes de producción.

g) Flexibilidad del sistema energético: La instalaciones de cogeneración comportan en la mayoría de los casos la sustitución de productos petrolíferos por gas natural, carbón o residuos combustibles, y contribuyen por lo tanto a la flexibilidad del sistema de abastecimiento energético.

Las principales características de este sistema son:

- a) Producción de energía donde se consume
- b) Mayor rendimiento
- c) Disminución de consumo de combustible, costes e impacto ambiental

Cuando se hace el estudio de un proyecto de cogeneración hay que comenzar por las necesidades de calor den vez de por los elementos primarios, conocer datos de cantidad de calor, temperatura, fluido transportador, etc., para determinar las máquinas que nos darán la energía que buscamos al menor coste posible.

Teniendo en cuenta que en una central térmica tradicional el rendimiento de la producción eléctrica es del 45%, en las de ciclo combinado (turbina gas-turbina vapor) es del 60% es muy interesante ver que en aquellos procesos industriales que combinan la producción eléctrica con el aprovechamiento de calor mediante la cogeneración se alcanzan rendimientos de hasta el 90%.

### **1.1. Elementos de una planta de cogeneración**

- a)Fuente de energía primaria
- b)Elemento motor
- c)Sistema de aprovechamiento de energía mecánica

- d) Sistema de aprovechamiento de calor
- e) Sistemas de refrigeración
- f) Sistema de tratamiento del agua
- g) Sistema de control
- h) Sistema eléctrico
- i) Sistemas auxiliares

## **1.2. Antecedentes históricos**

Es un sistema antiguo aunque tecnológicamente ha sufrido una gran evolución. Su avance surge en el siglo XIX ya que en las plantas con turbinas de vapor el rendimiento no llega al 45% del máximo ya que siempre se ve limitado por las temperaturas superiores del ciclo termodinámico. A mediados del siglo XX con las turbinas de gas el aumento de las temperaturas hasta 1000°C se eleva el rendimiento hasta un 60%.

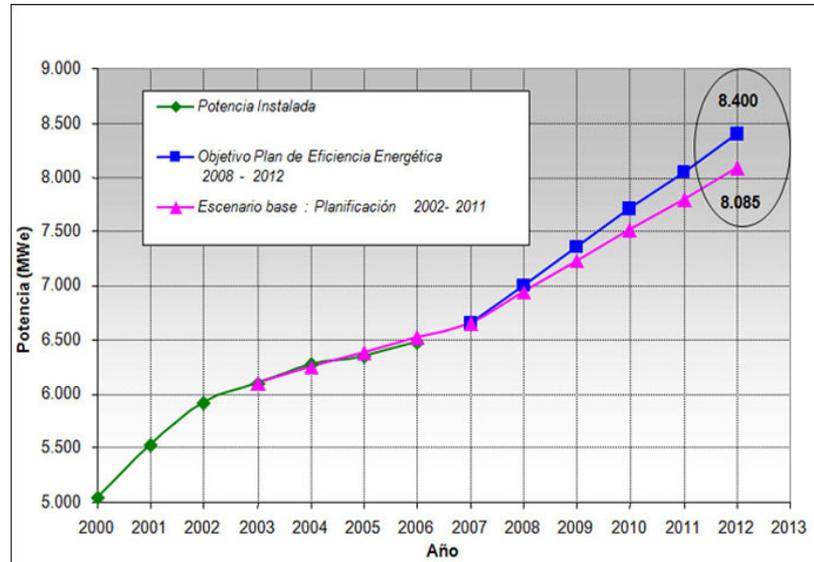
Los últimos avances han hecho que la tecnología evolucionase hacia la combustión limpia empleando hidrógeno alcanzando a altas presiones y temperaturas, un rendimiento superior al 70%, son los ciclos combinados y el futuro de la energía que se centra en ese progresivo aumento del rendimiento y en la disminución de emisiones contaminantes.

Es necesario citar los ciclos de turbina de gas con fuente de calor nuclear de ciclo de Bryton con helio calentado indirectamente en el que la ausencia de partículas contaminantes garantiza el funcionamiento en largos ciclos temporales de la turbina y como la máxima temperatura alcanzada es inferior a la de estabilidad del combustible proporciona un reactor seguro ya que, en caso de accidente, dicha temperatura disminuiría de forma natural.

La cogeneración en España comenzó en los 80 y un análisis del IDEA (Instituto para la diversificación y ahorro de la energía) revela que a finales del 2008 la potencia asociada a instalaciones de cogeneración en funcionamiento alcanzó los 6.235 MW. La actividad cogeneradora en dicho año implicó una producción eléctrica vertida a red de 21.083 GWh. Esto representa, según la citada fuente, un aumento del 19,2% con relación al año 2007, así como una cobertura del 7,6% a la demanda eléctrica en barras de

central, este organismo establece el potencial de cogeneración en 8400 MW en el 2012 (Objetivo del Plan de Eficiencia Energética).

La evolución puede observarse en la gráfica siguiente:

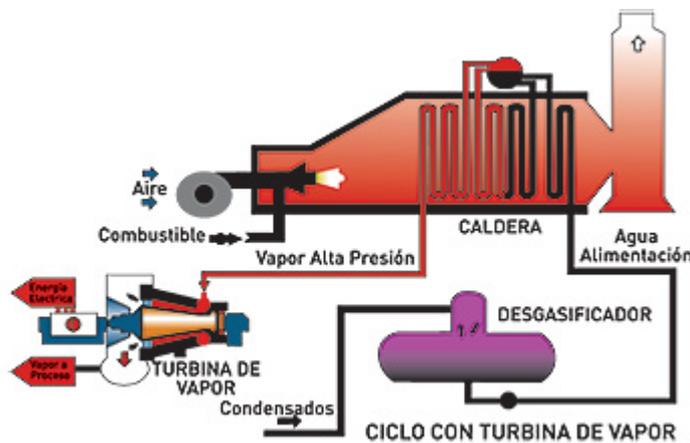


### 1.3. Tipos de cogeneración

Hay seis tipos diferentes de cogeneración

- *Cogeneración con turbina de vapor*

Fue el primer ciclo usado en cogeneración, pero en la actualidad sólo se emplea en ciclos combinados. En este sistema la energía mecánica se produce por la expansión del vapor procedente de una caldera.

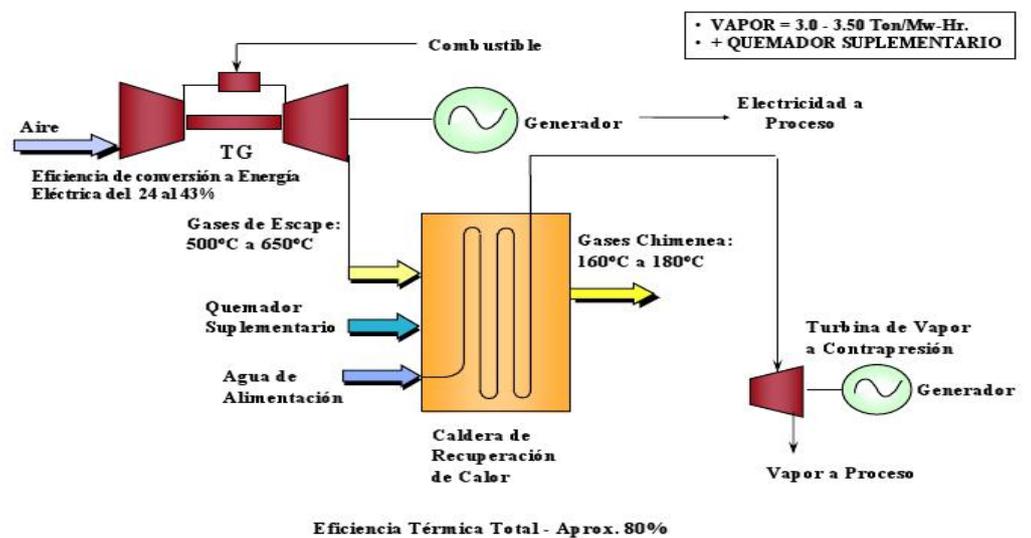


empresaeiciente.com

- *Cogeneración con turbina de gas*

En este sistema la energía mecánica se transforma mediante el alternador en energía eléctrica. La mayor ventaja es que permite una rápida recuperación del calor de los gases de escape en una caldera de recuperación para producir vapor. Para aumentar la producción de vapor puede añadirse un quemador suplementario.

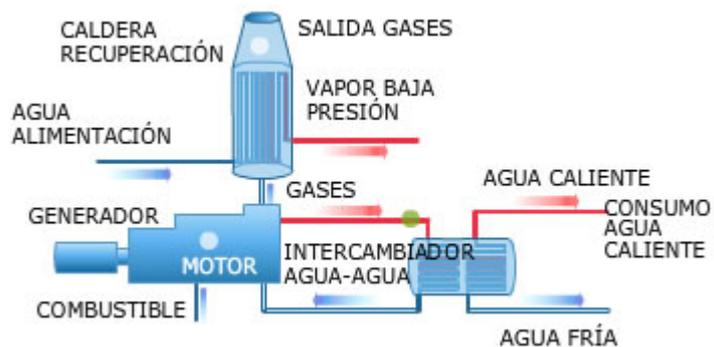
También se puede aprovechar directamente el calor de los gases de escape en aplicaciones como secaderos.



lusine.com.ar

- *Cogeneración con motor alternativo (gas o fuel)*

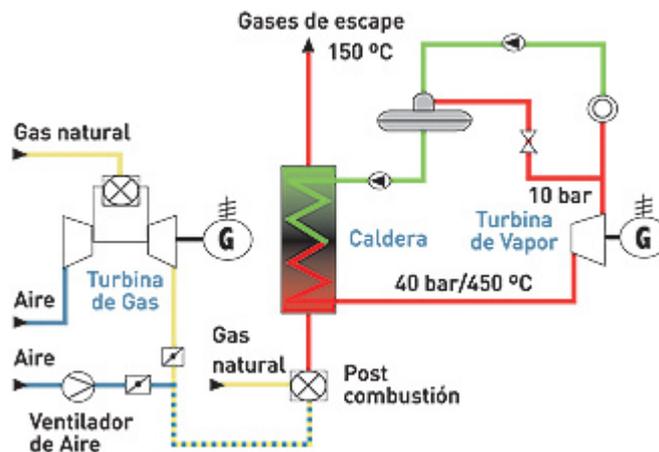
Se emplean para producir vapor y aprovechar el agua del circuito de refrigeración del motor.



eve.es

- *Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas*

El ciclo que emplea TG y TV se llama ciclo combinado. Los gases de escape de la turbina pasan por la caldera donde se produce vapor de alta presión que a su vez se expandiona en una turbina de vapor produciendo un energía adicional y un escape de vapor de baja presión que, o bien se utiliza directamente, o bien se condensa para producir agua caliente.

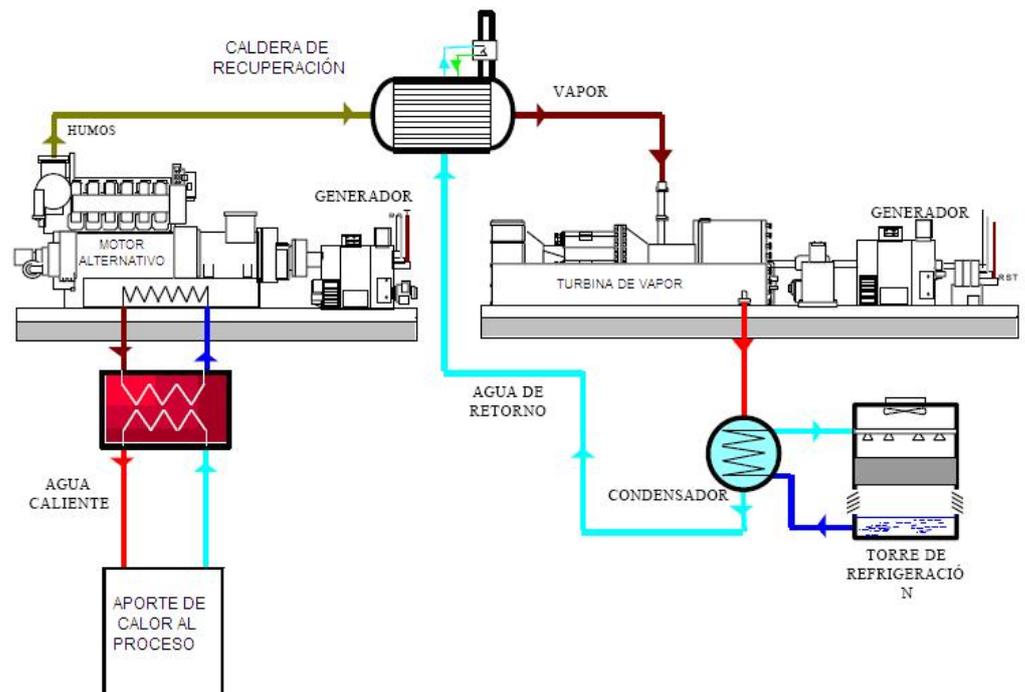


empresaeiciente.com

- *Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo*

El calor de los gases de escape del motor se recupera en la caldera para producir vapor que a su vez se utiliza en una TV para aumentar la producción de energía. El circuito de recuperación del

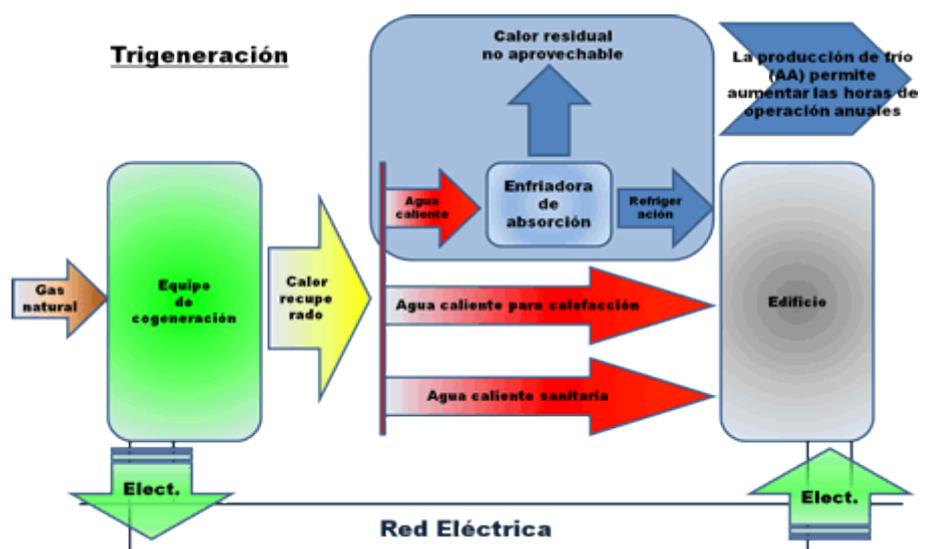
agua de refrigeración del motor se recupera en intercambiadores.



plantasdecogeneracion.com

- *Trigeneración*

Es la generación de tres tipos de energía simultáneamente, energía eléctrica y energía térmica en forma de calor y en forma de frío para aprovecharla



vielantif.es

#### 1.4. Características de una planta de cogeneración.

Hay muchos parámetros que caracterizan las plantas de cogeneración por lo que se han recogido los más relevantes en la siguiente tabla, su conocimiento nos permitirá clasificar el tipo de cogeneración y sus principales características.

Parámetros	Unidad de medida
Tipo de cogeneración	-
Potencia eléctrica	MW
Energía eléctrica anual	MWh
Tensión de conexión	KV
Potencia térmica	MWh
Combustible principal	-
Combustible auxiliar	-
Consumo combustible	MW
Rendimiento eléctrico	%
Rendimiento global	%
Aprovechamiento de calor	MW
Tipo de caldera	-
Producción de caldera	t/h

#### 1.5. Aplicaciones de la cogeneración.

Tiene aplicaciones en el sector industrial y en el de servicios.

En la industria principalmente en aquellas que tienen un consumo de calor o frío en sus procesos como la química, textil, papeleras, cerámicas, alimentarias o del sector de automoción.

En cuanto al sector de servicios suele ser rentable en hospitales, colegios, piscinas o centros comerciales.

#### 1.6. Componentes de una planta de cogeneración.

Nombraremos los elementos y sistemas que pueden formar parte de una planta de cogeneración aunque en el presente proyecto sólo nos centraremos en el cálculo de uno de ellos.

Elementos
Turbina de gas
Turbina de vapor
Motor alternativo
Caldera de recuperación
Alternador
Reductor
Maquinas de frio
Sistemas de tratamiento de agua
Sistema se refrigeración
Sistema eléctrico
Sistema de control
Estación de gas

## 2. Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene como objeto servir de proyecto fin de grado para ser justificado y defendido ante el tribunal de proyectos fin de carrera de la Escuela Superior de Náutica de Santander con el fin de obtener el título de Graduado en Ingeniería Marítima por parte de su autora.

El objeto del proyecto es el diseño conceptual de una planta de cogeneración eléctrica con turbina de gas de ciclo simple que utilizará gas natural como combustible. Los gases de escape de la turbina se utilizarán para producir vapor en la caldera de recuperación y se aprovecharán para cualquier otra aplicación industrial. El excedente de energía eléctrica producido se volcará a la red.

Se ha considerado una potencia nominal de instalación de 24,8 MW.

## 3. Peticionario y promotor

Se hace constar como peticionario y promotor del Proyecto Fin de Carrera a la Escuela Superior de Náutica de Santander (Universidad de Cantabria).

#### **4. Situación y emplazamiento de la instalación.**

Debido a que es un diseño conceptual se supone la industria situada en la provincia de La Coruña.

#### **5. Clasificación de la actividad y de la industria**

Se supone que la instalación proyectada sirve para suministrar energía eléctrica y térmica para un proceso industrial, no estando clasificada como industria independiente y no se considera que pueda figurar incluida en el RAMINP (Reglamento de Actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas). A pesar de ello se tomarán las medidas de seguridad oportunas para evitar riesgos.

#### **6. Normativa legal y legislación aplicable.**

##### **Régimen especial:**

- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Directiva 8/2004, de 11 de febrero, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la directiva 92/42.
- Decisión de 21 de diciembre por la que se establecen valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor de conformidad con lo dispuesto en la directiva 08/2004.

- Real decreto 616/2007, de 11 de mayo , relativa al fomento de la cogeneración
- Real decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

### **Aparatos a presión y tuberías:**

- Reglamento de aparatos a presión. Aprobado según RealDecreto 1244/1979.
- ITC-MIE-AP1 del Reglamento de aparatos a presión del 17 de marzo de 1981, relativo a calderas, economizadores, precalentadores de agua, sobrecalentadores y recalentadores de vapor.
- ITC-MIE-AP2 del Reglamento de aparatos a presión del 6 de octubre de 1980, relativo a tuberías de para fluidos relativos a calderas.
- ITC-MIE-AP16 del Reglamento de aparatos a presión del 11 de octubre de 1988, relativo a centrales térmicas generadoras de Energía eléctrica.
- Para calculo de diseño y soldaduras normas ASME.
- Para calidad de materiales normas ASTM.
- Para tuberías y accesorios normas ANSI y DIN.

## **Instalación eléctrica:**

- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. BOE núm. 288 de 1 de diciembre.
- Orden de 18 de octubre de 1984 complementaria de la del 6 julio que aprueba la IC del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales Eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Orden de 23 de Junio de 1988 por la que se actualiza en parte las ITC del MIE-RAT del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Orden del 16 de abril de 1991 por la que modifica la ITC del MIE-RAT 06 del reglamento de condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- CORRECCIÓN de errores de la Orden de 10 de marzo de 2000 por la que se modifican las Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT 01, MIE-RAT 02, MIE-RAT 06, MIE-RAT 14, MIET-RAT 15, MIE-RAT 16, MIE-RAT 17, MIE-RAT 18 y MIE-RAT 19 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (BOE 18-10-00)
- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, modifica las obligaciones y derechos de determinadas instalaciones de más de 5 MW de potencia instalada

- Real Decreto 842/ 2002, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión e instrucciones complementarias.
- Requisitos exigidos por la empresa suministradora.
- Norma UNE.
- Normas UNESA.

#### **Condiciones de seguridad y medioambientales:**

- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Ley de prevención de riesgos laborales Real Decreto 486/1997.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo. BOE núm. 188 de 7 de agosto
- Real Decreto 1435/92, de acuerdo con la directiva Europea 89/392/CEE.
- Reglamento de actividades molestas, nocivas, insalubres y peligrosas (RAMINP); actividad clasificada con el numero 511-33 (Central termoeléctrica).
- Reglamento de instalaciones de protección contra-incendios. Ministerio de industria y energía. Real decreto 1942/1993, BOE 14 de diciembre de 1993
- Real Decreto 1073/2002, de 18 de octubre, sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente en relación con el dióxido de azufre, dióxido de

nitrógeno, óxidos de nitrógeno, partículas, plomo, benceno y monóxido de carbono. (BOE número 260, de 30.10.2002). 2002.2/61.

- Orden de 18 de Octubre de 1976 sobre prevención y corrección de la contaminación industrial en la atmósfera. Orden ITC 1980/6235 por la que se deroga el capítulo VII, por orden de 25 de febrero de 1980.
- Real decreto 1942/1993 sobre el Reglamento de instalaciones de Protección contra-incendios.
- Real decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales. BOE núm. 303 de 17 de diciembre

#### **Instalaciones de gas y aparatos consumidores:**

- Real decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11.
- Real decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. (BOE 31-12-2002)
- Reglamento de la compañía suministradora.
- Especificaciones generales de proyecto de ENAGAS sobre estaciones normalizadas de regulación y/o medida de alta presión.
- UNE EN 12186, Sistemas de distribución de gas, ERP para transporte y distribución. Requisitos de funcionamiento.

- UNE EN 12327, Sistemas de suministro de gas, Ensayos de presión Puesta en servicio y fuera de servicio. Requisitos de funcionamiento.
- Normas UNE 60301/1974 canalizaciones de combustibles gaseosos.
- Norma UNE 60305/1983 Canalizaciones de acero para combustibles gaseosos. Zonas de seguridad y coeficientes de cálculo según el emplazamiento.
- Norma UNE 60309/1983 Canalizaciones para combustibles gaseosos. Espesores mínimos para tuberías de acero.

#### **Normativa local o de la comunidad:**

- Normativas y ordenanzas municipales.
- Ordenanzas reguladoras del polígono industrial.

#### **Normativa de carácter general:**

- Real Decreto 314/2006 de 17 de marzo, por el que se aprueba el “Código Técnico de la Edificación”
- NTE. Normas tecnológicas de la Edificación.
- Normas CEVEPREN.
- Normas CEI.
- Normas API
- Normas UNE.

### **7. Descripción del proceso.**

El proyecto se propone determinar las dimensiones y la eficiencia en el diseño conceptual de una instalación de cogeneración para recuperar la energía de los gases de escape de una turbina de gas por medio del análisis térmico del

ciclo simple, y así determinar si los parámetros encontrados están dentro de las condiciones normales de operación.

## **8. Descripción de las instalaciones**

La planta de cogeneración diseñada, está formada por las siguientes instalaciones.

- Zona turbogenerador y caldera
- Edificio de estación de regulación y medida.
- Edificio de sala de control y parque de transformación.

### **Zona turbogenerador y caldera:**

En esta zona se encontrará ubicado el grupo turbogenerador y la caldera de recuperación (HRSG). El grupo turbogenerador, se encontrará alojado en el interior de una caseta metálica, que vendrá incluida en el suministro del fabricante del turbogruppo.

La caldera de recuperación estará realizada en chapa de acero y vendrá preparada por su instalación intemperie.

### **Estación de regulación y medida:**

El edificio de la estación regulación y medida dispondrá de la zona de gas, la zona de calderas y la zona eléctrica y de instrumentación.

### **Sala de control y parque intemperie:**

La sala de control dispondrá en su interior de la zona de control de la turbina, caldera e instalación eléctrica, la sala de celda y la sala de baterías.

Anexa a la misma se encuentra el parque de transformación intemperie donde se alojará el transformador de potencia y la aparamenta necesaria para la conexión con la red y equipos de medida.

## **9. JUSTIFICACION DE LA SOLUCION ADOPTADA**

### **9.1 Análisis energético**

La central de cogeneración proyectada permitirá la producción simultánea de energía eléctrica y térmica. Su capacidad de producción se diseñará para el cubrir toda la demanda térmica y eléctrica.

La planta funcionará de manera ininterrumpida durante las 24 horas del día los 365 días del año a un 100% de su capacidad de producción siempre y cuando las condiciones de operación lo permitan, únicamente se realizarán las paradas necesarias para mantenimiento y reparación.

Debido a que se supone que la planta a la que se le va a instalar la cogeneración, es de nueva implantación, no se conoce, su carga exacta horaria por lo que se dimensionara la planta con un factor de utilización de un 80 %, de acuerdo con las condiciones habituales para este tipo de instalaciones.

### **9.2 Necesidades de energía térmica**

Las necesidades de energía térmica de la citada planta serán divididas en dos tipos:

- Energía térmica en forma de vapor para procesos producido en una caldera de recuperación.
- Energía térmica en forma de gases calientes.

#### **Energía térmica en forma de vapor:**

Se parte de que se necesitan para el funcionamiento a plena carga unas 34,400 Kg/h de vapor saturado seco a 13 bar.

#### **Energía térmica en forma de gases calientes:**

Se supone también que las necesidades de calor necesario a aportar en otros procesos industriales a plena carga de la instalación asciende a 21MW.

Se supone que los autoconsumo de energía eléctrica de la empresa para su operación ascienden a 4.4 MW equivaliendo a un consumo de 38.544 MWh/año de energía eléctrica

### 9.3 Balance energético y rendimientos

De acuerdo con los anexos A y D el balance térmico y de rendimientos de la planta de cogeneración es:

<b>Balance energético</b>		
	<b>Energía Eléctrica</b> [MWh/año]	<b>Energía térmica</b> [MWh/año]
Demanda energética	38.544	294.236,00
Autoconsumos cogeneración	7.008	-
Producción cogeneración	173.798,00	264.236
Energía excedente	128.246,00	-
Energía de postcombustión	-	30.000
<b>Rendimientos</b>		
Eléctrico neto	36,05%	
térmico	54,8%	
Global	90,68%	
REE	84,31%	
<b>Consumo de energía</b>		
	482.097,45	
<b>Ahorro de energía primaria</b>		
Ahorro de energía primaria	20,85%	

## 10. Descripción del proceso de cogeneración.

El grupo turbogenerador a gas, funciona en base a el principio del ciclo Brayton, utiliza como combustible gas natural que es quemado a presión con

aire ambiente, este aire es filtrado previamente para evitar la presencia de partículas que puedan deteriorar la combustión y también a presión por la acción de un compresor.

En la cámara de combustión se quema dicha mezcla, a presión constante a continuación viene la expansión de los gases hasta la presión ambiente, mediante la acción de una turbina generando en el esta energía mecánica que será transformada en eléctrica en el transformador acoplado a la turbina.

Los gases de escape procedentes de la turbina serán enviados a una caldera de recuperación, una vez atravesada la válvula de by-pass que sirve para desviar los gases de escape cuando la caldera de recuperación esté inoperativa.

En la caldera de recuperación los gases de escape cederán su calor en los evaporadores lo que permitirá la generación de vapor saturado seco a 13 bar.

El vapor generado en la caldera de recuperación será enviado a las distintas fases del proceso productivo donde es requerido.

A la salida de la caldera de recuperación los gases de escape, están todavía a una temperatura de 300°C y serán enviados hacia aquellos procesos industriales donde se aprovechará su energía.

Los generadores de vapor dispondrán de un sistema de purgas para prevenir la concentración excesiva de sales en las calderas, extrayendo una cierta cantidad de agua de las mismas de forma continua.

Estas purgas serán enviadas a un tanque flash que permitirá recuperar parte de las mismas en forma de vapor a baja presión, el cual será enviado al desgasificador. Las purgas no recuperadas serán enviadas a los depósitos para su posterior tratamiento en la planta de efluentes existente en la planta.

El agua de alimentación a la caldera estará formada por los que proceden del tanque de agua desmineralizada para compensar las purgas y el retorno de los condensados. El agua de reposición al desgasificador habrá sido previamente desmineralizada en el sistema de tratamiento para la eliminación de los gases disueltos en el agua de alimentación de la caldera.

## **11. Descripción de los equipos de la instalación**

Las instalaciones principales con las que cuenta la planta de cogeneración son:

- 1.-Turbogrupos de gas y sistema auxiliares
- 2.- Caldera de recuperación de calor y equipos auxiliares
- 3.- Sistema de alimentación y distribución de gas.
- 4.- Instalaciones eléctrica y parque de transformación de 11/ 66

### **11.1 Grupo alternador y equipos auxiliares**

El turbogrupos de gas será del tipo RB211-24G aeroderivado formado por el generador de gases RB211-24G y la turbina de potencia RT-62 acoplada al alternador a través del reductor de velocidad.

Las condiciones de emplazamiento donde se va a instalar la turbina son:

Temperatura ambiente.....12°C  
Humedad relativa.....80%  
Altitud sobre el nivel del mar.....500 m

Presentando esta unas características:

Potencia eléctrica.....24.8 KWe  
Perdida en la admisión.....130 mm de agua  
Perdida en escape.....200mm de agua.

Temperatura ambiente (°C)	-5	0	5	12	20	25	30	35
Humedad Relativa (%)	80	80	80	80	80	80	80	80
Altura sobre nivel del mar (m)	500	500	500	500	500	500	500	500
Tipo de combustible	Gas Natural							
Poder calorífico inferior(kJ/kg)	49195	49195	49195	49195	49195	49195	49195	49195
Perdida de presión entrada (mmH2O)	130	130	130	130	130	130	130	130
Perdida de presión salida (mmH2O)	130	130	130	130	130	130	130	130
Potencia en Bornes de alternador (KW)	24800	24800	24800	24800	24800	23996	22967	22019
Consumo específico (kJ/kWh))	9863	9877	9922	9986	10104	10215	10346	10479
Temperatura gases(°C)	445,6	457,8	470	489	501	505,4	510,4	515,2
Caudal de gases (Kg/s)	91,9	90,8	89,6	88,1	85,5	83,1	80,7	78,3

El quemador de gases, sistema de aire de entrada, turbina de potencia y sistema de gases de escape están montados en una bancada común.

El generador de gases está formado por dos cuerpos concéntricos, diseñados para operar a alta presión. El primer cuerpo (PC) consiste en un compresor axial de siete etapas acoplado a una turbina de etapa simple. Concéntrico a este está el cuerpo de alta presión (AP), consistiendo en un compresor de seis etapas y una turbina de etapa simple.

Los dos cuerpos son mecánicamente independientes, permitiendo así girar a la velocidad óptima a cada uno de ellos.

El turbogruppo incorporará los siguientes auxiliares:

- Conductos de distribución del agua de lavado a la entrada de la turbina de gas (en marcha y paro).
- Conductos de entrada en acero al carbono para entrada y salida de gases con un diámetro nominal de 2800 mm a la salida, incluyendo brida para acoplamiento con la con el conjunto de la caldera.
- Acoplamiento de tipo dentado y guarda antichispas del acoplamiento.

- Sistema de alimentación de gas montado en bancada, adecuado para recibir la brida de entrada, gas natural a una presión 28:37 Bar.
- Filtro simple de gas.
- Sensor de presión baja
- Sistema de válvula de parada de velocidad (incluyendo solenoide y válvula piloto).
- Sistema de válvula de gas de parada (incluyendo solenoide y válvula piloto)
- Válvula de solenoide de venteo entre válvula de gas.
- Conductos de distribución de combustible con inyectores de gas.
- Tuberías de acero inoxidable.
- Instrumentación de control que estará conectada con la sala de control.
- El suministro de la turbina incorporará un asimismo un sistema de cerrado de lubricación forzada de aceite sintético, completo con:
- Tanque de aceite de acero inoxidable, con calentador eléctrico y separador de venteo, localizado en la consola de aceite sintético.
- Bomba de aceite principal y auxiliar movida con un motor de C.A.
- Bomba de aceite de emergencia movida por un motor de C.C.
- Filtro doble de aceite sintético con válvula de transferencia.

- Instrumentación de control.
- Tubería de acero inoxidable.
- Medidas locales de los principales parámetros de presión.
- Sección de aerorefrigerante de aceite de lubricación, véase ubicación en plano 04
- Válvula termostática
- Consola de arrancador hidráulico, separada, completo con:
- Bomba hidráulica principal movida por motor de corriente alterna.
- Filtro y reserva de fluido hidráulico.
- Valvulería y tuberías
- Dispositivos necesarios de instrumentación y control.
- Bancada de acero al carbono.  
Equipos en el interior del cerramiento:
- Cerramiento acústico para los equipos anteriores.
- Sistema de detección de incendios con 4 detectores térmicos.
- Sistema de detección de llama con 2 detectores.
- Sistema de extinción de incendios con CO<sub>2</sub> (con tuberías y rociadores).

- Iluminación interna con C.A. y C.C.
- 3 puertas de acceso y mantenimiento adecuado para el montaje/desmontaje.
- Puente grúa manual para el desmontaje de la turbina.
- Sistema completo de ventilación-presurizado con ventiladores de C.A.
- (2x100%), ventilador de emergencia de C.C. (1x20%), conductor y valvulería (antirretorno y antiincendios) de acero al carbono.

### **11.2 Sistema de aire de combustión**

El sistema de entrada de aire de combustión, fabricado completamente en hojas de acero al carbono, se suministra para colocación superior y delantera consiste en:

- -Filtro autolimpiante (tipo Donalson) completo con:
- -Protección atmosférica
- -Elementos filtrantes
- -Puertas de acceso.
- -Plataformas y escaleras de acceso.

### **11.3 Sistema de filtración**

Conductos de conexión del sistema de filtraje con la entrada a turbina, incluyéndose silenciador y junta flexible.

### **11.4 Sistema de gas de escape**

Se incluye hasta la junta flexible de expansión a la salida del cerramiento.

### **11.5 Reductor de velocidad**

El engranaje reductor de velocidad, localizado entre la turbina de gas y el alternador, se instala sobre la misma cimentación de hormigón del

alternador, con una relación de 4900/1500 rpm, y se proporciona con las siguientes instalaciones auxiliares:

- Sistema de detección/extinción de incendios, conectado con el sistema de control de la turbina.
- Detector de vibraciones del tipo sísmico, localizado en la caja de engranajes y conectado con el sistema monitorización.
- Sensores en los rodamientos para el control de temperatura.

### **11.6 Generador eléctrico**

El generador eléctrico es una máquina síncrona ventilada por aire en circuito cerrado, con las siguientes características:

- Potencia nominal 25000 kVA
- Tensión nominal 11kV.
- Frecuencia 50 Hz.
- 4 polos, factor de potencia 0,8
- Arrollamientos con aislamientos de la clase F.
- Carcasa externa fabricada en acero al carbono con pintura epoxi, adecuado para asegurar la protección mecánica.
- Sensores de temperatura para aire de refrigeración, arrollamientos y cajas terminales necesarias.
- Detectores de vibración tipo sísmicos conectados con el sistema de monitorización y protección.
- Sensores de temperatura para el control de los cojinetes.
- Excitación sin escobillas con el equipo adecuado para el control de la excitación.
- Ventiladores en terminales del eje del alternador.
- Sección M.T. con transformadores de tensión e intensidad para medida y protección y protección de sobretensión e iluminación de emergencia.

- Sistema de filtraje de 1 etapa para la refrigeración del alternador.
- Consola separada de aceite mineral de alimentación forzada, común para la turbina de potencia, alternador y reductor de velocidad, completo con:
- Tanque de aceite en acero al carbono con pintura epoxi, incluyendo calentador eléctrico, y ventilador de venteo movido por motor de C.A.
- Bomba principal y auxiliar movida por motor de C.A.
- Bomba de emergencia movida por motor de C.C.
- Filtro doble de aceite con válvula de transferencia.
- Tuberías de acero al carbono y acero inoxidable.
- Válvulas de control local con indicación de los principales parámetros de presión.
- Aerorefrigerante de aceite equipado con ventiladores (3x50%) movidos por motores de C.A. localizados junto a la unidad.

### **11.7 Otros elementos**

- Escalera y plataformas para el acceso al paquete del turbogenerador.
- Anclajes de cimentación.
- Sistema normal de pintura.
- Botellas de CO<sub>2</sub> para el sistema de extinción de incendios, instalado en el exterior del paquete, junto a la unidad.
- Tuberías de interconexión entre la unidad de la turbina de gas y sus auxiliares.
- Cables de potencia y señal del tipo flexible para la interconexión entre la unidad y sus dispositivos de control.

- Tuberías de venteo para el turbogruppo y sus equipos auxiliares.
- Válvula de cierre de gas electroneumática y válvula solenoide de purgas.
- Carro de limpieza de compresor para operación en marcha.
- Carro de limpieza del compresor para operación en parada.
- El suministro de la turbina de gas incorporará un panel de control de la turbina a instalar en la sala de control

### **11.8 Caldera de recuperación y equipos auxiliares**

La caldera de recuperación de los gases de escape (HRSG), será del tipo “circulación natural”, con un único nivel de presión.

Estará preparada para su instalación a la intemperie.

Los gases de escape de la turbina de gas serán llevados a través de un conducto hasta la caldera de recuperación, en donde cederán su calor en las diversas secciones de intercambio de las que está constituida, para producir vapor tras lo que son enviados a otros procesos industriales, o en caso de estar estos inoperativos a través de la chimenea de by-pass.

Con el fin de adecuar la producción de vapor de la unidad a los requerimientos del proceso, se instalara en el conductor de paso de gases a caldera un quemador de postcombustión en conducto, que permite elevar la temperatura de los gases hasta un nivel adecuado.

Este quemador aprovechará el contenido en oxigeno de los gases de escape, como comburente de la combustión.

El hogar de la caldera será de longitud suficiente para que en ningún caso llame este en contacto con los tubos de la caldera; para ello, la distancia entre

el eje de quemadores y la primera hilera de tubos será superior a la longitud máxima de llama en modo de operación con turbina de gas al 100 % de la carga.

Se ha previsto la instalación de un sistema de desvío de los gases antes de su entrada en la caldera, que incluye dampers y un silenciador.

La instalación está diseñada para funcionar con un sistema de aire ambiente cuyo objetivo es permitir la instalación de recuperación seguir produciendo vapor y gases para el secadero aun en caso de que la turbina esté parada.

Para ello, la potencia del quemador ha sido incrementada en relación a la necesaria de no haberse contemplado este requerimiento, ya que en este modo de operación no se cuenta con la aportación térmica de la turbina.

Para este modo de operación con aire ambiente se instalará un ventilador, accionado por motor eléctrico, que introducirá aire exterior que será calentador en los quemadores, realizando así las funciones de los gases de escape.

Las características operativas de la caldera son:

<b>Características de la caldera de recuperación</b>				
<b>Modo</b>	<b>Unidades</b>	<b>Recuperación simple</b>	<b>Carga Normal</b>	<b>Aire ambiente</b>
Temperatura ambiente	°C	12	12	12
Carga de la turbina	%	100%	100%	0%
Postcombustión	-	NO	SI	SI
<b>Gases de escape</b>				
Caudal de gases	T/h	317,2	317,2	0
Temperatura de salida de la turbina	°C	486	530	530
Temperatura salida Caldera	°C	300	300	300
<b>Quemador</b>				
Potencia del quemador	MW	0	4	51.2
<b>Vapor</b>				
Caudal total	T/h	31,08	35	35
Caudal a desaireador	T/h	4,86	4,73	4,73
Caudal neto a proceso	T/h	26,22	30,27	30,27
Temperatura	°C	191,6	191,6	191,6
Presión	bar.	13	13	13
<b>Agua de alimentación</b>				
Temperatura	°C	140,8	140,8	140,8

**a) Componentes principales:**

Evaporadores:

La caldera estará compuesta por secciones independientes, prefabricadas en taller que constituyen las secciones de intercambio de la caldera.

Las características de los evaporadores de la caldera son:

<b>INTERCAMBIADOR</b>	<b>Unidades</b>	<b>Evaporador 1</b>	<b>Evaporador 2</b>	<b>Evaporador 3</b>	<b>Evaporador 4</b>	<b>Evaporador 5</b>
<b>Longitud del tubo</b>	mm	10030	10030	10030	10030	10030
<b>Configuración del tubo</b>	-	Tresbolillo	Tresbolillo	Tresbolillo	Tresbolillo	Tresbolillo
<b>Diámetro exterior del tubo</b>	mm	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
<b>Espesor del tubo</b>	mm	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
<b>Espaciado transversal</b>	mm	90	90	90	90	90
<b>Espaciado longitudinal</b>	mm	92	92	92	92	92
<b>Ancho del conducto</b>	mm	2560	2560	2560	2560	2560
<b>Alto del conducto</b>	mm	10030	10030	10030	10030	10030
<b>Nº de tubos por hilera</b>	-	28	28	28	28	28
<b>Nº de hileras</b>	-	3	3	3	3	3
<b>Nº de hileras paralelas</b>	-	3	3	3	3	3
<b>Material tubo</b>	-	A-192	A-192	A-192	A-192	A-192
<b>Tipo aleta</b>	-	-	-	-	-	Anular
<b>Nº aletas/metro</b>	aletas/ m	-	-	-	-	209,84
<b>Altura de las aletas</b>	mm	-	-	-	-	8
<b>Espesor de las aletas</b>	mm	-	-	-	-	1

El diseño de la HRSG, se basa en la existencia de colectores entre los tubos del evaporador el calderín de vapor.

La alimentación a los colectores inferiores se realiza a través de un downcommer interior, que conduce el agua desde el calderín situado en la parte superior.

Todas las partes a presión de la caldera serán construidas totalmente soldada, no siendo empleadas en ningún caso uniones mandrinadas.

b) Calderín:

Se instalará un calderín de vapor diseñado para una separación adecuada y el vapor. Se diseñará mediante código ASME.

El calderín contará con los siguientes elementos:

- Tubería de agua procedente del desaireador.

El agua caliente procedente del desaireador entra en el calderín a través de una tubería interna de distribución, localizada debajo del nivel de agua y que recorre en toda su longitud el calderín.

La parte de la tubería situada dentro del calderín está provista de agujeros asegurando una correcta distribución

- Cajón de retorno:

El cajón de retorno consiste en una chapa cilíndrica de aproximadamente tres cuartos de circunferencia situada de forma concéntrica al cuerpo, y en la parte inferior del calderín.

La mezcla agua/vapor entra al calderín en este cilindro por debajo del nivel de agua.

El vapor es dirigido hacia arriba y abandona el cilindro por las aberturas superiores en donde un bafle dirige el flujo hacia la primera separación de vapor.

En la zona donde están ubicados los downcomers el cajón de retorno tiene un área cerrada de tal forma que únicamente se extraiga del calderín agua y no vapor.

- Separador de vapor:

El separador de vapor será del tipo desmister.

Cuando el flujo de vapor para través de él, las partículas de agua de la mezcla agua-vapor choca contra la superficie enrejillada del desmister formando gotas.

Estas gotas caen sobre la superficie de agua del calderín y vuelve a formar parte de la circulación natural de la caldera.

c) Otros dispositivos:

- o Bombas de alimentación
- o Purga discontinua:

La tubería de purga continua está localizada por debajo del nivel del agua del calderín

Su función es reducir la concentración de sólidos en el calderín.

- o Dosificación química:

El punto de dosificación química está situado antes de la entrada a la tubería de distribución de agua de alimentación, de forma que se produzca una mezcla completa con el agua de alimentación antes de entrar en el calderín.

## **11.9 Quemadores postcombustión**

El suministro incluye un quemador de postcombustión que se encargue de ajustar la producción de la caldera de recuperación en caso de que la demanda de vapor para procesos sea superior a la de funcionamiento con recuperación simple. El quemador será de tipo parrilla en vena de aire y estará compuesto por elementos individuales de quemador.

A efectos de regulación de llama, y por tanto de potencia, estos elementos trabajan formando dos grupos independientes como si de dos quemadores se tratase.

El equipo de combustión trabajará como si estuviera constituido por dos quemadores independientes.

Cada elemento quemador contara con su propio quemador piloto. El encendido será del tipo gas-eléctrico.

Estos quemadores están alojados dentro de un conducto de quemador que une al resto de conductos mediante bridas.

Este conducto dispondrá de mirillas que permitan la observación de la llama.

El conducto de quemador, dispondrá de un aislamiento interno de 250 mm de fibra cerámica cubierto por chapas de acero inoxidable de 1,5 mm de espesor.

A efectos de estabilidad y formación de llama, no es necesario el aire de enriquecimiento ya que con  $O_2$  contenido es suficiente para la perfecta combustión, de acuerdo con el fabricante de la turbina de gas el contenido de  $O_2$  en los gases de escape asciende a un 14,4 % en volumen.

Todo el conjunto de la caldera es soportado por unas bases de acero estructural, permitiendo la libre dilatación del sistema en todas las direcciones.

## **11.10 Conductos**

El conducto de gases está constituido en acero al carbono de 6 mm. La chapa será exterior reforzada con perfiles de acero y el aislamiento será

interior. La construcción será embridada y se suministrará con juntas de expansión, conexiones y puertas de acceso.

### **11.11 Distribuidor de gases**

Estará unida mediante bridas al silenciador y estará dotada de una válvula de doble persiana compuesta por dos marcos de válvulas de persiana y una pieza de unión entre ambas, con tubo y bridas para el acoplamiento de una válvula de codo para la inyección de aire sellado.

Las alas ajustan la posición de cierre sobre topes para contacto metal-junta elástica. Los pasos de los ejes a través de la carcasa están hermetizados con prensaestopas regulables. Los cojinetes son articulados y exteriores y disponen de sistemas de autocentrado del ala para trabajo en caliente.

El accionamiento simultáneo de las alas se realiza exteriormente mediante barras articuladas regulables longitudinalmente.

La zona de gases a recuperador de calor está dotada de una válvula de persiana simple que es actuada simultáneamente a la anterior, por el mismo actuador, a través de un varillaje exterior regulable.

### **11.12 Chimenea**

La chimenea de by-pass se construirá en chapa de acero de 13CrMo44 con un espesor de 6 mm. Su altura será de 32 m, con un aislamiento hasta los 3 metros, por encima del by-pass, y pintura anticorrosiva hasta los 32 m.

La chimenea principal se construirá en chapa de acero al carbono con un espesor medio de 6 mm, será auto soportadas e sus condiciones de ejecución serán similares a la de la chimenea de by-pass, presenta una altura de 32 m.

La chimenea de by-pass presentará un silenciador de los gases de escape.

## 12. Sistema de distribución de gases.

El sistema de alimentación de gas es común a la planta de cogeneración, quemadora de postcombustión y otros procesos industriales, no siendo este último objeto del presente proyecto, aunque se diseñará la acometida de gas a los mismos

Esta instalación está compuesta por: Acometida interior, estación de regulación y medida, línea de distribución interior y equipos de regulación.

### 12.1 Características del gas suministrado

El gas suministrado por la empresa distribuidora, es de las siguientes características:

Composición:

Componentes	Concentración molar (%)
N <sub>2</sub>	1,0 ÷ 1,35
CO <sub>2</sub>	1,0 ÷ 1,20
C <sub>1</sub>	85 ÷ 98,5
C <sub>2</sub>	0,2 ÷ 8,50
C <sub>3</sub>	0,1 ÷ 3,00
N - C <sub>4</sub>	0,0 ÷ 0,70
I - C <sub>4</sub>	0,0 ÷ 0,50
N - C <sub>5</sub>	0,0 ÷ 0,30
i - C <sub>5</sub>	0,0 ÷ 0,15
N - C <sub>6</sub>	0,0 ÷ 0,06
N - C <sub>7</sub>	0,0 ÷ 0,03
n - C <sub>9</sub>	0,0 ÷ 0,01

## Contaminantes:

Vapor de agua.....	< 25 mgr/Nm <sup>3</sup>
SH <sub>2</sub> .....	> 0.5 ppm en volumen
THT.....	5:30 mg/Nm <sup>3</sup>
Polvo.....	max 100 mg/Nm <sup>3</sup>

## Otros parámetros:

- Rango temperatura entrada a la ERM.....5 ÷ 15 °C
- Rango de densidad relativa.....0,56 ÷ 0,64
- Rango de peso específico.....0,73 ÷ 0,82 kg/Nm<sup>3</sup>
- Rango de PCS.....9.400 ÷ 10.700 kcal/Nm<sup>3</sup>
- Rango de índice de Wobbe corregido.....12.500 ÷ 13.600
- Punto de rocío:  
Punto de rocío de agua.....-12 °C a 72 bar  
  
Punto de rocío de hidrocarburos....-12 °C a 72 bar (-2 °C a presiones inferiores)
- Rango de viscosidad.....0,011 ÷ 0,012 cp
- Conductividad térmica.....0,034 ÷ 0,037 kcal/h.m.°C
- Valor C<sub>P</sub>/C<sub>V</sub>.....1,3 ÷ 1,4
- Coeficiente Joule-Thomson.....0,35 ÷ 0,45 °C/bar (entre 72 y 1 bar, a 10 °C)
- Peso molecular.....16,22 ÷ 18,53

## 12.2 Descripción de las instalaciones

La acometida interior incluye la tubería con sus accesorios comprendida entre la válvula de la acometida de la compañía distribuidora y la válvula de entrada a la ERM.

El material que constituye las tuberías, accesorios y aparatos de ambas redes será de acero inoxidable al carbono AISI-316, fácilmente soldable y capaz de soportar las máximas presiones de la red.

### 12.2.1 Condiciones de diseño:

- **Acometida interior:**

Caudal máximo.....17000 Nm<sup>3</sup>/h  
Presión entrada de Cia.....35:72 bar (g)  
Longitud equivalente.....20 m  
Velocidad máxima admitida por Cia.....30 m/s  
Pérdida de carga máx.....5% de P<sub>min</sub>.

- **Línea de distribución a Turbina de gas**

Caudal máximo.....7500 Nm<sup>3</sup>/h  
Presión entrada de Cia.....28:37 bar (g)  
Longitud equivalente.....20 m  
Velocidad máxima admitida por Cia.....20 m/s  
Pérdida de carga máx.....5% de P<sub>min</sub>.

- **Línea de distribución a Caldera de recuperación**

Caudal máximo.....6500 Nm<sup>3</sup>/h  
Presión entrada de Cia.....4 bar (g)  
Longitud equivalente.....20 m  
Velocidad máxima admitida por Cia.....20 m/s  
Pérdida de carga máx.....5% de P<sub>min</sub>.

- **Línea de distribución a otros procesos industriales**

Caudal máximo.....1650 Nm<sup>3</sup>/h  
Presión entrada de Cia.....4 bar (g)

Longitud equivalente.....	20 m
Velocidad máxima admitida por Cia.....	20 m/s
Pérdida de carga máx.....	5% de Pmin.

### 13. ERM

La presente ERM ha sido diseñada de acuerdo con las especificaciones generales de Enagás “Estaciones normalizadas de regulación y/o medida en alta presión”.

Asimismo todas las instalaciones, aparatos a utilizar en dicha ERM se ajustarán a las prescripciones técnicas definidas por dicha especificación.

Para el diseño de la estación de regulación y medida (ERM) es preciso tener en cuenta el tipo de consumo que se va a realizar. En el caso del presente proyecto se trata de un servicio continuo.

El concepto de ERM incluye el conjunto de aparatos y accesorios instalados entre el final de la acometida interior y el inicio de las líneas de distribución y cuya misión es filtrar el gas de las impurezas que este pueda arrastrar en su movimiento en el interior de las tuberías, regular la presión de distribución a valores adecuados para el trabajo y medir el gas suministrado al usuario.

La instalación, a la salida de la estación de regulación y medida necesita, distribución a dos presiones de operación distintas, por lo que la instalación de regulación y medida tendrá un primer módulo, este presentará dos líneas ya que el suministro debe ser ininterrumpido. Cada una de las líneas constará de:

- Filtración del gas
- Calentamiento del gas y regulación de temperatura
- Regulación de presión hasta la presión de la turbina.

Cada línea constará de un filtro, un intercambiador de calor, una válvula de seguridad por máxima y mínima presión (incorporada al regulador), dos reguladores de presión (principal y monitor), una válvula de escape o alivio (segunda seguridad de máxima).

La instalación posteriormente a este primer módulo se bifurcará en dos, una de las ramas será para la distribución a la turbina y la otra para los quemadores y otros procesos industriales.

La rama de la turbina, asimismo presentará dos líneas para un suministro ininterrumpido, con un contador de gas.

La rama de quemadores-secaderos, también presentará dos líneas, cada una de estas líneas presentará:

- Regulación de presión hasta la presión de la turbina.
- Medición de caudal independiente para quemadores y otros procesos.

Las líneas estarán provistas de juntas dieléctricas ( una previa a la ERM y otra a la salida de cada una de las líneas), para aislar eléctricamente la estación receptora del resto de tuberías, una toma de tierra, un conjunto de válvulas de derivación y cierre, y una serie de aparatos de medida (manómetros, termómetros,...).

A la entrada del ramal de abonado, al límite de la propiedad, se situará una válvula de seccionamiento de apertura y cierre rápidos, a la que tendrá acceso la empresa suministradora de gas. Junto a la estación receptora del usuario se coloca otra válvula de cierre rápido (válvula de bola), a la distancia conveniente de dicha estación, de forma que, en caso de siniestro en la misma, pueda maniobrase sin peligro. Estas dos válvulas de seccionamiento, excluidas ambas, se establecen como los límites de la estación de regulación y medida.

El resto de partes que componen y completan la instalación de regulación y medida son las siguientes:

- Colectores de entrada y salida de gas.
- Calderas, sistemas de agua caliente y sistema asociado de fuel-gas.
- Cableado, cajas de conexión y armarios de control asociados a la instrumentación, necesarios para la alimentación eléctrica de los aparatos.
- Sistemas de detección de gases.

La estación de regulación y medida diseñada corresponde al tipo CEE G-650

<b>Estación de regulación y medida</b>	
<b>Q<sub>nominal</sub></b>	15000Nm <sup>3</sup>
<b>Presión de entrada</b>	72/35 bar. (g)
<b>Presión regulada</b>	28 bar. (g)
<b>Composición</b>	2 líneas de filtraje, calentamiento y regulación
	2 líneas de contaje con by-pass
<b>Regulación</b>	Monitor Principal
<b>Contaje</b>	3 unidades de turbina
	2 unidades de correctores PTZ 1 unidad correctora PT
	2 unidades de manotermógrafos

El emplazamiento escogido para la instalación de la estación de regulación y medida (ERM) será fácilmente accesible y al abrigo de posibles inundaciones.

### 13.1 Conducciones:

La velocidad de circulación del fluido no debe sobrepasar los 30 m/s en las zonas sometidas a la presión máxima de entrada. En la zona de baja presión la velocidad máxima del fluido no será superior a 20 m/s.

Las pérdidas de carga serán las mínimas técnicamente posibles. Las conducciones de gas natural serán:

<b>Canalización</b>	<b>Diámetro nominal</b>	<b>Espesor comercial</b>
<b>Acometida interior</b>	DN 80 (3")	5,74
<b>Línea salida 1<sup>er</sup> regulador</b>	DN 100 (4")	6,02
<b>Línea salida 2<sup>er</sup> regulador</b>	DN 200 (8")	8,18
<b>Turbina</b>	DN 80 (3")	5,49
<b>Quemadores</b>	DN 200 (8")	8,18
<b>Otros Procesos</b>	DN 80 (3")	5,49

### **13.2 Zona de filtración del gas**

La filtración del gas se realiza mediante un filtro vertical de cartucho que tiene por objeto retener el polvo, agua, aceite o impurezas de arrastre transportadas por el gas, proveniente del gasoducto, en su circulación a través de las tuberías, de forma que no sólo retenga las partículas más pequeñas sino que lo haga provocando una pérdida de carga aceptable.

El filtro se coloca en la entrada de la estación de regulación y medida, antes de los reguladores de presión.

Los filtros de las estaciones de regulación y medida, que trabajan a la presión de la red de alimentación, son siempre cilíndricos con el elemento filtrante en forma de cartucho. El cuerpo exterior del filtro está formado por un cilindro de acero, con conexiones embridadas, provisto de las tuberías de entrada y salida de gas, de una tapa o registro en la parte superior, que permita sacar el cartucho filtrante fuera del mismo para su limpieza o reposición y de una válvula de purga (y de descompresión) en la parte inferior, para extraer la posible agua de condensación y evacuar al exterior las impurezas que se hayan acumulado en el fondo del mismo. El cartucho filtrante propiamente dicho se encuentra alojado en el interior del cuerpo y está constituido por un cilindro de rejilla metálica alrededor de la cual se adapta exteriormente el material filtrante formado por un filtro o fibra sintética.

Presenta un diámetro nominal DN 80 (3 ") con una presión máxima de servicio según ANSI 600 lbs. La conexión a la tubería se realiza mediante bridas y responde a la norma ANSI B 16.5 RF.

Los filtros deben estar equipados con un dispositivo de manómetro diferencial entre la entrada y salida de gas, que permita controlar la pérdida de carga del cartucho, es decir, el grado de suciedad u obstrucción del mismo.

El cartucho filtrante deberá poder resistir, como mínimo, una presión diferencial de 3 bar, sin rotura ni hundimiento del elemento filtrante.

### **13.3 Zona de calentamiento del gas y regulación de la temperatura**

La expansión del gas a través de los reguladores produce una disminución de su temperatura, que puede evaluarse en unos 0,45 °C (273,60 K) por cada bar de reducción de presión, conforme la ley de Joule-Thompson.

La función de esta sección de la ERM es la de calentar el gas natural ya filtrado, a fin de proporcionarle una temperatura tal, que después de la expansión producida por la reducción de presión que tiene lugar en el regulador, la temperatura del gas vehiculado se encuentre en un rango de  $5\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ , es decir, entre 3 y 7  $^{\circ}\text{C}$ .

Además del calentamiento de la corriente principal de gas, se efectúa un calentamiento del gas que circula por los pilotos de las válvulas monitor, con el fin de evitar su congelación.

El sistema de regulación asegurará que la temperatura del gas caliente no supere los 37  $^{\circ}\text{C}$  (con una tolerancia de  $\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) y que en ningún punto de la instalación la temperatura del agua caliente supere los 90  $^{\circ}\text{C}$ .

La instalación de calentamiento está compuesta por un intercambiador de calor en cada línea (montado tras el filtro principal y antes del regulador), unas calderas modulares para la producción de agua caliente (en circuito cerrado y con circulación forzada) y el correspondiente cuadro de control.

#### **13.4 Intercambiador de calor**

El intercambiador de calor se instalará en la estación de regulación y medida (ERM), con el fin de evitar bajas temperaturas y la formación de hielo debido a la expansión del gas en el regulador, que podría perturbar el buen funcionamiento del regulador y los aparatos situados a continuación del mismo. En el cálculo del calentamiento se considera que para el gas natural, cada reducción de la presión de 1  $\text{kg}/\text{cm}^2$  provoca un enfriamiento de 0,45  $^{\circ}\text{C}$  en el gas.

El intercambiador de calor empleado en la estación de regulación y medida (ERM) es del tipo carcasa cilíndrica y tubos en U, cuyas condiciones de operación serán:

<b>Canalización</b>	<b>Carcasa</b>	<b>Tubos</b>
<b>Fluido</b>	Agua caliente	Gas natural
<b>Presión entrada max</b>	2	72
<b>Calor total(Kcal/h)</b>	18 5000	-

### **13.5 Calderas**

Las calderas tienen como misión la producción de agua caliente para el suministro de los intercambiadores.

Se emplearán tres calderas monobloc de chapa de acero. De estas, dos son las encargadas de suministrar la totalidad del calor necesario, mientras que la tercera se mantendrá como reserva.

### **13.6 Zonas de regulación de presión**

#### *13.6.1 Reguladores de presión*

Los reguladores de presión son los encargados de reducir la presión del gas natural a la entrada del aparato, a una presión inferior a la salida del mismo. Dicha presión de salida debe ser constante, independientemente de las variaciones que pueda tener la presión de entrada y el consumo, dentro de unos límites definidos.

La reducción de presión es debida a la pérdida de carga sufrida por la corriente gaseosa, al hacerla pasar por un orificio de sección inferior a la del paso de gas a la entrada y salida del aparato. Para poder variar el orificio de paso en función de las variaciones de presión de entrada y de caudal se requiere la actuación de un obturador posicionable.

En las instalaciones se emplearán dos reguladores en serie, un regulador principal y un regulador monitor o de vigilancia.

La finalidad del regulador principal es la de reducir la presión de entrada del gas natural a la estación de regulación y medida a valores preestablecidos que permitan el buen funcionamiento de los equipos de utilización y estabilizar la presión para facilitar la posterior medida.

El regulador monitor es un regulador de seguridad. Entra en funcionamiento en sustitución del regulador de servicio y está gobernado por la presión de salida del regulador principal (presión regulada).

Los reguladores del primer módulo, serán capaces de regular, la totalidad del caudal (17.000 m<sup>3</sup>/h), hasta la presión de salida de la turbina (37:28 bar.), mientras que los reguladores de presión del segundo módulo serán capaces de reducir desde la presión de la turbina hasta la presión de servicio de los quemadores (4 bares), un caudal máximo de 8300 m<sup>3</sup>/h.

Asimismo estos reguladores presentarán unas válvulas interceptoras de seguridad, que cerrarán el paso de gas cuando este alcance un valor máximo de sobrepresión o mínimo de presión insuficiente.

#### *13.6.2 Válvula de seguridad de escape atmosférico o de alivio (VES)*

En caso de estanqueidad deficiente de la válvula de seguridad (VIS), la válvula de alivio debe evacuar el 5% del caudal nominal de la estación de regulación y medida con el fin de evitar sobrepresión a la salida del regulador, evacuando a la atmósfera a través de un conducto adecuado.

La presión mínima aceptada para una válvula de escape de seguridad es del  $\pm 10\%$  de la presión a la que se encuentra tarada.

### **13.7 Zona de medición de caudal**

El contador sirve para medir el caudal del gas consumido, tanto para control por parte del usuario, como para fines de facturación por la empresa suministradora.

Los contadores de turbina están constituidos por un tramo recto de tubería, en cuyo interior está colocada una turbina, en cojinetes y manteniendo su eje en el centro de la tubería.

La velocidad de rotación de la hélice debida al paso del gas es proporcional a la velocidad de circulación del mismo y, por tanto (como la sección es constante), al volumen de gas que circula.

El contador será, como mínimo, de dinámica 20, es decir, que el caudal mínimo que debe poder medir ha de ser igual o inferior al 5% del caudal máximo.

$$\text{Dinamica} = \frac{Q_{\text{maximo}}}{Q_{\text{minimo}}} \geq 20$$

Para la instalación de los contadores de turbina se deberá emplear un tramo recto, libre de accesorios, del mismo diámetro nominal que el del contador y de una longitud mínima de cinco veces el diámetro a la entrada y 3 veces dicho diámetro a la salida de este.

El contador para la línea de distribución a turbina será del tipo G-1000, para el de postcombustión será del tipo G-400 y el de otros procesos será del tipo G-100.

### **13.8 Corrector electrónico**

Para poder medir la cantidad de gas que se consume resulta insuficiente con un contador. Según la ecuación de los gases perfectos, la cantidad de gas (volumen) que pasa por el contador es proporcional a la presión (a más presión, más cantidad de gas) e inversa a la temperatura (a mayor temperatura, menor cantidad de gas).

La misión del corrector es expresar la cantidad de gas que ha atravesado el contador en m<sup>3</sup> normales (Nm<sup>3</sup>), es decir, como si todo el gas que se consume hubiera pasado por el contador a una presión de 1.01325 bar y a una temperatura de 0 °C. Para efectuar este cálculo se debe recoger la información del volumen medido por el contador, la presión existente medida por el transmisor y la temperatura dada por la sonda. Los correctores de tipo PTZ son utilizados por clientes de gran consumo. Corrigen en presión, temperatura y factor de compresibilidad según las características de composición del gas.

Las líneas de distribución a la turbina y quemadores de postcombustión presentan un corrector del tipo PTZ, mientras que, la línea de distribución a los secaderos presenta un corrector del tipo PT.

### **13.9 Puesta a tierra**

Las juntas para conductos son normalmente utilizadas para separar eléctricamente instalaciones con contacto a tierra o bajo aislamiento respecto a la línea principal o a lo largo de colectores, para delimitar las zonas de influencia de las corrientes de pérdida, o para subdividir en partes organizadas la instalación de protección catódica activa.

Se instalará una junta dieléctrica en la entrada de la estación de regulación y medida (ERM), con un diámetro nominal de DN 80( 3 ") y una junta dieléctrica en cada una de las líneas de distribución siendo de un

diámetro nominal de DN 200(8") para la línea de distribución de la turbina, y de DN 80 (3"), para las líneas de secaderos y postcombustión.

#### 14. **Instalación eléctrica**

Debido a la complejidad y al gran tamaño de la instalación, no es objeto del presente proyecto un diseño exhaustivo de todos los elementos de la instalación eléctrica sino únicamente definir los equipos principales que han de componer la misma, para la interconexión con la red y dar servicio a la planta.

El grupo turbogenerador lleva acoplado un alternador de 25 MVA. El alternador, genera una tensión de 11 kV y 50 Hz yendo conectado a un transformador de 30 MVA que eleva la tensión hasta el valor de la interconexión con la red a 66 kV. La interconexión con la red se realizará mediante una línea subterránea de 66 kV, para la interconexión con la red en el punto de entronque que indique la compañía suministradora.

Según el artículo 30 del Reglamento sobre condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, la instalación eléctrica queda clasificada como una instalación eléctrica de 2º categoría.

Los elementos principales por los que está constituida la instalación eléctrica de la planta son:

- Línea subterránea de 66 kV hacia punto de entronque
- Parque intemperie de 11 / 66 kV
- Sala de eléctrica y de control
- Transformador de alimentación da servicios auxiliares de la planta de cogeneración

- Red de tierras de la planta de cogeneración.
- Cableado de la planta de cogeneración

## **14.1 Descripción de los equipos**

### **14.1.1 Parque intemperie de 11/66 KV:**

El parque se encontrara alojado en una parcela vallada , en cuyo interior se alojarán todos los equipos necesarios para su funcionamiento.

Para la maniobra y protección de las instalaciones, se instalará la siguiente aparamenta.

- Seccionador tripolar con puesta a tierra.
- Tres transformadores de tensión inductivos.
- Un interruptor general de SF6 motorizado.
- Tres transformadores de intensidad de doble devanado para protecciones.
- Medida de tensión en generación mediante tres transformadores de tensión inductivos (con doble secundario).
- Autoválvulas.

De acuerdo con el MIE RAT la línea contará con un nivel de aislamiento de 72.5 kV. Los niveles de aislamiento que se han adoptado para la tensión de 66 kV corresponden al MIE RAT 12, aislamiento pleno, es decir, que soporta 325 kV de cresta a impulsos tipo rayo y 140 kV eficaces de tensión nominal de corta duración a frecuencia industrial durante un minuto.

### **14.1.2 Distancias mínimas:**

De acuerdo con el nivel de aislamiento adoptado y según lo indicado en las Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT-12, para el nivel de tensión de 66 kV, las distancias mínimas fase-

tierra y entre fases son de 63 cm. Las distancias adoptadas entre ejes de fases son de 150 cm para la tensión de 66 kV, superiores a las mínimas exigidas. Según la Instrucción MIE-RAT-15, p. 3.1.2., los elementos en tensión no protegidos que se encuentren sobre los pasillos deberán estar a una altura mínima H sobre el suelo, medida en centímetros, igual a:  $H = 250 + D$ , siendo D la distancia expresada en centímetros de las tablas 4 a 6 de la MIE-RAT-12, en función de la tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo para la instalación.

Para el parque de 66 kV, de la tabla 4,  $D = 130$  cm. Por tanto:

$$H = 250 + 130 = 380 \text{ cm}$$

El embarrado de interconexión entre aparatos se situará a una altura de 335 cm sobre el suelo, cumpliéndose, por tanto, la exigencia mencionada anteriormente.

Por otra parte, todos los elementos en tensión, en las zonas accesibles, están situados a una altura sobre el suelo superior a 230 cm, considerando en tensión la línea de contacto del aislador con su zócalo o soporte, si éste se encuentra puesto a tierra, cumpliendo de esta forma lo indicado en la Instrucción MIE-RAT-15, p.3.1.5.

La distancia entre el cerramiento y las zonas en tensión superior a:

$$B = D + 150 = 63 + 150 = 213 \text{ cm.}$$

Siendo en nuestro caso de 3,4 metros

### **14.1.3 Aparamenta**

El parque intemperie contará con la siguiente aparamenta para la interconexión con la red:

- 6 Unidades de autoválvulas

Se instalará una autoválvula por fase para la línea y una por fase para el transformador). Estas autoválvulas han sido construidas y ensayadas según normas CEI 60099-4, de características:

Tensión nominal [kV]	66
Nivel básico de aislamiento ante impulso atmosférico [kV]	325
Intensidad de descarga [kA]	10
Intensidad nominal [A]	1.250
Tensión de aislamiento [kV]	72,5
Intensidad de corte [kA]	31,5
Marca	Bowthorpe-EMP
Modelo	MBA-2-60

- Un seccionador tripolar de apertura lateral, para servicio exterior en montaje tripolar.

Tensión nominal [kV]	72,5
Intensidad nominal	800 A
Accionamiento	Mando manual giratorio
Puesta a tierra	si
Enclavamiento de PAT	si
Marca	MESA
Modelo	SGC3 APT

- 3 Transformadores de tensión protección y medida

Tensión nominal máx. servicio [kV]	72,5
Número de secundarios	3
Relaciones de transformación	$66:\sqrt{3}/0.11\sqrt{3}-0.11\sqrt{3}-0.11\sqrt{3}$
Potencia de precisión	30 VA Cl. 0.2
	50 VA Cl. 0.5
	50 VA Cl. 0.5
Altura [mm]	1340
Peso [kg]	305
Marca	ARTECHE
Modelo	UTE-72

- Transformadores de intensidad para protección y medida

Tensión nominal máx. servicio [kV]	72,5
Relación primaria [A]	300
Relación secundaria [A]	5-5-5
Potencia de precisión	30 VA Cl. 0,2
	50 VA Cl. 0,5
	50 VA Cl. 5P20
	30 VA Cl. 5P20
Intensidad límite térmica	<80In

Altura [mm]	918
Peso [kg]	190
Marca	ARTECHE
Modelo	CA-72-E

- Interruptor general

Un interruptor tripolar automático de gas SF6 de características:

Tensión nominal [kV]	66
Nivel básico de aislamiento [kV]	72.5
Intensidad nominal [kA]	1.25
Poder de corte de cortocircuito [kA]	25
Poder de cierre al cortocircuito [kA]	62,5
Frecuencia [hz]	50
Marca	GEC-ALSHTOM
modelo	FXT-9

#### 14.1.4 Transformador de potencia

Será un transformador trifásico colocado a la intemperie, en baño de aceite, servicio continuo con refrigeración tipo ONAN y regulación en vacío de las siguientes características principales:

Potencia Nominal	30 MVA
Tensión de primario	66±2.5KV
Tensión de secundario	11 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	11%
Grupo de conexión	Dyn11
Aislamiento	Aceite
Calentamiento y accesorios	Según norma CEI 76

### Protecciones del transformador

Las protecciones propias del transformador constan del siguiente equipo:

- Dos indicadores magnéticos de nivel de aceite para el aceite del transformador y otro para el aceite del regulador. Cada uno de los indicadores dispone de contacto de alarma por nivel bajo.
- Dispositivo liberador de presión con contactos de alarma y disparo.
- Relé Buchholz de dos flotadores con contacto de alarma y disparo.
- Termómetro de contacto indicador de temperatura del aceite del transformador, con cuatro microinterruptores ajustados con los siguientes usos: conexión de la ventilación forzada, alarma de temperatura, disparo y alarma de disparo por temperatura.

- Resistencia de puesta a tierra del neutro del transformador.
- Relé para la protección del regulador.

#### **14.1.5 Embarrados**

De acuerdo con la potencia a instalar en el parque de 66 kV, se ha dimensionado para soportar la intensidad máxima a plena carga del transformador de potencia. El embarrado se realizará con cable LA-180 Las justificaciones de la elección de adjuntan en el anexo F.

Las uniones entre las bornas del aparallaje y los embarrados están realizados con piezas diseñadas según su función y para las intensidades de paso precisas, habiéndose dispuesto convenientemente las piezas de conexión elásticas necesarias para absorber las dilataciones térmicas y dinámicas que se pueden producir en los embarrados.

#### **14.2 Transformador de servicios auxiliares de la planta de cogeneración:**

De acuerdo, con el las condiciones de la planta se estiman los consumos por servicios auxiliares en unas 1000 kVA, por lo que para la alimentación general de los servicios auxiliares de la planta de cogeneración se ha previsto la instalación de un transformador.

Su instalación será a la intemperie, e irá interconectado con la sala de control de la planta de cogeneración. Se puede ver su situación en el planto 03.

Potencia Nominal	2500 KVA
Tensión de primario	11±2.5KV
Tensión de secundario	400-230 V
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	7%
Grupo de conexión	Dyn11
Aislamiento	Aceite
Calentamiento y accesorios	Según norma CEI 76

### 14.3 Red de tierras

El cálculo de la instalación de puesta a tierra se realizará, siguiendo las prescripciones generales de seguridad del 'Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación' del Ministerio de Industria y Energía, que aparecen en su instrucción técnica número 13 (MIE-RAT 13).

Se conectarán los siguientes elementos a la red de tierras:

- Toda la estructura metálica de la instalación.
- Cercado metálico.
- Partes metálicas sin tensión de la subestación
- Transformadores.
- Columnas de alumbrado.
- La cuba del transformador de potencia.

El conductor utilizado será de cobre desnudo de 125 mm<sup>2</sup> de sección. Se realizará procurando que los conductores no hagan recorridos tortuosos o curvas de poco radio. Todas las conexiones de la malla se harán mediante soldadura autógena, para evitar la rotura de la soldadura por el paso de corrientes de tierra o su deterioro debido a la corrosión. Asimismo las uniones con la estructura se pintarán de amarillo para su fácil localización.

#### **14.4 Instalaciones eléctricas el edificio:**

##### **14.4.1 Celdas de 11 KV**

La interconexión del parque exterior de 66 kV y el edificio de control de la planta de cogeneración, se realizarán mediante tubos enterrados de 160 mm de diámetro. Desde las bornas del transformador de 30 MVA a las celdas de 11 kV.

Las celdas instaladas son:

- **Celda Nº 1:** Celda del grupo turboalternador
- **Celda Nº 2:** Celda transformador de potencia.
- **Celda Nº 3:** Celda del transformador de sistemas auxiliares.
- **Celda Nº 4:** Celda de distribución y medida

Las celdas incluirán la aparamenta indicada en el plano 10. Estas celdas estarán constituidas por módulos prefabricados, preparados para su interconexión, a modo indicativo se indica la aparamenta más importante de dichas celdas

Celda Nº1

- Interruptor seccionador SF6 2000 A.
- Interruptor automático SF6
  - Tensión de aislamiento .....17,5 kV
  - Intensidad nominal.....2.000 A
  - Poder de corte.....31,5 KA
  - Poder de cierre .....80 KA
- Mando motorizado a 24 V cc para maniobrar el interruptor automático provisto de bobina de contactos auxiliares
- Bornes para la conexión de cable
- Relé de sobreintensidad

#### Celda N°2

- Interruptor seccionador SF6 2000 A.
- Interruptor automático SF6
  - Tensión de aislamiento .....17,5 kV
  - Intensidad nominal.....2.000 A
  - Poder de corte.....31,5 KA
  - Poder de cierre .....80 KA
- 3 Transformadores de intensidad
  - 2000-5-5 A
  - 15VA CI 0.5 /30VA 5P20
- 3 Transformadores de tensión
  - $11:\sqrt{3}/0.11\sqrt{3}-0.11\sqrt{3}$
  - 30VA CI 0,5 /50VA CI. 0,2
- Mando motorizado a 24 V cc para maniobrar el interruptor automático provisto de bobina de contactos auxiliares.

- Relé de sobreintensidad
- Bornes para la conexión de cable
- Equipo de medida

### Celda N°3

- Interruptor seccionador SF6 630 A.
- Interruptor automático SF6
  - Tensión de aislamiento .....17,5 kV
  - Intensidad nominal.....630 A
  - Poder de corte.....31,5 KA
  - Poder de cierre .....80 KA
- 3 Transformadores de intensidad
  - 150-5 A
  - 15VA CI 0.5
- 3 Transformadores de tensión
  - $11:\sqrt{3}/ 0.11\sqrt{3}$
  - 50VA CI 0.2
- Mando motorizado a 24 V cc para maniobrar el interruptor automático provisto de bobina de contactos auxiliares.
- Relé de sobreintensidad
- Bornes para la conexión de cable
- Equipo de medida

### Celda N°4

- 3 Transformadores de intensidad
  - 800-5 A
  - 15VA CI 0.5
- 3 Transformadores de tensión

- $11:\sqrt{3}/0.11\sqrt{3}$
  - 50 VA CI 0.2
- Equipo de medida

#### **14.4.2 Baterías y cargadores**

Para la alimentación auxiliar de cuadro de control y protecciones así como de las cabinas de 11 KV, se ha previsto la instalación de unas baterías con su correspondiente cargador alimentada desde el cuadro de alimentación de baja tensión de la planta de cogeneración anteriormente citado.

La instalación incluirá un equipo de rectificadores- cargadores y una batería que será capaz de cubrir las necesidades de la planta de cogeneración en caso de fallo de suministro eléctrico.

El sistema está constituido por un rectificador destinado a la alimentación de un sistema de corriente continua de 125 V de tensión nominal y simultáneamente a la carga y conservación

La instalación incluye el equipo de rectificadores, cargadores y batería.

El conjunto formado por cargador de baterías, no se calculará en el presente proyecto.

#### **14.4.3 Cuadro de alimentación de la planta de cogeneración:**

El transformador de servicios auxiliares alimenta a un centro de distribución de fuerza, no siendo objeto de este proyecto el diseño de esta parte de la instalación eléctrica.

#### **14.4.4 Cableado de la instalación:**

#### 14.4.4.1 Cableado entre generador y celdas de media tensión

El conductor seleccionado para la interconexión entre el alternador y las celdas de media tensión será unos conductores unipolares de las siguientes características:

Cable	Tensión[kV]	Intensidad [A]	Conductor seleccionado
Generador-subestación	11	1312	DHV 8.7/15 KV 3[3(1X300)] mm <sup>2</sup> Cu

El conductor irá tendido sobre bandejas, aireadas con sus correspondientes soportes para asegurar la estabilidad de las mismas, a su vez. En el interior de sala de control el cableado irá dispuesto bajo un falso suelo a, con sus correspondientes sistema de sujeción.

#### 14.4.4.2 Cableado desde celdas de media tensión a transformador de servicios auxiliares.

El conductor seleccionado para la interconexión entre el alternador y las celdas de media tensión será unos conductores unipolares de las siguientes características.

Cable	Tensión[kV]	Intensidad [A]	Conductor seleccionado
Celdas de media tensión transformador de servicios auxiliares	11	131.2	DHV 8.7/15 KV 3(1X200) mm <sup>2</sup> Al

#### 14.4.5 Línea subterránea desde el parque de transformación hacia en punto de interconexión.

La línea de transporte enlazará la planta de cogeneración, con la red de la compañía distribuidora en el punto de conexión.

La línea será enterrada de A.T. de 66 kV, cuyas características son:

Cable	Tensión[kV]	Intensidad [A]	Conductor seleccionado
Línea subterránea	66	218,6	RHZ 72.5 KV 3(1X240) mm <sup>2</sup> Al.

Los conductores que se emplearán serán, conductores unipolares de cobre , **RHZ1/OL 72.5 kV de 240 mm<sup>2</sup> Al**, compactos de sección circular de varios alambres cableados con obturación longitudinal y transversal para impedir la penetración del agua y con cubierta exterior

de poliolefina de color rojo. Cumplirán con lo especificado en la norma UNE 21022.

#### **14.4.6 Sistema de medida, control y protecciones:**

##### **14.4.6.1 Cuadro de control y protecciones de la interconexión:**

El cuadro de control estará instalado en la sala de control y constará de un panel de mando, medida y protecciones de la interconexión con la red.

Dicho cuadro de control contará con todas las protecciones necesarias para un correcto funcionamiento de la instalación así como conexión con la red.

En su interior llevará los elementos necesarios para su interconexión con la red.

Asimismo incluirá un cuadro de control y protección de transformador de 30 MVA, que también incorporará todas las protecciones necesarias para el correcto funcionamiento del mismo.

##### **14.4.6.2 Cuadro de control y protección del generador:**

Será suministrado por el fabricante del grupo turbogenerador.

##### **14.4.6.3 Equipo de medida de la compañía en 66 KV:**

La unidad de medida de la compañía estará formada por un armario metálico con puerta frontal transparente y precintada, de acuerdo con

las prescripciones de la compañía el equipo de medida deberá contener:

- 2 Contadores electrónicos para la medida de energía reactiva y activa en dos sentidos, con clase 0.2S en activa y 0.5S en reactiva para redes trifásicas de 4 hilos de triple tarifa de marca Landys Gyr
- 2 Registradores de medida con capacidad para almacenar información de los contadores e irá comunicado con la sala de control, de marca Landys Gyr

Asimismo el equipo de medida incorporará todo el cableado y material auxiliar necesario para su correcto funcionamiento.

## **15. Condiciones de operación**

### **15.1 Funcionamiento en condiciones normales**

La planta de cogeneración estará conectada en paralelo con la red eléctrica.

La electricidad del grupo se generará en su alternador síncrono, a 50 Hz y 11 kV. Este alternador se unirá, mediante un embarrado de 11 kV a un transformador de 11/66 kV que ira conectado a la red. La planta de cogeneración exportará toda la energía eléctrica menos los autoconsumos de la planta.

Por otra parte los gases de escape de la turbina de gas se enviarán a un generador de vapor. En caso de emergencia y en caso de arranques y paradas, los gases de escape podrán ser desviados a la atmósfera, antes de llegar a la caldera de reparación, mediante de la apertura del diverter.

En caso de producirse un corte de suministro eléctrico exterior la planta de cogeneración se desconectará.

## **15.2 Funcionamiento en condiciones especiales**

En las operaciones de arranque de la turbina, mantenimiento o en general cuando la turbina no está operativa, la caldera funcionará independientemente, estando cerrada la válvula de by-pass de entrada de gases de la turbina.

Se abrirá la entrada de aire y la caldera funcionará con los quemadores de gas.

### **15.2.1 Puesta en marcha de la instalación eléctrica:**

La puesta en marcha de la instalación comprende las siguientes operaciones:

- El seccionador S-1 debe estar cerrado.
- Cerrar los interruptores I-1 e I-2.
- El by-pass de gases de la turbina debe estar totalmente abierto a chimenea.

En estas condiciones se procede a poner en marcha:

- Puesta en marcha del grupo turbogenerador.
- Secuencia de arranque sin ignición del grupo
- Barrido de la caldera con aire procedente de la turbina
- Ignición de la turbina y espera a que se alcance el 100% de las revoluciones.
- Arranque del generador de vapor
- Sincronización del alternador con la red y cierre del interruptor I-3.

## **15.3 Operaciones de sincronismo**

El grupo turbogenerador proporcionado por el fabricante tiene un sistema de sincronismo que permite:

- Sincronizar el alternador con la red
- Re sincronizar con la red

#### **15.3.1 Sincronizar el alternador de la turbina con la red:**

Existiendo tensión en la red, se puede sincronizar el alternador con la red a través del interruptor I1 empleando el selector de sincronismo.

#### **15.3.2 Desincronización con la red:**

Estando el grupo turbogenerador en marcha, trabajando en isla, se puede sincronizar con la red a través del interruptor I2, empleando el selector de sincronismo

El selector de sincronismo suministrado por el fabricante de la turbina tiene tres modos de operación diferentes.

- Modo automático
- Modo manual
- Modo semiautomático

### **15.4 Funcionamiento en isla**

En caso de originarse algún defecto en la línea de 66 kV, se producirá la apertura del interruptor I2. La planta pasará a funcionar en isla y se adaptará la carga del generador a las necesidades de la planta.

## **16. PRESUPUESTO**

Solamente se han presupuestado las instalaciones mecánicas, bienes de equipo y eléctricas. La obra civil tendría un estudio presupuestario que no es objeto del presente proyecto.

## MEDICIONES Y PRESUPUESTO: RESUMEN

<b>Capítulo:</b>	<b>Importe ( € )</b>
<b>I Instalaciones mecánicas</b>	1.170.914 €
<b>II Bienes de equipo</b>	13.300.000 €
<b>III Instalación eléctrica y subestación</b>	594.281 €
<b>Importe de ejecución material</b>	15.065.195 €
<b>6% de Beneficio industrial</b>	903.912 €
<b>13% de Gastos Generales</b>	1.958.475 €
<b>Importe de ejecución</b>	17.927.582€
<b>21% de IVA</b>	3.764.792 €
<b>Importe TOTAL</b>	21.692.374 €

# CÁLCULO TÉRMICO

## Documento 2

## **1. DEMANDA DE ENERGÍA TÉRMICA:**

Las necesidades de energía térmica de la citada planta serán divididas en dos tipos:

- Energía térmica en forma de vapor para procesos producido en una caldera de
- Recuperación.
- Energía térmica en forma de gases calientes.

### **1.1. ENERGÍA TÉRMICA EN FORMA DE VAPOR:**

Se parte del supuesto de que la instalación demanda unas condiciones del vapor saturado a 13 bar, siendo la temperatura ambiente de 12°C y de un caudal total de 30,400 Kg/h.

### **1.2. ENERGÍA TÉRMICA EN FORMA DE GASES CALIENTES:**

El proceso industrial funcionará con los gases calientes procedentes de los gases de escape de la turbina, con una demanda energética aproximada de 21 MW.

## **2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA:**

Se supone que la instalación funcionará durante los 365 días del año durante las 24 horas.

Se supone que el consumo medio de energía eléctrica de la planta asciende a 4.4 MW.

Además de estos consumos debemos de tener en cuenta los consumos que se producirán en la planta como consecuencia de la instalación de la planta

de cogeneración, ascendiendo los consumos medios de la misma a 1000 kW.

Por lo tanto los consumos medios eléctricos que tendremos serán de 5,4 MW.

### **3. INGENIERÍA BÁSICA EN LA CALDERA DE RECUPERACIÓN:**

La caldera a instalar más adecuada para este proceso será una caldera de recuperación (HRSG), con único nivel de presión, sin sobrecalentador ya que no necesitamos vapor sobrecalentador y sin economizador ya que queremos aprovechar los gases de escape posteriormente para una etapa de secado.

La instalación a proyectar, debido a sus dimensiones y para aumentar la eficiencia energética y de operación de la misma estará dotada de un sistema de desaireación. Se tomará una extracción de vapor de la zona de evaporadores, para elevar la temperatura del agua de alimentación.

De acuerdo con la condiciones de operación habituales para este tipo de calderas el porcentaje de vapor al desgasificador será de un 15 %, por lo que la demanda de vapor

$$Q_{vapor} = 30,400 \frac{kg}{h} \cdot (1 + 0,15) \approx 34,960 \frac{kg}{h}$$

#### **Condiciones del vapor para procesos:**

Vapor saturado seco

P=13 Bar

$h_v=2782,3$  KJ/Kg

#### **Condiciones agua de retorno de condensados:**

El agua de alimentación procedente de condensados de la torre de refrigeración existente en la planta retorna en unas condiciones de:

$$T_{\text{entrada}} = 61 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$P = 13 \text{ bar}$$

$$h_e = 242 \text{ KJ/kg}$$

Esta se mezclará en el desgasificador, con el agua procedente de la extracción de la caldera.

**Condiciones de la extracción de vapor para desgasificador:**

$$T_{\text{entrada}} = 191,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$P = 13 \text{ bar}$$

$$h_e = 2782,3 \text{ KJ/kg}$$

El balance en el desgasificador será:

$$\dot{y}_{a \text{ alimentación}} \cdot h_{a \text{ alimentación}} = \dot{y}_{\text{desgasificador}} \cdot h_{\text{desgasificador}} + \dot{y}_{\text{condensados}} \cdot h_{\text{condensados}}$$

Por lo tanto la  $h_{\text{alimentación}}$  será:

$$h_{a \text{ alimentación}} = \frac{\dot{y}_{\text{desgasificador}} \cdot h_{\text{desgasificador}} + \dot{y}_{\text{condensados}} \cdot h_{\text{condensados}}}{\dot{y}_{\text{caldera}}}$$

$$h_{a \text{ alimentación}} = \frac{0,15 \cdot 2783 \text{ KJ/Kg} + 0,85 \cdot 242 \text{ KJ/Kg}}{1} = 623,15 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

**Condiciones del agua de alimentación a la caldera serán:**

$$T_{\text{entrada}} = 141 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$P = 13 \text{ bar}$$

$$h_e = 623,15 \text{ KJ/kg}$$

Con la instalación de una turbina de gas de 24,8 MW, veamos de una manera estimativa cual es la producción de vapor y que temperatura deberán salir los humos de la caldera de recuperación para cubrir la demanda térmica de los secaderos.

Las características de los humos de escape de la turbina, según el fabricante, funcionando a plena carga son las siguientes:

modo TG	T <sup>a</sup> ambiente	Gases de escape		Composición [% volumen]					Calor específico [KJ/Kg K]
		Kg/s	°C	H2O	N2	O2	CO2	SO3	
100%	12	88.1	487	6.7	75.9	14.4	3	-	1.13

A la salida de la caldera de recuperación queremos que los humos de escape se encuentren a una temperatura que permita cubrir la demanda térmica de los procesos industriales.

De acuerdo con las condiciones de operación de los secaderos, la temperatura de salida de los gases será de unos 80 °C y la demanda térmica de los secaderos funcionando al 100% de su carga es de 21MW por lo que:

$$T_{salida\_humos} = \frac{Q}{\dot{m} \cdot c_p} + T_{salida\_secaderos} = \frac{21000 \text{ KW}}{1.08 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg} \cdot \text{C}} \cdot 88.1 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}} + 80^\circ \text{C} = 301.98^\circ \text{C}$$

Por lo que, el calor que podemos aprovechar en la caldera de recuperación es de:

$$Q_{humos} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T = 88.1 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot 1.13 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg} \cdot \text{C}} \cdot (487 - 300) = 18,616 \text{ KW}$$

Veamos a cuanto es la producción de vapor que podemos obtener. Para ello estimaremos en un 90% en rendimiento de la caldera de recuperación

$$\dot{m}_{\text{vapor}} = \frac{Q_{\text{humos}}}{(h_s - h_e)} \cdot \eta_{\text{hrsg}} = \frac{18.616 \text{Kw}}{\left(2783 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 623,15 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right)} \cdot 0,9 = 27.925 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Observamos que la producción de vapor no cubre totalmente la demanda requerida, para un funcionamiento al 100 % de la carga de la planta.

Las turbinas de gas se caracterizar porque producen un gran caudal de gases de escape prácticamente exentos de contaminantes a una elevada temperatura, y con un alto contenido en oxígeno (en nuestro caso un 14.4 % en volumen).

En el uso directo generalmente la turbina de gas se escoge de modo que el caudal y la energía de los gases sea inferior a los requeridos, en torno a un 80 %, efectuándose el ajuste a las necesidades del sistema de dos maneras:

1. Mediante el aporte de aire frío, en el caso de disminuir la temperatura y aumentar el caudal másico.
2. Mediante aporte de energía, con un quemador tipo vena de aire , cuando se precisa elevar la temperatura

Como observamos el calor de los humos de escape con la turbina seleccionada no es suficiente para cubrir la demanda térmica, aunque cercano, que será cubierta con unos quemadores de postcombustión situados en la caldera de recuperación.

La utilización de estos quemadores de postcombustión nos permitirá cubrir totalmente la demanda térmica, no superar la barrera de los 25 MW de generación, ya que nuestra planta de cogeneración desde el punto de vista eléctrico va a ser principalmente exportadora, y la retribución económica por la venta de electricidad es menor para plantas de mayor potencia, además nos

permitirá dotar a la planta de una flexibilidad a la hora de adaptarse a las necesidades del proceso sin variar la carga de la turbina de gas.

Esto quemadores estarán dimensionados para ofrecer un caudal suficiente como para cubrir la demanda térmica de la planta aun en caso de no estar operativa la turbina de gas.

Las condiciones suministradas al fabricante de la caldera de recuperación son las siguientes:

- Caldera de recuperación con quemadores de postcombustión
- Diseño con sistemas auxiliares de purga, dosificación química y desgasificador.

<b>Condiciones de diseño</b>		
<b>Gases de escape</b>		
Caudal de gases	Kg/s	88.1
Temperatura de salida de la turbina	°C	487
Temperatura de gases salida caldera	°C	300
<b>Vapor saturado seco</b>		
Caudal procesos	T/h	34,96
temperatura vapor	°C	191,6
Presión	bar.	13
<b>Agua de alimentación</b>		
temperatura	°C	61
Presión	bar.	13

Las características de la caldera de recuperación a instalar serán:

<b>Características de la caldera de recuperación</b>				
<b>Modo</b>	<b>Unidades</b>	<b>Recuperación simple</b>	<b>Carga Normal</b>	<b>Máxima producción Aire ambiente</b>
Temperatura ambiente	°C	12	12	12
Carga de la turbina	%	100%	100%	0%
Postcombustión	-	NO	SI	SI
<b>Gases de escape</b>				
Caudal de gases	T/h	317,2	317,2	0
Temperatura de salida de la turbina	°C	487	487	0
Temperatura entrada Caldera	°C	486	530	530
Temperatura salida Caldera	°C	300	300	300
<b>Quemador</b>				
Potencia del quemador	MW	0	4	51.2
<b>Vapor</b>				
Caudal total	T/h	27,85	35	35
Caudal a desaireador	T/h	4,17	4,73	4,73
Caudal neto a proceso	T/h	23,67	30,27	30,27
temperatura	°C	191,6	191,6	191,6
Presión	bar.	13	13	13
<b>Agua de alimentación</b>				
temperatura	°C	140,8	140,8	140,8

La zona de evaporadores de la caldera de recuperación presenta las siguientes características:

<b>INTERCAMBIADOR</b>	<b>Unidades</b>	<b>Evaporador 1</b>	<b>Evaporador 2</b>	<b>Evaporador 3</b>	<b>Evaporador 4</b>	<b>Evaporador 5</b>
<b>Longitud del tubo</b>	mm	10030	10030	10030	10030	10030
<b>Configuración del tubo</b>	-	Tresbolillo	Tresbolillo	Tresbolillo	Tresbolillo	Tresbolillo
<b>Diámetro exterior del tubo</b>	mm	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
<b>Espesor del tubo</b>	mm	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
<b>Espaciado transversal</b>	mm	90	90	90	90	90
<b>Espaciado longitudinal</b>	mm	92	92	92	92	92
<b>Ancho del conducto</b>	mm	2560	2560	2560	2560	2560
<b>Alto del conducto</b>	mm	10030	10030	10030	10030	10030
<b>Nº de tubos por hilera</b>	-	28	28	28	28	28
<b>Nº de hileras</b>	-	3	3	3	3	3
<b>Nº de hileras paralelas</b>	-	3	3	3	3	3
<b>Material tubo</b>	-	A-192	A-192	A-192	A-192	A-192
<b>Tipo aleta</b>	-	-	-	-	-	Anular
<b>Nº aletas/metro</b>	aletas/m	-	-	-	-	209,84
<b>Altura de las aletas</b>	mm	-	-	-	-	8
<b>Espesor de las aletas</b>	mm	-	-	-	-	1

# CÁLCULO DE CHIMENEAS

## Documento 3

## 1. Cálculo de altura de chimeneas:

La composición de los gases de escape de la turbina es la siguiente (en % molar):

Composición	Porcentaje
Oxígeno O <sub>2</sub>	14,4%
Nitrógeno N <sub>2</sub>	74,6%
Agua H <sub>2</sub> O	6,7%
Dióxido de carbono CO <sub>2</sub>	3,0%
Argón Ar	1,3%
Óxido nitroso máx.	245 ppm
Temperatura humos	487 °C

Los gases de escape de la turbina pueden emitirse a la atmósfera por la chimenea de caldera o por la del distribuidor de gases durante las paradas y puestas en marcha.

En ambos casos el único contaminante es el NO<sub>x</sub>, existente en muy baja proporción.

### 1.1. CALCULO DEL CAUDAL DE NOX:

El caudal medio de emisión de gases totales de la turbina será:

$$Q = 88,1 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} = 317.160 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

En función de los pesos moleculares y composición de los elementos componentes de los gases se obtiene un volumen de gases en condiciones normales de

$$Q = Q/\rho = 317160 \frac{\text{Kg}}{\text{h}} \cdot \frac{\text{Nm}^3}{1,27\text{Kg}} = 248.910 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

Si consideramos despreciable la variación de caudal de gases en su paso por la caldera producido por post-combustión, al incrementarse un 0,5% el caudal másico de gases.

La Carga emitida de NOx es:

$$Q_{\text{NO}_x} = 245\text{ppm} \cdot \frac{39\text{kg}}{22,4\text{m}^3} = 426 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3}$$

Por lo que:

$$Q_{\text{NO}_x} = 426 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3} \cdot \frac{1\text{kg}}{10^6\text{mg}} 248.910 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} = 106.20 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

### 1.1 Cálculo de la chimenea by-pass:

La altura en metros de la chimenea se obtiene de la formula dictada en la Orden de 18 de octubre de 1976 (Ministerio de industria, Boletín oficial del estado del 3 de diciembre,rect. 23 de febrero de 1977, R. 1976,2300 y

1977, 395) “ Prevención y corrección de contaminantes de la contaminación atmosférica de origen industrial”.

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot Q \cdot F}{C_m}} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta T}}$$

Siendo:

Parámetro que refleja la condiciones climatológicas del lugar y se obtiene multiplicado por 70 el Índice climatológico medio ( $I_c$ ). Siendo  $I_c$ :

$$I_c = \frac{T_{\max} + 2 \cdot dT}{T_m} + \frac{80}{H}$$

Donde los valores indicados se han tomado de la tabla para Santiago de Compostela, incluida en la dicha orden, ya que es la estación metereológica más cercana.

Siendo:

$T_{\max}$ - Máxima oscilación de la temperatura del lugar (38°C).

$dT$ - Diferencia entre la temperatura media del mes más cálido y la del mes más frío (10,8 °C) .

$T_m$ - Temperatura media anual (12,8 °C).

$H$ - Humedad relativa media de junio, julio, agosto y septiembre (72,5%).

Por lo que:

$$I_c = \frac{T_{\max} + 2 \cdot dT}{T_m} + \frac{80}{H} = \frac{38^\circ \text{C} + 2 \cdot 10,8^\circ \text{C}}{12,8^\circ \text{C}} = \frac{80\%}{72,5\%} = 5,76$$

$$A = I_c \cdot 70 = 403,2$$

Caudal máximo de sustancias contaminantes en kg/h. Se considera  $\text{NO}_x$  con un caudal tal de:

$$Q = 106,20.3 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

F- Coeficiente sin dimensiones relacionado con la velocidad de sedimentación de las impurezas en la atmósfera:

$$F = 1$$

Cm- Concentración mínima de contaminantes a nivel del suelo, expresado en  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  como media de 24 horas. Se determina como la diferencia entre en valor de referencia  $C_{ma}$  y el valor contaminación de fondo  $C_f$  para zonas poco contaminadas, por lo que se obtiene:

$$C_m = C_{ma} - C_f = 0,2 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3} - 0,05 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3} = 0,15 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3}$$

n- número de chimeneas: incluyendo lo que es objeto de cálculo, situados a una distancia horizontal inferior a  $2H$  del emplazamiento de la chimenea de referencia.

$$n = 1$$

V- caudal de gases emitidos expresados en  $\text{m}^3/\text{h}$

El volumen de gases emitido por la turbina en condiciones reales será:

$$V = \frac{P_1 \cdot T_2}{T_1 \cdot P_2} \cdot Q_1 = \frac{760\text{K} \cdot 1\text{Bar}}{293\text{K} \cdot 0,93\text{Bar}} \cdot 248910 \text{ m}^3/\text{h} = 692936 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Con:

Q1- Volumen de los gases en condiciones reales (m<sup>3</sup>n/h)

T1- Temperatura de los gases en condiciones normales (K).

T2- Temperatura de los gases en condiciones reales (K).

P1- Presión de los gases en condiciones normales (bar.)

P2- Presión de los gases en condiciones reales (bar.)

$\Delta T$ - Es la diferencia entre la temperatura de los gases de escape a la caldera de la chimenea y la temperatura media anual del aire ambiente en el lugar de la instalación de la misma.

Por lo tanto:

$$\Delta T = 487^\circ \text{C} - 12^\circ \text{C} = 475^\circ \text{C}$$

Sustituyendo en la ecuación obtenemos que la altura mínima de la chimenea sea:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot Q \cdot F}{C_m} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta T}}} = \sqrt{\frac{403,2 \cdot 106,4 \cdot 1}{0,15} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{692963 \cdot 475}}} = 20,41\text{m}$$

Además la normativa indica que ha de cumplirse que:

$$\text{IncT} > 188 \cdot \frac{v^2}{H^2} \cdot \sqrt{S}$$

Donde:

IncT- Diferencia en °C entre la temperatura de salida de humos en la boca de la chimenea y la temperatura media de las máximas del mes más cálido, en el lugar.

$$\text{IncT} = 487^\circ \text{C} - 23,6^\circ \text{C} = 463,4^\circ \text{C}$$

v- Velocidad de salida de los gases, en la boca de la chimenea en metro por segundo.

Considerando un diámetro de la chimenea de 2,800 mm tenemos una velocidad de:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{692936 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}}{\frac{\pi \cdot (2,8\text{m})^2}{4}} = 31,3 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

S- Sección interior mínima de la boca de salida de la chimenea expresada en m<sup>2</sup>:

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4} = \frac{\pi \cdot (2,8\text{m})^2}{4} = 6,16\text{m}^2$$

Para que se cumpla la expresión anterior, la altura de la chimenea deberá ser superior a:

$$H > \sqrt{\frac{188 \cdot v^2 \cdot \sqrt{S}}{\text{IncT}}} = \sqrt{\frac{188 \cdot 31,3 \cdot \sqrt{6,16}}{463,4}} = 31,3\text{m}$$

## 1.2. Cálculo de la chimenea de la caldera:

Para el cálculo de la altura de la chimenea de la caldera seguiremos el mismo procedimiento que utilizamos en la chimenea de bypass. Las condiciones en dicha chimenea son las siguientes:

Condiciones:

$$A = I_c \cdot 70 = 403,2$$

$$Q = 106,4 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$F = 1$$

$$C_m = C_{ma} - C_f = 0,2 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3} - 0,05 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3} = 0,15 \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3}$$

$$n = 1$$

$$V = \frac{P_1 \cdot T_2}{T_1 \cdot P_2} \cdot Q_1 = \frac{583\text{K} \cdot 1\text{Bar}}{293\text{K} \cdot 0,93\text{Bar}} \cdot 248910 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} = 532549 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

$$\Delta T = 310^\circ\text{C} - 12^\circ\text{C} = 298^\circ\text{C}$$

Por lo tanto optemos:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot Q \cdot F}{C_m}} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta T}} = \sqrt{\frac{403,2 \cdot 106,4 \cdot 1}{0,15}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{532549 \cdot 298}} = 23,01\text{m}$$

Para que se cumplan los requisitos establecidos en la normativa ha de cumplirse:

$$\text{IncT} > 188 \cdot \frac{v^2}{H^2} \cdot \sqrt{S}$$

Donde:

IncT-

$$\text{IncT} = 310^{\circ}\text{C} - 23,6^{\circ}\text{C} = 286,4^{\circ}\text{C}$$

v- Velocidad de salida de los gases, en la boca de la chimenea en metro por segundo.

Considerando un diámetro de la chimenea de 2,800 mm tenemos una velocidad de:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{532549 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}}{\frac{\pi \cdot (2,8\text{m})^2}{4}} = 24,01 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

H- Altura de la chimenea

Sección interior mínima de la boca de salida de la chimenea expresada en m<sup>2</sup>:

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4} = \frac{\pi \cdot (2,8\text{m})^2}{4} = 6.16\text{m}^2$$

Para que se cumpla la expresión anterior, la altura de la chimenea deberá ser superior a:

$$H > \sqrt{\frac{188 \cdot v^2 \cdot \sqrt{S}}{\text{IncT}}} = \sqrt{\frac{188 \cdot 24.01^2 \cdot \sqrt{6.16}}{286.4}} = 30,64\text{m}$$

# CÁLCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS

## DOCUMENTO 4

## 1. Cálculo de tuberías.

### 1.1. Pérdida de carga

La pérdida de presión en las tuberías no debe ser muy elevada, para calcularla se utiliza la fórmula de Renouard simplificada, válida para cualquier expresión:

$$p_1^2 - p_2^2 = 51,5 \cdot s \cdot L \cdot Q^{1,82} \cdot D^{-4,82}$$

En la que:

$p_1$  = presión inicial absoluta, bar(a).

$p_2$  = presión final absoluta, bar(a).

$s$  = densidad ficticia.

$L$  = longitud de la conducción, m.

$Q$  = caudal circulante, Nm<sup>3</sup>/h.

$D$  = diámetro interior de la conducción, mm.

### 1.2. Velocidad de circulación

La velocidad real de circulación del gas en cualquier punto de la conducción ha de ser inferior al valor crítico. Se trata de evitar el arrastre de materias sólidas en las instalaciones y el golpe de ariete.

Para determinar el valor de la velocidad de circulación del gas natural vehiculado en las conducciones se utilizará la siguiente expresión, de acuerdo con la norma UNE 60.620/1.988, Instalaciones receptoras de gas natural suministradas en alta presión:

$$v = 378 \cdot \frac{Q \cdot z}{p \cdot D^2}$$

En la que:

$v$  = velocidad de gas en el conducto, m/s.

$Q$  = caudal circulante, Nm<sup>3</sup>/h.

$z$  = factor de compresibilidad del gas.

$p$  = presión absoluta, bar(a).

$D$  = diámetro interior de la conducción, mm.

El factor de compresibilidad para las condiciones del gas utilizado es:

Presión absoluta (Kg/cm <sup>2</sup> )	T = 15 °C
1	0,997267
5	0,986855
10	0,973840
25	0,934808
30	0,921846
35	0,908941
40	0,896119

### 1.3. Cálculo de la acometida interior:

Caudal máximo                    17000 Nm<sup>3</sup>/h

Presión entrada                    35:72 bar.

Velocidad max admitida            30 m/s

Longitud equivalente                20 m

Pérdida de carga máx                    5% de Pmin.

$$P_{\min} = 35 \text{ bar} + 1.01325 = 36.01325 \text{ bar}$$

Para una  $P = 36,01325 \text{ bar}$ , obtenemos  $Z (36 \text{ bar}, 15^\circ\text{C}) = 0,906376$

$$D \geq \sqrt{\frac{378 \cdot Q \cdot Z}{P \cdot v}} = \sqrt{\frac{378 \cdot 17000 \text{ Nm}^3/\text{h} \cdot 0,906376}{36,0325 \cdot 20 \text{ m/s}}} = 73,29 \text{ mm}$$

$$D \geq 73.29 \text{ mm}$$

La tubería a utilizar será de acero al carbono sin soldadura según norma API 5L Gr B (ANSI B-36-10 STD).

- DN 80 (3")

$$\phi_{\text{exterior}} = 88,9 \text{ mm}$$

$$e = 5,49 \text{ mm}$$

$$\phi_{\text{int}} = \phi_{\text{ext}} - 2 \cdot e = 88,9 \text{ mm} - 2 \cdot 5,49 \text{ mm} = 77,02 \text{ mm}$$

Veamos cual es la pérdida de carga:

La máxima pérdida de carga es:

$$P_{\text{perdida\_max}} = 5\% \cdot P_{\min} = 0.05 \cdot 36 = 1.75 \text{ Bar}$$

$$P_a - P_b = 36 - 35.88 = 0.12 < 1.75$$

Por lo tanto la pérdida de carga es aceptable.

#### **1.4. Cálculo del diámetro de la conducción después del primer regulador**

Caudal máximo                    17000 Nm<sup>3</sup>/h

Presión regulada                    28 bar.

Velocidad máx. Admitida        20 m/s

$$P_{\min} = 28 \text{ bar} + 1.01325 = 29.01325 \text{ bar}$$

Para  $P = 29 \text{ bar}$ , obtenemos  $Z (29 \text{ bar}, 15^\circ\text{C}) = 0,927276$

$$D \geq \sqrt{\frac{378 \cdot Q \cdot z}{P \cdot v}} = \sqrt{\frac{378 \cdot 15000 \text{ Nm}^3/\text{h} \cdot 0,927276}{29,0325 \cdot 20 \text{ m/s}}} = 94,83 \text{ mm}$$

$$D \geq 94,83 \text{ mm}$$

La tubería a utilizar será de acero al carbono sin soldadura según norma API 5L Gr B (ANSI B-36-10 STD).

- DN 100 (4")

$$\phi_{\text{exterior}} = 114,3 \text{ mm}$$

$$e = 6,02 \text{ mm}$$

$$\phi_{\text{int}} = \phi_{\text{ext}} - 2 \cdot e = 114,3 \text{ mm} - 2 \cdot 6,02 \text{ mm} = 102,26 \text{ mm}$$

### 1.5. Cálculo del diámetro de la conducción después del segundo regulador

Caudal máximo                      9150 Nm<sup>3</sup>/h

Presión regulada                      4 bar.

Velocidad max admitida              20 m/s

$$P_{\min} = 4 \text{ bar} + 1.01325 = 5.01325 \text{ bar}$$

Para  $P = 5,01325 \text{ bar}$ , obtenemos  $Z (5,01325, 15^\circ\text{C}) = 0,9889374$

$$D \geq \sqrt{\frac{378 \cdot Q \cdot z}{P \cdot v}} = \sqrt{\frac{378 \cdot 9150 \text{ Nm}^3/\text{h} \cdot 0,9889374}{5,01325 \cdot 20 \text{ m/s}}} = 184,98 \text{ mm}$$

$$D \geq 184,98\text{mm}$$

La tubería a utilizar será de acero al carbono sin soldadura según norma API 5L Gr B (ANSI B-36-10 STD).

- DN 200 (8")

$$\phi_{\text{exterior}} = 219,1 \text{ mm}$$

$$e = 12,7 \text{ mm}$$

$$\phi_{\text{ext}} = \phi_{\text{int}} - 2 \cdot e = 219,1\text{mm} - 2 \cdot 12,7\text{mm} = 193,7\text{mm}$$

### 1.6. Cálculo del diámetro de la conducción para la turbina de gas

Caudal máximo 7500 Nm<sup>3</sup>/h

Presión entrada 28:37 bar.

Velocidad max admitida 20 m/s

Pérdida de carga máx 5% de Pmin.

Longitud 46,2 m

Nº codos 90° 6

$$P_{\text{min}} = 28 \text{ bar} + 1.01325 = 29.01325 \text{ bar}$$

Para una P = 29 bar, obtenemos Z (29 bar, 15°C) = 0,927276

$$D \geq \sqrt{\frac{378 \cdot Q \cdot z}{P \cdot v}} = \sqrt{\frac{378 \cdot 7500 \text{ Nm}^3/\text{h} \cdot 0,927276}{29,0325 \cdot 20 \text{ m/s}}} = 67,32\text{mm}$$

$$D \geq 67,32\text{mm}$$

La tubería a utilizar será de acero al carbono sin soldadura según norma API 5L Gr B (ANSI B-36-10 STD).

- DN 80 (3")

$$\varnothing_{\text{exterior}} = 88,9 \text{ mm}$$

$$e = 5,49 \text{ mm}$$

$$\phi_{\text{int}} = \phi_{\text{ext}} - 2 \cdot e = 88,9 \text{ mm} - 2 \cdot 5,49 \text{ mm} = 77,02 \text{ mm}$$

Veamos cual es la pérdida de carga:

Cálculo de la longitud equivalente:

$$D/\lambda = 3.5$$

Codo 90° K=1

$$L_{\text{equivalente}} = L_{\text{tubería}} + \sum n \cdot k \cdot \frac{D}{\lambda} = 46.2 + 1 \cdot 3.5 \cdot 6 = 67.2 \text{ m}$$

Por lo tanto

$$P_a^2 - P_b^2 = 51.5 \cdot S \cdot L \cdot Q^{1.82} \cdot D^{-4.82} = 51.5 \cdot 0.53 \cdot 67.2 \cdot 7500^{1.82} \cdot 77.02^{-4.82} = 16.69$$

$$P_b = \sqrt{P_a^2 - 8.19} = \sqrt{29^2 - 16.69} = 28.71 \text{ Bar}$$

La máxima pérdida de carga es:

$$P_{\text{perdida\_max}} = 5\% \cdot P_{\text{min}} = 0.05 \cdot 29 = 1.45 \text{ Bar}$$

$$P_a - P_b = 29 - 28.71 = 0.2 < 1.45$$

Por lo tanto la pérdida de carga es aceptable.

### **1.7. Cálculo de conducción a quemadores de postcombustión**

Caudal máximo 6500 Nm<sup>3</sup>/h

Presión entrada 4 bar.

Velocidad max admitida	20 m/s
Pérdida de carga máx	5% de Pmin.
Longitud	48.9 m
Nº codos 90º	6

$$P_{min} = 4 \text{ bar} + 1.01325 = 5,01325$$

Para  $P = 5,01325$  bar, obtenemos  $Z(5,01325, 15^\circ\text{C}) = 0,9889374$

$$D \geq \sqrt{\frac{378 \cdot Q \cdot Z}{P \cdot v}} = \sqrt{\frac{378 \cdot 6500 \text{ Nm}^3/\text{h} \cdot 0,9889374}{5,01325 \cdot 20 \text{ m/s}}} = 155,64 \text{ mm}$$

$$D \geq 155,64 \text{ mm}$$

La tubería a utilizar será de acero al carbono sin soldadura según norma API 5L Gr B (ANSI B-36-10 STD).

- DN 200 (8")

$$\phi_{\text{exterior}} = 219,1 \text{ mm}$$

$$e = 12,7 \text{ mm}$$

$$\phi_{\text{ext}} = \phi_{\text{int}} - 2 \cdot e = 219,1 \text{ mm} - 2 \cdot 12,7 \text{ mm} = 193,7 \text{ mm}$$

Veamos cual es la pérdida de carga:

Cálculo de la longitud equivalente:

$$D/\lambda = 3.5$$

Codo 90º  $K=1$

$$L_{\text{equivalente}} = L_{\text{tubería}} + \sum n \cdot k \cdot \frac{D}{\lambda} = 48.9 + 1 \cdot 3.5 \cdot 6 = 69.9 \text{ m}$$

Por lo tanto

$$P_a^2 - P_b^2 = 51.5 \cdot S \cdot L \cdot Q^{1.82} \cdot D^{-4.82} = 51.5 \cdot 0.53 \cdot 69.9 \cdot 6500^{1.82} \cdot 193.7^{-4.82} = 0.157$$

$$P_b = \sqrt{P_a^2 - 8.19} = \sqrt{5^2 - 0.157} = 4.984 \text{ Bar}$$

La máxima pérdida de carga es:

$$P_{\text{perdida\_max}} = 5\% \cdot P_{\text{min}} = 0.05 \cdot 5 = 0.25 \text{ Bar}$$

$$P_a - P_b = 5 - 4.984 = 0.016 < 0.25$$

Por lo tanto la pérdida de carga es aceptable.

### 1.8. Cálculo de la conducción a otros procesos industriales

Caudal máximo 1600 Nm<sup>3</sup>/h

Presión entrada 4 bar.

Velocidad max admitida 20 m/s

Pérdida de carga máx 5% de Pmin.

Longitud 66.4m

Nºcodos 90° 6

$$P_{\text{min}} = 4 \text{ bar} + 1.01325 = 5,01325$$

Interpolando entre los valores sombreados para P = 5,01325 bar, obtenemos Z (4013255°C) = 0,9889374

$$D \geq \sqrt{\frac{378 \cdot Q \cdot z}{P \cdot v}} = \sqrt{\frac{378 \cdot 1650 \text{ Nm}^3/\text{h} \cdot 0,9889374}{5,01325 \cdot 20 \text{ m/s}}} = 77,22 \text{ mm}$$

$$D \geq 77,22 \text{ mm}$$

La tubería a utilizar será de acero al carbono sin soldadura según norma API 5L Gr B (ANSI B-36-10 STD).

- DN 80 (3")

$$\phi_{\text{exterior}} = 88,9 \text{ mm}$$

$$e = 5,49 \text{ mm}$$

$$\phi_{\text{int}} = \phi_{\text{ext}} - 2 \cdot e = 88,9 \text{ mm} - 2 \cdot 5,49 \text{ mm} = 77,02 \text{ mm}$$

Veamos cual es la pérdida de carga:

Cálculo de la longitud equivalente:

$$D/\lambda = 3.5$$

Codo 90° K=1

$$L_{\text{equivalente}} = L_{\text{tubería}} + \sum n \cdot k \cdot \frac{D}{\lambda} = 66.4 + 1 \cdot 3.5 \cdot 6 = 87.4 \text{ m}$$

Por lo tanto

$$P_a^2 - P_b^2 = 51.5 \cdot S \cdot L \cdot Q^{1.82} \cdot D^{-4.82} = 51.5 \cdot 0.53 \cdot 87.4 \cdot 1650^{1.82} \cdot 77.02^{-4.82} = 1.38$$

$$P_b = \sqrt{P_a^2 - 1.38} = \sqrt{5^2 - 1.38} = 4.86 \text{ Bar}$$

La máxima pérdida de carga es:

$$P_{\text{perdida\_max}} = 5\% \cdot P_{\text{min}} = 0.05 \cdot 5 = 0.25 \text{ Bar}$$

$$P_a - P_b = 5 - 4.86 = 0.14 < 0.25$$

Por lo tanto la pérdida de carga es aceptable.

## 2. Cálculo de espesores( Cálculo mecánico)

Para la determinación de los espesores mínimos calculados de las conducciones, se aplicarán los criterios indicados en la norma UNE 60.309, empleando los correspondientes a los que resulten de la aplicación de la fórmula siguiente:

$$e_{\text{min calculado}} = \frac{p \cdot D}{20 \cdot \sigma_e \cdot F \cdot C}$$

$e$  mínimo calculado : espesor de cálculo (mm)

$p$  : presión de diseño (bar)

$D$  : diámetro exterior de la conducción (mm)

$\sigma$  : límite elástico mínimo especificado (  $N/mm^2$  , MPa)

$F$  : factor de eficiencia. Se tomará siempre igual a 1.

$C$  : coeficiente por categoría del emplazamiento, igual a 1

Eligiéndose aquel valor comercial más próximo que permita la soldadura entre los distintos elementos en condiciones de garantía, es decir, tal que los espesores entre las partes a soldar (junta dieléctrica con colector, colectores con líneas, etc.), sea el mismo o en todo caso, no haya una diferencia entre espesores superiores a 1,5 mm. El factor de eficiencia de acuerdo con la norma UNE 60302-74, vendrá dado por la siguiente tabla:

Presión de cálculo (bar)	Categoría de emplazamiento	Coeficiente de cálculo F	Zona de seguridad a cada lado del eje (m)
$P \geq 16$ Bar.	1º	0,72	10
	2º	0,6	5
	3º	0,5	2,5
	4º	0,4	-
$4 \leq P < 16$ Bar.	1º	0,72	-
	2º	0,6	-
	3º	0,5	-
	4º	0,4	-

P < 4 Bar.	1º	0,72	-
	2º	0,6	-
	3º	0,5	-
	4º	0,4	-

Al mayor espesor que resulta de entre el mínimo normativo y el mínimo calculado, se le aplicará un coeficiente de tolerancia, en este caso un 8%, relacionado con el procedimiento de fabricación, de conformidad con las especificaciones particulares al respecto de la compañía distribuidora o comercializadora, obteniéndose de esta forma el espesor de diseño.

Para el cálculo de espesores ha de comprobarse que los espesores comerciales indicados por la citada norma están por encima de los mínimos teóricos obtenidos mediante la aplicación de la fórmula anterior, es decir, ha de cumplirse la siguiente expresión:

$$e_{\text{min calculado}} < e_{\text{catálogo o comercial (API s/norma)}}$$

Utilizando como valor mínimo de referencia el del espesor de diseño, se seleccionará el espesor comercial inmediato superior, de acuerdo con la API 5L STD, especificación de aplicación en este caso.

### 2.1 Cálculo del espesor de la acometida interior

DN 90 (3 ½")

$P_{\text{diseño (manométrica)}} = 72 \text{ bar}$

$\varnothing_{\text{exterior}} = 101,6 \text{ mm}$

$\sigma_e = 241 \text{ Mpa}$

$F = 0.5 (P \geq 16 \text{ bar; } 3^{\text{a}} \text{ Categoría})$

$C = 1$

$$e_{\text{min calculado}} = \frac{p \cdot D}{20 \cdot \sigma_e \cdot F \cdot C} = \frac{72 \text{Bar} \cdot 101,6 \text{m}}{20 \cdot 241 \text{Mpa} \cdot 0,5 \cdot 1} = 3,03 \text{mm}$$

El espesor mínimo de la tubería de acero según la norma UNE 60.309, viene dado por:

$$\text{DN } 80 \text{ (3")} \rightarrow e_{\text{min normativo}} = 3.18 \text{ mm}$$

Por lo tanto:

$$e_{\text{max}} = 3.18 \text{ mm}$$

$$e_{\text{max}} = e_{\text{max}} \cdot 1,08 = 3,43 \text{mm}$$

El espesor de catálogo es:

$$e_{\text{catálogo (API 5L)}} = 5,74 \text{ mm}$$

## 2.2 Cálculo del espesor de la línea después del primer regulador

$$\text{DN } 100 \text{ (4")}$$

$$P_{\text{diseño (manométrica)}} = 28 \text{ bar}$$

$$\varnothing_{\text{exterior}} = 101,6 \text{ mm}$$

$$\sigma_e = 241 \text{ Mpa}$$

$$F = 0.5 \text{ (} P \geq 16 \text{ bar; 3ª Categoría)}$$

$$C = 1$$

$$e_{\text{min calculado}} = \frac{p \cdot D}{20 \cdot \sigma_e \cdot F \cdot C} = \frac{28 \text{Bar} \cdot 114,3 \text{m}}{20 \cdot 241 \text{Mpa} \cdot 0,5 \cdot 1} = 1,32 \text{mm}$$

El espesor mínimo de la tubería de acero según la norma UNE 60.309, viene dado por:

$$\text{DN 90 (3'')} \rightarrow e_{\text{min normativo}} = 3.18 \text{ mm}$$

Por lo tanto:

$$e_{\text{max}} = 3.18 \text{ mm}$$

$$e_{\text{max}} = e_{\text{max}} \cdot 1.08 = 3.43 \text{ mm}$$

El espesor de catálogo es:

$$e_{\text{catálogo (API 5L)}} = 6.02 \text{ mm}$$

### 2.3 Cálculo del espesor de la línea después del segundo regulador

DN 200 (8'')

$P_{\text{diseño}}$  (manométrica) = 4 bar

$\varnothing_{\text{exterior}} = 219,1 \text{ mm}$

$\sigma_e = 241 \text{ Mpa}$

$F = 0.5$  ( $P < 4 \text{ bar}$ ; 3ª Categoría)

$C = 1$

$$e_{\text{min calculado}} = \frac{p \cdot D}{20 \cdot \sigma_e \cdot F \cdot C} = \frac{4 \text{ Bar} \cdot 219,1 \text{ m}}{20 \cdot 241 \text{ Mpa} \cdot 0,5 \cdot 1} = 0,3636 \text{ mm}$$

El espesor mínimo de la tubería de acero según la norma UNE 60.309, viene dado por:

$$\text{DN 200 (8'')} \rightarrow e_{\text{min normativo}} = 3,6 \text{ mm}$$

Por lo tanto:

$$e_{\max} = 3,6 \text{ mm}$$

$$e_{\max} = e_{\text{calculado}} \cdot 1,08 = 3.89 \text{ mm}$$

El espesor de catálogo es:

$$e_{\text{catálogo (API 5L)}} = 8,18 \text{ mm}$$

## 2.4 Cálculo del espesor de la línea para la turbina de gas

DN 80 (3")

$P_{\text{diseño}}$  (manométrica) = 37 bar

$\varnothing_{\text{exterior}} = 88,9 \text{ mm}$

$\sigma_e = 241 \text{ Mpa}$

$F = 0.5$  ( $P \geq 16 \text{ bar}$ ; 3ª Categoría)

$C = 1$

$$e_{\text{min calculado}} = \frac{p \cdot D}{20 \cdot \sigma_e \cdot F \cdot C} = \frac{37 \text{ Bar} \cdot 88,9 \text{ mm}}{20 \cdot 241 \text{ Mpa} \cdot 0,5 \cdot 1} = 1,35 \text{ mm}$$

El espesor mínimo de la tubería de acero según la norma UNE 60.309, viene dado por:

DN 80 (3")  $\rightarrow e_{\text{min normativo}} = 3.18 \text{ mm}$

Por lo tanto:

$e_{\max} = 3.18 \text{ mm}$

$$e_{\max} = e_{\max} \cdot 1,08 = 3,43 \text{ mm}$$

El espesor de catálogo es:

$$e_{\text{catálogo (API 5L)}} = 5,49 \text{ mm}$$

## 2.5 Cálculo del espesor de la conducción para los quemadores postcombustión

DN 200 (8")

$P_{\text{diseño}}$  (manométrica) = 4 bar

$\varnothing_{\text{exterior}} = 219,1\text{mm}$

$\sigma_e = 241\text{ Mpa}$

$F = 0.5$  ( $P < 4$  bar; 3ª Categoría)

$C = 1$

$$e_{\text{min calculado}} = \frac{p \cdot D}{20 \cdot \sigma_e \cdot F \cdot C} = \frac{3\text{Bar} \cdot 219,1\text{m}}{20 \cdot 241\text{Mpa} \cdot 0,5 \cdot 1} = 0,3636\text{mm}$$

El espesor mínimo de la tubería de acero según la norma UNE 60.309, viene dado por:

DN 80 (3")  $\rightarrow e_{\text{min normativo}} = 3,6\text{ mm}$

Por lo tanto:

$e_{\text{max}} = 3,6\text{ mm}$

$$e_{\text{max}} = e_{\text{calculado}} \cdot 1,08 = 3,89\text{mm}$$

El espesor de catálogo es:

$e_{\text{catálogo (API 5L)}} = 8,18\text{ mm}$

## 2.6 Cálculo del espesor de la conducción para otros procesos industriales

DN 80 (3")

$P_{\text{diseño (manométrica)}} = 4 \text{ bar}$

$\varnothing_{\text{exterior}} = 88,9 \text{ mm}$

$\sigma_e = 241 \text{ Mpa}$

$F = 0.5 \text{ (} P < 4 \text{ bar; 3ª Categoría)}$

$C = 1$

$$e_{\text{min calculado}} = \frac{p \cdot D}{20 \cdot \sigma_e \cdot F \cdot C} = \frac{4 \text{ Bar} \cdot 88,9 \text{ m}}{20 \cdot 241 \text{ Mpa} \cdot 0,5 \cdot 1} = 0,1476 \text{ mm}$$

El espesor mínimo de la tubería de acero según la norma UNE 60.309, viene dado por:

$\text{DN } 80 \text{ (3"')} \rightarrow e_{\text{min normativo}} = 3,18 \text{ mm}$

Por lo tanto:

$$e_{\text{max}} = e_{\text{min}} \cdot 1,08 = 3,43 \text{ mm}$$

El espesor de catálogo es:

$e_{\text{catálogo (API 5L)}} = 5,49 \text{ mm}$

Por lo tanto las canalizaciones de gas serán:

Canalización	Diámetro nominal	Espesor comercial
Acometida interior	DN80 (3")	5,74
Línea salida 1 <sup>er</sup> regulador	DN 100 (4")	6,02
Línea salida 2 <sup>er</sup> regulador	DN 200 (8")	8,18
Turbina	DN 80 (3")	5,49
Quemadores	DN 200 (8")	8,18
Otros Procesos	DN 80 (3")	5,49

### 3. Selección del tipo de medidor y corrección

El sistema de medición en función del caudal máximo horario y el consumo final para presiones de medición superior a 0,4 bar, viene dado por la tabla:

Caudal máximo (Nm <sup>3</sup> /h)	Consumo anual (GWh)		
	≥ 10 y < 100	≥ 100 y < 150	≥ 150
600 < Q < 3500	tipo III con convertor PT	tipo III con convertor PTZ	tipo IV con convertor PTZ
3500 < Q < 6500	tipo III con convertor PTZ	tipo IV con convertor PTZ	tipo IV con convertor PTZ
Q ≥ 6500	tipo IV con convertor PTZ	tipo IV con convertor PTZ	tipo IV con convertor PTZ

### 3.1 LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN DE LA TURBINA:

$$Q_{\max}=7500 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Factor de utilización 80%

Consumo anual:

$$\text{Consumo} = 7500 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \cdot 10,78 \frac{\text{Nm}^3}{\text{KWh}} \cdot 8760 \frac{\text{h}}{\text{año}} \cdot 0,8 = 565 \frac{\text{GWh}}{\text{año}}$$

Por lo tanto se utilizará un sistema de medición de tipo IV con corrector PTZ, véase plano P-08

### 3.2 Línea de distribución a quemadores postcombustión

$$Q_{\max}=6500 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Factor de utilización: 80 %

Consumo anual:

$$\text{Consumo} = 6500 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \cdot 10,78 \frac{\text{Nm}^3}{\text{KWh}} \cdot 8760 \frac{\text{h}}{\text{año}} \cdot 0,8 = 491 \frac{\text{GWh}}{\text{año}}$$

Por lo tanto se utilizará un sistema de medición de tipo IV con corrector PTZ.

### 3.3 Líneas de distribución a otros procesos industriales

$$Q_{\max}=1650 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Factor de utilización: 50%

Consumo anual:

$$\text{Consumo} = 1650 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \cdot 10,78 \frac{\text{Nm}^3}{\text{KWh}} \cdot 8760 \frac{\text{h}}{\text{año}} \cdot 0,5 = 77,9 \frac{\text{GWh}}{\text{año}}$$

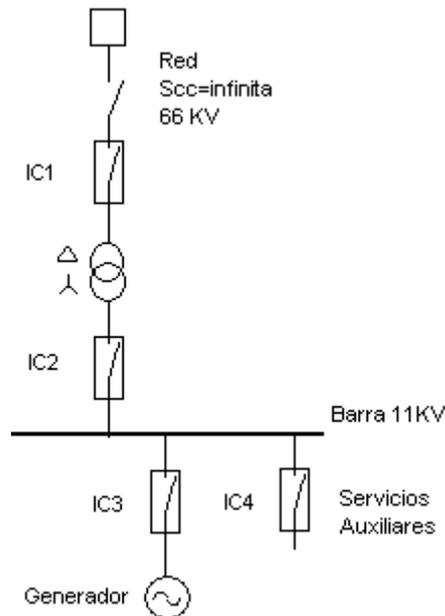
Por lo tanto se utilizará un sistema de medición de tipo III con corrector PT.

# CÁLCULO ELÉCTRICO

## Documento 6

## 1. Cálculo de las intensidades nominales

A continuación calcularemos las intensidades nominales en cada una de las distintas partes de la instalación. La instalación eléctrica de la planta de cogeneración, se puede representar de manera simplificada mediante el siguiente esquema unifilar eléctrico.



### 1.1. Intensidad desde el alternador hasta celdas de media tensión

El grupo turbo-alternador a plena carga genera en las siguientes condiciones:

$$P=25000\text{KVA}$$

$$V=11\text{kV}$$

Por lo que tenemos que la intensidad generada es:

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{25000\text{KVA}}{\sqrt{3} \cdot 11\text{KV}} = 1312\text{A}$$

## **1.2. Intensidad desde celdas de media tensión a servicios auxiliares y planta**

La máxima potencia que se va transmitir hacia la planta vendrá dada por las siguientes condiciones:

$$P=2500 \text{ KVA}$$

$$V=11\text{kV}$$

Por tanto la intensidad será:

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{2500\text{KVA}}{\sqrt{3} \cdot 11\text{KV}} = 131.2\text{A}$$

## **1.3. Intensidad desde transformador de 66KV hacia entronque**

La máxima potencia que se va a transmitir a la red, va a venir dada por las siguientes condiciones:

$$P=25000 \text{ KVA}$$

$$V=66\text{kV}$$

Por tanto la intensidad será:

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{25000\text{KVA}}{\sqrt{3} \cdot 66\text{KV}} = 218.6\text{A}$$

## **2. Cálculo de las protecciones**

### **2.1. Cálculo de las corrientes de cortocircuito**

#### **2.1.1. Introducción**

Al seleccionar y dimensionar aparatos, componentes e instalaciones eléctricas debe tenerse en cuenta, no solo las cargas

permanentes debidas a la corriente y a las tensión de servicio, sino también las sobrecargas debidas a cortocircuitos.

Los interruptores automáticos sirven para proteger un circuito contra las sobrecargas y los cortocircuitos. Pero primeramente resulta imprescindible protegerlos a ellos mismos, es por ello que se determina que poder de corte y que poder de cierre les corresponde delante de los cortocircuitos más desfavorables que pueden darse (cuando se produce un cortocircuito muy cercano a ellos, ya que en éstas circunstancias la impedancia es muy pequeña, siendo la intensidad la mayor posible).

- Resulta muy improbable un cortocircuito en el interior del propio interruptor, por lo que para calcular la situación más desfavorable se supone cortocircuitos justo en los bornes.

- Tanto si se produce el cortocircuito por la parte superior, como por la parte inferior, y recordando que cuando se produce un cortocircuito todas las intensidades van a parar al punto de cortocircuito (punto del circuito con la mínima impedancia), por el interior del interruptor nunca pasará el valor total de la intensidad de cortocircuito (para que pasara el valor total de la intensidad de cortocircuito, sería necesario que el cortocircuito se produjera en el interior del interruptor, caso altamente improbable), sino una de las dos aportaciones, la superior o la inferior, dependiendo del lugar donde se halla producido el cortocircuito.

- Se desglosa, por tanto, el cálculo de la intensidad de cortocircuito, por las aportaciones de corriente que llegan por su parte superior (Up) o por las aportaciones de corriente que lo hacen por su parte inferior (Down). Existiendo, pues, dos posibles aportaciones de las corrientes de cortocircuito:

- Que el cortocircuito se produzca “aguas abajo” del interruptor: en tal caso, sólo se tendrá en cuenta la aportación de corriente de cortocircuito correspondiente al tramo superior, ya que ésta será la única que pasará a través del interruptor (que es la que nos interesa, denominándose UP).



- Que el cortocircuito se produzca “aguas arriba” del interruptor: en tal caso, sólo se tendrá en cuenta la aportación de corriente de cortocircuito correspondiente al tramo inferior, ya que ésta será la única que pasará a través del interruptor (que es la que nos interesa, denominándose DOWN).



Teniendo presente lo expuesto en los puntos precedentes, calcularemos para cada interruptor los valores de las intensidades de cortocircuito correspondientes tanto a las aportaciones que se producen por la parte superior como a las aportaciones de corriente que se producen por la parte inferior.

Las corrientes de cortocircuito que circulen por tierra pueden ser también la causa de tensiones de contacto e interferencias no admisibles. Los diferentes tipos de cortocircuitos que se pueden dar en la red son:

- Cortocircuito tripolar.
- Cortocircuito bifásico.
- Cortocircuito bifásico-tierra.
- Cortocircuito fase-tierra.

De todos ellos el cortocircuito trifásico, se considera como el que genera mayores valores de intensidad. En el caso de cortocircuito bipolar sin contacto a tierra, la corriente no supera  $0.5\sqrt{3}$ , la corriente del cortocircuito trifásico, si bien, en función del tratamiento del neutro, y de la proximidad del cortocircuito a los elementos productores de corrientes de cortocircuito, la corriente de cortocircuito bipolar con contacto a tierra y el unipolar a tierra pueden ser mayores que en un cortocircuito franco trifásico. En este proyecto bastará con el cálculo de las corrientes de cortocircuito trifásico, para un correcto dimensionado y selección de componentes.

El análisis de corrientes de cortocircuito, del presente proyecto se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN-60909. "Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos en corriente alterna".

### 2.1.2. Datos de la instalación:

Los datos de la instalación se adjuntan en la siguiente tabla:

	$U_N$ [KV]	$S_N$ [MVA]	X[%]
<b>Generador [G1]</b>	11	25	8
<b>Transformador [TP1]</b>	11 / 66	30	11
<b>Red</b>	66	Potencia infinita	

Primeramente hallaremos todas las impedancias que afectan al circuito, teniendo presente el nivel de tensión al que las calculamos, ya que cuando realizaremos cálculos generales será imprescindible

pasar todas las impedancias a un mismo nivel de tensión, el nivel que deseemos, pero siempre igual para todas.

Red:

$$X_{Red} = \frac{U_{red}^2}{S_{cc}} = \frac{66.000^2}{\infty} = 0\Omega$$

Transformador a 66KV:

$$X_{tp} = X_{\%} \cdot \frac{U_{tpb}^2}{S_{tp}} = 0,11 \cdot \frac{66.000^2}{30 \cdot 10^6} = 15,97\Omega$$

Generador a 11KV:

$$X_{G1} = X_{\%} \cdot \frac{U_G^2}{S_G} = 0,18 \cdot \frac{11.000^2}{25 \cdot 10^6} = 0,8712\Omega$$

Relación de transformación:

$$m = \frac{U_1}{U_2} = \frac{66.000}{11.000} = 6$$

### **2.1.3. Hipótesis de cálculo:**

En los circuitos de corriente alterna con tensiones  $V > 600$  V (caso de la instalación que se proyecta), para el cálculo de la corriente de cortocircuito puede despreciarse la resistencia y utilizarse solo la reactancia como valor total de la impedancia. Esta aproximación será usada en los cálculos.

- Las cargas de consumo de la planta no serán tenidas en cuenta, a la hora del cálculo de corrientes de cortocircuito, ya que se tratan principalmente de cargas pasivas. Los elementos capaces de suministrar intensidades en caso de cortocircuitos (motores,...), son de potencia muy pequeña en comparación con el resto de variables del sistema por lo que no serán tenidos en cuenta.

- Se tomará la red como una red de potencia infinita.

- Todas las conexiones se considerarán como cortas y se despreciarán las impedancias de los cables de conexión.

#### **2.1.4. Cálculos de intensidad de cortocircuito en interruptor 1:**

Calculamos la intensidad de cortocircuito trifásica producida en el interruptor, designando como “u”, si el cortocircuito se produce en la parte superior y como “d” si se produce en la parte inferior. Para realizar los cálculos de la intensidad de cortocircuito pasamos la impedancias al la tensión de 66 kV.

$$I_{k3U}'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{ku}} = \frac{1,1 \cdot 66.000KV}{\sqrt{3} \cdot 15,97\Omega} = 2.629A$$

$$I_{k3D}'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{kd}} = \frac{1,1 \cdot 66.000KV}{\sqrt{3} \cdot 31,36\Omega} = 1.338A$$

$$Z_{kd} = Z_g \cdot m^2 = 0,8712 \cdot 6^2 = 31,36$$

### 2.1.5. Cálculos de la intensidad de cortocircuito en interruptores 2 y 3:

Para realizar los cálculos de la intensidad de cortocircuito pasamos la impedancias al la tensión de 66 kV.

$$I''_{k3U} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{ku}} = \frac{1,1 \cdot 11.000KV}{\sqrt{3} \cdot 0,4436\Omega} = 15,748KA$$

$$Z_{ku} = Z_t / m^2 = 15,97 / 6^2 = 0,4436$$

$$I''_{k3D} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{kd}} = \frac{1,1 \cdot 11.000KV}{\sqrt{3} \cdot 0,8712\Omega} = 8,28KA$$

### 2.1.6. Cálculos de la intensidad de cortocircuito en interruptor 4.

Para realizar los cálculos de la intensidad de cortocircuito pasamos la impedancias al la tensión de 11 kV.

$$I''_{k3U} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{ku}} = \frac{1,1 \cdot 11.000KV}{\sqrt{3} \cdot 0,2939\Omega} = 23,78KA$$

$$Z_{ku} = Z_t // Z_{Gen} = \frac{1}{\frac{1}{0,443} + \frac{1}{0,871}} = 0,2939$$

$$I''_{k3D} = 0$$

La intensidad proveniente de las cargas es 0 ya que se han considerado todas como cargas pasivas.

### 2.1.7. Conclusión:

En el siguiente cuadro se resumen las intensidades de cortocircuito producidas en cada uno de los interruptores, indicándose si, esta proviene de un cortocircuito producido en la parte superior (U) o en la parte inferior (D), por lo tanto:

Interruptores	$I_{ccU}$ (KA)	$I_{ccD}$ (KA)
1	2,6	1,3
2-3	15,74	1,2
4	23,78	0

## 2.2. Dimensionado de los interruptores automáticos

### 2.2.1. Elección de los interruptores automáticos:

El interruptor automático es el que en definitiva materializa las órdenes de conexión y/o desconexión ordenadas por las protecciones y automatismos.

La misión de los interruptores automáticos es doble:

- Unión o separación de redes o instalaciones en caso de maniobras.

- Separación de las zonas averiadas en el menor tiempo posible.

Como quiera que la desconexión de un cortocircuito, es la misión más difícil de cumplir por el interruptor, esta misión es un factor determinante de su tamaño, se utiliza como medida para elegir el más adecuado, la potencia de ruptura.

Pero además de este valor es necesario tener en cuenta una serie de aspectos generales, que también nos ayudaran a dimensionar este tipo de aparata eléctrica como pueden ser.

- Tensión nominal
- Intensidad nominal
- Tiempo de desconexión
- Tiempo de conexión

Por lo tanto seleccionaremos a continuación aspectos tales como:

- Intensidades nominales
- Poder de corte:
- Poder de cierre.
- Capacidad de ruptura y conexión.

#### 2.2.1.1. **Intensidades nominales:**

Las intensidades nominales de los interruptores han ser mayores que las intensidades de carga, para evitar sobrecargas, por lo que se tomarán un 10% más elevada.

La Intensidad de carga de cada interruptor es:

$$I_1 = 218,6A$$

$$I_2 = 1312A$$

$$I_3 = 1312A$$

$$I_4 = 131,2A$$

Por lo tanto, las intensidades de los nominales de los interruptores serán:

$$I_1 = 218,6 \cdot 1,1 = 240,46A$$

$$I_2 = 1.312A \cdot 1,1 = 1452A$$

$$I_3 = 1.312A \cdot 1,1 = 1452A$$

$$I_4 = 1.31,2A \cdot 1,1 = 145,2A$$

### 2.2.1.2. Poder de corte:

El poder de corte del interruptor vendrá dado por la máxima intensidad de cortocircuito en ese punto, por lo tanto será:

Interruptores	Poder de corte[KA]
1	2,6
2-3	15,74
4-9	23,78

### 2.2.1.3. Poder de cierre:

Para hallar el poder de cierre es necesario obtener la máxima corriente asimétrica de cortocircuito, también llamada corriente de

choque y es el máximo valor posible y viene dado por la expresión.

$$I_s = x \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc\_max}$$

X es un valor que depende de la relación entre la resistencia efectiva y la reactancia de la impedancia de cortocircuito, como el valor de impedancia es desconocido se toma  $x=1.8$ , que es un valor aceptado para este tipo de casos. Por lo tanto la corriente de choque en cada uno de los puntos cortocircuito, es:

Interruptores	$I_{choque\ U}$ [KA]	$I_{choque\ D}$ [KA]
1	6,04	3,38
2-3	39,72	4,34
4	53,6	0

Para la selección se escogerá el caso más crítico entre un cortocircuito “up” o “down”.

### 3. Dimensionado de los conductores

Para el cálculo de los conductores se hará en base a las prescripciones impuestas por el MIE-RAT 5. Para el cálculo de la sección y tipo de conductores, se precisa realizar un cálculo en base a tres consideraciones:

- Densidad de corriente máxima.
- Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado
- Caída de tensión.

#### Densidad de corriente:

Consiste en calcular densidad de corriente máxima que puede circular por la instalación. La densidad de corriente viene definido por:

$$D = \frac{I}{S} \quad D=A/mm^2$$

De acuerdo con el Reglamento de líneas aéreas de alta tensión, capítulo V artículo 22. Las densidades máximas de corriente en los conductores no pueden sobrepasar los valores dados por la siguiente tabla:

Sección	Densidad de corriente [A/mm <sup>2</sup> ]		
	Cobre	Aluminio	Aleación aluminio
10	8.75	-	-
15	7.6	6	5.6
25	6.35	5	4.65
35	5.75	4.55	4.25
50	5.1	4	3.7
70	4.5	3.55	3.3
95	4.05	3.2	3
125	3.7	2.9	2.7
150	3.4	2.7	2.5
200	3.2	2.5	2.3
250	2.9	2.3	2.15
300	2.75	2.15	2.15
400	2.5	1.95	1.8
500	2.3	1.8	1.7
600	2.1	1.65	1.55

Intensidad máxima admisible en cortocircuito:

Consiste en ver si la sección elegida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, conocido el valor de esta última ( $I$ , en amperios) y su duración ( $t$ , en segundos), debe cumplirse la condición:

$$I \cdot \sqrt{t} \leq K \cdot S$$

Donde:

$k$  – es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito

$S$  – es la sección del conductor en  $\text{mm}^2$

En la hipótesis de que los conductores se hallaran inicialmente a la temperatura máxima de régimen y alcancen al final del cortocircuito la admisible en tal caso, el valor de  $k$  es de 142 y 93, según se trate de cables con conductores de cobre o de aluminio respectivamente.

#### Caída de tensión:

La verificación de la caída de tensión tiene poca importancia en el caso de cables de media tensión, a menos que se trate de líneas de gran longitud. Para determinarla, se puede utilizar la ecuación:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$$

Donde:

$L$  : Longitud del conductor (Km.)

$I$  : Intensidad (A)

$R$ : Resistencia de la línea ( $\Omega/\text{km}$ )

$X$ : Reactancia de la línea ( $\Omega/\text{km}$ )

### **3.1. Conductor alternador de media tensión y conexión con transformadores de potencia**

Este cable comprende la conexión desde el grupo turboalternador hasta la subestación de 11/66 kV.

La potencia más desfavorable que tendrá que soportar este cable es cuando ceda el grupo turboalternador toda su potencia a la red, sin que la fábrica consuma nada de electricidad.

En este caso la potencia y la intensidad que soportará este cable será:

$$P=25000KVA$$

$$V=11kV$$

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{25.000KVA}{\sqrt{3} \cdot 11KV} = 1.312A$$

Para la conexión entre el grupo turboalternador y la cabina de 11 KV de la planta de cogeneraciones ha proyectado usar:

- **Cable DHV 8.7/15 KV 3[3(1X300)] mm<sup>2</sup> Cu.**

- Características:

- Diámetro exterior.....37,7 mm
- Peso.....3.885 kg/Km
- Resistencia.....0,078 Ω/km
- Reactancia .....0,097 Ω/km

La razón de porqué se ha escogido tres cables unipolares en vez de uno tripolar es por cuestiones del tamaño de sección. Para potencias pequeñas se escogen cables tri, tetra o pentapolares porque no hay ningún problema porque el tamaño de la sección del cable también es pequeño.

En cambio, para potencias medianas y grandes se escogen cables unipolares porque la sección de los cables tripolares sería muy grande y no podrían doblarse con facilidad. Además, la superficie del cable unipolar para radiar el calor es mayor y por tanto puede transportar más energía.

A continuación se comprobará que la solución adoptada es válida:

➤ Comprobación por densidad de corriente:

De acuerdo con la norma UNE 20435, al ser los conductores elegidos más de una terna unipolar es preciso tener en cuenta el calentamiento

mutuo y reducir la intensidad admisible de los cables mediante la aplicación de los coeficientes de reducción a la densidad máxima admisible.

Los conductores irán instalados al aire en bandejas perforadas con una separación entre cables igual a su diámetro por lo que el coeficiente de reducción será 0.96, por lo que la densidad de corriente máxima admisible será:

$$D_{admissible} = D_{max} \cdot 0,96 = 2,64 \frac{A}{mm^2}$$

La densidad de corriente en el conductor será:

$$D = \frac{I}{S} = \frac{1.301A}{900mm^2} = 1,445 \frac{A}{mm^2}$$

Observamos que la densidad de corriente es inferior a la máxima admisible, por lo que en este aspecto cumple.

➤ Comprobación por intensidad máxima admisible en el cortocircuito:

La corriente de cortocircuito tripolar en este punto es de 15,78 kA (se ha calculado en el anexo F), el tiempo de intervención del dispositivo de protección es 0.5 s, la sección del conductor a proteger es 900 mm<sup>2</sup> y el factor k es 142.

$$I \cdot \sqrt{t} \leq K \cdot S$$

$$15.740A \cdot \sqrt{0,5s} \leq 142 \cdot 900mm^2$$

$$11.129 < 12.7800$$

La sección elegida es por tanto capaz de soportar la corriente de cortocircuito.

➤ Comprobación por caída de tensión:

Para el sistema proyectado y de acuerdo con las especificaciones del fabricante de los conductores en condiciones de resistencia máxima (90 °C):

- R= 0,078 (Ω / km)
- X= 0,097 (Ω / km)

Otras consideraciones de la línea son:

$$L=20m$$

$$I=131.2 A$$

$$\text{Cos } \varphi = 0.8$$

Por lo tanto:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \text{sen} \varphi)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 1321 \cdot (0,078 \cdot 0.8 + 0,097 \cdot 0.6) = 5,48v$$

$$\%U = \frac{5,48}{11000} \cdot 100 = 0,49\%$$

La caída de tensión presenta un valor despreciable y muy inferior a la máxima permitida, por lo tanto, al cumplir los criterios de intensidad y

caída de tensión, la disposición proyectada para la conexión resulta válida.

### 3.2. Conductores de distribución a servicios auxiliares y planta

En este caso la potencia y la intensidad que soportará este cable será:

$$P=2500 \text{ KVA}$$

$$V=11\text{kV}$$

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{2.500\text{KVA}}{\sqrt{3} \cdot 11\text{KV}} = 131,2\text{A}$$

Para la conexión entre el grupo turboalternador y la cabina de 11 KV de la planta de cogeneraciones ha proyectado usar:

- **Cable DHV 8.7/15 KV 3(1X200) mm<sup>2</sup> Al**
  - Características:
    - Diámetro exterior.....37,7 mm
    - Peso.....1.795 kg/Km
    - Resistencia.....0,262Ω/km
    - Reactancia .....0,108 Ω/km

La razón de la utilización de cables unipolares es la misma que en el caso anterior, además en este caso se han elegido conductores de aluminio debido a su menor peso y resultar más económico.

A continuación se comprobará que la solución adoptada es válida:

- Comprobación por densidad de corriente:

$$D = \frac{I}{S} = \frac{130,1A}{200mm^2} = 0,65 A/mm^2$$

Observamos que la densidad de corriente es inferior a la dada por la tabla (2.5 A/mm<sup>2</sup>), por lo que en este aspecto cumple.

➤ Comprobación por intensidad máxima admisible en el cortocircuito:

La corriente de cortocircuito tripolar en este punto es de 23.78 kA (se ha calculado en el anexo F), el tiempo de intervención del dispositivo de protección es 0.5 s, la sección del conductor a proteger es 200 mm<sup>2</sup> y el factor k es 93.

$$I \cdot \sqrt{t} \leq K \cdot S$$

$$23.780A \cdot \sqrt{0.2s} \leq 93 \cdot 200mm^2$$

$$10.634 < 13950$$

La sección elegida es por tanto capaz de soportar la corriente de cortocircuito.

➤ Comprobación por caída de tensión:

Para el sistema proyectado y de acuerdo con las especificaciones del fabricante de los conductores en condiciones de resistencia máxima (90 °C):

- R= 0,262 (Ω / km)
- X= 0,108 (Ω / km)

Otras consideraciones de la línea son:

L=80m (en el caso más crítico)

$$I=131.2A$$

$$\text{Cos } \varphi = 0.8$$

Por lo tanto:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \text{sen} \varphi)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 80 \cdot 10^{-3} \cdot 131.2 \cdot (0.262 \cdot 0.8 + 0.108 \cdot 0.6) = 4.98V$$

$$\%U = \frac{4.98}{11000} \cdot 100 = 0.045\%$$

La caída de tensión presenta un valor despreciable y muy inferior a la máxima permitida, por lo tanto, al cumplir los criterios de intensidad y caída de tensión, la disposición proyectada para la conexión resulta válida.

### 3.3. Conductor subterráneo de interconexión

En este caso la potencia y la intensidad que soportará este cable será:

$$P=25000 \text{ KVA}$$

$$V=66\text{kV}$$

En primer lugar calcularemos la intensidad que circula por dicho conductores:

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{25.000\text{KVA}}{\sqrt{3} \cdot 66\text{KV}} = 218,6A$$

Para la interconexión con la red a la espera de la confirmación del punto de entronque, y de acuerdo con lo requerimientos de UNION FENOSA, se ha proyectado usar un conductor formado por tres cables unipolares de obturación longitudinal y radial más protección metálica del tipo:

- **Cable RHZ 72.5 KV 3(1X240) mm<sup>2</sup> Al.**

- Características:

- Diámetro sobre el conductor..... 17,6 mm
- Diámetro sobre el aislamiento..... 33 mm
- Diámetro exterior..... 46,4 mm
- Peso total..... 3080 kg/km
- Reactancia..... 0.120 Ω/km

A continuación se comprobará que la solución adoptada es válida:

- Comprobación por densidad de corriente:

$$D = \frac{I}{S} = \frac{218,6A}{240mm^2} = 0,9 A/mm^2$$

Observamos que la densidad de corriente es inferior a la dada por la tabla (2.3 A/mm<sup>2</sup>), por lo que en este aspecto cumple.

- Comprobación por intensidad máxima admisible en el cortocircuito:

La corriente de cortocircuito tripolar en este punto es de 2.38 kA (se ha calculado en el anexo F), el tiempo de intervención del dispositivo de protección es 0.5 s, la sección del conductor a proteger es 240 mm<sup>2</sup> y el factor k es 93.

$$I \cdot \sqrt{t} \leq K \cdot S$$

$$2.385A \cdot \sqrt{0.5s} \leq 93 \cdot 240mm^2$$

$$1686 < 22.320$$

La sección elegida es por tanto capaz de soportar la corriente de cortocircuito.

➤ Comprobación por caída de tensión:

Para el sistema proyectado y de acuerdo con las especificaciones del fabricante de los conductores en condiciones de resistencia máxima (90 °C):

- R= 0,262 (Ω / km)
- X= 0,120 (Ω / km)

Otras consideraciones de la línea son:

$$L=600m$$

$$I=131.2A$$

$$\text{Cos } \varphi = 0.8$$

Por lo tanto:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \text{sen} \varphi)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 600 \cdot 10^{-3} \cdot 218.6 \cdot (0.262 \cdot 0.8 + 0.12 \cdot 0.6) = 64.05V$$

$$\%U = \frac{64.05}{66000} \cdot 100 = 0.097\%$$

La caída de tensión presenta un valor despreciable y muy inferior a la máxima permitida, por lo tanto, al cumplir los criterios de intensidad y caída de tensión, la disposición proyectada para la conexión resulta válida.

#### **4. Instalación de puesta a tierra**

El cálculo de la instalación de puesta a tierra se realizará, siguiendo las prescripciones generales de seguridad del 'Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación' del Ministerio de Industria y Energía, que aparecen en su instrucción técnica número 13 (MIE-RAT 13).

Será diseñada de forma que en cualquier punto normalmente accesible desde el interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, estas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto (durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella) que resulten de la aplicación de las formulas para ello existentes.

##### **4.1. Datos de partida**

Para la determinación de las mismas se empleará el método Schlumberger, con posterior interpretación de curvas de resistividades. Se tomará como resistividad media del terreno  $80 \Omega \cdot m$ .

La resistividad superficial del terreno será  $4000 \Omega \cdot m$ , gracias a una capa de gravilla de un espesor mínimo de 10 cm, que cubrirá todo el área de la zona de la subestación. La red general de tierras estará formada por una malla que se extenderá formando cuadrículas de  $2 \times 2 m^2$ . Para la realización de la misma se ha contabilizado unos 920 metros de conductor. Así mismo se dispondrán de 32 picas de tierra, conectadas a la malla de 2 metros de longitud y 15 mm de diámetro a fin de mejorar la puesta a tierra de la instalación.

El conductor escogido será de cobre desnudo de  $125 cm^2$  de sección y enterrado a una profundidad de 0,8 metros.

## 4.2. Resistencia de la malla

La resistencia empírica de una malla según el MIE-RAT 13 4.2, viene dada por la expresión:

$$R = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L}$$

Siendo:

- $\rho$  - Resistividad del terreno
- A - Superficie ocupada por la malla en m<sup>2</sup>
- L - Longitud total de los conductores en m

$$L = L_{\text{conductor}} + n_{\text{picas}} \cdot L_{\text{picas}} = 864 + 32 \cdot 2 = 928\text{m}$$

Por lo tanto la resistencia de la malla será:

$$R = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} = \frac{80}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{700}} + \frac{80}{928} = 1.4264\Omega$$

## 4.3. Intensidad de defecto

La intensidad máxima de cortocircuito que se prevé en la instalación es de 23.780 A.

Según el MIE-RAT 13, punto 5 en instalaciones de 100 kW o superior, con neutro rígido a tierra se utilizará el 70 % de la intensidad de defecto al tener en cuenta la escasa probabilidad de coincidencia de las condiciones más desfavorables. Por lo tanto:

$$I_d = 0.7 \cdot 23780 = 16646A$$

#### 4.4. Comprobación de la sección

Para comprobar si la sección elegida es adecuada se utilizarán dos métodos diferentes que tienen en cuenta factores diferentes, el primero será la comprobación de acuerdo con el MIE-RAT 13 y el segundo será una comprobación de la sección a solicitud térmica.

- Según el MIE-RAT 13, punto 3.1:

A efectos de dimensionado de las secciones, el tiempo mínimo a considerar para la duración del defecto, a la frecuencia de la red será de 1 segundo y para el caso de cobre no se podrá superar la densidad de corriente:

Para cobre 160 A/mm<sup>2</sup>

Lo que corresponde a una temperatura final de 200 °C, pudiéndose admitir un aumento de esta temperatura, en caso de no existir riesgo de incendio hasta 300°C, lo que equivale a dividir por 1,2 las secciones determinadas de acuerdo con lo dicho anteriormente, respetándose los valores mínimos señalados, siendo en el caso de cobre de 25 mm<sup>2</sup>. En nuestro caso lo dimensionaremos teniendo en cuenta probabilidad de existencia de riesgo de incendio.

La densidad de corriente que circulará por los conductores de tierra en el caso más crítico será.

$$\sigma = \frac{16646}{125} = 133.68 < 160 \frac{A}{mm^2}$$

Por lo que se concluye que la sección de cobre elegida es adecuada.

- Solicitud térmica:

La sección necesaria para evitar la fusión de los conductores viene dada por la expresión:

$$S_{\min} = \frac{I_d}{\sqrt{\frac{\log\left(\frac{\theta_m - \theta_r}{\theta_a + \theta_r}\right) + 1}{K \cdot t}}}$$

Donde:

S - Sección del conductor en mm<sup>2</sup>

I<sub>d</sub> - Intensidad de defecto en KA

Para t=0.5s y una temperatura de referencia de θ<sub>r</sub>=20°C, como el material utilizado es cobre, los parámetros de la expresión anterior son:

$$K = 8.5$$

$$\theta_a = 234^\circ\text{C}$$

$$\theta_m = 1000^\circ\text{C}$$

De este modo la sección mínima sería:

$$S_{\min} = \frac{I_d}{\sqrt{\frac{\log\left(\frac{\theta_m - \theta_r}{\theta_a + \theta_r}\right) + 1}{K \cdot t}}} = \frac{16.64}{\sqrt{\frac{\log\left(\frac{1000 - 20}{234 + 20}\right) + 1}{8.5 \cdot 0.5}}} = 27.23\text{mm}^2$$

Por lo que queda comprobado que la sección elegida es adecuada.

Se ha utilizado un conductor de una sección de 120 mm<sup>2</sup> de cobre.

#### **4.5. Valores admisibles de tensiones de paso y de contacto**

De acuerdo con el MIE-RAT 13 artículo 1, las tensiones de paso y contacto existentes en la instalación no podrán sobrepasar en ningún caso las tensiones máximas de paso y contacto, viniendo estas dadas por las siguientes expresiones:

- Tensión de paso admisible:

$$V_p = 10 \cdot V_{ca} \cdot \left( 1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000} \right)$$

Donde:

V<sub>ca</sub>- Tensión de paso admisible por el cuerpo humano

ρ<sub>s</sub> - Resistividad superficial

Cálculo de V<sub>ca</sub>:

Aplicaremos la fórmula del MIE-RAT 13 artículo 1.1

$$V = \frac{K}{t^n}$$

Considerando un tiempo máximo de eliminación del defecto de:

$$t = 0.5 \text{ s}$$

Tenemos que las constantes serán:

$$K = 72$$

$$n = 1$$

Así tenemos que:

$$V = \frac{K}{t^n} = \frac{72}{0.5^1} = 144V$$

Por lo tanto la tensión de paso admisible será:

$$V_p = 10 \cdot V_{ca} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000}\right) = 10 \cdot 144 \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot 4000}{1000}\right) = 36000V$$

- Tensión de contacto admisible:

Viene dado por la siguiente expresión

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1.5 \cdot \rho}{1000}\right) = \frac{72}{0.5^1} \cdot \left(1 + \frac{1.5 \cdot 4000}{1000}\right) = 1008V$$

#### 4.6. Cálculo de la tensión de paso y de contacto real

La tensión de paso real viene dado por la expresión:

$$E_{pr} = K_s \cdot K_i \cdot \frac{\rho \cdot I}{L}$$

Donde:

$E_{pr}$  - Tensión de paso real (V)

$K_s$  - Coeficiente que tiene en cuenta, la influencia combinada de la profundidad y el espaciamiento de la malla.

$K_i$  - Coeficiente de irregularidad del terreno

$\rho$  - Resistividad del terreno ( $\Omega$  m)

- I - Corriente de defecto (A)
- L - Longitud total del conductor (m)

La tensión de contacto real viene dada por la expresión:

$$E_{cr} = K_m \cdot K_i \cdot \frac{\rho \cdot I}{L}$$

Donde:

- $E_{cr}$  - Tensión de contacto real (V)
- $K_m$  - Coeficiente que tiene en cuenta las características geométricas de la malla.

Calculo de los coeficientes  $K_s$ ,  $K_i$  y  $K_m$ :

Para la determinación de los coeficientes es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones:

- A - Longitud de la malla (m)
- B - Ancho de la malla (m)
- L - Longitud total del conductor (m)
- n - N° de conductores en paralelo de longitud A (m)
- m - N° de conductores en paralelo de longitud B (m)
- D - Espaciamiento entre conductores (m)
- h - Profundidad de enterramiento (m)
- d - Diámetro del conductor (m)

**$K_m$ :**

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln\left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d}\right) + \frac{1}{\pi} \cdot \ln\left(\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \dots \cdot \frac{n-1}{n-2}\right)$$

Por lo tanto:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln\left(\frac{4^2}{16 \cdot 0.8 \cdot 0.125}\right) + \frac{1}{\pi} \cdot \ln\left(\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8}\right) = 0.1743$$

**K<sub>s</sub>:**

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left( \frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2 \cdot D} + \frac{1}{3 \cdot D} + \dots + \frac{1}{(m-1) \cdot D} \right)$$

Por lo tanto:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left( \frac{1}{2 \cdot 0.8} + \frac{1}{4+0.8} + \frac{1}{2 \cdot 4} + \frac{1}{3 \cdot 4} + \dots + \frac{1}{(25-1) \cdot 4} \right) = 0.7544$$

**K<sub>i</sub> :**

Como n>7 tomamos K<sub>i</sub>=2.

Por tanto la tensión de paso real será:

$$E_{pr} = K_s \cdot K_i \cdot \frac{\rho \cdot I}{L} = 0.7544 \cdot 2 \cdot \frac{80 \cdot 16646}{928} = 2.164V < E_p$$

Y la tensión de contacto real será:

$$E_{cr} = K_m \cdot K_i \cdot \frac{\rho \cdot I}{L} = 0.1743 \cdot 2 \cdot \frac{80 \cdot 16646}{928} = 500,24V < E_c$$

#### 4.7. Conclusión

Por tanto se comprueba que:

$$E_{cr} < E_c$$
$$E_{pr} < E_p$$

De este modo se cumplen las prescripciones del MIE-RAT 13, aunque la validez de la presente red de tierras queda condicionado a la realización de un estudio geoelectrico que permita determinar con exactitud la conductividad del terreno, que será realizado en el momento de la ejecución de las obras y se comprobará posteriormente su validez.

## 5. Embarrados de 66 KV

En primer lugar calcularemos la intensidad que circula por lo embarrados de alta tensión:

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{25000KVA}{\sqrt{3} \cdot 66KV} = 218.6A$$

Se utilizará un conductor:

- **Cable LA-180**

- Características:

- Sección..... 181.6 mm<sup>2</sup>
- Composición aluminio-acero..... 30+7
- Diámetro..... 17.5 mm
- Peso..... 0.676 kg/m
- Módulo de elasticidad final..... 8200 kg/mm<sup>2</sup>
- Coeficiente de dilatación lineal.... 17,8 .10<sup>-6</sup> °C
- Resistencia eléctrica a 20 °C..... 0.196 Ω/km

A continuación se comprobará que la solución adoptada es válida:

➤ Comprobación por densidad de corriente:

$$D = \frac{I}{S} = \frac{218.6A}{181.1mm^2} = 1.21A/mm^2$$

De acuerdo con el MIE RAT 5 para aleaciones de aluminio-acero se tomará en la tabla 5 el valor de la máxima densidad de corriente como si fuese de Aluminio, en nuestro caso (2.4 A/mm<sup>2</sup>) y se multiplicará por un coeficiente de reducción que, según la composición en nuestro caso la composición es 30+7 por lo que el coeficiente será 0.902

Por lo tanto:

$$D_{\max} = 2.4 \cdot 0.902 = 2.1648A/mm^2$$

Vemos que la densidad de corriente es menor que la obtenida con el conductor por lo que la solución obtenida es válida.

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

DOCUMENTO 7

## 1. Emisiones generadas por la actividad

El proceso en una instalación de cogeneración se basa en obtener, mediante la combustión de gas natural, energía mecánica capaz de accionar un generador eléctrico a la vez que la energía térmica liberada simultáneamente se utiliza para la producción de vapor de agua en una caldera de recuperación de calor y para otros procesos industriales.

El hecho de utilizar el gas natural como combustible, tanto en la turbina de gas como en los quemadores de la caldera, supone:

- Carencia de partículas sólidas en los gases procedentes de la combustión.
- Desaparición de inquemados en los gases de escape, debido al íntimo contacto entre el gas combustible y el aire comburente.
- Menor producción de CO<sub>2</sub> por termia, lo que reduce los gases de efecto invernadero.
- Ausencia de impurezas, especialmente de azufre, en el combustible y, por lo tanto, desaparición de compuestos azufre en los gases de escape de la turbina.

Estas características han hecho que los gases combustibles fueran declarados por la “Ley de Protección del Ambiente atmosférico” como “combustibles limpios”.

Por tanto la cogeneración con gas natural representa una contribución a la disminución del impacto ambiental, comparativamente con otros sistemas alternativos.

La composición de los gases de escape de la turbina de gas es aproximadamente:

Composición	Porcentaje
Oxígeno O <sub>2</sub>	14,4%
Nitrógeno N <sub>2</sub>	74,6%
Agua H <sub>2</sub> O	67,0%
Dióxido de carbono CO <sub>2</sub>	3,0%
Argón Ar	1,3%
Óxido nitroso máx.	245 ppm
Caudal	88,1 Kg/s
Temperatura humos	487 °C
Temperatura salida HRSG	300°C

Los gases de escape de la turbina pueden emitirse a la atmósfera por la chimenea de la caldera o por la del distribuidor de gases durante las paradas y puestas en marcha.

En ambos casos, el único contaminante es el NO<sub>x</sub>, existente en muy baja proporción, es generado inevitablemente en todos los procesos de combustión por reacción química del nitrógeno con el oxígeno del aire, pero es más reducido en el caso de combustión de gas natural.

El gas natural utilizado en la planta presenta un contenido casi nulo de nitrógeno (0,71%), lo que contribuye a una menor formación de óxidos nitrosos.

Según el Real decreto 883/1975, de 6 de febrero, por el que se desarrolla la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de "Protección del medio ambiente", se fija unas limitaciones de 300 ppm, por lo que analizando la

composición de los gases de escape se observa que dichos niveles están por debajo de los marcados en la normativa vigente.

Aun en el caso de que estos valores límite fuesen reducidos, se podrían reducir la emisión de los NOx, mediante la implementación en el compresor del turbogenerador, un “Ciclo Cheng”.

Este procedimiento consiste en la inyección de vapor de agua en el compresor, reduciéndose de este modo, la temperatura de combustión por la mezcla del oxígeno en el aire de combustión. Al reducirse la temperatura de combustión se reduce la formación de compuestos nitrosos, además una implementación de dicho ciclo permite obtener un aumento de potencia, que en algunos casos llega a ser de un 15 %.

Se han dimensionado la altura de las chimeneas de manera que se dispersen adecuadamente los gases, cumpliendo con los requisitos impuestos por la legislación vigente.

## **2. Efluentes líquidos**

La planta de cogeneración posee una planta de tratamiento de efluentes.

Los efluentes producidos en la planta de cogeneración serán enviados a dicha planta, una vez tratados y comprobada la calidad de los mismos serán descargados en el sistema de alcantarillado o saneamiento del polígono.

Los vertidos producidos por la planta de cogeneración son los siguientes:

- Purgas de la caldera de recuperación
- Posibles Efluentes de procesos.

### **3. Residuos sólidos**

. El combustible utilizado no produce contaminación por partículas sólidas, ya que tanto el gas natural como los combustibles líquidos son productos limpios y filtrados.

Fuera del proceso, los únicos residuos sólidos susceptibles de ser producidos serán los derivados de la limpieza y mantenimiento de las instalaciones.

El material reciclable será separado y enviado para que sea reciclado convenientemente.

Los materiales no reciclables así como aceites y grasa serán depositados en depósitos estancos y serán tratados por un gestor autorizado.

### **4. Niveles sonoros**

Los equipos mecánicos de las nuevas instalaciones, se respetará los niveles máximo exigidos en el RD 1316/89, en la Directiva 86/188/CEE y en la Ley 7/97 de Protección contra la Ley Acústica en Galicia, así como lo indicado en las Ordenanzas Municipales reguladoras de la emisión y recepción de ruidos y vibraciones.

En la planta se adoptarán todas las medidas necesarias para que a 1 metro de distancia de cualquier equipo, nivel de ruido sea inferior a 85 dB.

A continuación se describen los principales focos de emisiones de ruidos y las medidas adoptadas en cada uno de los mismos.

#### **4.1. Turbina**

La turbina de gas ira provista de silenciadores de admisión y escape, así como de una envolvente acústica que reducirá el nivel sonoro ambiental hasta ser menor que 85 dB a una distancia de un metro

La chimenea del distribuidor de gases llevara un silenciador para reducir el nivel sonoro para cuando esta sea utilizada.

La cubierta será de chapa soldada a una base de acero, formando una estructura autoportante que irá fijada al chasis del turbogenerador.

El interior de la envolvente estará presurizado por medio de un sistema de ventiladores.

#### **4.2. Caldera de recuperación**

Irá totalmente aislada y provista de silenciadores para reducir el nivel de ruido a menos de 85 dB a un metro de distancia.

#### **4.3. Tuberías**

Debido a los diámetros de las tuberías del proyecto y a los bajos regimenes de velocidad resultante en su interior, no será perceptible ruido alguno en la proximidad de las conducciones.

### **5. Medidas de seguridad**

La planta dispondrá de un sistema de detección y extinción de incendios general, que se verá complementado por las protecciones particulares de los equipos principales.

### **5.1. Turbina de gas**

Detectores de gas, ultravioletas de llama y térmicos para el cerramiento de la turbina de gas. Este incorporará interruptores y alarmas visuales y acústicas. Extinción mediante inundación de la envolvente por medio de dióxido de carbono.

### **5.2. Caldera de recuperación**

El suministro de la caldera incorporará un cuadro de seguridades, incluyendo seguridades de la caldera.

### **5.3. Caseta de ERM**

La caseta ERM estará provista de extintores de polvo seco en el interior y en el exterior. El sistema eléctrico en el interior de la estación, así como de cualquier instalación eléctrica situada menos de 5 metros será antideflagrante.

Para evitar la formación de chispas por electricidad estática, se unirán a tierra todas las partes metálicas de la estación, debiéndose aislar eléctricamente de las canalizaciones de entrada y salida de la misma, a fin de no perturbar la protección catódica de la red de gas. Se instalarán válvulas de seccionamiento a la entrada y salida de la caseta de ERM, situadas a una distancia de 6 m como mínimo. No se situarán instalaciones eléctricas no antideflagrantes por encima de la caseta de la ERM, no debiendo existir ventanas o aspiraciones de ventilación por encima de los límites de su proyección vertical.

## **6. Sistema de protección contra incendios**

Constará de:

- Grupos de bombeo
- Red de hidratantes
- Sistema de agua pulverizada
- Extintores y detectores

## PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS

## 1.1. INTRODUCCIÓN

La condición de proyecto conceptual que presenta el proyecto en el que se incluye el presente pliego de condiciones no permite estimar en gran medida las condiciones técnicas que ha de seguir dicho proyecto salvo en aquellos casos en los que los equipos se hayan descrito en la memoria del presente proyecto.

## 1.2. EQUIPOS GENERADORES

Los equipos alternadores dispondrán de placa de identificación, donde se indique el nombre del constructor, tipo del generador, número de serie, potencia, frecuencias nominales, tensión y peso.

Los equipos de potencia cumplirán las características funcionales especificadas en la memoria del Proyecto en cuanto a potencia y tensión y equipos auxiliares que deben componer los mismos.

### 1.2.1. Grupo turbogenerador

El turbo grupo de gas será del tipo RB211-24G aeroderivado formado por el generador de gases RB211-24G y la turbina de potencia RT-62 acoplada al alternador a través del reductor de velocidad.

Las condiciones de emplazamiento donde se va a instalar la turbina son.

Temperatura ambiente.....12°C

Humedad relativa.....80%

Altitud sobre el nivel del mar.....500 m

Presentando esta unas características:

Potencia eléctrica..... 24.8 KWe

Consumo específico.....	9986 kJ/Kwh
Temperatura de gases.....	487°C
Perdida en la admisión.....	130 mm de agua
Perdida en escape.....	200mm de agua.

El generador eléctrico es una máquina síncrona ventilada por aire en circuito cerrado, con las siguientes características:

- Potencia nominal 25000 kVA
- Tensión nominal 11kV.
- Frecuencia 50 Hz.
- 4 polos, factor de potencia 0,8
- Arrollamientos con aislamientos de la clase F.

#### **1.2.1.1. Condiciones de instalación y puesta en marcha**

Los procesos de instalación y puesta en marcha del grupo turbogenerador son los siguientes:

- Descarga de los componentes del grupo, traslado interior y asentamiento sobre las bancadas construidas a tal efecto (o en almacén para su posterior montaje).
- Montaje e interconexión mecánica (montaje de equipos, manipulación y montaje de tuberías y estructuras, pintura).
- Montaje e interconexión eléctrica (montaje y conexionado de cuadros, tendido de bandejas y cables con sus soportes y accesorios).

-Pruebas en frío (pruebas hidráulicas y de estanqueidad, llenado de tanques, limpieza de circuitos y secado, puesta en tensión de cuadros eléctricos, comprobación de sentido de giro y funcionamiento de motores, comprobación de señales internas y con otros sistemas, comprobación del sistema de control, tarado y -verificación de dispositivos de seguridad, comprobación funcional de sistemas auxiliares).

-Pruebas en caliente (puesta en gas y primer fuego, pruebas del alternador en tensión, pruebas de regulación, pruebas de sincronismo, pruebas en carga, pruebas de paso a isla y resincronización)

-Prueba de 24 h de funcionamiento en continuo e inicio de explotación.

#### **1.2.2. Caldera de recuperación.**

<b>Características de la caldera de recuperación</b>				
Modo	Unidad	Recuperación simple	Carga Normal	Aire ambiente
Temperatura ambiente	°C	12	12	12
Carga de la turbina	%	100%	100%	0%
Postcombustión	-	NO	SI	SI
<b>Gases de escape</b>				
Caudal de gases	T/h	317,2	317,2	0
Temperatura de salida de la turbina	°C	487	487	0
Temperatura entrada Caldera	°C	486	619	649
<b>Quemador</b>				
Potencia del quemador	MW	0	14,2	62,6
<b>Vapor</b>				
Caudal total	T/h	31,08	45,23	45,23
Caudal a desaireador	T/h	4,86	7,73	7,43
Caudal neto a proceso	T/h	26,22	37,5	37,8
temperatura	°C	191,6	191,6	191,6
Presión	bar.	13	13	13
<b>Agua de alimentación</b>				
temperatura	°C	140,8	140,8	140,8

El suministro de la caldera de recuperación incluirá todos los elementos auxiliares que se han descrito en la memoria del presente proyecto, y con las especificaciones que se adjuntan de la misma

#### **1.2.2.1. Condiciones de instalación y puesta en marcha**

Los procesos de instalación y puesta en marcha del generador de vapor son los siguientes:

- Preparación de las zonas de trabajo.
- Descarga de los componentes y materiales de montaje del generador de vapor, traslado interior y asentamiento sobre bancadas (o en almacén para su posterior montaje).
- Montaje e interconexión mecánica (montaje de equipos, manipulación y montaje de tuberías y estructuras, pintura, calorifugado).
- Montaje e interconexión eléctrica (montaje y conexionado de cuadros, tendido de bandejas y cables con sus soportes y accesorios).
- Pruebas en frío (tratamiento térmico, radiografiado y controles no destructivos en circuitos que lo precisen, pruebas hidráulicas y de estanqueidad, llenado de tanques, limpieza de circuitos y secado, puesta en tensión de cuadros eléctricos, comprobación de sentido de giro y funcionamiento de motores, comprobación de señales internas y con otros sistemas, comprobación del sistema de control, tarado y verificación de dispositivos de seguridad, comprobación funcional de sistemas auxiliares)
- Pruebas en caliente (limpieza química y tratamientos asociados, soplado de líneas de vapor que lo precisen, tarado de válvulas de seguridad, pruebas en carga)
- Prueba de 24 h de funcionamiento en continuo e inicio de explotación.

### **1.3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA:**

Los elementos principales por los que está constituida la instalación eléctrica de la planta son:

- Transformadores
- Celdas de media tensión
- Aparallaje de alta tensión
- Cableado
- Canalizaciones eléctricas
- Red de tierras

#### **1.3.1. Transformadores**

Ambos transformadores estarán acoplados mediante celdas a las barras de 11 kV y cumplirán los ensayos según normativa. Los transformadores estarán dotados de:

- Placa de características
- Aisladores de apoyo para conexión A.T.
- Bornes con protección para regulación de la relación de transformación
- Borne de tierra
- Detectores de temperatura con salida a caja de bornes auxiliares

La refrigeración será por corriente natural de aceite natural, enfriado a su vez por las corrientes de aire que se producen naturalmente alrededor de la cuba, correspondiendo a ello la denominación ONAN,

según UNE 20101. Todos los transformadores cumplirán, en lo que al calentamiento del punto más caliente se refiere, lo indicado en el Anexo A de la norma UNE 20110.

Los equipos deberán de haber sido ensayados de acuerdo con la reglamentación vigente.

#### **1.3.1.1. Transformador de potencia**

Las características del transformador de potencia son las siguientes

Potencia Nominal	30 MVA
Tensión de primario	66±2.5KV
Tensión de secundario	11 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	11%
Grupo de conexión	Dyn11
Aislamiento	Aceite
Calentamiento y accesorios	Según norma CEI 76

#### **1.3.1.2. Transformador de servicios auxiliares:**

Las características del transformador de potencia son las siguientes

Potencia Nominal	2500 KVA
Tensión de primario	11±2.5KV
Tensión de secundario	400-230 V
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	7%
Grupo de conexión	Dyn11
Aislamiento	Aceite
Calentamiento y accesorios	Según norma CEI 76

### 1.3.2. Celdas de media tensión

Se ajustarán a las especificaciones indicadas en la memoria del presente Proyecto.

Las cabinas estarán formadas por una estructura vertical de perfiles laminados en chapa de acero de 2.5 mm de espesor mínimo autoportante, para montaje interior sobre suelo y totalmente cerrada con chapa blanca de 2 mm de espesor mínimo.

La chapa será debidamente tratada contra la oxidación mediante un proceso de desengrase, decapado y fosfatado microcristalino, pasivado y secado en horno, aplicándose posteriormente dos capas de imprimación y pintura de secado al horno aplicándose posteriormente dos capas de imprimación y pintura de secado al horno que conferirán la protección adecuada.

Las cabinas serán accesibles por su frente mediante puertas abisagradas provistas de juntas de neopreno ignífugo y equipadas con un sistema de cierre con tres puntos de anclaje.

Los embarrados de las cabinas serán de cobre electrolítico DIN 40500.

Los conductores de los embarrados estarán dimensionados para soportar la intensidad nominal e irán soportados convenientes sobre piezas aislantes de poliéster reforzado con fibra de vidrio , o de resina epoxy, de forma que los esfuerzos térmicos y dinámicos de la intensidad de cortocircuito.

En el techo de cada cabina se dispondrá de clapetas de apertura rápida para la evacuación de gases en caso de cortocircuito.

Las cabinas se encontrarán correctamente conectadas a tierra, asimismo el suministro de las cabinas deberá incluir todo el cableado necesario para su correcto funcionamiento.

Las cabinas dispondrán en su interior de una instalación de calefacción con objeto de evitar posibles condensaciones de aire en su interior. Esta instalación estará compuesta por resistencias de caldeo de aletas dispuestas adecuadamente.

Las celdas serán adecuadas para las siguientes condiciones:

Frecuencia	50 Hz
Tensión de aislamiento	17,5 KV
Tensión de ensayo	
50 Hz 1min	38 kV eficaz
Onda de choque	85 kV cresta

Enclavamientos:

Todas las cabinas estarán equipadas, como mínimo, con los siguientes enclavamientos mecánicos:

El cierre de aparato funcional sólo será posible si el seccionador de puesta a tierra está abierto.

El cierre de seccionador de puesta a tierra no será posible con el aparato funcional cerrado.

Sólo será posible acceder al compartimento de cables con el seccionador de puesta a tierra cerrado y el aparato funcional abierto.

Además de los enclavamientos descritos, podrá dotarse a las cabinas de enclavamientos por cerradura o candado.

### **1.3.3. Aparallaje de alta tensión**

El aparallaje utilizada en la instalación eléctrica (interruptores, transformadores de intensidad, tensión, auto válvulas,...), deberá ajustarse a las características descritas en la memoria del presente proyecto y a las características técnicas que ofrece el fabricante ser productos estandarizados de fabricantes de reconocido prestigio.

Cumplirán lo especificado en el apartado “Instalación eléctrica” de la memoria del presente proyecto.

### **1.3.4. Conductores**

Los materiales utilizados deberán ser productos estandarizados de fabricantes de reconocido prestigio. Los conductores utilizados serán:

Cable	Conductor seleccionado
Generador-subestación	DHV 8.7/15 KV 3[3(1X300)] mm <sup>2</sup> Cu
Celdas de media tensión auxiliares	DHV 8.7/15 KV 3(1X150) mm <sup>2</sup> Al
Celdas de media tensión a planta.	DHV 8.7/15 KV 3(1X150) mm <sup>2</sup>
Línea subterránea	RHZ 72.5 KV 3(1X240) mm <sup>2</sup> Al

Los conductores DHV, cumplirán las especificaciones de la norma UNE 21123. “Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruidos para tensiones nominales de 1 kV a 30 kV”,

Los conductores RHZ cumplirán las especificaciones en cuanto a materiales en normas UNE-HD 640 y normas CEI 60840.

#### **1.3.4.1. Canalizaciones eléctricas**

##### **1.3.4.1.1. Montaje en zanja**

Las zanjas se harán verticales hasta la profundidad escogida, colocándose entibaciones en los casos en que se garantiza un equilibrio en las condiciones de disipación del calor, que empeora a medida que se aumenta la profundidad, y el valor de la intensidad admisible, aunque menor, es más constante a lo largo del tiempo.

Se procurará dejar un paso de 50 cm entre la zanja y las tierras extraídas, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja. La tierra excavada y el pavimento deben depositarse por separado.

Las dimensiones mínimas de las zanjas serán de 70 cm de profundidad y 40 cm de anchura para canalizaciones bajo acera, y profundidad de 80 cm y anchura de 40 cm para canalizaciones bajo calzada.

El fondo de la zanja, establecida su profundidad, es necesario que esté en terreno firme, en evitación de corrimientos en profundidad que someterán a los cables a esfuerzos por estiramiento.

Cuando en una zanja coincidan cables de distintas tensiones se situarán en bandas horizontales a distinto nivel, de forma que en cada banda se agrupen cables de igual tensión.

La separación entre dos bandas de cables será como mínimo de 20 cm, siendo la más profunda la de mayor tensión.

La separación entre dos ternas de cables unipolares dentro de una misma banda será como mínimo de 20 cm.

Se debe evitar posible acumulación de agua o de gas a lo largo de la canalización, situando convenientemente pozos de escape en relación al perfil altimétrico.

En los cruces con el resto de los servicios habituales en el subsuelo se guardará una prudencial distancia frente a futuras intervenciones, y cuando puedan existir ingerencias de servicio, como es el caso de otros cables eléctricos, conducciones de aguas residuales por el peligro de filtraciones, etc. es conveniente la colocación de un tramo corto de tubular.

Los tubos dispondrán de ensamblamientos que eviten la posibilidad de rozamientos internos contra los bordes durante el tendido. A pesar de ello, se ensamblarán teniendo en cuenta el sentido de tiro del cable, para evitar enganches contra dichos bordes.

Al construir la tubular se recomienda dejar un alambre en su interior que facilite posteriormente el enhebrado de los elementos para limpieza y tendido.

La limpieza consiste en pasar por el interior de los tubos una esfera metálica de diámetro ligeramente inferior a ellos, con movimiento de vaivén, con el propósito de eliminar las filtraciones de cemento que pudieran haber penetrado por las juntas, y posteriormente, de forma similar, pasar un escobillón de arpillera, trapo, etc. para barrer los residuos de cemento u otros.

En los cambios de dirección se construirán arquetas de hormigón o ladrillo, según los planos de detalle, siendo sus dimensiones las necesarias para que el radio de curvatura del tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable. No se admitirán ángulos inferiores a 90° y aún éstos se limitarán a los indispensables. En general los cambios de dirección se harán con ángulos grandes, siendo la longitud mínima de la arqueta 0,8 m.

En la arqueta los tubos quedarán a unos 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable, donde termine el tubo se situará el cable en la parte superior del mismo. En el suelo o paredes laterales se situarán puntos de apoyo de los cables y empalmes, mediante tacos o ménsulas. La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Las arquetas podrán ser registrables o cerradas. En el primer caso deberán tener tapas metálicas, provistas de argollas o ganchos que faciliten su apertura. El fondo de estas arquetas será permeable de forma que permita la filtración del agua de lluvia. Si las arquetas no son registrables se cubrirán con los materiales necesarios. Estas arquetas permitirán la presencia de algún personal para ayuda y observación del tendido y la colocación de rodillos a la entrada y salida de los tubos. Estos rodillos se

colocarán tan elevados, respecto al tubo, como lo permita el diámetro del cable, a fin de evitar el rozamiento contra él.

#### **1.3.4.1.2. Montaje sobre bandeja**

En el trazado sobre bandejas metálicas o de material plástico resistente a los agentes químicos, aceites y grasas, los cables quedarán sujetos mediante grapas aislantes, y se dispondrán formando una sola capa para asegurar una buena ventilación.

#### **1.3.5. Puesta a tierra**

El centro de transformación estará provisto de una instalación de puesta a tierra. Este sistema de puesta a tierra, complementada con los dispositivos de interrupción de corriente, deberá asegurar la descarga a tierra de la intensidad homopolar de defecto, contribuyendo a la eliminación del riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas en el caso de contacto con las masas puestas en tensión.

##### **1.3.5.1. Sistemas de puesta a tierra**

Cuando la tensión de defecto a tierra en el centro de transformación no sea superior a 1000 V se conectarán, a una instalación de tierra general, los siguientes elementos:

- Masas de alta tensión
- Masas de baja tensión
- Envolturas o pantallas metálicas de los cables
- Pantallas o enrejados de protección
- Armaduras metálicas interiores de la edificación
- Cuba metálica de los transformadores
- Pararrayos de alta tensión

- Pararrayos de baja tensión
- Bornes de tierra de los detectores de tensión
- Neutro de los transformadores
- Bornes para la puesta a tierra de los dispositivos portátiles de puesta a tierra

Los elementos que constituyen el sistema de puesta a tierra en el centro transformador son los siguientes:

- Líneas de tierra
- Electrodos de puesta a tierra

Las líneas de tierra estarán constituidas por conductores de cobre. Los conductores a utilizar cumplirán con la norma RU 3401 para los cables de cobre.

En la instalación de puesta a tierra y elementos a ella conectados, se cumplirán las siguientes condiciones:

Llevarán un borne accesible para la medida de la resistencia a tierra.

Todos los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra estarán protegidos, adecuadamente, contra deterioros por acciones mecánicas o de cualquier otra índole.

Los elementos conectados a tierra no estarán intercalados en el circuito como elementos eléctricos en serie, sino que su conexión al mismo se efectuará mediante derivaciones individuales.

La resistencia eléctrica entre cualquier punto de la masa o cualquier elemento metálico unido a ella y el conductor de la línea de tierra, en el punto de penetración en el terreno, será tal que el producto de la misma por la intensidad de defecto máxima prevista en amperios sea igual o inferior a 50 V.

No se unirá a la instalación de puesta a tierra ningún elemento metálico situado en los paramentos exteriores del centro de transformación (puertas, rejillas, estructuras, etc.).

### **1.3.6. Condiciones de instalación y puesta en marcha**

Los principales procesos para ejecutar esta instalación son:

- Preparación de las zonas de trabajo
- Descarga de los componentes y materiales del sistema, traslado interior y asentamiento sobre bancadas, bastidores, pedestales, etc. según corresponda (o en almacén para posterior montaje).
- Montaje e interconexión eléctrica (montaje y conexionado de cuadros, cabinas, equipos y aparata suelta, tendido de bandejas y cables con sus soportes y accesorios).
- Pruebas en frío, previas a dar tensión o a interconectarse con red (medidas de aislamiento de cables y cabinas, medidas de resistencia de red de tierras (herrajes y neutro), medidas de tensiones de paso y de contacto (interior y exterior), tarado y verificación de actuación de relés, verificación de enclavamientos, comprobación de otras señales internas y con otros sistemas).
- Pruebas en caliente o posteriores a la puesta en tensión (secuencia de puesta en tensión de todos los sectores del sistema, comprobación de secuencia de fases en lado acometida y lado generación, pruebas de sincronismo con cada grupo, pruebas en carga, pruebas de paso a isla y resincronización, verificación de funcionamiento de equipos de medida)
- Prueba de 24 h de funcionamiento en continuo e inicio de explotación.

## 1.4. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

Este apartado tiene por objeto fijar los requisitos técnicos esenciales y las medidas de seguridad mínimas que deben observarse al proyectar, construir y explotar el sistema de distribución de gas natural y estación de regulación y medida, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Redes y Acometidas de Combustibles Gaseosos.

### 1.4.1. Conducciones de gas natural

#### 1.4.1.1. Materiales

La tubería para la conducción de gas natural utilizada en la acometida en alta presión tipo se fabricará en acero al carbono sin soldadura de acuerdo con las disposiciones de la norma API 5L, Specification for Line Pipe del Instituto Americano del Petróleo, para Tubería de acero estirado sin soldadura o acero soldado helicoidal o longitudinalmente. La calidad del acero utilizado corresponderá con un grado B de ejecución. Las conducciones utilizadas serán

Canalización	Diámetro nominal	Espesor comercial
Acometida interior	DN 80 (3")	5,74
Línea salida 1er regulador	DN 100 (4")	6,02
Línea salida 2er regulador	DN 200 (8")	8,18
Turbina	DN 80 (3")	5,49
Quemadores	DN 200 (8")	8,18
Otros procesos	DN 80 (3")	5,49

#### **1.4.1.2. Obra mecánica**

Antes de comenzar el montaje se inspeccionarán los materiales a utilizar comprobando que su estado de conservación es satisfactorio, y procediendo a su limpieza interior, si fuera necesario, antes de su colocación definitiva en la obra.

A continuación se procederá a cortar la tubería en las dimensiones establecidas cuidando que no queden rebabas en el interior, y que el corte deje los bordes suficientemente achaflanados para su soldadura.

Los tubos no se podrán arrastrar ni hacer rodar por el suelo, evitando todo tipo de impactos sobre los mismos, sobre todo en las operaciones de carga y descarga.

Antes de proceder a dar la soldadura se limpiarán con cepillo mecánico de acero todos los extremos biselados y bordes de los tubos. También se limpiará una zona de 3 cm de ancho, como mínimo, en la parte exterior e interior de la tubería. Las rebabas, rebajes o irregularidades en el borde biselado se eliminarán con ayuda de un disco de abrasión giratorio.

En las soldaduras se pondrá especial cuidado en evitar que pueda gotear material fundido al interior de la tubería, y que pueda quedar escoria ocluida entre los sucesivos cordones.

Las uniones soldadas se marcarán con un número que se denominará N<sup>o</sup> de unión.

El tubo revestido, una vez instalado en el fondo de la zanja, se procederá a comprobar que no ha sufrido daño en su revestimiento.

La vigilancia y control de la colocación de tubos, la realización de uniones y los ensayos y pruebas a ejecutar los hará la propia

Empresa Distribuidora de gas o una empresa especialista designada por el mismo.

#### **1.4.1.3. Inspecciones y ensayos**

Las inspecciones y ensayos a realizar en la tubería sin soldadura deben indicarse en las especificaciones de suministro. Se toma como base la especificación API 5L, complementada con requerimientos adicionales preparados por el fabricante.

Las inspecciones y ensayos deben cubrir defectos provenientes de la materia prima.

Los ensayos que se realizan son los siguientes.

- Comprobación de la composición química.
- Ensayo de tracción con comprobación de la carga de rotura, límite elástico y alargamiento.
- Ensayo de resiliencia.
- Prueba hidráulica, que someterá el material a una tensión transversal entre el 95 % y el 100 % del límite elástico mínimo especificado

Las inspecciones no destructivas que se realizan son:

- Inspección visual de los tubos terminados, comprobando la ausencia de defectos externos (grietas, exfoliaciones, hendiduras, etc.) y el cumplimiento de las características dimensionales (espesor de pared, longitud, rectitud, ovalidad, etc.).
- Inspección de los tubos completos mediante ultrasonidos u otro sistema con el fin de comprobar la ausencia de defectos internos. Esta inspección será automática salvo en los extremos, donde se realiza por ultrasonidos manual o por corrientes inducidas, debido

a que la anterior pierde fiabilidad al aparecer ecos que distorsionan la medida.

#### **1.4.2. Condiciones de la E.R.M**

Al proyectar la estación, deberá tenerse en cuenta la eventual necesidad de dotarla de:

- Sistema de filtrado de gas.
- Sistema de seguridad contra sobrepresiones
- Ventilación.

En el interior de la estación de regulación y medida solamente deberá instalarse en el mismo el equipo necesario para el propio funcionamiento de la estación.

Con el fin de evitar la formación de atmósferas explosivas por acumulación accidental de gas, los locales donde estén ubicadas las estaciones de regulación y medida deberán poseer entrada y salida de aire independientes de ventilación.

Con el fin de evitar sobrepresiones a la salida de una estación reguladora, se dispondrá de un sistema de seguridad que limite las consecuencias de esta eventualidad.

Cuando para ello se use válvula de seguridad con descarga a la atmósfera, se dispondrá un sistema de evacuación del gas que evite posibles daños a personas o cosas que se hallen en las proximidades de la estación.

##### **1.4.2.1. Condiciones de instalación y puesta en marcha**

Los principales procesos para ejecutar esta instalación son:

- Preparación de las zonas de trabajo
- Descarga de los componentes del sistema, traslado interior y asentamiento sobre bastidores o en almacén para posterior montaje.
- Montaje e interconexión mecánica (montaje de equipos, manipulación y montaje (aéreo o enterrado) de tuberías, montaje de soportes, pintura, calorifugado o encintado si procede)
- Montaje e interconexión eléctrica (cableado de medida y control con sus soportes y accesorios).
- Pruebas en frío o previas a puesta en gas (verificación de ejecución, radiografiado de soldaduras o ensayos no destructivos, pruebas hidráulicas y de estanqueidad, limpieza y secado de tuberías e inertización si procede, puesta en tensión de correctores, comprobación de señales internas y con otros sistemas).
- Se deberá hacer una prueba hidráulica con agua, gas o aire, a una presión de 1,2 veces la presión máxima de servicio en aquellas partes del circuito de alta presión que sea posible.
- Pruebas en caliente o posteriores a la puesta en gas (puesta en gas de acometida y de ERM, ajuste y tarado de equipos de regulación, seguridad y medida, puesta en gas de líneas de distribución, soplado con gas de línea a turbina, pruebas de equipos receptores).
- Prueba de 24 h de funcionamiento en continuo e inicio de explotación.

## PRESUPUESTO

**CAPÍTULO I : INSTALACIONES MECÁNICAS**

<b>Nº</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio (€/Ud.)</b>	<b>Medición</b>	<b>Importe ( €)</b>
01	u	Instalación de regulación y medida de gas natural G-650, con una presión de entrada de 72, con dos líneas e instalaciones según planos incluyendo las tuberías de conexión con la empresa suministradora de acero al carbono, así como la correspondiente valvulería, filtros, intercambiadores, calderas y elementos de control, incluso pruebas de puesta en marcha y montaje de la misma.	414.914	1	414.914
02	m <sup>2</sup>	Instalaciones mecánicas de montaje de la caldera de recuperación y turbina así como conexión con el grupo turbina, incluyendo bridas, válvulas y accesorios para el montaje	756.000	1	756.000
<b>TOTAL CAPITULO I</b>					<b>1.170.914€</b>

**CAPÍTULO II : BIENES DE EQUIPO**

<b>Nº</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio (€/Ud.)</b>	<b>Medición</b>	<b>Importe ( €)</b>
		<p>Suministro de Turbina de Gas RB-2211 Rolls-Royce y accesorios incluyendo:</p> <p>-Alternador trifásico para turbina de gas de dos polos de 25 MVA, 11 KV y 50 Hz, con un factor de potencia mínimo de 0.8, con su correspondiente sistema de refrigeración, bancada con pernos y tuercas de anclaje, cableado de fuerza y control.</p>			
01	u	<p>- Sistema de lubricación y control hidráulico del grupo turbogenerador, incluyendo bombas de lubricación, filtros, aerorefrigeradores, sistema de tuberías.</p> <p>-Otros equipos</p> <p>Incluso suministro en equipo modular compacto, así como montaje y pruebas y puesta en marcha.</p>	11.300.000	1	11.300.000
02	u	<p>Caldera de Recuperación de calor, de circulación natural y flujo horizontal, con el correspondiente sistema de by-pass de caldera de vapor, sistema de drenajes y purgas, desaireadores, y demás accesorios , incluye quemadores de postcombustión y sistema de control.</p>	2.000.000	1	2.000.000
<b>TOTAL CAPITULO II</b>					<b>13.300.000 €</b>

### CAPÍTULO III : INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y SUBESTACIÓN

Nº	Ud	Descripción	Precio (€/Ud.)	Medición	Importe ( €)
01	u	Montaje y suministro de transformador de potencia de 30 MVA 66/11kV , en baño de aceite con refrigeración tipo ONAN con conexión Dyn11, incluyendo accesorios.	376.984	1	376.984
02	u.	Montaje y suministro de transformador de servicios auxiliares de 2500 kVA 11/0.4 kV, en baño de aceite con refrigeración tipo ONAN con conexión Dyn11, incluyendo accesorios.	35.000	1	35.000
03	u.	Montaje y suministro de los transformadores de intensidad ARTECHE CA-72-E	3.000	3	9.000
04	u.	Montaje y suministro de los transformadores de tensión ARTECHE UTE-72	2.800	3	8.400
05	u.	Montaje y suministro de un seccionador trifásico de 66 Kv MESA SGC3 APT.	8.755	1	8.755
06	u.	Montaje y suministro de autoválvulas de 66 KV Bowthorpe MBA-2-60.	1.807	6	10.842
06	u.	Estructura metálica de apoyo de la aparamenta	3.000	1	3.000
07	u.	Montaje y suministro de interruptor tripolar de 66 kV automático SF6 de 800A GEC-ALSHTOM FXT-9.	17.600	1	17.600

08	u.	Montaje y suministro de equipos de celdas de media tensión.	8.000	4	32.000
09	u.	Montaje de cuadros de control y protecciones en 66 kV	15.000	1	15.000
10	u.	Montaje y suministro de equipos de protección y control de transformador de potencia	5.000	1	5.000
11	u.	Montaje y suministro de equipos de control y protección de transformador auxiliar	4.800	1	4.800
12	u.	Montaje y suministro de embarrado	2.500	1	2.500
13	m.	Montaje y suministro de cable DHV 8.7/15 KV 3(1X150) mm <sup>2</sup> Al	38	50	1.900
14	m	Montaje y suministro de cable DHV 8.7/15 KV 3(1X300) mm <sup>2</sup> Cu	45	40	1.800
15	m	Montaje y suministro de cable RHZ 72.5 KV 3(1X240) mm <sup>2</sup> Al.	45	600	27.000
15	u.	Cable de fuerza para distribución en baja tensión y alimentación de equipos.	20.000	1	20.000
16	u.	Redes de puesta a tierra de centro de transformación y de estructuras metálicas en la instalación.	6.000	1	6.000
17	u.	Suministro y montaje de equipo rectificador y baterías	8.700	1	8.700

---

**TOTAL CAPITULO III**

**594.281€**

<b>MEDICIONES Y PRESUPUESTO: RESUMEN</b>
--

<b>Capítulo:</b>	<b>Importe ( € )</b>
<b>I Instalaciones mecánicas</b>	1.170.914 €
<b>II Bienes de equipo</b>	13.300.000 €
<b>III Instalación eléctrica y subestación</b>	594.281 €
<b>Importe de ejecución material</b>	15.065.195 €
<b>6% de Beneficio industrial</b>	903.912 €
<b>13% de Gastos Generales</b>	1.958.475 €
<b>Importe de ejecución</b>	17.927.582€
<b>21% de IVA</b>	3.764.792 €
<b>Importe TOTAL</b>	21.692.374 €

